OPTIMIZACION DE LOS PARAMETROS DE UNA LINEA DE TRANSMISION, MEDIANTE METODOS NUMERICOS Y PROGRAMACION DIGITAL

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE INGENIERO EN LA ESPECIALIZACION DE ELECTRICIDAD (FUERZA) DE LA ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

CARLOS VINICIO DAVILA ENRIQUEZ

Quito, Marzo de 1974

Certifico que la presente TESIS, ha sido realizada en su totalidad por el señor Vinicio Dávila E.

ING. PATRICIO ENRIQUEZ V.

Director de Tesis

A MI ESPOSA

A MIS PADRES

AGRADECIMIENTO

Al señor Ingeniero Patricio Enríquez V., por su valiosa dirección y orientación.

A la señora María Cisneros, que tan gentilmente transcribió mecanográficamente los manuscritos originales.

A todos los compañeros y amigos del Departamento de Ingeniería Eléctrica del Instituto Ecuatoriano de Electrificación y a cada una de las personas que de una u otra forma colaboraron para la realización de este trabajo.

I N D I C E

Pág.

CAPITULO I

1. OBJETIVO..... 1

CAPITULO II

2. DESCRIPCION..... 3

CAPITULO III

3. CONDUCTORES Y VANOS..... 18

CAPITULO IV

4. ANALISIS DE FLECHAS Y TENSIONES..... 22

4.1 Estados Básicos..... 31

4.2 Resolución de la Ecuación de Cambio de Estado, Análisis Numéricos..... 40

4.2.1 Solución por el Método de Newton..... 41

4.2.2 Otras Soluciones..... 49

4.2.3 Comparación..... 57

Pág.

CAPITULO V

5. ANALISIS DE ESTRUCTURAS..... 60

5.1 Tipos de Estructuras..... 60

5.1.1 Estructuras metalicas..... 62

5.1.2 Estructuras de madera..... 64

5.1.3 Estructuras de hormigón..... 66

5.2 Esfuerzos que soportan..... 68

5.2.1 Cargas Verticales..... 68

5.2.2 Cargas Transversales..... 72

5.2.3 Cargas Longitudinales..... 74

5.2.4 Viento sobre la estructura..... 76

5.2.5 Cargas Muertas..... 78

5.3 Características Físicas..... 78

5.3.1 Peso..... 78

5.3.2 Altura..... 81

5.3.3 Requerimientos para Estructuras de Madera..... 85

5.3.4 Requerimientos para Estructuras de Hormigón..... 91

CAPITULO VI

6. ANALISIS DE PERDIDAS..... 97

6.1 Pérdidas de Potencia..... 97

		Pág.
6.2	Pérdidas de energía.....	99
6.3	Pérdidas por efecto corona.....	101
6.3.1	Formación de corona.....	101
6.3.2	Cálculo de las pérdidas.....	102
6.3.3	Métodos de cálculo actuales.....	109

CAPITULO VII

7.	ANALISIS DE LOS COSTOS.....	121
7.1	Costos de Inversión.....	121
7.1.1	Adquisición de derechos de paso.....	122
7.1.2	Caminos de Acceso y Limpieza de la Brecha Forestal.....	123
7.1.3	Estructuras y Accesorios.....	125
7.1.4	Conductores y Accesorios.....	126
7.1.5	Hilo de Guardia y Accesorios.....	128
7.1.6	Estudios y proyecto.....	129
7.1.7	Costo Total de la Línea.....	129
7.2	Costo Total Anual de Operación.....	130
7.2.1	Cargas Fijas de Inversión.....	130
7.2.2	Costos Variables de Operación.....	131
7.3	Optimización del Vano y del Conductor.....	132

C A P I T U L O I

1. OBJETIVO

En el diseño de líneas aéreas de transmisión se requiere conocer datos básicos como el conductor óptimo y el vano económico medio, además de costos aproximados en base a los cuales iniciar el diseño a nivel de anteproyecto.

El cálculo manual de dichos elementos representa una tarea larga y repetitiva para el ingeniero, además de que, por intervenir numerosos parámetros eléctricos, mecánicos y económicos, el análisis no puede realizarse tan meticulosamente y considerarse en él todas las alternativas como se quisiera dada la importancia del problema, lo cual ha sido reconocido en muchos países en los que se utilizan las técnicas más modernas con el objeto de conseguir la máxima eficiencia y el mínimo costo.

El auxilio de la computación y métodos digitales cuando se presentan cálculos repetitivos y rutinarios, es algo que debe propugnarse, pues no se debe ignorar a una herramienta tan útil como la computadora.

En los capítulos siguientes, se hace una descripción de la utilización de métodos numéricos y conceptos fundamentales necesarios para la elaboración de un programa que lleva a la determinación del vano y conductor económicos, en etapa de anteproyecto de una línea de transmisión.

Este programa ha sido desarrollado por el personal de Diseño Eléctrico del Instituto Ecuatoriano de Electrificación. Personalmente he participado en la elaboración de este programa desde sus principios, he aumentado algunos subprogramas y realizado modificaciones con el fin de perfeccionarlo.

El objetivo de este trabajo, no es el conseguir un programa perfecto, sino el de dar la pauta para que se le sigan introduciendo innovaciones que lo hagan más versátil en cuanto a la utilización de estructuras de diferentes tipos y materiales, que lo hagan menos complejo y más rápido y por último propugnar el aprovechamiento de las nuevas técnicas en la solución de los múltiples problemas que se presentan en el diseño de ingeniería.

C A P I T U L O I I

2. DESCRIPCION

El programa está escrito en FORTRAN IV BASICO y es apropiado para procesarse en un computador IBM del sistema 1130. Básicamente consta de un programa principal propiamente dicho (ver Diagrama de Flujo: Figura 8-1) y de siete subprogramas o subrutinas que son:

- CNSAG Calcula las flechas y tensiones de cada tipo de conductor, utilizando la ecuación de cambio de estado, hasta para 6 condiciones climatológicas o estados; ver el Diagrama de Flujo de esta subrutina, Figura 4-2.
- NEWT Resuelve las ecuaciones de cambio de estado de la subrutina anterior; ver Diagrama de Flujo de esta subrutina, Figura 4-5.
- TOWER Calcula el peso de las torres; ver Diagrama de Flujo de esta subrutina, Figura 5-4.
- LOSS Calcula las pérdidas de potencia y energía en la línea; ver el Diagrama de Flujo de esta subrutina, Figura 6-3.
- PERCO Calcula las pérdidas promedio por efecto corona

en la línea; ver el Diagrama de Flujo, Figura 6-4.

- INTRP Determina la ordenada de la función f (E/Eo) para calcular las pérdidas de corona; ver el Diagrama de Flujo de esta subrutina, Figura 6-5.
- OUTP Esta subrutina simplemente se la utiliza para imprimir en las hojas de resultados los datos de entrada del programa.

El programa principal comienza leyendo todos los datos de entrada cuya lista aparece en 8-1 y calcula las pérdidas por efecto corona para cada uno de los conductores mediante la subrutina PERCO, llama a la subrutina OUTP para imprimir todos los datos de entrada y las pérdidas por corona para cada conductor. Luego toma el primer conductor J = 1, y asume como vano el vano inicial estipulado en los datos de entrada. A continuación llama a la subrutina CNSAG para el cálculo de flechas y tensiones en cada una de las condiciones climatológicas que se asuman para el estudio.

Luego selecciona la flecha máxima (SAGF) y la tensión máxima (TENCN (1) = Tensión en el estado de carga más riguro - sa) con las que entra en la subrutina TOWER para el cálculo del peso de las estructuras. Determina la altura de la

torre de suspensión y llama a la subrutina LOSS para el cálculo de las pérdidas de potencia y energía.

En base a los resultados de TOWER y como se describe en detalle en 7.1, se calcula los costos de inversión debidos a: conductor, hilo de guardia, estructuras, accesorios, adquisición de derechos de paso, limpieza de la brecha forestal y caminos de acceso, estudios, supervisión, administración e imprevistos.

El programa calcula el costo de la anualidad, multiplicando el costo total de inversión por el factor CRF (Capital Recovery Factor), obtenido de tablas para: el período en años asumido en el estudio y el interés.

Las pérdidas por efecto corona calculadas inicialmente se añaden a las pérdidas de potencia y energía producidas en cada año y determina su costo; a este costo se suma el de la anualidad con lo que se obtiene el costo total de la línea en cada año, todos estos costos al ser traídos a valor presente y sumados constituyen el costo total de la línea en valor presente, que servirá para la comparación.

Este costo y los demás resultados que se indican en 8.3

los imprime para el vano inicial y el primer conductor.

Después el programa procede a realizar todo el procedimiento antes indicado para un nuevo vano, el cual se obtiene sumando un incremento de longitud al vano anterior, y así suscesivamente, hasta analizar el primer conductor con el vano máximo que se quiera estudiar; luego de lo cual pasa a un nuevo conductor J = 2 y el proceso se repite. El programa realizará este procedimiento hasta analizar todos los conductores que se hayan propuesto para el estudio.

A continuación se enlistan los símbolos que se han utilizado para designar las variables usadas en el problema. Los símbolos que aparecen en la primera columna son los de las variables en el programa fuente para la solución en el computador. Los símbolos en la segunda columna son los que se utilizan en las ecuaciones matemáticas a través de todo el texto.

SIMBOLO USADO EN PROGRAMA	SIMBOLO USADO EN TEXTO	DEFINICION
ANUAC	ANUALIDAD	Costo anual de la inversión inicial total por milla (U.S.$).
BTORR	b	Presión barométrica a H metros sobre el nivel del mar (cm).
CMT		Costo total del acero de las torres por milla (U.S.$).
CTSA1		Costo del transporte, seguro y almacenaje del material de las torres, por milla (U.S.$).
CMOT1		Costo de la mano de obra, cargas sociales y transporte local para el montaje de las torres, por milla (U.S.$).
CREA		Costo parcial total (suma de los 3 últimos costos) de las torres, por milla (U.S.$).
CTEA		Costo total de las torres por milla (U.S.$).
CTSA2		Costo del transporte, seguro y almacenaje de conductores por milla (U.S.$).

SIMBOLO USADO EN PROGRAMA	SIMBOLO USADO EN TEXTO	DEFINICION
CMOT2		Costo de la mano de obra, cargas sociales y transporte local para el montaje de los conductores por milla (U.S.$).
CRCND		Costo parcial total de los conductores por milla (U.S.$).
CTCND		Costo total de los conductores por milla (U.S.$).
CTSA3		Costo del transporte, seguro y almacenaje del hilo de guardia, por milla (U.S.$).
CMOT3		Costo de la mano de obra, cargas sociales y transporte local para el montaje del hilo de guardia por milla (U.S.$).
CRGWS		Costo parcial total del hilo de guardia por milla (U.S.$).
CTGWS		Costo total del hilo de guardia por milla (U.S.$).
CMACS		Costo de todos los accesorios por milla (U.S.$).

SIMBOLO USADO EN PROGRAMA	SIMBOLO USADO EN TEXTO	DEFINICION
CTSA4		Costo del transporte, seguro y almacenaje de los accesorios por milla (U.S.$).
CMOT4		Costo de la mano de obra, cargas sociales y transporte local para el montaje de los accesorios por milla (U.S.$).
CRACS		Costo parcial total de los accesorios por milla (U.S.$).
CTACS		Costo total de los accesorios por milla (U.S.$).
CRDPS		Costo de expropiación parcial total de los derechos de paso por milla (U.S.$).
CTDPS		Costo total de expropiación de los derechos de paso por milla (U.S.$)
CRCLB	LB + CA	Costo parcial total de limpieza de derechos de paso y apertura de caminos de acceso por milla (U.S.$)
CTCLB		Costo total de limpieza de derechos de paso y apertura de cami -

SIMBOLO USADO EN PROGRAMA	SIMBOLO USADO EN TEXTO	DEFINICION
		nos de acceso por milla (U.S.$).
CREP		Costo de los estudios y proyecto de la línea por milla (U.S.$).
CCOST	CTI	Costo total de la línea de transmisión por milla (U.S.$).
COSLS		Costo total de las pérdidas de potencia y energía (incluídas las pérdidas por corona) por milla (U.S.$).
CORLB	p_b	Pérdidas de corona en buen tiempo (kW/3 Ø/milla).
CORLM	p_m	Pérdidas de corona en mal tiempo (kW/3 Ø/milla).
CORLS	p_{av}	Pérdidas de corona anuales promedias (kW/3 Ø/milla).
DELTA	δ	Densidad relativa del aire.
DTHK	D + 2t	Diámetro del conductor, más hielo (plg).
DGTH		Diámetro del hilo de guardia más hilo (plg).
DIST	DMG/r	Relación entre distancia media geo

SIMBOLO USADO EN PROGRAMA	SIMBOLO USADO EN TEXTO	DEFINICION
		métrica y el radio del conductor.
DIVS	lg(DMG/r)	Logaritmo base 10 de DIST.
ENRGC		Costo total de las pérdidas de energía por milla y por año (U.S.$)
ENRGY	p_e	Pérdidas de energía(Kwh/milla/año)
FORCN	T	Carga transversal sobre cada conductor debida al viento y al cambio de dirección de la línea (lb).
FORGW		Carga transversal sobre cada hilo de guardia debida al viento y al cambio de dirección de la línea. (lb).
F	F	Función de E/Eo.
HLCN	h_{min} + S	Altura mínima más flecha máxima al conductor inferior (pies).
HEFF	h	Altura desde la base de la torre al centro de gravedad de las cargas aplicadas (pies).
HTOW	H_T	Altura de la torre de suspensión (pies).
I	I_{mx}	Corriente debida a la potencia máxi

SIMBOLO USADO EN PROGRAMA	SIMBOLO USADO EN TEXTO	DEFINICION
		ma a transmitirse por cada conductor (KAmp).
OVRMT	M	Momento de volteo respecto a la base (lb-pie).
POWRL	$p_{3\phi}$	Pérdidas de potencia por milla(kW)
PCOND		Costo de los conductores por milla (U.S.$).
POWRC		Costo de las pérdidas de potencia por milla (U.S.$).
PWGW		Costo de los hilos de guardia por milla (U.S.$).
PRCOS		Valor presente del costo total de pérdidas de potencia y energía, para cada año y por milla (U.S.$).
PVTCA		Valor presente del costo total anual, para cada año y por milla , (U.S.$).
RELC1	E/Eo	Relación del voltaje de fase a tierra al voltaje crítico disruptivo, para buen tiempo.
RELC2	E/0.8 Eo	Relación del voltaje de fase a tie

SIMBOLO USADO EN PROGRAMA	SIMBOLO USADO EN TEXTO	DEFINICION
		rra al voltaje crítico disruptivo para mal tiempo.
SAG	S	Flecha del conductor (pies).
SAGIN	S_1 %	Flecha en porcentaje con respecto al vano en el estado inicial.
SAGPR	S_2 %	Flecha en porcentaje con respecto al vano, al cambiar de condicio - nes (en el estado buscado).
SAGF		Flecha máxima (pies).
SPAN	a	Vano (pies).
SPAN2	1.5 a	Vano asumido para las cargas verticales considerando una relación de vano peso a vano viento de 1.5 para terrenos moderamente irregulares.
SPIM1		Costo de supervisión e imprevis - tos para el montaje de las torres por milla (U.S.$).
SPIM2		Costo de supervisión e imprevis - tos para el montaje de los conductores por milla (U.S.$).

SIMBOLO USADO EN PROGRAMA	SIMBOLO USADO EN TEXTO	DEFINICION
SPIM3		Costo de supervisión e imprevis - tos para el montaje del hilo de guardia por milla (U.S.$).
SPIM4		Costo de supervisión e imprevis - tos para el montaje de todos los accesorios por milla (U.S.$).
SPIM5		Costo de supervisión e imprevistos para los gastos de expropiación de los derechos de paso por milla (U. S.$).
SPIM6		Costo de supervisión e imprevistos para los gastos de limpieza de los derechos de paso y caminos de ac- ceso por milla (U.S.$).
SUM		Costo total en valor presente de las pérdidas totales de potencia y energía por milla (U.S.$).
TCAN		Costo total anual por milla (U.S. $).
TENCN		Tensión de trabajo del conductor (lb).

SIMBOLO USADO EN PROGRAMA	SIMBOLO USADO EN TEXTO	DEFINICION.
TENGW		Tensión de trabajo del hilo de guardia (lb).
TRNLD	T	Carga transversal total sobre los conductores e hilo de guardia(lb)
VERLD	V	Carga vertical total debida a los conductores e hilo de guardia(lb)
VCRD	Eo	Voltaje crítico disruptivo (kV).
VFN	E	Voltaje fase tierra (kV).
VPCOS		Suma del valor presente de todos los costos totales anuales por milla (U.S.$).
WC	$w_o \times 5280$	Peso de cada conductor por milla (lb).
WCNIC	wxa	Peso del conductor y el hielo en cada vano (lb).
WEIGT	W	Resultante del peso del conductor y el hielo como carga vertical y de la carga transversal del viento (lb/1000 pies).
WENDT	W_R	Peso de la torre de retención-terminal (lb).
WGW		Peso de cada hilo de guardia por

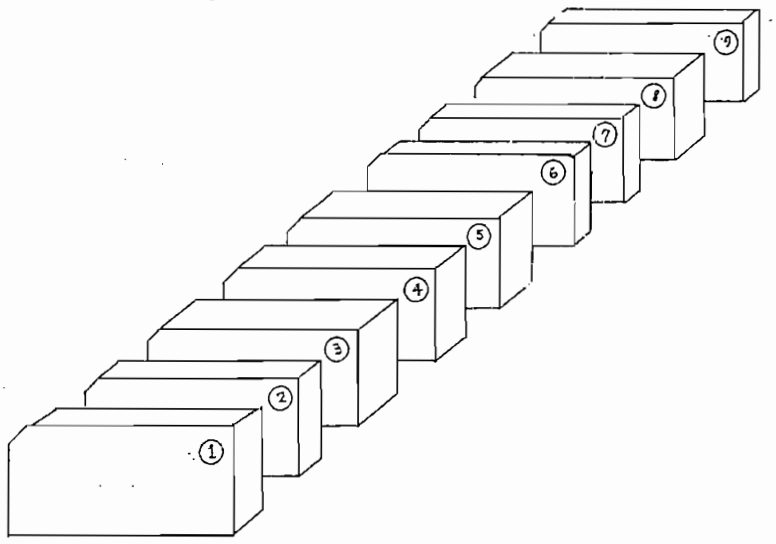
SIMBOLO USADO EN PROGRAMA	SIMBOLO USADO EN TEXTO	DEFINICION
		milla (lb).
WICE	pxa	Peso del hielo en cada vano (lb).
WIND	v x a	Carga sobre el conductor debida al viento en cada vano (lb).
WT		Peso de torres por milla (lb).
WTNTW	W_T	Peso de torre tangente (lb).
WTWER		Peso de cada torre (promedio de 22 % de torres de retención y 78% de torres tangentes) (lb).

NOTA: En esta lista no se incluyen los nombres de variables, correspondientes a datos de entrada, ver esta lista en 8-1.

Se usa en este programa unidades del Sistema Inglés, en vista de que existen constantes incluídas en algunas fórmulas y además porque en gran parte de los datos de entrada como se verá más adelante en 8.1, corresponden a conductores e hilos de guardia, estos datos hay que obtenerlos principalmente de catálogos en los que se tienen las unidades en el Sistema Inglés.

La forma de acomodar los fajos de tarjetas se muestra en la Figu-

ra 2-1, siguiente:



1. Subrutina LOSS
2. Subrutina NEWT
3. Subrutina TOWER
4. Subrutina CNSAG
5. Subrutina PERCO
6. Subrutina INTRP
7. Subrutina OUTP
8. Programa Principal ECSP3
9. Datos

Figura 2 - 1

C A P I T U L O I I I

3. CONDUCTORES Y VANOS

Los conductores representan, tanto funcional como económicamente, el componente más importante de una línea de transmisión, su escogimiento afecta no solo al costo de la línea y diseño de las estructuras de soporte, sino a la confiabilidad misma de la línea; también afecta a las pérdidas de potencia, caídas de tensión y radio interferencia, esto último en el caso de voltajes muy altos.

Como los conductores se hallan expuestos al viento, a la lluvia, a cargas de hielo, a cambios de temperatura y a efectos químicos, se requieren muchas exigencias de ellos, las mismas que en algunos casos se encuentran en contraposición; las principales propiedades que deben tener, son:

a. Baja resistividad para que las caídas de tensión y las pérdidas de potencia sean mínimas.

b. Alta resistencia a la tracción para conseguir vanos largos. Si ésta es baja, la flecha obtenida (la cual es proporcional al cuadrado del vano) será excesiva, por lo que se requerirán estructuras de soporte más altas y por tanto caras.

c. Bajo peso unitario para facilitar y abaratar el transporte y el montaje; pero al mismo tiempo un peso unitario lo suficientemente alto para evitar deflexiones excesivas debidas al viento.

d. Un diámetro pequeño para reducir la presión debida al viento y por otro lado un diámetro grande para reducir las pérdidas y radio interferencias producidas por efecto corona.

e. Adecuada resistencia a los efectos químicos, a la intemperie y a la vibración.

f. Suficiente dureza para evitar daños durante el montaje.

g. Adecuados para ser usados otra vez luego de desmontados.

h. Precio bajo.

Existen en la actualidad muchos tipos de conductores, pero se ha generalizado para líneas de transmisión, especialmente en voltajes altos, el uso del conductor de aluminio cableado reforzado con alma de acero (ACSR), el cual presenta muchas ventajas en relación con el conductor de cobre. Entre las principales están que el ACSR a pesar de tener una sección transversal mayor para la misma capacidad de conducción que el cobre, tiene un peso bastante menor, que junto con su alta resistencia a la tracción, hacen posible obtener flechas más pequeñas, con lo que se consiguen vanos más largos o estructuras de soporte mas bajas. La práctica favorece el tratar de conseguir vanos más largos, porque se reduce el número de estructuras y aisladores. Otra ventaja importante, especialmente en líneas de transmisión a voltajes muy altos, es que al tenerse un mayor diámetro con el ACSR, se consigue un límite de corona (voltaje de disrupción) más alto y por tanto menores pérdidas.

En consecuencia, es necesario en primer lugar: escoger el

nor, que junto con su alta resistencia a la tracción, hacen posible obtener flechas más pequeñas, con lo que se consiguen vanos más largos o estructuras de soporte mas bajas. La práctica favorece el tratar de conseguir vanos más largos, porque se reduce el número de estructuras y aisladores. Otra ventaja importante, especialmente en líneas de transmisión a voltajes muy altos, es que al tenerse un mayor diametro con el ACSR, se consigue un límite de corona (voltaje de disrupción) más alto y por tanto menores pérdidas.

En consecuencia, es necesario en primer lugar: escoger el calibre del conductor, pues la economía que se conseguirá en la construcción de la línea de transmisión dependerá principalmente del correcto escogimiento del conductor y de la coordinación que se haga con sus características estructurales y las de sus soportes; y en segundo lugar, seleccionar el vano básico o vano normal, que es el vano más económico para el cual se diseña la línea de transmisión. Se determinará para las condiciones de carga asumidas en el estudio de varios conductores con los que se hará el análisis; teniendo en cuenta que se puede incrementar la longitud del vano y con ello la altura y robustez de las estructuras de soporte, pasando por una longitud que será

la del vano óptimo o económico. Las plantillas con las que se hará la ubicación preliminar de estructuras se las dibuja con los parámetros determinados en base a este vano económico, por demás esta decir que se lo tratará de mantener en lo posible cuando se está ubicando las estructuras en el perfil.

El vano básico, no debe confundirse con el vano equivalente o vano regla (ruling span) que es aquel vano que producirá la misma tensión promedia, a distintas temperaturas, en todas las estructuras comprendidas en un tramo de línea que está conformado por vanos de longitud diferente, debido esto a la topografía del terreno; se lo calcula con la siguiente fórmula:

$$\text{Vano Regla} = \sqrt{\frac{a_1^3 + a_2^3 + \dots + a_n^3}{a_1 + a_2 + \dots + a_n}} \qquad (3\text{-}1)$$

Donde: a_1, a_2, ... , a_n son las longitudes de todos los vanos comprendidos entre dos estructuras de retención.

CAPITULO IV

4. ANALISIS DE FLECHAS Y TENSIONES

En el diseño de líneas de transmisión aéreas, uno de los aspectos más importantes es el cálculo del comportamiento mecánico del conductor. Esto es la determinación de sus tensiones y flechas, especialmente por razones de seguridad en vista de que los conductores deben mantener distancias mínimas al suelo, carreteras, caminos, edificios, otras líneas de transmisión, etc., bajo las condiciones más variables de temperatura, viento o carga de hielo.

Además, los conductores no deben exceder ciertos valores de tensión aún en las peores condiciones de carga. Una adecuada selección de tensiones y por lo tanto de flechas, será seguida por la obtención de óptimos pesos en estructuras de soporte y fundaciones, consiguiendo que el costo de la línea de transmisión sea el más económico, desde este punto de vista.

La teoría para el cálculo de flechas y tensiones está basada en el hecho de que si un conductor cableado, flexible, de peso uniforme, se suspende de dos puntos que se ha

llan al mismo nivel, dicho conductor asume la forma de una curva conocida como catenaria.

En vista de que las matemáticas de la catenaria son bastante laboriosas, se asume una curva parabólica, lo cual para el cálculo de líneas de transmisión es bastante exacto. Con esta sustitución el error que se comete (L 3)con flechas menores del 6 % del vano es del orden del 0.5 % , este error en la determinación de la flecha, aumenta rápidamente, y para flechas del orden de un 10 % del vano, la ecuación de la parábola da flechas un 2 % menores que empleando la ecuación de la catenaria.

La determinación de la fórmula básica para la parábola,es la siguiente:

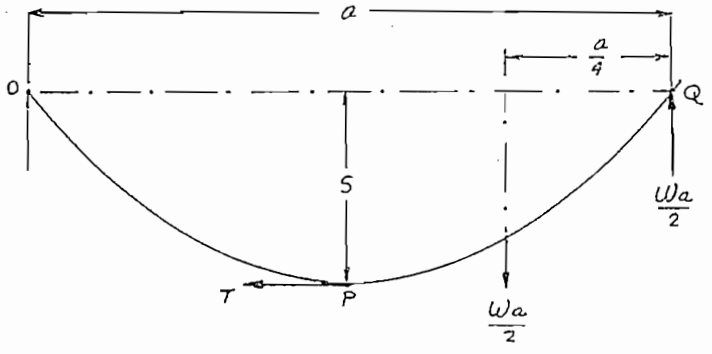


Figura 4.1

Sean:

a = Longitud del vano (medido horizontalmente) en pies.

W = Peso del conductor con carga de hielo, en lb/1000 pies.

S = Flecha del conductor en pies.

T = Tensión del conductor en el punto de flecha máxima, en libras.

Tomando momentos respecto a Q, la tensión T actuando a una distancia S, será igual al peso del conductor $\frac{Wa}{2}$ actuando en la mitad de P y Q, o sea a $\frac{a}{4}$ de Q.

Entonces: $$S \times T = (10^{-3} \frac{W \times a}{2}) \times \frac{a}{4}$$

Entonces: $$S = \frac{Wa^2}{8T} \times 10^{-3} \qquad (4\text{-}1)$$

Expresando el valor de S como un porcentaje del vano, se tiene:

$$S\,\% = \frac{S}{a} \times 100 = \frac{Wa}{80T} \qquad (4\text{-}2)$$

Ahora, la longitud L de la curva OPQ, es aproximadamente igual a:

$$L = a\left(1 + \frac{8}{3}\left(\frac{S}{a}\right)^2\right)$$

$$= a\left(1 + \frac{8}{3} S^2\% \times 10^{-4}\right) \qquad (4\text{-}3)$$

Para un incremento en temperatura, la longitud inicial del conductor L_1, se incrementará en $L_1 \alpha (t_2 - t_1)$, siendo:

L_1 = Longitud inicial del conductor.

α = Coeficiente de dilatación lineal en $1/^oF$.

t_2 = Temperatura final en ^oF.

t_1 = Temperatura inicial en ^oF.

Pero como el conductor está fijo en sus dos extremos, su alargamiento modificará la tensión inicial T_1 del conductor, la misma que decrecerá a un valor T_2.

Esta variación de tensión, produce un acortamiento en la longitud del conductor en:

Sea: $$E = \frac{\sigma_E}{\varepsilon} = \frac{T}{\varepsilon A} \qquad (4\text{-}4)$$

Donde:

E = Módulo de elasticidad en lb/plg^2.

σ_E = Esfuerzo unitario en lb/plg^2.

001648

A = Sección transversal en plg^2.

ε = Alargamiento unitario = $\frac{\Delta L}{L}$

T = Tensión, en libras.

Entonces:

$$T = \varepsilon EA$$

y

$$T_2 - T_1 = \frac{\Delta L}{L_1} EA$$

Donde:

$$\Delta L = L_1\left(\frac{T_2 - T_1}{EA}\right)$$

Por tanto se tendrá un acortamiento de: $L_1(T_1 - T_2)/EA$; y la nueva longitud del conductor, considerando los dos cambios será:

$$L_2 = L_1\left[1 + \alpha(t_2 - t_1)\right]\left(1 - \frac{T_1 - T_2}{EA}\right) \qquad (4\text{-}5)$$

$$= L_1 + \alpha L_1(t_2 - t_1) - L_1\left(\frac{T_1 - T_2}{EA}\right) - \frac{\alpha L_1(t_2 - t_1)(T_1 - T_2)}{EA}$$

Despreciando el último término y reagrupando, se tiene:

$$\frac{L_2 - L_1}{L_1} = \alpha(t_2 - t_1) - \frac{T_1 - T_2}{EA} \qquad (4\text{-}6)$$

Se tiene también que:

$$L_2 - L_1 = a\left[\left(1 + \frac{8}{3} S_2^2\% \times 10^{-4}\right) - \left(1 + \frac{8}{3} S_1^2\% \times 10^{-4}\right)\right]$$

y,

$$\frac{L_2 - L_1}{a} = \frac{8}{3} \times 10^{-4}(S_2^2\% - S_1^2\%) \qquad (4\text{-}7)$$

Aproximando:

$$\frac{L_2 - L_1}{a} \cong \frac{L_2 - L_1}{L_1}$$

Entonces:

$$\frac{8}{3} \times 10^{-4}(S_2^2\% - S_1^2\%) = \alpha(t_2 - t_1) - \frac{T_1 - T_2}{EA} \qquad (4\text{-}8)$$

Pero:

$$S_1\% = \frac{W_1 a}{80 T_1} \qquad y \qquad T_1 = \frac{W_1 a}{80 S_1\%} \qquad (4\text{-}9)$$

$$S_2\% = \frac{W_2 a}{80 T_2} \qquad y \qquad T_2 = \frac{W_2 a}{80 S_2\%} \qquad (4\text{-}10)$$

Entonces:

$$\frac{8}{3} \times 10^{-4}(S_2^2\% - S_1^2\%) = \alpha(t_2 - t_1) - \frac{a}{80EA}\left(\frac{W_1}{S_1\%} - \frac{W_2}{S_2\%}\right)$$

Reagrupando:

$$(t_2 - t_1) = \frac{8 \times 10^{-4}}{3\alpha}(S_2^2\% - S_1^2\%) + \frac{a}{80EA\alpha}\left(\frac{W_1}{S_1\%} - \frac{W_2}{S_2\%}\right)$$

Si:

$$M = \frac{8 \times 10^{-4}}{3\alpha} \qquad y \qquad N = \frac{a}{80EA\alpha}$$

Entonces:

$$(t_2 - t_1) = M(S_2^2\% - S_1^2\%) + N\left(\frac{W_1}{S_1\%} - \frac{W_2}{S_2\%}\right)$$

Reagrupando los términos, se obtiene lo que se conoce como la Ecuación de Cambio de Estado:

$$S_2^3\% - S_2\%\left(S_1^2\% + \frac{t_2 - t_1}{M} - \frac{NW_1}{MS_1\%}\right) - \frac{NW_2}{M} = 0 \qquad (4\text{-}11)$$

Donde:

$S_1\%$ = Flecha del conductor en porcentaje del vano, en el estado inicial.

$S_2\%$ = Flecha en porcentaje del vano, al cambiar de condiciones (en el estado buscado).

t_1 = Temperatura en °F en el estado inicial.

t_2 = Temperatura en °F, al cambiar de condiciones (en el estado buscado).

W_1 = Carga resultante del conductor (peso propio más sobrecargas de hielo y viento) en el estado inicial.

W_2 = Carga resultante del conductor (peso propio más sobrecargas de hielo y viento) al cambiar de condiciones (en el estado buscado).

Para determinar dichas cargas resultantes (W_1 y W_2) se procede en la siguiente forma:

a. Cálculo de la carga vertical debida al peso del con - ductor y al hielo.

Sea:

w = Carga vertical debida al peso del conductor y al hielo en lb/pie.

w_o = Peso del conductor en lb/pie.

p = Peso del hielo, en lb/pie.

t = Espesor de la capa de hielo en plg.

D = Diámetro del conductor en plg.

γ = Peso específico del hielo en lb/pie^3.

Entonces:

$$p = \left[\left(t + \frac{D}{2} \right)^2 - \left(\frac{D}{2} \right)^2 \right] \frac{\pi \times \gamma}{144} \qquad (4\text{-}12)$$

$$\gamma_{hielo} = 57 \text{ lb/pie}^3 = 0.913 \text{ gr/cm}^3.$$

Por tanto:

$$w = w_o + p \qquad (4\text{-}13)$$

b. Cálculo de la carga transversal debida al viento so - bre el conductor.

Sea:

v = Carga transversal debida al viento en lb/pie.

Pr = Presión del viento en lb/pie^2.

Entonces:

$$v = \frac{Pr}{12} (D + 2t) \qquad (4\text{-}14)$$

La presión del viento se calcula de acuerdo a L 5 y L 8, con la siguiente fórmula:

$$Pr = cK \frac{V^2}{16} \text{ en } Kg/m^2. \qquad (4\text{-}15)$$

Donde:

V = Velocidad del viento, en m/seg.

c = Coeficiente de uniformidad, y vale:

0.75 para conductores con $V \geq 30.5$ m/seg. (~110 Km/hora).

0.85 para conductores con $V < 30.5$ m/seg.

1.0 para soportes, accesorios y aisladores.

K = Coeficiente aereodinámico y vale:

1.2 para conductores de hasta 12.5 mm. de diámetro.

1.1 para conductores de diámetros mayores de 12.5 mm, hasta 16 mm.

1.0 para conductores de diámetros mayores de 16 mm.

1.4 para elementos planos de estructuras.

1.1 para elementos tubulares de estructuras.

0.7 para postes de madera, de tubo de acero y de hormigón de sección circular.

c. Entonces la resultante W de las cargas combinadas, es:

$$W = (\sqrt{w^2 + v^2}) \times 1000 \text{ en lb/1000 pies} \qquad (4\text{-}16)$$

4.1 ESTADOS BASICOS

El cálculo del comportamiento mecánico de los conductores de una línea de transmisión, consiste en la obtención, mediante el uso de la ecuación de cambio de estado u otros métodos, de las flechas y tensiones de dichos conductores a diferentes hipótesis de carga y temperatura, llamadas también estados básicos o climatológicos.

De esta forma se puede determinar la tensión de montaje de los conductores de modo que al producirse un cambio de condiciones a causa de la variación de temperatura o debido a sobrecargas, no se sobrepase en ningún momento el límite tolerado para la tensión de trabajo de los conductores.

Las flechas y tensiones que se requieren para la obtención del conductor óptimo son las máximas, las mismas que

sirven para determinar la altura de las estructuras de soporte y su peso. Pero de manera general para hacer el proyecto de una línea de transmisión, es necesario tener los siguientes datos:

a. Tensiones iniciales de los conductores

En vista de que el módulo de elasticidad de un conductor nuevo (módulo de elasticidad inicial) es diferente del módulo que tendrá este conductor cuando haya sido tendido al esfuerzo correspondiente o haya soportado las máximas sobrecargas previstas (tensión máxima) que producen alargamientos permanentes; las tensiones y flechas que se requieren para la construcción se deben calcular a partir del módulo de elasticidad inicial en la ecuación 4-11, para distintas temperaturas sin viento y diferentes vanos; conformando lo que se conoce como Tablas de Tendido.

b. Tensiones finales de los conductores

Estas tensiones deben calcularse a partir del módulo de elasticidad final para distintos vanos y en las condiciones siguientes:

b.1 Temperatura máxima sin viento.

Permite determinar la plantilla utilizada en la localización de estructuras sobre el perfil y la altura de éstas.

b.2 Temperatura media obtenida sin viento

Permite verificar que las tensiones alcanzadas en este caso, estén de conformidad con las tensiones admitidas para limitar las vibraciones.

b.3 Temperatura mínima con viento máximo, sin hielo o temperatura mínima con hielo y viento reducido

En nuestro país que no tenemos presencia de hielo, se procederá con temperatura mínima y viento reducido, lo cual permite tener la tensión máxima resultante, cuyo valor se requiere para determinar el coeficiente de seguridad mínimo de los conductores y también, para calcular las estructuras. Estas tensiones se calculan a partir de la ecuación 4-11, pero utilizando el módulo de elasticidad final.

Con estos antecedentes y una vez que se tiene conocimiento de las condiciones climatológicas predominantes en la ruta de la línea, como son vientos: máxi -

mos y medios; temperaturas: máximas, medias y míni - mas; se procede a considerar las hipótesis de carga y temperatura; cabe anotar respecto a esto, que en muchos países las condiciones de carga están fijadas en reglamentos, por ejemplo el Código NESC (L 9) según el cual se divide el territorio de los Estados Unidos en tres zonas de carga: ligera, media y pesada y para cada una indica:

a. Espesor de la capa de hielo, en plg.
b. Carga transversal del viento, en lb/pie^2.
c. Temperatura en ^oF.
d. Una constante que debe añadirse a la resultante, en lb/pie; y que depende del tipo de conductor.

Además, debe tenerse en cuenta las tensiones límites de trabajo, las mismas que otros países las han reglamentado también, por ejemplo: L 6, L 10, etc.; además de las siguientes dadas en L 11, ninguna de las cuales debe exce - derse para ACSR:

"1. Tracción máxima con carga:
   - 50 % de la resistencia a la rotura de régimen del conductor.

2. Máxima tracción inicial sin carga, a 0°C:

   33 % de la resistencia a la rotura de régimen del conductor.

3. Máxima tracción final sin carga, a 0°C:

   25 % de la resistencia a la rotura de régimen del conductor.

4. Tensión final sin carga a la temperatura normal:

   20 % de la resistencia a la rotura de régimen del conductor".

En cuanto al hilo de guardia, no deben excederse los siguientes porcentajes de la resistencia a la rotura de régimen en cuanto a evitar vibraciones (L 10), esto es para cable de acero H.S. (High Strength)

	Porcentaje	Temperatura en °F, para cada zona de carga		
		Pesada	Media	Ligera
Tracción inicial, sin carga	25 *	0	15	30
Tracción final, sin carga	25 *	0	15	30

* 20 % para EHS (Extra High Strength)

La flecha a 60 °F calculada para el hilo de guardia, sin

carga, debe ser máximo cerca del 80 % de la flecha del conductor, lo cual asegura un buen espaciamiento en el medio vano. La tracción máxima con carga no debe exceder el 50% de la resistencia a la rotura de régimen del cable de acero.

Los datos que se requieren para la consideración de las hipótesis de carga o estados básicos, deben reunirse en un cuadro como el siguiente:

Estado Climatológico	Temp. °F	Pres. Viento lb/pie^2	Fracción Decimal tensión rotura
1			
2			
3			
4			
5			
6			

De preferencia, se debe asignar al estado 1, las condiciones de carga más rigurosas y al último estado en consideración las condiciones de mayor temperatura (flecha máxima); esto por razón de que la subrutina que resuelve las flechas y tensiones lo hará más rápido si los datos se en

tregan como se indica.

A continuación se tiene el diagrama de flujo de la subrutina CNSAG (Figura 4-2) que calcula las flechas y tensiones.

Como se puede observar, se asume el estado de condiciones más rigurosas como estado de comparación, o de condiciones iniciales, en el cual se supone se producirá la mayor tensión para cada vano que se analice. La máxima tensión de trabajo admisible se determina multiplicando la tensión de rotura del conductor por la fracción decimal asignada para este estado; a partir de esta tensión se calcula la flecha que se producirá en las condiciones iniciales asumidas, o sea:

$$TENCN\ (1) = PCUTS\ (1) * UTSCN$$

Y

$$SAG\ (1) = \frac{WEIGT\ (1) * SPAN\ **2}{8000. * TENCN\ (1)}$$

Con este valor de flecha en % se procede a calcular la nueva flecha en el estado siguiente, mediante la ecuación de cambio de estado. La resolución de esta ecuación se explica detenidamente en el numeral 4.2.

SUBRUTINA CNSAG

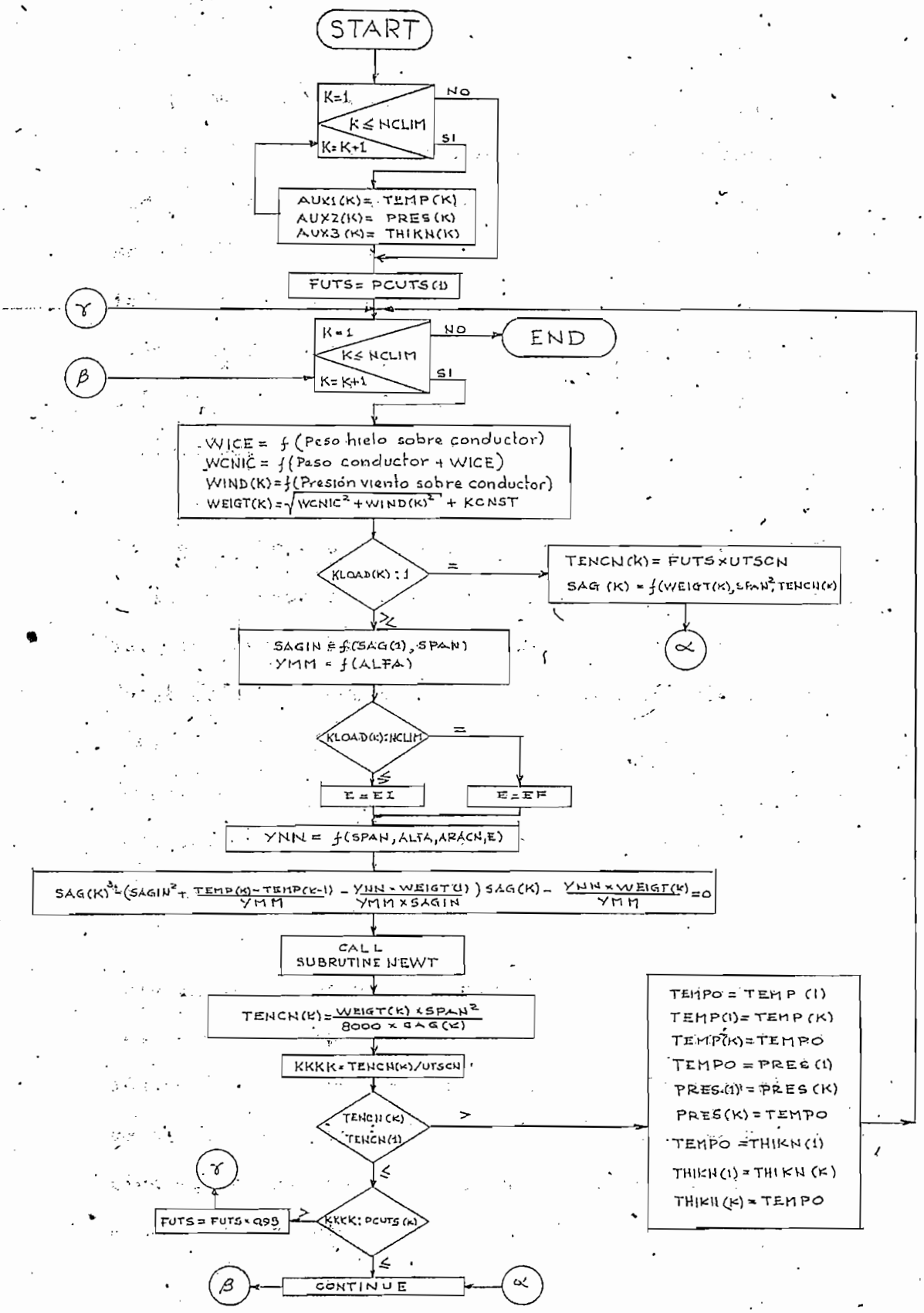


FIG. 4-2

4.2 RESOLUCION DE LA ECUACION DE CAMBIO DE ESTADO, ANALISIS NUMERICOS

La ecuación de cambio de estado, 4-11, es:

$$S_2^3\% - (S_1^2\% + \frac{t_2 - t_1}{M} - \frac{NW_1}{MS_1\%})S_2\% - \frac{NW_2}{M} = 0$$

La misma que tiene la forma:

$$a_0 + a_1 X + a_2 X^2 + a_3 X^3 = 0 \qquad (4\text{-}17)$$

De donde:

$a_0 = -\frac{NW_2}{M}$

$a_1 = -(S_1^2\% + \frac{t_2 - t_1}{M} - \frac{NW_1}{MS_1\%})$

$a_2 = 0$

$a_3 = 1$

$X = S_2\%$

La ecuación (4-17) de manera general es de la forma:

$$\sum_{i=0}^{n} a_i X^i = 0$$

y las n raíces pueden obtenerse por algunos métodos; sien

do uno de los más conocidos el Método de Newton (o Método de Newton - Raphson).

4.2.1 Solución por el Método de Newton

Para la solución de ecuaciones se recurre a Métodos de aproximación de raíces, los cuales involucran dos pasos importantes:

a. Determinación de una raíz aproximada.
b. Refinamiento de la aproximación hasta algún grado de aproximación pre-establecido.

A menudo se tiene una primera aproximación a partir de consideraciones físicas o métodos gráficos; en el presente estudio de cálculo de flechas y tensiones se adaptará, como primera aproximación a la solución de la ecuación de estado, la flecha inicial (SAGIN = SAG (1)) que es la correspondiente a las condiciones más rigurosas previstas para el estado 1.

El método numérico en que se hace una secuela de aproximaciones se denomina técnica iterativa; cada paso o aproximación se llama iteración. Si las iteraciones producen a

proximaciones que se acercan cada vez más a la solución , se dice que el método de iteración converge.

Entre las técnicas iterativas para la solución de ecuaciones el Método de Newton - Raphson es una de las mejores conocidas y es una modificación del Método de Aproximaciones Sucesivas (ver L 12).

La ecuación (4-17) es un polinomio en X, tal que $f(X) = 0$ y f es una función diferenciable. Asumiendo que la ecuación tiene una raíz real, a partir de una primera aproximación (la flecha inicial en este estudio) que en la Figura 4-3 la llamaremos X_1; la siguiente aproximación X_2, se obtiene de la intersección de la tangente a la curva en el punto $(X_1, f(X_1))$ y el eje X.

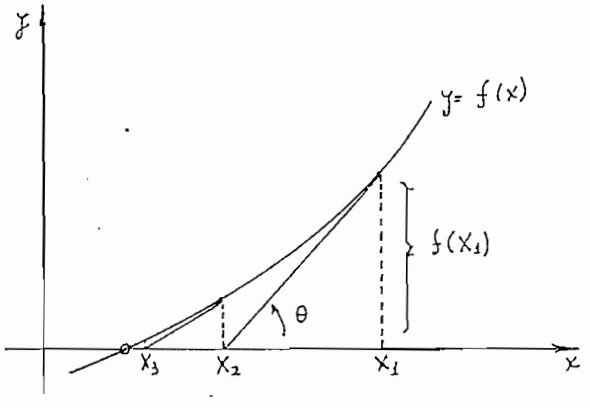


Figura 4 - 3

Entonces:

$$tg\,\theta = f'(X_1) = \frac{f(X_1)}{X_1 - X_2}$$

Despejando X_2 se tiene:

$$X_2 = X_1 - \frac{f(X_1)}{f'(X_1)}$$

El siguiente paso será:

$$X_3 = X_2 - \frac{f(X_2)}{f'(X_2)}$$

etc., y en general:

$$X_{n+1} = X_n - \frac{f(X_n)}{f'(X_n)} \qquad (4\text{-}18)$$

La ecuación 4 - 18 es la fórmula iterativa de Newton demostrada a partir de su interpretación geométrica; para demostrarla matemáticamente hay que partir de la serie de Taylor. Suponiendo que:

$$X_{n+1}$$

es una raíz real de la ecuación:

$$f(X) = 0$$

y que X_n es una aproximación a la raíz. Sea además:

$$\Delta X = X_{n+1} - X_n \qquad (4\text{-}19)$$

Entonces:

$$X_{n+1} = X_n + \Delta X$$

El desarrollo de la serie de Taylor para f(X) (ver l. 13), resulta en:

$$f(X_{n+1}) = f(X_n + \Delta X) = f(X_n) + \frac{\Delta X}{1!} f'(X_n) + \frac{(\Delta X)^2}{2!} f''(X_n) + \ldots \qquad (4\text{-}20)$$

Pero como X_{n+1} es una raíz de f(X), entonces: $f(X_{n+1}) = 0$; despreciando los términos $(\Delta X)^2$ y de mayor exponente, se tiene:

$$0 = f(X_n) + (\Delta X) f'(X_n)$$

Reemplazando ΔX según 4-19:

$$0 = f(X_n) + (X_{n+1} - X_n)f'(X_n)$$

De donde:

$$X_{n+1} = X_n - \frac{f(X_n)}{f'(X_n)}$$

Se trata ahora de desarrollar un procedimiento tal que permita escribir una subrutina de computadora para resolver el polinomio f(X), usando la ecuación iterativa de Newton.

Se requiere el valor numérico de $f(X_n)$ y $f'(X_n)$, para la cual se recurre a la regla de Horner. Para un polinomio de la forma:

$$p(X) = a_o + a_1 X + a_2 X^2 + \ldots + a_{n-1} X^{n-1} + a_n X^n \quad (4\text{-}21)$$

Dividiendo p(X) para $(X - X_o)$, se obtendrá un cuociente que es un polinomio de grado n-1 y un residuo constante:

$$p(X) = (X - Xo)(b_1 + b_2 X + \ldots + b_n X^{n-1}) + b_o \quad (4\text{-}22)$$

Donde para $X = Xo$, $p(Xo) = b_o$; por lo que si se encuentra b_o, se tiene una forma de evaluar p(Xo); desarrollando el segundo miembro de 4-22 y agrupando se tiene:

$$p(X) = (b_o - b_1 Xo) + (b_1 - b_2 Xo)X + (b_2 - b_3 Xo) + \ldots\ldots + + (b_{n-1} - b_n Xo)X^{n-1} + b_n X^n \qquad (4\text{-}23)$$

De donde:

$a_n = b_n$

$a_{n-1} = b_{n-1} - X_o b_n$

•

•

•

$a_k = b_k - Xob_{k+1}$

•

•

•

$a_o = b_o - X_o b_1$

O también:

$b_n = a_n$

$b_k = a_k + Xob_{k+1} \qquad (k = n-1, \ldots, 0)$

De esta forma se puede calcular b_n, b_{n-1}, b_{n-2}, ... y finalmente b_o en este orden.

Como se requiere el valor numérico de $f(X_n)$ y $f'(X_n)$ se tiene:

Entonces, para $X = X_n$:

$$f'(X_n) = g(X_n)$$

Pero $g(X)$ es un polinomio de grado n-1, por lo que aplicando la regla de Horner para valuar $g(X)$ y por tanto $f'(X)$, se tiene:

$$g(X) = (X - X_n)(c_2 + c_3 X + \ldots + c_{n-1}X^{n-3} + c_n X^{n-2}) + c_1$$

De donde con un procedimiento como el anterior se llega a:

$$c_n = b_n$$
$$c_k = b_k + X_n c_{k+1} \quad (k = n-1, \ldots, 1) \qquad (4\text{-}25)$$

Se sigue entonces que:

$$f'(X_n) = g(X_n) = c_1$$

Por tanto la ecuación 4-18 queda:

$$X_{n+1} = X_n - \left(\frac{b_o}{c_1}\right) \qquad (4\text{-}26)$$

En que b_o y c_1 se calculan a partir de 4-24 y 4-25; usando una calculadora de escritorio y preparando un cuadro como el siguiente, Figura 4-4), para cada iteración, se tendría:

k	a_k	b_k	c_k
n	a_n	$b_n = a_n$	$c_n = b_n$
n-1	a_{n-1}	b_{n-1}	c_{n-1}
•	•	•	•
•	•	•	•
•	•	•	•
1	a_1	b_1	c_1
o	a_o	b_o	

sigue..

$$X_1 = Xo - \frac{b_o}{c_1}$$

Figura 4-4

Cuando el procedimiento anterior se lo realiza mediante divisiones sucesivas, se denomina Método de Birge - Vieta (ver L 14) donde $f(X_n)$ y $f'(X_n)$ se obtendrían:

						Xo
a_n	a_{n-1}	a_{n-2}	...	a_1	a_o	
	b_nX_o	$b_{n-1}X_o$	...	b_2X_o	b_1X_o	
b_n	b_{n-1}	b_{n-2}	...	b_1	$b_o = f(Xo)$	
	c_nX_o	$c_{n-1}X_o$	...	c_2X_o	c_1X_o	
c_n	c_{n-1}	c_{n-2}	...	$c_1 = f'(Xo)$		

El procedimiento para la obtención de b_o y c_1, se lo va a poner en diagrama de flujo (ver Figura 4-5). Como se carece del subíndice cero (0) en el computador IBM - 1130, el polinomio que se considera es:

$$A(1) + A(2)X + A(3)X^2 + \ldots + A(N)X^{n-1} + A(N+1)X^n = 0$$

4.2.2 Otras Soluciones

Entre los principales métodos que también podrían servir

SUBRUTINA NEWT

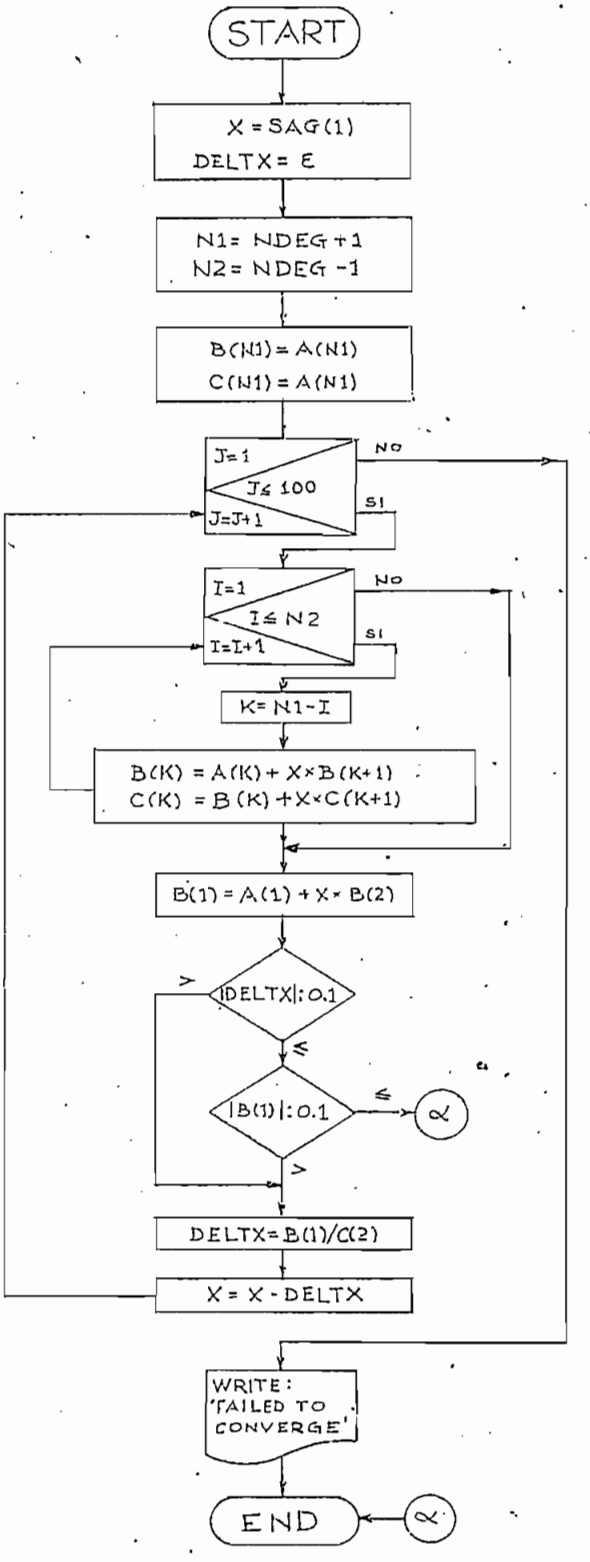


FIG. 4-5

en la solución de la ecuación de cambio de estado, se tienen los siguientes:

a. Método de Graffe

Este método se basa en el hecho de que si las raíces de un polinomio como el que se está estudiando, son diferentes, esta diferencia resultará exagerada si dichas raíces se elevan al cuadrado; puede escribirse el polinomio cuyas raíces son el cuadrado de las raíces de un polinomio original; por repetición de este proceso, las raíces de los polinomios resultantes estarán bastante separadas, o sea $r_1 \gg r_2 \gg r_3 \ldots\ldots$ son las raíces de un polinomio:

$$f(X) = a_n X^n + a_{n-1} X^{n-1} + a_{n-2} X^{n-2} + \ldots + a_1 X + a_0 = 0 \quad (4\text{-}27)$$

Considerando las relaciones entre coeficientes y raíces dadas en L 15 (Teorema 3-6, página 119) y también la variación en magnitud de éstas ya anotadas ; se pueden aproximar éstas relaciones a:

$$r_1 = -\frac{a_{n-1}}{a_n} \; ; \; r_1 r_2 = \frac{a_{n-2}}{a_n} \; y \; r_1 r_2 r_3 = \frac{-a_{n-3}}{a_n} \qquad (4\text{-}28)$$

Para mayor facilidad de la explicación que sigue, se

reescribe la ecuación 4-27, así:

$$f(X) = X^n + b_1 X^{n-1} + b_2 X^{n-2} + b_3 X^{n-3} + \ldots + b_{n-1} X + b_n = 0$$

Reagrupando:

$$(X^n + b_2 X^{n-2} + b_4 X^{n-4} + \ldots) = -(b_1 X^{n-1} + b_3 X^{n-3} + b_5 X^{n-5} + \ldots)$$

Elevando al cuadrado ambos miembros se tiene:

$$X^{2n} - X^{2n-2}(b_1^2 - 2b_2) + X^{2n-4}(b_2^2 - 2b_1 b_3 + 2b_4) - X^{2n-6}(b_3^2 - 2b_2 b_4 + 2b_1 b_5 - 2b_6) + \ldots = 0 \qquad (4\text{-}29)$$

Reemplazando $y = -X^2$ la ecuación anterior queda:

$$y^n + y^{n-1}(b_1^2 - 2b_2) + y^{n-2}(b_2^2 - 2b_1 b_3 + 2b_4) + \ldots = 0$$

Los coeficientes de las "y" se los puede agrupar en una tabla como la siguiente:

		(X^n)	(X^{n-1})	(X^{n-2})	(X^{n-3})	(X^{n-4})	...
1º fila	X	1	b_1	b_2	b_3	b_4	...
2º fila		1	b_1^2	b_2^2	b_3^2	b_4^2	...
3º fila			$-2b_2$	$-2b_1b_3$	$-2b_2b_4$	$-2b_3b_5$	...
4º fila				$2b_4$	$2b_1b_5$	$2b_2b_6$	...
.					$-2b_6$	$-2b_1b_7$	...
.						$2b_8$	...
	$y = -X^2$	1	$b_1^2-2b_2$	$b_2^2-2b_1b_3$	$b_3^2-2b_2b_4$	$b_4^2-2b_3b_5$	
				$+2b_4$	$+2b_1b_5$	$+2b_2b_6$	
					$-2b_6$	$-2b_1b_7$	
						$+2b_8$	

En la primera fila se escriben los coeficientes de X del polinomio o ecuación original; en la segunda fila sus cuadrados. Los elementos de la tercera fila se obtienen multiplicando los primeros elementos (de la primera fila)que están a uno y otro lado de la columna en consideración y el resultado por -2. Los de la cuarta fila se obtienen multiplicando los segundos elementos de la primera fila que están a uno y otro lado de la columna en considera - ción y el resultado por 2, y así suscesivamente las otras filas. Los coeficientes de la ecuación cuyas raíces son

el cuadrado de la raíces de la ecuación original, se obtiene sumando las columnas a partir de la segunda fila. Obtenidos los coeficientes, se aplica el Método de la raíz cuadrada de Graffe para encontrar las raíces reales de la ecuación; para una mejor comprensión del método, se ilustra el siguiente ejemplo:

Sea la ecuación $X^3 + 2X - 4 = 0$ que es de una forma típica de cálculo de flechas y tensiones en la forma en que se la está estudiando. Resolviendo esta ecuación por el Método de Newton obtuve una raíz igual a 1.192633.

La tabla de coeficientes para la resolución por el Método de Graffe de esta misma ecuación, será:

Raíz	Coef. X	Coef. X	Coef. X	Coef. X
r	1	0	2	- 4
	1	0 - 4	4 0	16 0
r^2	1	- 4	4	16
	1	16 - 8	16 128	256 0
r^4	1	8	144	256
	1	64 - 288	20.736 -4.096	65.536 0
r^8	1	- 224	16.640	65.536

De la última fila y usando las relaciones indicadas en 4-28, se tiene:

$$r_1 = -\frac{a_{n-1}}{a_n} \qquad \text{por tanto:} \qquad \left| r_1 \right| = \left| \frac{a_{n-1}}{a_n} \right|$$

$$r_1 r_2 = \frac{a_{n-2}}{a_n} \qquad \text{por tanto:} \qquad \left| r_2 \right| = \left| \frac{a_{n-2}}{r_1 a_n} \right| = \left| \frac{a_{n-2}}{a_{n-1}} \right|$$

$$r_1 r_2 r_3 = -\frac{a_{n-3}}{a_n} \qquad \text{por tanto:} \qquad \left| r_3 \right| = \left| \frac{a_{n-3}}{r_1 r_2 a_n} \right| = \left| \frac{a_{n-3}}{a_{n-2}} \right|$$

y para el ejemplo, se tendrá:

$$\left| r_1 \right| = \sqrt[8]{-224} = 3.9\ i\ *$$

$$\left| r_2 \right| = \sqrt[8]{\frac{16.640}{-224}} = 2.9\ i\ *$$

$$\left| r_3 \right| = \sqrt[8]{\frac{65.536}{16.640}} = 1.4$$

* La presencia de i indica que estas dos raíces van a ser conjugadas complejas y requieren de un método especial para calcularlas.

Como se puede apreciar en los resultados, se obtienen dos raíces conjugadas complejas y una real que comparada a la raíz calculada con el método de Newton - Raphson ($r = 1.192633$) todavía está algo le-

jos de alcanzarla. Este método se lo considera terminado cuando las raíces obtenidas están suficientemente separadas en magnitud o sea que la condición original de partida está cumplida; o también cuando las contribuciones de los productos cruz por - 2 a los cuadrados de los coeficientes son despreciables, comparados con éstos.

b. Método de falsa posición

Este método, conocido también como Regula Falsi, aproxima la curva f(X) a una cuerda (ver L 16) como se muestra en la Figura 4-6. Dicha cuerda interseca con el eje X en un punto:

$$X = \frac{X_d f(X_i) - X_i f(X_d)}{f(X_i) - f(X_d)} \qquad (4\text{-}30)$$

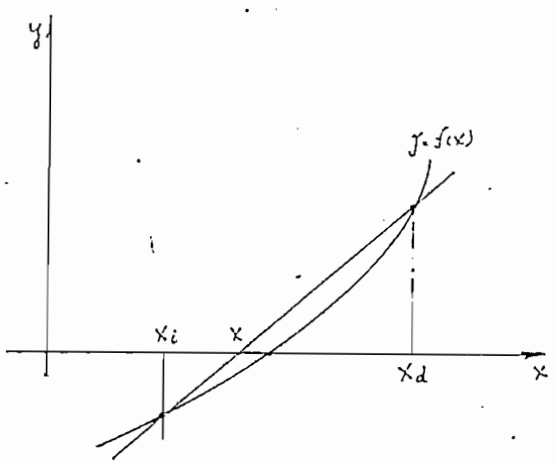


Figura 4-6

Este método tiene el inconveniente que requiere partir de dos valores conocidos de X tales que $f(X_i)$ y $f(X_2)$, sean opuestos en signo; para garantizar esto, el nuevo valor de X obtenido después de la primera iteración será reemplazado en la fórmula 4-30, según:

Si $f(X)\ f(X_i) > 0$ entonces $X_i = X$;de otro modo
Si $f(X)\ f(X_i) < 0$ entonces $X_2 = X$

Existen algunos otros métodos para la obtención de raíces de un polinomio como por ejemplo: el Método de Lin-Bairstow, el de Bernoulli, el de Lehmer-Schur, el de Laguerre, etc. (ver L 14, L 15 y L 17) pero no se los trata en este estudio por llevar a análisis mucho más complicados, o en todo caso, son específicos para la determinación de raíces complejas; o para el caso de polinomios que tienen todas sus raíces reales.

4.2.3 Comparación

Como se ha podido observar, cada uno de los métodos esbozados, tiene sus ventajas; así como también sus inconvenientes para el caso específico que se está tratando. Por ejemplo, el método de falsa posición, aún cuando sería

muy sencillo el preparar un programa para su uso con una computadora digital; tiene el inconveniente que se requieren dos valores de partida cuyas ordenadas deben ser necesariamente de signo distinto, lo cual constituye inherentemente una complicación adicional en la obtención de la solución de la ecuación de estado.

El método de Graffe, como se pudo apreciar en el ejemplo, no converge muy rápido y requiere que las raíces sean suficientemente diferentes ($r_1 \gg r_2 \gg r_3$) por lo cual convendría hacer una investigación detenida de la forma de la ecuación de estado, para en base a los resultados esperados, o sea la presencia de raíces complejas conjugadas, poder evaluarlos y de esta forma, tratar de cumplir con la condición básica de este método. Además la preparación de un programa para computadora, demandaría una tarea más laboriosa que la requerida para la solución por el Método de Newton.

El Método de Newton - Raphson converge rápidamente, puesto que el valor de X = 1.192633 que obtuve para el ejemplo usado en el Método de Graffe, resultó de la tercera iteración, con una exactitud adecuada para las necesidades del problema. También como se desprende del diagrama de

C A P I T U L O V

5. ANALISIS DE ESTRUCTURAS

5.1 TIPOS DE ESTRUCTURAS

En el diseño de líneas de transmisión, juegan un papel muy importante las estructuras que deben soportar la carga de los conductores, a un alto grado de confiabilidad y seguridad tanto para el personal de mantenimiento como para el público en general; y debe tenerse muy presente que el peso excesivo de las estructuras afecta en última instancia el costo de la energía eléctrica y por tanto al usuario.

Existe una gran variedad de tipos de estructuras que podrán usarse en forma económica, estas varían en peso y complejidad, desde estructuras de suspensión ligeras para tangentes en terrenos planos, estructuras tangentes más pesadas en zonas montañosas, hasta estructuras de suspensión de ángulo y estructuras de retención o terminales para usarse en ángulos medianos y grandes. En una estructura de suspensión, el conductor está soportado por una o más cadenas de aisladores, las mismas que cuelgan verticalmente de la cruceta. En estructuras de retención -ter

minales el conductor se asegura a la cruceta mediante una o más cadenas de aisladores en posición más o menos horizontal. En los cambios de dirección de la línea, se puede usar estructuras de suspensión de ángulo a condición de que las cargas resultantes no sean tan grandes (que el ángulo no sea muy grande) como para romper la cadena o hacer dificultoso el cambio de aisladores dañados, pero de manera general cuando en la línea hay presencia de cambios de dirección, se prefiere el uso de estructuras de retención -- terminales; se usa estructuras de suspensión para ligeros cambios de dirección.

Hay muchos criterios acerca del número de tipos de estructuras requeridos para una línea de transmisión dada. Los fabricantes de estructuras prefieren tener un pequeño número de tipos, mientras que el diseñador desea reducir en lo posible la cantidad de material (sea este acero, aluminio, hormigón, etc.) para lo cual trata de utilizar una mayor cantidad de tipos de estructuras aplicadas o las distintas condiciones de carga en la línea de transmisión. Usualmente es escencial el análisis de la línea con un mínimo de cuatro tipos de torres, mientras que el número óptimo de tipo de torres o estructuras, dependiendo del proyecto, está entre seis y diez.

Cuando se habla de torres, éstas pueden ser de dos clases: torres autosoportadas y torres aseguradas con tensores. Estas últimas requieren menor cantidad de acero estructural pero su construcción es más difícil y necesitan mas espacio, además los anclajes de los tensores requieren de una excelente compactación; estas consideraciones hacen que el uso de las torres autosoportadas sea más ventajoso especialmente cuando la linea atraviesa por áreas remotas donde la construcción e inspección es difícil y costosa.

Entre los principales materiales disponibles para la fabricación de estructuras de soporte se tiene: el acero, el aluminio, la madera y el hormigón.

5.1.1 Estructuras Metálicas

El acero es el material estructural más usual en la construcción de torres, especialmente para aquellas de líneas de EAV. Una de las características más importantes de las estructuras metálicas (acero y aluminio) es que pueden transportarse y montarse por elementos; puesto que están formadas por conjuntos de perfiles angulares o tubos unidos por pernos o remaches.

Cuando en una línea se va a utilizar torres de acero, hay que tener bién presente la protección anticorrosiva que requiere el acero, la más satisfactoria se obtiene por - galvanización en caliente; cuando hay escasez de instalaciones de zincado capaces de tratar piezas muy grandes no queda sino pintarlas después de una cuidadosa limpieza, esta protección, especialmente en atmósferas corrosivas no dura mucho, por lo que es necesario pintar periodicamente las estructuras, circunstancia que motivará muchas veces interrumpir el servicio. Se han hecho algunas experimentaciones con aceros resistentes a la corrosión, por ejemplo: Acero-Corten; en los que la herrumbre subsiste solo superficialmente; pero casi todas las torres de acero para líneas que se construyen en la actualidad son galvanizadas.

También, desde hace un tiempo se viene utilizando en alguna cantidad, aleación de aluminio estructural (por ejem - plo: 6061-T6 en L 3) el mismo que presenta buenas características competitivas como son: alta relación: resistencia a la rotura/peso, buena resistencia a la corrosión y un precio razonable. Las primeras torres de aluminio que se usaron (1959) fueron del tipo autosoportadas, pero en la actualidad el aluminio por ser fácilmente troquelado se

presta para que hayan aparecido nuevos diseños, como son las torres en "V" y en "Y" aseguradas con tensores, to - rres más flexibles, etc.

5.1.2 Estructuras de Madera

En los países donde las disponibilidades de madera son buenas, una gran parte de las estructuras de soporte para líneas de transmisión son hechas de este material, el mismo que a más de ser liviano y elástico, no requiere de excesivos acabados; puede suministrarse fácilmente y a un costo razonable (ésto, por supuesto, dependiendo de las disponibilidades de madera en el país) y si recibe un tratamiento adecuado tiene una vida útil de 20 a 30 años, pues la madera presenta en general poca resistencia a la putrefacción y al ataque de los insectos, por lo que los postes a ser utilizados como soportes tienen que ser sometidos a una impregnación protectora antes de su puesta en servicio.

Por otro lado la construcción de una línea de transmisión usando postes de madera o estructuras de madera, es fácil y rápida pero su mantenimiento sin embargo es más costosó que con estructuras de acero o si es el caso que con es -

tructuras de hormigón.

Numerosas estructuras de madera en H para líneas de 110kV y 132 kV y algunas para 154 kV, han funcionado satisfactoriamente, durante más de 20 años. Para tensiones de 66 kV y menores, el uso de la madera está muy generalizada, únicamente líneas demasiado pesadas en esta clase, justifican el gasto en estructuras de acero.

Actualmente existen en Suecia líneas de transmisión a 220 kV y 130 kV con estructuras de madera en H, para vanos de 230 metros. Las estructuras en H se utilizan tanto para suspensión como para retención y terminales, sólo que estas últimas requieren el auxilio de tensores.

Concluyendo, el empleo de las estructuras y postes de madera para líneas de transmisión está limitado por el hecho de no encontrar maderas de buena calidad, ni árboles muy altos, razón última esta para no poder conseguir vanos muy largos y por consiguiente se aumente el número de estructuras y aisladores donde se producen la mayor parte de averías de las líneas. Los procedimientos para la impregnación de la madera son muy variables, así como los compuestos empleados entre los que se tiene la creosota ,

sales metálicas venenosas insolubles, etc.

5.1.3 Estructuras de Hormigón

En vista de que el hormigón trabaja bien a la compresión pero no a la tracción, debe reforzarse con varillas de acero. El poste de hormigón comparándolo con el de madera, es más ventajoso cuando se lo requiere en suelos contaminados en los que su vida útil puede estar sobre los 50 años y; comparándolo con torres de acero, primeramente no requiere pintura y luego la cantidad de acero necesaria para reforzarlo es limitada lo que hace que los costos de inversión sean más bajos que aquellos de torres de acero, de altura mediana y baja.

Por supuesto, todo lo dicho anteriormente es aplicable para postes de hormigón que han sido construídos adecuadamente. El poste de hormigón representa un ahorro de 30 a 40 % en acero en relación con torres; además los postes de hormigón son más elásticos que las estructuras de acero; cabe anotar las nuevas innovaciones que se están introduciendo (ver L 29 y L 30), tales como la construcción de postes de hormigón con crucetas de hormigón articuladas lo cual permite una mayor flexibilidad de la estructu

ra y principalmente la absorción de sobrecargas producidas por la rotura de conductores.

Los postes de hormigón tienen el inconveniente de su mayor peso y que hay que transportarlos completos, lo cual incrementa los costos de transporte y construcción (erección).

Para la fabricación de postes de hormigón existen en la actualidad algunos procedimientos tales como: compactación (hormigón armado), compactación por vibración en forma estacionaria, compactación por centrifugación y pretensado. En vista de que es muy importante para el transporte, la distancia de la fábrica al sitio, hay ocasiones en que los postes se fabrican con equipo portátil en el sitio, aunque únicamente por procedimientos estacionarios, pero su calidad no es tan buena como la de los hechos en fábrica pues no se los puede someter a pruebas, la selección de los materiales no es de primera, etc.

Especialmente en Europa, se construyen en la actualidad estructuras para líneas de transmisión compuestas por un conjunto de tubos de acero llenos de hormigón, el principio nuevamente es hacer trabajar el acero a tracción y el hor

migón a compresión.

5.2 ESFUERZOS QUE SOPORTAN

5.2.1 Cargas Verticales

Las cargas verticales que actúan sobre una estructura, provienen de dos fuentes:

a. Peso del conductor e hilo de guardia; y el de una capa de hielo sobre éstos, cuando se asume carga de hielo.

b. Cargas provenientes de los aparejos y accesorios durante la construcción (tensado de los conductores) de la línea o cuando requiere mantenimiento después de puesta en servicio.

La Figura 5-1, ilustra el perfil de una línea de transmisión y muestra la catenaria del conductor en relación a las estructuras de soporte y al terreno. En terreno plano, las torres adyacentes tienen vanos iguales y por lo mismo tendrán iguales cargas verticales.

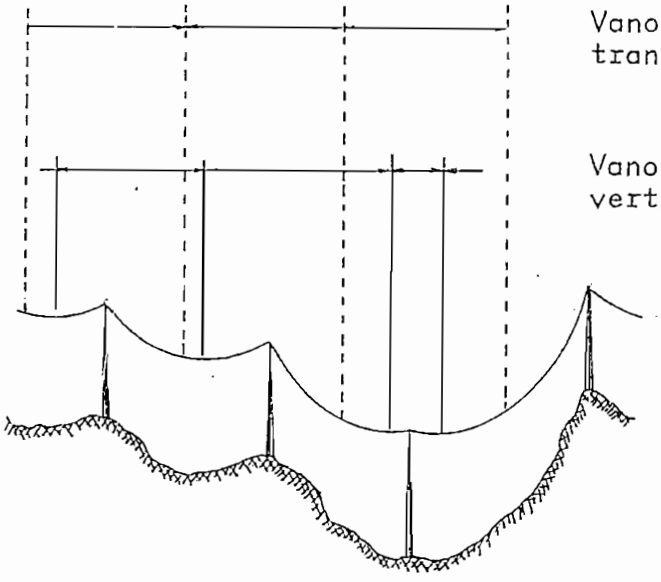


Figura 5-1

La carga vertical debida a los conductores sobre cualquier estructura es igual al peso del conductor (más el peso debido a la presencia de hielo) comprendido entre los puntos más bajos de las catenarias adyacentes. Cuando la altura de una torre o estructura debe aumentarse debido a la topografía del terreno y para mantener las distancias mínimas al suelo o a edificios u otras líneas, los puntos más bajos de la catenaria se desplazan hacia afuera de la estructura, con lo que se incrementan las cargas verticales; inversamente cuando la altura de una estructura se disminuye, los puntos más bajos de la catenaria se desplazan hacia la estructura con lo que se reduce la carga vertical sobre la estructura.

En terrenos muy irregulares, el punto más bajo de la catenaria respecto de una estructura se encuentra más lejos inclusive de las estructuras adyacentes, siendo por tanto sólo un punto teórico en el espacio. Por lo tanto las estructuras deben ser siempre diseñadas para soportar una carga debida a la longitud del vano peso que sea mayor que la del vano viento (semisuma de los vanos adyacentes), en vista de que rara vez se tiene para una línea de transmisión un terreno perfectamente plano y todas las estructuras de idéntica altura.

La relación de longitud del vano peso a longitud del vano viento es función de la topografía del terreno. Para terrenos moderadamente quebrados o irregulares, la capacidad del vano peso debe ser cerca del 150 % la del vano viento; en terrenos de topografía escabrosa, éste debe incrementarse a 200 % o más.

Las crucetas de la estructura deben diseñarse, según el Código NESC, para soportar un hombre con sus herramientas (aproximadamente unas 300 lbs); esta carga vertical tiene significado en líneas livianas, pero llega a ser despreciable en líneas de EAV (Extra Alto Voltaje), por lo que en este caso se considera además del conductor el peso de sus he -

rrajes y el de la cadena de aisladores con sus accesorios.

Como se dijo al principio, durante el proceso de tensado de los conductores, tanto las estructuras de suspensión como las de retención-terminales están sujetas a las cargas verticales mayores; puesto que es práctica común tirar el conductor (mientras está en las poleas) hacia el suelo, entre las estructuras adyacentes para poder aplicarle las uniones; además en las estructuras de retención, el aparejo o equipo de tensado se coloca junto a dicha estructura, lo cual impone una carga vertical sobre ella, cercana a la tensión del conductor. Otra práctica común en mantenimiento de las líneas, es la de bajar el conductor de una o más estructuras de suspensión adyacentes, con el objeto de reparar el conductor dañado, lo que impone una carga vertical grande (debido a una longitud de vano-peso grande) sobre las estructuras que se encuentran a los extremos de la sección del conductor dañado.

Se concluye por lo tanto, que ya en el diseño mismo de las estructuras, deben escogerse adecuadamente los factores de seguridad para cargas verticales; aunque dichas cargas no influyen demasiado en el cálculo del peso de las torres.

5.2.2 Cargas Transversales

Las cargas transversales que actúan sobre las estructuras de una línea de transmisión, provienen de la acción del viento sobre el conductor cargado o no de hielo y de los cambios de dirección de la línea. La longitud del vano viento que se requiere para calcular las cargas transversales sobre una estructura, se mide entre los centros de los vanos adyacentes, ver Figura 5-1, o sea la semisuma de los vanos adyacentes. Estas cargas tienen una gran influencia en el peso de las torres, siendo sólo superadas en este aspecto por las cargas longitudinales y torcionales.

La carga transversal total sobre la estructura, debe considerar, como ya se dijo, la debida a la presencia de un cambio de dirección de la línea. Esta carga es función de la tensión máxima de trabajo, T, del conductor bajo las peores condiciones de temperatura y viento (o hielo y viento) y se calcula de acuerdo a la Figura 5-2, como sigue:

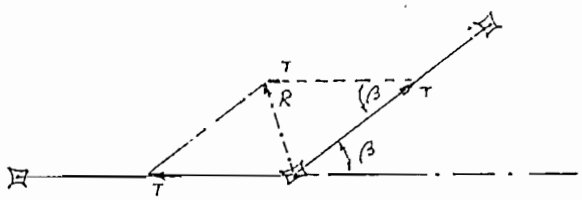


Figura 5-2

Donde:

R = Carga resultante, debida al cambio de dirección de la línea.

T = Tensión máxima de trabajo en el conductor.

β = Angulo de deflexión de la línea.

Entonces:

$$R^2 = T^2 + T^2 - 2.T.T.\cos\beta$$

$$R^2 = 2T^2(1 - \cos\beta)$$

Pero:

$$(1 - \cos\beta) = 2\,\text{sen}^2\,\frac{\beta}{2}$$

Entonces:

$$R^2 = 4T^2\,\text{sen}^2\,\frac{\beta}{2}$$

y:

$$R = 2T\,\text{sen}\,\frac{\beta}{2} \qquad (5\text{-}1)$$

5.2.3 Cargas Longitudinales

Probablemente las cargas longitudinales son las que tie - nen más influencia que cualquier otra carga sobre el peso de las torres. En la actualidad se diseñan algunas to - rres de suspensión muy ligeras que consideran pequeñas cargas longitudinales o no las consideran. Las torres de retensión - terminales, requieren soportar el tiro longitudinal de los conductores para diferentes condiciones o hipótesis; comunmente se asume que todos los conductores se tienden de un lado de la estructura (simple circuito) antes de que alguno sea tendido al otro lado, pero se han realizado algunos diseños en los que solo la máxima ten - sión de tendido (un 40 a 60 % de la tensión máxima de trabajo) se ha asumido para esta carga. El BPA (Bonneville Power Administration) en cambio, utiliza siempre la ten - sión máxima de trabajo para esta carga ya que no es raro que una línea permanezca por algún tiempo con los conductores tensados de un solo lado de la estructura o torre de retención.

Es bastante usual, el diseño de estructuras de retención-terminales bajo condiciones o hipótesis de conductor roto en las que es posible conseguir sobre los otros conducto-

res las cargas transversales y verticales máximas, mien - tras la fase rota está ejerciendo una fuerte carga longitudinal; la misma que dependiendo de la configuración de la estructura podría ejercer un respetable momento de torsión sobre dicha estructura.

Se han hecho muchas consideraciones en cuanto a las cargas longitudinales para el diseño de torres de acero; especialmente luego del uso de estructuras de madera, hasta para líneas de 230 kV, debido a la escaséz del acero durante la última guerra; éstas estructuras de madera excepto por su vida útil más corta, se comportaron bien y llenaron todos los requerimientos, aunque para su diseño ya no se aplicaron condiciones tan severas como las tradicionalmente asumidas para torres de acero, debido a la inherente debilidad longitudinal de las estructuras de suspensión de madera. Por lo que, luego de estas experiencias, se procedió a una drástica reducción de las cargas longitudinales en las torres de acero. Por ejemplo, el BPA , gracias a una reducción de la carga longitudinal desde la tensión máxima de trabajo a un 25 % de este valor y a la no aplicación de esta carga coincidentemente con las cargas verticales y transversales, ha logrado reducir un 40% el peso de las torres, lo que significa un ahorro de U.S.

$ 6.000 a U.S. $ 7.000 por milla en una línea de 230 kV.

Algunas compañías de electricidad, que han optado por eliminar por completo los requerimientos de carga longitudinal, si bien han obtenido aún mayor reducción en el peso de las torres, en algunos casos han tenido resultados catastróficos ante la presencia de cargas longitudinales inesperadas como: las causadas por el conductor al ser corrido en las poleas en el proceso de tensado, o las causadas por vientos paralelos a la línea; o debido a la falla de torres de retención o de sus aisladores.

5.2.4 Viento sobre la Estructura

Es bastante usual admitir un 60 % más de carga de viento sobre las superficies planas de una torre que sobre el conductor, también se debe tener presente que los registros de vientos se basan en lecturas tomadas a 30 pies (9 metros) sobre el suelo, las cuales son mucho más indicativas de la velocidad del viento promedia, que los registros de ráfagas de viento máximas de corta duración. Además, la mayor parte de líneas de transmisión de voltaje moderado requieren torres de 75 a 150 pies (23 a 46 metros) de altura. Aunque es poco probable, que una ráfaga de vien

to de alta velocidad choque simultáneamente con un vano íntegro, en cambio es posible que dicha ráfaga envuelva la estructura completamente.

Por estas razones se aconseja asumir cargas de viento más severas sobre las torres; por ejemplo, el BPA asume que las torres están sujetas a vientos teóricos de 70 millas/hora (113 Kms/hora) medidos a 30 pies sobre el piso y la velocidad (L 20) se incrementa en la 1/7 potencia de la altura y se asume que es uniforme en toda la estructura, entonces:

$$V = \frac{70\ H^{1/7}}{30^{1/7}} \qquad (5\text{-}2)$$

Donde:

V = Velocidad del viento en milla/hora.

H = Altura de la torre en pies.

La presión uniforme sobre la cara de sotavento se calcula con:

$$P = 0.004\ V^2 \qquad (5\text{-}3)$$

Donde:

P = Presión del viento en lb/pie^2.

5.2.5 Cargas Muertas

Como en cualquier otra estructura, debe tenerse en cuenta el peso muerto (peso propio) de la torre misma, que junto con los esfuerzos anteriores se los requiere para el cálculo de los esfuerzos de los miembros y por lo tanto para el dimensionamiento de los mismos.

5.3 CARACTERISTICAS FISICAS

5.3.1 Peso

Para la determinación del peso de una torre de acero, se han desarrollado algunas fórmulas, entre las que se encuentran las siguientes:

a. Determinación del peso aproximado de una torre de acero en función de su altura y del máximo momento de volteo a la base (fórmula empírica desarrollada por P.J. Ryle; L 21):

$$W = KH\sqrt{M} \qquad (5\text{-}4)$$

Donde:

W = Peso de la torre, en Toneladas.

H = Altura total de la torre sobre el suelo, en pies.

M = Momento de volteo respecto a la base, en 1 000 lb - pie.

K = Constante que varía de 0.0014 a 0.0029, para torres no especiales de líneas de transmisión, K = 0.0016.

b. Fórmula empírica desarrollada por el autor de L 20, para estimar la cantidad requerida de acero. La exactitud depende de muchos factores, pero se considera adecuada si se aplican las suposiciones expuestas anteriormente:

$$W = Ckh\ (T^{\frac{2}{3}} + V^{\frac{1}{2}} + L^{\frac{2}{3}}) \qquad (5\text{-}5)$$

Donde:

W = Peso de la torre, en lbs.

C = Constante que varía de 0.08 a 0.12.

- Para torres de suspensión C = 0.08

- Para torres de retención C = 0.12.

h = Altura desde el suelo al centro de gravedad de las cargas de los conductores, en pies.

T = Cargas transversales totales sobre los conductores, en lbs.

V = Cargas verticales totales de los conductores, en lbs.

L = Carga longitudinal del conductor, en lbs.

L = 0.25 F para torres de suspensión, y,

L = 1.00 F para torres de retención.

F = Tensión máxima de trabajo del conductor, en lbs.

k = Una variable dependiente del espaciamiento de los conductores.

Para torres de suspensión:

$$k = \sqrt{1.44 + \frac{B^2}{400}} \qquad (5\text{-}6)$$

Para torres de retención:

$$k = \sqrt{2.89 + \frac{B^2}{1260}} \qquad (5\text{-}7)$$

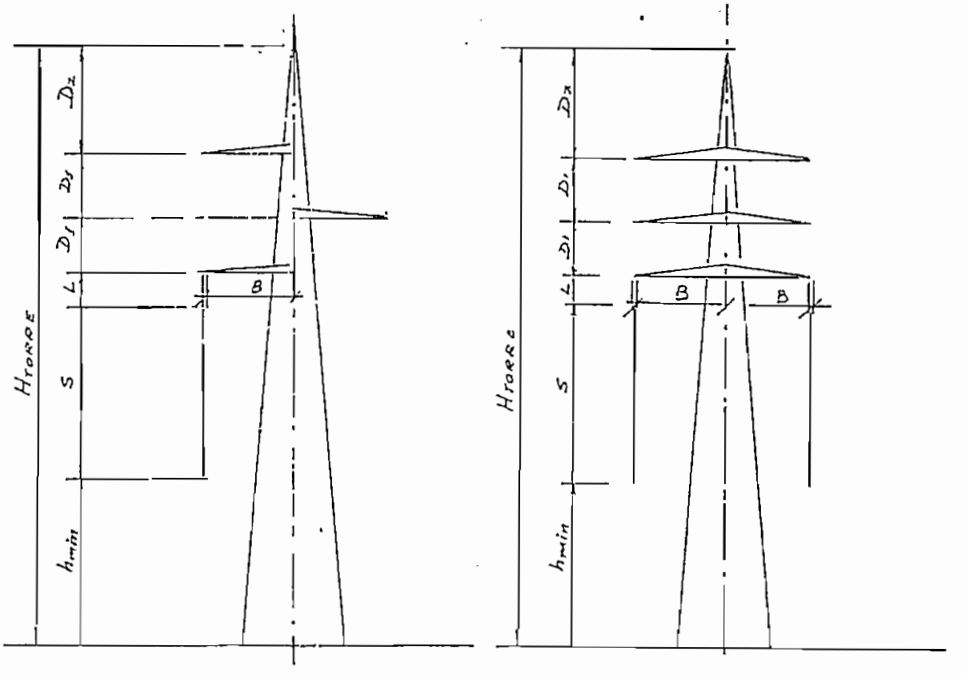
Donde:

B = Brazo del torque máximo para cargas longitudinales o sea la distancia del eje de la torre al

extremo de la cruceta, en pies.

5.3.2 Altura

Para la determinación de la altura de las torres de acero y del valor de h en la fórmula 5-5, se requiere primero asumir una configuración. En la Figura 5-3 se muestra las configuraciones con las que se ha desarrollado el programa; la configuración para simple circuito es la que se ha adoptado para las torres de 138 kV y 69 kV en las líneas de transmisión del Proyecto Pisayambo.



(a) Torre Simple Circuito (b) Torre Dobe Circuito

Figura 5-3

Por lo que la altura de una torre de suspensión será:

$$H_T = h_{min} + S + L + 2D_1 + D_2 \qquad (5\text{-}8)$$

Donde:

H_T = Altura de la torre.

h_{min} = Distancia mínima al suelo.

S = Longitud de la flecha máxima.

L = Longitud de la cadena de aisladores.

D_1 = Distancia entre crucetas.

D_2 = Distancia del hilo de guardia a la primera cruceta.

Para la determinación de las torres de acero, se usará una subrutina (TOWER) cuyo diagrama de flujo aparece en la Figura 5-4.

Donde:

I = 1,... NT

NT = Número de tipos de torre considerados.

DTHK = DCON + 2* THIKN(1)

DGTH = DGW + 2 * THIKN(1)

PRES(1) = Presión del viento en el estado inicial.

TENCN(1) = Tensión máxima del conductor.

TENGW = Tensión máxima del hilo de guardia.

SUBRUTINA TOWER

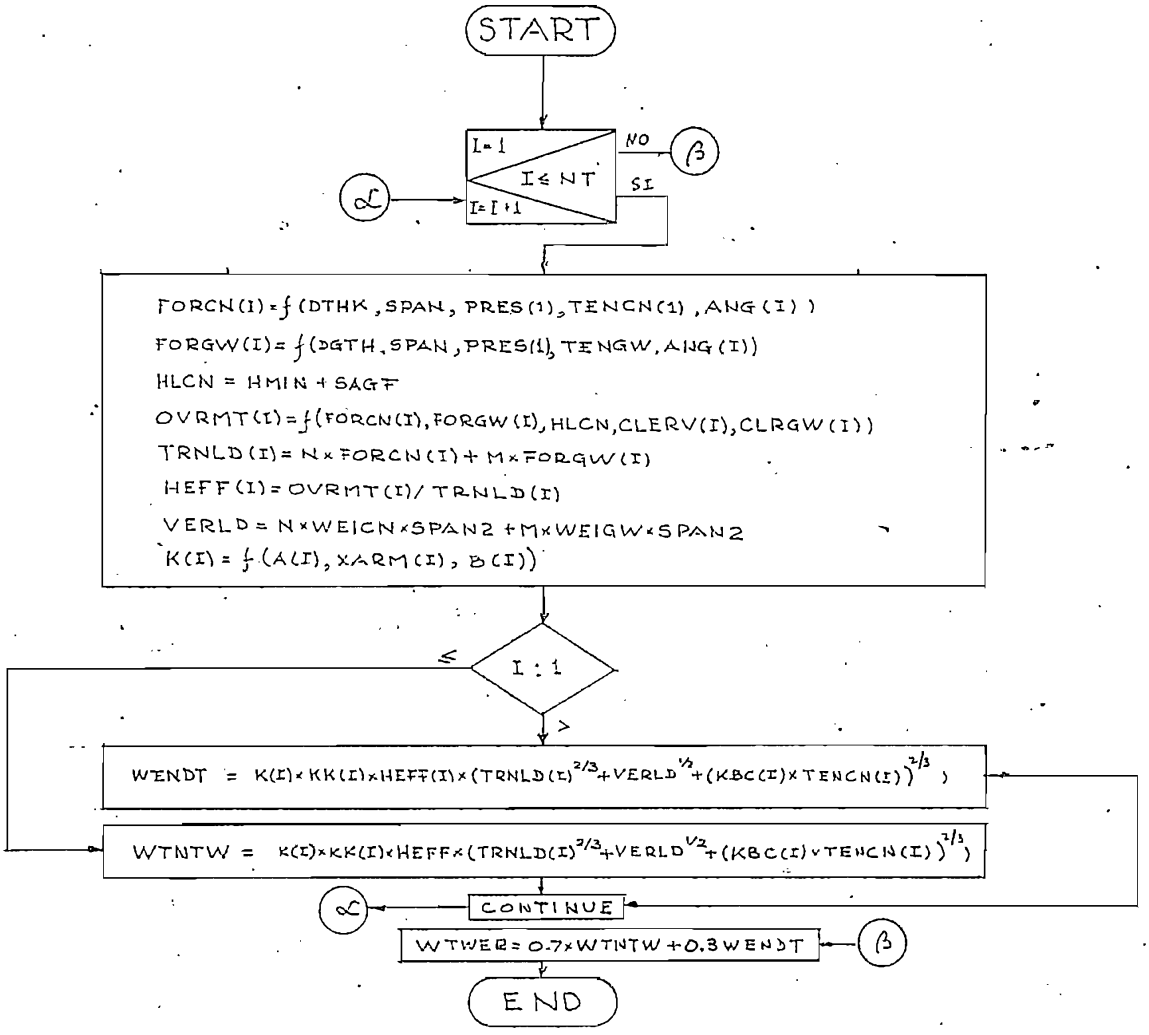


FIG. 5-4

$$FORCN(I) = DTHK*SPAN*PRES/12 + 2*TENCN(1)*SIN\left(\frac{ANGL(I)*\pi}{2*180}\right)$$

$$FORGW(I) = DGTH*SPAN*PRES/12 + 2*TENGW*SIN\left(\frac{ANGL(I)*\pi}{2*180}\right)$$

SAGF = Flecha máxima.

$$OVERMT(I) = \frac{M*FORCN(I)}{3} *\left[HLCN + (HLCN + CLERV(I)) + (HLCN + 2*CLERV(I))\right] + M*FORGW(I)*(HLCN + 2*CLERV(I) + CLRGW(I))$$

SPAN 2 = 1.5 SPAN

$$K(I) = \sqrt{A(I) + \frac{XARM^2(I)}{B(I)}}$$

	TORRE TANGENTE	TORRE TERMINAL
A(I)	1.44	2.89
B(I)	400.0	1260.0
KK(I)	0.08	0.12
KBC(I)	0.25	1.0

Con la determinación del peso de las torres de acero, se puede calcular su costo, lo cual interesa para la determinación del conductor y vano económicos, como se verá con más detalle en el numeral 7.1

Los procedimientos para determinar los costos de las estructuras de madera y hormigón son diferentes al anterior,

los mismos que se describen a continuación:

5.3.3 Requerimientos para estructuras de madera

Como ya se ha mencionado, interesa determinar el costo parcial que demandaría la construcción de una línea de una línea de transmisión, utilizando estructuras de madera, para lo cual es muy importante partir de una configuración de estructura.

En el presente estudio se va a asumir una estructura de madera en H, autosoportada, Figura 5-5.

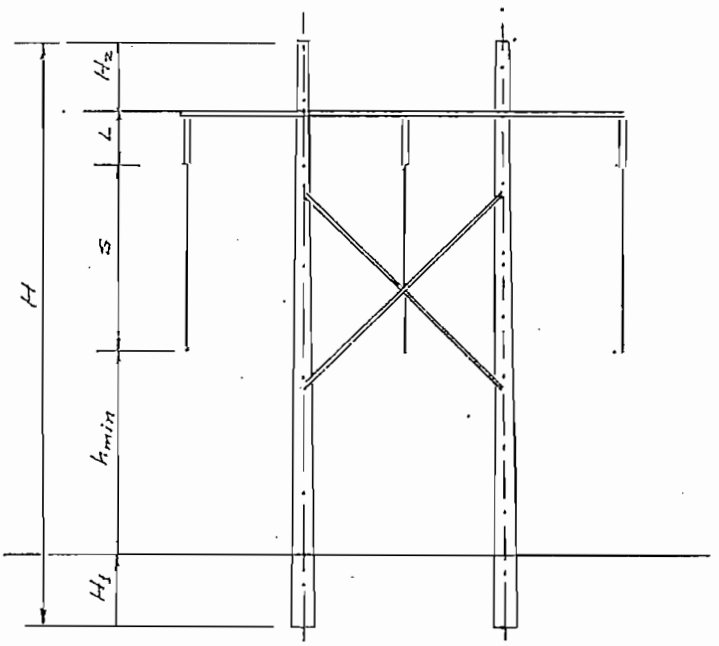


Figura 5-5

Hay que considerar también que para la selección de pos - tes de madera se los clasifica casi universalmente según las dimensiones ANSI (ver L 10 y L 26 tomo I), las cuales han sido establecidas de modo que el esfuerzo nominal de rotura en las fibras (flexión) sea el mismo para todas las longitudes y clases (distintos diámetros mínimos en la punta) del mismo tipo de madera. De esta forma los postes se clasifican en 10 clases (ANSI Class) del 1 al 10 especificándose la circunferencia mínima a una altura de 1.83 metros (6 pies) desde la base, para conseguir la resistencia deseada para cada tipo de madera y para cada clase. Las normas británicas (B.S.1990:1953) han hecho una clasificación similar, con la diferencia de que las dimensiones tabuladas son diámetros y no circunferencias, además, especifican el diámetro de los postes a 5 pies de la base.

Se va a partir de que se tiene conocimiento de: las flechas máximas para cada vano y cada conductor; con lo que se puede obtener las correspondientes longitudes mínimas de postes requeridas para cada flecha, y además, cuadros característicos para postes de diferentes maderas.

Así, por ejemplo, para la configuración adoptada, la lon-

gitud mínima del poste sería:

$$H = H_1 + h_{min} + S + L + H_2 \qquad (5\text{-}9)$$

Donde:

H = Longitud mínima del poste requerida, en pies.

H_1 = Longitud de empotramiento, que según L 10 es igual a 0.1 H + 2 pies.

h_{min} = Distancia mínima al suelo, en pies.

S = Longitud de la flecha máxima, en pies.

L = Longitud de la cadena de aisladores, en pies.

H_2 = Altura requerida para apantallar el conductor, en pies.

Para cada longitud minima de poste habría que entrar al cuadro de características, en las que se chequearía que para el vano considerado, el poste soporte adecuadamente las cargas de viento; en otras pulabras, que el diámetro (o circunferencia) en el nivel de empotramiento sea adecuado; para lo cual se puede aplicar el procedimiento siguiente:

Se conoce la resistencia de rotura de la fibra, que dividida por un conveniente factor de seguridad (el NESC acon

seja usar 4, las normas inglesas 3.5) se tendrá la resistencia de rotura máxima de trabajo; a la que denominamos f y que es igual a:

$$f = \frac{12Mz}{I} \qquad (5\text{-}10)$$

Donde:

f = Resistencia de rotura máxima de trabajo, en lb/plg^2.

M = Momento flector, en lb-pie.

z = Distancia de la fibra más alejada al eje neutro en la sección de empotramiento, en plg.

I = Momento de inercia, en plg^4.

Para calcular M se tiene:

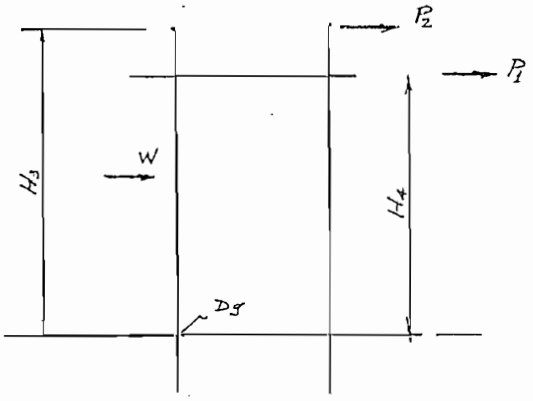


Figura 5-6

$$M = P_1 \times H_4 + P_2 H_3 + \frac{WH_3}{2} \qquad (5\text{-}11)$$

Donde:

M = Momento flector, en lb-pie.

P_1 = Carga total debida al viento sobre los conductores, en lb.

P_2 = Carga total debida al viento sobre los hilos de guardia, en lb.

H_3 = Altura del poste sobre el nivel del suelo, en pies.

H_4 = Altura al punto de aplicación de la carga P_1, en pies.

W = Carga de viento sobre el poste, en lbs.

Ahora:

$$Z = \frac{D_g}{2} \qquad (5\text{-}12)$$

Donde:

D_g = Diámetro del poste en la sección de empotramiento, en plg.

y:

$$I = \frac{\pi D_g^4}{64} \qquad (5\text{-}13)$$

Donde:

I = Momento de inercia para un poste de sección circular, en plg^4.

Reemplazando en 5-10, se tiene:

$$f = 12 \times M \times \frac{D_g}{2} \times \frac{64}{\pi D_g^4} = 384 \frac{M}{\pi D_g^3}$$

Asumiendo que cada uno de los postes que conforman la estructura, soporta la mitad de la carga, se tiene:

$$f = \frac{M}{2} \times \frac{384}{\pi D_g^3} = \frac{192M}{\pi D_g^3} = 61.15 \frac{M}{D_g^3}$$

En donde:

$$D_g = \sqrt[3]{\frac{61.15\ M}{f}} \qquad (5\text{-}14)$$

Este sería el mínimo diámetro requerido en la sección de empotramiento, con el que se entraría en las tablas de características de postes y entonces para la longitud de poste mínima ya establecida y el tipo de madera, se escogería la clase de poste y adicionalmente su costo.

Si el diámetro mínimo no se podría obtener de las clases

determinadas para la longitud establecida; sería necesa - rio escogerlo en una longitud mayor o calcular un nuevo valor de D_g para otra madera más resistente.

En nuestro país la industria de fabricación de postes de madera tratada está muy poco desarrollada, por lo que en el caso de que se quisiera hacer un estudio alternativo , con postes de madera, para una línea de transmisión, es - tos postes tendrían que ser importados y por lo mismo, su costo castigado con el valor del transporte.

5.3.4 Requerimientos para Estructuras de Hormigón

Tal como para las estructuras de madera, se trata de desa rrollar un procedimiento para conseguir el costo parcial que demandaría la construcción de una línea de transmi - sión utilizando estructuras de hormigón y como antes, tam bién se requiere conocer la configuración de la estructu- ra; se puede asumir la misma que se muestra en la Figura 5-5 o cualquier otra.

Los postes de hormigón, como ya se mencionó en 5.1.3, pue den fabricarse con distintos procedimientos de los que de pende la calidad del poste.

En el presente estudio no se pretende, en base a las condiciones de carga requeridas, diseñar los postes de hormigón necesarios, por cuanto esto es una técnica bastante especializada; lo que interesa es determinar primero, (de manera similar a la descrita en 5.3.3) para cada valor de flecha máxima correspondiente a cada vano y a cada conductor, una longitud de poste mínima.

Cabe anotar antes de seguir adelante, que los fabricantes de postes de hormigón, presentan su producto en tablas, indicando en ellas para las distintas longitudes, la carga transversal máxima admisible que al ser aplicada a 20 centímetros de la punta del poste, no produzca una deformación permanente mayor que la estipulada en los reglamentos para recepción de postes, también indican la carga longitudinal admisible (cuando no son de sección circular) y dimensiones generales como: diámetros y las de las secciones en la punta y en la base. En vista de que el hormigón trabaja muy bien a la compresión, las cargas verticales rara vez requieren comprobación.

Por tanto, se necesita conocer la carga transversal de trabajo máxima, para lo cual se puede proceder como sigue; por ejemplo, asumiendo una estructura como la que a conti

nuación se indica:

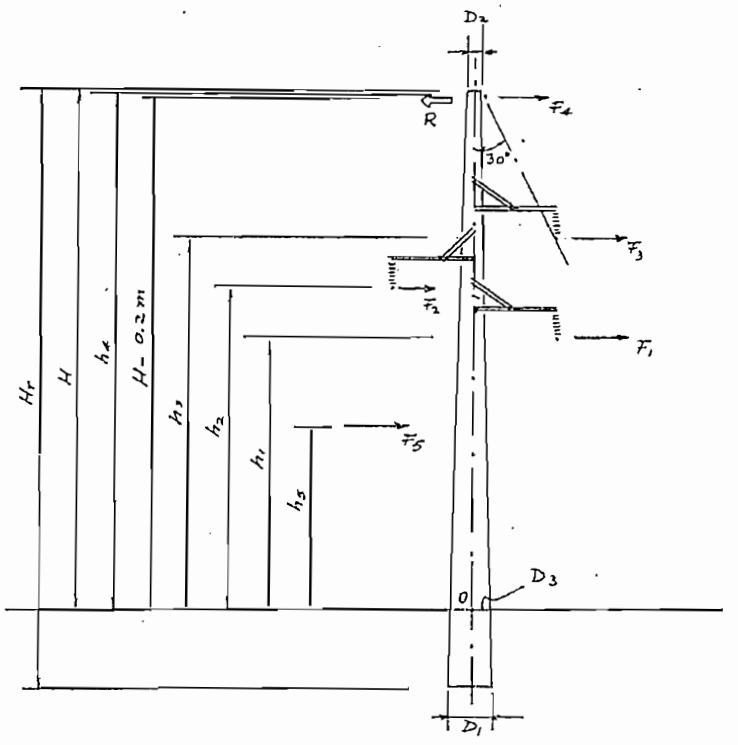


Figura 5-7

Y tomando respecto al punto 0, en la sección de empotramiento, se tiene:

$$\sum Mo = F_1 h_1 + F_2 h_2 + F_3 h_3 + F_4 h_4 + F_5 h_5 - R(H-0.20) = 0 \qquad (5\text{-}15)$$

Pero:

$$F_1 = F_2 = F_3 = F$$

Entonces:

$$R = \frac{F(h_1 + h_2 + h_3) + F_4 h_4 + F_5 h_5}{H - 0.20} \qquad (5\text{-}16)$$

Donde h_5 es la altura al centro de gravedad del poste, para la aplicación de la carga de viento, F_5, sobre el poste.

Asumiendo que la cara que da al viento es un trapecio, se tiene que:

$$h_5 = \frac{H}{3}\left(\frac{D_3 + 2D_2}{D_3 + D_2}\right) \qquad (5\text{-}17)$$

D_3 se puede calcular a partir de la conicidad N, que vale:

$$N = \frac{D_1 - D_2}{H_T} \qquad (5\text{-}18)$$

Entonces:

$$D_3 = NH + D_2 \qquad (5\text{-}19)$$

En caso de estructuras de ángulo, sería necesario sumar las cargas debidas al cambio de dirección de la línea pa-

ra cada conductor e hilo de guardia (esto es aplicable también a las estructuras de madera), aplicando la fórmula 5-1.

Conociendo la carga transversal total a que va a estar sujeto el poste, se puede entrar en la tabla, pero considerando un factor de seguridad(se lo puede tomar igual a 2) para tener la carga transversal máxima admisible, la misma que sería igual a:

$$R_t = 2R \qquad (5\text{-}20)$$

Luego, se procedería en forma similar a lo indicado para estructuras de madera, o sea con la carga transversal máxima admisible se escogería el poste adecuado, en la longitud correspondiente y adicionalmente su costo; de no obtenerlo en la longitud mínima necesaria habría que buscarlo en longitudes mayores o en características de postes de mejor calidad.

Los procedimientos enunciados en 5.3.3 y 5.3.4, serían una tarea muy larga y tediosa como para hacerlo manualmente, por lo que se requiere el auxilio de la computadora ; el presente trabajo no abarcará este estudio en razón de

que el elaborar los programas necesarios demandaría de tiempo y dedicación (investigación y/o elaboración de las tablas de características de postes) como para otra memoria de grado.

C A P I T U L O V I

6. ANALISIS DE PERDIDAS

6.1 PERDIDAS DE POTENCIA

En una línea de transmisión, considerando su circuito π equivalente, las pérdidas reales o de efecto Joule, por fase, de acuerdo a la Figura 6-1, son:

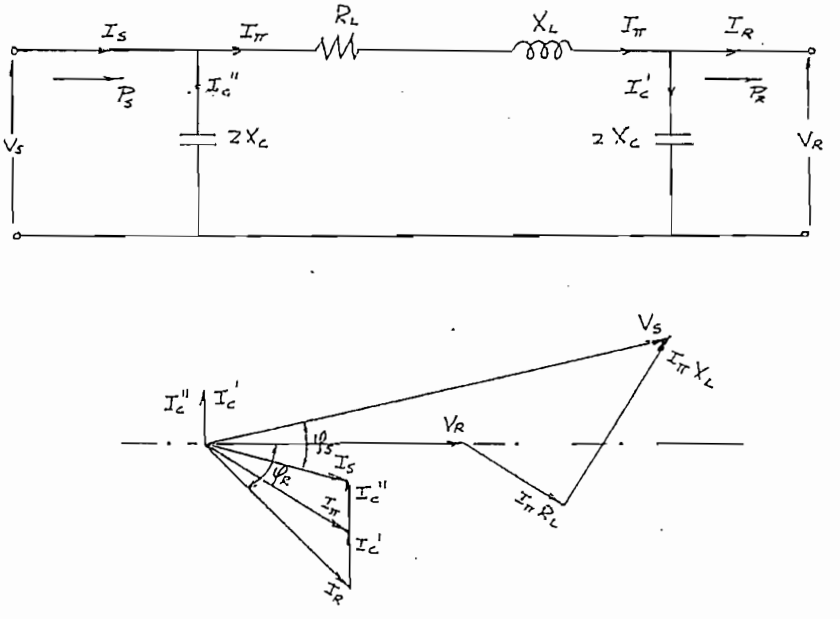


Figura 6-1

$$P_{1\phi} = V_S I_S \cos\varphi_S - V_R I_R \cos\varphi_R \qquad (6\text{-}1)$$

Si se asume despreciable, la capacitancia de la línea, las pérdidas reales por fase, son:

$$P_{1\phi} = I_{mx}^2 R \qquad (6\text{-}2)$$

y las pérdidas totales:

$$P_{3\phi} = 3I_{mx}^2 R \times 10^{-3} \qquad (6\text{-}3)$$

Donde:

$P_{3\phi}$ = Pérdidas de potencia 3 Ø, en kW/milla.

I_{mx} = Corriente debida a la potencia máxima a transmitirse en Amp.

R = Resistencia efectiva de un conductor, a la temperatura que se supone va a operar el conductor, en Ω/milla.

La corriente máxima es igual a:

$$I_{mx} = \frac{P_{mx}}{\sqrt{3}\ kV\ \cos\varphi} \qquad (6\text{-}4)$$

Donde:

P_{mx} = Potencia máxima a transmitirse, en kW.

kV = Voltaje de la línea, en kV.

$\cos\varphi$ = Factor de potencia.

6.2 PERDIDAS DE ENERGIA

Es necesario evaluar las pérdidas anuales en la línea, para lo cual, en vista de que generalmente se vende la energía en bloque, se acude a un tipo de tarifa de demanda máxima. Las tarifas de este tipo son muy adecuadas para analisis económicos, por cuanto el un término de la tarifa toma en cuenta la inversión adicional en generación necesaria para cubrir las pérdidas de pico, esta tarifa es de la forma indicada en la ecuación 6-9.

Las pérdidas de energía anuales se pueden determinar exactamente solo a partir de curvas de carga de días típicos en el año en consideración. Pero bajo condiciones normales, un cálculo aproximado en base al factor de carga suele ser adecuado.

Generalmente las proyecciones para n años de una línea se dan en demanda máxima (Mw) y en energía (Gwh), a partir de las cuales es posible obtener como sigue, el factor de carga para cada año:

$$f_c = \frac{Gwh \times 1000}{8760\ Mw} \qquad (6\text{-}5)$$

y en vista de que las pérdidas de energía trifásicas, en Kwh/milla/año de una línea son:

$$p_e = 3I_{mx}^2 R\ h_{eq} \times 10^{-3} \quad (Kwh) \qquad (6\text{-}6)$$

En donde:

h_{eq} = horas equivalentes del año.

$$h_{eq} = \lambda \times 8760 \text{ (horas)} \qquad (6\text{-}7)$$

λ es el llamado "Factor de Pérdidas" que es función del factor de carga y que de acuerdo con L 24 y L 32 se lo puede tomar como:

$$\lambda = 0.7\ f_c^2 + 0.3\ f_c \qquad (6\text{-}8)$$

Valor que también se lo requiere para cada uno de los n años en que se va a considerar la línea de transmisión.

Expresando matemáticamente, el precio efectivo de las pérdidas anuales por Kwh será:

$$S/Kwh = \frac{q}{8760\lambda} + \frac{r}{1000} \qquad (6\text{-}9)$$

Donde:

q = S/ por kW.

λ = Factor de pérdidas.

r = S/ por Mwh.

6.3 PERDIDAS POR EFECTO CORONA

6.3.1 Formación de Corona

Cuando entre dos conductores, existe un potencial diferente, se produce un campo eléctrico en el aire y alrededor de los conductores. Si el gradiente de potencial de este campo, excede la rigidez dieléctrica del aire, el mismo que a pesar de ser un buen aislante no es perfecto, debido principalmente a que en el aire hay siempre presentes un pequeño número de iones y electrones (como resultado de efectos como: la radiación ultravioleta del sol, rayos cósmicos, radioactividad del suelo, etc.) los cuales son repelidos y atraídos a grandes velocidades por el conductor, produciéndose así nuevos iones por colisión. Esto es lo que se conoce como una descarga de corona y este nom -

bre es debido a que la ionización es acompañada de un fenómeno luminoso alrededor del conductor. Además los iones producidos por corona dan lugar a cargas espaciales que se mueven alrededor gracias al campo de corriente alterna, pero la energía necesaria para este movimiento es tomada del conductor, consecuentemente esto constituye pérdidas para la línea de transmisión y son las llamadas "Pérdidas por Efecto Corona".

Este efecto corona se origina además de en los conductores, en los aisladores y accesorios de las líneas y produce en el espacio ionizado cercano a dichos elementos, una serie de descargas parciales que se traducen en impulsos de corriente sucesivos caracterizados por frentes de onda escarpados y alta frecuencia. Estos impulsos son a su vez causa de interferencias en frecuencias que van de unos 200 KHz a 10.000 KHz, o sea que afectarán la banda normal de transmisión de radiodifusión en amplitud modulada (550 a 1.700 KHz) y eventualmente las transmisiones por onda portadora (carrier).

6.3.2 Cálculo de las Pérdidas

El valor del gradiente de potencial en la superficie de un

conductor para el cual se inicia la ionización por choque se llama gradiente superficial crítico y se representa por g_o. En el caso del aire, a una presión barométrica de 760 mm. y 25°C de temperatura, el gradiente de potencial al cual este se perfora es igual a:

$$g_o = 30 \text{ kV pico/cm.} \qquad (6\text{-}10)$$

que corresponde a un valor eficaz (r.m.s.) de:

$$g_o = 21.1 \text{ kV/cm.}$$

para otras temperaturas y presiones, el gradiente de po - tencial varía en proporción directa, según Peterson, con la densidad relativa del aire elevada a los 2/3 y la cual a una presión barométrica de b cm. y una temperatura de t° grados centígrados, vale:

$$\delta = \frac{273 + 25}{273 + t^o} \times \frac{b}{76} = \frac{3.92\ b}{273 + t^o} \qquad (6\text{-}11)$$

(ó $17.9\ b/(459 + t^o)$ si b está dado en pulgadas y t^o en grados Farenheit).

El gradiente superficial, para conductores cilíndricos per

fectamente lisos, y dispuestos simétricamente es perfectamente uniforme sobre cada conductor y está dado por:

$$g = \frac{E}{r\ln(d/r)} \qquad (6\text{-}12)$$

Donde:

g = Gradiente superficial en kV (r.m.s.)/cm.

E = Voltaje al neutro en kV (r.m.s.) al neutro.

r = Radio del conductor, en cm.

d = Espaciamiento entre conductores, en cm.

Por tanto, cuando g es igual al gradiente superficial crítico, el voltaje es:

$$Eo = 21.1\,\delta^{2/3}\, r\ln\frac{d}{r} \qquad (6\text{-}13)$$

Donde Eo en kV(r.m.s.) al neutro, se conoce como "Voltaje Crítico Disruptivo", y que para poder aplicarse a los conductores reales de las líneas de transmisión que por una parte son cableados, y por otra, que nunca están perfectamente limpios y al ser manejados especialmente en el montaje se raspan y arañan en cierto grado, es necesario considerar una reducción del gradiente superficial crítico

mediante un factor de superficie m, que es el producto de dos coeficientes (según L 34): un coeficiente que toma en cuenta la forma general de la sección del cable m_f llamado coeficiente de forma y un coeficiente que toma en cuenta el estado de la superficie del cable, m_s, llamado coeficiente de superficie, entonces:

$$m = m_f \cdot m_s \qquad (6\text{-}14)$$

Donde:

m_f = 1 para una sección perfectamente circular.

m_f = 0.85 para un conductor cableado con 6 hilos en la capa exterior.

m_f = 0.9 para un conductor cableado con 12 a 30 hilos en la capa exterior.

m_s = 0.9 para conductor envejecido.

m_s = 0.8 para conductor nuevo.

m_s = 0.72 a 0.75 para conductores tratados deficientemente.

Asumiendo que se va a tener conductores cableados normalmente con m_f = 0.9 y m_s = 0.9, el factor de superficie será m = 0.81 y la ecuación 6-13:

$$Eo = 21.1\ m\ \delta^{2/3}\ r \ln \frac{d}{r} \qquad (6\text{-}14)$$

Cuando se tiene varios conductores por fase (en bundle), el voltaje crítico disruptivo en kV al neutro según L5, será:

$$Eo = 21.1\ m\ \delta^{2/3}\ r\ \frac{n}{1 + \beta r/a}\ \ln \frac{d}{r_e} \qquad (6\text{-}15)$$

Donde:

n = Número de conductores por bundle.

a = Lado del polígono que forma el bundle en cm.

r_e = Radio equivalente en cm.

Para bundle de 2 conductores:

$$r_e = \sqrt{ra} \quad y \quad \beta = 2$$

Para bundle de 3 conductores:

$$r_e = \sqrt[3]{ra^2} \quad y \quad \beta = 3.48$$

Para bundle de 4 conductores:

$$r = 1.09\sqrt[4]{ra^3} \quad y \quad \beta = 4.24$$

Durante lluvia, Eo se reduce un 20 % y cuando hay escarcha un 30 %. La línea debe diseñarse de modo que el voltaje crítico disruptivo para buen tiempo, sea por lo menos un 12 % más grande que el máximo voltaje de operación fase-neutro.

Las pérdidas por efecto corona para buen tiempo pueden calcularse aproximadamente mediante la siguiente fórmula debida a Peterson:

$$p_c = \frac{33.7 \times 10^{-6} \; f \; E^2 \; F}{\left(\lg_{10} \frac{DMG}{r}\right)^2} \qquad (6\text{-}16)$$

Donde:

p_c = Pérdidas por efecto corona, en kW/milla/1 fase.

f = Frecuencia, en c/s.

E = Voltaje al neutro, en kV.

DMG = Distancia media geométrica entre los conductores.

r = Radio del conductor en las mismas unidades que DMG.

F = Es una función de E/Eo dada en la forma de una curva conocida como "Función de las Pérdidas por Corona" (ver L 33).

A continuación se dan unos cuantos valores de esta función:

E/Eo	F	E/Eo	F	E/Eo	F	E/Eo	F
0.60	0.011	1.20	0.082	1.48	0.74	1.76	4.48
0.70	0.014	1.22	0.092	1.50	0.90	1.78	4.72
0.80	0.018	1.24	0.105	1.52	1.10	1.80	4.95
0.90	0.025	1.26	0.120	1.54	1.33	1.82	5.17
1.00	0.037	1.28	0.136	1.56	1.59	1.84	5.39
1.02	0.039	1.30	0.154	1.58	1.88	1.86	5.60
1.04	0.042	1.32	0.176	1.60	2.20	1.88	5.81
1.06	0.045	1.34	0.200	1.62	2.52	1.90	6.01
1.08	0.048	1.36	0.228	1.64	2.83	1.92	6.21
1.10	0.052	1.38	0.260	1.66	3.13	1.94	6.41
1.12	0.057	1.40	0.30	1.68	3.42	1.96	6.61
1.14	0.063	1.42	0.38	1.70	3.70	1.98	6.81
1.16	0.069	1.44	0.48	1.72	3.97	2.00	7.00
1.18	0.075	1.46	0.60	1.74	4.23	10.00	28.00

Puesto que la lluvia no cae simultáneamente a lo largo de toda la línea de transmisión, las pérdidas máximas por unidad de longitud en toda la línea serán aproximadamente:

$$p = \frac{2}{3} p_b + \frac{1}{3} p_m \qquad (6\text{-}17)$$

Donde:

p_b = Pérdidas por milla, en buen tiempo.

p_m = Pérdidas por milla, en mal tiempo.

Para obtener p_m se requiere calcular un nuevo valor de Eo tal que:

$$Eo' = 0.8\ Eo \qquad (6\text{-}18)$$

con lo que se aplica nuevamente la ecuación 6-16.

Pero considerando que hay unas 1.000 horas de lluvia a - nualmente, las pérdidas anuales promedias de una línea de transmisión son:

$$p_{av} = \frac{1000\ p_m + 7760\ p_b}{8760} \qquad (6\text{-}19)$$

6.3.3 Métodos de Cálculo Actuales

Con el empleo intensivo en muchos países de las tensiones extra altas, o sea voltajes de 380 kV, 500 kV y 750 kV se ha visto la gran importancia que pueden tener las pérdi - das por corona, especialmente en mal tiempo debido a que

buen tiempo en el conductor. Estas pérdidas en [illegible] dores no se incluyen en la ecuación de Peterson.

Las pérdidas en mal tiempo o sea presencia de lluvia o nieve, pueden llegar a ser 50 o más veces el valor en buen tiempo, de allí que muchos investigadores concluyen que las pérdidas en buen tiempo no tienen incidencia económica apreciable, especialmente si el período de mal tiempo coincide con la demanda máxima en el sistema, en cuyo caso el cargo por demanda será el costo más significativo de las pérdidas y condicionará el diseño, por ejemplo para líneas de transmisión de 500 kV y 700 kV las pérdidas de co

Tal como en la ecuación 6-20, se considera la dependencia de las pérdidas del cuadrado del radio del conductor. Puesto que existe proporcionalidad directa se establece la llamada pérdida específica:

$$P_{esp} = \frac{P_c}{r^2} \qquad (6\text{-}21)$$

De esta forma se puede graficar dichas curvas, tales como se muestran en la Figura 6-2 y que fueron tomadas de L 35.

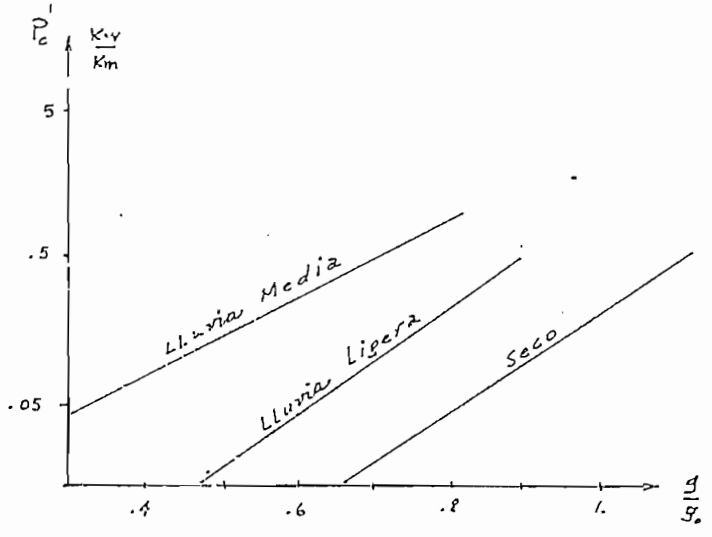


Figura 6-2

Por lo que estas curvas relacionan la pérdida específica con la relación entre gradiente efectivo y valor crítico, o sea:

$$P'_c = f(g/g_o) \qquad (6\text{-}22)$$

La expresión del gradiente crítico es diferente a la usada en las fórmulas de pérdidas de Peeck y Peterson, y corresponde al corona visual de Peeck:

$$g_v = 21.1\left(1 + \frac{0.3}{\sqrt{r}}\right) = 21.1\,\xi \qquad (6\text{-}23)$$

Donde:

g = Gradiente superficial al cual es visible la corona en kV(r.m.s.)/cm.

r = Radio del conductor en cmts.

ξ = $1 + 0.3/\sqrt{r}$.

En función de la relación g/g_o se lee en las curvas: P'_c para diversas condiciones atmosféricas, este valor debe multiplicarse por un coeficiente que expresa las características geométricas de la línea:

$$P_c = P'_c \cdot k \qquad (6\text{-}24)$$

Donde:

P_c = Pérdidas corona de un conductor o subconductor en kW/Km.

$$k = \frac{f}{50}\, n(r\beta)^{-} \frac{n(R/r_e)\ \ln\ (\rho/r_e)}{\ln\ (R/\rho)}$$

Donde:

f = Frecuencia de la tensión aplicada, en hz.

n = Número de conductores por fase.

r = Radio del conductor o subconductor, en cmts.

r_e = Radio equivalente del haz de una fase.

R = Radio del cilindro, equivalente a potencial cero; en líneas trifásicas ≅ DMG.

ρ = $18\sqrt{r}$ para conductor simple y $18\sqrt{nr + 4}$ para conductor múltiple.

Se preparan luego curvas de las pérdidas en función del calibre (diámetros) de los conductores, en las que se puede apreciar la incidencia de las condiciones climáticas en las pérdidas para cualquier conductor.

Al efectuar un cálculo económico debe recordarse la posibilidad de que la lluvia no afecte con la misma intensidad toda la longitud de la línea, ya que en general en una línea larga pueden ocurrir todas las condiciones de clima , afectando diversos sectores y además que la pérdida máxima no sea coincidente con la demanda máxima de la línea.

En este estudio, para considerar las pérdidas debidas a efecto corona, se usará una subrutina que los calcula en base al método clásico expuesto en 6.3.2 y esto en razón de que en nuestro país no se presentan todavía estudios de líneas de EAV, así las pérdidas que resulten para voltajes como 138 kV pesarán tan poco en el análisis económico que su inclusión tiene más carácter académico que práctico.

En líneas de EAV habría necesidad de un estudio particular para cada línea, en el que se incluiría las variaciones de δ, las variaciones de intensidad de la lluvia para los que se requiere adecuados registros meteorológicos provenientes de un conveniente número de estaciones; en base a estos estudios se confeccionaría las curvas de pérdidas vs. calibre de conductor y evaluando estas pérdidas, se alimentaría como datos al programa principal. Caso concreto es el estudio que se hizo en INECEL para las líneas de transmisión a 230 kV del Proyecto Paute.

A continuación, Figura 6-3, se tiene el diagrama de flujo de la subrutina LOSS que calcula las pérdidas de potencia y energía; y el de la subrutina PERCO, Figura 6-4, que calcula las pérdidas por efecto corona. En la que P se utiliza para poder aplicar la fórmula de Halley, ya que fre-

cuentemente se desconoce el valor de b (en cm) y que de - pende de la altitud h_b sobre el nivel del mar, en metros:

$$\lg_{10} b = \lg_{10} 76 - \frac{h_b}{18336} \qquad (6\text{-}25)$$

En PERCO, se requiere dos valores de F correspondientes a dos valores de E/Eo, dichos valores de F se los obtendrá mediante interpolación lineal a partir de los 56 pares de valores dados en 6.3.2, y utilizando una subrutina adicional: INTRP, cuyo diagrama de flujo aparece en la Figura 6-5.

SUBRUTINA LOSS

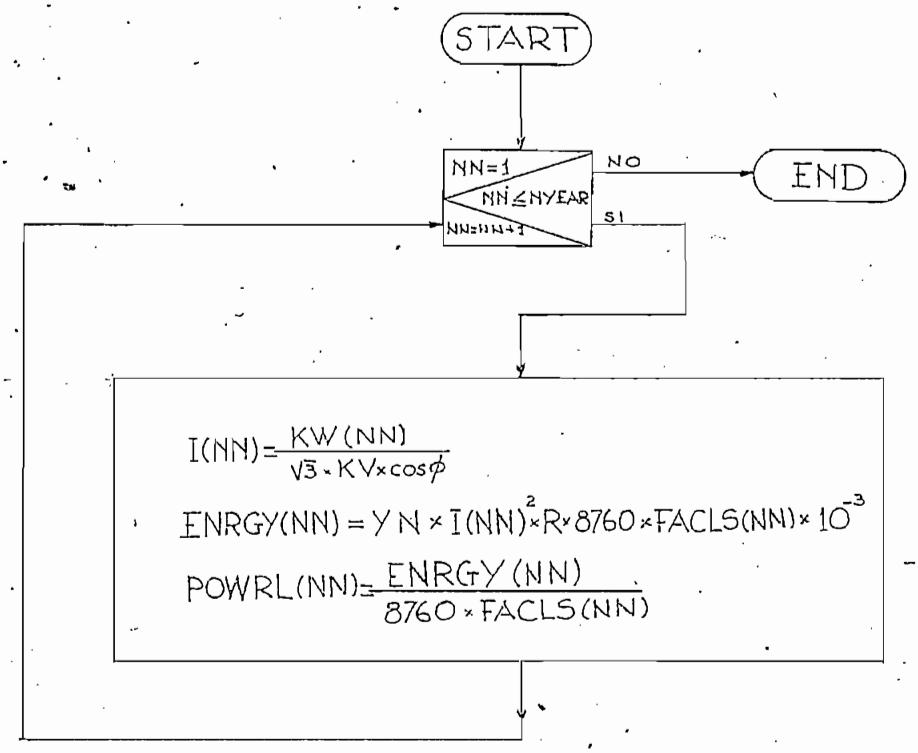


FIG. 6-3

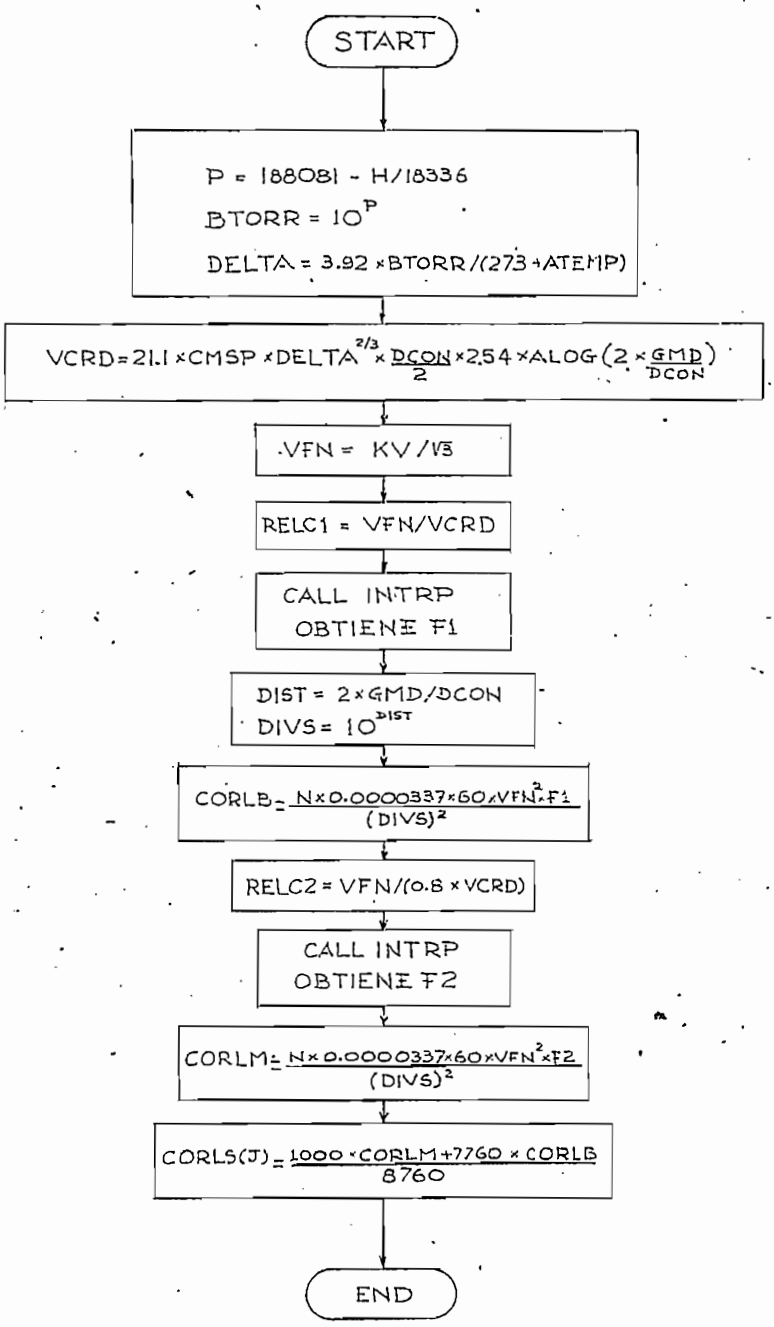

START
P = 188081 - H/18336
BTORR = 10^P
DELTA = 3.92 × BTORR/(273 + ATEMP)
VCRD = 21.1 × CMSP × DELTA^2/3 × DCON/2 × 2.54 × ALOG(2 × GMD/DCON)
VFN = KV/√3
RELC1 = VFN/VCRD
CALL INTRP
OBTIENE F1
DIST = 2 × GMD/DCON
DIVS = 10^DIST
CORLB = N × 0.0000337 × 60 × VFN² × F1 / (DIVS)²
RELC2 = VFN/(0.8 × VCRD)
CALL INTRP
OBTIENE F2
CORLM = N × 0.0000337 × 60 × VFN² × F2 / (DIVS)²
CORLS(J) = 1000 × CORLM + 7760 × CORLB / 8760
END

FIG. 6-4

SUBRUTINA INTRP

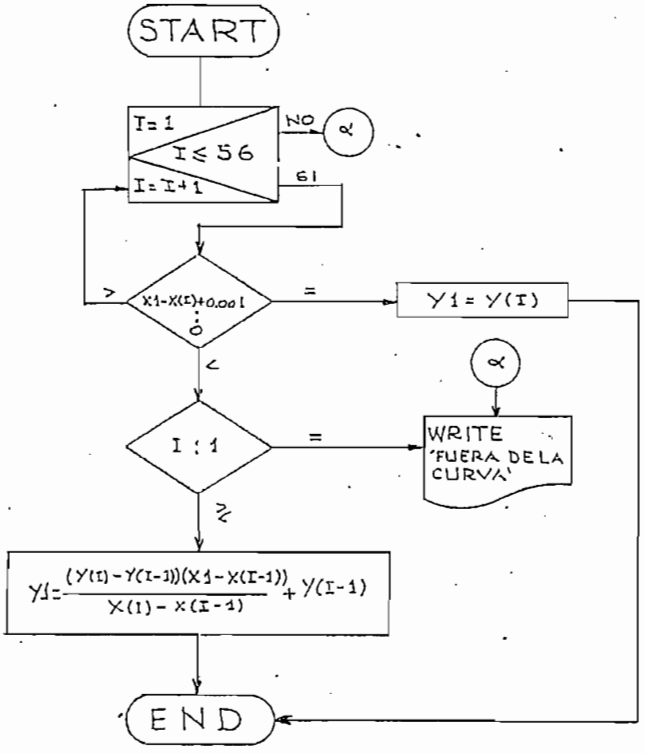


FIG. 6-5

C A P I T U L O V I I

7. ANALISIS DE COSTOS

Las consideraciones de ordon económico que deben tenerse en cuenta en el diseño de una línea de transmisión, son:

a. La determinación de la inversión requerida en la lí - nea.
b. La determinación del costo total anual de operación , de la línea ya construída.

7.1 COSTOS DE INVERSION

Entre los principales costos de inversión requeridos para la selección óptima del conductor y del vano, se van a considerar los siguientes:

a. Adquisición de derechos de paso.
b. Entradas de acceso y limpieza de la brecha forestal.
c. Estructuras y Accesorios.
d. Conductores y accesorios.
e. Hilo de guardia y accesorios.
f. Estudios y proyecto.

7.1.1 Adquisición de Derechos de Paso

El ancho de los derechos de paso que deben adquirirse a lo largo de la ruta de la línea (right-of-way), depende del voltaje nominal de la línea de transmisión. Los anchos adoptados en L 37, son:

Para 230 kV	100 mts.
Para 138 kV	60 mts.
Para 69 kV	50 mts.
Para 13.8 kV	30 mts.

por lo tanto, el área a expropiarse está dado por:

$$A_e = B_e \times L_\ell \times 10^{-4} \qquad (7\text{-}1)$$

Donde:

A_e = Area a expropiarse en hectáreas.

B_e = Ancho de los derechos de paso.

L_ℓ = Longitud de la línea, en metros.

El costo unitario de la hectárea (L 37), determinado a través de datos estadísticos de los costos de expropiación, que fueron pagados por CHESF (Companhia HidroEléctrica do

São Francisco, Rio de Janeiro, Brasil), es de Cr $ 35,00 a proximadamente U.S. $ 7.80 (U.S.$ 3.15/Acre).

7.1.2 Caminos de Acceso y Limpieza de la Brecha Forestal

El ancho de la brecha que requiere limpieza, también de - pende del voltaje nominal de la línea de transmisión y de acuerdo con la Figura 7-1, está dado por: (d + 10) metros.

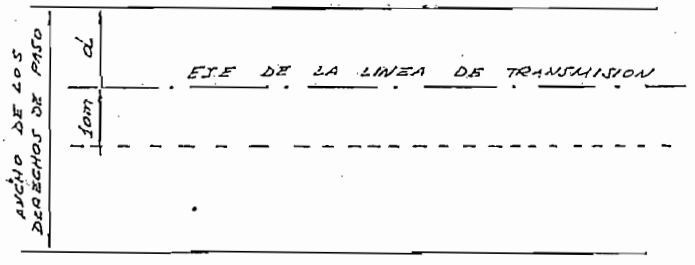


Figura 7-1

y según L 37 se tienen los siguientes valores de d y de an cho de brecha forestal.

Voltaje de la línea	d (m)	d (pies)	Ancho Brecha (m)	Ancho Brecha (pies)
230 kV	20	66	30	99
138 kV	16	53	26	86
69 kV	15	49	25	82
13,8 kV	11	36	21	69

tud de la línea.

Tanto la limpieza de la brecha como la de los caminos de acceso se pueden resumir en:

$$LB + CA = (d + 10 + 1.25) \times L_\ell \times 10^{-4} \times (\text{costo unitario}) \qquad (7\text{-}3)$$

El valor del costo unitario, según L 37 es de Cr S/. 520,00 por hectárea (aproximadamente U.S.$ 47.00/Acre) para líneas de hasta 138 kV y Cr S/. 650,00/Ha (aproximadamente U.S.$ 59.00/Acre) para líneas a 230 kV.

7.1.3 Estructuras y Accesorios

El costo de las estructuras y accesorios puede dividirse en:

a. Costo del material total: es la suma de los costos relativos a todas las estructuras, crucetas (cuando se utiliza postes) y demás accesorios de la estructura (por ejemplo: puestas a tierra, fundaciones, tensores, etc.).

b. Transporte, seguro y almacenaje

Este costo es el 12 % del costo del material total.

c. Mano de obra, cargas sociales y transporte local

Según L 37 el costo medio de este literal de acuerdo con el voltaje de la línea, es:

Para 13.8 kV ... 115% del material total
Para 69 kV ..... 80 % del material total
Para 138 kV .... 70 % del material total
Para 230 kV..... 38 % del material total

Por lo que el costo total es la suma de los tres costos mencionados.

7.1.4 Conductores y Accesorios

Como el anterior, este costo puede dividirse en:

a. Costo del Material total

Es la suma de los costos relativos al conductor, a los aisladores y demás accesorios.

$$MT = 3.3 \times L_f \times p \times \$/lb + \text{Aisladores} + \text{Accesorios} \quad (7\text{-}4)$$

Donde:

L_ℓ = Longitud de la línea, en millas.

p = Peso del conductor, en lb/milla.

\$/lb = Precio por libra de ACSR.

Aisladores = Costo de todas las cadenas de aisladores.

Accesorios = Costo de todos los accesorios.

b. Transporte, Seguro y Almacenaje

Estimado como el 12 % del costo del material total.

c. Mano de Obra, Cargas Sociales y Transporte Local

Se estima también como un porcentaje del material total y según L 37, depende del conductor y el voltaje de la línea, como sigue:

13.8 kV	1/0 AWG	6/1	ACSR	55 %
69 kV	1/0 AWG	6/1	ACSR	45 %
69 kV	4/0 AWG	6/1	ACSR	30 %
69 kV	266.8 MCM	26/7	ACSR	20 %
69 kV	336.4 MCM	26/7	ACSR	20 %
138 kV	397.5 MCM	26/7	ACSR	20 %
230 kV	636 MCM	26/7	ACSR	10 %

y como antes el costo total, está dado por la suma de los tres costos mencionados.

7.1.5 Hilo de Guardia y Accesorios

Este costo se subdivide en:

a. Costo del material total:

$$CM = N \times 1.1 \times L_\ell \times p \times \$/lb + \text{accesorios} \qquad (7\text{-}5)$$

Donde:

L_ℓ = Longitud de la línea, en millas.

N = Número de hilos de guardia.

p = Peso del hilo de guardia, en lb/milla.

$/lb = Precio por libra del cable de acero.

accesorios = Costo de todos los accesorios.

b. Transporte, Seguro y Almacenaje

De acuerdo con la experiencia anterior, este costo se estima en un 12 % del material total.

c. Mano de Obra, Cargas Sociales y Transporte Local

Un valor medio para este costo es de 35 % del material

total.

7.1.6 Estudios y Proyecto

El costo de todo el trabajo de ingeniería que precede a la construcción de una línea se ha estimado en 3 % del costo total (suma de los 5 numerales anteriores) para líneas de transmisión hasta de 138 kV y 2 % para líneas a 230 kV.

7.1.7 Costo Total de la Línea

Todos los costos indicados en 7.1.1, 7.1.2, 7.1.3, 7.1.4 y 7.1.5 se denominan costos directos y pueden calcularse con precisión suficiente. Pero existen además otros gastos que se van a producir durante la construcción de la línea y que van a gravar su costo.

Estos gastos son debidos a: los trabajos de fiscalización de la obra, inspección y recibimiento de materiales, etc. y que involucran los 5 numerales antes descritos. Por lo tanto, el costo total de cada uno de ellos deberá aumentarse en un 12 % de su costo directo debido a los trabajos de supervisión y otro 12 % adicional (en total 24 %) para cubrir gastos generales que ocurren eventualmente o imprevistos.

Cuando los costos de una línea de transmisión se expresan en S/./Km ó S/./milla se tiene una idea más cabal y exacta de su aspecto económico.

7.2 COSTO TOTAL ANUAL DE OPERACION

El costo total anual de operación de una línea es la suma de:

tos.

Cuando los costos de una línea de transmisión se expresan en S/./Km ó S/./milla se tiene una idea más cabal y exacta de su aspecto económico.

7.2 COSTO TOTAL ANUAL DE OPERACION

El costo total anual de operación de una línea es la suma de:

a. Cargos fijos de inversión.
b. Costos variables de operación.

7.2.1 Cargos Fijos de Inversión

Los cargos fijos de inversión consisten en general de:

a. Depreciación.
b. Intereses.
c. Seguros.
d. Costos de operación.
e. Costos de mantenimiento.
f. Reparaciones.

g. Gastos de inspección, administración y oficina.

h. Impuestos.

i. Cargas sociales.

7.2.2 Costos Variables de Operación

Los costos variables durante la operación de la línea consisten en:

a. Las pérdidas de potencia (incluyendo aquí, las pérdidas de efecto corona) y las pérdidas de energía; y,

b. Las pérdidas de suministro de potencia debido a salidas de la línea.

En el presente estudio no se va a analizar estas pérdidas debidas a salidas de la línea, en vista de que se requiere de un concienzudo estudio para la determinación del número de salidas y la duración de cada una de éstas, además la evaluación misma de la energía perdida no podría medirse con las tarifas normales debido a la existencia de cláusulas de penalidad por interrupción del servicio. La duración de las salidas depende de muchos factores como la organización, medios para reparar y localizar las fallas de que disponga la empresa, etc. La confiabilidad de un

sistema aumenta si se tienen presentes: una adecuada coordinación del aislamiento y protección contra sobrevoltajes, hilos de guardia, buena puesta a tierra, protección de las líneas con interruptores automaticos reconectadores de alta velocidad, etc.; también hay que tener presente que la importancia de los consumidores mismos difiere de un sistema a otro. Todos estos factores hacen que la evaluación de las pérdidas por salidas de la línea no sean más que una tosca aproximación; y por supuesto hay que tener presente que no todas las pérdidas de suministro de potencia se deben exclusivamente a la línea misma sino a fallas de las centrales, subestaciones, etc.

7.3 OPTIMIZACION DEL VANO Y DEL CONDUCTOR

Una vez que se ha determinado los costos totales de inversión como se indicó en 7.1, se procede a calcular la anualidad para los distintos vanos en el análisis de cada conductor, o sea el cargo fijo que se tendrá en cada uno de los n años (en los que se está analizando la línea) y para el interés estipulado, mediante el llamado CRF (Capital Recovery Factor) o factor de recuperación de capitales, tal como se indica a continuación:

$$\text{ANUALIDAD} = (\text{CTI}) \times (\text{CRF}) \qquad (7\text{-}6)$$

Donde:

CTI = Costo total de inversión.

CRF = Factor de recuperación del capital para n años y un interés i en %.

Para obtener el costo total de las pérdidas de potencia y energía hay que considerar las pérdidas por efecto corona que se calculan para cada conductor. A estas pérdidas totales determinadas para cada conductor y en cada año se les debe añadir el cargo fijo anual o anualidad con lo que se tiene el costo anual de operación para cada uno de los n años, costos anuales que traídos a su valor presente y sumados constituyen el costo total de la línea en valor presente. Este costo es el que servirá para la determinación del vano económico u óptimo en el análisis de cada conductor; y de la comparación de los mínimos costos totales correspondientes a cada conductor, la selección del conductor económico.

C A P I T U L O V I I I

8. PROGRAMA PRINCIPAL Y DIAGRAMA DE FLUJO

En el Programa Principal, luego de dimensinar las variables que tienen arreglo, se procede a la lectura de todos los datos que se requieren para la obtención del conductor y vano óptimos.

8.1 DATOS DE ENTRADA

En el ejemplo que se desarrolla en el siguiente capítulo, se describe detalladamente el orden en que deben ir las tarjetas de datos y los formatos que se han usado para perforarlas. A continuación se enlistan todos los datos de entrada, indicando el símbolo respectivo que se ha usado en el programa y las unidades utilizadas.

SIMBOLO USADO EN PROGRAMA	SIMBOLO USADO EN TEXTO	DEFINICION
NC		Número de conductores que se van a analizar.
N		Número total de conductores de fase.

SIMBOLO USADO EN PROGRAMA	SIMBOLO USADO EN TEXTO	DEFINICION
M		Número de hilos de guardia.
NT		Número de tipos de torre, considerados.
NCLIM		Número de condiciones o estados climatológicos.
NYEAR	n	Número de años que se consideran en el análisis económico de la línea.
EI	E_i	Módulo de elasticidad inicial (lb/plg^2).
EF	E_f	Módulo de elasticidad final (lb/plg^2).
PI	π	3.141592
ALFA	α	Coeficiente de dilatación lineal del conductor($1/^oF$)
HMIN	h_{min}	Distancia mínima del conductor al suelo (pies).
PF	$\cos\varphi$	Factor de potencia.
kV	kV	Tensión de operación de la línea (kV).
CRF	CRF	Factor de recuperación del capital para NYEAR y OINT.

SIMBOLO USADO EN PROGRAMA	SIMBOLO USADO EN TEXTO	DEFINICION
KCNST		Constante de acuerdo al NESC que debe sumarse al esfuerzo resultante sobre la estructura (lb/pie).
CKW	q	Costo de la potencia de pérdidas (U.S.$/kW).
CMWH	r	Costo de la energía de pérdidas (U.S.$/MWh).
CSTEL		Costo del acero de las torres en (U.S.$/libra).
OINT	i	Interés (%/100).
CGWST		Costo del acero del hilo de guardia (U.S.$/libra).
CACCS		Costo promedio de accesorios para cada torre (U.S $/torre).
SPNIN		Vano inicial (pies).
SPNFN		Vano final (pies).
DLTSP		Incremento del vano (pies).
RWIDE	B_e	Ancho de los derechos de paso para expropiación:

SIMBOLO USADO EN PROGRAMA	SIMBOLO USADO EN TEXTO	DEFINICION
		330 pies para 230 kV. 197 pies para 138 kV. 164 pies para 69 kV. 99 pies para 13.8 kV.
RWAYC		Costo de la expropiación para derechos de paso (U.S.$/acre).
DWIDE	d	La distancia "d" en la formula 7-3 para determinar el ancho de la brecha forestal y caminos de acceso a ser limpiados: 66 pies para 230 kV. 53 pies para 138 kV. 49 pies para 69 kV. 36 pies para 13.8 kV.
CLBRC		Costo de la limpieza de la brecha forestal más caminos de acceso: U.S.$ 47/acre para líneas de hasta 138 kV. y U.S.$ 59/acre para líneas a 230 kV.
KCNST		Constante que permite aumentar la carga (lb/pie) vertical al peso normal

SIMBOLO USADO EN PROGRAMA	SIMBOLO USADO EN TEXTO	DEFINICION
CAINS	L	Longitud de la cadena de aisladores (en pies).
H	h_b	Altura promedio de la línea (m.s.n.m.)
ATEMP	t^o	Temperatura promedio a lo largo de la línea (^oC).
CMSP	m	Factor de superficie del conductor.
GMD	DMG	Distancia media geométrica (plg).
CNDNB		Nombre del conductor.
ARACN	A	Sección transversal del conductor (plg^2).
UTSCN		Resistencia a la rotura del conductor (lbs).
WEICN	w_c	Peso del conductor (lb/pie)
RESCN	R	Resistencia eléctrica del conductor (ohmios/milla).
DCON	D	Diámetro del conductor(plg)
CCNDC		Costo del conductor (U.S.$ /libra).

SIMBOLO USADO EN PROGRAMA	SIMBOLO USADO EN TEXTO	DEFINICION
DGW		Diámetro del hilo de guardia (plg).
GWNB		Nombre del hilo de guardia.
ARACW		Sección transversal del hilo de guardia (plg^2).
UTSGW		Resistencia a la rotura del hilo de guardia (lb).
WEIGW		Peso del hilo de guardia (lb/pie).
TEMP		Temperatura para cada estado climatológico (°F).
PRES		Presión del viento para cada estado climatológico (lb/pie^2).
THIKN	t	Espesor del hielo para cada estado climatológico (plg).
KLOAD		Número del orden del estado climatológico.
PCUTS		Fracción decimal de la tensión de rotura del conduc

SIMBOLO USADO EN PROGRAMA	SIMBOLO USADO EN TEXTO	DEFINICION
		admisible en cada estado climatológico (%/100).
ANGL	β	Angulo de deflexión de la línea admisible en cada tipo de estructura (°).
CLRGW	D_2	Espaciamiento vertical entre la cruceta más alta y el hilo de guardia (pies).
CLERV	D_1	Espaciamiento vertical entre crucetas contiguas (pies).

	TANGENTE	RETENCION
KBC	0.25	1.0
A	1.44	2.89
B	400	1 260
KK	0.08	0.12

XARM	B	Longitud del eje de la torre al conductor (pies).
kW		Demanda máxima anual (MW).
FACLS	λ	Factor de ~~pérdidas~~ carga.

SIMBOLO USADO EN PROGRAMA	SIMBOLO USADO EN TEXTO	DEFINICION!
IA		Año desde el que se considera comienza a operar la línea.

8.2 DIAGRAMA DE FLUJO, PROGRAMA PRINCIPAL

(Ver Figura 8-1).

8.3 RESULTADOS O DATOS DE SALIDA

Como se verá adelante, en el problema de aplicación del numeral 9., para cada uno de los vanos en los que se analiza los 7 conductores se tienen los siguientes resultados o datos de salida:

a. Flecha máxima, en pies.
b. Tensión máxima del conductor, en libras.
c. Peso promedio por torre, en libras.
d. Altura de la torre de suspensión, en pies.
e. Inversión inicial total en U.S.$/milla.
f. Costo anual de la inversión inicial en U.S.$/milla.

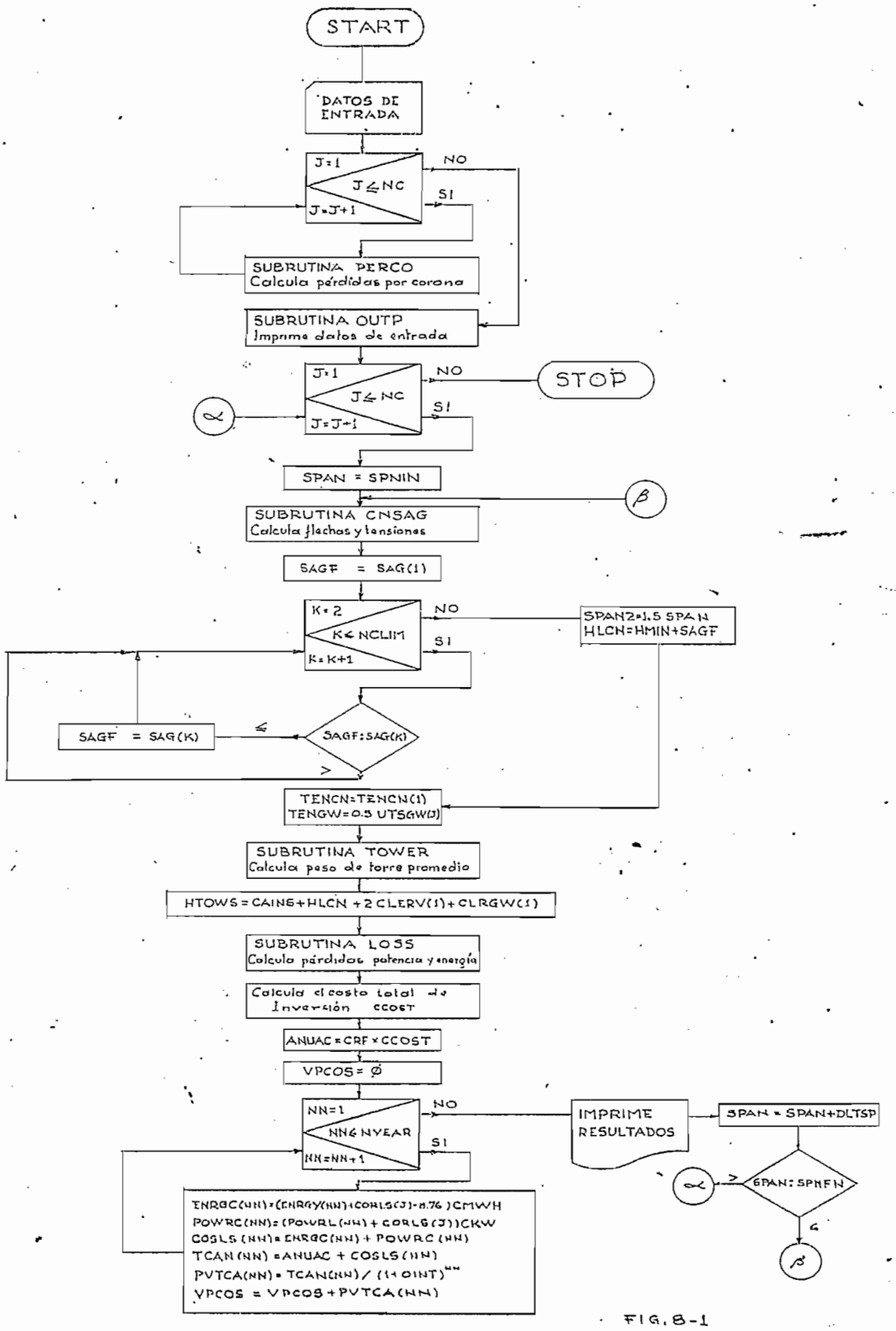


FIG. B-1

g. Costo en valor presente de las pérdidas totales, en U.S.$/milla.

h. Costo total de la línea en valor presente, en U.S.$/milla.

g. Costo en valor presente de las pérdidas totales, en U.S.$/milla.

h. Costo total de la línea en valor presente, en U.S.$/milla.

C A P I T U L O I X

9. PROBLEMA DE APLICACION

Como ejercio de aplicación se va a correr el programa para la línea de transmisión Pucará - Quito, a 138 kV y 107 Km. del Proyecto Pisayambo.

Los siguientes datos se perforarán como se indica en la Figura 9-1 con un FORMATO: 6I3, 4F10.0, 3F7.0/10F8.0/11F7.0/I10.

NC = 7 tipos de conductores.

N = 3 conductores de fase.

M = 1 hilo de guardia.

NT = 2 tipos de torre.

CNLIM = 4 estados climatológicos.

NYEAR = 30 años.

EI = 8330618 lb/plg^2.

EF = 10880807 lb/plg^2.

PI = 3.141592

ALFA = 0.0000107/°F.

HMIN = 23.0 pies.

PF = 0.85

kV = 138 kV.

KCNST = 0

CKW = 18.0 U.S.$/kW.

CMWH = 9.0 U.S.$/MWh.

CSTEL = 0.22 U.S.$/libra.

OINT = 0.07

CGWST = 0.35 U.S.$/libra.

CACCS = 325.0 U.S.$/torre.

SPNIN = 500.0 pies.

SPNFN = 2000.0 pies.

DLTSP = 50.0 pies.

RWIDE = 197.0 pies.

RWAYC = 3.15 U.S.$/acre.

DWIDE = 53.0 pies.

CLBRC = 47.0 U.S.$/acre

CAINS = 7.0 pies.

H = 2700.0 m.s.n.m.

ATEMP = 13.0 °C.

CMSP = 0.81

GMD = 224 plg.

CRF = 0.080586

Los siguientes datos, se perforarán con un FORMATO: 7F10.4 como se indica en las Figuras 9.2 y 9.3 más adelante.

Nombre del Conductor MCM	336.4	397.5	477.	500.	556.5	605.	636.
Area (plg)	.3072	.3630	.4356	.4842	.5083	.5525	.5809
Resistencia rotura (lb)	14050	16190	19430	24453	22400	24100	25000
Peso (lb/pie)	0.463	0.547	0.657	0.781	0.766	0.833	0.875
Resistencia (ohmio/milla)	0.278	0.235	0.196	0.187	0.168	0.154	0.147
Diámetro (plg)	0.721	0.783	0.858	0.904	0.927	0.966	0.990
Costo (U.S.$/lb)	0.499	0.489	0.484	0.458	0.483	0.481	0.476

Nombre del hilo de guardia	3/8	3/8	3/8	3/8	3/8	3/8	3/8
Diámetro (plg)	0.375	0.375	0.375	0.375	0.375	0.375	0.375
Area (plg)	0.0792	0.0792	0.0792	0.0792	0.0792	0.0792	0.0792
Resistencia rotura (lb)	10800.	10800.	10800.	10800.	10800.	10800.	10800.
Peso (lb/pie)	0.273	0.273	0.273	0.273	0.273	0.273	0.273

Los siguientes son los datos para las condiciones climatológicas asumidas; que se perforan en un FORMATO: 4I10, 4F10.2, como se muestra en la Figura 9.4

cálculo estructuras coeficiente de seguridad

No. Orden estado Climatológico	1 (t mínima con viento)	2 (t baja con máximo viento)	3 (t media viento bajo)	4 (t máxima sin viento)
Fracción decimal tensión de rotura	0.33	0.33	0.2	0.2
Temperatura °F	23 (-5°C)	41 (5°C)	59 (15°C)	95 (35°C)
Presión Viento lb/pie^2	3.02 (60 Km/h)	6.79 (90 Km/h)	0.19 (15 Km/h)	0
Espesor capa hielo (plg) t	0	0	0	0

Si obtiene máxima tensión. Chequeo de Vibración. Si obtiene máxima flecha y permite localizar estructuras

A continuación, van los datos que se requieren para las torres de suspensión y retención, perforados con un FORMATO 4F10.2, como se muestra en la Figura 9.5

TIPO DE ESTRUCTURA	γ (β)	CLERV (pies)	CLRGW (pies)	KBC
Suspensión	3.14	7.54	9.84	0.25
Retención	27.5	7.54	16.40	1.00

TIPO DE ESTRUCTURA	A	B	XARM (pies)	KK
Suspensión	1.44	400	9.7	0.08
Retención	2.89	1260	9.7	0.12

Los siguientes son los datos de potencia a transmitirse y factor de pérdidas para cada año en que se espera funcione la línea; se perforarán con un FORMATO: 12F6.3, como se muestra en la Figura 9.6

AÑO	POTENCIA (MW)	FACTOR DE PERDIDAS
1976	51.2	0.355
1977	48.9	0.356
1978	42.2	0.304
1979	39.4	0.299
1980	36.0	0.295
1981	30.7	0.280
1982	24.9	0.259
1983	18.3	0.219
1984	10.9	0.130
1985	- 3.83	0.277
1986	- 14.2	0.307
1987	- 23.6	0.357
1988	- 34.4	0.378
1989	- 44.3	0.421
1990	- 52.5	0.473
1991	- 52.5	0.473
1992	- 52.5	0.473
1993	- 52.5	0.473

factor de carga

AÑO	POTENCIA (MW)	FACTOR DE PERDIDAS
1994	- 52.5	0.473
1995	- 52.5	0.473
1996	- 52.5	0.473
1997	- 52.5	0.473
1998	- 52.5	0.473
1999	- 52.5	0.473
2000	- 52.5	0.473
2001	- 52.5	0.473
2002	- 52.5	0.473
2003	- 52.5	0.473
2004	- 52.5	0.473
2005	- 52.5	0.473

En la Figura 9.7 aparecen perforados con un FORMATO: 16F5.2 y 12F 6.3 los datos necesarios para la subrutina INTRP, los mismos que se hallan tabulados en 6.3.2.

Por último, en la Figura 9.8 muestra la salida para este problema de aplicación, de donde se puede ver que el conductor óptimo, es 477 MCM para un vano de 1.400 pies (426 mts.).

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

NOMBRE DEL PROGRAMA ECSP3 No.

Programador: VINICIO DAVILA E. Fecha: 13 de Marzo de 1974 Hoja No 1 de 3

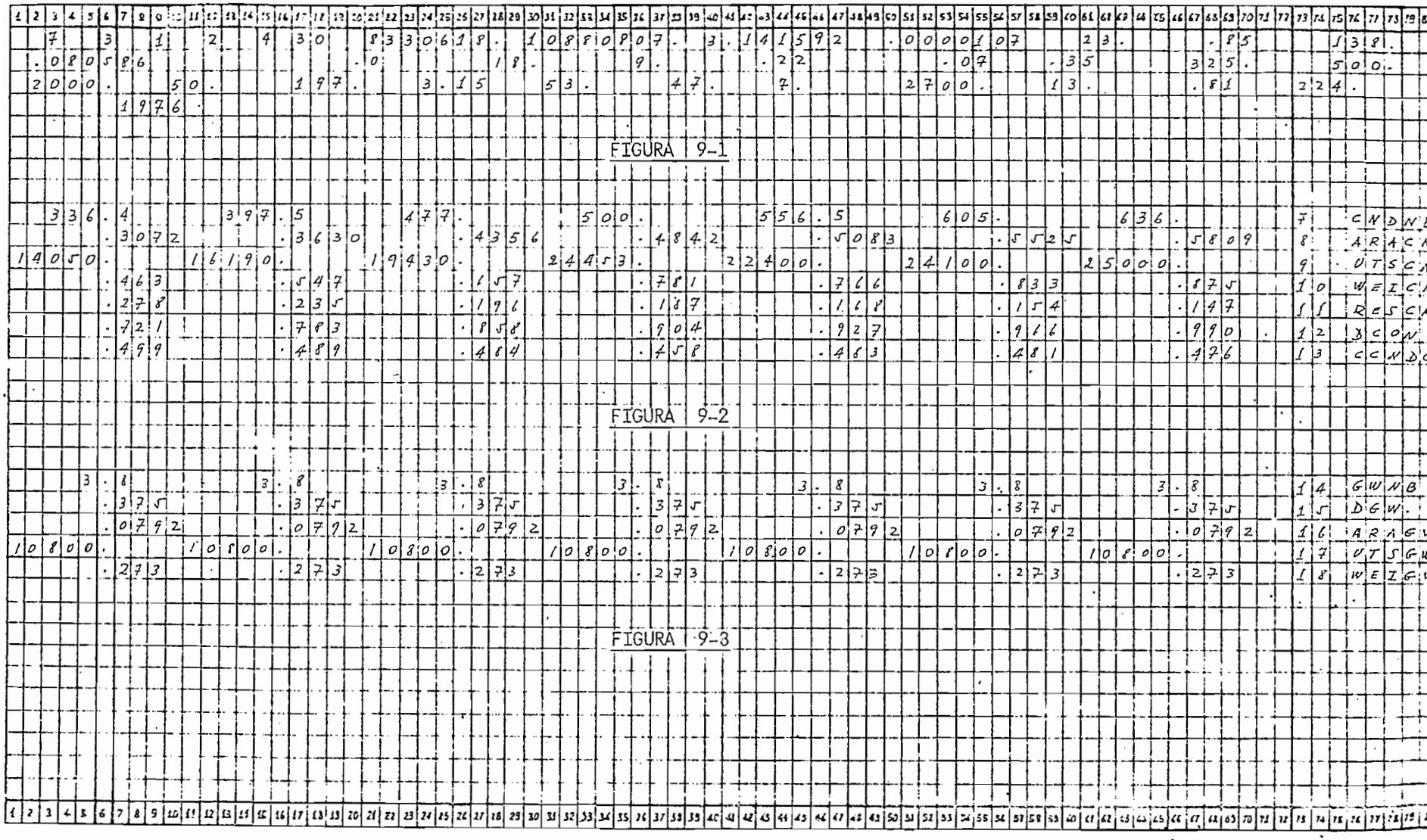


FIGURA 9-1

FIGURA 9-2

FIGURA 9-3

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

NOMBRE DEL PROGRAMA ECSP3 No.

Programador: VINICIO DAVILA E. Fecha: 13 de Marzo de 1974 Hoja No 2 de 3

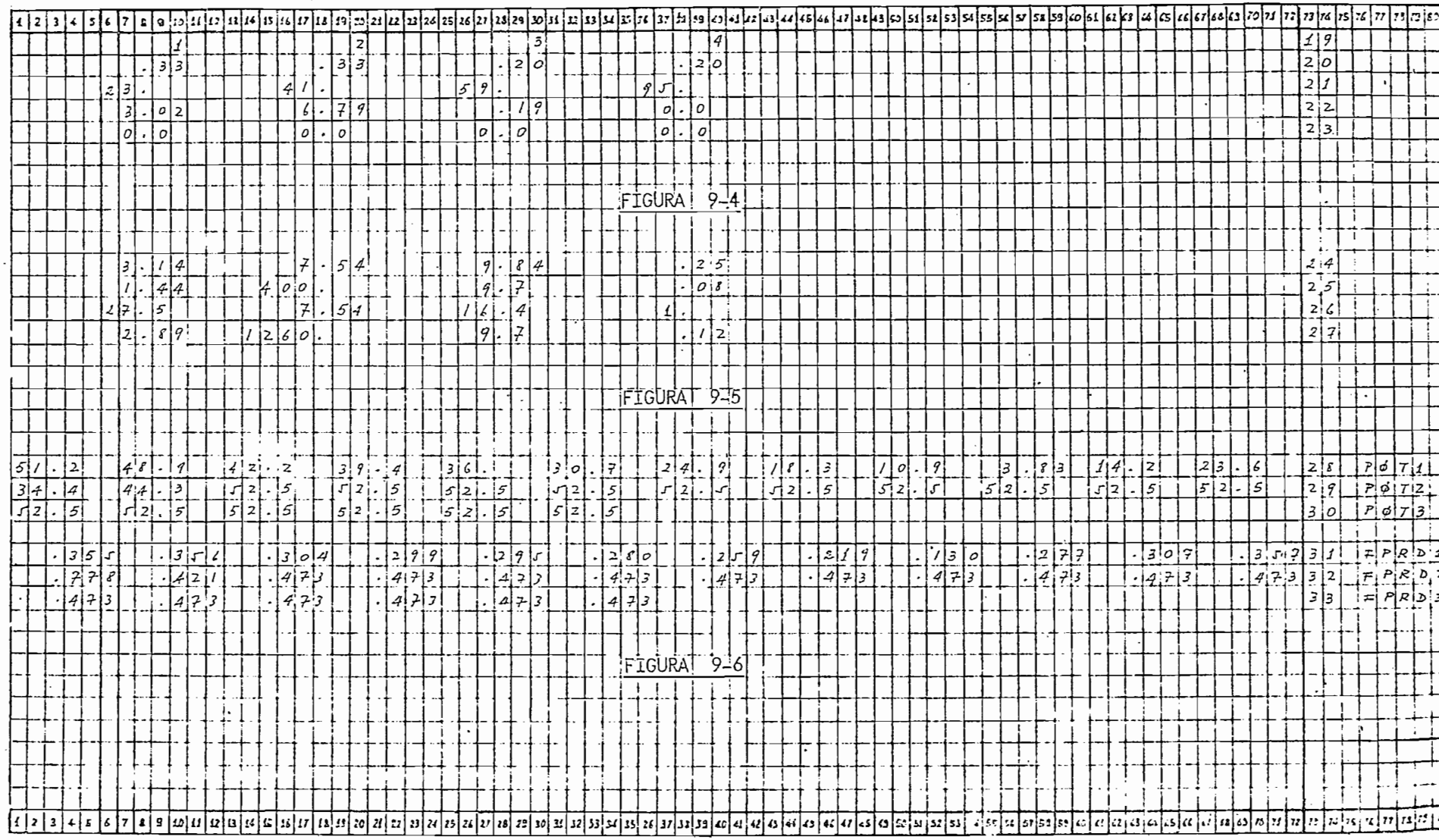


FIGURA 9-4

FIGURA 9-5

FIGURA 9-6

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

NOMBRE DEL PROGRAMA ECSP3 No.

Programador: VINICIO DAVILA E. Fecha: 13 de Marzo de 1974 Hoja No 3 de 3

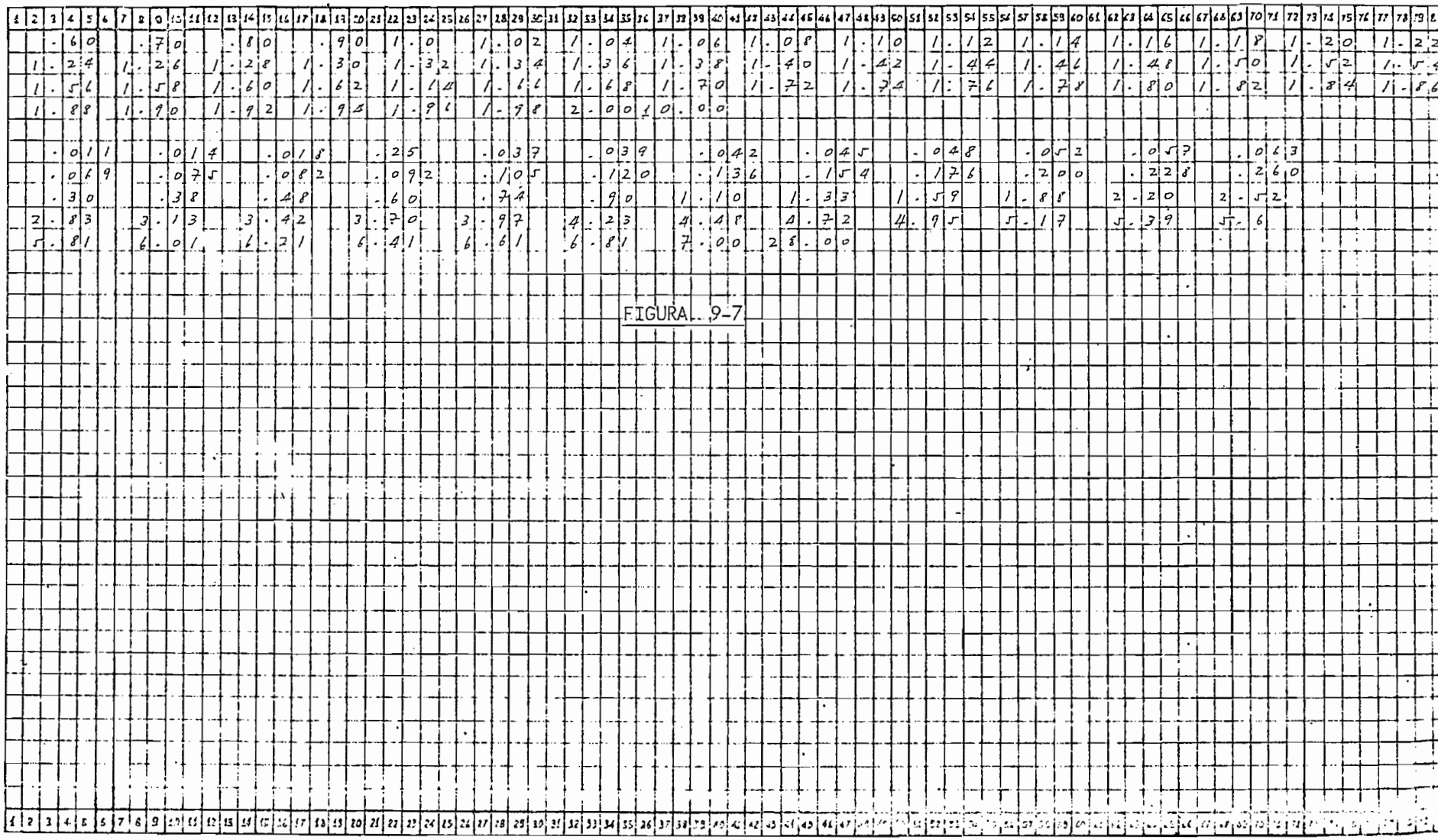


FIGURA 9-7

Figura 9-8

CALCULO DEL CONDUCTOR MAS ECONOMICO

PROBLEMA DE APLICACION ** LINEA DE TRANSMISION PUCARA-QUITO 138 KV 1 CIRCUITO **

CONDUCTORES		DISEÑO DE TORRES		SISTEMA	
CONDUCTORES ESTUDIADOS	7	TIPOS DE TORRES	2	NUMERO AÑOS	30
NUMERO POR FASE	3	CONDICIONES DE CARGA	4	INTERES	
HILOS DE GUARDIA	1	DISTANCIA MINIMA-P.	23.00	FACTOR DE POTENCIA	0.8
MOD.ELAST.INI.LB-PUL.2	8330619.0	LONG.CADENA AISL.-P	7.00	VOLTAGE NOMINAL-KV	138
MOD.ELAST.FIN.LB-PULG.2	10830808.0	COSTO ACERO-S/LIBRA	0.22	COSTO KW-S/KW	18
COEF.EXPANS.LINEAL.-/F	0.00001070	COSTO ACCESORIOS-S/TORRE	325.00	COSTO ENERGIA-S/MWH	9.
		ANCHO DER.DE VIA-P	197.00	MILES HORAS DE OPERACION	8.7
		COSTO DER.DE VIA-S/ACRE	3.15	VANO-P	500. 2000. 50.

CARACTERISTICAS DE LOS CONDUCTORES							
CALIBRE	336.4	397.5	477.	500.	556.	605.	636.
DIAMETRO-PULG.	0.7210	0.7830	0.8580	0.9040	0.9270	0.9660	0.9900
AREA-PULG-2	0.3072	0.3630	0.4356	0.4842	0.5083	0.5525	0.5809
PESO-LB/P.	0.4630	0.5470	0.6570	0.7810	0.7660	0.8330	0.8750
RESISTENCIA-OHM/MILL	0.2780	0.2350	0.1960	0.1870	0.1680	0.1540	0.1470
UTS - LB.	14050.001	16190.001	19430.003	24453.003	22400.003	24100.003	25000.003
PERDIDAS CORONA-KW	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
COSTO $/LB.	0.4990	0.4890	0.4840	0.4580	0.4830	0.4810	0.4760
TAMAÑO HILO-DE-GUARDIA	3.80	3.80	3.80	3.80	3.80	3.80	3.80
DIAMETRO-PULG.	0.3750	0.3750	0.3750	0.3750	0.3750	0.3750	0.3750
AREA-PULG-2	0.0792	0.0792	0.0792	0.0792	0.0792	0.0792	0.0792
PESO-LB/P.	0.2730	0.2730	0.2730	0.2730	0.2730	0.2730	0.2730
UTS - LB.	10800.001	10800.001	10800.001	10800.001	10800.001	10800.001	10800.001
COSTO $/LB.	0.3500	0.3500	0.3500	0.3500	0.3500	0.3500	0.3500

CONDICIONES DE CARGA

TEMPERATURA.- F	23.0	41.0	59.0	95.0
PRESION-VIENTO-LB/PUL2	3.0	6.7	0.1	0.0
ESPESOR HIELO-PULG	0.0	0.0	0.0	0.0
PORCENTAJE-UTS	0.33	0.33	0.20	0.20

DIMENSIONES TORRES

ANGULO	3.1	27.5
DISTANCIA FASES-P	7.5	7.5
FASE-HILO GUARDIA-P.	9.8	16.4
LONG. CRUCETA	9.70	9.70
KBC	0.25	1.00
A	1.44	2.69
B	400.0	1260.0
KK	0.08	0.12

ANO	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1
PROYECCION POTENCIA MW	51.20	48.90	42.20	38.40	36.30	30.70	24.90	18.50	10.90	3.85	14.20	23.60	34.40	44.30	52
FACTOR DE CARGA	0.35	0.35	0.30	0.29	0.29	0.28	0.25	0.21	0.13	0.27	0.30	0.35	0.37	0.42	0

ANO	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2
PROYECCION POTENCIA MW	52.50	52.50	52.50	52.50	52.50	52.50	52.50	52.50	52.50	52.50	52.50	52.50	52.50	52.50	52
FACTOR DE CARGA	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0

****

****

N 336.4

****

VANO	FLECHA MAX	MAX TENS. DEL CONDUC	PESO PROMD POR TORRE	ALT. TORRE	INVERSION.	INVR ANUAL	PERDIDAS VALOR PRES	COST TOTAL VALOR PRES
PIES	PIES	LIBRAS	LIBRAS	PIES	$/MILLA	$/MILLA	$/MILLA	$/MILLA
**********	**********	**********	**********	**********	**********	**********	**********	**********
500.000	6.414	3075.94434	2174.5673	61.3349	25856.7187	2083.6889	21062.2617	46918.8282
550.000	7.641	3075.94434	2249.1582	62.5617	24636.2539	1985.3366	21062.2617	45698.3750
600.000	9.768	3075.94434	2367.0532	64.6886	23812.9844	1918.9926	21062.2617	44875.1016
650.000	10.216	3408.24951	2488.8100	65.1361	23132.3242	1864.1408	21062.2617	44194.4454
700.000	11.186	3587.63184	2599.7627	66.1063	22507.4609	1813.7856	21062.2617	43569.6016
750.000	12.777	3587.63184	2699.5068	67.6971	21925.7852	1766.9108	21062.2617	42987.8985
800.000	14.472	3587.63184	2805.5859	69.3920	21438.0820	1727.6088	21062.2617	42500.2344
850.000	16.271	3587.63184	2918.1323	71.1913	21028.1797	1694.5764	21062.2617	42090.3204
900.000	18.175	3587.63184	3037.2719	73.0955	20683.4961	1666.7998	21062.2617	41745.6251
950.000	20.184	3587.63184	3163.1279	75.1043	20394.0742	1643.4763	21062.2617	41456.2110
1000.000	22.299	3587.63184	3295.8169	77.2196	20151.9453	1623.9641	21062.2617	41214.0782
1050.000	24.519	3587.63184	3435.4521	79.4399	19950.6289	1607.7409	21062.2617	41012.7657
1100.000	26.846	3587.63184	3582.1406	81.7661	19784.8359	1594.3803	21062.2617	40846.9688
1150.000	29.278	3587.63184	3735.9902	84.1984	19650.1797	1583.5288	21062.2617	40712.3047
1200.000	31.816	3587.63184	3897.1035	86.7369	19542.9961	1574.8913	21062.2617	40605.1465
1250.000	34.461	3587.63184	4065.5766	89.3818	19460.1953	1568.2187	21062.2617	40522.3282
1300.000	37.213	3587.63184	4241.5097	92.1331	19399.1719	1563.3012	21062.2617	40461.3204
1350.000	40.071	3587.63184	4424.9951	94.9911	19357.6836	1559.9577	21062.2617	40419.8204
1400.000	43.035	3587.63184	4616.1259	97.9558	19333.8281	1558.0354	21062.2617	40395.9766
1450.000	46.107	3587.63184	4814.9912	101.0272	19325.9336	1557.3991	21062.2617	40388.0625
1500.000	49.285	3587.63184	5021.6806	104.2056	19332.5781	1557.9345	21062.2617	40394.7188
1550.000	52.570	3587.63184	5236.2832	107.4908	19352.4961	1559.5397	21062.2617	40414.6407
1600.000	55.963	3587.63184	5458.8828	110.8831	[illegible]	1562.1259	21062.2617	40446.7344
1650.000	59.462	3587.63184	5689.5595	114.3824	19427.8828	1565.6149	21062.2617	40490.0391
1700.000	63.068	3587.63184	5928.4033	117.9888	19481.5234	1569.9375	21062.2617	40543.6563
1750.000	66.782	3587.63184	6175.4882	121.7023	19544.7422	1575.0322	21062.2617	40606.8965
1800.000	70.602	3587.63184	6430.9013	125.5229	19616.8789	1580.8454	21062.2617	40679.0157
1850.000	74.530	3587.63184	6694.7187	129.4508	19697.3086	1587.3269	21062.2617	40759.4454
1900.000	78.565	3587.63184	6967.0175	133.4859	19785.4922	1594.4331	21062.2617	40847.6251
1950.000	82.708	3587.63184	7247.8789	137.6282	19880.9414	1602.1250	21062.2617	40943.0782
2000.000	86.957	3587.63184	7537.3779	141.8778	19983.2148	1610.3669	21062.2617	41045.3594

****

N 397.5

****

VANO	FLECHA MAX	MAX TENS. DEL CONDUC	PESO PROMD POR TORRE	ALT. TORRE	INVERSION.	INVR ANUAL	PERDIDAS VALOR PRES	COST TOTAL VALOR PRES
PIES	PIES	LIBRAS	LIBRAS	PIES	$/MILLA	$/MILLA	$/MILLA	$/MILLA
**********	**********	**********	**********	**********	**********	**********	**********	**********
500.000	6.440	3544.45117	2298.9423	61.3606	27589.1641	2223.2998	17804.4336	45393.4219
550.000	7.640	3544.45117	2377.4834	62.5606	26327.2695	2121.6088	17804.4336	44131.5235
600.000	8.959	3544.45117	2462.6533	63.8791	25305.3555	2039.2568	17804.4336	43109.6172
650.000	10.841	3731.00195	2623.3798	65.7620	24752.7539	1994.7248	17804.4336	42557.0235
700.000	11.841	3927.37110	2743.5019	66.7617	24123.3555	1944.0041	17804.4336	41927.6407
750.000	12.811	4134.07520	2866.6538	67.7316	23588.7266	1900.9206	17804.4336	41393.0157
800.000	14.498	4134.07520	2980.0634	69.4185	23088.2266	1860.5874	17804.4336	40892.5157
850.000	16.288	4134.07520	3100.3242	71.2083	22668.2500	1826.7431	17804.4336	40472.5391
900.000	18.181	4134.07520	3227.5654	73.1014	22315.7578	1798.3371	17804.4336	40120.0469
950.000	20.178	4134.07520	3361.9179	75.0982	22020.4727	1774.5412	17804.4336	39824.7657
1000.000	22.278	4134.07520	3503.5019	77.1988	21774.1328	1754.6897	17804.4336	39578.4219
1050.000	24.483	4134.07520	3652.4360	79.4036	21570.0469	1738.2434	17804.4336	39374.3438
1100.000	26.844	4134.07520	3811.8779	81.7646	21410.1602	1725.3586	17804.4336	39214.4610
1150.000	29.256	4134.07520	3975.7602	84.1764	21274.5469	1714.4301	17804.4336	39078.8594
1200.000	31.773	4134.07520	4147.3242	86.6930	21167.4180	1705.7971	17804.4336	38971.7110
1250.000	34.394	4134.07520	4326.6757	89.3145	21085.5898	1699.2028	17804.4336	38889.8907
1300.000	37.121	4134.07520	4513.9199	92.0412	21026.3555	1694.4294	17804.4336	38830.6485
1350.000	39.953	4134.07520	4709.1523	94.8731	20987.3984	1691.2900	17804.4336	38791.6954
1400.000	42.890	4134.07520	4912.4765	97.8104	20966.7383	1689.6250	17804.4336	38771.0391
1450.000	45.933	4134.07520	5123.9863	100.8532	20962.6641	1689.2968	17804.4336	38766.9766
1500.000	49.081	4134.07520	5343.7754	104.0016	20973.6797	1690.1845	17804.4336	38777.9844
1550.000	52.335	4134.07520	5571.9365	107.2556	20998.4883	1692.1835	17804.4336	38802.7735
1600.000	55.695	4134.07520	5808.5595	110.6155	21035.9453	1695.2021	17804.4336	38840.2344
1650.000	59.161	4134.07520	6053.7324	114.0811	21085.0430	1699.1586	17804.4336	38889.3516
1700.000	62.732	4134.07520	6307.5439	117.6526	21144.8984	1703.9824	17804.4336	38949.1797
1750.000	66.410	4134.07520	6570.0771	121.3301	21214.7109	1709.6081	17804.4336	39019.0001
1800.000	70.193	4134.07520	6841.4218	125.1135	21293.7891	1715.9607	17804.4336	39098.0782
1850.000	74.083	4134.07520	7121.6533	129.0030	21381.4961	1723.0468	17804.4336	39185.7813
1900.000	78.078	4134.07520	7410.8603	132.9985	21477.2656	1730.7663	17804.4336	39281.5626
1950.000	82.180	4134.07520	7709.1220	137.1001	21580.5898	1739.0930	17804.4336	39384.8751
2000.000	86.387	4134.07520	8016.5244	141.3078	21691.0234	1747.9924	17804.4336	39495.3204

****

2000.000	86.387	4134.07520	8016.5244	141.3078	21691.0234	1747.9924	17804.4336	39495.3204	

****

N 477.

****

VANO	FLECHA MAX	MAX TENS. DEL CONDUC	PESO PROMD POR TORRE	ALT. TORRE	INVERSION.	INVR ANUAL	PERDIDAS VALOR PRES	COST TOTAL VALOR PRES
PIES	PIES	LIBRAS	LIBRAS	PIES	$/MILLA	$/MILLA	$/MILLA	$/MILLA
**********	**********	**********	**********	**********	**********	**********	**********	**********
500.000	6.423	4253.77930	2471.6923	61.3432	29992.0352	2416.9375	14849.6465	44841.5079
550.000	7.617	4253.77930	2557.0156	62.5372	28678.9160	2311.1186	14849.6465	43528.3907
600.000	8.903	4253.77930	2648.0927	63.8231	27610.4063	2225.0117	14849.6465	42459.8907
650.000	10.281	4253.77930	2745.0986	65.2012	26730.7656	2154.1250	14849.6465	41580.2422
700.000	12.965	4253.77930	2911.6679	67.7857	26243.6797	2114.8725	14849.6465	41093.1641
750.000	13.240	4713.33009	3066.0488	68.1602	25777.7695	2077.3271	14849.6465	40627.2579
800.000	14.212	4961.40137	3205.6943	69.1328	25320.7070	2040.4938	14849.6465	40170.2110
850.000	15.953	4961.40137	3334.0459	70.8732	24881.7422	2005.1196	14849.6465	39731.2422
900.000	17.792	4961.40137	3469.7377	72.7129	24513.4492	1975.4401	14849.6465	39362.9376
950.000	19.732	4961.40137	3612.9028	74.6520	24205.0469	1950.5674	14849.6465	39054.5469
1000.000	21.771	4961.40137	3763.6679	76.6911	23947.8906	1929.8642	14849.6465	38797.3965
1050.000	23.910	4961.40137	3922.1566	78.8302	23734.9766	1912.7063	14849.6465	38584.4844
1100.000	26.149	4961.40137	4086.4926	81.0698	23560.5664	1898.6513	14849.6465	38410.0704
1150.000	28.490	4961.40137	4262.7910	83.4101	23419.9141	1887.3166	14849.6465	38269.4141
1200.000	30.931	4961.40137	4445.1630	85.8511	23309.0469	1878.3823	14849.6465	38158.5626
1250.000	35.206	4713.33009	4658.9814	90.1268	23274.5937	1875.6059	14849.6465	38124.1094
1300.000	37.986	4713.33009	4863.6074	92.9067	23223.8047	1871.5129	14849.6465	38073.3125
1350.000	40.873	4713.33009	5076.9433	95.7935	23194.1055	1869.1196	14849.6465	38043.6054
1400.000	43.867	4713.33009	5299.0937	98.7674	23183.4258	1868.2590	14849.6465	38032.9219
1450.000	46.968	4713.33009	5530.1650	101.8863	23190.0039	1868.7890	14849.6465	38039.5157
1500.000	50.233	4713.33009	5774.3420	105.1539	23219.0664	1871.1311	14849.6465	38068.5704
1550.000	53.547	4713.33009	6023.1142	108.4676	23255.2539	1874.0473	14849.6465	38104.7579
1600.000	56.967	4713.33009	6281.4140	111.8678	23304.6602	1878.0268	14849.6465	38154.1719
1650.000	60.496	4713.33009	6549.0371	115.4161	23366.2461	1882.9917	14849.6465	38215.7579
1700.000	64.132	4713.33009	6826.0761	119.0522	23439.0781	1888.8610	14849.6465	38288.5938
1750.000	67.876	4713.33009	7112.6279	122.7961	23522.3438	1895.5710	14849.6465	38371.8516
1800.000	71.727	4713.33009	7408.7783	126.6478	23615.3047	1903.0625	14849.6465	38464.8120
1850.000	75.687	4713.33009	7714.6250	130.6073	23717.3125	1911.2827	14849.6465	38566.8120
1900.000	79.754	4713.33009	8030.2529	134.6746	23827.7695	1920.1840	14849.6465	38677.2735
1950.000	83.930	4713.33009	8355.7556	138.8503	23946.1602	1929.7248	14849.6465	38795.6407
2000.000	88.213	4713.33009	8691.2148	143.1337	24071.9961	1939.8652	14849.6465	38921.5000

****

N 500.

****

VANO	FLECHA MAX	MAX TENS. DEL CONDUC	PESO PROMD POR TORRE	ALT. TORRE	INVERSION.	INVR ANUAL	PERDIDAS VALOR PRES	COST TOTAL VALOR PRES
PIES	PIES	LIBRAS	LIBRAS	PIES	$/MILLA	$/MILLA	$/MILLA	$/MILLA
**********	**********	**********	**********	**********	**********	**********	**********	**********
500.000	5.997	5353.45704	2688.3242	60.9172	32315.2227	2604.1538	14167.7773	46482.8204
550.000	7.129	5353.45704	2778.7734	62.0490	30921.3789	2491.8295	14167.7773	45088.9686
600.000	8.347	5353.45704	2875.2641	63.2677	29786.6750	2400.4047	14167.7773	43954.4644
650.000	9.653	5353.45704	2977.9438	64.5731	28852.4766	2325.1049	14167.7773	43020.0625
700.000	11.045	5353.45704	3086.9585	65.9656	28075.6594	2262.5205	14167.7773	42243.4686
750.000	12.525	5353.45704	3202.4555	67.4453	27425.9961	2210.1508	14167.7773	41593.6094
800.000	15.187	5353.45704	3395.7163	70.1075	27118.3594	2185.3598	14167.7773	41286.9766
850.000	16.198	5635.21876	3552.9614	71.1186	26733.1445	2154.3169	14167.7773	40900.7657
900.000	17.163	5931.80958	3713.3559	72.0839	26400.1328	2127.4804	14167.7773	40567.7344
950.000	19.027	5931.80958	3863.9321	73.9476	26074.4219	2101.2329	14167.7773	40242.0313
1000.000	20.986	5931.80958	4022.3706	75.9061	25802.3945	2079.3115	14167.7773	39970.0079
1050.000	23.039	5931.80958	4188.7968	77.9599	25576.6914	2061.1230	14167.7773	39744.3282
1100.000	25.189	5931.80958	4363.3310	80.1091	25391.3086	2046.1833	14167.7773	39558.9376
1150.000	27.434	5931.80958	4546.0908	82.3541	25241.2461	2034.0905	14167.7773	39408.8672
1200.000	29.774	5931.80958	4737.1923	84.6949	25122.5516	2024.5092	14167.7773	39289.9686
1250.000	32.211	5931.80958	4936.7461	87.1319	25031.1211	2017.1574	14167.7773	39198.7501
1300.000	34.745	5931.80958	5144.8623	89.6652	24964.5977	2011.7966	14167.7773	39132.2266
1350.000	37.375	5931.80958	5361.6425	92.2951	24920.2305	2008.2211	14167.7773	39087.8594
1400.000	40.101	5931.80958	5587.1963	95.0216	24895.8594	2006.2570	14167.7773	39063.4922
1450.000	42.924	5931.80958	5821.6191	97.8449	24889.5937	2005.7522	14167.7773	39057.2266
1500.000	45.845	5931.80958	6065.0156	100.7652	24899.8008	2006.5747	14167.7773	39067.4219
1550.000	48.862	5931.80958	6317.4765	103.7825	24925.0547	2008.6098	14167.7773	39092.6954
1600.000	51.977	5931.80958	6579.1035	106.8970	24964.1133	2011.7575	14167.7773	39131.7422
1650.000	55.188	5931.80958	6849.9843	110.1089	25015.8633	2015.9277	14167.7773	39183.4922
1700.000	58.498	5931.80958	7130.2138	113.4180	25079.3359	2021.0427	14167.7773	39246.9688
1750.000	61.904	5931.80958	7419.8618	116.8247	25153.6602	2027.0822	14167.7773	39321.2891
1800.000	65.408	5931.80958	7723.5742	120.3881	25244.7695	2034.3745	14167.7773	39412.4063
1850.000	69.067	5931.80958	8032.2431	123.9878	25338.1797	2041.9021	14167.7773	39505.8126
1900.000	72.765	5931.80958	8350.6152	127.6851	25440.3867	2050.1386	14167.7773	39608.0079
1950.000	76.560	5931.80958	8676.7715	131.4803	25550.6242	2059.0380	14167.7773	39718.4532
2000.000	80.453	5931.80958	9016.8047	135.3733	25668.9961	2068.5615	14167.7773	39836.6094

****

****

N 556.

****

VANO	FLECHA MAX	MAX TENS. DEL CONDUC	PESO PROMD POR TORRE	ALT. TORRE	INVERSION.	INVR ANUAL	PERDIDAS VALOR PRES.	COST TOTAL VALOR PRES
PIES	PIES	LIBRAS	LIBRAS	PIES	$/MILLA	$/MILLA	$/MILLA	$/MILLA
500.000	6.476	4903.99610	2627.8603	61.3967	32349.2383	2606.8950	12728.2734	45077.3204
550.000	7.676	4903.99610	2719.8588	62.5969	30992.4727	2497.5590	12728.2734	43720.5626
600.000	8.969	4903.99610	2818.0673	63.8891	29889.6250	2408.6850	12728.2734	42617.7186
650.000	10.353	4903.99610	2922.6728	65.2738	28982.6672	2335.6127	12728.2734	41710.9688
700.000	11.831	4903.99610	3033.8564	66.7517	28230.8828	2275.0136	12728.2734	40958.9844
750.000	13.871	5162.10255	3243.1264	68.7914	27930.2969	2250.7905	12728.2734	40658.3985
800.000	14.899	5433.79298	3396.0683	69.8194	27478.2344	2214.3603	12728.2734	40206.3282
850.000	15.886	5719.78321	3552.4389	70.8068	27090.1914	2183.0898	12728.2734	39818.2969
900.000	17.706	5719.78321	3697.0522	72.6268	26710.1875	2152.4668	12728.2734	39438.2813
950.000	20.632	5433.79298	3840.7202	75.5522	26367.5156	2124.8520	12728.2734	39095.6251
1000.000	22.749	5433.79298	4005.3711	77.6693	26115.4453	2104.5390	12728.2734	38843.5626
1050.000	24.970	5433.79298	4178.4707	79.8902	25908.9844	2087.9008	12728.2734	38637.0860
1100.000	27.295	5433.79298	4360.1562	82.2151	25742.2539	2074.4648	12728.2734	38470.3594
1150.000	29.724	5433.79298	4550.5517	84.6444	25610.3555	2063.8354	12728.2734	38338.4766
1200.000	32.258	5433.79298	4749.7851	87.1781	25509.2227	2055.6860	12728.2734	38237.3438
1250.000	34.896	5433.79298	4957.9775	89.8166	25435.4219	2049.7382	12728.2734	38163.5235
1300.000	37.640	5433.79298	5175.2451	92.5601	25386.0469	2045.7595	12728.2734	38114.1563
1350.000	40.488	5433.79298	5401.7021	95.4087	25358.5977	2043.5473	12728.2734	38086.7032
1400.000	43.442	5433.79298	5637.4619	98.3626	25350.9531	2042.9313	12728.2734	38079.0704
1450.000	46.502	5433.79298	5882.6357	101.4220	25361.2695	2043.7626	12728.2734	38089.3672
1500.000	49.666	5433.79298	6137.3271	104.5869	25387.9297	2045.9111	12728.2734	38116.0391
1550.000	52.937	5433.79298	6401.6425	107.8574	25429.5430	2049.2646	12728.2734	38157.6485
1600.000	56.313	5433.79298	6675.6845	111.2338	25484.8769	2053.7241	12728.2734	38213.0001
1650.000	59.796	5433.79298	6959.5537	114.7160	25552.6555	2059.2021	12728.2734	38280.9668
1700.000	63.384	5433.79298	7253.3525	118.3042	25632.5078	2065.6211	12728.2734	38360.6329
1750.000	67.078	5433.79298	7557.1669	121.9984	25722.9844	2072.9121	12728.2734	38451.1094
1800.000	70.878	5433.79298	7871.1113	125.7987	25823.5391	2081.0151	12728.2734	38551.6485
1850.000	74.785	5433.79298	8195.2676	129.7051	25933.4766	2089.8745	12728.2734	38661.6016
1900.000	78.797	5433.79298	8529.7324	133.7177	26052.1992	2099.4419	12728.2734	38780.3047
1950.000	82.916	5433.79298	8874.5957	137.8366	26179.1445	2109.6718	12728.2734	38907.2500
2000.000	87.141	5433.79298	9229.9531	142.0617	26313.8359	2120.5263	12728.2734	39041.9454

2000.000	87.029	5846.17872	9564.1308	141.9493	27659.0469	2228.9316	11667.5801	39326.4610

** **********

N 636.

****

VANO	FLECHA MAX	MAX TENS. DEL CONDUC	PESO PROMD POR TORRE	ALT. TORRE	INVERSION.	INVR ANUAL	PERDIDAS VALOR PRES	COST TOTAL VALOR PRES
PIES	PIES	LIBRAS	LIBRAS	PIES	$/MILLA	$/MILLA	$/MILLA	$/MILLA
**********	**********	**********	**********	**********	**********	**********	**********	**********
500.000	6.605	5473.20997	2767.1992	61.5254	34456.3594	2776.6992	11137.2383	45593.3750
550.000	7.824	5473.20997	2865.9336	62.7444	33064.4532	2664.5312	11137.2383	44201.4766
600.000	9.136	5473.20997	2971.3662	64.0569	31934.5039	2573.4736	11137.2383	43071.5391
650.000	10.543	5473.20997	3083.7060	65.4635	31006.9297	2498.7241	11137.2383	42143.9922
700.000	12.044	5473.20997	3203.1513	66.9649	30239.1133	2436.8486	11137.2383	41376.1641
750.000	14.710	5473.20997	3400.2363	69.6304	29851.6211	2405.6220	11137.2383	40988.6876
800.000	15.811	5761.27540	3566.2041	70.7312	29408.1289	2369.8828	11137.2383	40545.1954
850.000	16.871	6064.50098	3736.0825	71.7910	29029.1641	2339.3437	11137.2383	40166.2266
900.000	18.790	6064.50098	3893.8857	73.7104	28656.2813	2309.2944	11137.2383	39793.3360
950.000	20.812	6064.50098	4060.3569	75.7327	28347.1484	2284.3628	11137.2383	39484.2032
1000.000	22.938	6064.50098	4235.6455	77.8585	28092.6055	2263.8701	11137.2383	39229.6641
1050.000	25.168	6064.50098	4419.8984	80.0880	27885.2266	2247.1582	11137.2383	39022.3047
1100.000	27.501	6064.50098	4613.2578	82.4216	27718.9219	2233.7563	11137.2383	38855.9766
1150.000	29.939	6064.50098	4815.8584	84.8596	27588.6641	2223.2597	11137.2383	38725.7344
1200.000	32.482	6064.50098	5027.8339	87.4022	27490.2305	2215.3271	11137.2383	38627.2813
1250.000	35.129	6064.50098	5249.3105	90.0498	27420.0781	2209.6738	11137.2383	38557.1641
1300.000	37.882	6064.50098	5480.4170	92.8024	27375.2148	2206.0566	11137.2383	38512.2813
1350.000	40.740	6064.50098	5721.2675	95.6604	27353.0508	2204.2724	11137.2383	38490.1172
1400.000	43.703	6064.50098	5971.9882	98.6238	27351.4023	2204.1396	11137.2383	38488.4644
1450.000	46.772	6064.50098	6232.6884	101.6928	27366.3438	2205.3048	11137.2383	38503.4063
1500.000	49.947	6064.50098	6503.4834	104.8675	27402.2227	2208.2348	11137.2383	38539.2969
1550.000	53.228	6064.50098	6784.4843	108.1482	27451.5977	2212.2138	11137.2383	38588.5641
1600.000	56.614	6064.50098	7075.7998	111.5348	27515.1953	2217.3368	11137.2383	38652.2057
1650.000	60.107	6064.50098	7377.5312	115.0275	27591.8867	2223.5195	11137.2383	38728.9610
1700.000	63.706	6064.50098	7689.7910	118.6264	27680.6992	2230.6762	11137.2383	38817.7657
1750.000	67.411	6064.50098	8012.6757	122.3315	27780.7344	2238.7377	11137.2383	38917.7691
1800.000	74.863	5761.27540	8461.6933	129.7836	28063.3516	2261.5127	11137.2383	39200.4219
1850.000	78.985	5761.27540	8816.9258	133.9059	28194.5859	2272.0883	11137.2383	39331.6563
1900.000	83.220	5761.27540	9183.5019	138.1403	28334.9414	2283.3989	11137.2383	39471.9922
1950.000	87.567	5761.27540	9561.5254	142.4870	28483.3555	2295.3994	11137.2383	39620.5955
2000.000	92.025	5761.27540	9951.0879	146.9456	28640.6242	2308.0688	11137.2383	39777.8965

C A P I T U L O X

10. CONCLUSIONES

Del Capítulo anterior se ha determinado el conductor y el vano económicos para una línea de transmisión utilizada como ejemplo, estos dos parámetros van a ser de enorme utilidad en la preparación de las plantillas requeridas para la ubicación de estructuras sobre el perfil topográfico y serán la base para el proyecto definitivo.

Luego de haberse obtenido el conductor más económico, es necesario hacer un chequeo de regulación de tensión, problema que también conlleva cálculos repetitivos y para el que ya se ha hecho un programa en INECEL.

En la etapa de obtención de datos, especialmente meteorológicos, como: lluvias, vientos, temperaturas, días de tormenta, etc., se tiene la dificultad de no contar con un suficiente número de estaciones, especialmente en la ruta de la línea como sería deseable, por lo que de alguna forma se debe requerir a los organismos competentes el aumento de estaciones registradoras de todo tipo (en el aprovechamiento de recursos hidráulicos, también existe es

te problema) a lo largo y ancho del país; esto es una necesidad imperiosa pues hay que afrontar el futuro en base de proyectos y obras de infraestructura de los que tanto necesita nuestra Patria.

En cuanto al programa mismo, cabe anotar que se puede añadir un sistema de conversión de unidades de modo que tanto la entrada de datos como la salida de resultados se las pueda realizar y obtener en Sistema Métrico, aunque el programa internamente trabaje en Sistema Inglés, esto en vista de que el programa tiene constantes incluídas que dificultan una modificación interna completa; sería esto, mucho más fácil que desarrollar nuevamente el programa con unidades del Sistema Métrico.

Sería deseable que se sigan elaborando o asimilando, de otros países, programas de este tipo, tales como: programas para la ubicación óptima de estructuras, o para la obtención de las tablas de tendido de conductores o, pasando a otro campo más netamente eléctrico, programas para estudios de flujo de carga, estabilidad, fallas, etc., para de esta forma estar al día con el avance de la tecnología moderna, ponerla a nuestro servicio y con ello afrontar mejor y resolver con mayor eficacia muchos de los problemas que más preocupación merecen.

B I B L I O G R A F I A

L 1. John McCombe y F.R. Haigh; "OVERHEAD LINE PRACTICE"; Londres, Macdonald & Co., 1966.

L 2. W.J. Nicholls y F.G. McDonald; "ALUMINIUM CONDUCTORS FOR OVERHEAD LINES", Power Record, IEE, Sep. 1967.

L 3. "ALUMINIUM ELECTRICAL CONDUCTOR HANDBOOK", New York, The Aluminium Association, 1971.

L 4. D. Elias del Hierro Sánchez Monge, "APUNTES DE LINEAS AEREAS DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA", Madrid, 1970.

L 5. Vladimir List y Karel Pochop, "MECHANICAL DESIGN OF OVERHEAD TRANSMISSION LINES", Praga, SNTL, 1963

L 6. "CALCULO DE FLECHAS Y TENSIONES EN LINEAS DE TRANSMISION", México, 1969; Comisión Federal de Electricidad.

L 7. Gaudencio Zoppetti J.; "REDES ELECTRICAS DE ALTA Y BAJA TENSION", Barcelona, Gustavo Gili S.A., 1968

L 8. ESPECIFICACIONES TECNICAS GENERALES PARA PROYECTO Y CONSTRUCCION DE LINEAS DE TRANSMISION - Publicación de INECEL

L 9. "SAFETY RULES FOR THE INSTALLATION AND MAINTENANCE OF ELECTRIC SUPPLY AND COMMUNICATION LINES", Handbook 81 - National Electrical Safety Code (NESC) - Part 2; ANSI C2.2 -1960; Washington, 1972

L 10. "TRANSMISSION LINE MANUAL - MECHANICAL DESIGN", Washington D.C. Rural Electrification Administration (REA Bulletin 62 -1) 1961.

L 11. "GUIA PARA EL DISEÑO Y ERECCION DE LINEAS RURALES Y DE TRANSMISION CON ACSR", New York, Publicación de ALCAN.

L 12. D.D. McCracken y W.S. Dorn; "METODOS NUMERICOS Y PROGRAMACION FORTRAN", México, Limusa - Wiley, 1971.

L 13. Erwin Kreyszig, "ADVANCED ENGINEERING MATHEMATICS",New York Wiley, 1968

L 14. Thomas Richard McCalla, "INSTRUCTION TO NUMERICAL METHODS AND FORTRAN PROGRAMMING", New York, Wiley, 1967

L 15. S.A. Hovanessian y L.A. Pipes; "DIGITAL COMPUTER METHODS IN ENGINEERING", New York, McGraw Hill, 1969

L 16. Bruce W. Arden, "AN INTRODUCTION TO DIGITAL COMPUTING", Massachusetts, Addison - Wesley, 1963

L 17. Anthony Ralston, "INTRODUCCION AL ANALISIS NUMERICO", México Limusa - Wiley, 1970

L 18. Eduard L. Stiefel, "AN INTRODUCTION TO NUMERICAL MATHEMATICS" New York, Academic Press, 1963

L 19. "EHRENBURG SAG CALCULATIONS WITH TENSION CHECKING", Electronic Computer Program Description No. E-129; Denver, United States Department of the Interior Bureau of Reclamation,1967

L 20. Matthew Marjerrison; "ELECTRIC TRANSMISSION TOWER DESIGN"; Journal of the Power Division, Proceedings of the American

L 30. Amauri Alvez Menezes; "LT's SUPORTADAS POR ESTRUCTURAS DE CONCRETO ARMADO COM BRAÇOS ARTICULADOS", Montevideo, CIER, Subcomité de Ingeniería de Sistemas Eléctricos, Tomo II,22-Experiencia no convencionales en diseño de líneas de transmisión en AT y EAT, Sept. 1971

L 31. "INSTALACIONES ELECTRICAS GENERALES", Enciclopedia CEAC de Electricidad, Barcelona, Ediciones CEAC, S.A., 1973

L 32. Honorato Placencia: APUNTES DE CLASE, 4to. Curso, Ingeniería Electrica, TRANSMISION, 1969 - 1970

L 33. John Zaborszky y Joseph Rittenhouse, "ELECTRIC POWER TRANSMISSION", Tomo I, New York, The Rensselaer Bookstore, 1969.

L 34. Jacinto Viqueira Landa, "REDES ELECTRICAS", Primera Parte, México, Representaciones y Servicios de Ingeniería S.A., 1969

L 35. Jaime González, "CURSO DE LINEAS DE TRANSMISION PARA PROFESIONALES: EFECTO CORONA", Santiago, Publicaciones Técnicas, ENDESA, 1972

L 36. M.Baretsky y J.G. Anderson, "EHV TRANSMISSION LINE REFERENCE BOOK: Ch.4. CORONA LOSS", New York, Edison Electric Institute, 1968.

L 37. Erika Meduna Hajdu y Amauri Alves Menezes, "CUSTOS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO DO SISTEMA CHESF", Montevideo, Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER), Subcomité de Ingeniería de Sistemas Eléctricos, Tomo II, 22-Experiencias no conven -

cionales en diseño de líneas de transmisión en AT y EAT, Sept. 1971

L 38. "STANDARD SPECIFICATIONS AND DRAWINGS FOR CONSTRUCTION OF 69-AND 115-KILOVOLT WOOD-POLE, H-FRAME TRANSMISSION LINES" Denver, United States Department of the Interior Bureau of Reclamation, Sept. 1963

L 39. "STANDARD SPECIFICATIONS AND DRAWINGS FOR CONSTRUCTION OF 138-AND 161-KILOVOLT WOOD-POLE, H-FRAME TRANSMISSION LINES" Denver, United States Department of the Interior Bureau of Reclamation, October 1960.

L 40. "SCHEDULES, GENERALPROVISIONS, SPECIFICATIONS, AND DRAWINGS LIBERTY SUBSTATION AND LIBERTY-ESTRELLA 230 KILOVOLT TRANSMISSION LINE", Volume 1, Denver, United States Department of the Interior Bureau of Reclamation, October 1966

L 41. REYNOLDS ALUMINUM ELECTRICAL, Catalog, Reynolds Metal Company, Richmond, Virginia.

L 42. REYNOLDS ALUMINUM ELECTRICAL CONDUCTORS, Databook Reynolds Metal Company, Richmond, Virginia.

L 43. "CATALOGO DE CONDUCTORES DESNUDOS", ALCAN Sales Inc., New York.

L 44. "A.B. CHANCE Co." Electrical Transmission & Distribution Equipment for Construction, Maintenance & Operation; Catalog E-U48.

L 45. "JOSLYN", Complete Electrical Construction Equipment, Joslyn Mfg. and Supply Co., Chicago.

L 46. "OHIO BRASS", Electric Utility Equipment, Ohio Brass Company, Mansfield, Ohio.