



FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M. DIVISION DE EDUCACION CONTINUA

A LOS ASISTENTES A LOS CURSOS

Las autoridades de la Facultad de Ingeniería, por conducto del jefe de la División de Educación Continua; otorgan una constancia de asistencia a quienes cumplan con los requisitos establecidos para cada curso.

El control de asistencia se llevará a cabo a través de la persona que le entregó las notas. Las inasistencias serán computadas por las autoridades de la División, con el fin de entregarle constancia solamente a los alumnos que tengan un mínimo de 80% de asistencias.

Pedimos a los asistentes recoger su constancia el día de la clausura. Estas se retendrán por el periodo de un año, pasado este tiempo la DECFI no se hará responsable de este documento.

Se recomienda a los asistentes participar activamente con sus ideas y experiencias, pues los cursos que ofrece la División están planeados para que los profesores expongan una tesis, pero sobre todo, para que coordinen las opiniones de todos los interesados, constituyendo verdaderos seminarios.

Es muy importante que todos los asistentes llenen y entreguen su hoja de inscripción al inicio del curso, información que servirá para integrar un directorio de asistentes, que se entregará oportunamente.

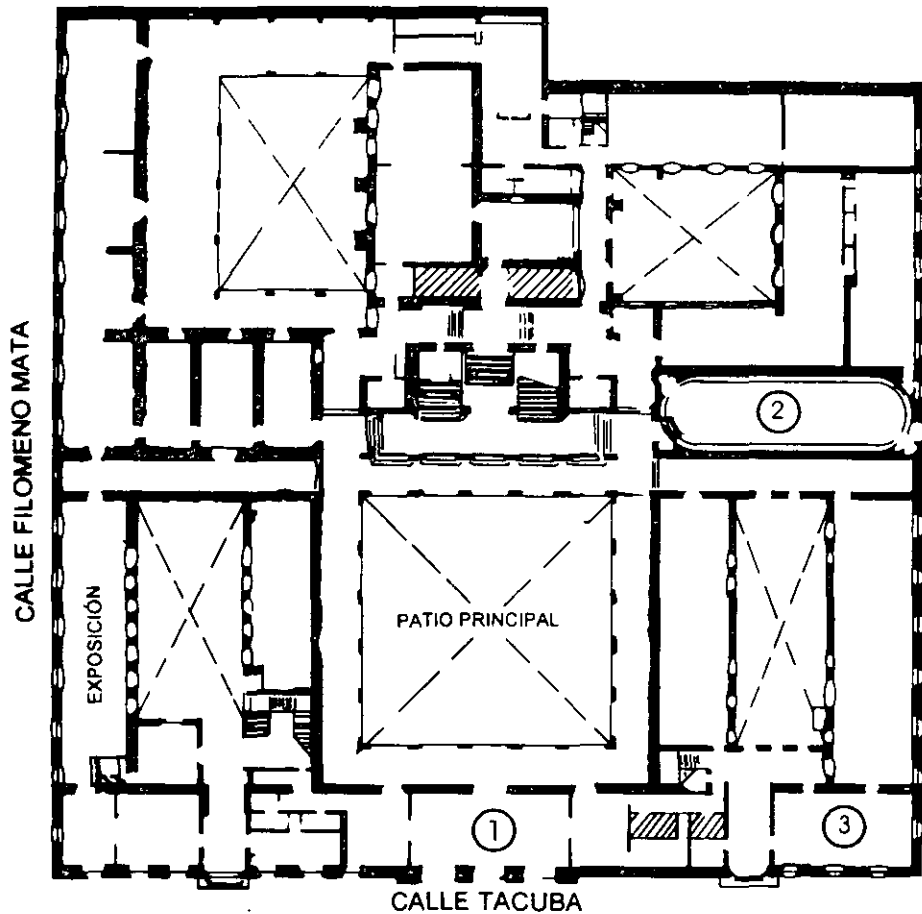
Con el objeto de mejorar los servicios que la División de Educación Continua ofrece, al final del curso deberán entregar la evaluación a través de un cuestionario diseñado para emitir juicios anónimos.

Se recomienda llenar dicha evaluación conforme los profesores impartan sus clases, a efecto de no llenar en la última sesión las evaluaciones y con esto sean más fehacientes sus apreciaciones.

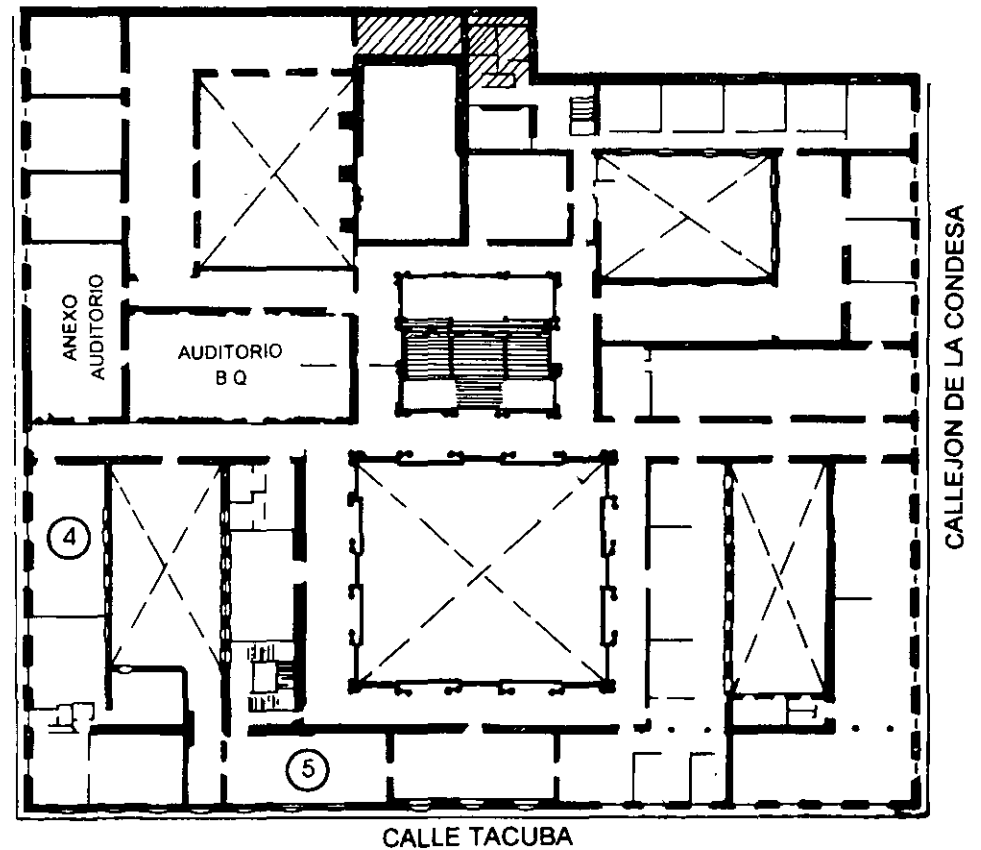
Atentamente

División de Educación Continua.

PALACIO DE MINERIA

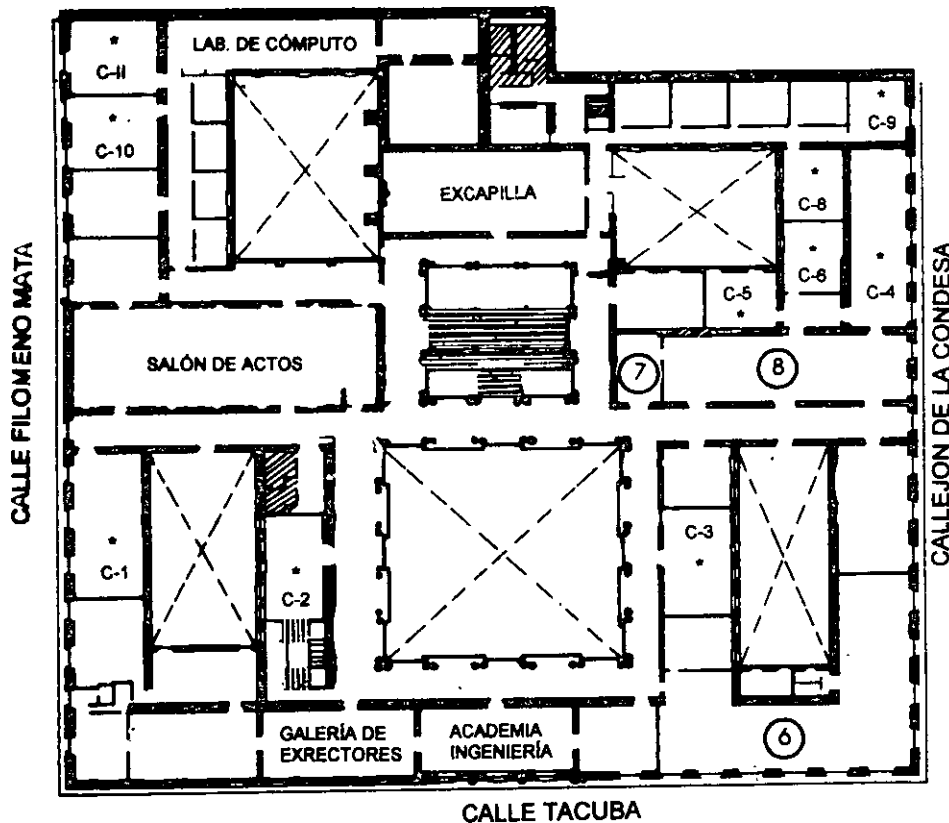


PLANTA BAJA



MEZZANINNE

PALACIO DE MINERIA



GUÍA DE LOCALIZACIÓN

1. ACCESO
2. BIBLIOTECA HISTÓRICA
3. LIBRERÍA UNAM
4. CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN "ING. BRUNO MASCANZONI"
5. PROGRAMA DE APOYO A LA TITULACIÓN
6. OFICINAS GENERALES
7. ENTREGA DE MATERIAL Y CONTROL DE ASISTENCIA
8. SALA DE DESCANSO

SANITARIOS

* AULAS

1er. PISO



DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERÍA U.N.A.M.
CURSOS ABIERTOS

DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA



1. ¿Le agradó su estancia en la División de Educación Continua?

SI

NO

Si indica que "NO" diga porqué:

2. Medio a través del cual se enteró del curso:

Periódico <i>La Jornada</i>	
Folleto anual	
Folleto del curso	
Gaceta UNAM	
Revistas técnicas	
Otro medio (Indique cuál)	

3. ¿Qué cambios sugeriría al curso para mejorarlo?

4. ¿Recomendaría el curso a otra(s) persona(s) ?

SI

NO

5. ¿Qué cursos sugiere que imparta la División de Educación Continua?

6. Otras sugerencias:

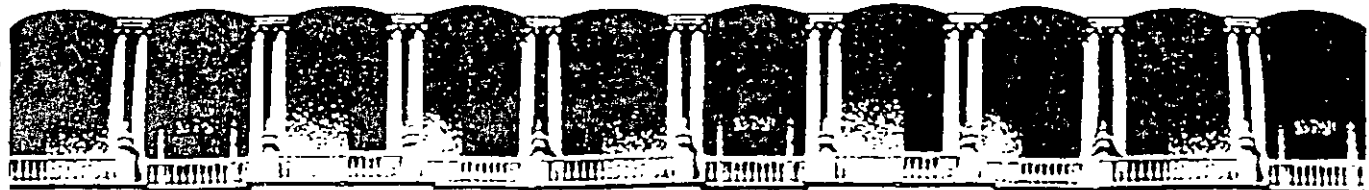
**PROGRAMA DEL CURSO
DISEÑO ELECTROMECHANICO DE LINEAS DE TRANSMISION
SEPTIEMBRE/OCTUBRE DEL 2002**

CA 134

INSTRUCTOR	TEMA	SEPT/OCT	HORARIO
HET	INTRODUCCION	30	17:00 - 17:30
GMG/AJG	CALCULO DE PARAMETROS Y GENERACION DE PLANTILLAS	30	17:30 - 21:00
GMG/AJG	DISEÑO ELECTROMECHANICO	1	17:00 - 21:00
GMG/AJG	DISEÑO ELECTROMECHANICO	2	17:00 - 21:00
GMG/AJG	CALCULO DE FLECHAS Y TENSIONES	3	17:00 - 21:00
MNV	CALCULO DE DIAGRAMA DE CARGAS Y CIMENTACIONES	4	17:00 - 21:00
ASH	REGLAMENTO DE LINEAS AEREAS	7	17:00 - 21:00
APS	DESCARGA DE RAYOS: DISTANCIAS DIELECTRICAS	8	17:00 - 21:00
RRC	MATERIALES: CONDUCTORES-AISLADORES-HERRAJES	9	17:00 - 19:00
APS	ANGULO DE BLINDAJE	9	19:00 - 21:00
HET	RESISTENCIA DE TIERRA	10	17:00 - 19:00
HET	AISLADORES: LONGITUD, DISTANCIA DE FUGA, CONTAMINACION	10	19:00 - 21:00
GPG	SOBRETENSIONES: APARTARRAYOS	11	17:00 - 21:00

CLAVE DE NOMBRES:

HET	HUGO EQUIHUA TAPIA
GMG	GONZALO MENDOZA GALVAN
AJG	ALFREDO JAIMES GARCIA
MNV	MIGUEL NAVARRO VALLE
ASH	AURELIANO SANCHEZ HERNANDEZ
APS	ANTONIO PANIAGUA SILVA
RRC	RAMON ROMERO CAMBEROS
GPG	GILBERTO PANIAGUA GARCIA



FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA

CURSOS ABIERTOS

*DIPLOMADO EN SISTEMAS
ELECTRICOS DE POTENCIA*

*MODULO IV
CA 134*

*DISEÑO ELECTROMECHANICO DE
LINEAS DE TRASMISION*

TEMA

FLECHAS Y TENSIONES

EXPOSITOR: ING. GONZALO MENDOZA GALVAN
ING. ALFREDO JAIMES GARCIA
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2002

APÉNDICE F EJEMPLO DE CÁLCULO DE FLECHAS Y TENSIONES

A continuación se presentan los resultados del cálculo de flechas y tensiones, aplicando el método de la catenaria, para un cable "BLUEJAY".

Con el fin de ilustrar la secuencia de cálculo se utilizarán las condiciones correspondientes a la línea CARBÓN II-LAMPAZOS para 400 kV.

F.1 Datos para el cálculo de las presiones de viento

Periodo de retorno: 200 años, Nivel III Tabla 1, inciso 6

Ubicación: Norte de Nuevo León

Velocidad regional V_R : 160 Km/h,

FIGURA A.1.

Factor topográfico local $F_T = 1.2$

Sitio expuesto, cimas de colinas

Tabla 2, inciso 7.3.

Tipo de terreno según su rugosidad: 2

Terreno plano u ondulado con pocas obstrucciones Tabla 3, inciso 7.4.

$a = 0.1128$ (tabla 4, inciso 7.4).

$o = 315$ m (tabla 4, inciso 7.4).

$F_a = 1.0031$ (Para $z \leq 10$ m, ec. 2.a, inciso 7.4).

$F_a = 1.56 * (z/o)^{0.128}$ (Para $z > 10$ m, ecuación 2.b, inciso 7.4)

Temperatura coincidente con hielo y viento reducido: -10 °C

Espesor de hielo considerado: 5 mm

Temperatura coincidente con viento de diseño: 5 °C

Temperatura coincidente con EDT: 20 °C

Temperatura máxima: 50 °C

Presión barométrica: 736 mm de mercurio, corresponde a 300 msnm, interpolado de la tabla 5, inciso 8..

Presión dinámica de base $q_z = 0.0048 * G * V_D^2$

Se calcula para cada temperatura de interés, inciso 8.

Presión sobre los cables $P_{zc} = 0.6 * F_{gc} * C_{ac} * q_z$

Se calcula para cada temperatura y altura de interés.

La altura del centroide del cable Z_c se determina mediante iteraciones con la siguiente expresión:

$$Z_c = Z_F - \frac{2}{3} f \cos \left[\arctan \left(\frac{W_v}{W_c} \right) \right]$$

donde:

Z_F altura del soporte de la fase, en este caso 44.76 m,

f flecha supuesta para cada iteración (una fracción del claro),

W_v carga por viento a la altura supuesta del centroide del cable, que se obtiene de las tablas del siguiente inciso, y

W_c carga por peso propio del cable, más hielo en su caso.

F.2 Tablas con las presiones de viento calculadas**DATOS GENERALES:**

TIPO DE TERRENO:	2
VELOCIDAD REGIONAL (Km/h):	160.0000
FACTOR TOPOGRÁFICO LOCAL:	1.2000
PRESIÓN BAROMÉTRICA:	736.0000
TEMPERATURA DE REFERENCIA (*C):	5.0000
FACTOR DE CORRECCIÓN POR DENSIDAD	1.0378
DIÁMETRO DEL CABLE (m):	0.0320
ESPEJOR DE HIELO (m):	0.0000
CLARO (m):	700.0000

Z	ALFA	VDZ	QZ	GUST	CAC	FGC	PZ	WV
10.00	1.0031	192.59	110.865	1.3626	1.00	0.7171	79.5005	2.5424
11.00	1.0154	194.96	113.604	1.3577	1.00	0.7195	81.7360	2.6139
12.00	1.0268	197.14	116.1625	1.3532	1.00	0.7217	83.8345	2.6810
13.00	1.0374	199.17	118.5674	1.3491	1.00	0.7238	85.8148	2.7444
14.00	1.0472	201.07	120.8383	1.3454	1.00	0.7257	87.6919	2.8044
15.00	1.0565	202.85	122.9915	1.3419	1.00	0.7275	89.4781	2.8615
16.00	1.0653	204.54	125.0404	1.3386	1.00	0.7292	91.1834	2.9160
17.00	1.0736	206.13	126.9962	1.3356	1.00	0.7309	92.8162	2.9683
18.00	1.0815	207.64	128.8681	1.3327	1.00	0.7324	94.3836	3.0184
19.00	1.0890	209.08	130.6642	1.3300	1.00	0.7339	95.8917	3.0666
20.00	1.0962	210.46	132.3913	1.3275	1.00	0.7353	97.3456	3.1131
21.00	1.1030	211.78	134.0553	1.3251	1.00	0.7366	98.7499	3.1580
22.00	1.1096	213.05	135.6613	1.3228	1.00	0.7379	100.1085	3.2015
23.00	1.1159	214.26	137.2139	1.3206	1.00	0.7392	101.4248	3.2436
24.00	1.1220	215.43	138.7170	1.3185	1.00	0.7404	102.7020	3.2844
25.00	1.1279	216.56	140.1743	1.3165	1.00	0.7415	103.9428	3.3241
26.00	1.1336	217.65	141.5888	1.3145	1.00	0.7426	105.1496	3.3627
27.00	1.1391	218.70	142.9634	1.3127	1.00	0.7437	106.3246	3.4003
28.00	1.1444	219.72	144.3006	1.3109	1.00	0.7448	107.4698	3.4369
29.00	1.1495	220.71	145.6028	1.3092	1.00	0.7458	108.5869	3.4726
30.00	1.1545	221.67	146.8719	1.3075	1.00	0.7468	109.6776	3.5075
31.00	1.1594	222.61	148.1100	1.3060	1.00	0.7477	110.7433	3.5416
32.00	1.1641	223.51	149.3187	1.3044	1.00	0.7486	111.7854	3.5749
33.00	1.1687	224.39	150.4996	1.3029	1.00	0.7495	112.8052	3.6075
34.00	1.1732	225.25	151.6542	1.3015	1.00	0.7504	113.8037	3.6394
35.00	1.1776	226.09	152.7837	1.3001	1.00	0.7513	114.7820	3.6707
36.00	1.1818	226.91	153.8896	1.2987	1.00	0.7521	115.7412	3.7014
37.00	1.1860	227.70	154.9728	1.2974	1.00	0.7529	116.6820	3.7315
38.00	1.1900	228.48	156.0344	1.2961	1.00	0.7537	117.6053	3.7610
39.00	1.1940	229.24	157.0754	1.2949	1.00	0.7545	118.5119	3.7900
40.00	1.1979	229.99	158.0968	1.2937	1.00	0.7552	119.4025	3.8185
41.00	1.2016	230.72	159.0993	1.2925	1.00	0.7560	120.2778	3.8465
42.00	1.2054	231.43	160.0839	1.2913	1.00	0.7567	121.1384	3.8740
43.00	1.2090	232.13	161.0511	1.2902	1.00	0.7574	121.9849	3.9011

44.00	1.2126	232.81	162.0017	1.2891	1.00	0.7581	122.8178	3.9277
45.00	1.2161	233.48	162.9364	1.2880	1.00	0.7588	123.6377	3.9539
Z	ALFA	VDZ	QZ	GUST	CAC	FGC	PZ	WV
46.00	1.2195	234.14	163.8558	1.2870	1.00	0.7595	124.4450	3.9798
47.00	1.2228	243.79	164.7604	1.2860	1.00	0.7601	125.2402	4.0052
48.00	1.2261	235.42	165.6508	1.2850	1.00	0.7608	126.0238	4.0302
49.00	1.2294	236.04	166.5275	1.2840	1.00	0.7614	126.7961	4.0549
50.00	1.2326	236.65	167.3010	1.2831	1.00	0.7620	127.5576	4.0793

Z = ALTURA SOBRE EL TERRENO
 ALFA = FACTOR ALFA
 VDZ = VELOCIDAD DE DISEÑO A LA ALTURA Z
 QZ = PRESIÓN DINÁMICA DE BASE
 GUST = FACTOR DE RÁFAGA
 CAC = COEFICIENTE DE ARRASTRE
 FGC = FACTOR DE RESPUESTA DINÁMICA
 PZ = PRESIÓN SOBRE EL CABLE
 WV = CARGA POR VIENTO EN EL CABLE

DATOS GENERALES:

TIPO DE TERRENO	2
VELOCIDAD REGIONAL (km/h):	60.0000
FACTOR TOPOGRÁFICO LOCAL:	1.2000
PRESIÓN BAROMÉTRICA:	736.0000
TEMPERATURA DE REFERENCIA	-10.0000
FACTOR DE CORRECCIÓN POR	
DENSIDAD	1.0970
DIÁMETRO DEL CABLE (m):	0.0320
ESPESOR DE HIELO (m):	0.0050
CLARO (m):	700.0000

Z	ALFA	VDZ	QZ	GUST	CAC	FGC	PZ	WV
10.00	1.0031	72.22	16.4796	1.3626	1.00	0.7171	11.8174	0.4961
11.00	1.0154	73.11	16.8867	1.3577	1.00	0.7195	12.1497	0.5100
12.00	1.0268	73.93	17.2670	1.3532	1.00	0.7217	12.4616	0.5231
13.00	1.0374	74.69	17.6245	1.3491	1.00	0.7238	12.7560	0.5355
14.00	1.0472	75.40	17.9621	1.3454	1.00	0.7257	13.0350	0.5472
15.00	1.0565	76.07	18.2821	1.3419	1.00	0.7275	13.3005	0.5584
16.00	1.0653	76.70	18.5867	1.3386	1.00	0.7292	13.5540	0.5690
17.00	1.0736	77.30	18.8774	1.3356	1.00	0.7309	13.7967	0.5792
18.00	1.0815	77.87	19.1557	1.3327	1.00	0.7324	14.0297	0.5890
19.00	1.0890	78.41	19.4226	1.3300	1.00	0.7339	14.2539	0.5984
20.00	1.0962	78.92	19.6794	1.3275	1.00	0.7353	14.4700	0.6074
21.00	1.1030	79.42	19.9267	1.3251	1.00	0.7366	14.6787	0.6162
22.00	1.1096	79.89	20.1654	1.3228	1.00	0.7379	14.8807	0.6247
23.00	1.1159	80.35	20.3962	1.3206	1.00	0.7392	15.0763	0.6329

24.00	1.1220	80.79	20.6197	1.3185	1.00	0.7404	15.2662	0.6409
25.00	1.1279	81.21	20.8363	1.3165	1.00	0.7415	15.4506	0.6486
26.00	1.1336	81.62	21.0465	1.3145	1.00	0.7426	15.6300	0.6561
27.00	1.1391	82.01	21.2509	1.3127	1.00	0.7437	15.8047	0.6635
28.00	1.1444	82.40	21.4496	1.3109	1.00	0.7448	15.9749	0.6706
29.00	1.1495	82.77	21.6432	1.3092	1.00	0.7458	16.1409	0.6776
30.00	1.1545	83.13	21.8318	1.3075	1.00	0.7468	16.3031	0.6844
31.00	1.1594	83.48	22.0159	1.3060	1.00	0.7477	16.4615	0.6911
32.00	1.1641	83.82	22.1955	1.3044	1.00	0.7486	16.6164	0.6976
33.00	1.1687	84.15	22.3711	1.3029	1.00	0.7495	16.7680	0.7039
34.00	1.1732	84.47	22.5427	1.3015	1.00	0.7504	16.9164	0.7102
35.00	1.1776	84.78	22.7106	1.3001	1.00	0.7513	17.0318	0.7163
36.00	1.1818	85.09	22.8750	1.2987	1.00	0.7521	17.2044	0.7222
37.00	1.1860	85.39	23.0360	1.2974	1.00	0.7529	17.3442	0.7281
38.00	1.1900	85.68	23.1938	1.2961	1.00	0.7537	17.4815	0.7339

Z	ALFA	VDZ	QZ	GUST	CAC	FGC	PZ	WZ
39.00	1.1940	85.97	23.3485	1.2949	1.00	0.7545	17.6163	0.7395
40.00	1.1979	86.25	23.5004	1.2937	1.00	0.7552	17.7486	0.7451
41.00	1.2016	86.52	23.6494	1.2925	1.00	0.7560	17.8787	0.7505
42.00	1.2054	86.79	23.7957	1.2913	1.00	0.7567	18.0067	0.7559
43.00	1.2090	87.05	23.9395	1.2902	1.00	0.7574	18.1325	0.7612
44.00	1.2126	87.30	24.0808	1.2891	1.00	0.7581	18.2563	0.7664
45.00	1.2161	87.56	24.2198	1.2880	1.00	0.7588	18.3782	0.7715
46.00	1.2195	87.80	24.3564	1.2870	1.00	0.7595	18.4982	0.7766
47.00	1.2228	88.04	24.4909	1.2860	1.00	0.7601	18.6164	0.7815
48.00	1.2261	88.28	24.6232	1.2850	1.00	0.7608	18.7329	0.7864
49.00	1.2294	88.52	24.7536	1.2840	1.00	0.7614	18.8477	0.7912
50.00	1.2326	88.74	24.8819	1.2831	1.00	0.7620	18.9609	0.7960

Z = ALTURA SOBRE EL TERRENO

ALFA = FACTOR ALFA

VDZ = VELOCIDAD DE DISEÑO A LA ALTURA Z

GUST = FACTOR DE RÁFAGA

CAC = COEFICIENTE DE ARRASTRE

FGC = FACTOR DE RESPUESTA DINÁMICA

PZ = PRESIÓN SOBRE EL CABLE

WV = CARGA POR VIENTO EN EL CABLE

F.3 Consideraciones iniciales

Datos del cable

Denominación:

BLUEJAY

Peso (kg./m):

1.875

Diámetro (m):

0.03198

Área (m²):

6.03E-04

Tensión de ruptura (kg.):

1.4039E+04

Módulo de elasticidad inicial (kg./m²):

5.4834E+09

Módulo de elasticidad final (kg./m²):

6.5871E+09

Coefficiente de dilatación térmica inicial (1/°C):

2.053E-05

Coefficiente de dilatación térmica final (1/°C): 2.080E-05
 Primero se calculará la flecha que corresponde a la llamada "Tensión Diaria" (EDT). Se considera que, para esta condición, la tensión mecánica en el cable debe ser un porcentaje de la tensión de ruptura. Supongamos 20% para este ejemplo.

$$f_2 = \frac{H_2}{w_2} \left[\cosh\left(\frac{w_2 d}{2H_2}\right) - 1 \right]$$

$$C_2 = H_2 / w_2 = (0.2 * 14039) / 1.875 = 1497.4933 \text{ m}$$

$$f_2 = 1497.4933 * (\cosh(700/(2*1497.4933)) - 1) = 41.0882 \text{ m}$$

La longitud del cable contenido en el claro para este caso es:

$$L_2 = 2 \frac{H_2}{w_2} \sinh\left(\frac{w_2 d}{2H_2}\right)$$

$$L_2 = 2 * \sinh(700/(2*1497.4933)) = 706.3906 \text{ m}$$

Esta L_2 ya incluye la elongación del cable debida al flujo plástico. Con base en la discusión que se presenta en el Apéndice H, tomamos 400 como una medida aproximada del flujo plástico. Entonces la longitud L_1 antes del mismo sería:

$$L_2 = L_1 (1 + 706.3906 = L_1 * (1 + 0 + 0.0004) ; L_1 = 706.1081 \text{ m}$$

Evaluando la ecuación F(2) para L_1 resulta $H_1 = 28871.80$

Evaluando la ecuación F(1) para H_1 resulta $f_1 = 40.1645 \text{ m}$

f_1 es la condición inicial para calcular, con las propiedades mecánicas iniciales del cable, las flechas y tensiones correspondientes para tendido y la fecha mínima para revisar "jalones hacia arriba" para la localización de las estructuras sobre el perfil de la línea.

f_2 es la condición inicial para calcular las tensiones con las propiedades mecánicas finales del cable, para los siguientes casos:

- Contención de la falla en cascada, con EDT
- Maniobras de mantenimiento, sin viento, sin hielo, con la temperatura coincidente, que pudiera ser diferente de la EDT
- Flecha máxima, sin viento, sin hielo, con la temperatura máxima coincidente: para revisar libramientos para la localización de las estructuras sobre el perfil de la línea.
- Viento máximo, con la temperatura coincidente
- Viento reducido con hielo, con la temperatura mínima coincidente

F.4 Flecha y tensiones finales después del flujo plástico

TENSIÓN DIARIA (EDT): Para limitar vibración cólica y para definir las fuerzas longitudinales a aplicar a la estructuras de soporte para contener las fallas en cascada (Ref.2)

Temperatura inicial (°C):	20.0000
Presión del viento inicial (kg./m ²):	0.0000
Espesor de hielo inicial (m):	0.0000
Carga vertical inicial (kg./m):	1.8750

Carga de viento inicial (kg./m):	0.0000
Carga resultante inicial (kg/m):	1.8750
Longitud inicial (m):	706.3906
Slack inicial (m):	6.3906
Flecha inicial (m):	41.0882
Tensión inicial (kg):	2807.8000
Tensión / Resistencial:	0.2000
C inicial (m):	1497.4933

TENSIÓN PARA MANIOBRAS DE MANTENIMIENTO: Para definir las cargas máximas que podrán aplicarse a las estructuras durante dichas maniobras

Temperatura final (°C):	10.0000
Presión del viento final (kg./m ²):	0.0000
Espesor de hielo final (m):	0.0000
Carga vertical final (kg./m):	1.8750
Carga de viento final (kg./m):	0.0000
Carga resultante final (kg./m):	1.8750
Longitud final (m):	706.2325
Slack final (m):	6.2325
Flecha final (m):	40.4479
Tensión final (kg.):	2839.3000
Tensión / Resistencia:	0.2022
C final (m):	1514.2933

FECHA MÁXIMA: para revisar libramientos para la localización de las estructuras sobre el perfil de la línea:

Temperatura final (°C):	50.0000
Presión del viento final (kg./m ²):	0.0000
Espesor de hielo final (m):	0.0000
Carga vertical final (kg./m):	1.8750
Carga de viento final (kg./m):	0.0000
Carga resultante final (kg./m):	1.8750
Longitud final (m):	706.7937
Slack final (m):	6.7937
Flecha final (m):	42.2297
Tensión final (kg.):	2719.5000
Tensión / Resistencia:	0.1937
C final (m):	1450.4000

VIENTO MÁXIMO: Para limitar daños en los propios cables por carga máxima y para definir cargas longitudinales para diseño de las estructuras de soporte. Esta condición lo limita la fecha por tratarse de una condición extrema (Ref.3)

El centroide de la flecha se localizó, mediante cálculo iterativo, a una altura = 31.75 m.

Temperatura final (°C):	5.0000
Presión del viento final (kg./m ²):	111.5250
Espesor de hielo final (m):	0.0000
Carga vertical final (kg./m):	1.8750
Carga de viento final (kg./m):	3.5666
Carga resultante final (kg./m):	4.0294

Longitud final (m):	706.6965
Slack final (m):	6.6965
Flecha final (m):	41.9265
Tensión final (kg.):	5886.5000
Tensión / Resistencia:	0.4193 **
C final (m):	1460.8884

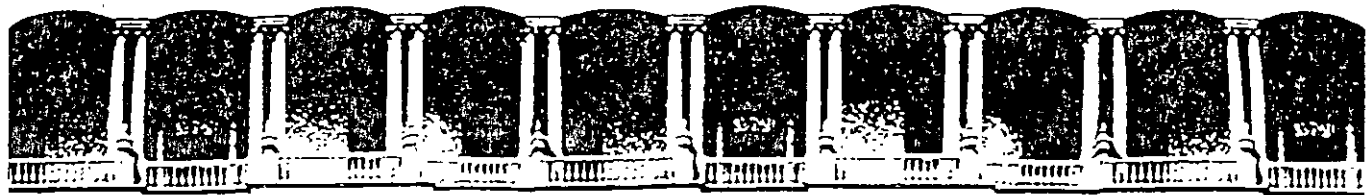
** Nota : Es menor que 0.6, límite aceptado por NESC para condiciones extremas

VIENTO REDUCIDO CON HIELO: Con la temperatura mínima coincidente. Si el diseño lo considera adecuado, esta condición puede emplearse como una medida adicional para aumentar la integridad de la línea. En este caso, entraría en la definición de las fuerzas longitudinales a aplica a las estructuras de soporte para contener las fallas en cascada (Ref.3).

La velocidad reducida es $V_h = 60$ km/h, de acuerdo con la isotaca

El centroide de la flecha se localizó mediante cálculo iterativos, a una altura $z = 18.95$ m.

Temperatura final (°C):	
Temperatura final /°C):	-10.0000
Presión del viento final (kg./m ²):	14.2427
Espesor de hielo final (m):	0.0050
Carga vertical final (kg./m):	2.3978
Carga de viento final (kg./m):	0.5979
Carga resultante final (kg./m):	2.4712
Longitud final (m):	706.1067
Slack final (m):	6.1067
Flecha final	40.0375
Tensión final (kg):	3780.5000
Tensión / Resistencia:	0.2693
C final (m):	1529.8145



FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA

CURSOS ABIERTOS

*DIPLOMADO EN SISTEMAS
ELECTRICOS DE POTENCIA*

*MODULO IV
CA 134*

*DISEÑO ELECTROMECHANICO DE
LINEAS DE TRANSMISION*

TEMA

FLECHAS Y TENCIONES

EXPOSITOR: ING.GONZALO MENDOZA GALVAN
ING. ALFREDO JAIMES GARCIA
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2002

Análisis de flechas y tensiones.

El análisis de flechas y tensiones en un conductor es una consideración importante en el diseño de una línea aérea de transmisión.

La cantidad y continuidad del servicio eléctrico suministrado por la línea dependerá enormemente de la instalación apropiada de los conductores.

De acuerdo con lo anterior, el ingeniero de diseño deberá determinar de antemano la tensión mecánica que dará a los cables de una línea en particular, a una temperatura dada.

Para determinar la tensión mecánica que será usada en el tendido de los conductores de la línea, deberá conocer los valores de flechas y tensiones para las diferentes condiciones climatológicas.

La tabla 2208.3 del artículo 2208 de las Normas Oficiales Mexicanas, contiene las condiciones meteorológicas mínimas de diseño para las diferentes zonas de cargas mecánicas en la República Mexicana.

La tensión en los conductores contribuye a la carga mecánica sobre las estructuras de soporte donde la línea tiene un ángulo de deflexión o donde remata. La tensión mecánica excesiva puede causar la falla del propio conductor.

Los factores que afectan la flecha de un conductor fijo firmemente en sus soportes son:

1. Carga del conductor por unidad de longitud
2. Claro interpostal, esto es, distancia entre soportes
3. Temperatura
4. Tensión mecánica aplicada al conductor.

Para determinar adecuadamente la carga del conductor los factores que se necesitan tomar en cuenta son:

1. Peso propio del conductor
2. Peso del hielo o nieve adherida al conductor
3. Viento sobre el conductor.

El peso efectivo máximo del conductor es la suma de su propio peso y el peso del hielo adherido a él. Es importante considerar las condiciones más críticas.

El viento se considera aplicado en ángulo recto a la dirección de la línea y actuando sobre el área proyectada de los conductores, incluyendo el área proyectada del hielo en determinadas zonas geográficas.

Un diseño económico establece que la flecha del conductor sea mínima para no usar estructuras muy altas, para proveer suficiente espacio sobre el nivel del terreno (libramiento) y para eliminar excesivas distancias entre conductores evitando que se aproximen demasiado en los centros del claro interpostal.

Cálculo mecánico de conductores.

En mecánica se estudia la curva que forma un cable de peso uniforme suspendido por sus extremos situados en la misma horizontal. A esta curva se le conoce con el nombre de catenaria (Figura 1) y su ecuación es:

$$y = \frac{h}{2} \left(e^{\frac{x}{h}} - e^{-\frac{x}{h}} \right)$$

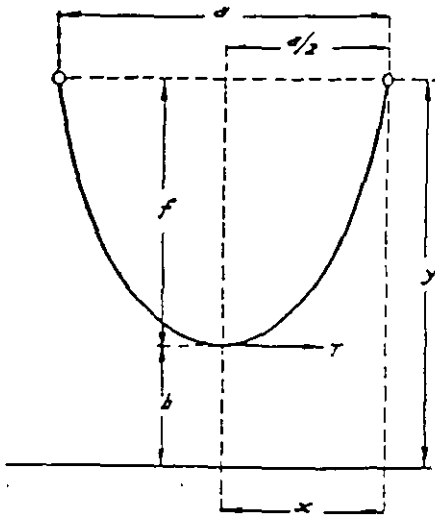


Figura 1

En la que $h = T/p$, siendo T la tensión en kilogramos en el punto más bajo del conductor y p la carga por metro de conductor (peso + sobrecarga).

Desarrollando en serie la ecuación anterior tendremos:

$$y = h \left(1 + \frac{x^2}{2h^2} + \frac{x^4}{4h^4} + \dots \right)$$

La tensión T_1 del conductor en los puntos de soporte es mayor que T y ambas tensiones se relacionan con la ecuación:

$$T_1 - T = p \times f$$

Generalmente en las líneas aéreas la flecha es inferior a 2% de la longitud del claro correspondiente y por ello el término $p \cdot f$ tiene un valor reducido.

Se considera entonces que $T_1 = T$, es decir, las tensiones de los diversos puntos de la curva son constantes y que éstas son iguales a la tensión en el punto más bajo, para el cual la flecha es máxima.

Con la sustitución de la parábola por la catenaria y para claros menores de 300 m que es lo más común en líneas de distribución, con flechas menores del 6% de la longitud del claro, el error en la flecha calculada es del orden de 0.5%, error que aumenta con rapidez, y para flechas del orden de un 10% del claro, la ecuación de la parábola da flechas un 2% menores que empleando la ecuación de la catenaria.

Soportes a diferentes niveles. Claros asimétricos.

Considere un claro L entre dos niveles, como se muestra en la figura 3, cuyas elevaciones difieren por una distancia h .

Sea X_1 la distancia horizontal desde el punto más bajo de la curva hasta el punto de soporte inferior y X_2 la distancia horizontal desde el punto más bajo de la curva hasta el punto de soporte superior.

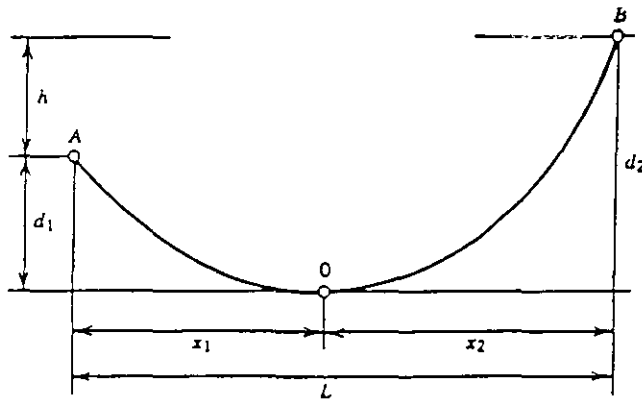


Figura 3

Usando la ecuación de la parábola se tiene:

$$y = \frac{wx^2}{2T}$$

Las flechas d_1 y d_2 pueden determinarse como:

$$d_1 = \frac{wx_1^2}{2T}$$

$$y \quad d_2 = \frac{wx_2^2}{2T}$$

De la figura, vemos que: $h = d_2 - d_1$

Por lo que
$$h = \frac{w}{2T} (x_2^2 - x_1^2)$$

ó
$$h = \frac{wL}{2T} (x_2 - x_1)$$

pero
$$L = x_1 + x_2 \quad \dots 1$$

entonces
$$\frac{2Th}{wL} = x_2 - x_1 \quad \dots 2$$

Sumando las ecuaciones 1 y 2 :

$$2x_2 = L + \frac{2Th}{wL}$$

ó
$$x_2 = \frac{L}{2} + \frac{Th}{wL}$$

Restando la ecuación 2 de la ecuación 1 :

$$2x_1 = L - \frac{2Th}{wL}$$

ó
$$x_1 = \frac{L}{2} - \frac{Th}{wL} \quad \dots 3$$

En la ecuación 3 :

Si $\frac{L}{2} > \frac{Th}{wL}$ entonces x_1 es positiva

Si $\frac{L}{2} = \frac{Th}{wL}$ entonces x_1 es cero

Si $\frac{L}{2} < \frac{Th}{wL}$ entonces x_1 es negativa

Si x_1 es negativa, el punto mas bajo (punto 0) de la curva se ubica fuera del claro, como se muestra en la siguiente figura:

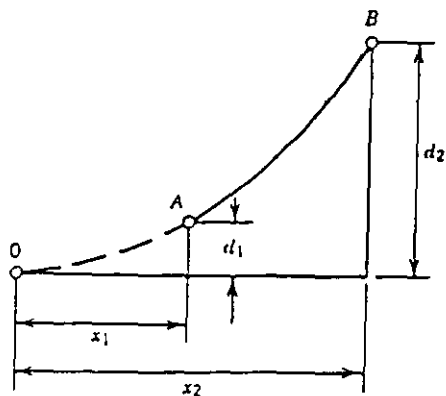


Figura 4

CLAROS DE LONGITUD DESIGUAL: CLARO REGLA O CLARO PROMEDIO.

Cuando en una línea existen claros de longitud desigual (el caso mas general), cada claro debería ser tensionado de acuerdo a su propia longitud. Sin embargo, esto no es posible con los aisladores de suspensión ya que la cadena de aisladores se giraría para igualar la tensión en cada claro. También es impráctico estar rematando a la línea en cada claro (con cadenas horizontales) por separado.

Es posible, para eliminar este inconveniente, suponer una tensión uniforme entre soportes de remate definiendo un claro equivalente, el cual se conoce como CLARO REGLA o CLARO PROMEDIO y basando todos los cálculos en este claro equivalente.

Si se conocen los claros entre soportes, el claro regla puede calcularse de la ecuación:

$$L_r = \sqrt{\frac{L_1^3 + L_2^3 + L_3^3 + \dots + L_n^3}{L_1 + L_2 + L_3 + \dots + L_n}}$$

Donde: L_e = Claro regla o claro equivalente

L_i = Claro individual en la línea

Generalmente, no es necesario tener un valor exacto del claro regla. Un claro regla aproximado puede calcularse como:

$$L_r = L_{avg} + \frac{2}{3}(L_{max} - L_{avg})$$

Donde: L_{avg} = Claro promedio en la línea

L_{max} = Máximo claro en la línea

La tensión T en la línea puede estimarse usando este claro equivalente y la flecha para cada claro puede calcularse de la ecuación.

$$d = \frac{wL^2}{8T}$$

ECUACION DE CAMBIO DE ESTADO

En los libros de mecánica, se expone con detalle la deducción de la llamada ecuación de cambio de estado o ecuación de cambio de condiciones, en la cual figuran:

- a) Los valores de las tensiones inicial y final, debida ésta a las sobrecargas y variaciones de temperatura.
- b) Las temperaturas extremas a que se hallan sometidos los conductores.
- c) El módulo de elasticidad del metal de que está formado el conductor.
- d) El coeficiente de dilatación lineal del material considerado.
- e) Los pesos por unidad de longitud del conductor, con sobrecarga y sin ella.

Para el cálculo de la tensión mecánica del conductor, hacemos uso de la ecuación de cambio de estado, tomando como datos para el estado inicial y final, las limitaciones mecánicas que se fijan a los conductores para que trabajen satisfactoriamente en las diferentes condiciones ambientales, tales como: variación de temperatura, presión de viento y en algunos casos cargas de hielo.

A continuación se indicarán las variaciones de temperatura y presión de viento así como la carga de hielo que deberán tomarse en cuenta en la determinación de cada una de las limitaciones necesarias para el diseño de la línea.

1. Temperatura máxima sin presión de viento, permite determinar la limitación por libramiento y la plantilla a utilizar en la localización de postes sobre el perfil del recorrido de la línea.
2. Temperatura media sin viento, permite verificar que las tensiones alcanzadas en este caso estén de acuerdo con las tensiones admitidas para limitar las vibraciones.

3. Temperatura mínima sin viento: Permite verificar el libramien to en caso de cruce abajo de una línea existente.
4. Temperatura mínima con viento máximo, sin hielo o bien tempe ratura mínima con hielo y viento reducido: Permite obtener la tensión final máxima resultante de los conductores, cuyo valor es necesario para determinar el coeficiente de seguri dad mínima en los conductores y así como para calcular las deflexiones máximas permisibles en las estructuras tipo.

Cargas de viento y hielo.

A fin de considerar las condiciones más reales de velocidad de viento y cargas de hielo para el diseño, se ha dividido a la República Mexicana en 6 zonas en las que se han establecido las condiciones más desfavorables de temperatura, velocidad de vien to y cargas de hielo. (Ver mapa anexo).

El peso de hielo sobre un conductor circular está dado por la ecuación:

$$I = 0.3109 (D_I^2 - D_B^2)$$

Donde:

I = Peso del hielo sobre el conductor, en libras/pie

D_B = Diámetro del conductor en pulgadas

D_I = Diámetro del conductor + 2 veces el espesor del hielo en pulgadas

La carga de viento sobre conductores y estructuras se determinará de acuerdo con la Tabla 2208.4 de las Normas Oficiales Mexicanas para la zona geográfica en estudio.

Zona de carga mecánica	Velocidad de viento de diseño km/h	Presion del viento en kg/m ² , sobre superficies de.		
		Cables	Estructuras	
			Cilindricas (postes)	De celosia
I, II y III	90	39	66	105
IV	70	24	40	64
V	100	48	81	130
VI	105	53	90	143

Las tensiones finales, se calcularán a partir de la ecuación de cambio de Estado

$$S^2 \left[S' + \frac{W_e^2 E_f m'^2 a^2}{24 S^2} + \alpha E_f (t_f - t_i) - S \right] = \frac{W_e^2 E_f m^2 a^2}{24}$$

Haciendo:

$$\frac{W_e^2 E_f}{24} = K \quad \text{y} \quad \alpha E_f = K'$$

$$S^2 \left[S' + \frac{K m^2 a^2}{S^2} + K' (t_f - t_i) - S \right] = K m^2 a^2$$

En el estado inicial

{	S	Esfuerzo inicial sobre el conductor	(Kg/mm ²)
	T _i	Temperatura inicial	(°C)
	m	Coefficiente de sobrecarga inicial	

En el estado final

{	S'	Esfuerzo final sobre el conductor	(Kg/mm ²)
	T _f	Temperatura final	(°C)
	m'	Coefficiente de sobrecarga final	

a Claro regla (m)

Coefficientes de sobrecarga

Inicial	Final
$m = \sqrt{\frac{W_h^2 + C_v^2}{W^2}}$	$m' = \sqrt{\frac{W_h'^2 + C_v'^2}{W^2}}$

Donde:

W	Peso unitario del conductor	(Kg/m)
W_h	Peso unitario del conductor con o sin hielo, para el estado inicial	(Kg/m)
C_v	Carga unitaria de viento sobre el conductor, con o sin hielo para el estado inicial	(Kg/m)
W'_h	Peso unitario del conductor con o sin hielo, para el estado final	(Kg/m)
C'_v	Carga unitaria de viento sobre el conductor, con o sin hielo para el estado final	(Kg/m)
W_e	Peso específico del conductor	(Kg/m / mm ²)
E_f	Módulo de elasticidad final	(Kg/ mm ²)
α	Coefficiente de dilatación lineal	(1/°C)

DETERMINACION DE LA TENSION FINAL DE UN CONDUCTOR DE COBRE, CAL 250 KCM,
 PARA LAS CONDICIONES FINALES DE 50 °C DE TEMPERATURA, SIN PRESION DE VIENTO Y
 MODULO DE ELASTICIDAD FINAL.

A) CARACTERISTICAS DEL CONDUCTOR

TIPO DE CABLE	COBRE
CALIBRE	250 KCM
SECCION	126.64 mm ²
DIAMETRO	14.58 mm
PESO POR UNIDAD DE LONGITUD	1.1501 kg/m
PESO ESPECIFICO	0 0089 kg/cm ³
MODULO DE ELASTICIDAD FINAL	11950 kg/mm ²
COEF. DILATACION LINEAL	16.92×10 ⁻⁶ /°C
CARGA DE RUPTURA	5157 kg
CLARO PROMEDIO	VER HOJAS ANEXAS

B) HIPOTESIS DE CALCULO

CONDICIONES INICIALES	
TEMPERATURA	16 °C
TENSION DE TENDIDO	10% CARGA DE RUPTURA
PRESION DE VIENTO	CERO
CLARO PROMEDIO	VER HOJAS ANEXAS
MODULO DE ELASTICIDAD	FINAL
CARGA DE HIELO	CERO
CONDICIONES FINALES	
TEMPERATURA	50 °C
TENSION	VALOR POR DETERMINAR
PRESION DE VIENTO	CERO
MODULO DE ELASTICIDAD	FINAL
CLARO PROMEDIO	VER HOJAS ANEXAS
CARGA DE HIELO	CERO

CLARO PROMEDIO: 75 m

$$m = 1$$

$$m' = 1$$

$$K = \frac{0.0089^2 \times 11950}{24} = 0.0394$$

$$K' = 16.92 \times 10^{-6} \times 11950 = 0.2022$$

ESFUERZO INICIAL

$$F = 0.1 \times 5157 = 515.7 \text{ kg}$$

$$S = \frac{515.7}{126.64} = 4.0722 \text{ kg / mm}^2$$

$$S'^2 \left[S' + \frac{0.0394 \times 1^2 \times 75^2}{4.0722^2} + 0.2022(50 - 16) - 4.0722 \right] = 0.0394 \times 1^2 \times 75^2$$

$$S'^2 [S' + 13.3647 + 6.8748 - 4.0722] = 221.625$$

$$S'^2 [S' + 16.1673] = 221.625$$

$$S'^3 + 16.1673S'^2 - 221.625 = 0$$

$$S' = 3.3682 \text{ kg / mm}^2$$

$$T_f = 3.3682 \times 126.64 = 426.54 \text{ kg}$$

CLARO PROMEDIO: 50 m

$$S'^2 \left[S' + \frac{0.0394 \times 1^2 \times 50^2}{4.0722^2} + 0.2022(50 - 16) - 4.0722 \right] = 0.0394 \times 1^2 \times 50^2$$

$$S'^2 [S' + 5.9399 + 6.8748 - 4.0722] = 98.5$$

$$S'^2 [S' + 8.7425] = 98.5$$

$$S'^3 + 8.7425S'^2 - 98.5 = 0$$

$$S' = 2.9078 \text{ kg / mm}^2$$

$$T_f = 2.9078 \times 126.64 = 368.24 \text{ kg}$$

CLARO PROMEDIO: 100 m

$$S'^2 \left[S' + \frac{0.0394 \times 1^2 \times 100^2}{4.0722^2} + 0.2022(50 - 16) - 4.0722 \right] = 0.0394 \times 1^2 \times 100^2$$

$$S'^2 [S' + 23.7595 + 6.8748 - 4.0722] = 394$$

$$S'^2 [S' + 26.5621] = 394$$

$$S'^3 + 26.5621S'^2 - 394 = 0$$

$$S' = 3.6135 \text{ kg / mm}^2$$

$$T_f = 3.6135 \times 126.64 = 457.61 \text{ kg}$$

DETERMINACION DE LA TENSION FINAL DE UN CONDUCTOR DE COBRE, CAL 250 KCM, PARA LAS CONDICIONES FINALES DE -5 °C DE TEMPERATURA, SIN CARGA DE HIELO, CON PRESION DE VIENTO Y MODULO DE ELASTICIDAD FINAL.

A) CARACTERISTICAS DEL CONDUCTOR

TIPO DE CABLE	COBRE
CALIBRE	250 KCM
SECCION	126.64 mm ²
DIAMETRO	14.58 mm
PESO POR UNIDAD DE LONGITUD	1.1501 kg/m
PESO ESPECIFICO	0.0089 kg/cm ³
MODULO DE ELASTICIDAD FINAL	11950 kg/mm ²
COEF. DILATACION LINEAL	16.92×10 ⁻⁶ /°C
CARGA DE RUPTURA	5157 kg
CLARO PROMEDIO	VER HOJAS ANEXAS

B) HIPOTESIS DE CALCULO

CONDICIONES INICIALES

TEMPERATURA	16 °C
TENSION DE TENDIDO	10% CARGA DE RUPTURA
PRESION DE VIENTO	CERO
CLARO PROMEDIO	VER HOJAS ANEXAS
MODULO DE ELASTICIDAD	FINAL
CARGA DE HIELO	CERO

CONDICIONES FINALES

TEMPERATURA	-5 °C (ZONA IV)
TENSION	VALOR POR DETERMINAR
PRESION DE VIENTO	23.6 kg/m ² (70 km/h) (ZONA IV)
MODULO DE ELASTICIDAD	FINAL
CLARO PROMEDIO	VER HOJAS ANEXAS
CARGA DE HIELO	CERO

CLARO PROMEDIO: 75 m

$$m = 1$$

$$W_h' = W = 1.1501 \text{ kg / m}$$

$$C_v' = 23.6 \times 0.01458 = 0.3441 \text{ kg / m}$$

$$m' = \sqrt{\frac{(1.1501)^2 + (0.3441)^2}{(1.1501)^2}} = 1.0438$$

DEL CALCULO ANTERIOR:

$$K = 0.0394$$

$$K' = 0.2022$$

$$S = 4.0722$$

$$S'^2 \left[S' + \frac{0.0394 \times 1^2 \times 75^2}{4.0722^2} + 0.2022(-5 - 16) - 4.0722 \right] = 0.0394 \times 1.0438^2 \times 75^2$$

$$S'^2 [S' + 13.3647 - 4.2462 - 4.0722] = 241.46$$

$$S'^2 [S' + 5.0463] = 241.46$$

$$S'^3 + 5.0463S'^2 - 241.46 = 0$$

$$S' = 4.922 \text{ kg / mm}^2$$

$$T_f = 4.922 \times 126.64 = 623.32 \text{ kg}$$

CLARO PROMEDIO: 50 m

$$S'^2 \left[S' + \frac{0.0394 \times 1^2 \times 50^2}{4.0722^2} + 0.2022(-5 - 16) - 4.0722 \right] = 0.0394 \times 1.0438^2 \times 50^2$$

$$S'^2 [S' + 5.9399 - 4.2462 - 4.0722] = 107.32$$

$$S'^2 [S' - 2.3785] = 107.32$$

$$S'^3 - 2.3785S'^2 - 107.32 = 0$$

$$S' = 5.6915 \text{ kg / mm}^2$$

$$T_f = 5.6915 \times 126.64 = 720.77 \text{ kg}$$

CLARO PROMEDIO: 100 m

$$S'^2 \left[S' + \frac{0.0394 \times 1^2 \times 100^2}{4.0722^2} + 0.2022(-5 - 16) - 4.0722 \right] = 0.0394 \times 1.0438^2 \times 100^2$$

$$S'^2 [S' + 23.7595 - 4.2462 - 4.0722] = 429.27$$

$$S'^2 [S' + 15.4411] = 429.27$$

$$S'^3 + 15.4411S'^2 - 429.27 = 0$$

$$S' = 4.6252 \text{ kg} / \text{mm}^2$$

$$T_f = 4.6252 \times 126.64 = 585.73 \text{ kg}$$

**** P R O B L E M A N O . - 3 : ****

D A T O S :

CALIBRE Y TIPO DEL CONDUCTOR = 250 KCM cobre
SECCION DEL CONDUCTOR (mm²) = 126.64
DIAMETRO DEL CONDUCTOR (mm) = 14.58
PESO POR UNIDAD DE LONGITUD DEL CONDUCTOR (kg/m) = 1.1501
PESO ESPECIFICO DEL CONDUCTOR (kg/cm³) = .0089
MODULO DE ELASTICIDAD FINAL DEL CONDUCTOR (kg/mm²) = 11950
COEFICIENTE DE DILATACION LINEAL (1/ grados C) = 1.692E-05
CLARO ENTRE SOPORTES (m) = 100
TENSION DE TENDIDO = 10 % TENSION RUPTURA
TENSION DE RUPTURA (kg) = 5157

CONDICIONES INICIALES :

TEMPERATURA INICIAL = 16 grados C
TENSION DE TENDIDO = 515.7 kg
TENSION DE RUPTURA = 5157 kg
PRESION DE VIENTO INICIAL = 0 kg/m²
CLARO ENTRE SOPORTES = 100 m
CARGA DE HIELO INICIAL = 0 mm

CONDICIONES FINALES :

TEMPERATURA FINAL = 50 grados C
PRESION DE VIENTO FINAL = 0 kg/m²
CARGA DE HIELO FINAL = 0 mm

***** R E S U L T A D O S *****

TENSION FINAL = 457.6512 kg

**** P R O B L E M A N O . - 6 : ****

D A T O S :

CALIBRE Y TIPO DEL CONDUCTOR = 250 kCM cobre
SECCION DEL CONDUCTOR (mm²) = 126.64
DIAMETRO DEL CONDUCTOR (mm) = 14.58
PESO POR UNIDAD DE LONGITUD DEL CONDUCTOR (kg/m) = 1.1501
PESO ESPECIFICO DEL CONDUCTOR (kg/cm³) = .0089
MODULO DE ELASTICIDAD FINAL DEL CONDUCTOR (kg/mm²) = 11950
COEFICIENTE DE DILATAACION LINEAL (1/ grados C) = 1.692E-05
CLARO ENTRE SOPORTES (m) = 100
TENSION DE TENDIDO = 10 % TENSION RUPTURA
TENSION DE RUPTURA (kg) = 5157

CONDICIONES INICIALES :

TEMPERATURA INICIAL = 16 grados C
TENSION DE TENDIDO = 515.7 kg
TENSION DE RUPTURA = 5157 kg
PRESION DE VIENTO INICIAL = 0 kg/m²
CLARO ENTRE SOPORTES = 100 m
CARGA DE HIELO INICIAL = 0 mm

CONDICIONES FINALES :

TEMPERATURA FINAL = -5 grados C
PRESION DE VIENTO FINAL = 23.6 kg/m²
CARGA DE HIELO FINAL = 0 mm

***** R E S U L T A D O S *****

TENSION FINAL = 585.6791 kg

Plantilla para dibujo de perfiles.

La localización de estructuras en el perfil del terreno y el dibujo de los conductores sobre dicho perfil, puede hacerse por medio de una plantilla.

Esta plantilla contiene los perfiles del conductor para diferentes condiciones ambientales.

Las escalas horizontal y vertical que se emplean en el dibujo de la plantilla, deben corresponder a las escalas empleadas en el dibujo del perfil del terreno.

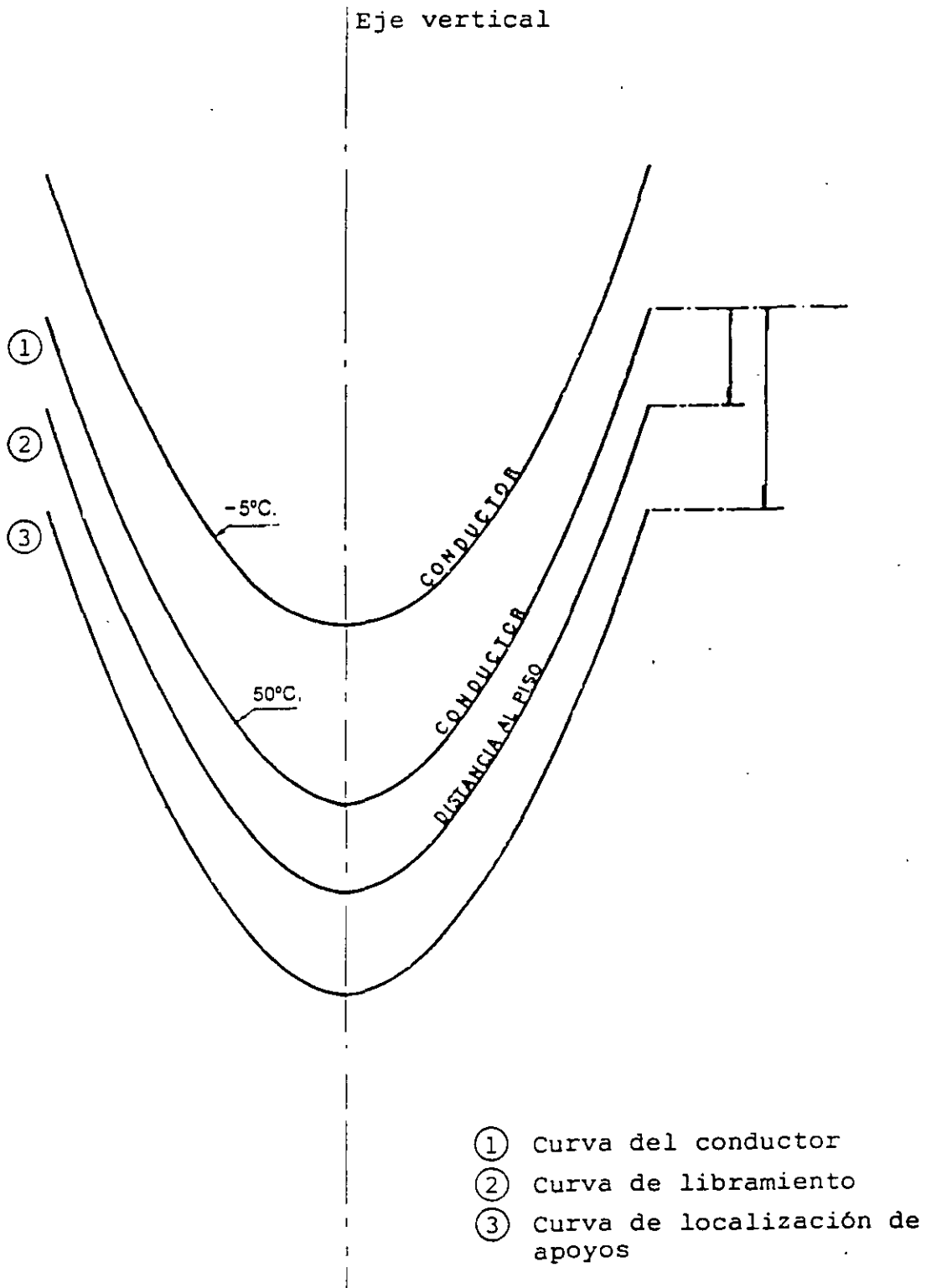
El perfil del conductor se traza de acuerdo con la ecuación de la parábola:

$$y = \frac{W}{2T} x^2$$

Donde:

W = Peso del conductor por unidad de longitud

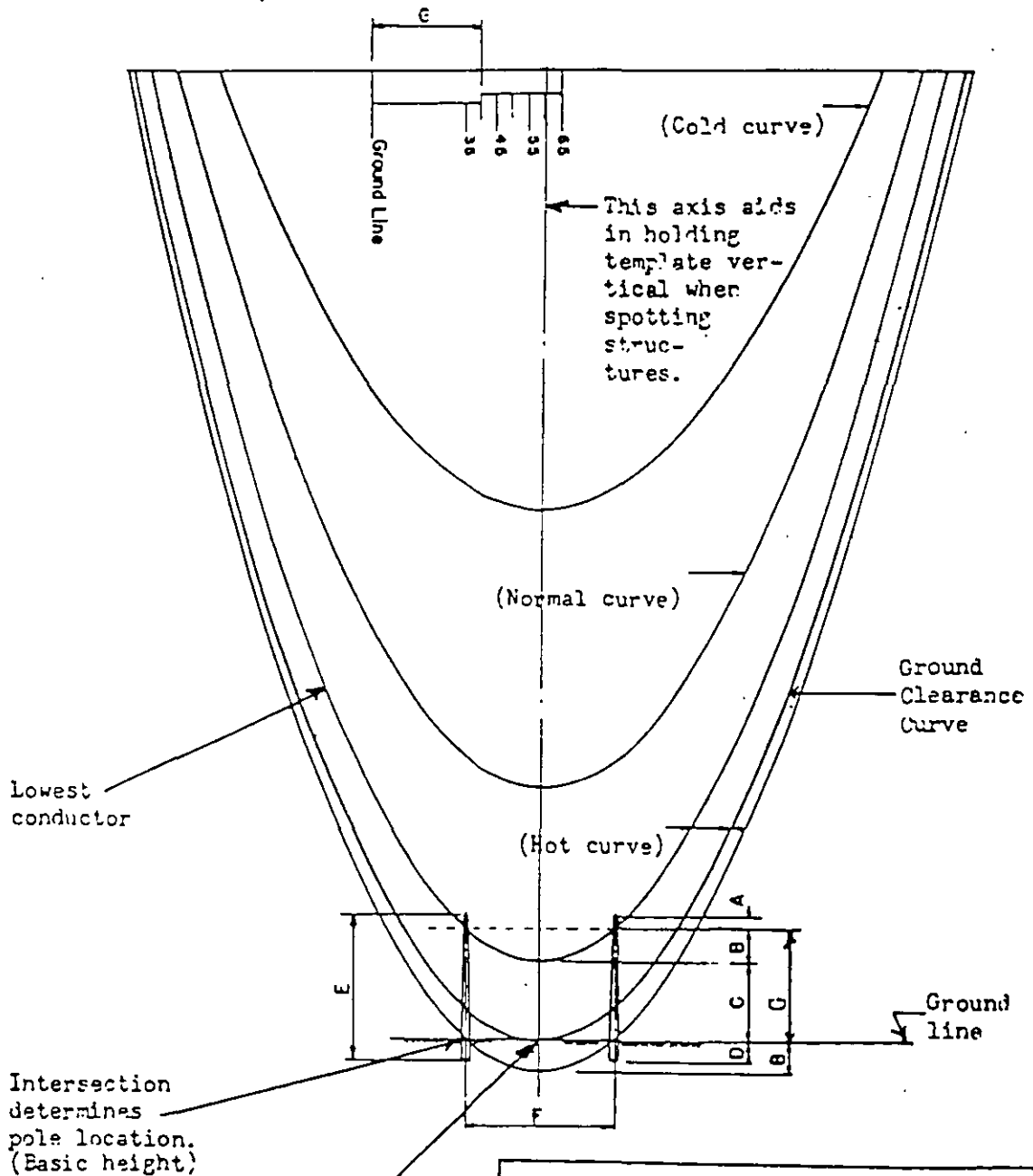
T = Tensión del conductor para las condiciones ambientales establecidas.



PLANTILLA PARA DIBUJO DE PERFILES

- A- Dimension from top of pole to point of attachment of lowest conductor.
- B- Sag in level ground span.
- C- Ground Clearance.
- D- Setting depth of pole.

- E- Length of pole.
- F- Level ground span.
- G- Dimension from ground to point of attachment of lowest conductor.



SPECIMEN SAG TEMPLATE		
Scale:		Date:
H- 1"=100'		
V- 1"=40'		TM-7

REFERENCIAS.

ELECTRIC POWER TRANSMISSION SYSTEM ENGINEERING
Analysis and Design
Turan Gönen
John Wiley & Sons 1988

ELECTRICAL DISTRIBUTION ENGINEERING
Anthony J. Pansini
Mc Graw Hill Book Co. 1986

ELEMENTS OF POWER SYSTEM ANALYSIS
William D. Stevenson, Jr
Mc Graw Hill Book Co. 1982

TRANSMISSION AND DISTRIBUTION
Reference Book
Westinghouse Electric Corporation 1964

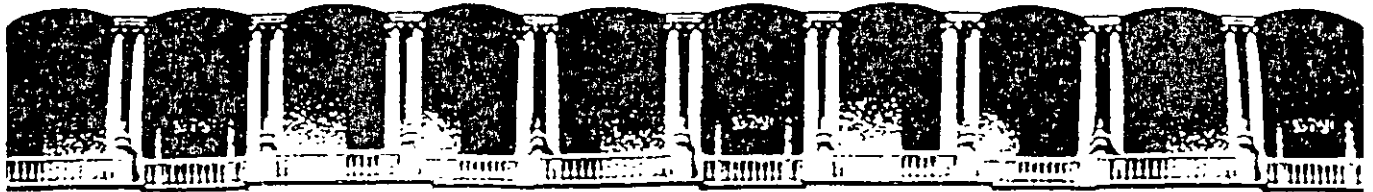
NORMAS OFICIALES MEXICANAS
NOM-001-SEMP-1994
Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal

NATIONAL ELECTRICAL SAFETY CODE
ANSI C2-1993

NATIONAL ELECTRICAL SAFETY CODE HANDBOOK
Third Edition
IEEE Standards Press

NORMAS DE DISTRIBUCION-CONSTRUCCION-LINEAS AEREAS
Comisión Federal de Electricidad 1988

METODO PARA EL CALCULO DE LIMITACIONES MECANICAS Y ELECTRICAS
DE ESTRUCTURAS TIPO EN DISTRIBUCION
Comisión Federal de Electricidad 1975



FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN SISTEMAS ELECTRICOS
DE POTENCIA

MODULO IV
CA 134

DISEÑO ELECTROMECANICO DE LINEAS
DE TRANSMISION

TEMA

ASLADORES: LONGITUD, DISTANCIA DE FUGA,
CONJAMINACION

EXPOSITOR: ING. HUGO EQUIHUA TAPIA
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2002

DISEÑO MECÁNICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

INTRODUCCIÓN

LA NECESIDAD DE CONSTRUIR UNA NUEVA LÍNEA DE TRANSMISIÓN SURGE POR CUALQUIERA DE LAS SIGUIENTES RAZONES:

- ° LA CONSTRUCCION DE UNA PLANTA GENERADORA O LA AMPLIACIÓN DE UNA EXISTENTE.
- ° INTERCONEXION ENTRE SISTEMAS.
- ° REHABILITACION O REPOTENCIACIÓN DE UNA LÍNEA EXISTENTE.

PARA LA PLANEACION DE LA CONSTRUCCIÓN DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DEBEN CONSIDERARSE CONSIDERARSE TANTO LOS ASPECTOS ELECTRICOS COMO LOS MECANICOS, ASÍ COMO TAMBIÉN LOS ECONOMICOS, SIN OLVIDAR QUE LA CONSTRUCCION DE LA LINEA DEBE SER DE TAL MANERA QUE SE AFECTE, LO MENOS POSIBLE, AL MEDIO AMBIENTE.

UNA VEZ DETERMINADA LA POTENCIA QUE SE VA A TRANSMITIR POR LA LÍNEA, SE ANALIZARA EL PROBLEMA ELECTRICO PARA DETERMINAR EL VOLTAJE MÁS ADECUADO PARA LAS TRANSMISION. EL SIGUIENTE PROBLEMA POR RESOLVER SERA EL DEL DERECHO DE VIA, PARA LO CUAL SE ANALIZARÁN LAS DIFERENTES RUTAS POSIBLES ENTRE LA PLANTA Y EL DESTINO FINAL DE LA LÍNEA. LA

SELECCION RECAERA SOBRE LA MÁS ADECUADA Y LA MÁS ECONOMICA PARA LA LINEA.

DETERMINADO EL DERECHO DE VIA SE PROCEDERÁ A ESTUDIAR LA TOPOGRAFIA DE LA RUTA, LA ALTURA DE LA MISMA SOBRE EL NIVEL DEL MAR Y LAS CARACTERISTICAS FISICAS DEL TERRENO. CON LA INFORMACIÓN QUE SE OBTENGA DE ESTOS ESTUDIOS SE INICIARÁ, PROPIAMENTE EL DISEÑO DE LA LINEA.

EN ESTOS APUNTES SE DAN, COMO INTRODUCCION, ALGUNOS ASPECTOS GENERALES QUE DEBEN TOMARSE EN CUENTA PARA EL DISEÑO MECANICO DE LAS LINEAS DE TRANSMISION.

CONDUCTORES

LOS CONDUCTORES PARA UNA LINEA DE TRANSMISION SE SELECCIONAN DE ACUERDO CON LA CORRIENTE, LA TENSION, LA LONGITUD DE LA LINEA Y LAS NORMAS CORRESPONDIENTES

PARA LAS TENSIONES DE TRANSMISION DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL: 85, 230 Y 300 KV, LOS CONDUCTORES NORMALIZADOS SON:

PARA 85 KV CABLE DE 795 MCML ACSR, CONDOR, AMPACIDAD DE 900 A,

PARA 230 Y 400 KV: CABLE DE 1113 MCM, ACSR, BLUEJAY, AMPACIDAD DE 1110 A.

LAS LINEAS PUEDEN SER: DE UN CIRCUITO TRIFASICO O DE DOS CIRCUITOS EN PARALELO CON UNO O DOS CONDUCTORES POR FASE Y DOS CABLES DE GUARDA. AUN CUANDO EN EL SISTEMA NACIONAL YA HAY LINEAS DE CUATRO CIRCUITOS EN PARALELO Y LINEAS CON TRES CONDUCTORES POR FASE.

PARA LINEAS CON DOS CONDUCTORES POR FASE, LAS SEPARACIONES ENTRE CONDUCTORES DE CADA FASE SON:

LINEAS DE 85 Y 230 KV: 33 cm.

LINEAS DE 400 KV: 45 cm.

EN LA TABLA SIGUIENTE SE DAN LAS CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS DE LOS CONDUCTORES MENCIONADOS.

CONDUCTORES		
CARACTERISTICAS	795 MCM	1113 MCM
NUMERO DE HILOS	54 / 7	45 / 7
DIAMETRO (mm)	28	32
AREA (mm ²)	456	603
PESO (kg / m)	1.524	1.870
CARGA DE RUPTURA (kg)	12.940	14.030
MODULO DE ELASTICIDAD INICIAL (kg / mm ²)	5.202	5.483
MODULO DE ELASTICIDAD FINAL (kg / mm ²)	6.678	6.587
COEF. DE DILATACION LINEAL INICIAL (1 / °C)	12.28 x 10 ⁻⁶	20.53 x 10 ⁻⁶
COEF. DE DILATACION LINEAL FINAL (1 / °C)	19.26 x 10 ⁻⁶	20.80 x 10 ⁻⁶

TABLA 1. CARACTERISTICAS DE CONDUCTORES DE 795 Y 1113 MCM, ACSR.

LOS CONDUCTORES DE LAS LINEAS DE TRANSMISION ESTAN SUJETOS A DIVERSOS ESFUERZOS, LOS CUALES DEBEN SER TOMADOS EN CUENTA PARA EL DISEÑO DE LAS MISMAS. ESTOS ESFUERZOS SON CAUSADOS POR:

- ° LA TENSION MECÁNICA EN EL MOMENTO DE TENDER LA LÍNEA.
- ° EL PROPIO PESO DE LOS CONDUCTORES.
- ° EL AGUA, LAS SUSTANCIAS SOLIDAS SUSPENDIDAS EN LA ATMÓSFERA Y EL HIELO QUE SE ACUMULA EN LA SUPERFICIE DEL CONDUCTOR.
- ° EL VIENTO.
- ° LAS VIBRACIONES.

AL TENDER LOS CONDUCTORES DE UNA LÍNEA, ÉSTOS NO PUEDEN QUEDAR HORIZONTALES, YA QUE LA TENSION MECÁNICA REQUERIDA PARA TAL EFECTO SOBREPASARIA O ESTARÍA MUY CERCA DEL LÍMITE DE ELASTICIDAD DE LOS CONDUCTORES OCACIONANDO DEFORMACIONES PERMANENTES O LA RUPTURA DE LOS MISMOS. AL NO QUEDAR HORIZONTALES LOS CONDUCTORES, ÉSTOS FORMAN UNA CURVA LLAMADA CATENARIA CUYAS CARACTERÍSTICAS ESTÁN DETERMINADAS POR: LA TENSION MECANICA, EL PESO DE LOS CONDUCTORES Y EL TAMAÑO DEL CLARO, ES DECIR, LA LONGITUD DE LA SEPARACIÓN ENTRE LAS ESTRUCTURAS DE SOPORTE DE LA LÍNEA (TORRES, POSTES O MARCOS).

EL TAMAÑO DE LOS CLAROS EN UNA LÍNEA DEPENDE DE LA TOPOGRAFÍA DEL DERECHO DE VIA, ÉSTO ES, DEL CAMINO POR DONDE SE CONSTRUIRÁ LA LÍNEA. LO IDEAL ES QUE TODOS SEAN DEL MISMO TAMAÑO; LO CUAL IMPLICA QUE TODA LA RUTA DE LA LÍNEA FUERA SOBRE UN TERRENO PLANO Y SIN ACCIDENTES; DADO QUE. EN GENERAL. NO SE CUENTA CON ESTAS CONDICIONES ES NECESARIO ADAPTARSE A LAS PARTICULARIDADES DE LA RUTA SELECCIONADA, EN LA QUE SE

VAN A ENCONTRAR: TERRENOS PLANOS, BARRANCAS, MONTAÑAS, RIOS, CRUCES CON CARRETERAS. VIAS FERREAS. OTRAS LÍNEAS, ETC.

LA TENSION MECÁNICA A LA QUE SE SOMETEN LOS CONDUCTORES DEBE SER. AL MOMENTO DEL TENDIDO, A 0 °C , 33 1. 3 % DE LA CARGA DE RUPTURA (TENSION INICIAL) Y 25 % LA TENSION FINAL. SIN CARGA DE VIENTO.

LA TENSION INICIAL O SIN CARGA SE REFIERE AL ESTADO DEL CONDUCTOR DESPUES DE INSTALADO, SIN HIELO EN LA SUPERFICIE Y SIN VIENTO. DESPUES DE QUE EL CONDUCTOR HA ESTADO SUJETO A LA CARGA DEL VIENTO Y DEL HIELO EN SU SUPERFICIE. SUPRE UN ESFUERZO PERMANENTE INELASTICO; LA TENSION QUE RESIENTE EL CONDUCTOR. AL QUEDAR SIN ESTAS CARGAS. SE LE LLAMA TENSION FINAL

LA CARGA VERTICAL EN UN CONDUCTOR ES: EL PROPIO PESO DEL CONDUCTOR EN EL CLARO MAS EL PESO DEL HIELO. EN CASO DE QUE HAYA LA CARGA HORIZONTAL ES LA DEL VIENTO. LA CARGA TOTAL ES LA SUMA VECTORIAL DE ESTAS DOS CARGAS.

CABLES DE GUARDA

LOS CABLES DE GUARDA PARA LAS LÍNEAS DE 85, 230 Y 400 KV SON DE 7 HILOS DE ACERO EXTRAGALVANIZADO, CON DIÁMETRO DE 9.53 mm. LAS CARACTERISTICAS MECANICAS DE ESTOS CABLES SE DAN EN LA SIGUIENTE TABLA.

CABLES DE GUARDA	
NÚMERO DE HILOS	7
DIÁMETRO (mm)	9.5
ÁREA (mm ²)	51.2
PESO (kg / m)	0.406
CARGA DE RUPTURA (kg)	4,900
MÓDULO DE ELASTICIDAD INICIAL (kg / mm ²)	15,747
MODULO DE ELASTICIDAD FINAL (kg / mm ²)	18,137
COEF. DE DILATACION LINEAL (1 / °C)	11.52 x 10 ⁻⁶

TABLA 2. CARACTERISTICAS DE LOS CABLES DE GUARDA.

LOS CABLES DE GUARDA TAMBIEN SE VERÁN SOMETIDOS A LOS MISMOS ESFUERZOS DE LOS CONDUCTORES DE LA LÍNEA Y, TAMBIÉN, DEBEN SER CONSIDERADOS PARA LA SELECCIÓN Y EL TENDIDO CORRESPONDIENTE.

EN LA TABLA SIGUIENTE SE DAN LAS TENSIONES MECANICAS MAXIMAS NORMALIZADAS A -5 °C Y CON PRESION DE VIENTO DE 24 kg / mm²

COND	VOLT.	1 CON. / FA.	2 CON. / FA	1 CON. / FA.	C. DE GUARDA
		TORRE	TORRE	POSTE	
795MCM	85	2,500	--	1,000	750 Y 300
1113MCM	230	3.900	2.200	2,000	1,000 Y 600
1113MCM	400	--	3,700	--	1,000

TABLA 3 TENSIONES MAXIMAS EN CONDUCTORES.

VIBRACIONES EN LOS CONDUCTORES

ADEMAS DE LAS CARGAS ANTES MENCIONADAS. EL DISEÑO DE LAS LINEAS DE TRANSMISION DEBE TOMAR EN CUENTA LA VIBRACION EN LOS CONDUCTORES.

LOS CONDUCTORES DE LAS LINEAS DE TRANSMISION AEREAS ESTAN SUJETOS A DOS TIPOS DE VIBRACIONES: LA VIBRACION EOLICA Y EL GALOPEO.

VIBRACIÓN FÓLICA

LA VIBRACIÓN EÓLICA ES UNA VIBRACIÓN DE ALTA FRECUENCIA, CON OSCILACIONES DE PEQUEÑA AMPLITUD, GENERADA POR UN VIENTO PERMANENTE DE BAJA VELOCIDAD, ENTRE 13 Y 24 km / h, A TRAVÉS DE LOS CONDUCTORES. ESTE VIENTO PERMANENTE CREA PEQUEÑOS REMOLINOS EN LA SUPERFICIE DEL CONDUCTOR, LOS CUALES SE ROMPEN A INTERVALOS REGULARES, EJERCIENDO SOBRE EL CONDUCTOR FUERZAS QUE ALTERNATIVAMENTE VAN HACIA ARRIBA Y HACIA ABAJO, PROVOCANDO LA OSCILACIÓN DEL CONDUCTOR.

LOS CONDUCTORES EN CLAROS MUY LARGOS Y MUY TENSOS ESTÁN PARTICULARMENTE PROPENSOS A ESTE TIPO DE VIBRACIONES.

LOS TERRENOS PLANOS Y ABIERTOS FACILITAN LAS CONDICIONES PARA QUE EL VIENTO PRODUZCA LA VIBRACION EÓLICA. ESTA VIBRACIÓN ES CAUSA DE LA FRACTURA DE LOS CONDUCTORES EN LOS PUNTOS DE SUJECCIÓN, ES DECIR, QUE EL CONDUCTOR FALLA POR FATIGA EN ESOS PUNTOS.

PARA MENIMIZAR LOS EFECTOS DE LA VIBRACIÓN EOLICA ES RECOMENDABLE UTILIZAR CLEMAS DE SUSPENSION ADECUADAS, ASÍ COMO TAMBIÉN CON EL USO DE AMORTIGUADORES EN LOS CONDUCTORES, LOS CUALES ABSORBEN LA ENERGÍA DE LA VIBRACION Y LA AMORTIGUAN.

PARA DETECTAR LA VIBRACIÓN EÓLICA SE UTILIZA UN VIBRÓMETRO; ESTE DISPOSITIVO REGISTRA LA VIBRACION, EN CASO DE HABERLA; SI LA AMPLITUD DE

LAS OSCILACIONES ES IGUAL O MAYOR A 10 MILESIMAS DE PULGADA, SERÁ NECESARIO INSTALAR LOS AMORTIGUADORES.

GALOPEO

EL GALOPEO, O DANZA DE LOS CONDUCTORES, ES UNA CONDICIÓN EN LA CUAL LOS CONDUCTORES DE LAS LINEAS DE TRANSMISIÓN VIBRAN CON OSCILACIONES DE GRAN AMPLITUD Y MUY BAJA FRECUENCIA. EL GALOPEO PUEDE CAUSAR FALLAS DEBIDO AL CONTACTO ENTRE FASE O POR LA FRACTURA DE LOS CONDUCTORES EN LOS PUNTOS DE APOYO. EL GALOPEO PRODUCE ESFUERZOS TAN GRANDES QUE, INCLUSIVE, PUEDE CAUSAR FALLAS EN LAS ESTRUCTURAS Y FLECHAS MAYORES A LAS DE DISEÑO; YA QUE ESTOS ESFUERZOS PUEDEN REBASAR EL LIMITE DE ELASTICIDAD DE LOS CONDUCTORES.

EL GALOPEO USUALMENTE LO CAUSA UN VIENTO PERMANENTE DE BAJA VELOCIDAD, ENTRE 3 Y 12 km/h A TRAVES DE LOS CONDUCTORES, ESPECIALMENTE SI ESTOS ESTAN CUBIERTOS DE HIELO. CON LO CUAL SE INCREMENTA EL DIAMETRO Y EL PESO DE LOS CONDUCTORES, ASI COMO LA TENSION EN LOS MISMOS

DURANTE EL GALOPEO, LOS CONDUCTORES OSCILAN ELIPTICAMENTE A FRECUENCIAS MENORES A 1 HZ Y AMPLITUDES DE VARIOS PIES.

EN LA LITERATURA CORRESPONDIENTE AL TEMA, SE REFIERE EL CASO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN LA COSTA ESTE DE LOS ESTADOS UNIDOS, SOBRE LA CUAL ESTUVO SOPLANDO UN VIENTO MODERADO PERMANENTE POR CUATRO DÍAS CAUSANDO EL GALOPEO DE LOS CONDUCTORES, EL ESFUERZO PRODUCIDO POR ESTE FUE DE TAL MAGNITUD QUE VARIAS TORRES DE LA LÍNEA SUFRIERON FRACTURAS EN SUS ESTRUCTURAS.

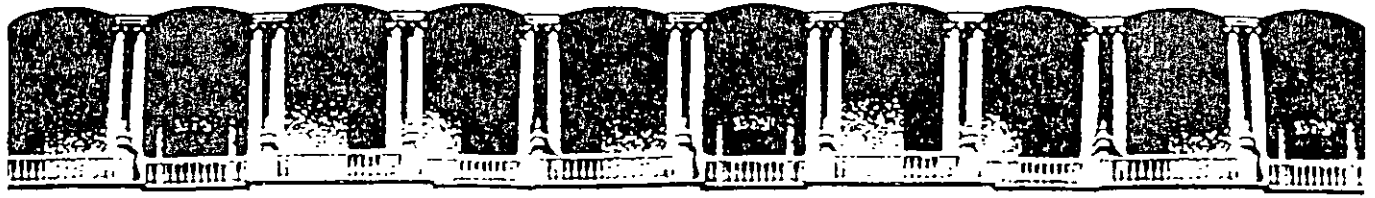
EL GALOPEO NO PUEDE PREVENIRSE, SIN EMBARGO UNA CUIDADOSA SELECCIÓN DEL CLARO Y DE LA TENSION DE LOS CONDUCTORES PUEDEN MINIMIZARLO. LÍNEAS CON CLAROS MAYORES DE 220 m RARAMENTE SUFREN ESTE TIPO DE VIBRACIONES, LO MISMO QUE LINEAS CON CONDUCTORES AGRUPADOS POR FASE (BUNDLED) CON SEPARADORES ENTRE ELLOS.

EN SITIOS DONDE EXISTE LA PROBABILIDAD DE QUE OCURRA EL GALOPEO , POR EJEMPLO ENTRE MONTAÑAS, DONDE ES ENCAÑONADO EL VIENTO, SERÁ NECESARIO INSTALAR AMORTIGUADORES AERODINÁMICOS.

BIBLIOGRAFIA

MANUAL DE DISEÑO Y NORMALIZACION DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN. COMPAÑIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO, S. A. 1980.

ELECTRICAL POWER DISTRIBUTION AND TRANSMISSION. LUCES M. FAULKENBERRY AND WALTER COFFER. PRENTICE HALL. 1996.



FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA

CURSOS ABIERTOS

*DIPLOMADO EN SISTEMAS
ELECTRICOS DE POTENCIA*

*MODULO IV
CA 134*

*DISEÑO ELECTROMECHANICO DE
LINEAS DE TRANSMISION*

TEMA

*ANGULO DE BLINDAJE
INTRODUCCION*

EXPOSITOR: ING. ANTONIO PANIAGUA SILVA
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2002

1. OBJETIVOS

Considere primeramente la definición de coordinación de aislamiento en su forma más simple y fundamental:

1. Coordinación de aislamiento es la selección del nivel de aislamiento.

Si se desea, podría ser agregada a la definición un criterio de confiabilidad y algo sobre los esfuerzos aplicados al aislamiento. En este caso, la definición sería:

2. Coordinación de aislamiento es la "selección del nivel de aislamiento de acuerdo con las sobretensiones esperadas, para obtener un riesgo de falla aceptable" [1].

En algunos casos, los ingenieros prefieren agregar algo referente a los apartarrayos y por lo tanto, la definición se aumenta a:

3. Coordinación de aislamiento es el "proceso de determinar el nivel de aislamiento del equipo eléctrico en relación a las sobretensiones esperadas y las características de los dispositivos de protección." [2].

La definición pudiera aumentar a:

4. Coordinación de aislamiento es la "selección del nivel de aislamiento del equipo en relación a las tensiones que pueden presentarse en el sistema para las cuales está pensado dicho equipo, tomando en cuenta el ambiente de servicio y las características de los dispositivos de protección disponibles" [3].

ó

5. "La coordinación de aislamiento comprende la selección del nivel de aislamiento del equipo y su aplicación en relación a las tensiones que se pueden presentar en el sistema, para las cuales está pensado dicho equipo, tomando en cuenta las características de los dispositivos de protección disponibles, de manera que se reduzca a un nivel operacional y

económicamente aceptable la probabilidad de que las tensiones debidas a los esfuerzos aplicados al equipo, causen daño a este o afecten la continuidad de servicio" [4].

Hasta ahora, la definición ha llegado a ser compleja, de manera que no es entendida por cualquiera, excepto por los ingenieros que han realizado estudios y participado en comités en los cuales se ha intentado definir el objetivo y han elaborado guías de aplicación. Por lo tanto, es preferible regresar a la definición simple y fundamental : **la selección del nivel de aislamiento**. Cabe señalar que el nivel de aislamiento se selecciona sobre las bases de algún grado de confiabilidad cuantitativo o estimado y de alguna manera, no se puede seleccionar a menos que se conozca el esfuerzo aplicado al aislamiento. Asimismo, el ingeniero deberá examinar los métodos para reducir los esfuerzos ya sea con apartarrayos o a través de otros medios. Por lo tanto, la definición fundamental queda como: **es la selección del nivel de aislamiento**.

El objetivo, no solamente es seleccionar el nivel de aislamiento, sino también seleccionar el *mínimo* nivel de aislamiento o el claro mínimo, ya que el nivel de aislamiento mínimo puede ser equivalente al costo mínimo. En su forma fundamental, el proceso debe iniciarse con la selección del criterio de confiabilidad, seguido de algún tipo de estudio para determinar los esfuerzos eléctricos aplicados al equipo o a los claros en aire. Dichos esfuerzos son entonces comparados con las características de la rigidez del aislamiento, de las cuales se selecciona una de ellas. Si el nivel de aislamiento o del claro en aire se considera excesivo, entonces se pueden reducir los esfuerzos con algunos medios como apartarrayos, gaps de protección, hilos de guarda y resistencias de pre-inserción en los interruptores.

Como se puede notar, después de la selección del criterio de confiabilidad, el proceso es simplemente una comparación entre el esfuerzo y la rigidez.

Generalmente, la coordinación de aislamiento se clasifica en dos partes principales:

1. Coordinación de aislamiento de la línea, que puede ser separada en líneas de transmisión y distribución.
2. Coordinación de aislamiento de la subestación, la cuál incluye las subestaciones de generación, transmisión y distribución.

A estas dos categorías principales se debe agregar las correspondientes a otras áreas tales como coordinación de aislamiento de máquinas rotatorias y bancos de capacitores en serie o en derivación. Examinemos las dos categorías principales.

2. COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DE LA LÍNEA

En la coordinación de aislamiento de la línea, el objetivo es especificar todas las dimensiones o características de la torre de la línea de transmisión o distribución, que afecten la confiabilidad de estas:

1. Distancias de flameo entre el conductor de fase y los elementos a tierra de la torre así como a la cruceta.
2. Longitud de la cadena de aisladores

3. Número y tipo de aisladores
4. Necesidades y tipo de aterrizamiento adicional de la torre
5. Localización y número de hilos de guarda
6. Distancia fase-tierra a mitad de claro
7. Distancia de flameo fase-fase
8. Necesidades, selección y localización de apartarrayos de línea.

Para ilustrar las diferentes distancias de flameo, en la figura 1 se muestra una torre típica de 500-kV. Considerando la fase central, la caída del conductor de fase desde el centro de la torre es considerable. Asimismo, generalmente se colocan amortiguadores de vibración en la torre. Estos dos factores determinan la distancia mínima de flameo desde el amortiguador a la orilla de la torre. La distancia de flameo desde el yugo del conductor a la cruceta normalmente es mayor. En este diseño, la distancia de flameo de las fases externas excede a la de la fase central. La longitud de la cadena de aisladores es alrededor de 2,921 m (11,5 pies), aproximadamente 3% mayor que la distancia mínima de flameo de la fase central.

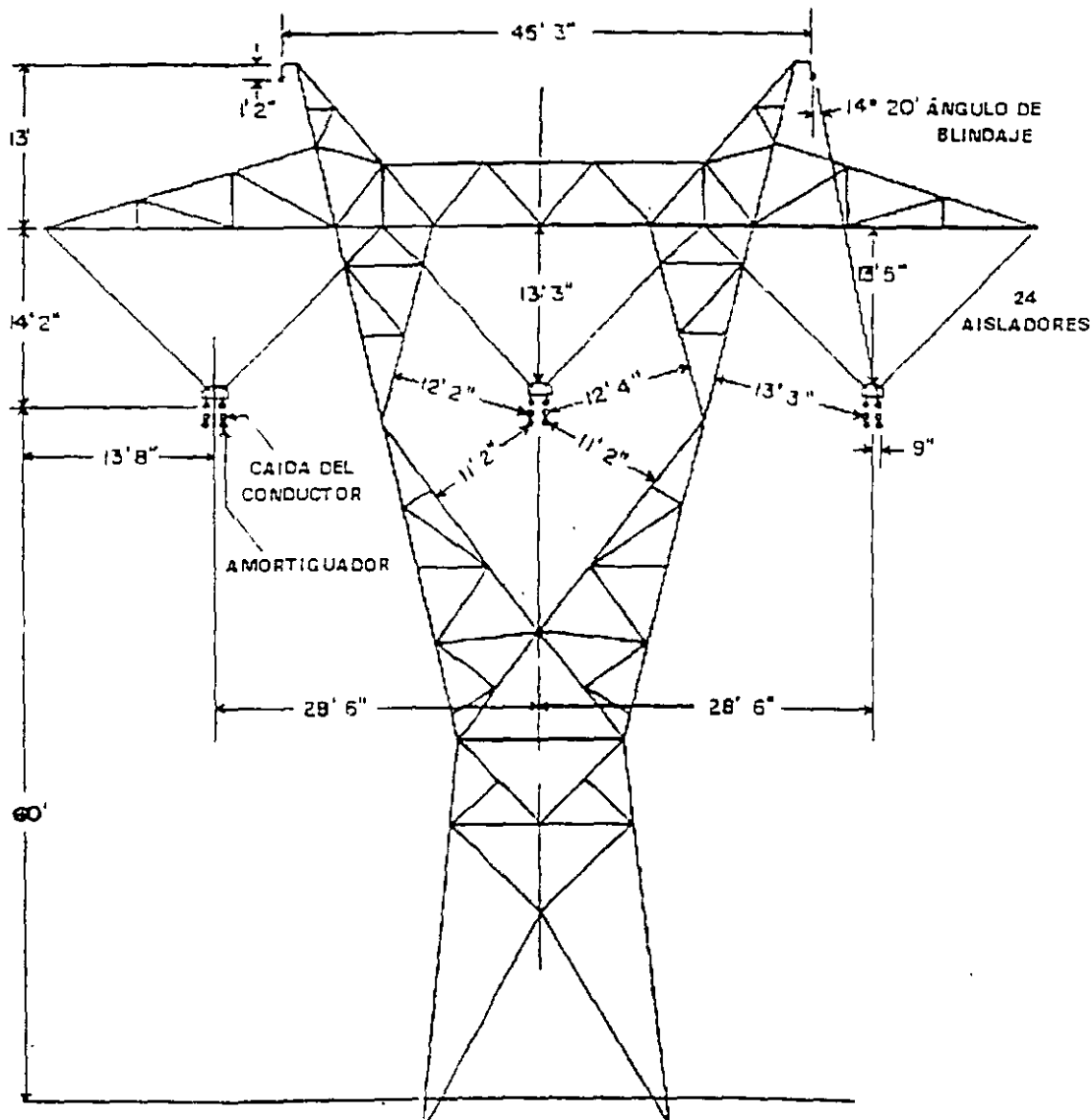


Figura 1 Torre de 500 kV de la compañía Allergheny

3. COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN

Para la coordinación de aislamiento de la subestación, el objetivo es similar en naturaleza y consiste en especificar:

1. El nivel de aislamiento del equipo, es decir, el BIL y BSL del equipo.
2. Los claros ó distancias de flameo fase-tierra y fase-fase. La figura 2, ilustra las diferentes distancias de flameo ó claros que deben considerarse en la subestación.
3. Las necesidades, localización, características y cantidad de apartarrayos.
4. Las necesidades, localización, configuración y espaciamiento de gaps de protección.
5. Las necesidades, localización y tipo (pararrayos ó hilos de guarda) de el blindaje de la subestación.
6. Las necesidades, cantidad y método para lograr un mejoramiento del comportamiento a la descarga atmosférica, de la línea que sale de la subestación.

En éstas listas, no se ha establecido el método para determinar los parámetros a especificar, es decir, las especificaciones. Para la persona que recibe esa información, no es de importancia primordial saber cómo decidió el ingeniero los valores establecidos en las especificaciones, solo que de dichas especificaciones se deriva el grado de confiabilidad deseado.

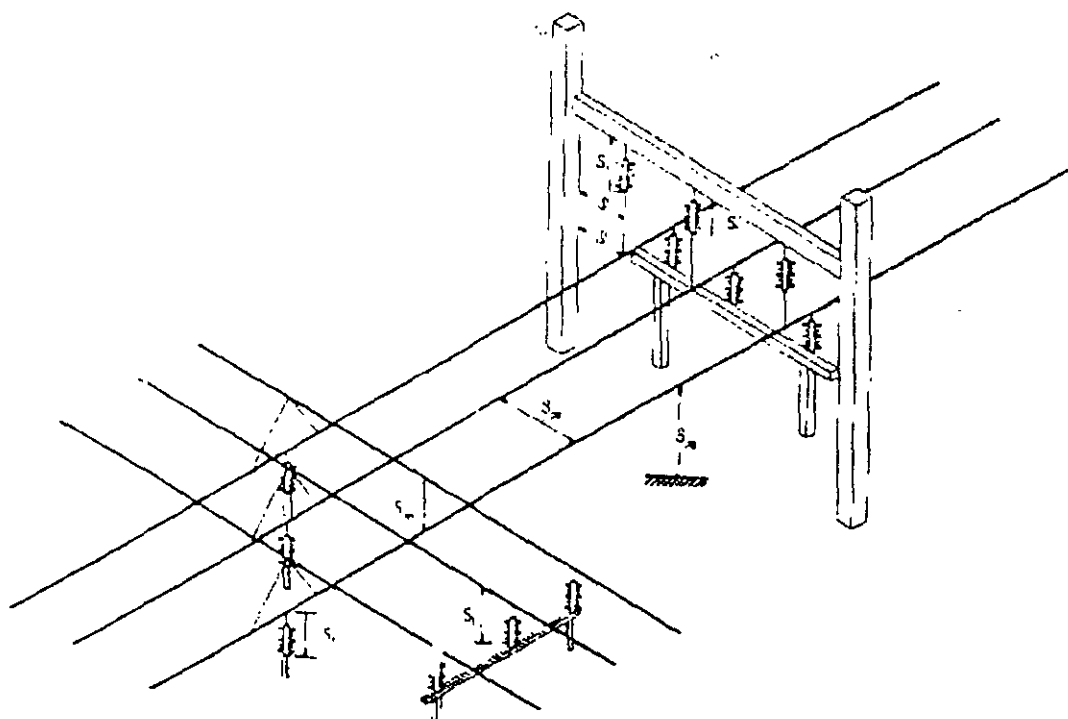


Figura 2 Distancias de flameo y longitudes del aislamiento en una subestación

El ingeniero debe considerar todos los orígenes de los esfuerzos que pueden ser aplicados al equipo o a la torre, es decir, debe considerar:

1. Sobretensiones por rayo (SFR), producidas por las descargas atmosféricas.
2. Sobretensiones por maniobra (SFL), producidas por la operación de interruptores ó cuchillas desconectoras.
3. Sobretensiones temporales (ST), producidas por fallas, sobrevelocidad de generadores, ferresonancia, etc.
4. Tensión normal de operación a la frecuencia del sistema con la presencia de contaminación.

Para algunos valores que se requieren especificar, solo uno de estos esfuerzos es de importancia. Por ejemplo, considere la línea de transmisión; la descarga atmosférica dictará la localización y número de hilos de guarda y las necesidades adicionales para el aterrizamiento. Considere la subestación; la descarga atmosférica dictará la localización de los hilos de guarda o pararrayos. Sin embargo, se debe utilizar un juicio subjetivo para decidir si se utilizan pararrayos ó hilos de guarda. La tensión nominal del apartarrayos está dictada por las sobretensiones temporales, sin embargo su cantidad y localización estará dictada principalmente por la descarga atmosférica.. Asimismo, para la línea y la subestación, el número y tipo de aisladores lo dictará la contaminación.

Sin embargo, en muchas de las especificaciones se deben considerar dos ó más sobretensiones. Por ejemplo, para la línea de transmisión las sobretensiones por maniobra, por rayo y la contaminación pueden dictar la distancia de flameo y la longitud de la cadena de aisladores, pero en las subestaciones, dichos esfuerzos dictan el BIL, BSL y los claros.

Ya que el objetivo primordial es especificar la rigidez mínima del aislamiento, ninguna de las sobretensiones debe dominar el diseño, es decir, si la distancia de flameo de una torre se determinó en base a la sobretensión de maniobra, se deben investigar los métodos para disminuir dichas sobretensiones. En esta área, el objetivo es no permitir que una de las sobretensiones dicte el diseño. Llevando esta filosofía al extremo, resulta como objetivo que el nivel de aislamiento estará dictada solamente por la tensión a la frecuencia del sistema. Aunque esto parezca ridículo, lo anterior se ha logrado esencialmente con respecto a los transformadores para los cuales la prueba a la frecuencia 1 hr es considerada por muchos la prueba más severa para el aislamiento.

Adicionalmente, en la mayoría de los casos, las sobretensiones por maniobra son importantes solo para los sistemas de 345 kV y mayores, es decir, para las tensiones menores, la descarga atmosférica da como resultado claros y longitudes de cadenas de aisladores mayores que las sobretensiones de maniobra. Esto puede no ser cierto en el caso de diseños "*compactos*".

4. MODIFICACIÓN DE LOS ESFUERZOS

Como previamente se mencionó, si la especificación del nivel de aislamiento resulta en un claro ó una rigidez mayores a lo deseado, se pueden disminuir los esfuerzos producidos por la descarga atmosférica y la operación de interruptores. Algunos métodos obvios son la instalación de

apartarrayos ó las resistencias de pre-inserción en los interruptores. Adicionalmente, el uso de hilos de guarda adicionales también reducen los esfuerzos y en este mismo contexto otros métodos son el uso de aterrizamiento adicional de las torres y blindaje adicional en las subestaciones.

5. DOS MÉTODOS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

Actualmente están en uso dos métodos de coordinación de aislamiento, el método convencional ó determinístico y el método probabilístico. El método convencional consiste en especificar la rigidez mínima igual al esfuerzo (sobretensión) máximo. De esta manera, la regla es *rigidez mínima = esfuerzo máximo*. El método probabilístico consiste en seleccionar el nivel de aislamiento o el claro, basados en un criterio de confiabilidad específico. El ingeniero puede seleccionar el nivel de aislamiento de una línea en base a un índice de flameo por descarga atmosférica de 1 flameo/100 km-año o de una subestación en base a un tiempo medio entre fallas (MTBF) de 100 ó 500 años.

La selección del método está basada no solamente en el deseo del ingeniero sino también en las características del aislamiento. Por ejemplo, la rigidez del aire generalmente está descrita por una distribución acumulada Gaussiana y por lo tanto, se puede realizar la convolución de la distribución de la rigidez con la distribución de los esfuerzos para determinar la probabilidad de flameo. Sin embargo, el nivel de aislamiento interno de un transformador está especificada por un único valor para rayo y uno para maniobra, llamados el BIL y BSL respectivamente. Para probar el BIL ó el SIL, generalmente solo se realiza una aplicación de la tensión de prueba, por lo cual no se dispone de una distribución estadística de la rigidez y se debe usar el método convencional.

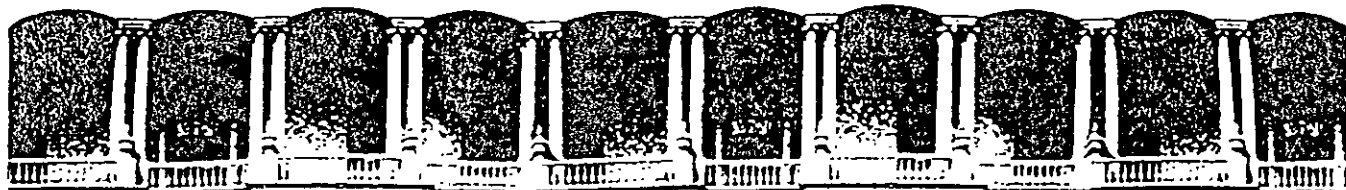
Se debe enfatizar que aún cuando se utilice el método convencional, existe una probabilidad de falla ó de flameo, es decir, existe una probabilidad ligada al método convencional aunque ésta no sea evaluada.

El criterio de confiabilidad seleccionado es una función primordial de la consecuencia de la falla y la vida del equipo. Por ejemplo, el criterio de confiabilidad para una subestación puede ser más severo que para una línea debido a que un flameo en la subestación es de mayores consecuencias. Aún dentro de la subestación, el criterio de confiabilidad puede cambiar de acuerdo al tipo de equipos. Por ejemplo, en virtud de las consecuencias de una falla en el transformador, éste puede ser seleccionado con un mayor grado de protección. Otro ejemplo, el índice de flameo para diseño de líneas de extra alta tensión (EHV) generalmente es menor que el correspondiente a las líneas de baja tensión, asimismo, el criterio MTBF para subestaciones de baja tensión (distribución) es menor que para subestaciones de alta tensión.

6. REFERENCIAS

1. IEEE Standard 131.1-1996, IEEE standard for insulation coordination-definitions, principles, and rules.

2. ANSI C92.1-1982, American national standard for power systems-insulation coordination.
3. IEC 71-1-1993-12, Insulation coordination Part 1: Definitions, principles and rules.
4. IEC Publication 71-1-1976, Insulation coordination, Part 1: Terms , definitions and rules.



FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA

CURSOS ABIERTOS

*DIPLOMADO EN SISTEMAS
ELECTRICOS DE POTENCIA*

*MODULO IV
CA 134*

*DISEÑO ELECTROMECHANICO DE
LINEAS DE TRANSMISION*

TEMA

ESPECIFICACION DEL NIVEL DE AISLAMIENTO

EXPOSITOR: ING. ANTONIO PANIAGUA SILVA
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2002

Especificación del Nivel de Aislamiento

Como se discutió en la introducción, la coordinación de aislamiento es la selección del nivel de aislamiento. Por lo tanto, para especificar el nivel de aislamiento, se deben conocer las condiciones normales y normalizadas que se usan. También existen muchos métodos que describen la rigidez tales como el **BIL**, **BSL** y el **CFO** los cuales deben ser también definidos. El propósito de este capítulo es describir los métodos alternativos para definir a la rigidez del aislamiento y presentar los métodos de prueba alternativos usados para determinarla. Adicionalmente, se incluye una breve sección relacionada con la generación de impulsos en un laboratorio.

1.- CONDICIONES ATMOSFÉRICAS NORMALIZADAS

Todas las especificaciones del nivel de aislamiento están basadas en las siguientes condiciones atmosféricas:

1. Temperatura ambiente: 20°C
2. Presión del aire: 101,3 kPa ó 760 mm Hg
3. Humedad absoluta: 11 g de agua/m³ de aire
4. Para pruebas en húmedo: 1 a 1,5 mm de agua/ min.

Si las condiciones atmosféricas reales difieren de estos valores, la rigidez de aislamiento en términos de la tensión, se corrige a dichos valores normalizados. Posteriormente se discutirán los métodos empleados para corregir esas tensiones.

2 TIPOS DE AISLAMIENTO

El aislamiento se puede clasificar en interno y externo y también como autorecuperable y no autorecuperable. ANSI C92.1 (IEEE 1313.1) [1,2].

2.1 Aislamiento externo

El aislamiento externo consiste de las distancias en aire o a través de las superficies del aislamiento sólido en contacto con el aire, que están sujetas a esfuerzos dieléctricos y a los

efectos de la atmósfera. Ejemplos de aislamiento externo son los *faldones* de porcelana de una boquilla, aisladores soporte y desconectores.

2.2 Aislamiento interno

El aislamiento interno consiste de las partes internas sólidas, líquidas o gaseosas del aislamiento del equipo, las cuales están protegidas por las cubiertas del equipo de los efectos de la atmósfera, por ejemplo, el aislamiento del transformador y el aislamiento interno de las boquillas. El equipo puede ser una combinación de aislamiento interno y externo, por ejemplo, la boquilla y el interruptor.

2.3 Aislamiento autorecuperable (SR)

El aislamiento que recupera completamente sus propiedades aislantes después de una descarga disruptiva (flameo) causada por la aplicación de una tensión es llamado aislamiento autorecuperable. Este tipo de aislamiento es generalmente aislamiento externo.

2.4 Aislamiento no autorecuperable

Este es lo opuesto de los aislamientos autorecuperables y es el aislamiento que pierde sus propiedades o no las recupera completamente después de una descarga disruptiva causada por la aplicación de una tensión. Este tipo de aislamiento generalmente es aislamiento interno.

DEFINICIONES DE LA RIGIDEZ DE LOS EQUIPOS, EL BIL Y EL BSL

3.1 BIL-Nivel Básico de Aislamiento al Impulso de Rayo

El BIL o nivel básico de aislamiento al impulso de rayo es el nivel de aislamiento expresado en términos del valor cresta del "impulso de rayo normalizado", es decir, el BIL está ligado a una forma de onda específica y de igual manera a las condiciones atmosféricas normalizadas. El BIL puede ser BIL estadístico o BIL convencional. El BIL estadístico es aplicable solamente a aislamientos autorecuperables, mientras que el BIL convencional es aplicable a aislamientos no autorecuperables. *Los BIL's universalmente son a condiciones en seco.*

El *BIL estadístico* es el valor cresta del impulso de rayo normalizado para el cual el aislamiento no presenta descarga disruptiva cuando se somete a un número específico de aplicaciones del impulso.

En la norma IEC 71 [3], el BIL es conocido como la tensión de aguante al impulso de rayo, es decir, está definido de la misma manera pero llamado de manera diferente. Sin embargo, En IEC, no se define como convencional y estadístico.

3.2 BSL-Nivel Básico de Aislamiento al Impulso de Maniobra

BSL es el nivel de aislamiento expresado en términos del valor cresta de un impulso de maniobra normalizada. El BSL puede ser BSL estadístico o BSL convencional. Al igual que el BIL, el BSL estadístico es aplicable solo a los aislamientos autorecuperables mientras que el BSL

convencional es aplicable a los aislamientos no autorecuperables *Los BSL 's universalmente son a condiciones en húmedo.*

El *BSL estadístico* es el valor cresta de un impulso de maniobra normalizado para el cual el aislamiento presenta una probabilidad de aguante del 90% ó una probabilidad de flameo del 10%.

El *BSL convencional* es el valor cresta de un impulso de maniobra convencional para el cual el aislamiento no presenta descarga disruptiva cuando se somete a un número específico de aplicaciones de dicho impulso.

En la norma IEC 71[3], el BSL es llamada la tensión de aguante al impuso de maniobra y la definición es la misma. Sin embargo, al igual que la tensión de aguante al impulso de rayo, no se divide en convencional y estadística.

3.3 Formas de onda normalizadas

Como se ha mencionado, el BIL y el BSL están especificados para impulso de rayo e impulso de maniobra normalizados respectivamente. Lo anterior se establece mejor como formas de onda

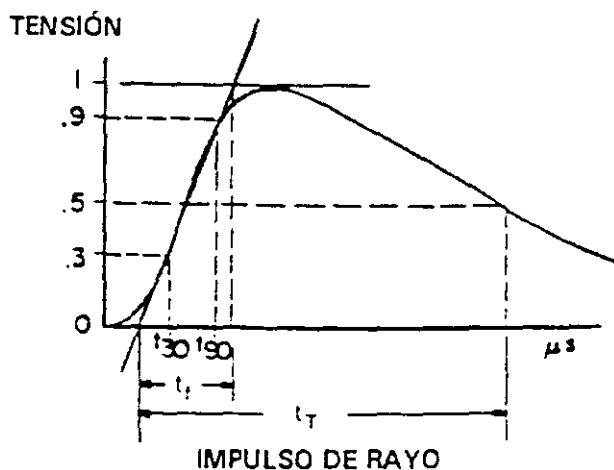


FIGURA 1. Forma de onda del impulso de rayo

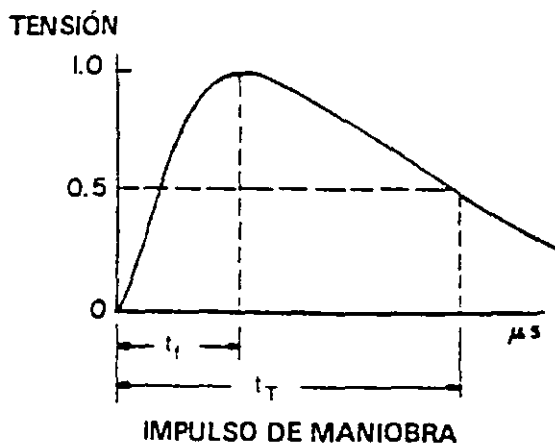


FIGURA 2. Forma de onda del impulso de maniobra

normalizadas de impulso de rayo e impulso de maniobra. Las formas de onda generales de impulso de rayo y de maniobra se ilustran en las figuras 1 y 2; se describen por su tiempo a la cresta y su tiempo al valor medio de la cola. Desafortunadamente, la definición del tiempo a la cresta difiere entre estas dos formas de onda normalizadas. Para la forma de onda del impulso de rayo, el tiempo a la cresta se determina trazando una recta entres dos puntos, los cuales se localizan al 30% y al 90% de su valor cresta. El punto en el cual la línea interseca el origen o cero de tensión, se llama el origen virtual y todos los tiempos se miden desde este punto; enseguida, se traza una recta horizontal al valor cresta de manera que interseque la línea trazada entre el 30% y el 90%. El tiempo desde el origen virtual a esta intersección, se denota como el tiempo a la cresta o como el tiempo a la cresta virtual t_r . El tiempo al valor medio es simplemente el tiempo entre el origen virtual y el punto al cual la tensión disminuye al 50% después del valor

cresta, t_r . En general, la forma de onda se denota como un impulso de t_f / t_r . Por ejemplo, para un impulso de 1000-kV, 2,0/100- μ s en donde la tensión cresta es de 1000 kV, el tiempo a la cresta

virtual o simplemente el tiempo a la cresta es 2 μ s y el tiempo al valor medio es 100 μ s. En el argot de la industria, t_f es llamado simplemente el frente y t_r es llamada la cola. El frente se define mejor con la siguiente ecuación:

$$t_f = 1,67(t_{90} - t_{30}) \quad (1)$$

Donde t_{90} es el tiempo real al 90% de la tensión cresta y t_{30} es el tiempo real al 30% de la cresta de la tensión.

La forma de onda del impulso de rayo normalizado es 1,2/50 μ s. Existe muy poca duda de que en el sistema real, esta forma de onda nunca ha aparecido a través de alguna parte de alguna pieza de aislamiento. Por ejemplo, la tensión real en un transformador tiene una forma de onda oscilatoria. Por lo tanto, es propio preguntarse ¿porqué se seleccionó la onda de 1,2/50 μ s?. Es cierto que en general, las sobretensiones por descarga atmosférica tienen frentes cortos y colas relativamente cortas de manera que los tiempos de la forma de onda normalizada reflejan esta observación. Sin embargo en el proceso de normalización es importante que todos los laboratorios puedan producir fácilmente esta forma de onda.

Aunque la cola de la forma de onda del impulso de maniobra está definida como el tiempo al valor medio, el tiempo se mide desde el cero de tiempo real y no desde el cero de tiempo virtual. El tiempo a la cresta o frente se mide desde el cero de tiempo real hasta la cresta real del impulso. La forma de onda se denota de la misma manera que para el impulso de rayo. Por ejemplo, un impulso de maniobra de 1000 kV, 200/3000 μ s, tiene una tensión cresta de 1000 kV, un frente de 200 μ s y una cola de 3000 μ s. La forma de onda del impulso de maniobra normalizado es 250/2500 μ s. Por conveniencia, las formas de onda normalizadas de los impulsos de rayo y de maniobra se muestran en la tabla 1.

Tabla 1 formas de onda normalizadas de impulso y sus tolerancias

Impulso Tipo	Rayo	Maniobra
Forma de onda Nominal	1,2/50 μ s	250/2500 μ s
Tolerancias		
Frente	30%	20%
cola	20%	60%

3.4 BIL/BSL Estadístico vs convencional

Como se ha indicado, el BIL o BSL estadístico está definido estadística o probabilísticamente. Para cada aplicación de un impulso que tenga la forma de onda normalizada y cuya cresta sea igual al BIL o al BSL, la probabilidad de un flameo o falla es 10%. En general, la característica del

nivel de aislamiento se puede representar por una distribución acumulada Gaussiana como se muestra en la figura 3. La media de esta distribución o característica, está definida como la tensión crítica de flameo o CFO. Aplicando el CFO al aislamiento, resulta una probabilidad de 50% de flameo, es decir, la mitad de los impulsos producen flameo. Localizando el BIL o el BSL en el punto del 10%, entonces el BIL o el BSL se definen como 1,28 desviaciones estándar, σ , por debajo del CFO. En forma de ecuación:

$$BIL = CFO \left(1 - 1,28 \frac{\sigma_f}{CFO} \right)$$

$$BSL = CFO \left(1 - 1,28 \frac{\sigma_f}{CFO} \right)$$
(2)

Sigma(σ) en por unidad del CFO, es propiamente llamado el coeficiente de variación. Sin embargo, en el argot, es simplemente conocido como sigma. Así, una σ de 5% se interpreta como una desviación estándar de 5% del CFO. La desviación estándar para impulsos de rayo y maniobra difieren. Para rayo, la desviación estándar o σ es de 2% a 3% mientras que para impulso de maniobra, σ varía desde 5% para aislamiento de la torre hasta aproximadamente 7% para aislamientos de la subestación.

El BIL o BSL convencionales son definidos en forma más simple, pero tienen menos significado respecto al nivel de aislamiento. Se aplican al aislamiento uno ó más impulsos que tengan la forma de onda normalizada y un valor de cresta igual al BIL ó al BSL. Así, se supone que la característica dieléctrica del aislamiento, como se muestra en la figura 4, aumenta desde una probabilidad de flameo ó de falla cero que es igual al BIL ó al BSL hasta una probabilidad de flameo de 100% a este mismo BIL ó BSL.

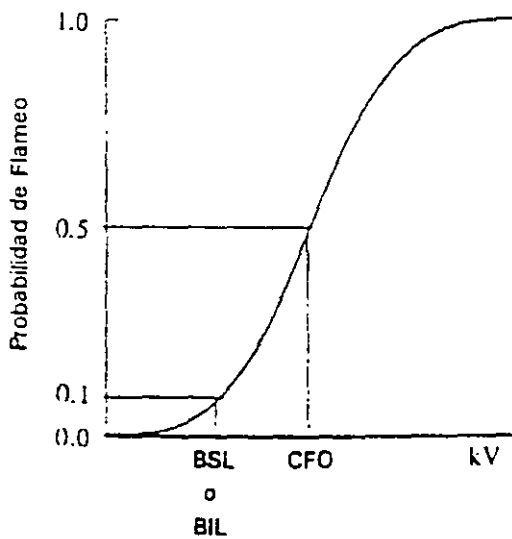


Figura 3. Característica de la rigidez del aislamiento para aislamiento autorecuperable

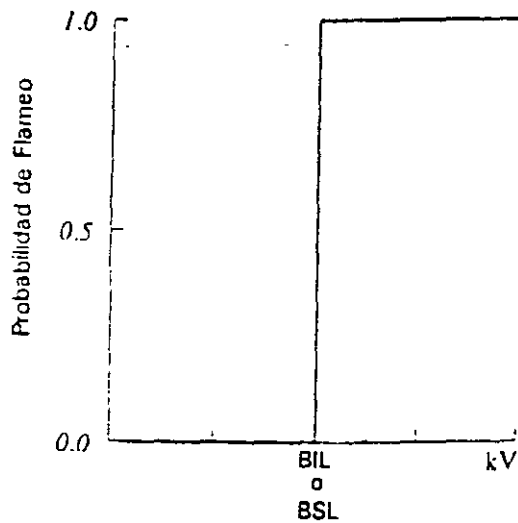


Figura 4. Característica de la Rigidez del aislamiento para aislamientos no autorecuperables

3.5 Pruebas para "probar" el BIL y el BSL

Las pruebas para establecer el BIL ó el BSL se dividen en convencionales y estadísticas. El BIL ó el BSL convencionales están ligados al aislamiento no autorecuperable y es más que deseable que la prueba sea no destructiva. Por lo tanto, la prueba consiste en aplicar simplemente uno ó más impulsos que tienen una forma de onda normalizada y cuya cresta es igual al BIL ó al BSL. Si no se presenta falla, pasa la prueba. Aunque es verdad que ocurren fallas en el piso de pruebas, el índice de fallas es extremadamente bajo, es decir, un fabricante no puede arriesgarse a tener por ejemplo en el caso de transformadores de potencia índices de falla que excedan el 1%. Si esto ocurre, se para la producción y se revisan todos los diseños.

Considerando que se establezca un BIL o un BSL estadístico, teóricamente ninguna prueba puede probar conclusivamente que el aislamiento tiene una probabilidad de falla del 10%. Asimismo, ya que el aislamiento es autorecuperable, se permiten flameos del aislamiento. Son posibles algunos tipos de pruebas para establecer una estimación del BIL y del BSL y con las cuales teóricamente puede ser determinada la característica dieléctrica total del aislamiento, como se muestra en la figura 3, de la cual se puede obtener el BIL ó el BSL, sin embargo, esas pruebas no se realizan excepto tal vez en la etapa de diseño del equipo. Más bien por normalización, existen dos tipos de prueba, los cuales son:

1. La prueba n/m : se aplican m impulsos. Se pasa la prueba si no se presentan más de n flameos. Actualmente, la prueba preferente en las normas IEC es la prueba 2/15, es decir, se aplican 15 impulsos al equipo, con forma de onda normalizada y de un valor de cresta igual al BIL ó al BSL. Si dos ó menos impulsos producen flameo, se pasa la prueba y se dice que el equipo tiene el BIL ó el BSL designado.
2. La prueba $n + m$: se aplican n impulsos. Si ninguno de los impulsos producen flameo se pasa la prueba. Si existen dos ó más flameos, la prueba falla. Si se presenta solo un flameo, se aplican m impulsos adicionales y se pasa la prueba si ninguno de los impulsos producen flameo. La prueba actual en interruptores es la prueba 3 + 3 [5]. En las normas IEC, una prueba alternativa pero menos preferida es la prueba 3 + 9 [6].

Esta prueba alternativa puede analizarse estadísticamente para determinar su característica. Se traza una curva de probabilidad de pasar la prueba en función de la probabilidad de flameo real pero desconocida como si se aplicara un solo impulso. Las características de las tres pruebas mencionadas con anterioridad se muestran en la figura 5. Estas deben ser comparadas con la característica ideal representada por la línea punteada, como se muestra en la figura.

Idealmente, si la probabilidad de flameo es menor a 0,10, se pasa la prueba, e idealmente si la probabilidad de flameo es mayor de 0,10, la prueba falla. Las ecuaciones para estas curvas donde P es la probabilidad de pasar, p la probabilidad de flameo al aplicar un solo impulso y q es $(1 - p)$, son:

Para la prueba 2/15	$P = q^{15} + 15pq^{14} + 105p^2q^{13}$
Para la prueba 2 + 3	$P = q^3 + 3pq^2$
Para la prueba 3 + 9	$P = q^3 + 9pq^2$

(3)

De la figura 5, si la probabilidad de flameo real (pero desconocida) para un solo impulso es 0,20, entonces, aun pensando que esta probabilidad de flameo es dos veces la definida para el BIL ó el BSL, las probabilidades de pasar las pruebas son 0,71 para la prueba 3 + 3, 0,56 para la prueba 3 + 9 y 0,40 para la prueba 2/15, es decir, aún para una muestra de equipo no aceptable, existe una probabilidad de que pase la prueba. De manera similar, existe una probabilidad de que no pase la prueba aún cuando se piense que el equipo es "bueno". Por ejemplo, si la probabilidad de flameo para un solo impulso es 0,05 la probabilidad de que no pase la prueba es 0,027 para la prueba 3 + 3, 0,057 para la prueba 3 + 9 y 0,036 para la prueba 2/15. Por lo tanto, como se muestra en la figura 6, en general existe un riesgo para el fabricante de que tenga un equipo aceptable que no pase la prueba y un riesgo para el usuario de tener un equipo no aceptable que pase la prueba. Una característica deseada es la de discriminación, discriminar entre lo "bueno" y lo "malo". La mejor prueba debe tener una pendiente alrededor de la probabilidad de flameo de 0,10. Aparentemente como se visualiza, la prueba 2/15 es la mejor de las tres y la prueba 3 + 3 la peor. Por lo tanto, no es extraño que la prueba preferida en IEC sea la 2/15. La prueba 3 + 9 es un compromiso entre las pruebas 3 + 3 y la 2/15, incluidas en la norma IEC a requerimiento del grupo de trabajo de interruptores de ANSI. El acuerdo no establecido es que se cambiará a la prueba 3 + 9.

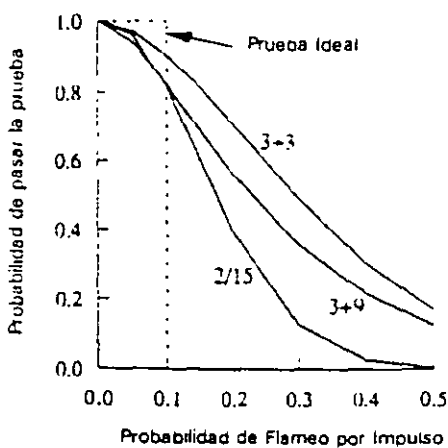


Figura 5. Características para alternativas de series de pruebas

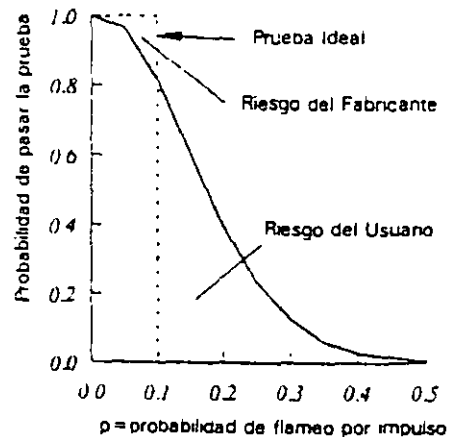


Figura 6. Riesgo del fabricante y del Usuario

3.6 BIL's y BSL's normalizados

Existen una serie de valores normalizados tanto para los BIL's como para los BSL's que han sido fomentados por las normas de equipo para su uso. En los EUA, ANSI C92 e IEEE 1313 enumeran los valores mostrados en la Tabla 2, mientras que en la Tabla 3 se enumeran los valores de IEC.

Estos valores son valores "sugeridos" para que los utilicen otras normas de equipo; en otras palabras, las normas de equipo pueden usar estos valores o cualquier otro que consideren necesario. Sin embargo, en general se utilizan estos valores. Existen excepciones, para algún tipo específico de equipo ó tipo de aislamiento, existe una conexión entre el BIL y el BSL. Por ejemplo, para transformadores, el BSL es aproximadamente 83% del BIL. Así, dado un valor normalizado del BIL, el BSL puede ser un valor que no esté incluido en las tablas. Adicionalmente, en IEC, se especifican pruebas fase-fase para verificar el BSL fase-fase. El BSL fase-fase está normalizado como 1,5 a 1,7 veces el BSL fase-tierra. Por lo tanto, en este caso, no se listan los valores del BSL.

Tabla 2 Valores normalizados del BIL Y BSL de acuerdo a ANSI C92, IEEE1313.1

30	300	825	1925
45	350	900	2050
60	400	975	2175
75	450	1050	2300
95	500	117	2425
110	550	100	250
125	600	1425	2675
150	650	1550	2800
200	700	1675	2925
250	750	1800	3050

Fuente: Ref. 7.

Tabla 3 Valores normalizados del BIL Y BSL de acuerdo a IEC 71.1

20	325	1300	2550
40	450	1425	2700
65	550	1550	2900
75	650	1675	
95	750	1800	
125	850	1950	
145	950	2100	
170	1050	2250	
250	1175	2400	

Fuente: Ref. 7.

En la norma ANSI de coordinación de aislamiento C92, no se indican valores requeridos para tensiones alternas, es decir, el usuario es libre de seleccionar el BIL y el BSL deseado. Sin embargo, en la práctica existe solamente un número limitado de BIL's y BSL's utilizados en

cada tensión del sistema. Para los EUA, estos valores se presentan en las tablas 4 y 5 para transformadores, interruptores y seccionadores respectivamente. Para los transformadores de potencia de la Clase I, los BIL's disponibles son 45,60,75,95,110,150,200,250 y 350 kV. Para transformadores de distribución los BIL's disponibles son 30,45,60,75,95,125,150,200,250 y 350 kV.

Para seccionadores, las normas ANSI no indican BSL's. Nótese también que los BSL's para interruptores solamente se indican para tensiones del sistema de 345 kV ó mayores. Esto está basado en la consideración general de que las sobretensiones de maniobra son importantes solamente para estas tensiones del sistema. Asimismo, para interruptores y para cada tensión del sistema, se indican dos BSL nominales. Por ejemplo, para un sistema de 550-kV, el BSL del interruptor en posición cerrada es 1175 kV mientras que para la posición abierta el BSL se incrementa a 1300 kV.

En la tabla 6, se presentan los BIL's y BSL's para subestaciones aisladas en gas y en la tabla 7 los correspondientes a los cables. En IEC, los BIL's y BSL's están especificados para cada tensión del sistema; estos valores se presentan en las tablas 8 y 9, donde el BSL_g es el BSL fase-tierra y el BSL_f es el BSL fase-fase. Nótese que como en ANSI, los BSL's están especificados solamente para tensiones máximas del sistema igual y mayores a 300 kV. Los BSL's fase-fase no están normalizados en los EUA.

3.7 CFO y σ_f /CFO-"Pruebas probabilísticas"

Un método alternativo para especificar la rigidez del aislamiento, es indicar los parámetros CFO y σ_f /CFO de la característica del aislamiento. Este método solamente se usa para los aislamientos autorecuperables ya que se permiten flameos, lo cual ocurre. El método para describir la característica del aislamiento es principalmente utilizado para impulsos de maniobra. Por ejemplo, la rigidez dieléctrica al impulso de maniobra del aislamiento de torres, aisladores soporte de buses y gaps, está generalmente especificada de esta manera.

El procedimiento para estas pruebas se puede clarificar con un ejemplo. Supóngase que en un laboratorio, se aplican impulsos de maniobra a un aislador tipo columna. Primero se aplica 100 veces un impulso de 900 kV, 250/2500 μ s y dos de estos impulsos causan un flameo, esto es, la probabilidad estimada de flameo cuando se aplica un impulso de 900 kV es 0,02. Aumentando la tensión pico a 1000 kV y aplicando 40 impulsos resultan 20 flameos, es decir, existe una probabilidad de flameo del 50%. Se incrementa y disminuye la tensión de prueba para obtener los puntos de prueba cuyos datos se indican en la tabla siguiente.

Tensión pico aplicada kV	No de impulsos	No de flameos	porcentaje de flameos
900	100	2	2
1000	40	20	50
1050	40	33	82.5
1075	100	93	93
960	40	7	17.5
980	40	16	40
960	40	10	25

Estos resultados de prueba se grafican en papel probabilístico normal o Gaussiano y se traza la mejor recta a través de los puntos, como se indica en la figura 7. El valor medio a la probabilidad del 50%, obtenido de esta gráfica, es el CFO. La desviación estándar es la diferencia de tensión entre los puntos correspondientes al 16% y 50% o entre los puntos correspondientes al 50% y 84%. En la figura 7, el CFO es 1000 kV y la desviación estándar σ , es 50 kV. Así, σ /CFO es 5%. Si se desea el BSL, que no es este el caso, dicho valor pudiera leerse a la probabilidad 10% o sea 936 kV. Estos dos parámetros, el CFO y la desviación estándar, describen completamente la característica del aislamiento utilizando la suposición de que la distribución acumulada Gaussiana se aproxima adecuadamente a la característica del aislamiento. Para comparación, véase la característica del aislamiento de la figura 8.

Tabla 4 BIL's y BSL's de transformadores y boquillas

Tensión nominal del sistema/tensión máxima del sistema. kV	BIL del transformador, kV	BSIL del transformador, kV	BIL de las boquillas de transformador, kV	BSL de las boquillas de transformador, kV
1,2/-	30, 45		45	
2,5/-	45, 60		60	
5,0/-	60, 75		75	
8,7/-	75, 95		95	
15,0/-	95, 110		110	
25,0/-	150		150	
34,5/-	200		200	
46/48,3	200, 250		250	
69/72,5	250, 350		350	
115/121	350	280	450	
	*450	375	50	
	550	460		
138/145	450	375	450	
	*550	460	550	
	650	540	650	
161/169	550	460	550	
	*650	540	650	
	750	620	750	
230	650	540	650	
	*750	620	750	
	825	685	825	
	900	745	900, 1050	
345/362	900	745	900	700
	*1050	870	1050	825
	1175	975	1175, 1300	825
500/550	1300	1080	1300	1050
	*1425	1180	1425	1110
	1550	1290	1550	1175
	1675	1390	1675	1175
765/800	1800	1500	1800	1360
	1925	1600	1925	-
	2050	1700	2050	-

Utilizado comúnmente
Fuente: Ref.

Tabla 5 Niveles de aislamiento para subestaciones y equipo intemperie.

Tensión máxima nominal kV	NEMA Estándar 6		Interruptores		Desconectores	
	Subestaciones intemperie					
	BIL kV	Tensión a la frecuencia del sistema. 10 s kV	BIL kV	BSL kV	BIL kV	BSL. estimado kV
8,25	95	30	95		95	
15,5	110	45	110		110	
25,8	150	60	150		150	
38,0	200	80	200		200	
48,3	250	100	250		250	
72,5	350	145	350		350	
121	550	230	550		550	
145	650	275	650		650	
169	750	315	750		750	
242	900	385	900		900	
	1050	455			1050	
362	1050	45	1300	825	1050	820
	1300	525		900	1300	960
550	1550	620	1800	1175	1550	1090
	1800	710		1300	1800	1210
800	2050	830	2050	1425	2050	1320
				1500		

Fuente: Ref. 5, 9.

Tabla 6 BIL's/BSL's de subestaciones aisladas en gas

Tensión máxima del sistema. kV		IEC [10]		ANSI [1]	
IEC	ANSI	BIL kV	BSL kV	BIL kV	BSL kV
72,5	72,5	325	-	300, 350	-
100		450	-		
123	121	550	-	450, 550	-
145	145	650	-	550, 650	-
170	169	750	-	650, 750	-
245	242	950	-	750, 900	720
300		1050	80		
362	362	1175	950	900, 1050	720, 825
420		1300	1050		
525	550	1425	1175	1300, 1550	1050, 1175
765	800	1800	1425	1800	1425

Tabla 7 BIL's de cables (BSL's no suministrados), AIEC C54-79

Tensión nominal kV	BIL KV
115, 120, y 130	550
138	650
161	750
230	1050
345	1300
500	1800

Fuente: Ref. 12.

Tabla 8 IEC 71,1: BIL's ligados a las tensiones máximas del sistema para tensiones máximas del sistema de 1 a 245 kV

Tensión máxima del sistema kV	BIL's kV	Tensión máxima del sistema kV	BIL's kV
3,6	20 o 40	52	250
7,2	40 o 60	72,5	325
12	60, 75 o 90	123	450 o 550
17,7	75 o 90	145	450, 550 o 650
24	95, 125 o 145	170	550, 650 o 750
36	145 o 170	245	650, 750, 850, 950 o 1050

Fuente: Ref. 3.

Tabla 9 BIL/BSL's IEC de la norma IEC 71,1

Tensión máxima del sistema kV	BSL, BSL _g Fase-tierra kV	Relación BSL _g /BSL _g kV	BIL kV
300	750	1,50	850 o 950
	850	1,50	950 o 1050
362	850	1,50	950 o 1050
	950	1,50	1050 o 1175
420	850	1,60	1050 o 1175
	950	1,50	1175 o 1300
	1050	1,50	1300 o 1425
550	950	1,70	1175 o 1300
	1050	1,60	1300 o 1425
	1175	1,50	1425 o 1550
700	1300	1,70	1675 o 1800
	1425	1,70	1800 o 1950
	1550	1,60	1950 o 2100

Fuente: Ref. 3.

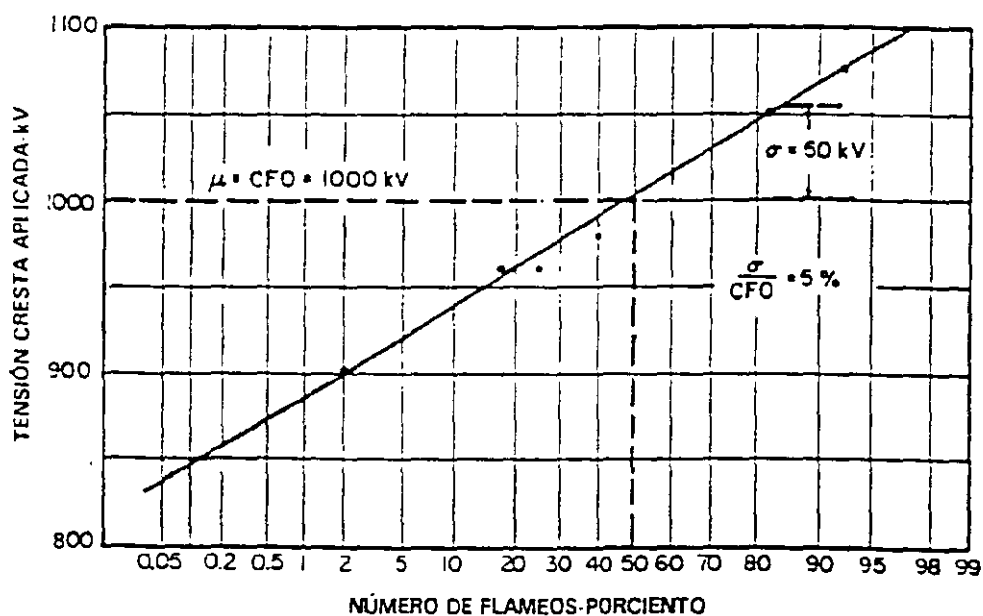


Figura 7. Característica de la rigidez del aislamiento trazada en papel probabilístico Gaussiano

Debe notarse y cuestionarse, que la distribución acumulada Gaussiana supone que la característica del aislamiento no está limitada a la izquierda. Desde luego, esto no es cierto, ya que existe una tensión a la cual la probabilidad de flameo es cero. Sin embargo, la característica del aislamiento parece válida a aproximadamente 4 desviaciones estándar abajo del CFO, lo cual es adecuado para todas las aplicaciones. Recientemente, se ha sugerido la distribución de Weibull en lugar de la distribución Gaussiana ya que puede ser limitada a la izquierda. Sin embargo, todos los datos disponibles se han obtenido utilizando la distribución Gaussiana y existen hasta ahora pocas razones para cambiarla.

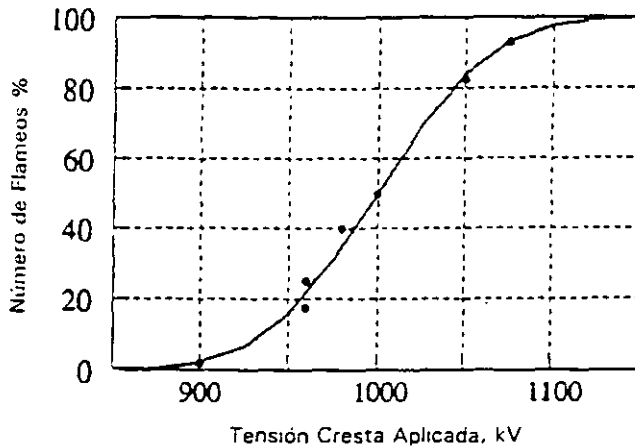


Figura 8. Datos Graficados en papel lineal

En teoría se pueden realizar estos tipos de pruebas para el aislamientos no autorecuperable. Sin embargo, cada flameo o falla resulta en la destrucción de la muestra bajo prueba. Así, la muestra debe reemplazarse y por lo tanto la suposición de que todas las muestras probadas son idénticas. Por lo tanto, el empleo de esta técnica para aislamientos no autorecuperables, está limitada exclusivamente a pruebas prototipo de investigación.

El número de disparos o aplicaciones de la tensión para cada punto, es una función del porcentaje de flameo o probabilidad de flameo resultante. Por ejemplo, utilizando el mismo número de disparos por punto, el nivel de confianza del punto correspondiente al 2% es mucho menor que el correspondiente al 50%. Por lo tanto, el número de disparos utilizado para baja o alta probabilidad es generalmente mucho mayor que para en el rango de 35% a 65%. Frecuentemente se usan de 20 a 40 disparos para el rango de 35% a 65% y 100 a 200 disparos por punto fuera de este rango.

Como se mencionó previamente, este tipo de pruebas se realiza normalmente solo para impulsos de maniobra. La prueba limitada para impulso de rayo indica que σ_r/CFO es mucho menor que para impulsos de maniobra, estando en el rango de 2% a 3%.

3.8 CFO

En muchos casos, el investigador solo desea obtener el CFO. Esto es cierto especialmente cuando se prueba con impulsos de rayo. El procedimiento empleado se llama el *método "up and down"*:

1. Se estima el CFO y se aplica un impulso. Si se presenta flameo, se disminuye la tensión en aproximadamente un 3%. Si no ocurre un flameo, se incrementa la tensión en aproximadamente un 3%. Si con la aplicación de esta tensión se presenta un flameo se disminuye la tensión en 3% o si no se presenta flameo se aumenta la tensión en 3%.
2. Se continua por aproximadamente 50 disparos. Se descartan los disparos hasta antes de que ocurra el primer flameo. El CFO es la tensión aplicada promedio utilizada en los disparos no descartados.

Este método up and down se puede utilizar también en una forma modificada para determinar un punto de baja probabilidad, por ejemplo, considere la prueba siguiente:

1. Se aplican 4 disparos. Denotaremos F para el flameo y N para el no flameo.
2. Si se presentan NNNN, se aumenta la tensión en 3%.
3. Si ocurre F en el primer disparo o en cualquier otro, e inmediatamente que ocurra, se disminuya la tensión en 3%. Así, si ocurre F, NF, NNF o NNNF, se disminuye la tensión.
4. Continúe por 50 o 100 pruebas.

La probabilidad de incrementar la tensión es $(1-p)^4$, donde p es la probabilidad de flameo a una tensión específica. Por lo tanto, para un número grande de series de 4 disparos,

$$(1-p)^4 = 0,5 \quad \text{o} \quad p = 0,16 \quad (4)$$

Así, la tensión promedio aplicada, es el punto de probabilidad de flameo 16%. Se ha encontrado que este método tiene un nivel de confianza bajo y no se utiliza normalmente.

3.9 Pruebas con onda cortada o curvas v-t.

En general, adicionalmente a las pruebas para determinar el BIL, también se realizan pruebas de impulso de rayo cortado. El procedimiento de prueba consiste en aplicar un impulso de rayo normalizado cuyo valor de cresta exceda el BIL. Se coloca un gap en paralelo al equipo ajustado de tal manera que flamee a 2 o 3 μs , dependiendo de la tensión cresta aplicada. El equipo deberá "aguantar" esta prueba, es decir, no debe ocurrir ningún flameo o falla. En los transformadores de potencia se aplica un impulso que tenga una tensión cresta de 1,10 veces el BIL, el cual se corta a 3 μs . Para transformadores de distribución, la tensión cresta es de mínimo 1,15 veces el BIL y el tiempo al corte varía de 1 a 3 μs . Para un interruptor, se usan dos tipos de prueba con onda cortada: (1) 1,29 veces el BIL, cortado a 2 μs y (2) 1,15 veces el BIL cortado a 3 μs . Las boquillas deben aguantar una onda cortada igual a 1,15 veces el BIL, cortada a 3 μs .

Estas pruebas solo están especificadas en las normas ANSI pero no en las IEC. Originalmente, la base para las pruebas fue que una onda cortada podría incidir en los equipos a causa de un flameo de algún otro aislamiento de la subestación por ejemplo, un aislador soporte. Hoy en día este escenario no parece válido, sin embargo, la prueba es severa en el caso del aislamiento entre espiras de un transformador, debido a la rapidez del corte y de la caída de la tensión a cero en este tipo de aislamiento, pero es considerada excelente en el caso de transformadores utilizado en subestaciones aisladas en gas (GIS), ya que ahí se pueden generar sobretensiones de frente muy rápido durante maniobras de desconexión de los interruptores. Adicionalmente, estas pruebas de onda cortada proporcionan una indicación de que el nivel de aislamiento a impulsos

de duración corta sea mayor que el BIL. Las pruebas también se utilizan en la evaluación del CFO para impulsos que no tienen formas de onda normalizadas. Adicionalmente, la rigidez a onda cortada a 2 μ s, se usa para evaluar la necesidad de protección del "interruptor abierto".

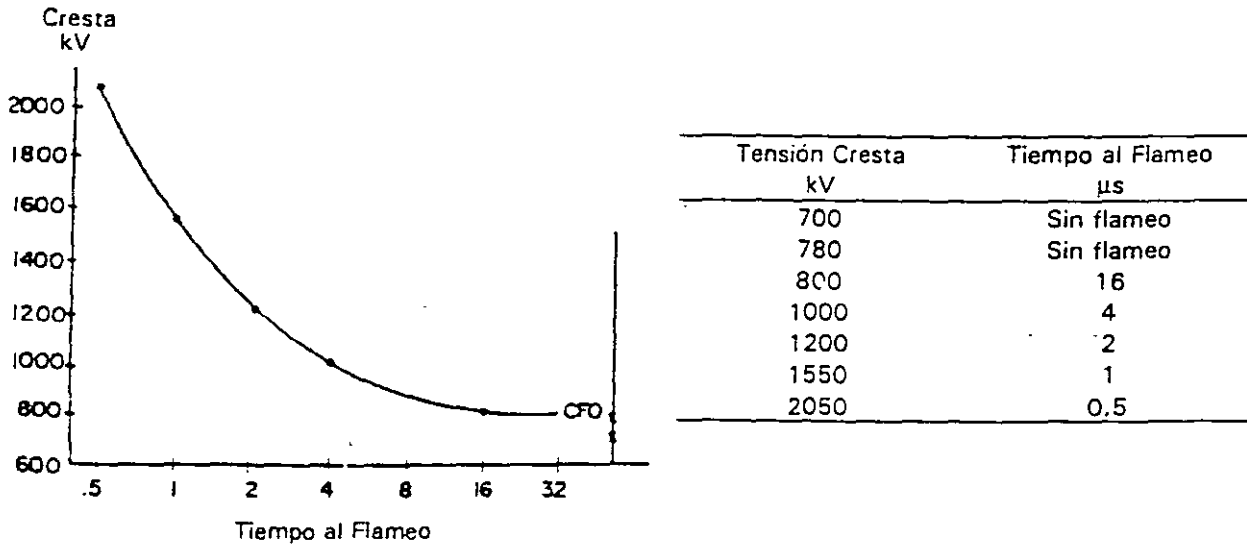


Figura 9. Ejemplo de curva Tensión-Tiempo

Para establecer más completamente el nivel de aislamiento para corta duración, se puede obtener una curva tensión-tiempo. Estas curvas son obtenidas universalmente usando la forma de onda de impulso de rayo normalizada y solo se prueba de esta manera el aislamiento autorecuperable. El procedimiento es simplemente aplicar mayores magnitudes de tensión y registrar el tiempo al flameo, por ejemplo los resultados de prueba mostrados en la figura 9. Los resultados se grafican normalmente en papel semi-logarítmico como se ilustra en la figura. Nótese que la curva tiende a aplanarse a aproximadamente 16 μ s. El valor asintótico es igual al CFO, es decir, para aislamientos en aire, el CFO ocurre a aproximadamente un tiempo al flameo de 16 μ s. Otros tiempos al flameo pueden exceder dicho tiempo, pero la tensión cresta es aproximadamente igual a la correspondiente para el punto de 16 μ s correspondiente al CFO (los datos de la figura 9 no son típicos ya que normalmente se presentan datos más dispersos. Curvas tensión-tiempo se presentarán en el capítulo 2).

4 CONDICIONES ATMOSFÉRICAS NO NORMALIZADAS

BIL's Y BLS's están especificados para condiciones atmosféricas normalizadas, sin embargo, las condiciones atmosféricas en el laboratorio raramente son las normalizadas. Por lo tanto, se necesitan factores de corrección para determinar la tensión cresta del impulso que debe aplicarse de manera que se validen el BIL y el BSL a condiciones normalizadas. Para profundizar, considérese que en un laboratorio existen condiciones atmosféricas no normalizadas. Para establecer el BIL, es decir, la tensión cresta a aplicar, la cual debe ser igual al BIL a condiciones normalizadas, se debe incrementar o disminuir de manera que a condiciones normalizadas la tensión cresta pueda ser igual al BIL. De manera opuesta, para la coordinación de aislamiento, se conoce el BIL, el BSL o el CFO para condiciones no normalizadas, en donde se construirá la línea o la subestación, por lo que se necesita un método para obtener el BIL, BBSL o CFO a

condiciones normalizadas. En un artículo reciente [3], se sugieren factores de corrección nuevos y mejorados, los cuales están basados en pruebas a nivel de mar (Italia) y comparadas con pruebas a 1540 metros en Sudáfrica y a 1800 metros en México. Denotando la tensión medida a condiciones no normalizadas como V_A y la tensión a condiciones normalizadas como V_S , la ecuación sugerida y adoptada posteriormente en IEC 42 es

$$V_A = \delta^m H_C^w V_S \quad (5)$$

Donde δ es la densidad relativa del aire, H_C el factor de corrección por humedad, m y w son constantes dependientes del factor G_0 el cual está definido como

$$G_0 = \frac{CFO_S}{500S} \quad (6)$$

Donde S es la distancia de flameo o claro en metros y CFO_S es el CFO a condiciones normalizadas.

Por definición, la ecuación 5 puede ser escrita en términos del CFO, BIL o BSL, es decir

$$\begin{aligned} CFO_A &= \delta^m H_C^w CFO_S \\ BIL_A &= \delta^m H_C^w BIL_S \\ BSL_A &= \delta^m H_C^w BSL_S \end{aligned} \quad (7)$$

El factor de corrección por humedad, de acuerdo a la figura, está dado por la ecuación

$$H_C = 1 + 0.0096 \left[\frac{H}{\delta} - 11 \right] \quad (8)$$

donde H es la humedad absoluta en gramos por litro. Para condiciones en húmedo o lluvia artificial, $H_C = 1.0$. Los valores de m y w se pueden obtener de la figura 11 o de la tabla 10.

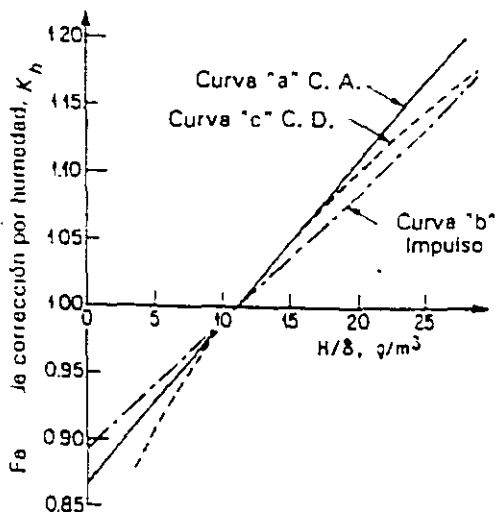


Figura 10. Factores de Corrección por humedad (D. R. IEEE 1989[13])

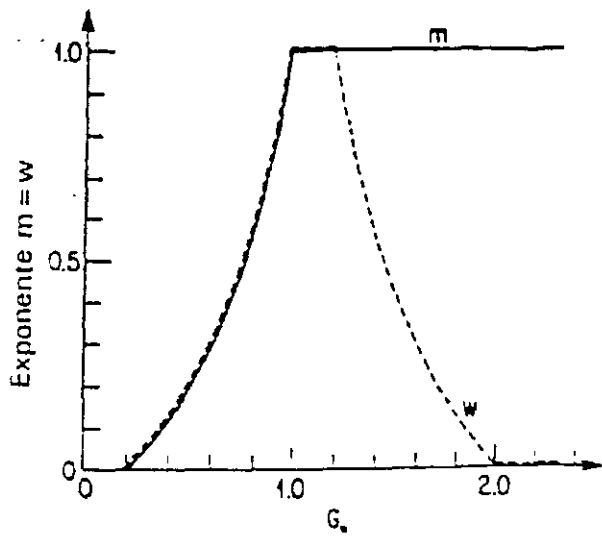


Figura 11. Valores de m y w (D. R. 1989 IEEE [13])

Impulso de rayo

Para impulsos de rayo, G_o está entre 1,0 y 1,2, por lo tanto

$$\begin{aligned}
 V_A &= \delta H_C V_S \\
 CFO_A &= \delta H_C CFO_S \\
 BIL_A &= \delta H_C BIL_S
 \end{aligned}
 \tag{9}$$

En el diseño o selección del nivel de aislamiento, se suponen condiciones de lluvia y por lo tanto $H_C = 1,0$ de manera que para diseño

$$\begin{aligned}
 V_A &= \delta V_S \\
 CFO_A &= \delta (CFO_S) \\
 BIL_A &= \delta (BIL_S)
 \end{aligned}
 \tag{10}$$

Impulso de maniobra

Para impulsos de maniobra, G_o está entre 0,2 y 1, por lo tanto

$$m = w = 1,25 G_o (G_o - 0,2)
 \tag{11}$$

Tabla 10 Valores de m y w

G_o	m	w
$G_o < 0.2$	0	0
$0.2 < G_o < 1.0$	$m = w = 1.25G_o(G_o - 0.2)$	
$1.0 < G_o < 1.2$	1	1
$1.2 < G_o < 2.0$	1	$w = 1.25G_o(G_o - 0.2)(2 - G_o)$
$G_o > 2.0$	1	0

Para condiciones de seco

$$V_A = (\delta H_C)^m V_S \quad (12)$$

Sin embargo, en la prueba de equipo, el BSL siempre está definido para las condiciones de húmedo o lluvia. Asimismo, en el diseño para sobretensiones de maniobra, se suponen condiciones de húmedo o lluvia, $H_C = 1$ por lo tanto:

$$\begin{aligned} V_A &= \delta^m V_S \\ CFO_A &= \delta^m CFO_S \\ BIL_A &= \delta^m BIL_S \end{aligned} \quad (13)$$

El único factor que permanece en las ecuaciones para la corrección anteriores es la densidad relativa del aire, la cual está definida como

$$\delta = \frac{PT_0}{P_0T} \quad (14)$$

donde P_0 y T_0 son la presión y temperatura normalizadas con la temperatura en grados Kelvin, es decir, grados centígrados más 273, P y T son la presión y la temperatura ambiente. La humedad absoluta se obtiene de las lecturas de la temperatura de bulbo seco y bulbo húmedo; ver IEEE Estándar 4.

De la ecuación (14), ya que la densidad relativa del aire es una función de la presión y la temperatura, es también una función de la altitud. A cualquier altitud específica, la presión del aire y la temperatura y por lo tanto la densidad del aire, no son constantes sino que varían con el tiempo. Un estudio reciente [14] utilizó las variaciones horarias de 10 estaciones climatológicas por un periodo de 10 a 16 años para examinar la distribución de la estadística del clima. La altitud máxima fue la del aeropuerto de Denver a 1610 metros (5282 pies). Las estadísticas se separaron en tres clases; tormentas, no tormentas y buen clima. Los resultados del estudio mostraron que la variación de la temperatura, la humedad absoluta, la corrección por humedad y por densidad relativa del aire se pueden aproximar a una distribución Gaussiana, más aún, la variación del producto del factor de corrección por humedad y por densidad relativa del aire δH_C puede también aproximar a una distribución Gaussiana.

El autor de la referencia [14] realizó la regresión del valor medio de la densidad relativa del aire δ y del valor medio de δH_c contra la altitud. Seleccionó una ecuación lineal como un modelo apropiado y encontró las ecuaciones de la tabla 11. Sin embargo, en retrospectiva la ecuación lineal es de alguna manera no satisfactoria ya que muestra que la densidad relativa del aire puede ser negativa o más prácticamente, la ecuación lineal se debe limitar a altitudes de aproximadamente 2 km. Una ecuación de regresión más satisfactoria es de la forma exponencial, la cual aproxima a cero asintóticamente. Re-analizando los datos, las formas exponenciales de las ecuaciones se incluyen también en la tabla 11.

Estas ecuaciones pueden ser comparadas con las ecuaciones sugeridas en la norma 71,2 de la IEC la cual es

$$\delta = e^{-A/8,15} \quad (15)$$

Tabla 11 Ecuaciones de regresión. A en km.

Estadística	Ecuación lineal para el valor medio	Ecuación exponencial para el valor medio	Desviación estándar promedio
Densidad relativa del aire δ			
Tormenta	0,997-0,106A	1,000e ^{-A/8,59}	0,019
No tormenta	1,025-0,090A	1,025e ^{-A/9,82}	0,028
Buen clima	1,023-0,103A	1,030e ^{-A/8,65}	0,037
δH_c			
Tormenta	1,035-0,147A	1,034e ^{-A/6,32}	0,025
No tormenta	1,023-0,122A	1,017e ^{-A/8,00}	0,031
Buen clima	1,025-0,132A	1,013e ^{-A/7,06}	0,034

Se puede utilizar cualquier forma de ecuación de la tabla 11, aunque la forma lineal debe restringirse a altitudes menores de aproximadamente 2 km. La forma exponencial es más satisfactoria ya que parece ser un mejor modelo.

No solamente el CFO, BIL y BSL son alterados por la altitud, sino que también la desviación estándar σ_i . Hagamos x igual a δH_c ; el coeficiente de variación (σ_i/CFO) es

$$\left(\frac{\sigma_f}{\text{CFO}} \right) = \sqrt{\left(\frac{\sigma_f}{\text{CFO}} \right)^2 + \left(\frac{m\sigma_x}{\mu_x^m} \right)^2} \quad (16)$$

Considerando que para sobretensiones de maniobra, el diseño normal es para condiciones de húmedo, es aplicable la ecuación (13), con la media dada por la primera ecuación de la tabla 11, donde la desviación estándar promedio es 0,019. Para una distancia de flameo S de 2 a 6 metros, a una altitud de 0 a 4 km., el nuevo coeficiente modificado de variación se incrementa entre 5,1 a 5,3% considerando un σ_i/CFO original de 5%. Para buen clima, es aplicable la ecuación 12 y la última ecuación de la tabla 11 se usa conjuntamente con la desviación estándar de 0,034. Para las mismas condiciones anteriores, el nuevo coeficiente de variación está entre 5,4 a 5,8%. Considerando los resultados anteriores, parece justificado el uso de 5% aún a pesar de la precisión de la medición de la desviación estándar y que el 5% es un valor conservador para el aislamiento de torres, es decir, el coeficiente de variación esencialmente permanece sin cambio con la altitud.

En resumen, para propósitos de coordinación de aislamiento, el diseño se realiza para condiciones de húmedo. Se sugieren las siguientes ecuaciones:

(1) Para rayo

$$\begin{aligned} BIL_A &= \delta(BIL_S) \\ CFO_A &= \delta(CFO_S) \end{aligned} \quad (17)$$

(2) Para sobretensiones de maniobra

$$\begin{aligned} BSL_A &= \delta^m(BSL_S) \\ CFO_A &= \delta^m(CFO_S) \end{aligned}$$

ya sea $\delta = 0.997 - 1.06 A$ o $\delta = e^{-(A/8.5)}$ (18)

$$m = 1.25 G_0 (G_0 - 0.2)$$

$$G_0 = \frac{CFO_S}{500S}$$

Donde el subíndice S está referido a condiciones atmosféricas normalizadas y el subíndice A es el nivel de aislamiento a una altitud A en km. Algunos ejemplos pueden aclarar el procedimiento.

Ejemplo 1. Un desconectador se probará a su BIL de 1300 kV y su BSL de 1050 kV. En el laboratorio, la densidad relativa del aire es 0,90 y la humedad absoluta es 14 g/m^3 , por lo tanto, el factor de corrección por humedad es 1,0437. De acuerdo a las normas, la prueba para el BIL es a condiciones en seco y la prueba del BSL es para condiciones de húmedo. El σ_f/CFO es 0,07.

Por lo tanto, la tensión aplicada para el BIL es

$$BIL_A = (\delta H_c) BIL_S = 1221 \text{ kV} \quad (19)$$

Por lo anterior, para probar el BIL de 1300 kV, la cresta del impulso debe ser de 1221 kV. Para probar el BSL, supongamos que la distancia de flameo es S igual a 3,5 m, por lo tanto

$$\begin{aligned} BSL_A &= \delta^m BSL_S \\ CFO_S &= \frac{BIL_S}{1.28 \sigma_f} = 1153 \text{ kV} \\ G_0 &= \frac{CFO_S}{500S} = 0.6591 \end{aligned} \quad (20)$$

$$m = 1.25 G_0 (G_0 - 0.2) = 0.3782$$

$$BSL_A = 0.90^{0.3782} (1050) = 1009 \text{ kV}$$

por lo que para la prueba de un BSL de 1050 kV, la cresta del impulso debe ser de 1009 kV.

Ocurre un problema interesante si en este ejemplo se considera una boquilla con un BIL de la porcelana y del aislamiento interno iguales de 1300 kV y un BSL de 1050 kV iguales también. Mientras que las tensiones determinadas anteriormente pueden ser adecuadas para probar el aislamiento externo podrían no serlo para probar el aislamiento interno. No existe solución para este problema, excepto incrementando el BIL y el BSL del aislamiento de porcelana externo, de manera que se puedan probar ambos aislamientos, o bien, realizar la prueba en otro laboratorio que esté cerca del nivel de mar.

Ocurre un problema opuesto si la cubierta de la boquilla tiene el BIL y BSL mayores que el aislamiento interno y el laboratorio está a nivel de mar. En este caso, la cubierta de la boquilla no se puede probar a su BIL y BSL ya que el nivel de aislamiento interno es menor. La solución en este caso podría ser probar solamente la cubierta de la boquilla después de lo cual se probaría el aislamiento interno a su BIL y BSL.

Ejemplo 2. El CFO de polaridad positiva para impulso de maniobra a condiciones atmosféricas normalizadas es 1400 kV para una distancia de flameo de 4,0 metros. Determine el CFO para una altitud de 2000 metros donde $\delta = 0,7925$. Supóngase condiciones de humedad $H_c = 1$.

$$G_0 = \frac{1400}{4,0(500)} = 0,700$$

$$m = 1,25G_0(G_0 - 0,2) = 0,4375 \quad (21)$$

$$CFO_A = (1400)(0,7925)^{0,4375} = 1265 \text{ kV}$$

Ejemplo 3. Supóngase que el CFO, polaridad positiva, a condiciones atmosféricas normalizadas es igual a 2240 kV para una distancia de flameo de 4 metros. Supóngase también condiciones de humedad $H_c = 1$. Para una densidad relativa del aire de 0,7925 el CFO es

$$CFO_A = 0,7925(2240) = 1775 \text{ kV} \quad (22)$$

Ejemplo 4. A una altitud de 2000 metros, $d = 0,7925$ y el CFO positivo al impulso de maniobra en húmedo es 1265 kV para un espaciamiento de gap de 4 metros. Determinar el CFO_s. Este problema no se puede resolver directamente, ya que m es una función de G_0 y G_0 es una función del CFO normalizado. Por lo tanto, el CFO para condiciones normalizadas se debe determinar por iteración como se muestra en la tabla. Nótese que este es exactamente el problema opuesto al del ejemplo 2 y por lo tanto la respuesta de 1400 kV concuerda con él. Este ejemplo representa el problema típico de diseño. El CFO requerido se conoce para el lugar en donde se instalará la línea o la subestación, por ejemplo, 2000 metros. El problema es determinar el CFO a condiciones normalizadas. Alternativamente, el BIL y el BSL requeridos se conocen a la altitud de la subestación y el BIL y BSL que se debe especificar debe determinarse a condiciones normalizadas.

CFO _s Supuesto, kV	G ₀	m	δ ^m	CFO _s = 1265/δ ^m
1300	0,650	0,3656	0,9185	1377
1377	0,689	0,4204	0,9069	1395
1395	0,698	0,4338	0,9040	1399
1399	0,700	0,4368	0,9034	1400
1400	0,700	0,4375	0,9033	1400

5 GENERACIÓN DE TENSIONES EN EL LABORATORIO

Los impulsos de rayo se generan utilizando un generador Marx como se muestra esquemáticamente en la figura 12. El mismo generador se utiliza para generar impulsos de maniobra excepto en la antigua URSS en donde los impulsos de maniobra se generan con la descarga de un capacitor en el lado de baja tensión d un transformador.

El Generador Marx consiste de varios pasos, cada uno de los cuales consiste de dos resistencias de carga R_c , un capacitor C_s y una resistencia serie R_s . Se alimenta con una tensión de CD controlable del lado de CA de un transformador. El circuito de carga de la figura 13, muestra que el papel de las resistencias de carga es el de limitar la corriente de inrush de los capacitores. La polaridad del impulso resultante se cambia invirtiendo los cables de conexión a los capacitores.

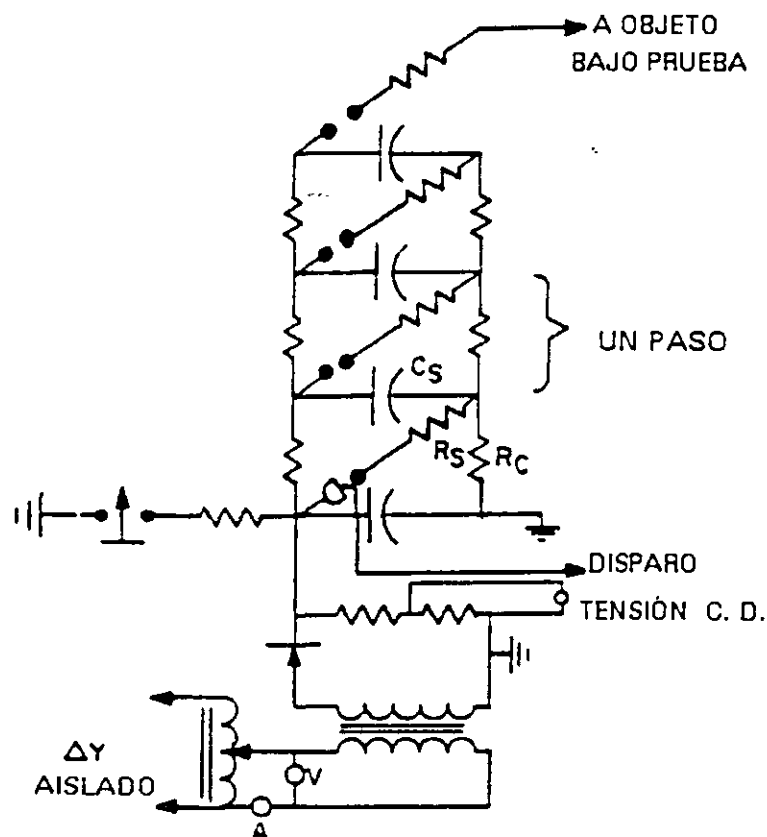


Figura 12. El Generador de Impulso Tipo Marx

Después de que se han cargado los capacitores, esencialmente a la misma tensión, el generador se dispara por medio de un trigatron. Se aplica un impulso pequeño al trigatron el cual dispara o descarga el primer gap, es decir, el de mas abajo. En la figura 14 se muestra este circuito de descarga, despreciando por el momento las resistencias de carga de valor ohmico alto. Para ilustrar este procedimiento, supóngase que los capacitores se cargan a 100 kV. Si el gap 1 descarga, la tensión en el gap 2 es aproximadamente 200 kV, es decir, el doble de la tensión normal a través del gap. Suponiendo que esta tensión doble es suficiente para causar una descarga, aparecerán 300 kV a través del gap 3, lo cual provoca que se establezcan 400 kV a través del gap 4. De esta manera la descarga en cascada de todo el circuito conecta a los capacitores en serie, produciendo una tensión que es aproximadamente el producto del número de pasos y la tensión de carga.

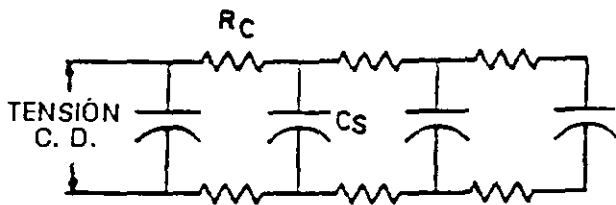


Figura 13. El circuito de carga

El circuito equivalente simplificado del circuito de descarga se muestra en la figura 15, en donde n es el número de pasos y L es la inductancia inherente del generador. El capacitor C_b representa la capacitancia del objeto bajo prueba y el divisor de tensión se representa ya sea por medio de un divisor resistivo puro R_D , el cual se puede usar para medir impulsos de rayo o por medio de un divisor capacitivo C_D , el cual puede ser utilizado para medir impulsos de maniobra.

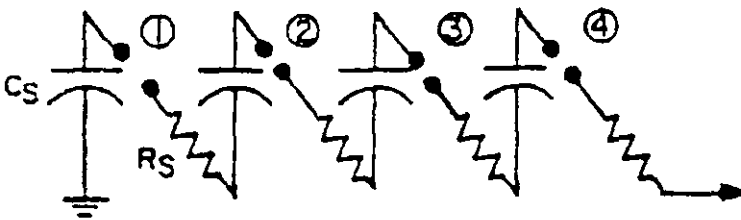


Figura 14. El Circuito de descarga

Primeramente, examinemos el circuito equivalente utilizando el divisor resistivo y suponiendo que la inductancia es cero. El valor de $n R_c/2$ y R_D son mucho mayores que $n R_s$. Por lo tanto, el circuito para describir la descarga inicial es simplemente un circuito RC como se ilustra en la figura 16. La tensión a través del objeto bajo prueba E_0 está dada por la ecuación

$$E_0 = \frac{C_s}{C_b + \left(\frac{C_s}{n}\right)} E \left(1 - e^{-t/\alpha}\right) \tag{23}$$

donde

$$(24) \quad \alpha = \frac{R_s C_b C_s}{C_b + \left(\frac{C_s}{n}\right)}$$

Lo cual ilustra que la forma del frente es de forma exponencial y está controlada principalmente por las resistencias serie del circuito.

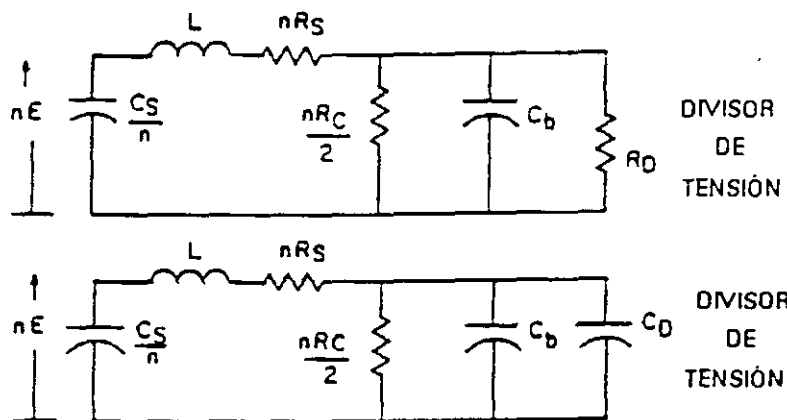


Figura 15. Circuito de descarga equivalente

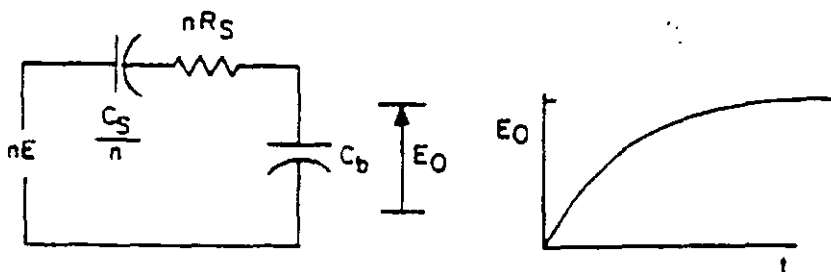


Figura 16. Circuito de descarga simplificado y Tensión Inicial

La cola del impulso, también de forma exponencial, ocurre por la acción de la descarga de la capacitancia a través de la resistencia del divisor de tensión y de la resistencia de carga $n R_c/2$. Despreciando la inductancia, la tensión a través del objeto bajo prueba tiene la forma llamada doble exponencial, es decir,

$$E_0 = A(e^{-at} - e^{-bt}) \quad (25)$$

El análisis del circuito inferior de la figura 15 con el divisor capacitivo, es similar en naturaleza al circuito anterior, excepto que la cola del impulso es mas larga.

La inductancia del generador y cualquier inductancia de las conexiones entre el generador y el objeto bajo prueba, pueden originar oscilaciones en el frente de la onda si nR_s es pequeño, por lo tanto, cuando se intenta producir ondas con frentes cortos, se ajusta nR_s para minimizar las oscilaciones.

Las resistencias serie pueden complementarse con resistencias externas al generador, para producir frentes de onda largos, es decir, impulsos de maniobra.

En el antiguo laboratorio de Westinghouse en Trafford, PA, el generador de impulso tipo intemperie tenía las siguientes constantes: 31 pasos, 200 kV por paso, $C_s = 0,25 \mu F$, $L = 200 \mu H$ y $R_c = 40 k\Omega$, el cual producía una tensión máxima en vacío de 6200 kV y una energía de 165 kJ.

Para obtener un frente de $1,2 \mu s$ y un tiempo al valor medio de $50 \mu s$, nR_s se ajustaba a aproximadamente 400Ω . La tabla 12, ilustra la resistencia total nR_s requerida para otros frentes. La eficiencia del generador es la cresta de la tensión de salida dividida por la tensión en vacío nE . Como se observa en la tabla 12, la eficiencia disminuye suavemente para frentes largos.

Tabla 12 Resistencias serie requeridas y Eficiencia del Generador

Frente μs	Resistencia interna, Ω	Resistencia Externa Ω	Eficiencia del Generador, %
10	930	0	80
150	16. 275	0	77
630	116. 250	0	66
1200	116. 250	150. 000	59

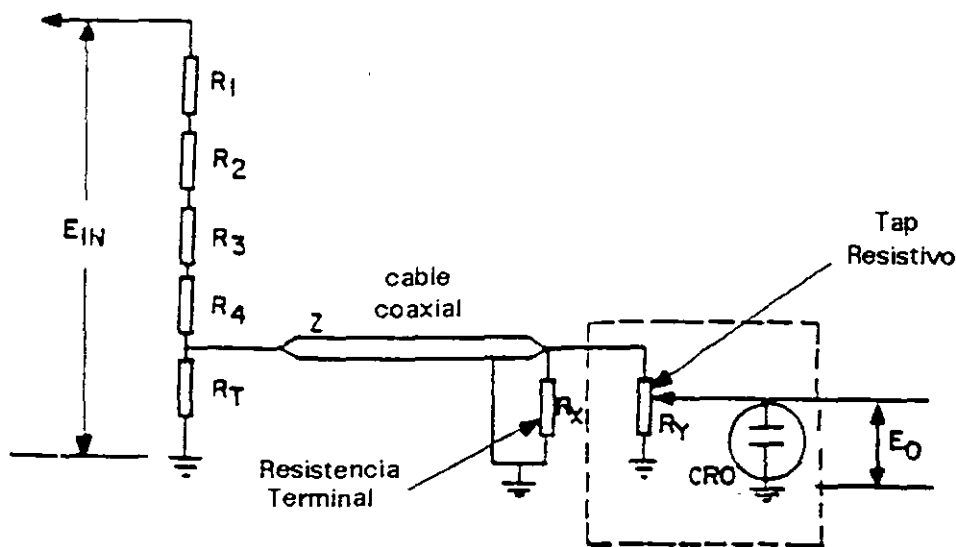


Figura 17. Divisor y Circuito de medición para Impulso de rayo

Las tensiones de impulso se miden con un divisor de tensión, el cual reduce la tensión a un nivel medible. Para impulsos de rayo, se utiliza normalmente un divisor resistivo. La resistencia de este divisor en combinación con las resistencias de carga, producen una cola de 50 μ s. El divisor de tensión y el circuito de medición se muestran en la figura 17. La resistencia R_x se acopla a la impedancia del cable para eliminar las reflexiones. La tensión a través de la resistencia terminal es

$$\frac{R_T Z}{R_T Z + R_s R_T + R_s Z} E_{IN} \quad (26)$$

Esta relación es llamada la relación de división, donde R_s es la suma de las resistencias $R_1, R_2, R_3,$ etc. o la resistencia de la unidad superior del divisor. La tensión que llega al osciloscopio se varía con el tap resistivo.

Para medir impulsos de maniobra, se utiliza un divisor capacitivo, con lo que se disminuye la carga al generador. En este caso, el cable coaxial no tiene terminación. La capacitancia del cable se agrega a la capacitancia de la unidad inferior del divisor para determinar la relación de división.

Frecuentemente, se utiliza otro tipo de divisor para medir tanto impulsos de rayo, de maniobra así como tensiones a la frecuencia del sistema. Este divisor RC, consiste de resistencias y capacitancias en serie. Las resistencias para mediciones de alta frecuencia y los capacitores para mediciones de baja frecuencia.

6 OTROS PUNTOS IMPORTANTES

6.1 Impulso de corriente normalizado

Los impulsos de corriente se utilizan para probar apartarrayos para determinar su tensión de descarga y su durabilidad. Las formas de onda son 8/20 μ s y 4/10 μ s. Los frentes se determinan de manera similar que para los impulsos de rayo, excepto que se usan los puntos al 10% y al 90% [15].

6.2 Normas de equipo y efectos de la altitud

Todas las normas de equipos establecen que el equipo mantiene su rigidez dieléctrica hasta altitudes de 1000 metros, sin embargo, las pruebas especificadas por estas normas, requieren que el BIL y el BSL se den a condiciones de nivel de mar, esto es, no se especifica un incremento en el BIL o en el BSL para 1000 metros, por lo tanto, se concluye que lo establecido en las normas de equipo concerniente a la altitud es incorrecto y que el BIL y el BSL disminuyen a 1000 metros.

7 RESÚMEN

7.1 BIL/BSL

1. El BIL y el BSL están definidos por

- (1.) Las condiciones atmosféricas normalizadas, es decir, nivel de mar, densidad relativa del aire $\delta = 1$.
- (2.) Formas de onda de impulso de rayo e impulso de maniobra normalizadas, 1,2/50 μs y 250/2500 μs respectivamente.

2. El BIL y el BSL son iguales al valor cresta del impulso normalizado.

3. El BIL está definido para condiciones en seco.

4. El BSL está definido para condiciones de lluvia.

5. Hay dos tipos de BIL y de BSL:

- (1.) Estadístico: La probabilidad de flameo o falla es 10% para un solo impulso aplicado. Se utiliza para aislamiento autorecuperable. El BIL o el BSL están a 1,28 veces la desviación estándar abajo del CFO, es decir:

$$\begin{aligned} BSL &= CFO \left(1 - 1,28 \frac{\sigma_f}{CFO} \right) \\ BIL &= CFO \left(1 - 1,28 \frac{\sigma_f}{CFO} \right) \end{aligned} \tag{27}$$

- (2.) Convencional: El aislamiento debe aguantar de una a tres aplicaciones de un impulso cuya cresta es igual al BIL o al BSL. Utilizado principalmente para aislamientos no autorecuperables. La característica probabilística del aislamiento no se conoce.

6. Las pruebas para establecer el BIL o el BSL estadísticos son las series de pruebas (1) 3+3, (2) 3+9, (3) 2/15. La prueba 2/15 es una prueba de IEC y es la mejor. La prueba 3+3 es la prueba IEEE para interruptores y es la peor; la prueba 3+9 es una prueba compuesta.

7.2 CFO y σ_f/CFO

1. El CFO está definido universalmente a condiciones atmosféricas normalizadas.
2. La característica de la rigidez del aislamiento para aislamientos autorecuperables puede aproximarse a una distribución acumulada Gaussiana la cual tiene una media definida como el CFO y un coeficiente de variación σ_f/CFO .
3. Se pueden realizar pruebas para obtener la característica completa o solamente el CFO.
4. Estas pruebas se utilizan principalmente para establecer el CFO al impulso de maniobra, de gaps en aire o aislamientos de porcelana como una función de la distancia de flameo y otras variables.

5. El coeficiente de variación es diferente para impulsos de rayo y maniobra. Para impulsos de maniobra es aproximadamente 5% para torres, 6% a 7% para aislamientos de subestaciones. Para impulsos de rayo es de aproximadamente de 2% a 3%.

7.3 Ondas cortadas

1. Un impulso de 1,2/50 μ s, cortado a un tiempo específico, se aplica a transformadores e interruptores. Estos equipos deben aguantar los siguientes impulsos: Para interruptores, 1,15 veces el BIL cortado a 3 μ s y 1,29 veces el BIL cortado a 2 μ s. Para transformadores de potencia, 1,10 veces el BIL cortado a 3 μ s. Para transformadores de distribución, aproximadamente 1,15 veces el BIL cortado de 1 a 3 μ s.
2. Las curvas tensión-tiempo se usan para verificar el aislamiento con impulsos de corta duración.

7.4 FACTORES DE CORRECCIÓN POR CONDICIONES ATMOSFÉRICAS

1. Con el subíndice A se denotará la rigidez a una altitud A en km o el nivel de aislamiento a condiciones atmosféricas no normalizadas y el subíndice S indicará el nivel de aislamiento a condiciones normalizadas

$$V_A = \delta^m H_C^w V_S \quad (28)$$

donde δ es la densidad relativa del aire y H_C es el factor de corrección por humedad, el cual es

$$H_C = 1 + 0,0096 \left[\frac{H}{\delta} - 11 \right] \quad (29)$$

donde H es la humedad absoluta en gramos de agua por litro de aire.

2. m y w son constantes que dependen de G_0 definido como

$$G_0 = \frac{CFOS}{500S} \quad (30)$$

donde S es la distancia de flameo en metros.

3. Para condiciones de húmedo $H_C = 1$. Para el diseño de líneas y subestaciones se suponen condiciones de húmedo.
4. Utilizando los exponentes m y w , para diseño por descarga atmosférica

$$V_A = \delta V_S \quad (31)$$

5. Utilizando los exponentes m y w , para diseño por sobretensiones de maniobra

$$V_A = \delta^m V_S$$

$$m = w = 1,25 G_0 (G_0 - 0,2) \quad (32)$$

6. El valor medio de la densidad relativa del aire δ está relacionada con la altitud A en km, por medio de la ecuación

$$\delta = e^{-A/8,6} \quad (3)$$

o por la ecuación lineal

$$\delta = 0,997 - 0,106A \quad (34)$$

La última ecuación se limita a altitudes de 2 km y por lo tanto, la ecuación (33) es más adecuada. Ambas ecuaciones se refieren a condiciones de tormenta.

7. σ_r/CFO es ligeramente afectada por la altitud, sin embargo, puede ser despreciada. Solo se considera el valor medio de las ecuaciones (33) y (34).
8. V_s puede ser el BIL, el BSL o el CFO normalizados. V_A son las mismas cantidades anteriores a una altitud A .

8 REFERENCIAS

1. ANSI C92.1-1982, "Insulation Coordination," en revisión.
2. IEEE 1313.1 "IEEE Standard for Insulation Coordination, Principles and rules," 1996.
3. IEC Publication 71.1, "Insulation Coordination Part I, Definitions, Principles and Rules," 1993-12.
4. IEC Publication 60, "High Voltage Test Techniques" and IEEE 4-1978, "IEEE Standard Techniques for High-Voltage Testing,"
5. ANSI/IEEE C37.04-1979, "IEEE Standard Rating Structure for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical basis,"
6. IEC Publication 71.2, "Insulation Coordination Part II, Application Guide, 1996-12.
7. ANSI/IEEE C57.12.00-1987, "IEEE Standard General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power and Regulating Transformers,"
8. IEEE C37.12.14, "Trial Use Standard for Dielectric Test requirements for Power Transformers for Operation at System Voltages from 115 k through 230 kV,"
9. ANSI/IEEE C37.32-1972, "Schedules of Preferred Ratings, Manufacturing Specifications, and Applications Guide for Air Switches, us Supports, and Switch Accesories,"
10. IEC Publication 517, "Gasi Insulated Stations,"
11. ANSI/IEEE C37.122-1983, "IEEE Standard for Gas-Insulated Stations,"
12. AEIC C54-79, "Cables,"
13. C. Menemenlis, G. Carrara, and P. J. Lambeth, "Applications of Insulators to Withstand Switching surges I: Switching Impulse Insulation Strength," IEEE Trans. on Power Delivery, Jan. 1989, pp. 545-60
14. A. R. Hileman, "Weather and Its Effects on Air Insulation Specifications," IEEE Trans. on PA&S, Oct. 1984, pp. 3104-3116.
15. IEEE C62.11, "IEEE Standard for Metal-Oxide Surge Arresters for AC Power Circuits,"

9 PROBLEMAS

- En un laboratorio de alta tensión, las condiciones atmosféricas ambiente en el instante de la prueba de un gap de 3-metros son $H_c = 14\text{g/m}^3$, temperatura = 15°C , presión = 600 mm Hg.
 - Se determina que el CFO para un impulso de $1,2/50 \mu\text{s}$ en condiciones de seco es 1433 kV. Determinar el CFO a condiciones atmosféricas normalizadas.
 - Lo mismo que en (A) excepto que el CFO en condiciones de seco para un impulso de $250/2500 \mu\text{s}$ es 1000 kV.
 - Un aislador tipo poste tiene un BSL nominal de 1175 kV en condiciones de húmedo y una distancia de flameo de 4,23 metros. ¿Que magnitud de tensión se debe aplicar al aislador para probar el BSL nominal?.
 - Lo mismo que en (C) excepto que el BSL es para el aislamiento interno de un transformador.
- El BIL y el BSL nominales para una boquilla de transformador, tanto para la porcelana externa como para la parte interna de la boquilla son 1300 kV y 1050 kV respectivamente. Supónganse condiciones de seco para el BIL y de húmedo para el BSL. Determinar el BIL y el BSL de la boquilla a una altitud de 1500 metros. Supóngase que la distancia de flameo de la boquilla es 2,3 metros y que δ_r/CFO es 0,06 para impulsos de maniobra y 0,03 para impulsos de rayo. La densidad relativa del aire es 0,838 y $\delta H_c = 0,814$.
- Supóngase que se utiliza un generador de impulso Trafford para generar un impulso de maniobra. Se utilizan todos los 31 pasos los cuales se cargan a 200 kV. Supóngase que la inductancia es cero y que la resistencia serie es de 400 W por paso. La combinación paralelo de la capacitancia del divisor de tensión y la capacitancia del objeto bajo prueba es 2000 pF.
 - Determinar la tensión cresta, el tiempo de cresta y el tiempo al valor medio reales del impulso de maniobra.
 - Determinar la eficiencia del generador.
 - Calcular el tiempo de frente virtual si el impulso se supone de rayo.
 - Utilice aproximaciones para calcular las constantes de tiempo de frente y de cola así como la eficiencia del generador. Compare los resultados con el valor calculado en (A). Muestre los dos circuitos.
- Se ha sugerido utilizar la distribución Weibull en lugar de la distribución Gaussiana para aproximar la distribución de la rigidez, Utilizando la distribución Weibull de la forma

$$F(V) = p = 1 - e^{-\left(\frac{V - \alpha_0}{\alpha}\right)^{\beta}} \quad (35)$$

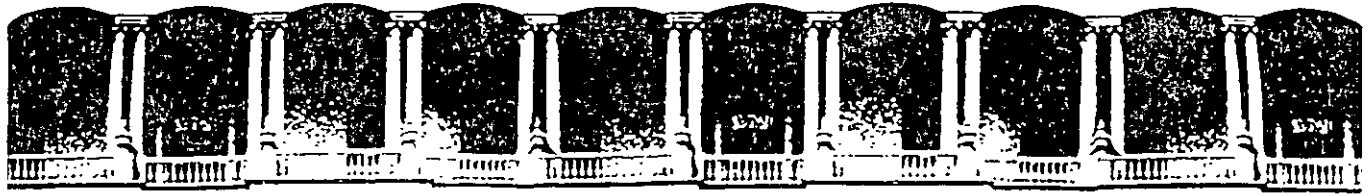
encontrar los parámetros suponiendo

(1) $\rho = 0,5$ para $V = CFO$

(2) $\rho = 0$ para $V = CFO - 4\sigma$

(3) $\rho = 0,16$ para $V = CFO - \sigma$

(4)
$$Z = \frac{V - CFO}{\sigma}$$



FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA

CURSOS ABIERTOS

*DIPLOMADO EN SISTEMAS
ELECTRICOS DE POTENCIA*

*MODULO IV
CA 134*

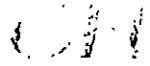
*DISEÑO ELECTROMECHANICO DE
LINEAS DE TRANSMISION*

TEMA

*CARACTERISTICAS DE LA RESISTENCIA DE
AISLAMIENTO*

EXPOSITOR: ING. ANTONIO PANIAGUA SILVA
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2002

CAPÍTULO 2
CARACTERÍSTICAS DE LA RESISTENCIA
DE AISLAMIENTO



1. Introducción

La resistencia de aislamiento se describe por:

- ▶ *La resistencia dieléctrica de los aislamientos ante los esfuerzos de:*
 - ▶ Los impulsos de descargas atmosféricas (Rayo).
 - ▶ Los impulsos de maniobra de interruptores.
 - ▶ Las sobretensiones temporales a la frecuencia del sistema.
 - ▶ La tensión nominal a la frecuencia del sistema.

El propósito de este Capítulo es calcular las características de los aislamientos.

- ❖ Porcelana - aire, sometidos a impulsos de descarga atmosférica e impulsos de maniobra de interruptores.**
- ❖ Madera o fibra de vidrio en serie con los aislamientos porcelana - aire, sometidos a impulsos de rayo.**

Antes de la llegada de los sistemas de transmisión a 500 kV a principios de los años 1960's, la resistencia de aislamiento se definía únicamente por los impulsos de rayo y las tensiones a la frecuencia del sistema.

A partir de los sistemas de transmisión de 500 kV y aún para tensiones menores y desde luego para tensiones superiores, la resistencia de aislamiento también se evalúa con los impulsos de maniobra de interruptores.

2. Resistencia de aislamiento de los aislamientos de una torre de línea de transmisión ante los impulsos de maniobra de interruptores.

Para determinar la resistencia de aislamiento se realizaron pruebas experimentales en una torre simulada a escala 1 a 1 como se muestra en la figura 1.

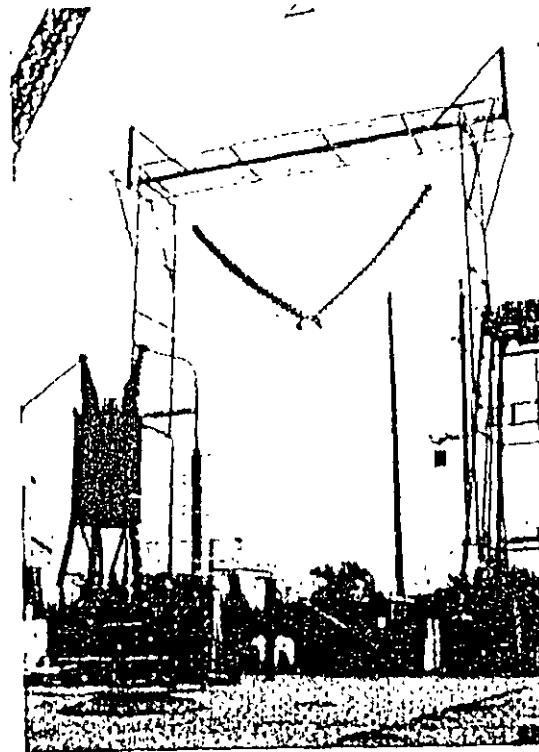
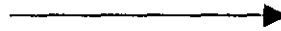


Figure 1 Tower test set-up

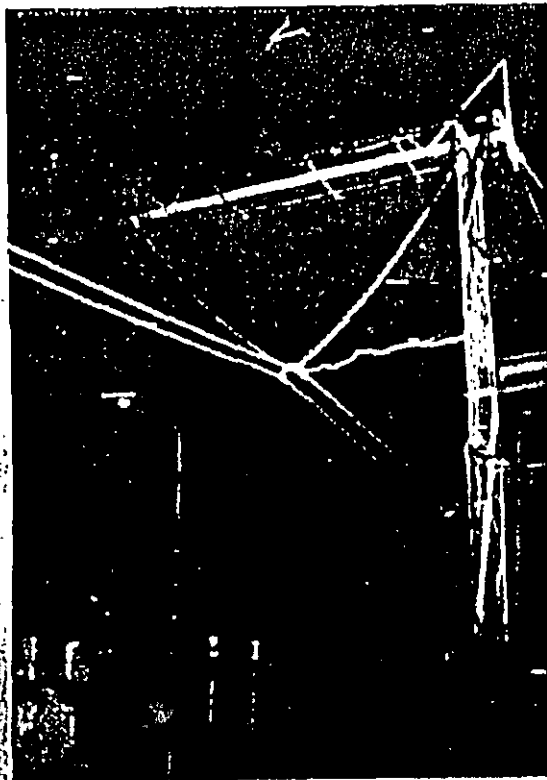


Figure 2 Switching impulse flashover.

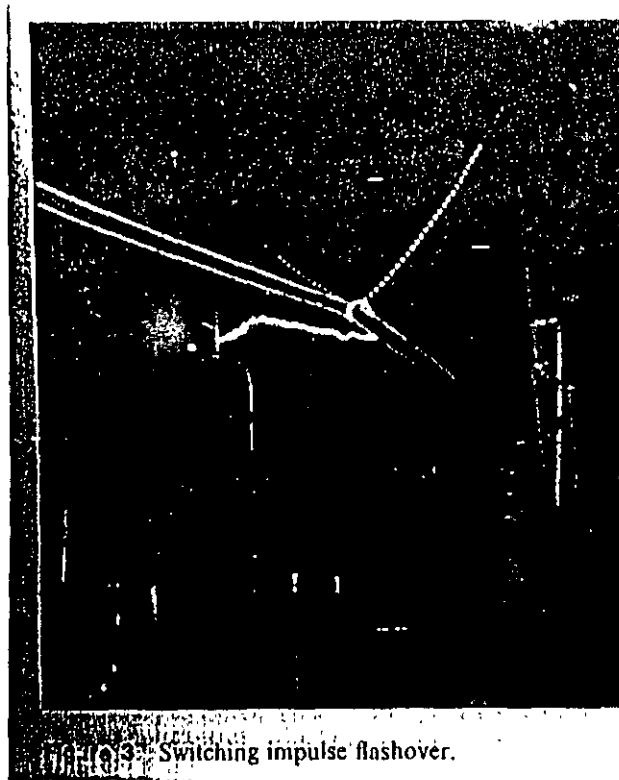


Figure 3 Switching impulse flashover.

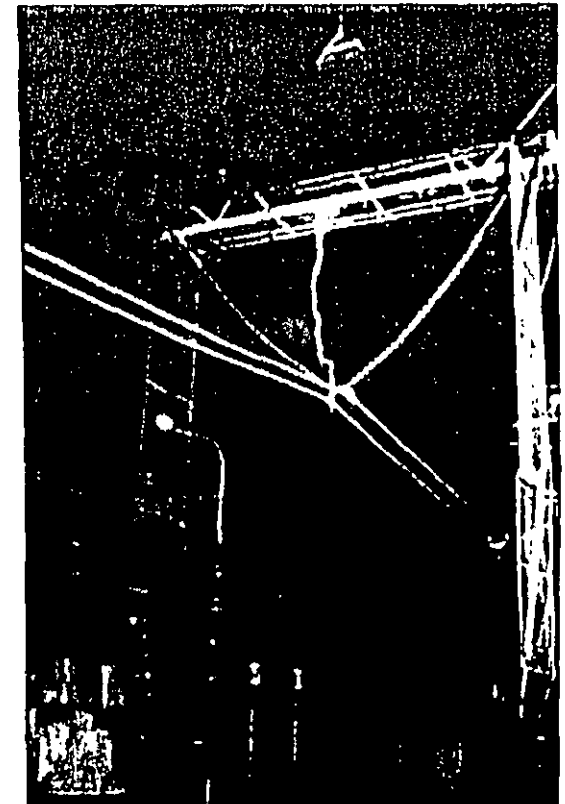


Figure 4 Switching impulse flashover.

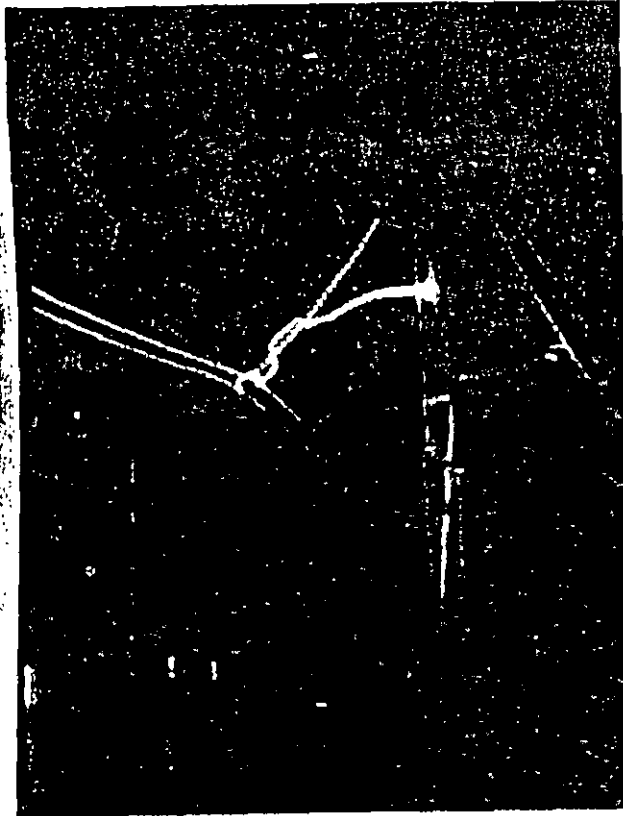


Figure 5 Switching impulse flashover.

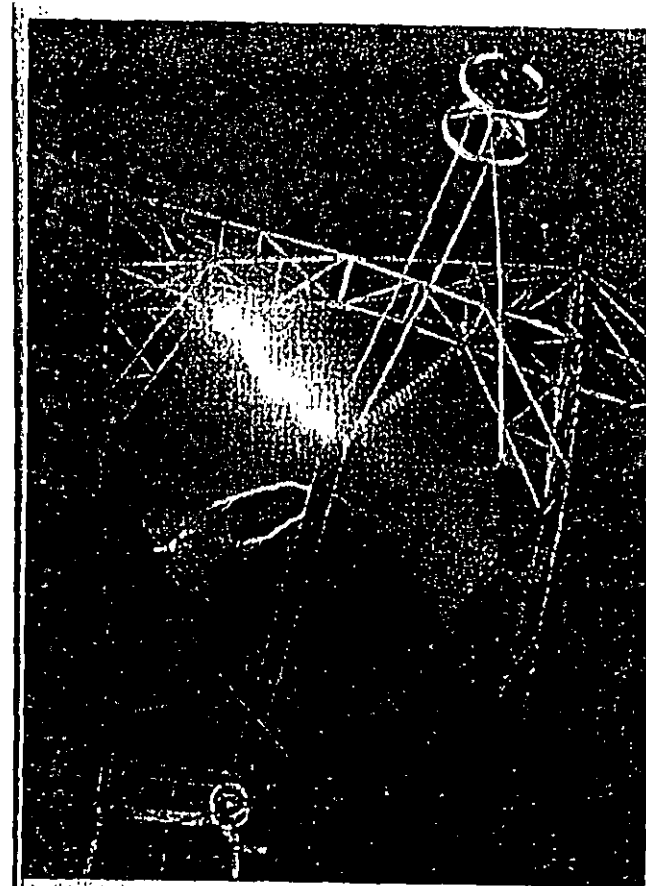
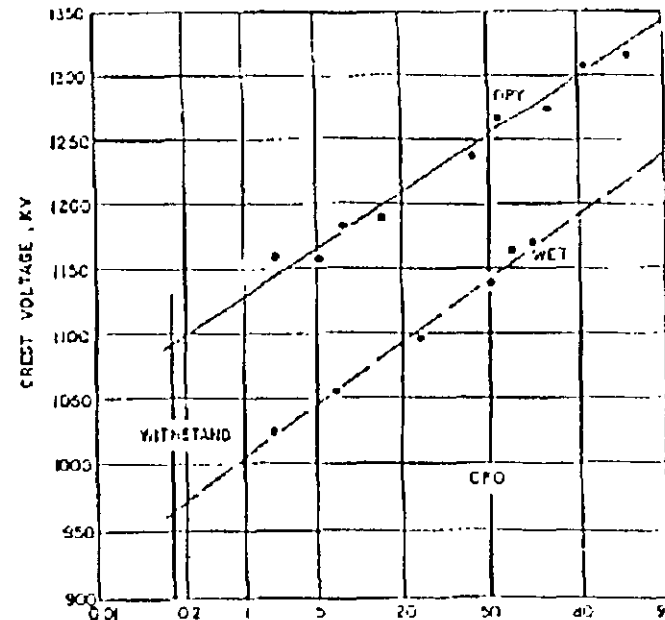
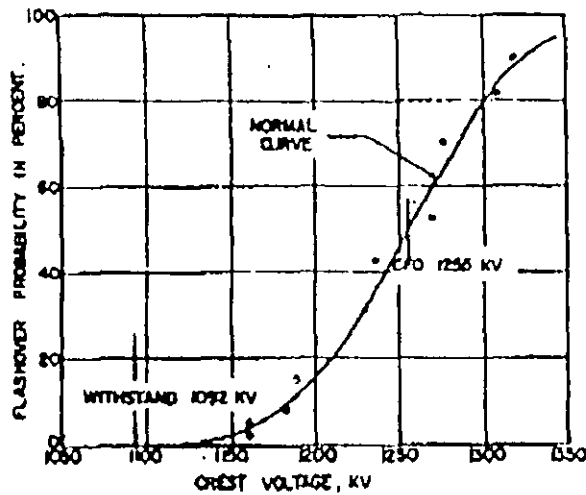


Figure 6. Lightning impulse flashover.

De las pruebas experimentales de laboratorio se obtuvieron valores de voltajes de descarga contra la probabilidad de descarga disruptiva como se muestra en las figuras 7 y 8.



En la Fig. 8, que es una gráfica en papel probabilístico Gaussiano, se ve que la característica de la resistencia de aislamiento se puede aproximar; a una distribución Gaussiana teniendo un valor medio o 50% de probabilidad de descarga disruptiva, al cual se le llama Voltaje Crítico de Flameo VCF y por la desviación estandar σ ,

Usualmente la desviación estándar se expresa en unidad o por un porcentaje del VCF y se le conoce formalmente como coeficiente de variación.

En la práctica de la ingeniería los ingenieros pueden establecer un sigma de 5%, el cual se interpreta como el 5% del valor del VCF.

El voltaje de aguante o mejor dicho el “voltaje de aguante estadístico” se puede definir a partir de las pruebas experimentales con la expresión:

$$V_s = VCF - 3\sigma_f = VCF \left(1 - 3 \frac{\sigma_f}{VCF} \right) \quad (1)$$

Donde: VCF = Tensión crítica de descarga disruptiva o Voltaje Crítico de Flameo.

σ_f = Desviación estandar de las descargas disruptivas.

Otra forma de expresarlo es:

$$p = F(V) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_f} \int_{-\infty}^V e^{-\frac{1}{2} \left(\frac{V - VCF}{\sigma_f} \right)^2} dV \quad (2)$$

Donde p = probabilidad de descarga cuando se aplica una tensión V al aislamiento.

Subdirección Técnica

2.1 Frente de onda

En la figura 9 se presenta el efecto del frente de onda o tiempo de cresta, sobre el VCF para una configuración con 5 m de distancia de descarga

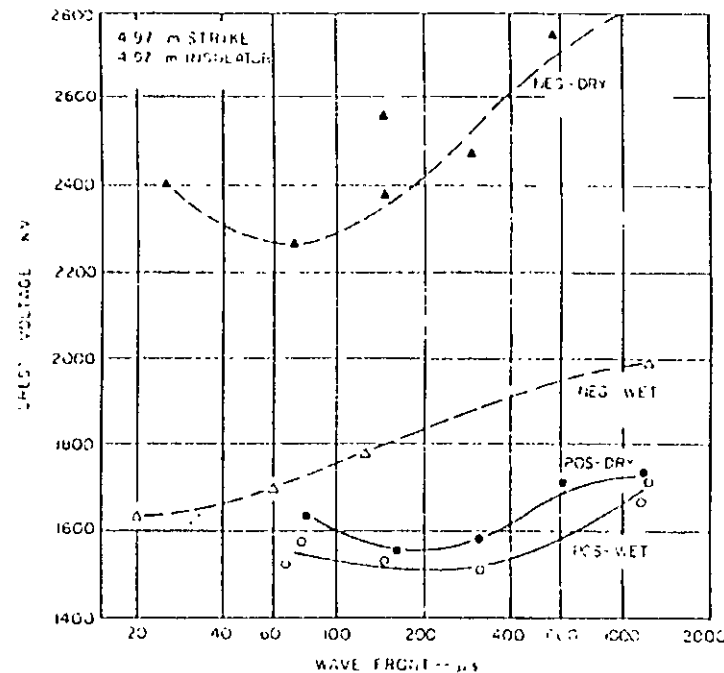


Figure 9 Effect of wave front on the CFO [11]

También en la figura 9 se muestran los resultados experimentales para condiciones en seco y en húmedo, así como los correspondientes para ondas de polaridad positiva y polaridad negativa.

Se observa que las curvas tienen la forma de U y que existe un valor de tiempo de frente de la onda de impulso de maniobra que produce un valor menor de descarga disruptiva.

A este valor se le conoce como FOC (Frente de Onda Crítico).

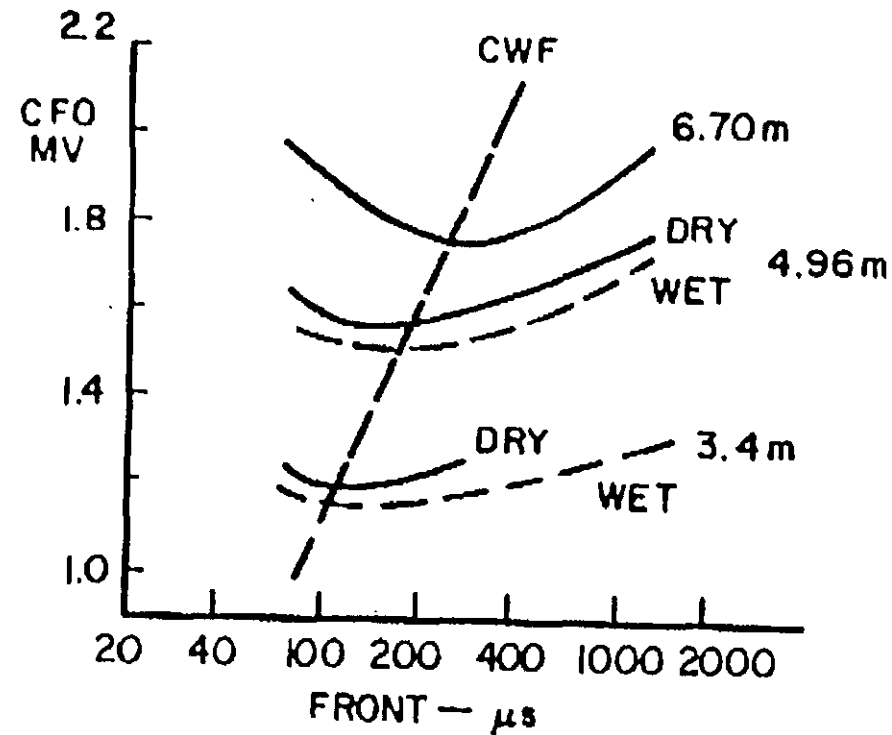
Se observa también que en condiciones en húmedo el VCF decrece más para polaridad negativa que para la polaridad positiva.

De los resultados experimentales de laboratorio, para el diseño de torres, la resistencia de aislamiento para polaridad negativa (tanto en seco como en húmedo) es muy superior a la resistencia de aislamiento para ondas de impulso de maniobra de interruptores de polaridad positiva (tanto para seco como para húmedo).

“Únicamente se considera la polaridad positiva para el diseño de aislamiento de las torres”.

Así entonces se da mayor importancia a las pruebas con impulsos de polaridad positiva.

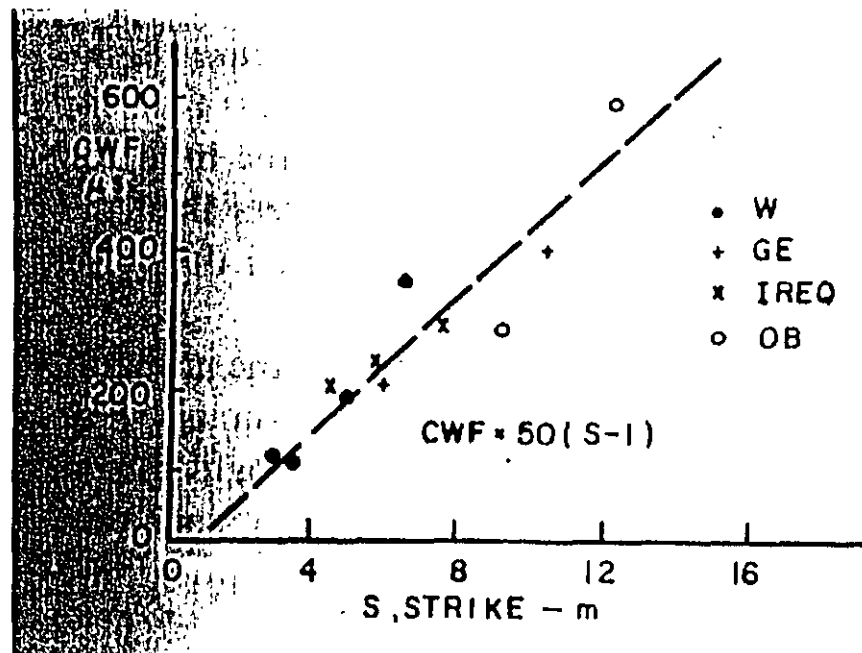
En la figura 10 se muestran las curvas U para varias distancias de descarga en función del VCF y del frente de Onda Crítico FOC.



Subdirección Técnica

En la figura 11 se muestra la relación de distancia de descarga con respecto al Frente de Onda Crítico obtenidos experimentalmente en varios laboratorios.

Esta curva, se puede ajustar a la siguiente ecuación:

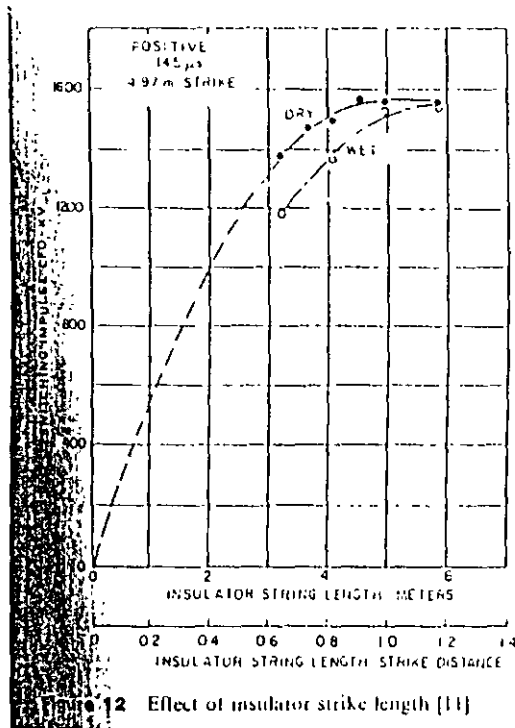


$$FOC^+ = 50(S-1) \approx 50S$$

Para polaridad negativa $FOC^- = 10S$

2.2 Longitud de la cadena de aisladores

En la Fig. 12 se presenta el efecto en el Voltaje Crítico de Flameo debido a la longitud de la cadena de aisladores, manteniendo la distancia de descarga constante de 4.97 metros.



Para las pruebas en seco, cuando la longitud del aislador se incrementa, el VCF se incrementa hasta que la longitud del aislador es igual a la distancia de descarga.

Cuando la longitud de la cadena de aisladores es menor que la distancia de descarga, la descarga disruptiva ocurre en el aislador y por tanto la resistencia dieléctrica de la torre queda definida por la longitud de la cadena de aisladores.

Cuando la longitud de la cadena de aisladores es mayor que la distancia de descarga, la resistencia dieléctrica de la torre queda definida por la distancia de descarga.

Para condiciones de prueba en húmedo, se presenta un punto de saturación en el nivel donde la longitud de la cadena de aisladores es de 1.05 a 1.10 veces la distancia de descarga.

“Para obtener el máximo VCF en la ventana de la torre la longitud de la cadena de aisladores debe ser de 5 a 10% mayor que la distancia de descarga”.

En condiciones de humedad el VCF se degrada más en la cadena de aisladores que en la distancia de descarga.

2.3 Distancia de descarga

Usando los resultados de las pruebas con los cuales se dibujó las gráficas de la Fig. 13, se trazó la curva de la Fig. 14 en donde se determina el VCF para cada distancia de descarga en la torre y se compara con las pruebas para un gap PUNTA - PLANO.

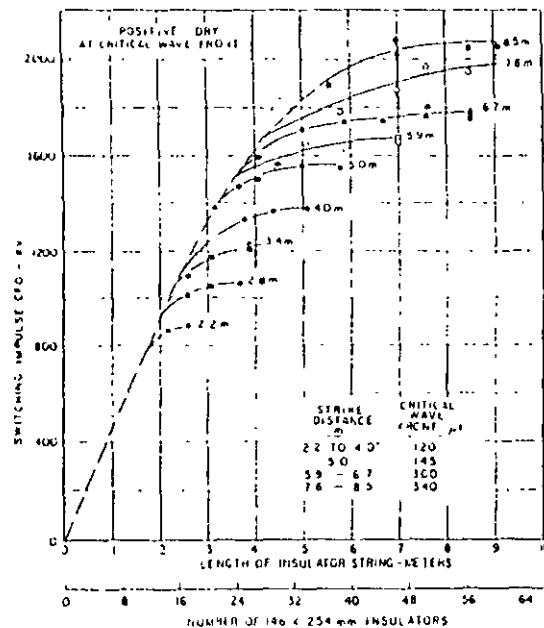


Figure 13 Effect of insulator string length [11]

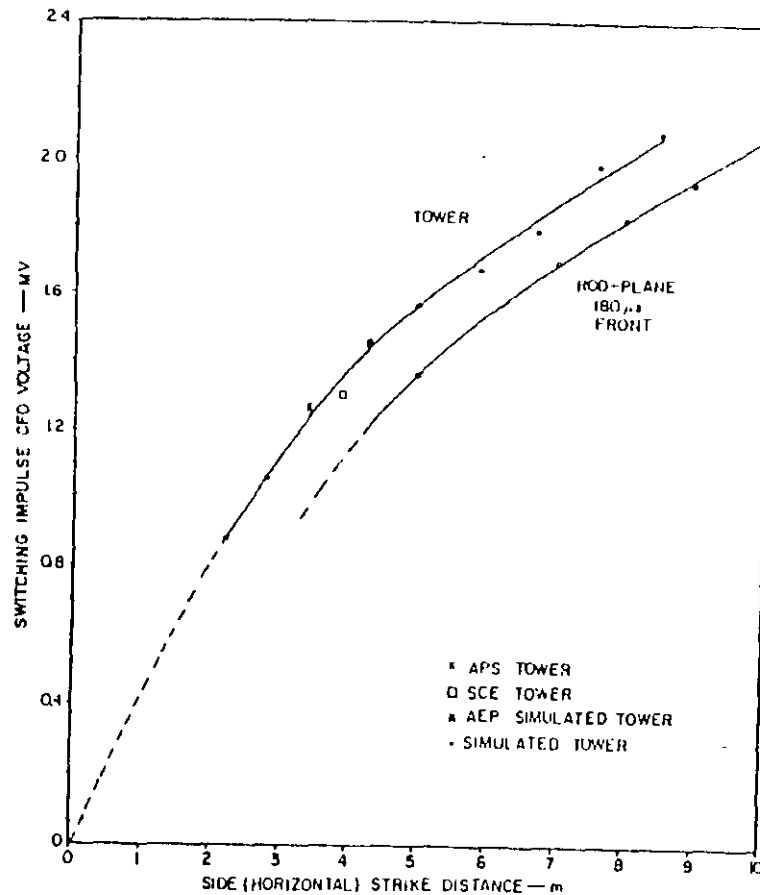


Figure 14 Maximum CFO of a tower window [11]

Los puntos superiores de la gráfica de la Fig. 14 se obtuvieron para un ancho de torre de 3.6 m y el resto de los valores con una torre de ancho igual a 1.9 m.

El Dr. Gallet propuso la expresión matemática que relaciona el VCF y la distancia de descarga (S), como sigue:

$$VCF = Kg \frac{3400}{1 + (S^8)} \quad (7)$$

Donde:

S = distancia de descarga en metros

VCF = En kV

Kg = factor de gap

Los investigadores Paris y Cortina propusieron una expresión para calcular el factor de gap, para la fase central en una torre, como sigue:

$$kg = 1.25 + 0.005 \left(\frac{h}{S} - 6 \right) + 0.25 \left(e^{-\frac{8W}{S}} - 0.20 \right) \quad (8)$$

Donde:

h = altura del conductor en metros.

W = ancho de la torre en metros

De la experiencia y de las pruebas experimentales de Laboratorio, el factor de gap es:

$Kg \approx 1.20$ para torres autosoportadas.

$Kg \approx 1.25$ para postes de acero, donde el ancho de la torre es muy pequeño comparado con la distancia descarga.

En la expresión de Paris y Cortina

Si

$$w_s = 0.20 \quad \text{y} \quad h_s = 6$$

$$kg = 1.25 + 0.005(6 - 6) + 0.25(e^{-8 \times 0.2} - 0.20) = 1.25$$

En la Fig. 16 se muestra una gráfica, comparando los valores de VCF de la Fig. 14 con los valores obtenidos con las ecuaciones 7 y 8.

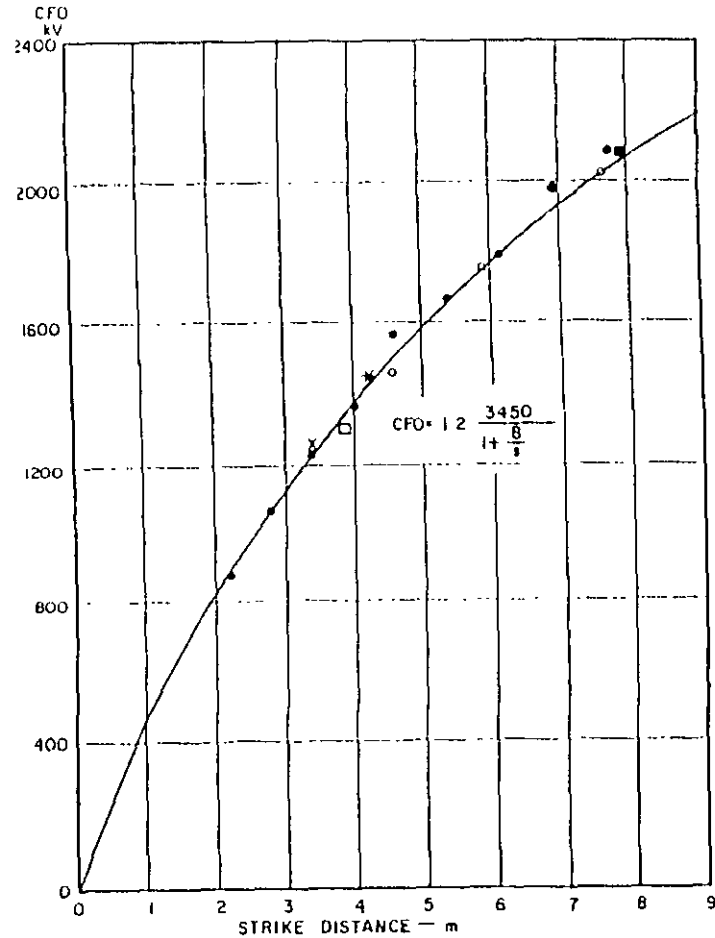


Figure 16 Comparison of data with equation, tower window

2.4 Desviación estandar de la descarga disruptiva

En la Fig. 17 se muestra el efecto de la distancia de descarga sobre la desviación estandar de la descarga disruptiva.

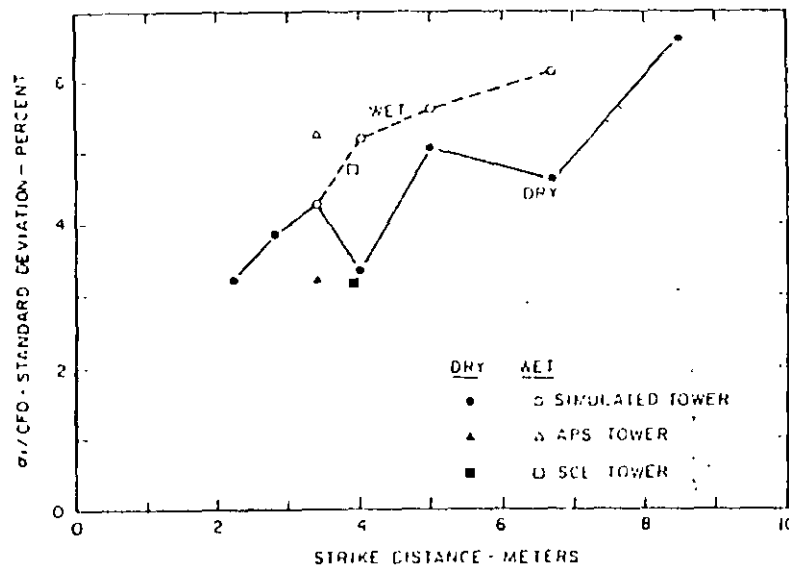


Figure 17 Effect of strike distance on σ_f/CFO [11].

El valor promedio de σ_f/CFO es de aproximadamente 5% para condiciones en seco y en húmedo.

De manera más exacta se tiene:

$$\frac{\sigma_f}{CFO} = 4.3\% \quad \text{Para condiciones en seco.}$$

$$\frac{\sigma_f}{CFO} = 4.9\% \quad \text{Para condiciones en húmedo.}$$

Menemenlis y Harbec, mostraron que $\sigma_{t/CFO}$ también varía con el Frente de Onda Crítico como se muestra en la fig. 18.

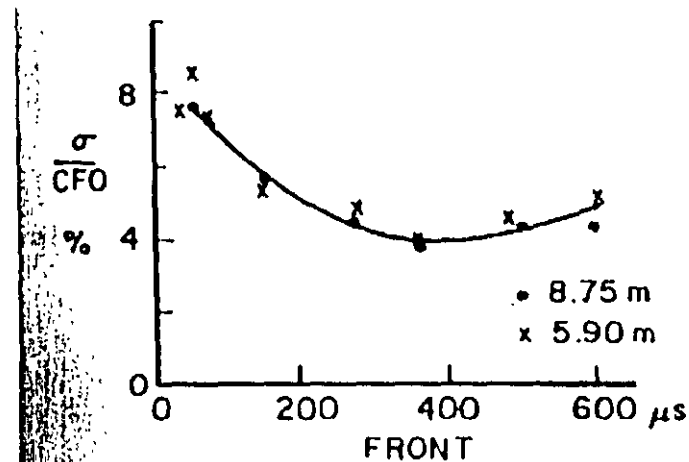


Figure 18 Effect of wave front on σ_t/CFO [16]. (Copyright IEEE, 1974.)

Se observa que el $\sigma_{t/CFO}$ se incrementa también en aproximadamente 10% tomando como referencia el FOC para onda con tiempo de tiente de aproximadamente 600us.

En general y para las aplicaciones de diseño, se sugiere incrementar en 10% el Valor de V_3 , esto es multiplicar la ecuación (7) por 1.1 para frentes de onda grandes.

2.5 Condiciones húmedo/seco

En la Fig. 19 se puede observar que existe mayor número de descargas en los aisladores en condiciones en húmedo comparado con las condiciones en seco.

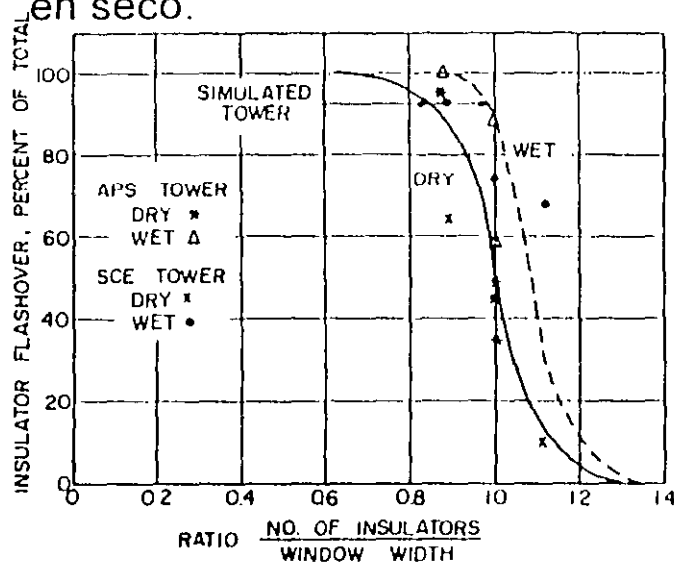


Figure 19 Effect of wet conditions [17]

En la fig. 20 se observa el porcentaje de decrecimiento del VCF en condiciones en húmedo.

Para las aplicaciones de diseño se sugiere aplicar un 4% de decrecimiento en el valor del VCF. O también multiplicar la ecuación (7) por 0.96.

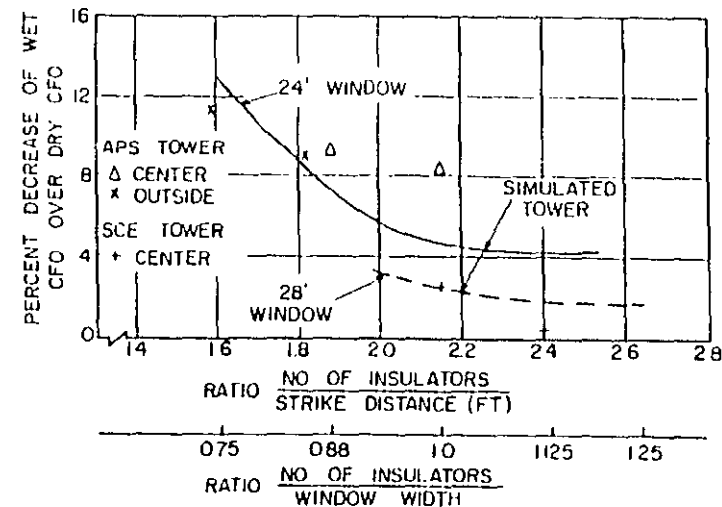


Figure 20 Effect of wet conditions [9]

2.6 Resistencia de Aislamiento de la fase exterior a la ventana de la torre.

De las pruebas experimentales en el laboratorio se obtiene que el VCF en la fase exterior con cadenas en V, es mayor en aproximadamente 8% que el VCF obtenido para la fase central.

Esto se debe a que en la fase exterior sólo se tiene la influencia de la estructura metálica sólo por un lado.

Para aplicaciones de diseño, cuando se calcula la resistencia de aislamiento de la fase exterior se multiplica la ecuación (7) por 1.08.

2.7 Cadenas en V versus cadenas verticales o I

Para cadenas de aisladores en I los resultados de las pruebas en seco son muy consistentes, sin embargo, para las pruebas en húmedo los resultados son extremadamente variables.

En las cadenas en I el agua de la lluvia artificial forma un hilo conductor por el cual se presentan las descargas disruptivas y entonces no se puede asegurar que se esté probando a la cadena de aisladores.

Cuando la cadena de aisladores se inclina en aproximadamente 20% de su posición vertical la prueba se hace más consistente (en las cadenas en V los aisladores están normalmente en un ángulo de 45°)

Para aplicaciones de diseño se sugiere calcular el VCF de la ecuación (7) por 1.08 y siendo la distancia de descarga S la más pequeña de las 3 distancias de la Fig. 21.

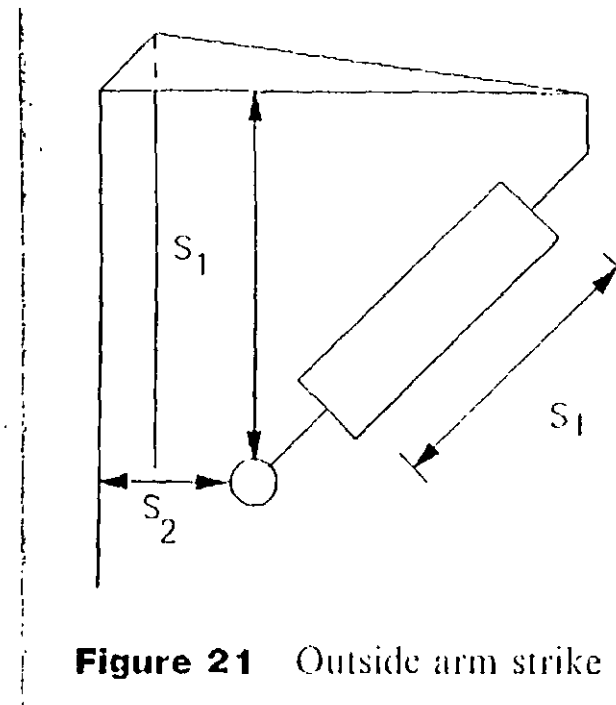


Figure 21 Outside arm strike distances.

3. Resumen de los cálculos para determinar la resistencia de aislamiento de una torre de línea de transmisión.

3.1 La resistencia de aislamiento es el voltaje de aguante estadístico, de acuerdo a:

$$V_3 = VCF - 3\sigma_f = VCF \left(1 - 3 \frac{\sigma_f}{VCF} \right) \quad (9)$$

Para

$$\frac{\sigma_f}{VCF} = 5\%$$

3.2 El VCF para la fase central para condiciones en seco, considerando la onda de maniobra de interruptores con Frente de Onda Crítico, para polaridad positiva y para cadenas de aisladores en V, se tiene

$$VCF_s = Kg \frac{3400}{1 + \left(\frac{8}{S}\right)} \quad (10)$$

$$Kg = 1.25 + 0.005 \left(\frac{h}{S} - 6\right) + 0.25 \left(e^{-\frac{8W}{S}} - 0.2\right) \quad (11)$$

Donde:

S = distancia de descarga en metros

VCF_s = Voltaje Crítico de Flameo en kV bajo condiciones atmosféricas estándar.

h = altura del conductor en metros.

W = ancho de la estructura de la torre en metros.

3.3 Para otras condiciones

- a) Para condiciones en húmedo del VCF_S decrece 4% entonces; multiplicar la ecuación (10) por 0.96.
- b) Para el cálculo de la resistencia de aislamiento de la fase exterior (fase lateral) el VCF_S es mayor 8% entonces; multiplicar la ecuación (10) por 1.08.
- c) El VCF_S y por consiguiente el V_3 se incrementa 10% para tiempos de frente de onda de 1000 us o mayores.

Entonces; multiplicar la ecuación (10) por 1.1.

- d) La longitud de la cadena de aisladores debe ser por lo menos 1.05 veces el valor de la distancia de descarga.
- e) Para cadenas de aisladores en I, el VCF_S se multiplica por 1.08 y la distancia S es la más corta de las 3 distancias de la Fig.21.

3.4 El diseño de las líneas de transmisión se hace para condiciones críticas, así entonces se debe considerar el cálculo de la resistencia de aislamiento en condiciones de tormenta o sea para condiciones de húmedo.

También se debe considerar el efecto de la altitud sobre los aislamientos.

El Voltaje Crítico de Flameo para cualquier altitud diferente del nivel del mar, lo denominaremos como VCF_A y su relación con el VCF_S es:

$$VCF_A = \delta^m VCF_S \quad (12)$$

Para las aplicaciones de diseño tenemos:

a) VCF_S considerando condiciones en húmedo

$$VCF_S = 0.96kg \frac{3400}{1 + \delta_S} \tag{13}$$

$$VCF_A = \delta^m VCF_S = \delta^m \times 0.96kg \frac{3400}{1 + \delta_S} \tag{14}$$

b) Si lo que se desea calcular es la distancia de descarga S es:

$$S = \frac{8}{VCF_A} 3400 \times 0.96 \times kg \delta^m - 1 \tag{15}$$

$$m = 1.25Go(Go - 0.2) \tag{16}$$

$$Go = \frac{VCF_S}{500S}$$

$$\delta = e^{-4.86} \approx 0.997 - 0.106A$$

A = Altitud sobre el nivel del mar en km

CFE

COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

LAPEM

Subdirección Técnica

4. Diseño Determinístico de Líneas de Transmisión

Para desarrollar las ecuaciones simples del "Diseño Determinístico" se supone en primera instancia que se conocen las sobretensiones de maniobra máximas que se presentan en el sistema. Estas sobretensiones se pueden calcular con el programa EMTP o con el TNA.

Si la sobretensión de maniobra máximas es E_m

La primera regla de este método es, igual E_M CON V_3

Esto es
$$V_3 = E_m \quad (18)$$

Así
$$VCF_1 = \frac{E_m}{1 - 3 \left(\sigma_f \cdot VCF \right)} \quad (19)$$

Para ilustrar el método se considera el siguiente ejemplo.

Ejemplo:

Determinar la distancia de descarga S de la fase central y el número de aisladores de suspensión estandar para una línea de transmisión de 500 kV (550 kV_{max}) que operará a una altitud de 1000 m. Se supone una sobretensión de maniobra de W 2.0 p.u., 2=1.5m, h = 15m. Suponer que se tienen sobretensiones de Frente de Onda Crítico. Considerar el diseño para condiciones en húmedo y considerar que σ_f CFO = 5%

Solución:

1.) Cálculo del VCF_A para altitud de 1000 msnm

Con la ecuación 19:

$$VCF_A = \frac{E_m}{1 - 3 \left(\sigma_f VCF \right)} = \frac{2.0 \times \frac{\sqrt{2} \times 550}{\sqrt{3}}}{1 - 3 \times 0.05} = \frac{2 \times 450}{1 - 0.15} =$$

$$VCF_A = 1059 \text{ kV}$$

2. Cálculo de la densidad relativa del aire

Con la ecuación (17)

$$\delta \approx 0.997 - 0.106A = 0.997 - 0.106 \times 1.0 = 0.8910$$

3. Cálculo de la distancia S

Dado que el factor m depende del factor G_o y éstos son función S, los cálculos no se pueden hacer en forma directa y entonces se usa un proceso iterativo.

a) Se supone inicialmente $kg=1.2$ y $m=0.5$ para calcular S con la ecuación (15)

$$S = \frac{8}{3400(0.96)1.2 \times 0.8910^{0.5} - 1} = 3.21130m$$

$$VCF_s = Kg \frac{3400}{1 + \left(\frac{8}{S}\right)} = 1.2 \frac{3400}{1 + \left(\frac{8}{3.21130}\right)} = 1168.6537$$

$$G_o = \frac{VCF_s}{(500)S} = \frac{1168.6537}{500 \times 3.21130} = 0.72783$$

2a. Iteración $m = 1.25G_o(G_o - 0.2) = 0.48022$

$$kg = 1.25 + 0.05\left(\frac{h}{S} - 6\right) + 0.25\left(e^{-\frac{8h}{S}} - 0.2\right)$$

$$= 1.25 + 0.05\left(\frac{1.5}{3.2113} - 6\right) + 0.25\left(e^{-\frac{8 \cdot 1.5}{3.2113}} - 0.2\right) = 1.1993$$

m (MD)	Kg (FGAP)	S (DISTA)	VCF _s (GALLET)	G _o (GALT)
0.48022	1.1993	3.20362	1165.9894	0.727918
0.48035	1.1993	3.20368	1166.00667	0.727916
0.48034	1.1993	3.20368		

La distancia de descarga es entonces $S=3.20368 \text{ m} \Rightarrow 3.20 \text{ m}$

4. Cálculo de la longitud de la cadena de aisladores

La cadena es como mínimo 5% mayor que S

$$L = 3.20368 \times 1.05 = 3.3639 \text{ m} \Rightarrow 132.437 \text{ plg.}$$

$$\text{Número de aisladores} = \frac{132.437}{\frac{5^3}{4}} = 23.032 = \mathbf{23 \text{ aisladores}}$$

5. Cálculo de la distancia de descarga para la fase externa

$$S_{ext} = \frac{3.20368}{1.08} = 2.9664m$$

Calculando de esta manera es haber supuesto que la relación es lineal, lo cual no es exactamente correcto. La forma más adecuada es, calcular la distancia por medio del factor de gap, incrementándolo en 8% del gap de la fase central, esto es

$$kg_{ext} = 1.08 \times 1.1993 = 1.2952$$

Calculando la S con la ecuación (15) tenemos

$$S_{ext} = \frac{3400(0.96)^{\frac{8}{1059}} (1.2952 \times 0.8910)^{0.4831}}{-1} = 2.88109m \Rightarrow 2.88m$$

El número de aisladores es

$$N_{ext} = \frac{2.88109 \times 1.05}{2.54 \times 5^{\frac{3}{4}}} = 20.713 = 21 \text{ aisladores}$$

Problema No. 1

Línea de Transmisión con los siguientes datos:

$$V_n = 500kV, \quad V_{max} = 550kV, \quad \text{altitud} = 1000 \text{ msnm}$$

Cadenas en V las 3 fases, Longitud 200 km con 3 torres por km., sobretensión de maniobra con Frente de Onda Crítico, 2.052 pu. σ_f CFO = 5% , ancho de la torre 1.8 m, altura de conductores 20 m. En húmedo se reduce el VCF en 4%.

Calcular S y longitud de las cadenas de aisladores.

Solución

1) Para la fase central

$$kV_{pu} = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{550}{\sqrt{3}} \approx 450kV; \quad VCF_A = \frac{Em}{1 - 3 \left(\sigma_f VCF \right)} = \frac{2.052 \times 450}{1 - 3 \times 0.05} = 1086.4kV$$

$$\delta = 0.997 - 0.106A = 0.997 - 0.106 \times 1.0 = 0.891$$

$$VCF_s = 0.96kg \frac{3400}{1 + \frac{8}{S}}, \quad G_o = \frac{VCF_s}{500S}, \quad m = 1.25G_o(G_o - 0.2) \quad S = \frac{8}{\frac{3400(0.96)kg\sigma^m}{VCF_A} - 1}$$

Aplicando un proceso iterativo, iniciando con $m=0.5$ y $kg = 1.2$

m MD	Kg FGAP	S DISTA	VCF _s GALLET	G ₀ GALT	VCFA
0.5	1.2	3.32897	1150.935	0.691466	1086.4
0.42479	1.2033	3.27548	1140.9883	0.696682	1086.4
0.43253	1.2036	3.27860	1142.00	0.696638	1086.4
0.43247	1.2035	3.27862			

Entonces $S=3.2786$ m

Longitud de los aisladores: $1.05 \times 3.2786 = 3.4426 \rightarrow 24$ aisladores.

2. Fase exterior

$$VCF_s = 0.96 \times 1.08 kg \frac{3400}{1 + 8 S}$$

$$S = \frac{8}{3400(0.96)(1.08)kg \delta^m - 1} VCFA$$

Del proceso iterativo se obtiene

$$S = 3.00 \text{ m, y } 22 \text{ aisladores}$$

5. RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE AISLADORES TIPO COLUMNA

En 1988 el Comité Técnico IEC36 propuso una revisión de la publicación IEC273 que se resume en la tabla 1 (IEC273-1990)

Table 1 BIL/BSLs of Post Insulators, IEC 273-1990

			Creep distance, m	
			Class I	Class II
850	NA	1.90	3.10	4.40
950	750	2.10	3.40	4.90
1050	750	2.30	4.00	5.65
1175	850	2.65	4.60	6.50
1300	950	2.90	5.10	7.00
1425	950	3.15	5.60	7.80
1550	1050	3.35	6.20	8.50
1675	1050	3.65	6.35	9.40
1800	1175	4.00	6.90	10.25
1950	1300	4.40	7.65	11.35
2100	1300	4.70	8.25	12.25
2250	1425	5.00	8.70	13.20
2400	1425	5.30	9.20	14.10
2550	1550	5.70	9.80	15.00

En la columna 1 se dan los valores del nivel básico para rayo.

En la columna 2 se dan los valores de nivel básico para maniobra.

En la columna 3 se dan los valores de altura del aislador.

Para la clase I y II de distancias de fuga.

De las pruebas experimentales se pueden establecer las siguientes ecuaciones:

a) Para sobretensiones de maniobra de interruptores

$$BSL_s = NBIM_s = 1.07 \frac{3400}{1 + \left(\frac{8}{S}\right)} \quad (22)$$

ó

$$VCF_s = 1.18 \frac{3400}{1 + \left(\frac{8}{S}\right)} \quad (23)$$

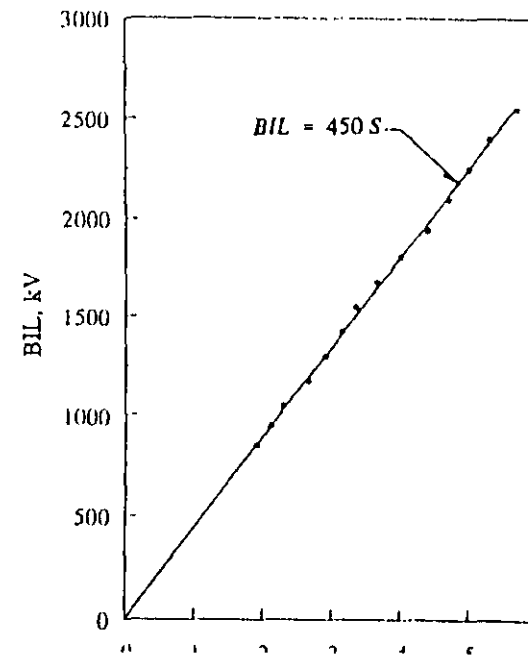
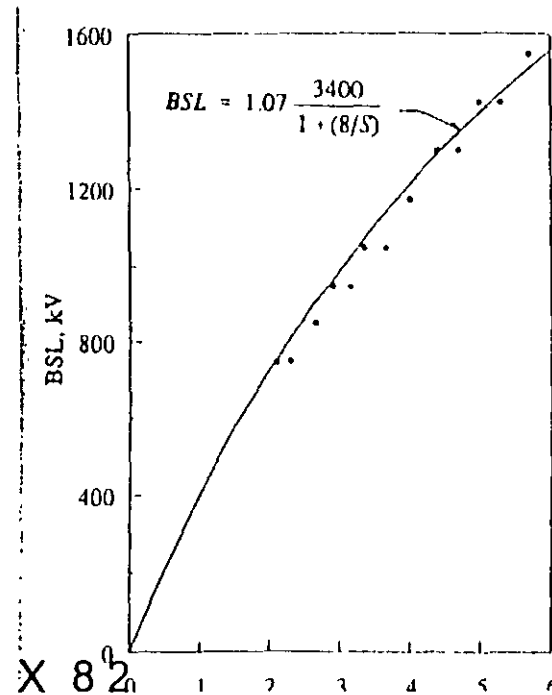
Bajo las siguientes condiciones de prueba

- Tiempo de frente crítico de aproximadamente 120 μ s
- Columna de aisladores montada en un pedestal de acero de 2.4 m de altura.
- Kg = 1.4 para polaridad positiva.
- Kg = 1.7 para polaridad negativa.
- Coeficiente de variación $\sigma_{VCF} \approx 7\%$
- Condiciones en húmedo.

b) Para sobretensiones de rayo $NBIA = 450S$ (24)

En todas las expresiones S= Altura del aislador o distancia de descarga en metros.

En las figuras 24 y 25 se muestran las gráficas para calcular los valores de nivel básico al impulso de maniobra y de impulso de rayo en función de la altura del aislador.



6. Método general para calcular la resistencia de aislamiento para sobretensiones de maniobra de interruptores.

A) Paris y Cortina $VCF = 500kgS^{0.6}$ (25)

Condiciones:

- Polaridad positiva y condiciones en seco
- kg factores de gap de acuerdo a la tabla 2
- Forma de onda con tiempo de frente 250 us

B) Gallet $VCF = kg \cdot \frac{3400}{1 + \left(\frac{8}{S}\right)}$ (26)

Condiciones:

- Polaridad positiva y condiciones en seco.
- Kg factores de gap de acuerdo a la tabla 3
- Forma de onda con tiempo de frente crítico
- Aplicable al cálculo de aislamiento de la torre y también para aislamientos tipo columna con $kg=1.18$ como se vio en el inciso anterior.
- Válida para espacimientos de gap en el rango hasta de 15 metros.

C) Pignini, Rizzl y Brambilla

$$VCF = 1400 + 55 S \quad (27)$$

Para espaciamientos de Gap en el rango de 13 a 30 m

D) IEC 71

D.1 Polaridad positiva

$$VCF = 1080 \text{ kg} \ln (0.46 S + 1) \quad (28)$$

- Aplicable a Gaps punta plano - plano hasta 25 m.
- Desviación estándar de 5% a 6% del VCF

D.2 Polaridad negativa

$$VCF = 1180 \text{ kg} S^{0.45} \quad (29)$$








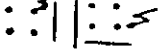




- Aplicable a Gaps entre 2 y 14 metros.
- Desviación estándar de 8% del VCF

Comparando resultados para $kg = 1.0$

S en m	Ec. 26 Gallet kV	Ec. 27 Piggini kV	Ec. 28 IEC 71 Pos. KV
3	927	-	936
6	1457	-	1430
9	1800	-	1768
12	2040	-	2025
15	2217	2225	2232
18	2353	2390	2406
21	2462	2555	2556
24	2550	2720	2687
27	2622	2885	(2804)
30	2684	3050	(2910)

En la tabla 2 se muestran los factores de Gap propuestos por Paris y Cortina

Table 2 Gap Factors Proposed in Ref. 11 for Use with the Paris Cortina Equation

Electrode configurations	Diagram	k_g
Rod-plane		1.00
Rod-structure (under)		1.05
Conductor-plane		1.15
Conductor-window		1.20
Conductor-structure (under)		1.30
Rod-rod ($h = 6m$, under)		1.30
Conductor-structure (over and laterally)		1.35
Conductor-rope		1.40
Conductor-crossarm end		1.55
Conductor-rod ($h = 3m$, under)		1.65
Conductor-rod ($h = 6m$, under)		1.90
Conductor-rod (over)		1.90

$VCF = 500kgS^{0.6} \quad (25)$

En la tabla 3 se muestran los factores de Gap propuestos por Gallet

Table 3 Gap Factors for Gallet Equation

Configuration	Diagram	k_g
Rod-plane		1.00
Rod-rod		$1 + 0.6 \frac{h}{h+S}$ or $\frac{h}{h+S} e^{0.5}$
Conductor-plane		1.10
Conductor-rod		$1.1 + 1.4 \left(\frac{h}{h+S} \right)^{1.62}$ or $1.1 \frac{h}{h+S} e^{0.7}$
Conductor-structure		$1.1 + \frac{0.3}{1 + \frac{w}{S}}$
Conductor-large structure		1.30
Conductor-guy wire		1.45
Rod-structure		1.05

$$VCF = kg \frac{3400}{1 + 8 \frac{h}{S}} \quad (26)$$

6.1 Configuración Conductor - Ventana. Fase central.

El factor de gap se calcula de acuerdo a la siguiente expresión:

$$kg = 1.25 + 0.005 \left(\frac{h}{s} - 6 \right) + 0.25 \left(e^{-\frac{8w}{s}} - 0.2 \right) \quad (30)$$

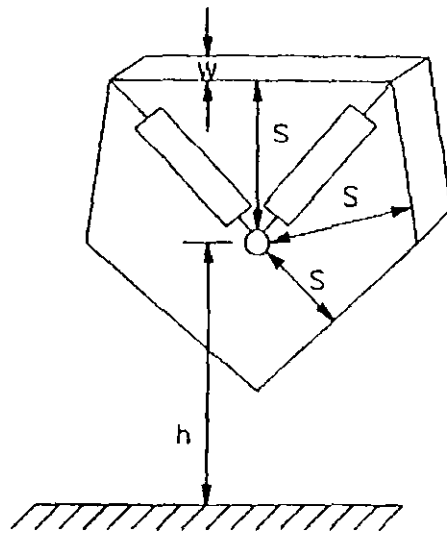


Figure 26 Tower window.

Aplicable a:

- $S = 2$ a 10 metros
- $\frac{w}{s} = 0.1$ a 1.0
- $\frac{h}{s} = 2$ a 10
- $S =$ mínimo valor de S de la fig. 26. La distancia mínima es la porción más baja de la torre donde el conductor sale de la ventana. Si se tienen amortiguadores y acortan la distancia esta es la que hay que considerar.

6.2 Configuración Conductor - Cruzeta - Fase central.

El factor de Gap se calcula de acuerdo a la siguiente expresión:

$$kg = 1.45 + 0.015 \left(\frac{h}{s_1} - 6 \right) + 0.35 \left(e^{-\frac{8w}{s_1}} - 0.2 \right) + 0.135 \left(\frac{s_2}{s_1} - 1.5 \right) \quad (31)$$

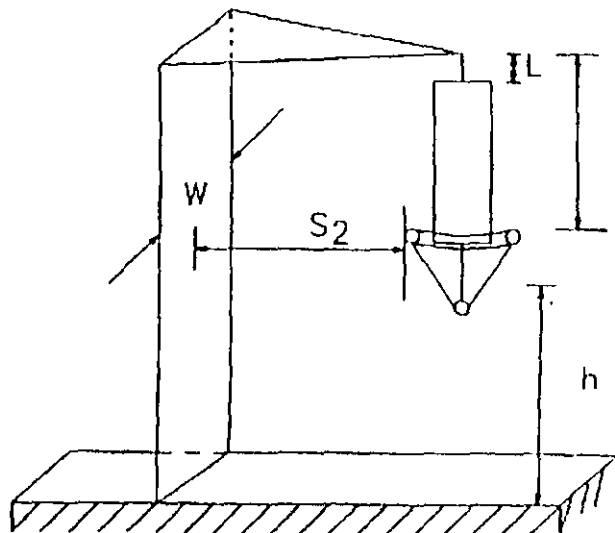


Figure 27 Conductor-crossarm.

Aplicable a:

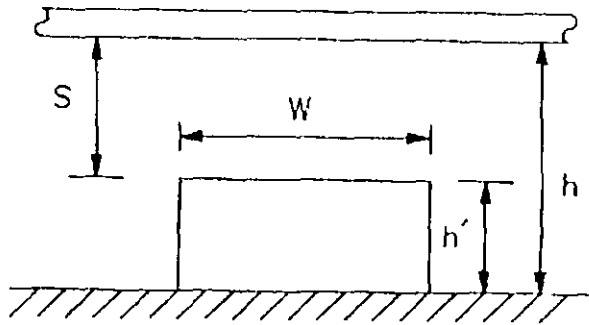
- $S_1 = 2$ a 10 metros
- $\frac{s_2}{s_1} = 1$ a 2
- $\frac{w}{s_1} = 0.01$ a 1.0
- $\frac{h}{s_1} = 2$ a 10

El supuesto hecho con anterioridad de multiplicar el factor de Gap por 1.08 de la fase central para obtener el factor de Gap de la fase externa es válido en términos generales.

6.3 Configuración Conductor - estructura abajo del conductor

El factor de Gap se calcula de acuerdo a la siguiente expresión:

$$kg = 1.15 + 0.81 \left(\frac{h'}{h} \right)^{1.167} + 0.02 \left(\frac{h'}{s} \right) - A \left[1.209 \left(\frac{h'}{h} \right)^{1.167} + 0.03 \left(\frac{h'}{s} \right) \right] \left(0.67 - e^{-2 \frac{w}{s}} \right) \quad (32)$$



Aplicable a:

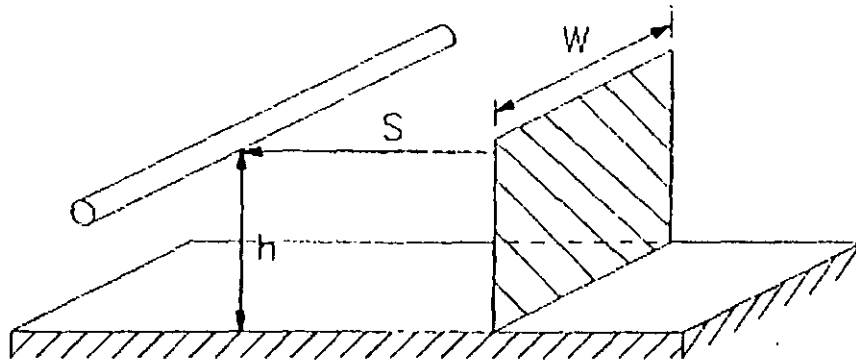
- $A=0$ si $\frac{w}{s} < 0.2$; $A=1$ para cualquier otro valor
- $S=2$ a $10m$
- $\frac{w'}{s} = 0$ a infinito
- $\frac{h'}{h} = 0$ a 1

Figure 28 Conductor-lower structure.

6.4 Configuración Conductor - estructura lateral

El factor Gap se calcula de acuerdo con la siguiente expresión:

$$kg = 1.45 + 0.024 \left(\frac{h}{s} - 6 \right) + 0.35 \left(e^{-8 \frac{w}{s}} - 0.2 \right) \quad (33)$$



Aplicable a:

- $S = 2$ a 10 m
- $w/s = 0.1$ a 1
- $h/s = 2$ a 10

Figure 29 Conductor-lateral structure.

6.5 Configuración barra - barra con estructura abajo

El factor Gap se calcula de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$k_{g1} = 1.35 - 0.1 \frac{h'}{h} - \left(\frac{S_1}{h} - 0.5 \right) \quad (34)$$

$$k_{g2} = 1 + 0.6 \frac{h'}{h} - 1.093 A \frac{h'}{h} \left(0.549 - e^{-\frac{3W}{S_2}} \right)$$

Aplicable a:

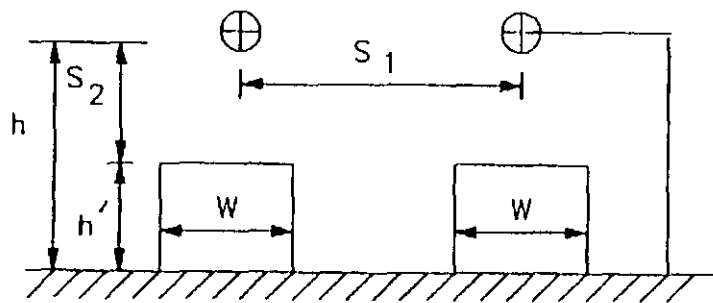


Figure 30 Rod-rod with lower structures.

- $A = 0$ si $\frac{W}{S_2} < 0.2$; $A = 1$ para cualquier otro valor
- Para el factor kg_1 , $S_2 > S_1$
 - * $S_1 = 2$ a $10m$ y $\frac{S_1}{h} = 0.1$ a 0.8
- Para el factor kg_2 , $S_1 > S_2$
 - * $S_2 = 2$ a $10 m$ y $\frac{W}{S_2} = 0$ a infinito.

7. RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A LOS IMPULSOS DE RAYO

- La característica de resistencia de aislamiento a los impulsos de rayo también se puede representar por una curva gaussiana con un valor medio conocido por el VCF y una desviación estándar.
- En comparación con los impulsos de maniobra la desviación estándar es mucho más pequeña, usualmente está en el rango de 1 a 3% del VCF, aunque en algunos casos específicos se han obtenido valores de hasta 3.6%.
- En general la curva del VCF en función de la distancia de descarga es lineal. Por lo tanto, el VCF se puede expresar por un valor simple de gradiente de potencial en términos de kV/metro.
- Para impulsos de rayo el VCF es primordialmente una función de la cola de la onda. El tiempo de frente es más importante únicamente cuando se consideran ondas de impulso con tiempos de cola muy cortos.

7.1 VCF DE AISLADORES Y GAPS - Datos de McAuley

En 1938, Mc Auley publicó un conjunto de curvas de resistencia de aislamiento para impulsos de rayo de aisladores de suspensión, aisladores de equipos y gaps. A continuación se muestran las expresiones propuestas por Mc Auley.

A) Para gaps punta - punta

Para polaridades positiva y negativa con $S = 0.25$ a 2.5 metros.

$$VCF^+ = 60 + 581 S \quad (35)$$

$$VCF^- = 87 + 623 S$$

B) Para aisladores de suspensión

Para polaridades positiva y negativa, de 3 a 20 aisladores, con S en metros.

$$VCF^+ = 130 + 561 S \quad (36)$$

$$VCF^- = 171 + 489 S$$

7.2 VCF DE AISLADORES Y GAPS - Datos Actualizados

De acuerdo con recientes estudios de CIGRE, se tienen los siguientes resultados.

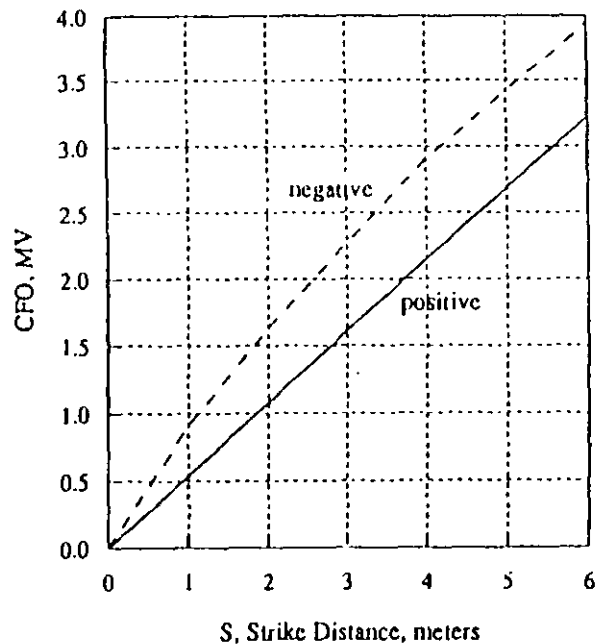


Figure 31 LI CFO for rod-plane gaps without insulators [15].

- Estas puntas se obtuvieron para Gap punta-plano para condiciones en seco y en húmedo.
- En seco y en húmedo los resultados son prácticamente los mismos.
- Para polaridad positiva la curva es prácticamente lineal.
- Para polaridad negativa la curva es lineal por arriba de un Gap de 2 metros.

En la figura 32 se muestran las curvas para la configuración conductor - estructura, para ondas positivas y negativas con y sin aisladores en el espacio entre el conductor y la estructura.

Los resultados son para condiciones en seco.

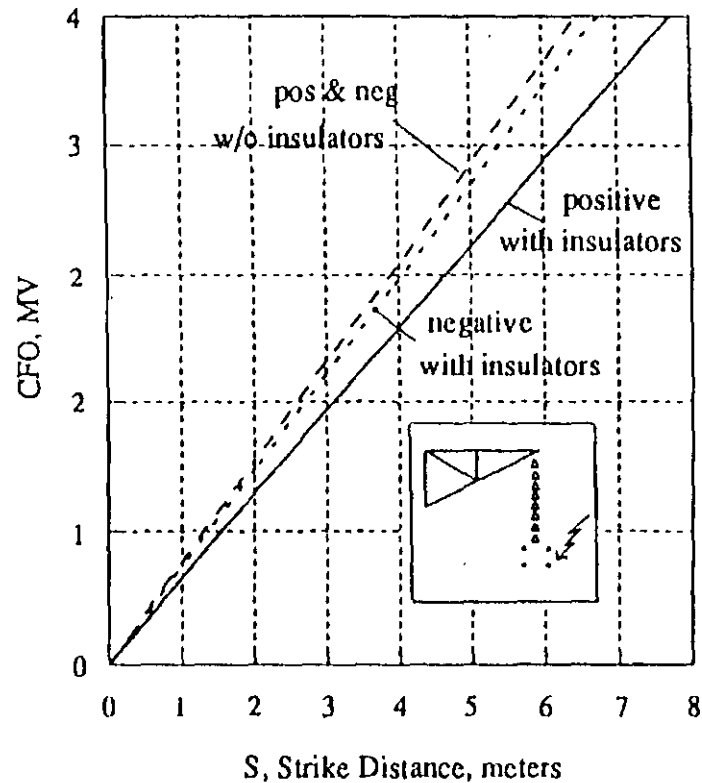
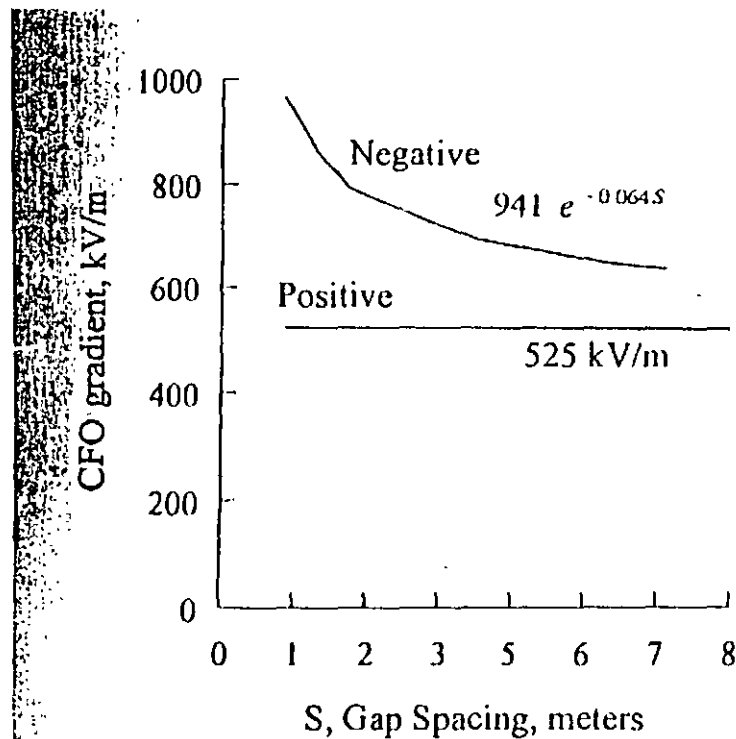


Figure 32 LI CFO of conductor-crossarm [15].

En la Fig. 33 se muestra el VCF como una gradiente de potencial contra la distancia de descarga para Gaps punta - plano.



Mientras que para polaridad positiva el gradiente es constante en 525 kV/m para polaridad negativa el gradiente varía en función del espaciamiento del Gap.

Figure 33 CFO gradient of rod-plane gaps [15].

En la Fig. 34 se muestra la variación del gradiente contra los diversos factores de Gap dados para maniobra de interruptores tomando como referencia el factor de Gap punta - plano. Para polaridades positiva y negativa.

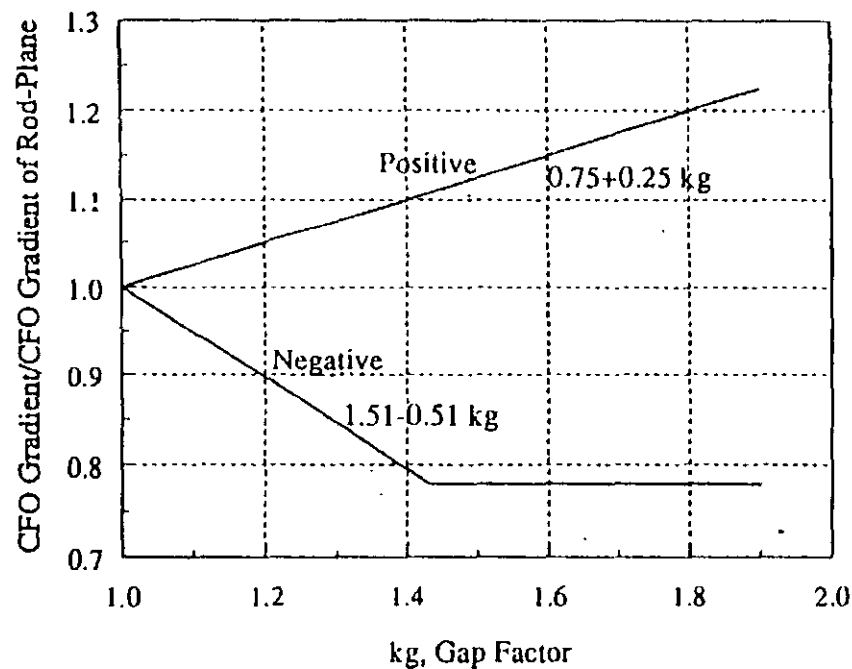


Figure 34 CFO gradient in per unit of CFO gradient for a rod-plane gap [15].

En la Fig. 35 se tiene una combinación de los resultados de las gráficas de las figuras 33 y 34 para espaciamientos de gap de 2, 3 y 5 metros.

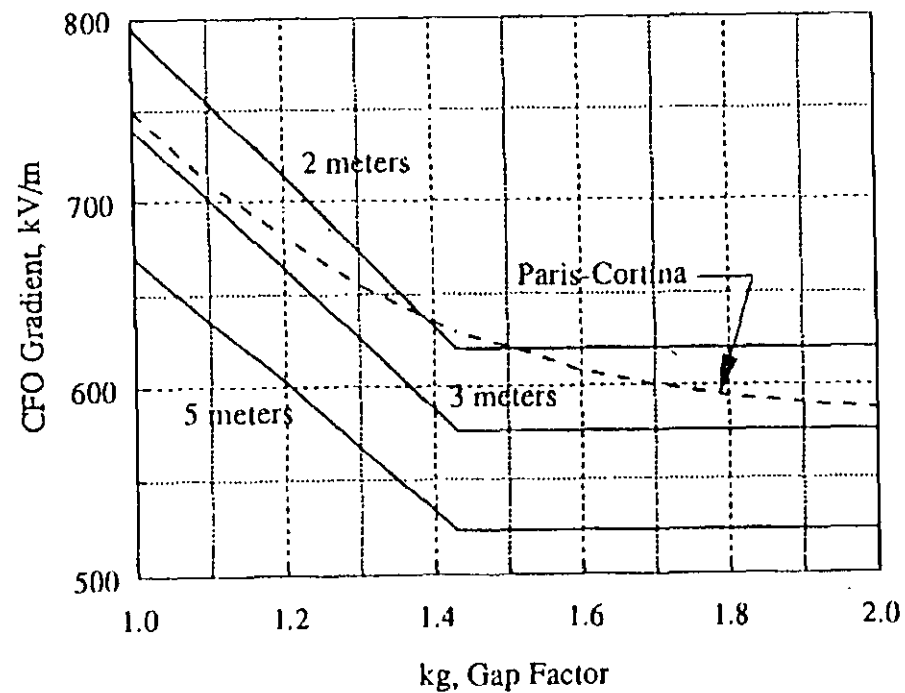


Figure 35 CFO gradient, negative polarity.

En la Fig. 36 se hace un resumen de las curvas de gradientes de potencial propuestas por Paris - Cortina y por el grupo de trabajo CIGRE TB 72

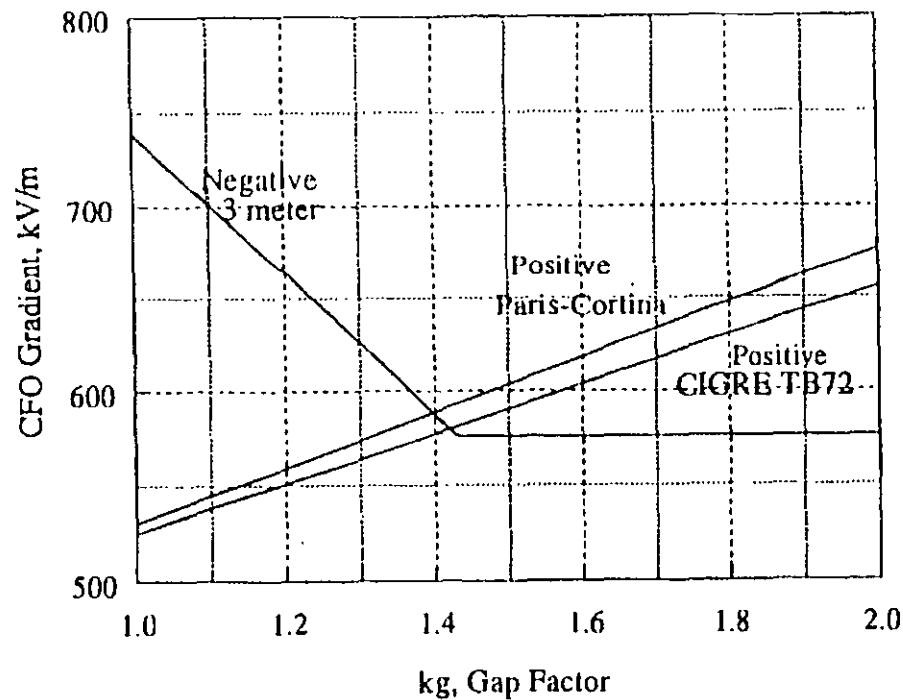


Figure 36 CFO gradient, positive polarity with a single negative polarity curve.

Las ecuaciones de las curvas de la Fig. 36 son:

A.) Paris - Cortina

$$VCF^+ = 383 + 147kg \quad (37)$$

B) CIGRE TB72

$$VCF^+ = 394 + 131kg \quad (38)$$

$$VCF^+ = 354 + 154kg \quad (39)$$

C) IEC 71

$$VCF^+ = 530S(0.74 + 0.26kg) \quad (40)$$

Para S = hasta 10 metros

Con una desviación estándar de 3% del VCF


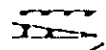
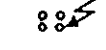
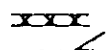




$$VCF^- = 950S^{0.8}(1.5 - 0.5kg) \quad (41)$$

y para kg mayores de 1.44

$$VCF^- = 741S^{0.8} \quad (42)$$

En la tabla 4 se presenta una guía para el cálculo de resistencia de aislamiento por rayo para diferentes configuraciones del Gap.

Table 4 Lightning Impulse CFOs for Gaps with and without Insulators

Gap configuration	Diagram	Positive polarity CFO, kV/m		Negative polarity CFO, kV/m	
		w/o ins.	with ins.	w/o ins.	with ins.
Rod plane		540	520	660	*375
Outside arm		600	540	600	*500
		625	520	625	595
Conductor-upper structure		575	560	625	610
					
Conductor-upper rod		655	*500	595	585
Rod-rod		560	500	640	*425
					*475

* CFO vs. distance curve nonlinear. Value given is for 4m.

For gaps with insulators, all flashovers occur across the insulator, i.e., the insulation strength is limited by the insulators.

7.4 Valores sugeridos para distancias en aire y aisladores

A) Para distancias en aire de torres en condición de húmedo para la fase central o la fase lateral.

* Polaridad positiva 560 kV/m

* Polaridad negativa 605 kV/m

- Para cadenas en V en la fase central, la longitud de la cadena de aisladores es cuando menos 1.05 veces mayor que la distancia de descarga.
- Para las fases externas usando cadenas en V o cadenas I la distancia en aire puede ser igual a la longitud de la cadena.

B) Las configuraciones de Gap dentro de una Subestación varía de tal forma que para polaridad positiva está en el rango de 575 a 625 kV/m y para polaridad negativa está en el rango de 600 a 625 kV/m

Los valores sugeridos para subestaciones son los mismos que para las torres, esto es:

* Polaridad positiva 560 kV/m

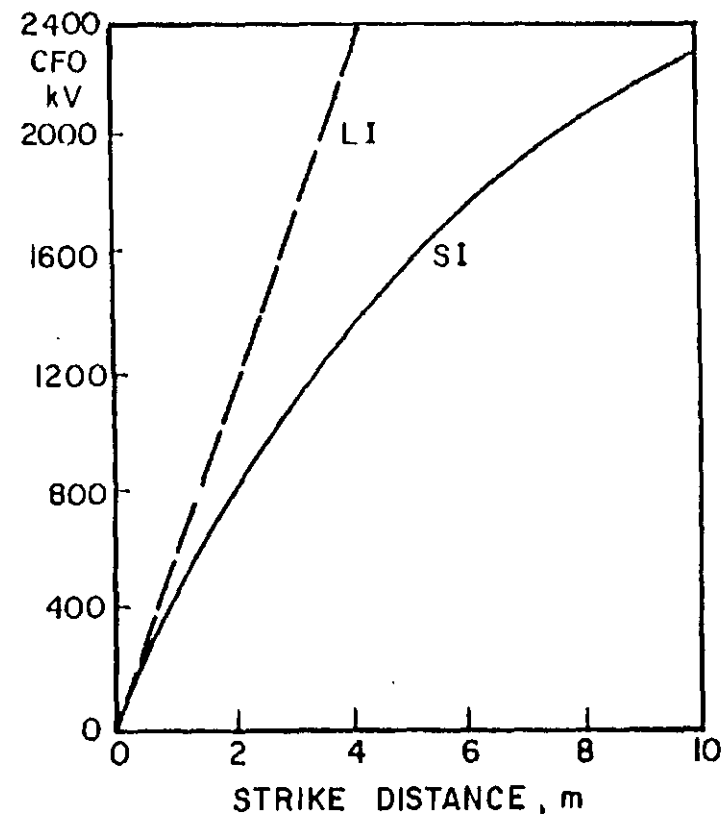
* Polaridad negativa 605 kV/m

12. Voltajes a la frecuencia del Sistema

En líneas de transmisión o subestaciones, la resistencia de aislamiento para voltajes de frecuencia fundamental en condiciones limpias o no contaminadas, rara vez son determinantes para el diseño de aislamiento.

Sin embargo, el comportamiento de aislamientos externos bajo condiciones de contaminación son los que determinan el diseño de aislamiento.

En la Fig. 51 se muestra una comparación de las curvas para rayo y maniobra de interruptores.



En la Fig. 52 se muestran las curvas para voltajes a la frecuencia fundamental

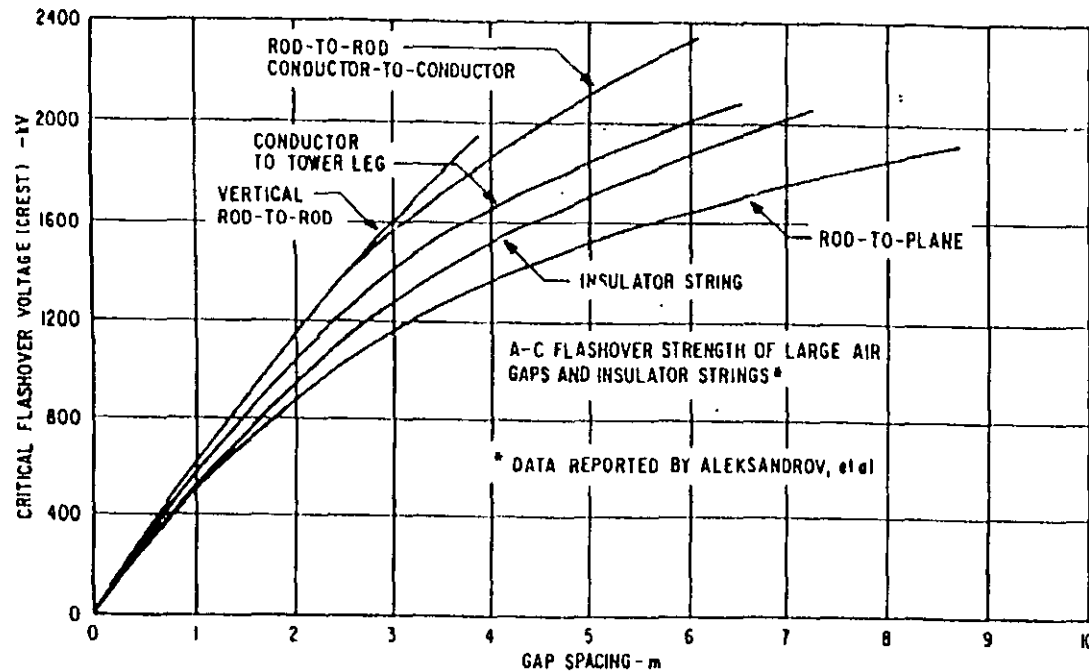


Figure 52 Power frequency CFO of large gaps and insulators [46].

- Para condiciones en seco
- Desviación estándar de 2%

La IEC71 presenta la siguiente ecuación para voltajes de frecuencia fundamental

$$VCF_{PF} = 750(1.35kg - 0.35kg^2) \ln(1 + 0.55S^{1.2})$$

- Válida para:
- Distancias hasta 2 metros.
 - El VCF está en kV, rms

En la siguiente tabla se comparan los valores de VCF para los Voltajes de Rayo, Maniobra y Frecuencia Fundamental para un gap de 3 metros y un factor de gap de 1.2

VCF, kV	<i>Por Unidad</i>
$VCF_M^+ = 113$	1.00
$VCF_M^- = 1935$	1.74
$VCF_R^+ = 1680$	1.51
$VCF_R^- = 1815$	1.63
$VCF_{FF} = 1322$ <i>pico</i>	1.19

Se observa que el VCF de Frecuencia Fundamental es 19% mayor que el VCF de maniobra para polaridad positiva

14. RESUMEN DE DISEÑO DE AISLAMIENTO

1. Para los aislamientos auto-recuperables tales como el aislamiento de las torres, su característica de resistencia dieléctrica se puede representar matemáticamente con una curva de distribución gaussiana acumulada, teniendo un valor medio identificado como VCF y una desviación estándar identificado como σ_f

* Para impulsos de maniobra

$$\sigma_f / VCF = 0.05 \quad \text{para aislamiento de torres}$$

$$\sigma_f / VCF = 0.06 \text{ a } 0.07 \quad \text{para aislamiento de subestaciones}$$

* Para impulsos de rayo

$$\sigma_f / VCF = 0.01 \text{ a } 0.03 \quad \text{y generalmente se desprecia en este caso sólo se usa el VCF}$$

2. PARA SOBRETENSIONES DE MANIOBRA

$$VCF_s = kg \frac{3400}{1 + \left(\frac{8}{S}\right)} \quad \text{en seco} \quad (64)$$

$$VCF = 0.96kg \frac{3400}{1 + \left(\frac{8}{S}\right)} \quad \text{en húmedo} \quad (65)$$

$$kg = 1.25 + 0.005 \left(\frac{h}{s} - 6 \right) + 0.25 \left(e^{-\frac{8W}{s}} \right) \quad (66)$$

Donde:

S = distancia de descarga en metros
 W = ancho de la torre en m
 h = altura del conductor en m.

- kg=1.2 para torres de celosía
- kg = 1.25 para postes de acero
- El factor de gap para la fase externa es mayor en 8%
- Para subestaciones el factor de gap práctico es kg=1.3 aunque algunas veces se sugiere kg = 1.1
- Para aisladores soporte (columna) el factor de gap en condiciones en húmedo es 1.18 aplicado a la ecuación (64)

Para condiciones no normalizadas

El VCF se altera por la densidad relativa del aire.

$$VCF_A = \delta^M VCF_S \quad (67)$$

$$G_o = \frac{VCF_S}{500(S)} \quad y \quad m = 1.25G_o(G_o - 0.2) \quad (68)$$

3. La resistencia de aislamiento para polaridad negativa de los impulsos de maniobra es muy grande comparada con la polaridad positiva y entonces no se toma en consideración para los cálculos de diseño de aislamiento.

4. Para el diseño determinístico, los aislamientos de la torre se calculan igualando la máxima sobretensión de maniobra que se presenta en el sistema E_m con la mínima resistencia de aislamiento definida por V_3

Esto es

$$V_3 = E_m \quad (69)$$
$$V_3 = VCF_A \left(1 - \frac{3\sigma_f}{VCF_A} \right)$$

5. Para sobretensiones por rayo

$$VCF^+ = 560(S) \quad (70)$$
$$VCF^- = 605(S)$$

- Para distancias de aislamiento
- Para longitud de cadenas de aisladores

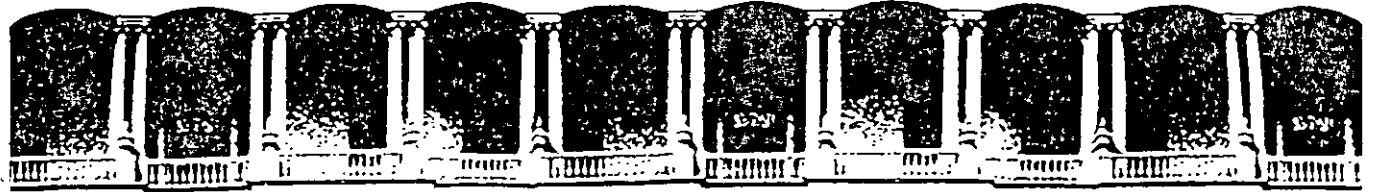
6. Para sobretensiones por rayo de madera en serie con aisladores de porcelana, el VCF depende de la longitud crítica de la madera, la cual es igual a dos veces la longitud de la cadena de aisladores.

Para esta longitud crítica de madera aumentar 100 kV/m de madera al VCF de los aisladores.

Por arriba de esta longitud, la madera actúa como aislador y el VCF total es igual al VCF de la madera sola, esto es, 300 kV/m.

Por debajo de la longitud crítica la madera no es efectiva y solamente hay que aumentar alrededor de 40 kV/m de madera.

7. En aislamientos de fibra de vidrio para sobretensiones de rayo se tiene el mismo VCF que para porcelana-aire y se puede usar la Eq. 70, dando S es la longitud combinada de la cadena de aisladores y la fibra de vidrio:



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

*DIPLOMADO EN SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE POTENCIA*

MODULO IV

CA 134

*DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE
LINEAS DE TRANSMISION*

TEMA

*MATERIALES: CONDUCTORES-AISLADORES-
HERRAJES*

**EXPOSITOR: ING. RAMON ROMERO C.
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2002**

MATERIALES UTILIZADOS EN LINEAS DE TRANSMISION

A CONDUCTORES

1.- Calibres normalizados

Los calibres normalizados de conductores para las líneas de transmisión en México son: ACSR 795 kCM Cándor en 85 y 115 kV y ACSR 1113 kCM Bluejay en 230 y 400 kV con ampacidades de 900 y 1110 A, respectivamente a 75°C de temperatura del conductor.

2.- Número de conductores por fase.

En líneas de 85, 115 y 230 kV se utilizan uno o dos conductores por fase, de acuerdo con la capacidad de transmisión requerida. En 400 kV siempre se utilizan dos conductores por fase como mínimo por razones de efecto corona. Recientemente, en 1995 se construyó en el Edo. de México, un circuito de 400 kV con 3 conductores por fase.

Las separaciones normalizadas entre los conductores de una fase son: 33 cm para líneas de 85, 115 y 230 kV y 45 cm para líneas de 400 kV. Para 85, 115 y 230 kV la separación se basa en los herrajes normales. Para 400 kV la separación se basa en que el gradiente crítico superficiales no debe ser mayor de 15.8 kV/cm y que la reactancia sea la menor posible.

3.- Características mecánicas.

La tabla 1 muestra las características mecánicas de los conductores normalizados.

Tabla 1 - Características mecánicas de conductores.

<u>Características</u>	<u>ACSR 795 kCM, Cándor</u>	<u>ACSR 1113 kCM, Bluejay</u>
Número de hilos	54/7	45/7
Diámetro, mm	28	32
Area, mm ²	456	603
Peso unitario, kg/m	1.524	1.870
Carga de ruptura kg	12490	14030
Módulo de elasticidad inicial, kg/mm ²	5202	5483
Módulo de elasticidad final, kg/mm ²	6678	6587

Coefficiente de dilatación lineal inicial, - /°C	18.28 x 10 ⁻⁶	20.53 x 10 ⁻⁶
Coefficiente de dilatación lineal final, - - /°C	19.26 x 10 ⁻⁶	20.80 x 10 ⁻⁶

4 - Tensión mecánica máxima.

Para evitar que se presenten vibraciones peligrosas, la tensión mecánica máxima de los conductores debe ser tal que las tensiones inicial y final a 0°C sin carga de viento no exceda de 33 1/3% y 25%, respectivamente, de la carga de ruptura. (1)

Por otra parte debe determinarse cual es la tensión mecánica más económica en función del tipo de estructuras para una línea en particular. La tabla 2 muestra ejemplos de las tensiones normalizadas a -5°C y presión de viento de 24 Kg/m², tanto desde el punto de vista de vibraciones como desde el punto de vista de tensión más económica.

Tabla 2 - Tensiones mecánicas máximas a -5°C y presión de viento de 24 Kg/m².

Tipo de estructura.	85 KV		230 KV		400 KV
	1 Cond. por fase	2 Conds. por fase	1 Cond. por fase	2 Conds. por fase	2 Conds. por fase
	Kg	Kg	Kg	Kg	Kv
Torres	2500	1250	3900	2200	3700
Postes	1000	-	2000	-	-

B CABLES DE GUARDA

1 - Material y calibre normalizados.

Los cables de guarda normalizados para las líneas de transmisión de 85, 115, 230 y 400 kV están formados por 7 hilos de acero alta resistencia mecánica, extragalvanizados, con diámetro total de 9.53 mm.

Recientemente se han estado empezando a emplear cables de acero con hilos de fibra óptica en su interior (OPGW) con características mecánicas similares.

2 - Características mecánicas.

Las características mecánicas de los cable de guarda normalizados para las líneas de transmisión de 85, 115, 230 y 400 kV aparecen en la tabla 3.

Tabla 3 - Características mecánicas de los cable de guarda normalizados.

Número de hilos	7
Diámetro	9.5 mm
Area	51.2 mm ²
Peso	406 kg/km
Carga de ruptura	4900 kg
Módulo de elasticidad inicial	15747 kg/mm ²
Módulo de elasticidad final	18137 kg/mm ²
Coefficiente de dilatación lineal	11.52 x 10 ⁻⁶ /°C

3 - Tensión mecánica

La tensión mecánica de los cable de guarda debe coordinarse con la tensión de los conductores a fin de llenar los requisitos establecidos de separación a los conductores.

La tabla 4 muestra ejemplos de tensiones máximas normalizadas de los cables de guarda correspondientes a las tensiones normalizadas de conductores.

Tabla 4 - Tensiones normalizadas de los cable de guarda.

ACSR 795 MCM, Cóndor T máx., kg	Cables de guarda T máx., kg	ACSR 1113 MCM, Bluejay T máx., kg	Cables de guarda T máx., kg
1000	300	2000	600
2000	600	3700	1000
2500	750	3900	1000

C - CADENAS DE AISLADORES Y HERRAJES.

1 - Aisladores.

Los aisladores normalizados para las líneas de transmisión en México, son del tipo suspensión con calavera y bola.

En las líneas de 85 y 115 kV se utilizan aisladores de 254 Ø x 146 mm con resistencia mecánica y eléctrica combinada de 8165 Kg. En 85 kV las cadenas de suspensión llevan 6 unidades y las de tensión 7. En 115 kV las cadenas de suspensión llevan 8 unidades y las de tensión 9.

En las líneas de 230 kV se utilizan aisladores de 254 Ø x 146 mm con resistencia mecánica y eléctrica combinada de 11340 Kg. Las cadenas de suspensión llevan 16 unidades y las de tensión 2 x 17.

En las líneas de 400 kV se utilizan aisladores de 254 Ø x 146 mm con resistencia mecánica y eléctrica combinada de 11340 kg. Las cadenas de suspensión llevan 23 unidades y las de tensión 2 x 24.

Las cadenas de tensión llevan un aislador más que las cadenas de suspensión con objeto de que la probabilidad de flameo sea mayor en éstas.

La longitud de la línea de fuga de los aisladores depende de las condiciones de contaminación atmosférica. Ver aislamiento.

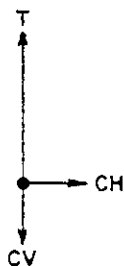
2 - Herrajes.

Los herrajes de las cadenas de aisladores para líneas de 85, 115 y 230 kV son del tipo convencional. Para líneas de 400 kV los herrajes de las cadenas de suspensión deben ser "corona free" en tanto que los de las cadenas de tensión son del tipo convencional con anillos equipotenciales.

3 - Cargas mecánicas.

a) Cadenas de suspensión sin deflexión.

- Un conductor por fase.



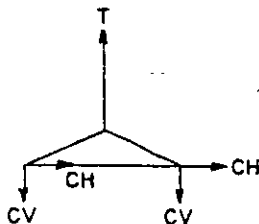
$$T = \sqrt{CV^2 + CH^2}$$

donde T = carga total

CV = carga vertical

CH = carga horizontal

- Dos conductores por fase.



$$T = 2\sqrt{CV^2 + CH^2}$$

b) Cadenas de suspensión con deflexión.

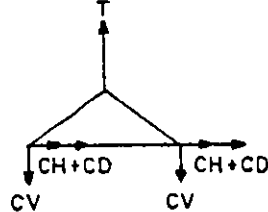
Un conductor por fase.



$$T = \sqrt{CV^2 + (CH + CD)^2}$$

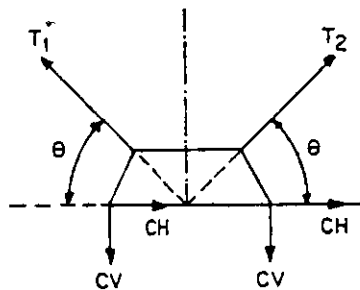
donde CD = carga por deflexión

- Dos conductores por fase.



$$T = 2\sqrt{CV^2 + (CH + CD)^2}$$

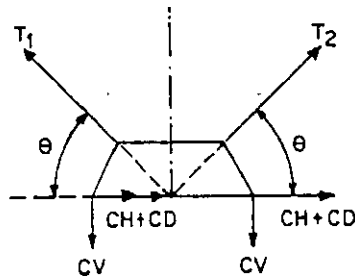
c) Cadenas de suspensión en V sin deflexión, dos conductores por fase.



$$T_1 = \frac{CV}{\text{Sen } \theta} + \frac{CH}{\text{Cos } \theta}$$

$$T_2 = \frac{CV}{\text{Sen } \theta} - \frac{CH}{\text{Cos } \theta}$$

d) Cadenas de suspensión en V con deflexión, dos conductores por fase.



$$T_1 = \frac{CV}{\text{Sen } \theta} + \frac{CH + CD}{\text{Cos } \theta}$$

$$T_2 = \frac{CV}{\text{Sen } \theta} - \frac{CH + CD}{\text{Cos } \theta}$$

e) Cadenas de tensión.

- Un conductor por fase: una vez la tensión máxima de trabajo.

- Dos conductores por fase: dos veces la tensión máxima de trabajo.

4 - Resistencia mecánica.

Las resistencias mecánicas máximas de las cadenas de aisladores normalizados para las líneas de transmisión son:

- a) Cadenas simples: 8165 y 11340 kg.
- b) Cadenas dobles: 16330 y 22680 kg.

La carga máxima a que pueden sujetarse las cadenas de aisladores debe ser tal que el factor de seguridad no sea menor que 3.

La resistencia mecánica máxima de los herrajes de los cables de guarda debe estar coordinada con la carga de ruptura de estos últimos. Por lo tanto, la carga de ruptura de estos herrajes no debe ser inferior a 4900 kg que es la carga de ruptura del cable de acero de alta resistencia mecánica de 9.53 mm de diámetro. Sin embargo, la carga de ruptura de los herrajes estandar para cables de guarda es bastante mayor que el valor de ruptura mencionado.

D - ACCESORIOS.

1 - Varillas preformadas.

Para proteger los conductores y limitar hasta cierto punto el efecto de las vibraciones en todos los puntos de sujeción en suspensión se utilizan varillas protectoras preformadas de aleación de aluminio.

Para reparar los conductores en los puntos donde se rompan algunos hilos de aluminio se utilizan varillas de reparación preformadas de aleación de aluminio. Estas varillas, además, restablecen la capacidad de conducción disminuída por efecto de los hilos rotos.

2 - Empalmes.

Los empalmes adoptados para la unión de conductores de las líneas de transmisión son del tipo de compresión para tensión plena (dobles). Los empalmes para los cables de guarda son del tipo preformado, aunque también se usan de compresión.

3 - Amortiguadores.

La vibración eólica es un fenómeno producido por el viento sobre los conductores de las líneas de transmisión, el cual al pasar sobre un conductor forma los llamados "vórtices de Karman", creándose diferencias de presión, lo que produce el desplazamiento alterno del conductor. La energía que absorbe un conductor se manifiesta como fricción entre sus hilos, originando un desgaste que los lleva a la ruptura; estas rupturas pueden ser visibles o detectables por medio de rayos X.

Otras manifestaciones de las vibraciones son la pérdida de tornillos, con el consecuente aflojamiento, deformación y desplome de las torres. Los vientos causantes de este fenómeno son del tipo laminar, con una velocidad comprendida entre 3.2 a 12.8 Km/h, que se presentan generalmente en terrenos planos y con escasa vegetación y su efecto es más acentuado en los conductores superiores. Con objeto de disminuir la tendencia a la vibración de un cable, los fabricantes de conductores recomiendan que la tensión máxima de trabajo que se aplique, se mantenga dentro del 25 y 30% del límite de su tensión de ruptura. El tipo de amortiguador que se utiliza más comunmente es el Stockbridge el cual está constituido por alambre mensajero de acero recubierto de neopreno para evitar la corrosión, grapa de sujeción de neopreno y dos contrapesos fijos sobre cada uno de los cuales se ajusta un contrapeso móvil, a fin de cambiar el momento de inercia del amortiguador. La sujeción de la grapa al cable conductor se hace por medio de varillas preformadas.

La instalación de amortiguadores está sujeta al análisis de la cinta registradora del vibrómetro Ontario, que se instala en las líneas bajo estudio de acuerdo a un programa de inspección para detectar vibraciones. Si este análisis indica la presencia de vibraciones con amplitudes iguales o mayores de 10 milésimas de pulgada será necesario amortiguar la línea. Mediante el valor de la frecuencia predominante se calcula la distancia a la que habrá de instalarse el amortiguador con respecto al borde la grapa de sujeción de que se trate, siendo por lo tanto instalados 2 amortiguadores por fase y torre, excepto en los claros con tensiones de remate, en los que no se instalarán.

Las fórmulas utilizadas son las siguientes:

$$V = \frac{Fd}{3.26} \quad Y \quad K = \frac{0.435}{V} \sqrt{\frac{Td^2}{W}}$$

donde: F = frecuencia en ciclos/seg.

d = diámetro del conductor en pulgadas.

V = velocidad del viento en millas/horas

T = Tensión del cable en libras.

W = Peso del cable en libras/pié.

K = Longitud de cresta de vibración/2.

La instalación del amortiguador se hará dentro de la mitad intermedia de la longitud de cresta de vibración, es decir, dentro del rango 0.5 K a 1.5 K.

4 - Separadores.

Para mantener la separación entre los conductores de una misma fase, se utilizan separadores con resistencia mecánica suficiente para soportar, sin que se deformen permanentemente, los esfuerzos electrodinámicos de compresión producidos por corrientes de corto-circuito asimétrico y con dispositivos de sujeción que limiten al mínimo el deterioro de los conductores.

La selección de los separadores debe hacerse en base a las condiciones de corto circuito del sistema. En principio, para líneas de 85, 230 y 400 kV, se consideran corto circuitos de 10 000, 15 000 y 20 000 MVA, respectivamente, con tiempo de 5 ciclos para el libramiento de la falla.

5 - Conectores y electrodos de puesta a tierra.

Para la conexión a tierra de las torres, se utilizan enrollamientos de cable de cobre No. 4/0 AWG de 7 hilos, contra antenas de cable de cobre del mismo calibre y varillas copperweld de 16 mm de diámetro, unidos por medio de conectores adecuados. La longitud de los tres elementos mencionados depende de la resistividad del terreno en cada caso.

6 - Boyas señalizadoras.

En el caso de líneas de transmisión cercanas a aeropuertos o bien líneas en terrenos montañosos con claros de 500 m o mayores (cruces con cañadas o ríos) y que se encuentren dentro de rutas de frecuente tránsito aéreo, se utilizan boyas señalizadoras.

Estas se instalan sobre los hilos de guarda aproximadamente a cada 50 m. Son fabricadas comunmente de fibra de vidrio y pintadas con colores llamativos resistentes al intemperismo.

Sus dimensiones son de alrededor de 1 m de diámetro. Se componen de dos medias esferas y si fijan al conductor mediante un preformado para que no se corran

E - ESTRUCTURAS.

El diseño de las estructuras de las líneas de transmisión se basa en las consideraciones siguientes:

1 - Distancia mínima de las partes vivas a tierra.

- a) Estructuras de 85 kV : 0.96 m.
- b) Estructuras de 115 kV: 1.30 m.
- c) Estructuras de 230 kV : 2.14 m.
- d) Estructuras de 400 kV : 3.38 y 2.92 m.

Las distancias mínimas a tierra en estructuras de 85, 115 y 230 kV están definidas por nivel básico de aislamiento. En estructuras de 400 kV se consideran dos distancias: la primera por nivel básico de aislamiento; la segunda por sobretensiones debidas a operación de interruptores; en este caso, la distancia mínima será de 3.70 m. para 400 kV y 2.56 m. para 230 kV.

2 - Angulo de desplazamiento de cadenas y puentes.

Las distancias mínimas a tierra se consideran en las siguientes condiciones:

- a) Las cadenas de suspensión desplazadas de 22° a 30° de la vertical en el caso de estructuras de suspensión, sin deflexión.
- b) Las cadenas de suspensión desplazadas de 35° a 45° de la vertical en el caso de estructuras de suspensión con deflexión hasta de 5° .
- c) Los puentes de las estructuras de tensión desplazados de 10° a 15° de la vertical. El ángulo de desplazamiento de las cadenas de aisladores de suspensión y los puentes en las torres de tensión queda determinado por la posición de la resultante de la carga de viento y el peso del conductor.

3 - Distancia mínima entre fases.

La distancia mínima entre fases queda determinada, en general, por los requisitos de distancia mínima de las partes vivas a tierra y por limitaciones de efecto corona.

Las distancias mínimas entre fases adoptadas según la disposición de los conductores son:

- a) Disposición vertical.

En 85 kV : 2.50 m
En 115 kV: 3.00 m
En 230 kV : 5.00 m
En 400 kV : 8.50 m

b) Disposición horizontal.

En 85 kV : 3.00 m
En 115 kV: 4.50 m
En 230 kV : 6.00 m
En 400 kV kV : 10.00 m

4 - Altura de las estructuras.

La altura de las estructuras es función del libramiento mínimo al piso, de la flecha de los conductores y de los puntos de sujeción de estos últimos.

En el caso de torres de acero por razones económicas se consideran tres alturas para cada tipo de torre: una altura base para el claro normal, una extensión y una reducción. Estas se utilizan indistintamente según la topografía del terreno y los obstáculos que se encuentren en la ruta de la línea de que se trate.

En el caso de postes de acero solamente se considera una sola altura puesto que éstos se utilizan solamente en zonas urbanas donde el terreno generalmente es plano.

5 - Cargas mecánicas.

a) Torres de suspensión.

Primera suposición: ningún cable roto.

En estas condiciones se consideran las siguientes cargas actuando simultáneamente.

- Carga vertical: Peso de conductores, cables de guarda, equipo de montaje, aisladores, herrajes y peso propio de la torre.
- Carga transversal: Carga máxima de viento sobre conductores, hilos de guarda, aisladores, herrajes y sobre la propia torre.

Segunda suposición: un conductor o un hilo de guarda rotos.

Se consideran las siguientes cargas actuando simultáneamente:

- Carga vertical: Igual que en la primera suposición.
- Carga transversal: Igual que en la primera suposición pero considerando la mitad del claro de viento para el cable roto.

- Carga longitudinal: 100% de la tensión máxima del cable roto.

b) Torres de tensión.

Primera suposición: ningún cable roto.

En estas condiciones se consideran las siguientes cargas actuando simultáneamente:

- Carga vertical: Igual que en la primera suposición de las torres de suspensión.
- Carga transversal: Carga máxima de viento sobre conductores, cables de guarda, aisladores, herrajes y sobre la propia torre, más la resultante de las tensiones máximas de los cables por deflexión de la línea.

Segunda suposición: Dos conductores rotos, o un conductor y un cable de guarda roto, del mismo lado de la torre.

Se consideran las siguientes cargas actuando simultáneamente:

- Carga vertical: Igual que en la primera suposición.
- Carga transversal: Igual que en la primera suposición pero considerando la mitad del claro de viento para los cables rotos.
- Carga longitudinal: 100% de la tensión máxima de los cables rotos.

c) Torres de remate.

Primera suposición: Ningún cable roto, es decir, todos los cables actuando de un solo lado de la torre.

En estas condiciones se consideran las siguientes cargas actuando simultáneamente:

- Carga vertical: Igual que en la primera suposición de las torres de suspensión.
- Carga transversal: Carga máxima de viento sobre conductores, cables de guarda, aisladores, herrajes y sobre la propia torre.

- Carga longitudinal: 100% de la tensión máxima de todos los cables actuando de un solo lado de la torre.

Segunda suposición: Dos conductores y un hilo de guarda rotos del mismo lado de la torre.

Se consideran las siguientes cargas actuando simultáneamente:

- Carga vertical: Igual que en la primera suposición pero considerando únicamente los cables que soporta la torre.
- Carga transversal: Igual que en la primera suposición pero considerando únicamente los cables que soporta la torre.
- Carga longitudinal: 100% de la tensión máxima de los cables que soporta la torre.

LOCALIZACION Y SELECCION DE ESTRUCTURAS

A. CONDICIONES DE CARGA.

Las líneas de transmisión se proyectan actualmente con los requisitos de resistencia mecánica que establece el Reglamento de Instalaciones Eléctricas en vigor, capítulo 22.- Líneas Aéreas

1 - Cargas en los conductores y cables de guarda.

Para calcular la tensión mecánica de los conductores y cables de guarda, se considera como carga total la resultante del peso del conductor o cable y de la fuerza producida por el viento, actuando horizontalmente y en ángulo recto con la dirección de la línea en las condiciones siguientes:

- a) Presión de viento. La fuerza ejercida por el viento se calcula como la correspondiente a una presión de 24 Kg/m² de área proyectada de la superficie de los conductores o cables.
- b) Temperatura mínima. Se supone que los conductores están sometidos a una temperatura mínima de -5°C

2 - Cargas en las estructuras.

Las cargas que actúan en las estructuras se calculan en la forma siguiente:

a) Carga vertical.

La carga vertical se considera como el peso propio de la estructura más el peso de los aisladores, herrajes, conductores y cables de guarda.

Para calcular la carga vertical debida a los conductores y cables de guarda se multiplica el claro de peso, definido como la distancia entre los puntos más bajos de dos catenarias adyacentes, por el peso unitario de los conductores o cables.

b) Carga transversal.

La carga transversal es la debida al viento, soplando horizontalmente y en ángulo recto a la dirección de la línea, sobre las estructuras, aisladores, herrajes, conductores y cables de guarda, más la debida a las componentes transversales de tensión mecánica de los conductores por cambio de dirección de la línea.

Para calcular la carga transversal debida al viento sobre conductores y cables de guarda, se multiplica el claro de viento, definido como la semisuma de dos claros adyacentes, por la carga unitaria de viento sobre los conductores o cables.

La carga de viento sobre las estructuras se calcula en función del área expuesta y una presión de viento de 60 Kg/m^2 ó 39 Kg/m^2 , según se trate de elementos planos o elementos cilíndricos respectivamente. Tratándose de estructuras de celosía, la carga de viento se calcula en función del área expuesta más 50% para considerar el área del otro lado.

c) Carga longitudinal

La carga longitudinal es la debida a las componentes de las tensiones mecánicas de los conductores y cables de guarda ocasionadas por desequilibrio a uno y otro lado de una estructura, por cambio de tensión de los conductores, por remates o por conductores rotos.

En los remates, la carga longitudinal se considera igual a la suma de todos los conductores que rematen en la estructura.

B FLECHAS Y TENSIONES.

El cálculo de flechas y tensiones y cables de guarda es un trabajo muy laborioso que requiere mucho tiempo cuando se lleva a cabo por procedimientos gráficos. La utilización de una computadora, para la solución de un problema como éste, reduce ampliamente el tiempo de cálculo requerido.

Existe un programa para el cálculo de flechas y tensiones por medio de una computadora, escrito en FORTRAN y que se puede almacenar en el disco duro para su utilización inmediata.

1 - Descripción del programa.

El programa calcula las flechas y tensiones iniciales y finales, para una serie de claros comprendidos entre un mínimo y un máximo variables.

La serie de claros requeridos se define fijando el claro mínimo, el claro máximo y un intervalo entre claros.

Para el cálculo se establecen tres límites de tensión con objeto de limitar el efecto destructivo de las vibraciones producidas por el viento en los conductores:

- Límite de tensión máxima: La tensión máxima de los conductores a -5°C y presión de viento de 24 Kg/m^2 no debe ser mayor de 50% de la carga de ruptura.
- Límite de tensión inicial: La tensión inicial de los conductores a 0°C sin viento no debe ser mayor de $33 \frac{1}{3}\%$ de la carga de ruptura.
- Límite de tensión final: La tensión final de los conductores a 0°C sin viento no debe ser mayor de 25% de la carga de ruptura.

El programa determina automáticamente cual de los tres límites determina el cálculo y por conveniencia para el trazo de las gráficas, encuentra el claro donde ocurre un cambio de límites.

Prácticamente se cuenta con dos programas para el cálculo de flechas y tensiones: FYTCC que se utiliza para cables compuestos, por ejemplo cables de aluminio con alma de acero; FYTCH que se utiliza para cables homogéneos, por ejemplo cables de aluminio, cables de cobre o cables de acero.

2 - Datos para el cálculo.

El acceso al programa de flechas y tensiones es por medio de una pantalla en una PC, en la cual aparecen una serie de datos que identifican al conductor de que se trate, así como sus características mecánicas propias.

Para cada conductor corresponde un juego de datos de claros, límites de tensión, temperaturas, características del conductor y constantes de la catenaria.

El orden en que se presentan los datos en la computadora es el que se indica en las tablas 17 y 18, según se trate de conductores compuestos o conductores homogéneos respectivamente.

3 - Resultados del programa.

El programa obtiene valores de flechas y tensiones, iniciales y finales, para las siguientes temperaturas y condiciones de carga:

-5°C ó -10°C	con presión de viento de 24 ó 39 Kg/m ² respectivamente.
-5°C ó -10°C	sin carga de viento,
0°C	sin carga de viento,
10°C	sin carga de viento,
20°C	sin carga de viento,
30°C	sin carga de viento,
40°C	sin carga de viento,
50°C	sin carga de viento,
16°C	sin carga de viento para libramientos y distancias reglamentarias.

Para cada claro se obtienen cuatro renglones de resultados que corresponden sucesivamente a tensiones finales, flechas finales, tensiones iniciales y flechas iniciales, a las temperaturas y en las condiciones indicadas. Las tensiones están dadas en kilogramos y las flechas en metros.

Las tablas 19 y 20 muestran un ejemplo de los datos y los resultados para un cálculo particular de flechas y tensiones.

Las tablas 21, 22, 23 muestran las tensiones límites de trabajo y constantes de la ecuación esfuerzo-deformación.

Tabla 17 - Lista de datos para conductores ACSR.

<u>Símbolo</u>	<u>Descripción</u>	<u>Unidad</u>
-	Tarjeta de identificación	-
SPNX	Claro mínimo	m
SPI	Intervalo entre claros	m
SPNM	Claro máximo	m
TF	Límite de tensión final	Kg.
TI	Límite de tensión inicial	Kg.
TR	Límite de tensión máxima	Kg.
TEMF	Temperatura de TF	°C
TEMI	Temperatura de TI	°C
TEMR	Temperatura de TR	°C
TEMB	Temperatura de referencia	°C
WB	Peso unitario	Kg/m
WR	Peso unitario resultante con viento	Kg/m
AREA	Area de la sección recta	cm ²
XMES	Módulo de elasticidad del acero	Kg/cm ²
XNEA	Módulo de elasticidad del aluminio	Kg/cm ²
EF	Módulo de elasticidad total final	Kg/cm ²
EI	Módulo de elasticidad total inicial	Kg/cm ²
COEFS	Coefficiente de dilatación lineal del acero	/°C
COEFI	Coefficiente de dilatación lineal total final	/°C
COEFF	Coefficiente de dilatación lineal total inicial	/°C
GCR	Constante de la curva elástica	
C1	Constante de la ecuación esfuerzo-deformación	
C2	Constante de la ecuación esfuerzo-deformación	
C21	Constante de la ecuación esfuerzo-deformación	
C3	Constante de la ecuación esfuerzo-deformación	

Tabla 17 - Continuación

<u>Símbolo</u>	<u>Descripción</u>	<u>Unidad</u>
C4	Constante de la ecuación esfuerzo-deformación	
C5	Constante de la ecuación esfuerzo-deformación	
C6	Constante de la ecuación esfuerzo-deformación	
CC1	Constante de la catenaria: $224/64,512$	
CC2	Constante de la catenaria: $7/640$	
CC3	Constante de la catenaria: $1/24$	
CC4	Constante de la catenaria: $7/1920$	
CC5	Constante de la catenaria: $241/46,080$	
CC6	Constante de la catenaria: $7/384$	
CC7	Constante de la catenaria: $1/8$	
XM1	Constante de la catenaria: $1/720$	
XM2	Constante de la catenaria: $1/40,320$	

Tabla 18 - Lista de datos para conductores de aluminio, cobre o acero

<u>Símbolo</u>	<u>Descripción</u>	<u>Unidad</u>
-	Tarjeta de identificación	-
SPNX	Claro mínimo	m
SPI	Intervalos entre claros	m
SPNM	Claro máximo	m
TF	Límite de tensión final	Kg
TI	Límite de tensión inicial	Kg
TR	Límite de tensión máxima	Kg
TEMF	Temperatura de TF	°C
TEMI	Temperatura de TI	°C
TEMR	Temperatura de TR	°C
WB	Peso unitario	Kg
WR	Peso unitario resultante con viento	Kg/m
AREA	Area de la sección recta	cm ²
EF	Módulo de elasticidad final	Kg/cm ²
EI	Módulo de elasticidad inicial	Kg/cm ²
COEF	Coefficiente de dilatación lineal	/°C
C11	Constante de la ecuación esfuerzo-deformación	
C12	Constante de la ecuación esfuerzo-deformación	
C13	Constante de la ecuación esfuerzo-deformación	
C14	Constante de la ecuación esfuerzo-deformación	
CC1	Constante de la catenaria: 224/64,512	
CC2	Constante de la catenaria: 7/640	
CC3	Constante de la catenaria: 1/24	
CC4	Constante de la catenaria: 7/1920	
CC5	Constante de la catenaria: 241/46,080	

Tabla 18 - Continuación

<u>Símbolo</u>	<u>Descripción</u>	<u>Unidad</u>
CC6	Constante de la catenaria: $7/384$	
CC7	Constante de la catenaria: $1/8$	
XM1	Constante de la catenaria: $1/720$	
XM2	Constante de la catenaria: $1/40,320$	

Tabla 19 - Ejemplo de datos para cálculo de flechas y tensiones

ACSR 1113 KCM, BLUEJAY - FLECHAS Y TENSIONES

+ 50.0000	SPNX
+ 50.0000	SPI
+ 500.0000	SPNM
+3700.0000	TR
+3504.0000	TF
+4672.0000	TI
+ .00000000	TEMF
+ .00000000	TEMI
+22.220000	TEMB
+1.8700000	WB
+ .03198000	DTC
+6.0156293	AREA
+127946.00	XMES
+530765.00	XNEA
+658711.00	EF
+548340.00	EI
+ .00001152	COEFS
+ .00002053	COEFI
+ .00002080	COEFF
+ .00003500	GCR
+ .00029200	C1
- .00498600	C2
+ .74755000	C21
+ .00001730	C3
- .00026110	C4
+ .01373490	C5
+ .00350000	C6
1	J5

Tabla 20 - ACSR 1113 KCM, BLUEJAY - FLECHAS Y TENSIONES

LTM= 3700.KG A -5 GC Y PV DE 24 KG/M2

LTF= 3504.KG A LTI= 4672.KG A 0. GC SV

CARGA TEMP. CLARO	CV -5	SV -5	SV 0	SV 10	SV 20	SV 30	SV 40	SV 50	SV 16
50.	3700.	3683.	3297.	2562.	1913.	1416.	1090.	887.	2157.
50.	0.17	0.16	0.18	0.23	0.31	0.41	0.54	0.66	0.27
50.		3696.	3375.	2752.	2172.	1672.	1289.	1028.	2397.
50.		0.16	0.17	0.21	0.27	0.35	0.45	0.57	0.24
100.	3700.	3642.	3320.	2741.	2270.	1910.	1644.	1447.	2445.
100.	0.68	0.64	0.70	0.85	1.03	1.23	1.42	1.62	0.96
100.		3660.	3383.	2870.	2427.	2064.	1779.	1561.	2595.
100.		0.64	0.69	0.81	0.96	1.13	1.32	1.50	0.90
150.	3700.	3595.	3342.	2901.	2544.	2260.	2035.	1856.	2677.
150.	1.54	1.46	1.58	1.82	2.07	2.33	2.59	2.84	1.97
150.		3615.	3390.	2987.	2645.	2363.	2132.	1944.	2774.
150.		1.46	1.55	1.76	1.99	2.23	2.47	2.71	1.90
200.	3700.	3555.	3361.	3023.	2745.	2514.	2323.	2164.	2849.
200.	2.74	2.63	2.79	3.10	3.42	3.73	4.04	4.34	3.29
200.		3574.	3397.	3082.	2813.	2586.	2395.	2232.	2915.
200.		2.62	2.76	3.04	3.33	3.63	3.92	4.21	3.21
250.	3700.	3524.	3376.	3113.	2891.	2702.	2540.	2400.	2976.
250.	4.28	4.16	4.34	4.71	5.07	5.43	5.78	6.12	4.93
250.		3541.	3403.	3155.	2940.	2755.	2594.	2453.	3022.
250.		4.14	4.30	4.65	4.99	5.33	5.66	5.99	4.85
300.	3700.	3501.	3386.	3179.	3000.	2843.	2705.	2583.	3069.
300.	6.17	6.03	6.24	6.65	7.05	7.44	7.83	8.20	6.89
300.		3516.	3407.	3217.	3036.	2882.	2746.	2625.	3103.
300.		6.01	6.20	6.58	6.96	7.34	7.71	8.07	6.81
350.	3700.	3484.	3394.	3228.	3091.	2950.	2833.	2727.	3138.
350.	8.41	8.26	8.48	8.92	9.35	9.78	10.19	10.59	9.18
350.		3497.	3410.	3251.	3108.	2980.	2864.	2760.	3164.
350.		8.23	8.44	8.86	9.27	9.68	10.07	10.46	9.11
400.	3700.	3472.	3400.	3265.	3143.	3033.	2933.	2840.	3191.
400.	11.09	10.85	11.08	11.54	12.00	12.44	12.88	13.30	11.82
400.		3482.	3413.	3283.	3164.	3056.	2957.	2867.	3210.
400.		10.81	11.04	11.49	11.92	12.35	12.77	13.18	11.74
450.	3700.	3463.	3404.	3293.	3191.	3098.	3011.	2931.	3231.
450.	13.95	13.79	14.03	14.51	14.99	15.45	15.90	16.35	14.80
450.		3472.	3414.	3307.	3208.	3116.	3031.	2952.	3246.
450.		13.75	13.99	14.45	14.91	15.36	15.80	16.23	14.73
500.	3700.	3456.	3407.	3314.	3228.	3149.	3074.	3004.	3262.
500.	17.26	17.09	17.35	17.84	18.33	18.80	19.27	19.74	18.13
500.		3463.	3416.	3326.	3242.	3164.	3090.	3021.	3275.
500.		17.06	17.30	17.73	18.25	18.71	19.17	19.62	18.06

TABLA 21 - TENSIONES LIMITE DE TRABAJO

Material	Condiciones de carga	Iniciales		Finales	
		% de la carga de rotura	Temp °C	% de la carga de rotura	Temp °C
Cobre	Todas	35	16	25	16
Acero	Todas	35	16	25	16
Aluminio y ACSR	Severas	33 1/3	-20	25	-20
	Moderadas	33 1/3	-10	25	-10
	Benignas	33 1/3	0	25	0

La tensión máxima de trabajo es del orden de 60%, 50%, 40% ó 33 1/3% de la carga de rotura.

En cruzamiento con vías férreas	10.30	12.60	14.60
------------------------------------	-------	-------	-------

Para claros distintos a los normalizados, estas distancias son diferentes, por lo que hay que hacer el estudio correspondiente.

En general, las distancias indicadas en la tabla se aplican a libramientos en cualquier punto del claro normalizado. En condiciones críticas de libramiento, se puede recurrir a los factores de reducción, del Artículo 2204 capítulo 22 Líneas Aéreas, del Reglamento de Instalaciones Eléctricas en vigor (NOM-001-SEDE-1997), para libramientos en un lugar que no sea el punto medio del claro.

2 - Distancias mínimas normalizadas en cruzamiento con otras líneas.

La tabla No. 26 muestra las distancias mínimas normalizadas en cruzamientos con otras líneas a 16°C sin viento, según la tensión nominal.

Tabla No. 26.- Distancias mínimas normalizadas en cruzamientos con otras líneas (m).

Conductores superiores

Conductores inferiores Tensión nominal de las líneas entre fases

	<u>85 kV</u>	<u>230 kV</u>	<u>400 kV</u>
Líneas de comunicación	3.10	5.40	7.40
Líneas suministradoras de 0 a 50,000 volts.	2.50	4.80	6.80
Líneas de 85 kV	3.00	5.20	7.20
Líneas de 230 kV	-	7.00	9.10
Líneas de 400 kV	-	-	11.20

Para claros distintos a los normalizados, estas distancias son diferentes, por lo que hay que hacer el estudio correspondiente.

Si el cruzamiento se hace sobre los hilos de guarda de la línea inferior, las distancias que deben considerarse son las correspondientes a líneas suministradoras de 0 a 50,000 volts.

En general las distancias indicadas en la tabla No. 26 se aplican a cruzamientos en cualquier punto del claro. En condiciones críticas de libramiento, se puede recurrir a los factores de reducción, del Artículo 2203, capítulo 22. Líneas Aéreas, del Reglamento de Instalaciones Eléctricas en vigor, (NOM-001-SEDE-1997), para cruzamientos en un lugar que no sea el punto medio del claro.

3 - Distancias entre ejes de líneas paralelas.

La tabla No. 27 muestra las distancias mínimas normalizadas entre ejes de líneas de transmisión paralelas.

Tabla No. 27 - Distancias mínimas entre ejes de líneas paralelas (m).

<u>Tensión nominal de la línea A</u>	<u>Tensión nominal de la línea B</u>				
	<u>T o r r e s</u>			<u>Postes</u>	
	<u>85 kV</u>	<u>230 kV</u>	<u>400 kV</u>	<u>85 kV</u>	<u>230 kV</u>
85 kV	10.70 (9.40)	17.50 (16.00)	23.70 (22.00)	8.20 (7.70)	12.60 (12.00)
230 kV		21.40 (19.90)	27.60 (25.90)		16.00 (15.40)
400 kV			32.60 (30.90)		

Las distancias entre paréntesis corresponden a líneas paralelas con estructuras adyacentes, en terreno plano, generalmente en zona urbana a lo largo de calles.

Para claros distintos a los normalizados, estas distancias son diferentes, por lo que hay que hacer el estudio correspondiente.

4 - Distancia de los conductores al límite del derecho de vía.

La tabla No. 28 muestra las distancias mínimas normalizadas de los conductores al borde del derecho de vía.

Tabla 28 - Distancia de los conductores al límite del derecho de vía (m).

<u>Tensión nominal</u>	<u>Torres</u>	<u>Postes</u>
85 kV	6.20	5.00
230 kV	10.30	7.30
400 kV	10.80	-

Para claros distintos a los normalizados, estas distancias son diferentes, por lo que hay que hacer el estudio correspondiente.

5 - Ancho del derecho de vía.

La tabla 29 muestra los anchos normalizados del derecho de vía.

Tabla 29 - Ancho del derecho de vía (m).

<u>Tensión nominal</u>	<u>Torres</u>	<u>Postes</u>
85 kV	17.00	14.00
230 kV	30.00	22.00
400 kV	40.00	-

Para claros distintos a los normalizados, estas distancias son diferentes, por lo que hay que hacer el estudio correspondiente.

D - LOCALIZACION Y SELECCION.

LyFC utiliza actualmente dos métodos para la localización y selección de estructuras, uno manual y otro por medio de un programa de computadora.

Método manual

La localización y selección de estructuras sobre el perfil topográfico de la ruta de una línea de transmisión consiste en determinar, gráficamente por medio de una plantilla, el emplazamiento de las estructuras y las alturas correspondientes dentro de las alturas disponibles, con objeto de mantener los libramientos necesarios, determinar las cargas en cada estructura y seleccionar el tipo adecuado en cada caso; relacionar las estructuras y cambiar las alturas y tipos de las mismas en aquellos lugares donde la primera localización no sea económica, calculando los costos comparativos entre distintas alternativas con objeto de llegar a la solución más económica posible.

1 - Plantilla

La localización gráfica de estructuras se hace por medio de una plantilla de mica en la que se marcan las catenarias que representan al conductor a 16°C y a -5°C. Paralelamente a la catenaria del conductor a 16°C se marcan varias catenarias que corresponden a la distancia al piso y a cada una de las alturas de torres disponibles.

La plantilla se construye con las flechas finales obtenidas por medio de un cálculo de flechas y tensiones, según el conductor de que se trate y en las condiciones de carga que se requieran. Las escalas horizontal y vertical de la plantilla deben corresponder a las escalas de los planos del perfil topográfico sobre los que se va a utilizar.

CABLE ACSR 795 MCM CONDOR
 TENSION MAXIMA = 2500 Kg. A - 5° C
 Y PRESION DE VIENTO DE 24 Kg / m²

<u>CLARO</u> m	<u>FLECHA</u> -5° C	<u>FLECHA</u> 16° C
50	.19	.32
100	.78	1.11
150	1.79	2.28
200	3.23	3.83
250	5.10	5.78
300	7.40	8.13
350	10.13	10.90
400	13.30	14.10
450	16.92	17.74
500	20.99	21.82

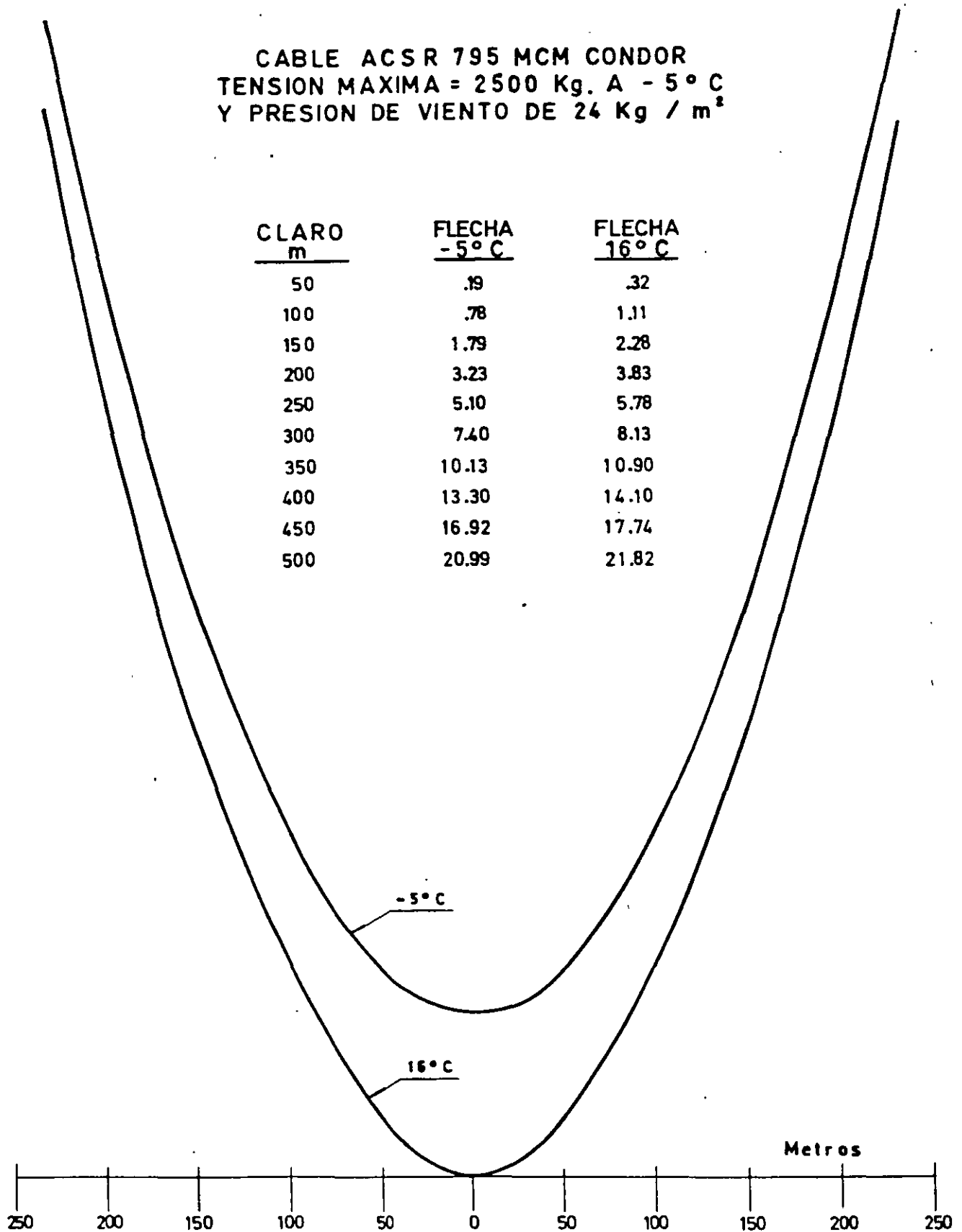


FIG. 15 - TRAZO DE CATENARIAS A -5° C Y 16° C
 SIN CARGA DE VIENTO.

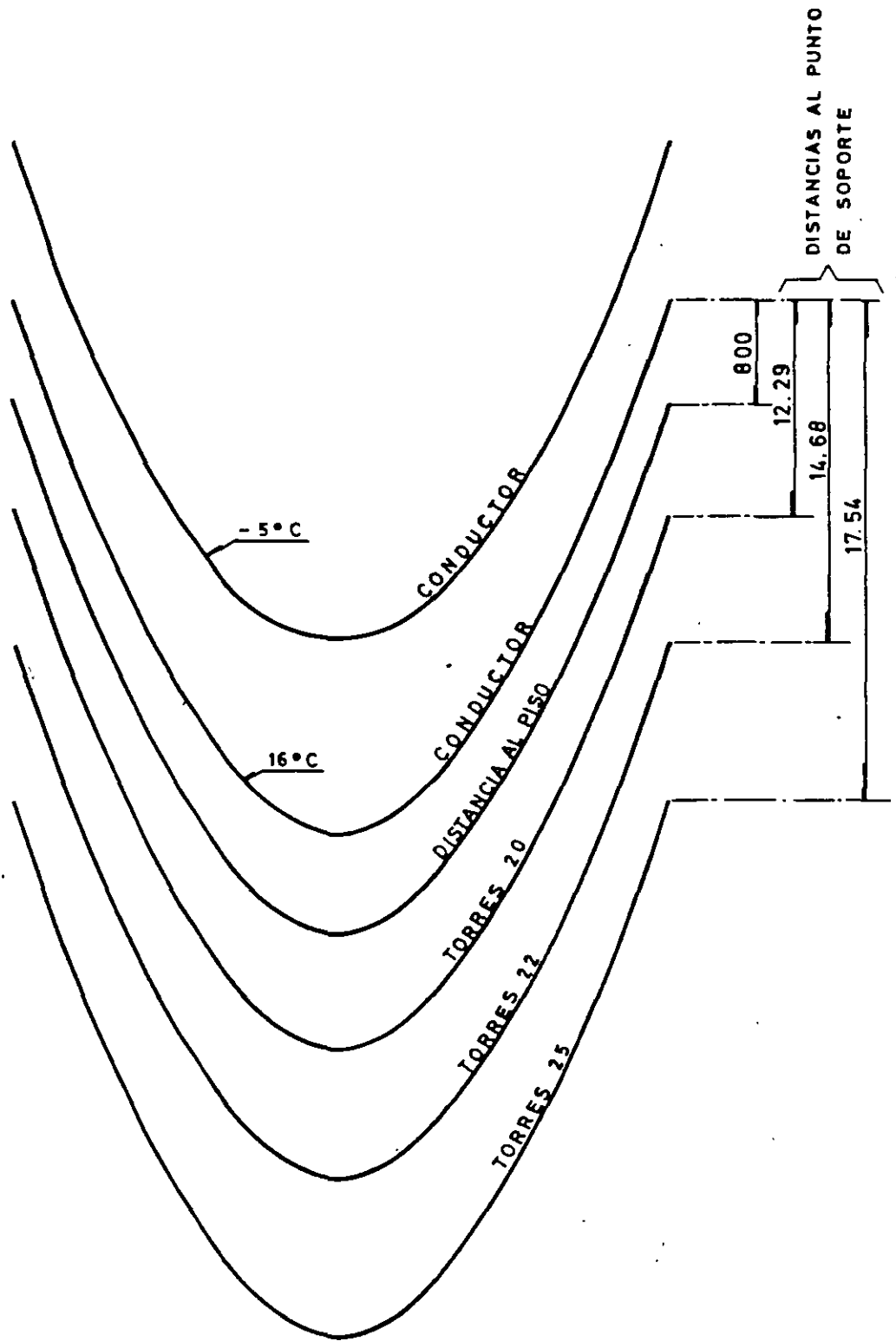


FIG. 16 - CONSTRUCCION DE UNA PLANTILLA PARA LA LOCALIZACION DE TORRES EN LINEAS DE 85 K.V.

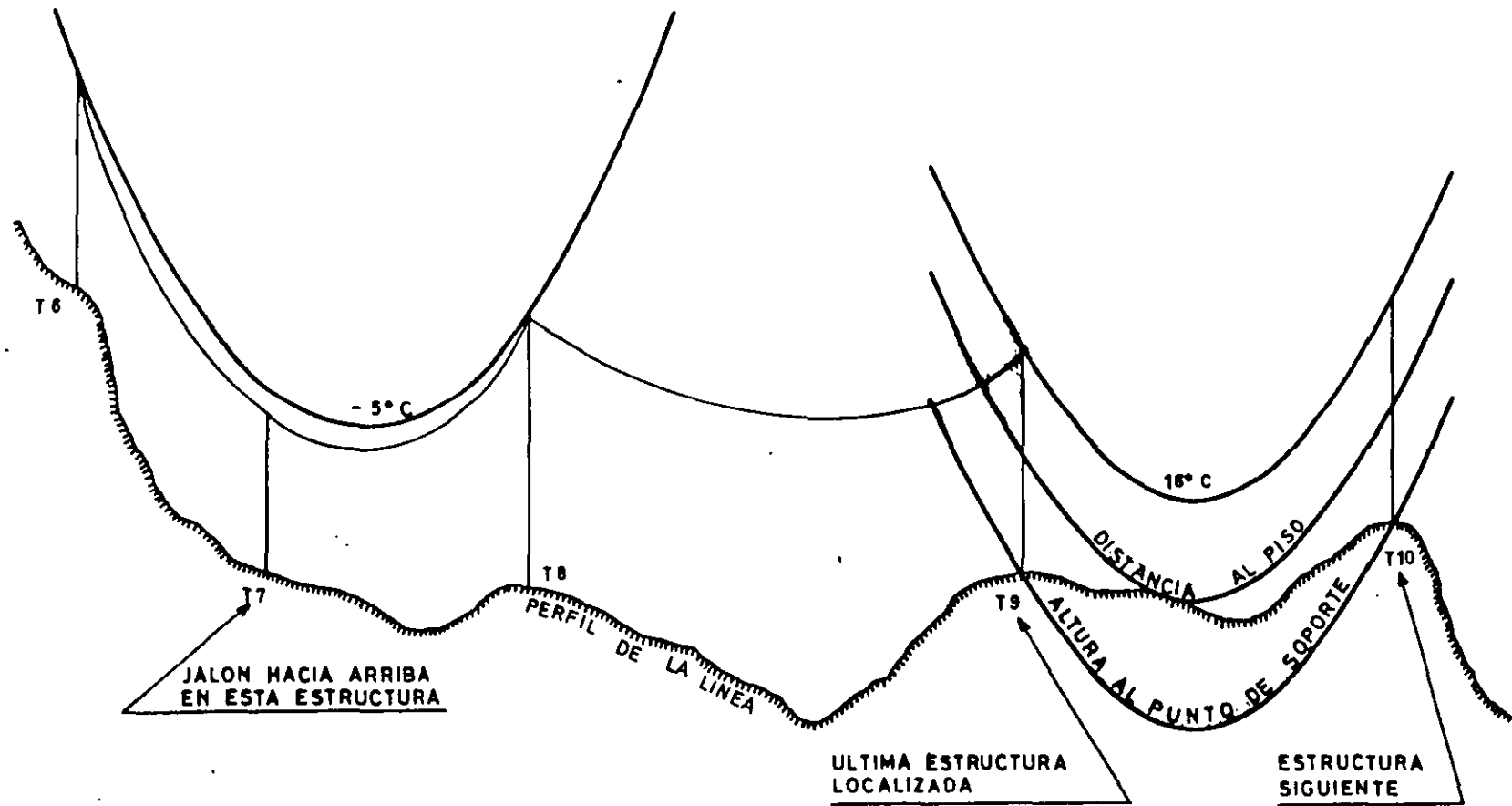


FIG 17 - LOCALIZACION DE ESTRUCTURAS POR MEDIO DE UNA PLANTILLA

Las figuras 15, 16 y 17 muestran un ejemplo de las etapas sucesivas para el trazo de las catenarias, la construcción de la plantilla y el modo de utilizarla para la localización de estructuras en el proyecto de una línea de transmisión.

2 - Claro regulador

Para una serie de claros comprendidos entre dos estructuras de tensión, entre las que se tienen varias torres de suspensión, se puede suponer que la tensión del conductor a 16°C es constante y por lo tanto se puede utilizar una sola plantilla. El claro entre dos torres de tensión consecutivas que tendría la misma tensión a 16°C que la serie de claros anterior y que requeriría la misma plantilla, se denomina claro virtual, claro equivalente o claro regulador, y puede calcularse por medio de la fórmula:

$$CR = \sqrt{EL^3/EL}$$

donde CR = claro regulador

L = longitudes de los claros

Estrictamente, para el proyecto de una línea de transmisión se debe contar con una serie de plantillas para varios claros reguladores. La localización de estructuras en una tangente se hará con una plantilla cuyo claro regulador sea de un valor inmediato inferior al del claro regulador real en la tangente de que se trate. Por supuesto el valor del claro regulador real no se conoce hasta que se hace la localización completa entre dos torres de tensión. Si la selección inicial de la plantilla es incorrecta será necesario repetir la localización de estructuras con una plantilla diferente. Sin embargo, la costumbre en LyFC es realizar los proyectos con una sola plantilla trazada con los datos de flechas para una serie de claros obtenidos con el programa de flechas y tensiones y posteriormente verificar con el claro regulador real para cada tangente.

3 - Posición y altura de estructuras.

La determinación de la posición y altura de las estructuras sobre el perfil, se realiza haciendo pasar la catenaria que representa al conductor a 16°C por el punto de sujeción de una torre previamente establecida y deslizando la plantilla hasta que la catenaria de libramiento mínimo al piso sea tangente al perfil, Ver figura 17. Para cruzamientos con otras líneas, carreteras o vías férreas donde se requieren libramientos mayores que el mínimo normal, se puede modificar el perfil aumentando la altura real del suelo en esos lugares, de tal modo que el libramiento

mínimo al perfil elevado artificialmente, dé la posición requerida de los conductores sobre las líneas, carreteras y vías férreas cruzadas.

Una vez que se ha hecho la tangencia de la catenaria de libramientos con el perfil, existen varias posibilidades de altura para la estructura siguiente. En el caso de los proyectos de LyFC generalmente se cuenta con tres alturas si se trata de torres y una sola altura si se trata de postes. A mayor altura de las torres mayor longitud de los claros. Una solución económica es seleccionar la altura que dé una carga de viento lo más próxima a la máxima de diseño.

4 - Claro de viento

El claro de viento es igual a la semisuma de los claros a uno y otro lado de una estructura y es proporcional a la fuerza transversal horizontal debida a la carga de viento que actúa sobre los conductores y cables de guarda.

Los cambios de dirección de una línea ocasionan también una fuerza transversal horizontal igual a $2T \sin \theta/2$, donde θ es el ángulo del cambio de dirección y T es la tensión del conductor. Esta fuerza puede actuar en la misma dirección que la carga del claro del viento. Para determinar el aumento o la disminución del claro de viento correspondiente a una disminución o aumento en el ángulo de deflexión, se puede usar la fórmula:

$W_w \delta L_w = 2T \text{ Sen } \delta \theta/2$, donde W_w es la carga de viento por metro de conductor y δL_w es la variación del claro de viento. Para los valores de $\delta \theta$ que se presentan, generalmente es suficientemente exacto suponer que $\text{Sen } \delta \theta/2 = \delta \theta/2$ y por lo tanto $\delta L_w = T \delta \theta / W_w$, donde θ está en radianes.

5 - Claro de peso

El claro de peso es igual a la distancia horizontal entre los vértices de las catenarias a uno y otro lado de una estructura y es proporcional a la fuerza vertical debida al peso de los conductores y cables de guarda.

El claro de peso máximo permisible generalmente no es la condición crítica para la selección de una estructura en particular. Sin embargo, los claros de peso pequeños pueden ser críticos en lo referente a que se deben evitar jalones hacia arriba en las torres de suspensión y también a que el ángulo de balanceo de las cadenas de aisladores no debe rebasar la distancia mínima a tierra en condiciones de viento máximo.

El ángulo de balanceo de las cadenas de aisladores se calcula con la fórmula:

$$\varphi = \tan^{-1} \frac{\text{carga de viento}}{\text{carga de peso}}$$

Una forma simple de lograr esta última condición es especificar un valor mínimo de la relación claro de peso/claro de viento que para los conductores normalizados ACSR 795 kCM Cóndor y ACSR 1113 kCM Bluejay es 0.757 y 0.712, respectivamente, para un ángulo de balanceo de las cadenas igual a 30°.

Los claros de peso se deben determinar con los conductores a una temperatura de -5°C debido a que a bajas temperaturas se presenta la condición crítica de carga vertical. Además como a bajas temperaturas la tensión del conductor no varía considerablemente con el claro regulador, se puede utilizar una sola plantilla en lugar de toda la serie que se requiere para el trazo de catenarias a 16°C.

6 - Selección de estructuras.

Una vez determinadas la localización y las alturas de las estructuras, se seleccionan los tipos de estructuras en función del claro de viento, el claro de peso y el ángulo de deflexión en cada caso.

Para las estructuras de suspensión se considera además el ángulo de balanceo de las cadenas de aisladores por medio de la relación claro de peso/claro de viento que debe ser igual o mayor de un mínimo, según se especifica en el inciso anterior. En caso de que esta relación sea menor del mínimo especificado se puede recurrir a:

- a) Utilizar una estructura de tensión.
- b) Aumentar la altura de la estructura y por lo tanto el claro de peso.
- c) Relocalizar las torres en forma diferente.

La tabla 29 muestra los claros de peso, los claros de viento y los ángulos de diseño de los diferentes tipos de estructuras que se utilizan en los proyectos de líneas de transmisión de LyFC.

Tabla 29 - Valores máximos de diseño de estructuras de líneas de transmisión.

Tipo de estructura	Claro de viento m	Claro de peso m	Deflexión
Torres de 85 kV:			
SF	300	300	0°
SA	500	500	2°
TIO	300	300	10°
T30	300	300	30°
T45	300	300	45°
T60	300	300	60°
T90	300	300	90°
R	150	150	0°

Postes de 85 kV:

MS	160	160	2°
MT	160	160	30°
TT	160	160	30°
25S (2) *	160	160	0°
25T10 (2) *	160	160	10°
25T30	160	160	30°
31T30	160	160	30°
22T90	160	160	90°
25T90	160	160	90°

* Dos conductores por fase.

Torres de 230 kV:

S	500	500	0°
SS	500	500	2°
T10	500	500	10°
T20	500	500	20°
T45	500	500	45°
T60	500	500	60°
T90	500	500	90°
R	250	250	0°

Postes de 230 kV:

33S	225	225	1°
36S	225	225	1°
33T10	225	225	10°
33T20	225	225	20°
33T30	225	225	30°
33S2 (2) *	170	170	2°
33T10 (2) *	170	170	10°
45T30 (2) *	250	250	30°

* Dos conductores por fase.

Tipo de estructura	Claro de viento m	Claro de peso m	Deflexión
--------------------	----------------------	--------------------	-----------

Torres de 400 kV:

S1	400	400	2°
S2	500	900	5°
T10	400	600	10°
T15	400	600	15°
T30	400	600	30°
T60	400	600	60°
R	400	600	0°

7 - Costos

Al hacer la localización gráfica y la selección de los tipos de estructuras, no es práctico obtener los costos de todas las localizaciones posibles; sin embargo, se obtendrá una solución económica si se tienen en cuenta las recomendaciones siguientes:

- Hacer que la catenaria de libramientos coincida con el perfil tanto como sea posible.
- Localizar las estructuras utilizando al máximo posible el claro de viento de las estructuras.
- Las alturas de las torres de tensión deben ser las de menor altura posible.

Existirán algunos casos que por sí mismos obliguen a la comparación detallada de costos, como por ejemplo decidir en un caso específico la utilización de un torre alta o dos bajas.

Método por computadora.

Localización óptima de estructuras de líneas de transmisión por medio de un programa de computadora.

En forma similar al método manual, este programa consiste básicamente en determinar las combinaciones óptimas de tipos y alturas de estructuras disponibles, con objeto de obtener el costo mínimo por kilómetro.

El programa simula matemáticamente los movimientos que se realizan en el método manual con la plantilla de mica sobre el perfil topográfico, es decir, hace la localización para el libramiento al piso del conductor más bajo; calcula las cargas verticales y horizontales; el ángulo de inclinación de la cadena de aisladores; determina el tipo y costo de la estructura; las extensiones a las patas de las estructuras para compensar los desniveles del terreno; las cimentaciones de las estructuras según el tipo de terreno y los costos de extensiones y cimentaciones.

Debido a que el programa trabaja para un libramiento fijo dado por una curva parabólica paralela a la del conductor, en aquellos lugares donde se requieren mayores libramientos como en el caso de cruzamientos de líneas de energía eléctrica o de comunicación, de calles, carreteras y vías férreas, es necesario sobreelevar la ordenada del perfil topográfico lateral del punto considerado y crear una zona de depresión de un ancho igual al derecho de vía del cruzamiento de que se trate, con objeto de que en esa depresión no se localicen estructuras.

Para cruzamientos con zanjas, ríos, barrancas o cualquier otra área donde no se deba localizar una estructura, se crea una depresión cuyos puntos extremos corresponden a puntos fuera de dicha zona y donde sí puede localizarse una estructura. La exclusión de una estructura fuera de la zona de depresión la efectúa el programa cuando detecta ésta y entonces localiza la estructura en el extremo inicial de la depresión.

En las figuras 18 y 19 se muestran los ejemplos de los casos mencionados, donde se indican los valores que deben tener ISP, ICF e ICL índice de supresión de puntos del perfil, índice de carreteras o ferrocarriles e índice de cruzamientos con líneas respectivamente, por medio de los cuales el programa modifica automáticamente el perfil.

Datos de entrada.

El programa de localización de estructuras está alimentado por dos conjuntos de datos: El primer conjunto representa el perfil topográfico de la línea el cual se genera por medio de otro programa de computadora que calcula los puntos de perfil representados por tres coordenadas: la absisa X que establece la distancia horizontal con relación al punto inicial de la línea y las ordenadas Y1 y Y2 referidas al nivel del mar. La ordenada Y1 es la elevación del eje de la línea y se emplea para localizar las estructuras y la ordenada Y2 es la elevación mayor lateral del terreno sobre el cual los conductores deben mantener el libramiento mínimo requerido; además calcula para el punto de coordenadas donde se tiene un cruzamiento con una línea eléctrica o de comunicación el valor de YL que es la elevación del conductor que se cruza. La distancia máxima para el cálculo de los puntos del perfil es de 20.0 m; esta distancia es menor para los lugares donde el perfil topográfico es muy accidentado.

Una vez calculado el perfil topográfico se guarda en un archivo de disco para ser leído y utilizado por el programa de localización de estructuras.

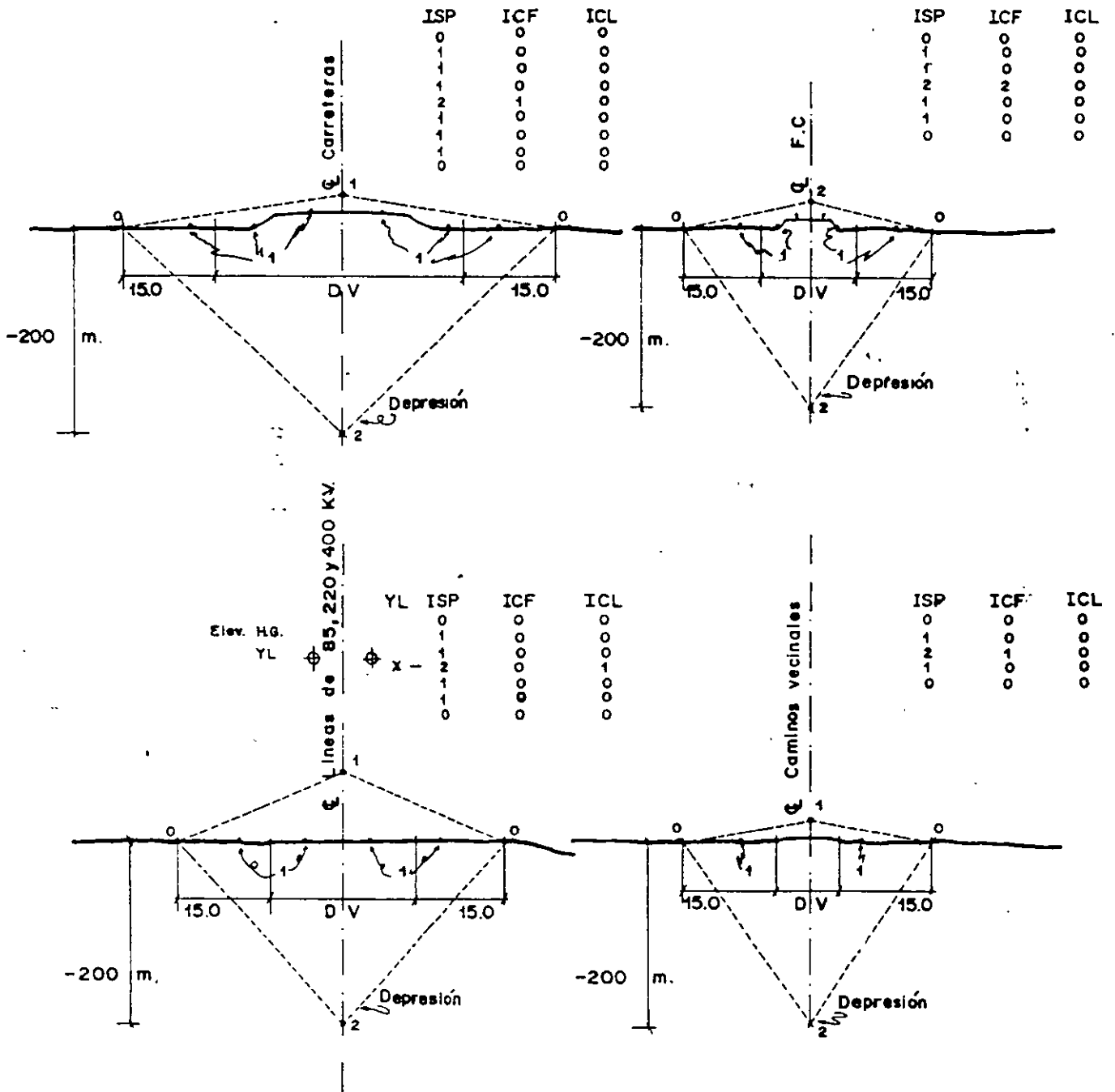


FIG. 18 MODIFICACION DEL PERFIL EN AREAS DONDE NO DEBE LOCALIZARSE UNA ESTRUCTURA

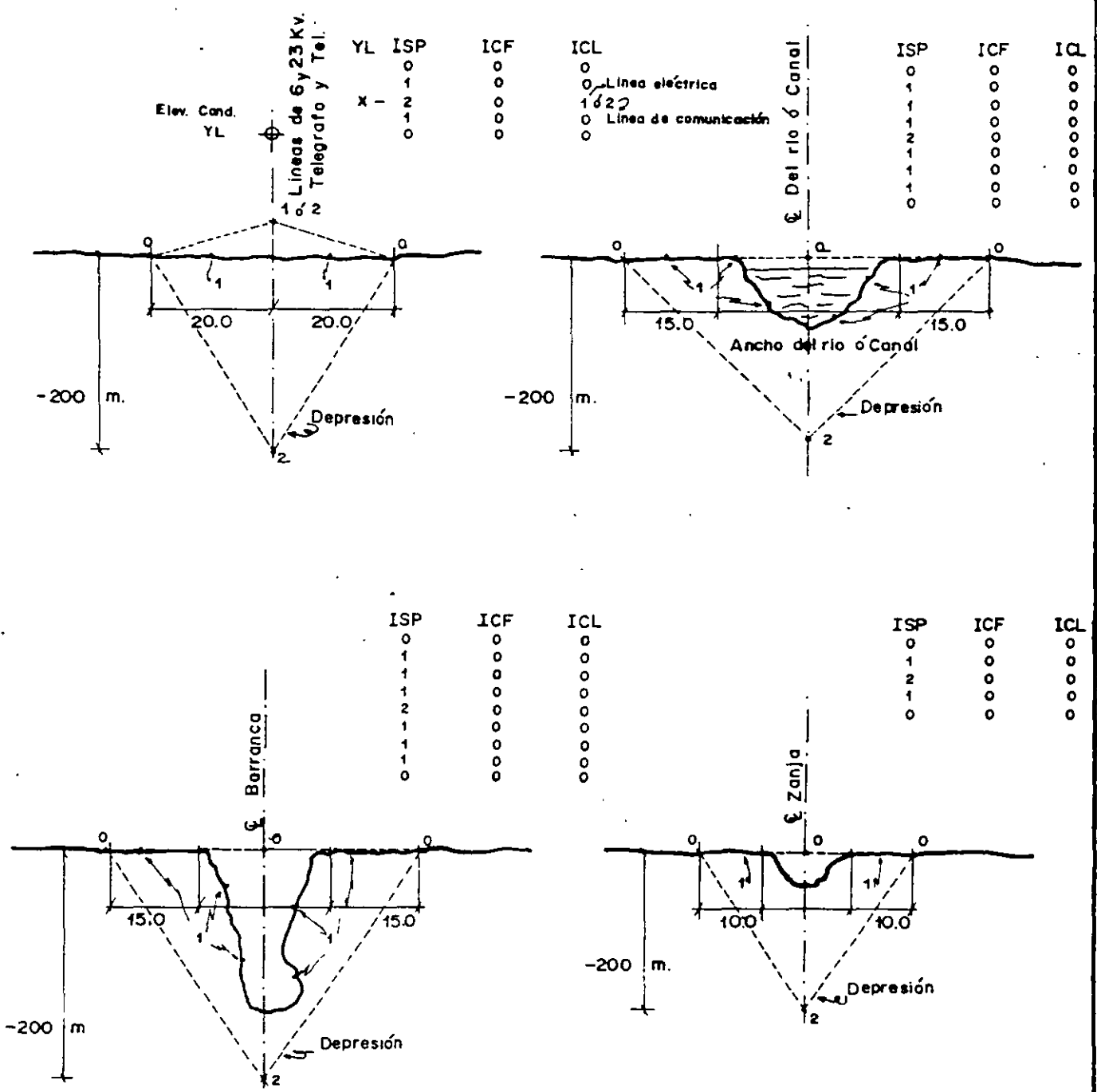


FIG. 19 MODIFICACION DEL PERFIL EN AREAS DONDE NO DEBE LOCALIZARSE UNA ESTRUCTURA

El segundo conjunto de datos define las características generales de la línea que son: características del conductor, alturas de las estructuras, localizaciones, alturas, tipos y extensiones de las patas de la primera y última estructuras de la línea, tensión mecánica del conductor, libramiento al piso, puntos de deflexión de la línea, tipos y costos de las estructuras, y costos de las extensiones de las patas y de las cimentaciones. Este conjunto de datos se dan a la computadora por medio de un diskette. Un listado de este conjunto de datos se muestra en la tabla 30.

Resultados.

Un ejemplo de los resultados del cálculo del perfil se muestra en la tabla 31.

Los resultados de la localización de estructuras se obtienen en forma de listado los cuales se muestran en la tabla 32, donde se indican para cada estructura localizada los siguientes valores:

Número, tipo, altura, contrapeso para la cadena de aisladores, deflexión, distancia al punto inicial de la línea, altitud sobre el nivel del mar, claro entre torres, claro de viento, carga horizontal, claro de peso, carga vertical, tangente del ángulo de balanceo de la cadena de aisladores y claro regulador.

Conclusiones.

La utilización del programa de computadora para la localización de estructuras de líneas de transmisión sobre cualquier perfil topográfico es práctico, más confiable y más económico que el método manual ya que en todas las fases del proyecto se tienen mucho menos posibilidades de errores considerables y los ahorros por kilómetro son hasta de un 9% del costo total de las estructuras y el tiempo y costo de diseño disminuye en un 80% respecto al método manual.

Tabla 30 Datos generales de la línea para la localización de estructuras.

TH (1) - Altura de las estructuras.

a

TH (7)

SBXI - Abscisa del punto inicial S.E.

SBYI - Ordenada del punto inicial S.E.

CLRI - Claro incial.
 SBXF - Abscisa del punto final S.E.
 SBYF - Ordenada del punto final S.E.
 CLRF - Claro final.
 THP - Altura de la primera estructura.
 TBXP - Abscisa de la primera estructura.
 TBYP - Ordenada de la primera estructura.
 DEFP - Deflexión de la primera estructura.
 COSTP - Costo de la primera estructura.
 THU - Altura de la última estructura.
 TBXU - Abscisa de la última estructura.
 TBYU - Ordenada la última estructura.
 DEFU - Deflexión de la última estructura.
 COSTU - Costo de la última estructura.
 EXIP)
 a) Extensiones de las patas de la primera estructura.
 EX4P)
 EX1U))
 a) Extensiones de las patas de la última estructura.
 EX4U)
 XLP - Libramiento al piso.
 DLE - Distancia a línea eléctrica.
 DLC - Distancia a línea de comunicación.
 W - Peso unitario del conductor.
 C1 - Constante unitaria de viento.
 C2 - Constante unitaria de peso.

- CLRM - Claro máximo.
- TAICM - Valor máximo de la relación carga horizontal a carga vertical en las estructuras de suspensión por diseño.
- TR - Tensión mecánica de la línea a -5°C y 24 Kg/m^2 de P.V.
- FH - Incremento de alturas de las estructuras.
- AC - Amplitud de crucetas.
- CPD - Peso del contrapeso.
- KTTP - Tipo de la primera estructura.
- MTHP - Altura de la primera estructura.
- ICMP - Índice del tipo de terreno para la cimentación de la primera estructura.
- KTTV - Tipo de la última estructura.
- MTHV - Altura de la última estructura.
- ICMV - Índice del tipo de terreno para la cimentación de la última estructura.
- NTD - Número de torre dato.
- NH - Número de alturas.
- NTC - Número de tipos y costos.
- NTC - Número de torres de suspensión.
- NDEF - Número de deflexiones.
- ICRD - Índice del claro regulador dato.
- ICR - 1) Claros reguladores dato, flechas finales a 16°C y flechas.
- ICR -13) finales a -5°C .
- DEF - 1)
 - a) Deflexión en grados, radianes y su abscisa y ordenada.
- DEF -20) correspondientes.

- S1 - Claro de viento, claro de peso, tangente del ángulo de inclinación de la cadena de aisladores, deflexión, relación de claros adyacentes, abertura entre patas y pendiente para la torre de suspensión ligera.
- S2 - Idem pero para la torre de suspensión pesada.
- T10 - Idem pero para la torre de tensión para deflexión de 10°.
- T15 - Idem pero para la torre de tensión para deflexión de 15°.
- T30 - Idem pero para la torre de tensión para deflexión de 30°.
- T60R - Idem pero para la torre de tensión para deflexión de 60° y remate.
- CTS - S1 Costo de las alturas de las estructuras para la torre de suspensión ligera. Incluye costo de aisladores y herrajes.
- CTS - S2 Idem pero para las torres de suspensión pesada.
- CTS - T10 Idem pero para las torres de deflexión para 10°.
- CTS - T15 Idem pero para las torres de deflexión para 15°.
- CTS - T30 Idem pero para las torres de deflexión para 30°.
- CTS -T60R IDEM pero para las torres de deflexión para 60° y remate.
- CEX-S1 Costo de las extensiones para las patas de las torres de suspensión ligera.
- CEX-S2 Costo de las extensiones para las patas de las torres de suspensión pesada.
- CEX-T10 Costo de las extensiones para las patas de las torres de tensión T10.
- CEX-T15 Costo de las extensiones para las patas de las torres de tensión T15.

- CEX-T30 Costo de las extensiones para las patas de las torres de tensión T30.
- CEX-T60R Costo de extensiones para las patas de las torres de tensión T60R.
- CEX-S1 Costo de las cimentaciones para las diferentes alturas de las torres de suspensión ligera.
- CEX-S2 Idem pero para las torres de suspensión pesada.
- CEX-T10 Idem pero para las torres de tensión T10.
- CEX-T15 Idem pero para las torres de tensión T15.
- CEX-T30 Idem pero para las torres de tensión T30.
- CEX-T60R Idem pero para las torres de tensión T60R.

PLANOS Y DIBUJOS DE PROYECTO

Los planos y dibujos para los proyectos de líneas de transmisión comprenden: planos de conjunto, planta y perfil, planos de cruzamientos con carreteras, vías férreas y ríos, registro de estructuras, lista de materiales, gráficas de flechas y tensiones, dibujos de cadenas de aisladores, dibujos de herrajes, dibujos de cimentaciones, dibujos de conexión a tierra y dibujos de detalles.

A - PLANO DE CONJUNTO.

El plano de conjunto muestra: la localización geográfica de la línea; las subestaciones que interconecta; la tensión eléctrica; el número, el calibre, el material y la corriente máxima de los conductores; la distancia interpostal máxima, media y mínima; el libramiento al piso de los conductores en su punto más bajo a 16°C; las flechas de los conductores para la distancia interpostal máxima, media y mínima a la tensión mecánica máxima.

Respecto a las estructuras de la línea se indica la resistencia máxima, la semisuma máxima de los claros adyacentes y las cargas debidas al peso de los conductores y a la presión del viento. El plano No. 0587-11504-D es un ejemplo de un plano de conjunto.

Tabla 31 perfil topográfico de la línea de 400 KV Tula-Victoria.

KILOMETRAJE INICIAL = 60.25 COTA INICIAL = 2316.52

X INICIAL = 0.00 Y INICIAL = 0.00

X	Y1	Y2	YL	ISP	ICF	ICL
60.25	2316.52	2316.52	0.00	0	0	0
80.75	2316.08	2316.08	0.00	0	0	0
99.23	2315.66	2315.66	0.00	0	0	0
119.22	2315.31	2315.31	0.00	0	0	0
139.22	2315.00	2315.00	0.00	0	0	0
159.22	2314.59	2314.59	0.00	0	0	0
160.21	2314.57	2314.57	0.00	0	0	0
180.21	2314.35	2314.35	0.00	0	0	0
200.20	2314.06	2314.06	0.00	0	0	0
220.20	2313.68	2313.68	0.00	0	0	0
240.20	2313.33	2313.33	0.40	0	0	0
260.20	2312.97	2312.97	0.00	0	0	0
280.20	2312.62	2312.62	0.00	0	0	0
300.20	2312.26	2312.26	0.00	0	0	0
320.20	2311.91	2311.91	0.00	0	0	0
340.20	2311.56	2311.56	0.00	0	0	0
360.20	2311.20	2311.20	0.00	0	0	0
380.20	2310.85	2310.85	0.00	0	0	0
400.20	2310.49	2310.49	0.00	0	0	0
420.20	2310.14	2310.14	0.00	0	0	0
440.20	2309.78	2309.78	0.00	0	0	0
460.12	2309.43	2309.43	0.00	0	0	0
467.68	2308.22	2308.22	0.00	0	0	0
480.66	2308.73	2308.73	0.00	0	0	0
484.68	2308.26	2308.26	0.00	0	0	0
504.68	2307.58	2307.58	0.00	0	0	0
524.68	2307.24	2307.24	0.00	0	0	0
544.68	2306.90	2306.90	0.00	0	0	0
564.68	2306.55	2306.55	0.00	0	0	0
584.68	2306.21	2306.21	0.00	0	0	0
604.68	2305.87	2305.87	0.00	0	0	0
613.43	2305.72	2305.72	0.00	0	0	0
633.43	2305.30	2305.30	0.00	0	0	0
640.42	2305.15	2305.15	0.00	0	0	0
660.42	2304.77	2304.77	0.00	0	0	0
680.42	2304.37	2304.37	0.00	0	0	0
682.41	2304.33	2304.33	0.00	0	0	0
702.41	2303.88	2303.88	0.00	0	0	0
722.41	2303.46	2303.46	0.00	0	0	0
742.41	2303.05	2303.05	0.00	0	0	0
762.41	2302.64	2302.64	0.00	0	0	0

Tabla 31 perfil topográfico de la línea de 400 KV Tula-Victoria (Continúa)

KILOMETRAJE INICIAL = 60.25 COTA INICIAL = 2316.52

X INICIAL = 0.00 Y INICIAL = 0.00

X	Y1	Y2	YL	ISP	ICF	ICL
782.41	2302.22	2302.22	0.00	0	0	0
802.41	2301.81	2301.81	0.00	0	0	0
822.41	2301.40	2301.40	0.00	0	0	0
842.41	2300.99	2300.99	0.00	0	0	0
862.41	2300.57	2300.57	0.00	0	0	0
882.41	2300.16	2300.16	0.00	0	0	0
902.41	2299.75	2299.75	0.00	0	0	0
909.01	2299.61	2299.61	0.00	0	0	0
929.01	2299.27	2299.27	0.00	0	0	0
949.01	2298.97	2298.92	0.00	0	0	0

Tabla 32 .Resultados del programa de localización de estructuras.

LINEA DE 400 KV TULA-VICTORIA
LOCALIZACION DE ESTRUCTURAS.

TNO	T	A	C	DEFLEX	DISTANCIA	ALTITUD	CLARO	CLRV	CHOR	CLRD	CVER	TABC	CLRR	HAM	AK
SE					560.00	2136.00	0								
1	5	2	0	60.000	560.00	2136.00	388								
2	1	2	0	0.0	948.21	2145.71	403	385	303	366	685	0.443	400	151.77	0.000295
3	1	1	0	0.0	1351.60	2157.08	447	425	326	443	829	0.394	400	132.57	0.000295
4	1	1	0	0.0	1798.20	2170.94	363	405	311	462	865	0.359	400	171.28	0.000295
5	1	3	0	0.0	2162.38	2180.56	259	311	278	269	504	0.474	400	183.88	0.000295
6	1	7	0	0.0	2421.44	2186.04	288	278	213	259	484	0.441	400	83.72	0.000295
7	1	2	0	0.367	2720.00	2190.50	354	328	252	363	680	0.371	400	100.64	0.000295
8	1	2	0	0.0	3078.53	2194.96	363	336	258	382	715	0.361	350	158.50	0.000300
9	1	3	0	0.0	3392.39	2196.00	319	316	243	243	456	0.533	350	177.99	0.000300
10	4	2	0	30.000	3712.00	2199.50	410	365	280	745	646	0.434	350	123.01	0.000300
11	1	1	0	0.0	4122.83	2209.07	415	413	316	454	850	0.373	450	144.34	0.000297
12	4	2	0	24.666	4538.00	2219.50	399	407	312	366	684	0.456	450	188.51	0.000292
13	1	1	0	0.0	4937.06	2228.43	384	391	300	456	853	0.352	450	139.42	0.000292
14	2	2	0	0.0	5321.14	2233.47	576	480	368	437	817	0.451	450	192.24	0.000292
15	2	1	0	0.0	5897.20	2239.00	384	480	368	509	952	0.387	450	256.48	0.000292
16	1	1	0	0.0	6281.36	2234.90	474	429	329	346	647	0.509	450	210.35	0.000292
17	2	1	0	0.0	6755.47	2251.27	453	463	356	455	851	0.418	450	177.95	0.000292

etc.

Tabla 32 (Continuación).

TNO	T	A	C	DEFLEX	DISTANCIA	ALTITUD	CLARO	CLRV	CHOR	CLRP	CVER	TABC	CLRR	HAM	AK
83	2	1	0	0.0	34471.20	2482.92	539	582	447	1075	2010	0.222	450	408.03	0.000292
84	2	2	0	0.0	35011.39	2444.43	528	533	409	336	629	0.651	450	218.43	0.000292
85	2	2	0	0.0	35539.45	2458.50	380	454	348	759	1419	0.246	450	428.66	0.000292
86	2	2	0	0.0	35920.07	2410.49	624	507	389	378	708	0.550	450	376.28	0.000292
87	2	2	0	0.0	36554.73	2393.63	438	536	411	391	732	0.562	450	-67.92	0.000292
88	2	1	0	0.0	36993.45	2462.18	215	327	251	1017	1903	0.132	450	473.05	0.000292
89	1	2	0	0.0	37208.84	2426.29	287	301	231	217	407	0.567	450	355.35	0.000292
90	2	1	0	0.0	37595.96	2379.61	659	523	401	365	683	0.588	450	346.03	0.000292
91	4	2	0	11.730	38255.00	2379.00	0								
S. E.					38255.00	2379.00									

RESUMEN DE TIPOS Y ALTURAS DE ESTRUCTURAS.

	ALT1	ALT2	ALT3	ALT4	ALT5	ALT6	ALT7	ALT8	ALT9	ALT10
TIPO 1	18	31	3	0	0	0	0	0	0	0
TIPO 2	17	15	0	0	0	0	0	0	0	0
TIPO 3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
TIPO 4	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0
TIPO 5	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0
TIPO 6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TIPO 7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

TORRES DE SUSPENSION 84

TORRES DE TENSION 7

COSTO 13,852,790.00 PESOS.

B - PLANOS DE PLANTA.

Los planos de planta muestran: la línea en toda su longitud con el kilometraje sucesivo; los puntos terminales; los tipos, alturas y números de las estructuras; los tipos de cimentaciones; la amplitud del derecho de vía; los detalles topográficos comprendidos de una franja de 50 m a cada lado del derecho de vía como por ejemplo: barrancas, cauces, caminos, carreteras, vías férreas, líneas suministradoras de energía eléctrica, líneas de comunicación y poblaciones. La escala normalizada para estos planos es de 1:2000 con acotaciones en metros. Los dibujos Nos. 0587-11504-A, B y C son ejemplos de planos de planta.

C - PLANOS DE PERFIL.

Los planos de perfil muestran: la línea en toda su longitud con el kilometraje sucesivo; los puntos terminales de la línea; el tipo, la altura y los números de las estructuras; los tipos de cimentaciones; barrancas, cauces, caminos, carreteras y vías férreas atravesadas por la línea; las elevaciones de líneas suministradoras de energía eléctrica y de comunicación atravesadas por la línea; el perfil del eje de la línea y los perfiles laterales abajo de los conductores. Las escalas normalizadas son 1:500 vertical y 1:2000 horizontal, con acotaciones en metros. Los dibujos Nos. 0587-11504-A', B', C', D' y E' son ejemplos de los planos de perfil.

En ocasiones sobre un mismo plano se colocan, haciéndolas coincidir, las vistas tanto de planta como perfil de la línea. Recientemente inclusive se incluyen en el mismo, plantas fotogramétricas de la zona.

D - PLANOS DE CRUZAMIENTOS CON CARRETERAS, VIAS FERREAS Y RIOS.

Estos planos muestran: los detalles en planta y perfil de los cruzamientos de líneas con carreteras, vías férreas y ríos; las dimensiones de las estructuras soportadoras, la resistencia máxima y cargas debidas al peso de los conductores y presión de viento; la tensión eléctrica de la línea; el número, el calibre, el material y la corriente máxima de los conductores; la separación entre los conductores; el libramiento del conductor más bajo al hongo del riel, a la rasante de la carretera o al espejo de agua mayor del río, la flecha de los conductores para el claro en cuestión; la tensión

máxima de los conductores, el número y las dimensiones de los aisladores. El plano 0582-8860 es un ejemplo de cruzamiento con vías férreas.

E - REGISTRO DE ESTRUCTURAS.

En el registro de estructuras se indican los números progresivos de las estructuras que soportan la línea, el kilometraje, los claros entre estructuras, las cotas de las estructuras y el desnivel entre las mismas, los tipos de cimentaciones, los tipos y alturas de las estructuras, los tipos de cadenas de aisladores y otros detalles. La hojas Nos. Z-508-31188-1 y 2 son un ejemplo de registro de estructuras.

F - LISTA DE MATERIALES.

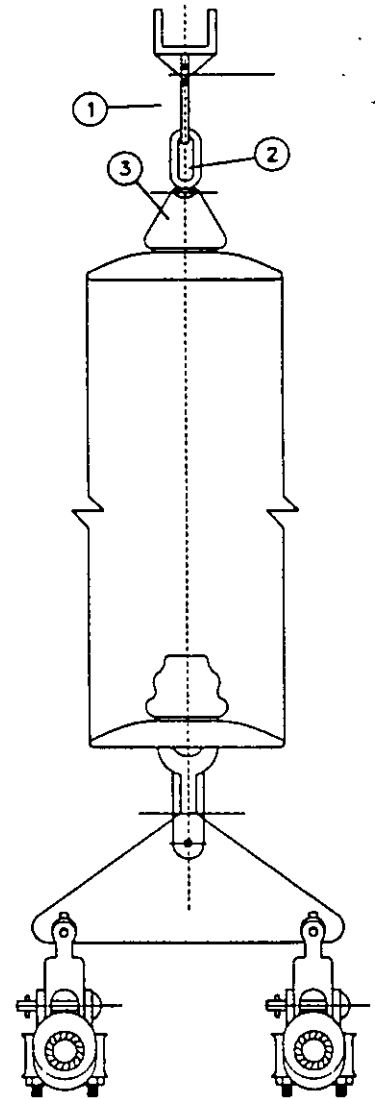
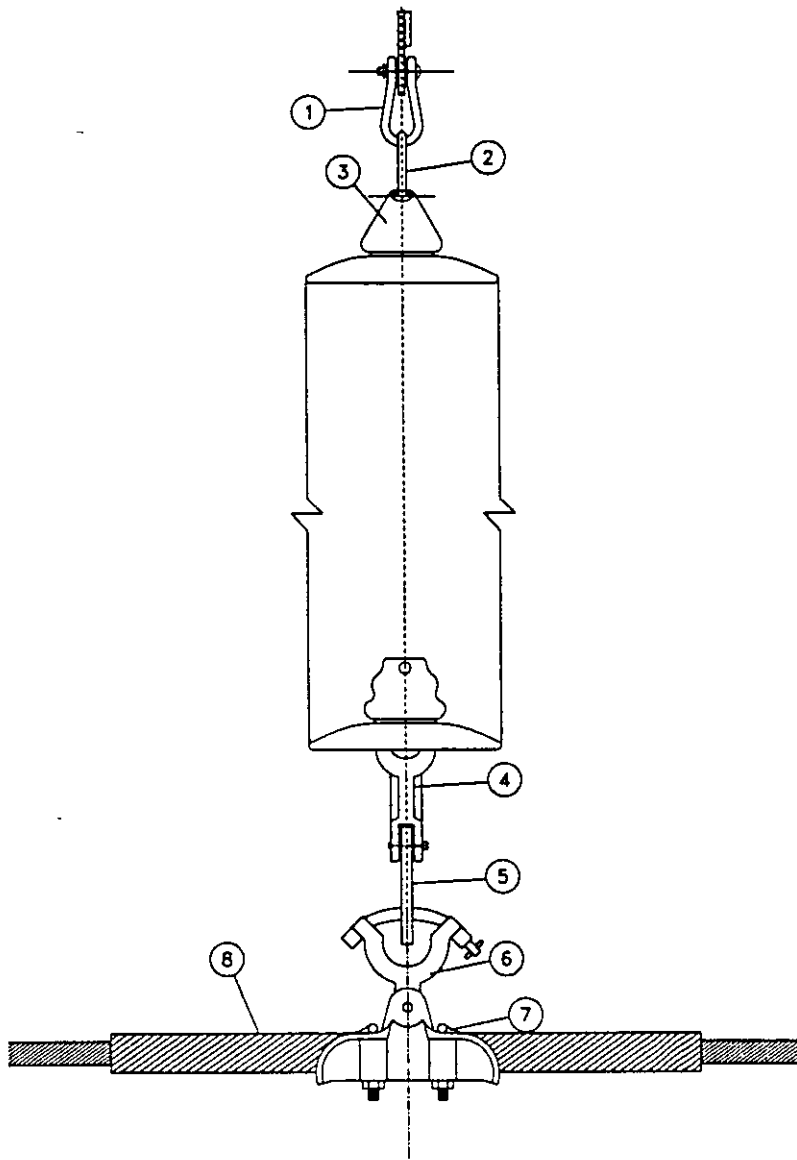
La lista de materiales contiene las cantidades y la descripción de los materiales a utilizar en la construcción de la línea, el nombre del fabricante, el número del pedido, y fecha de entrega. La hoja No. 0508-32826 es un ejemplo de lista de materiales.

G - GRAFICAS DE FLECHAS Y TENSIONES.

Estas gráficas muestran las flechas y tensiones, iniciales y finales a -5, 0, 10, 16, 20, 30, 40 y 50°C sin presión de viento y a -5°C con presión de viento de 24 Kg/m². Las flechas y tensiones finales se utilizan para el proyecto. Las flechas y tensiones iniciales se utilizan para el tendido.

Los dibujos Nos. Z-0509-10700-A y Z-0509-10701-A son ejemplos de gráficas de flechas y tensiones.

H - Los dibujos Nos. HERRAJES 5, HERRAJES II, L242T20.DWG, 20 y Z-0508-16148, muestran un ejemplo de detalles de los arreglos de cadenas de aisladores, sujeción de hilos de guarda, estructuras, cimentaciones y conexión a tierra, respectivamente, que se utilizan en líneas de transmisión de LyFC.



L I S T A D E M A T E R I A L

No. DE IDENTIFICACION	CANTIDAD	DESCRIPCION	ESPECIFICACION	REFERENCIA
1	1	HORQUILLA RECTA	LFC-ING-024	Fig.3, R-2
2	1	BOLA CON OJO	LFC-ING-026	Fig.1, OB-1
* 3	16	AISLADOR DE SUSPENSION	LFC-ING-057	Clase 52-5, Fig. 2 y 4
4	1	HORQUILLA CON CALAVERA	LFC-ING-021	Fig.2, CH-1
5	1	YUGO DE ACERO	LFC-ING-023	Fig.2, YT-2A
6	2	HORQUILLA "Y" CON OJO	LFC-ING-024	Fig.2b, O-3
7	2	GRAPA DE SUSPENSION	LFC-ING-020	Fig.2, S-4A
* 8	2	VARILLAS PROTECTORAS	PLP-AR-0144	6.13

NOTA :
EL FABRICANTE DE HERRAJES NO DEBERA INCLUIR EN SU COTIZACION LAS PARTIDAS 3 Y 8.

LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

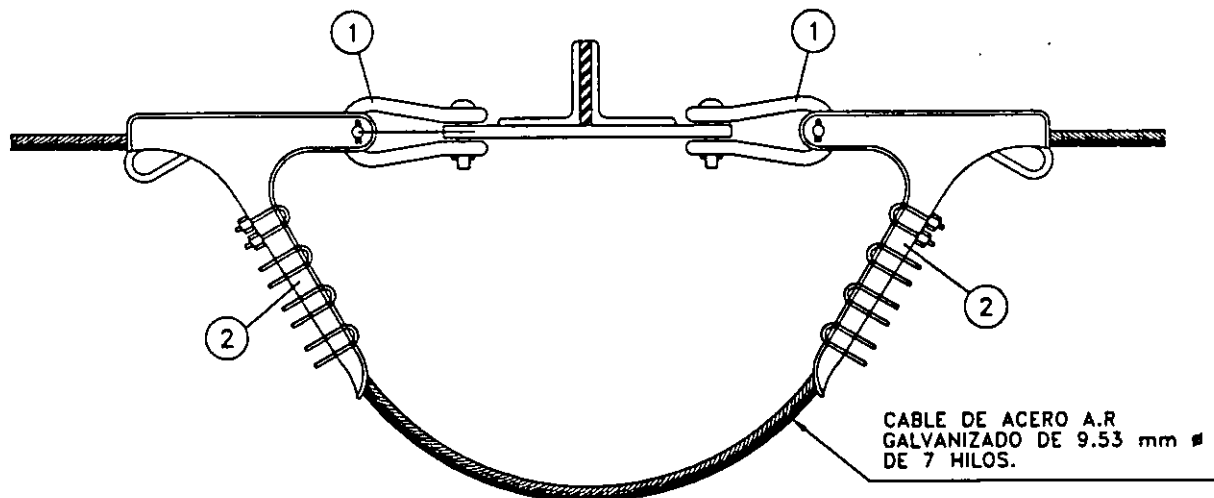
LINEAS DE 230 KV
CADENA EN SUSPENSION
DOS CONDUCTORES POR FASE
ACSR 1113 KCM BLUEJAY

PROY. HGAM/FJST

DIBUJO: CGSP

HERRAJES 5

No.	FECHA	DESCRIPCION	FIRMA
2	06/10/97	REVISION GENERAL	HGAM/FJST
1	02/05/97	REVISION GENERAL	HGAM/RRB
REVISIONES			



L I S T A D E M A T E R I A L

No. DE IDENTIFICACION	CANTIDAD	DESCRIPCION	ESPECIFICACION	REFERENCIA
1	1	HORQUILLA RECTA	LFC-ING-024	FIG.3, R-1
2	1	CLEMA DE TENSION	LFC-ING-022	FIG.1, P-H

LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

LINEAS DE 85 Y 230 KV
SUJECION DEL CABLE DE GUARDA
A LAS TORRES DE TENSION

PROY. HGAM/FJST

2	6/10/97	REVISION GENERAL	HGAM/FJST
1	2/5/97	REVISION GENERAL	HGAM/RRB
No.	FECHA	DESCRIPCION	FIRMA



GERENCIA

SUBDIRECCION TECNICA
INGENIERIA ELECTRICA

HOJA

IN .ECTRICA

TITULO

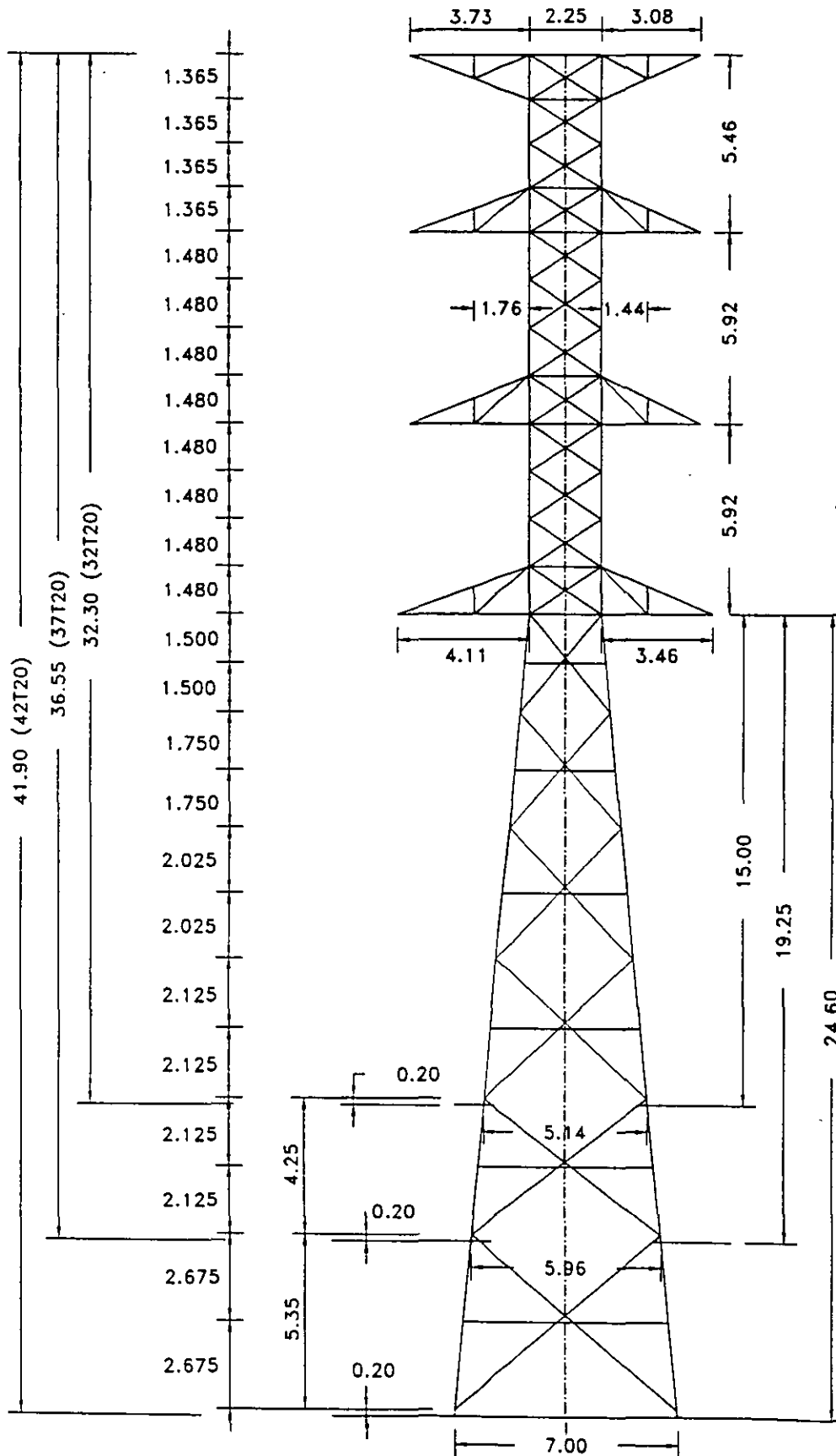
LINEAS DE 230 KV

SUBTITULO

TORRES 32T20, 37T20 y 42T20

PROY: ETC/M'

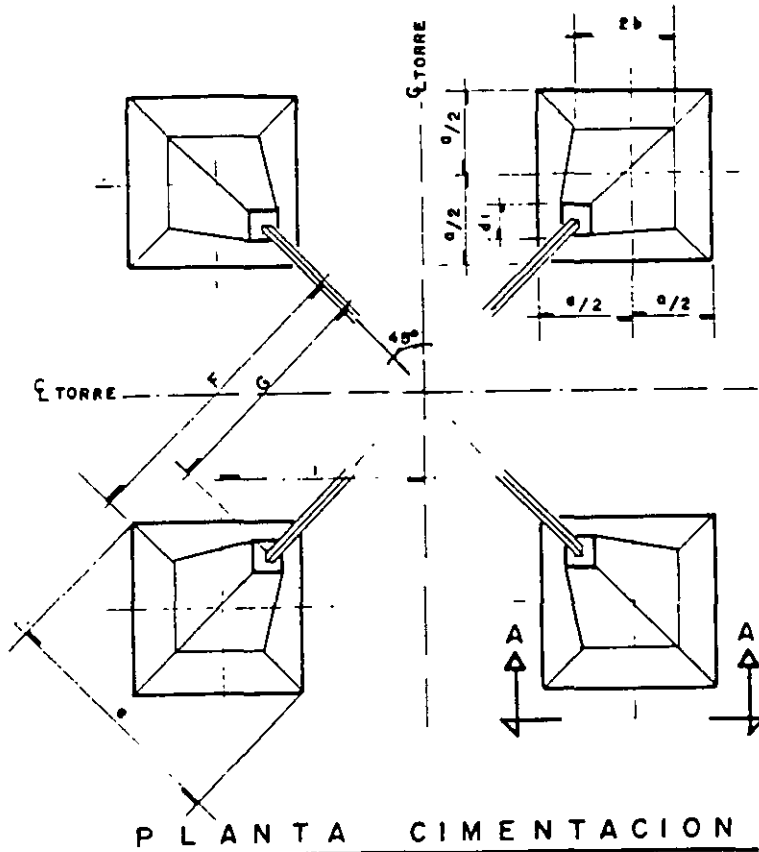
FECHA FEB/.



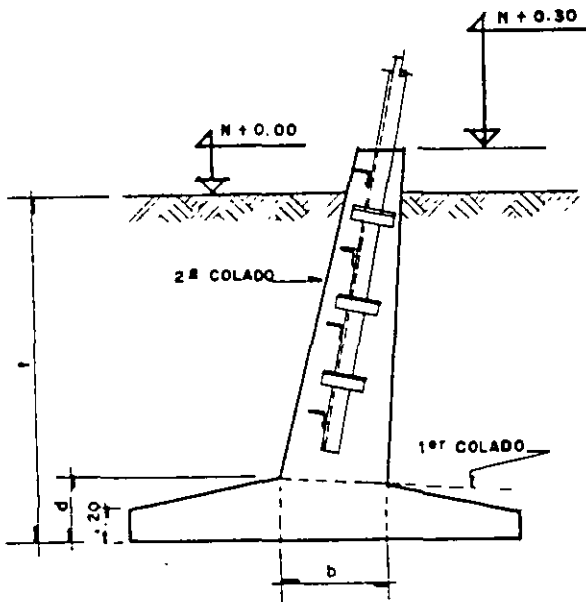
ESC: 1=200
ACOT. MTS

DIB. CARI

INGENIERIA CIVIL



PLANTA CIMENTACION

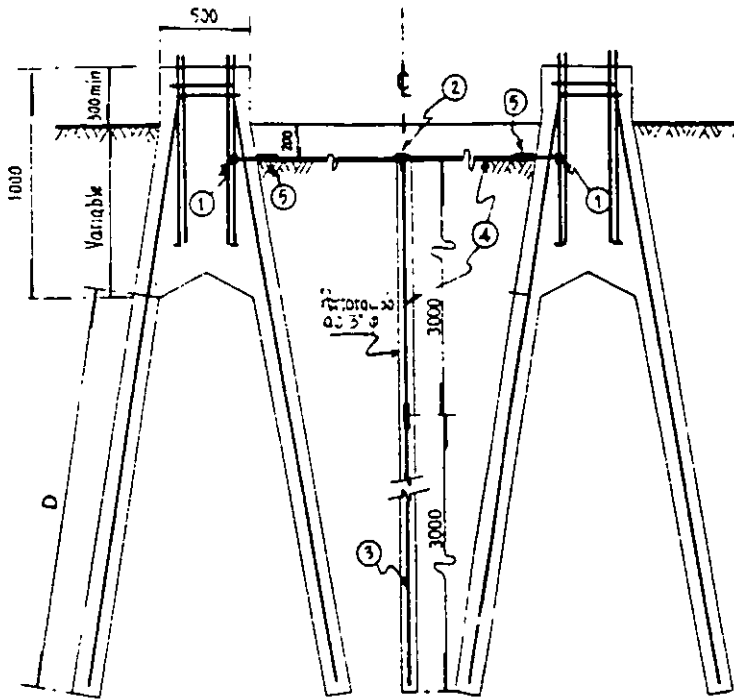


**CORTE A-A
ELEVACION**

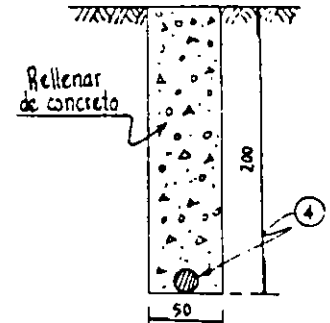
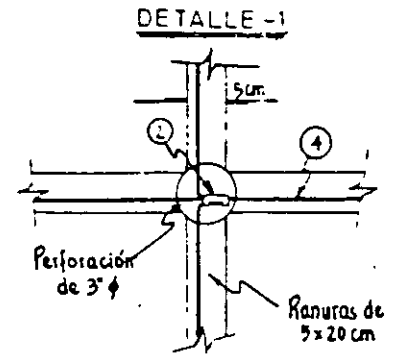
D A T O S			
TORRE	PLANO N°	TIPO SUELO	CARACTERISTICAS
A	0508-9163-C	AR-17	RIGIDO
A	" "	AS-5	SUAVE
C, A = 20°	" "	R-17	RIGIDO
C, A = 20°	" "	S-5	SUAVE
C, A = 45°	" "	R-17	RIGIDO
C, A = 45°	" "	S-5	SUAVE
A	" "	R-10	RIGIDO
A	" "	S-3	SUAVE
C, A = 20°	" "	R-10	RIGIDO
C, A = 20°	" "	S-3	SUAVE
C, A = 45°	" "	R-10	RIGIDO
CT = ALTA	" "	R-17	RIGIDO
C, A = 60°	" "	R-17	RIGIDO
CG	" "	R-17	RIGIDO
GATO	" "	R-17	RIGIDO
C, A = 90°	" "	R-10	RIGIDO

ACOTACIONES EN m

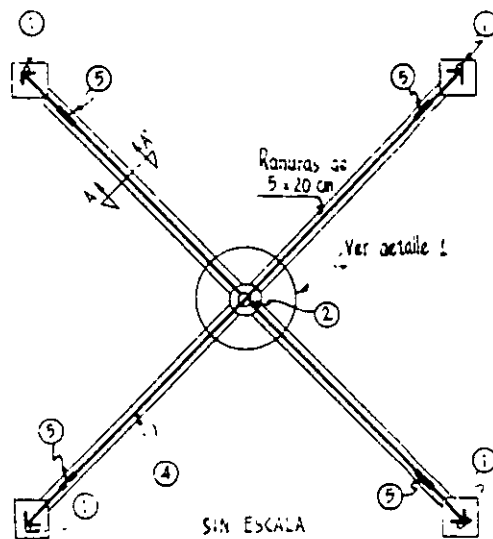
COMPANIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO S A			
(SOCIETAT) LINEA 230 KV			
CIMENTACIONES PARA TORRES DE LINEAS DE 230 KV 2 CIRCUITOS			
Ing Civil			
EST. SIM	LEV. DIB. R.D.S.	PROY. ING. A. N. R.	20
FECHA	REV.	APROB.	
DICIEMB. 78	ING. J. T. S.	ING. A. L. R.	



CONEXION A TIERRA



VISTA A-A'



SIN ESCALA

TIPO DE TORRE	PROFUNDIDAD D	
	EN ROCA FIJA	EN TEPETATE
T-10	2750	3850
T-20	2750	3850
T-45	2800	3900
T-60	2800	3900
R	3000	4200
T-90	3200	4500

PARTIDA	CANTIDAD	DESCRIPCION	CATALOGO
1	4 Pzas.	Grapa de sujeción a varilla de fierro galv. de 1/4" ϕ (Para T90) de 1/2" ϕ	BURNDY GAR No.1629 No.1729
2	1 Pza.	Conector "T" para cable de cobre.	BURNDY YTT-3428
3	1 Pza.	Electrodo de varilla copper-weld 5/8" ϕ - 3.00m. long.	
4	25 m.	Cable de Cu. desnudo No 3/0.	
5	4 Pzas.	Conector para cable de Cu.	BURNDY YS28

0508-16045	L230 XV Cimientos para torres en terreno muy resistente.
NUMERO	TITULO
	DIBUJOS RELACIONADOS

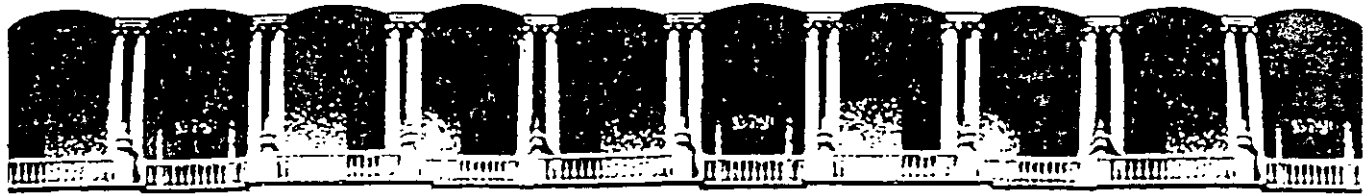
No.	FECHA	DESCRIPCION	FIRMAS
REVISIONES			

CIA. DE LUZ Y FZA. DEL CENTRO, S.A.
LINEAS DE 230 KV

CONEXION A TIERRA PARA TORRES DE TENSION
EN TERRENO MUY RESISTENTE

PROY. M.M.V.
DIB. E.M.B
REV J.G.Z.

Septiembre 1971.
Z-0508-16148



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

*DIPLOMADO EN SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE POTENCIA*

*MODULO IV
CA 134*

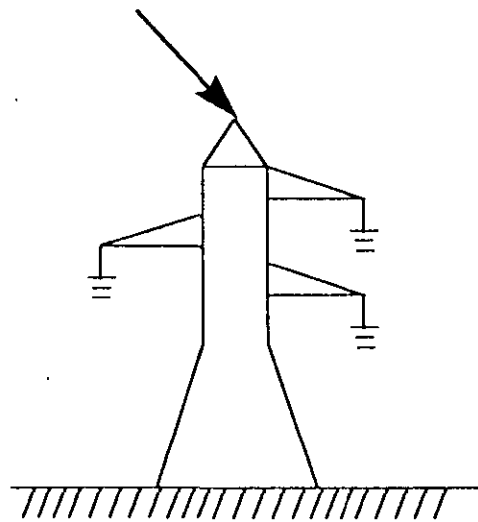
*DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE
LINEAS DE TRANSMISION*

TEMA

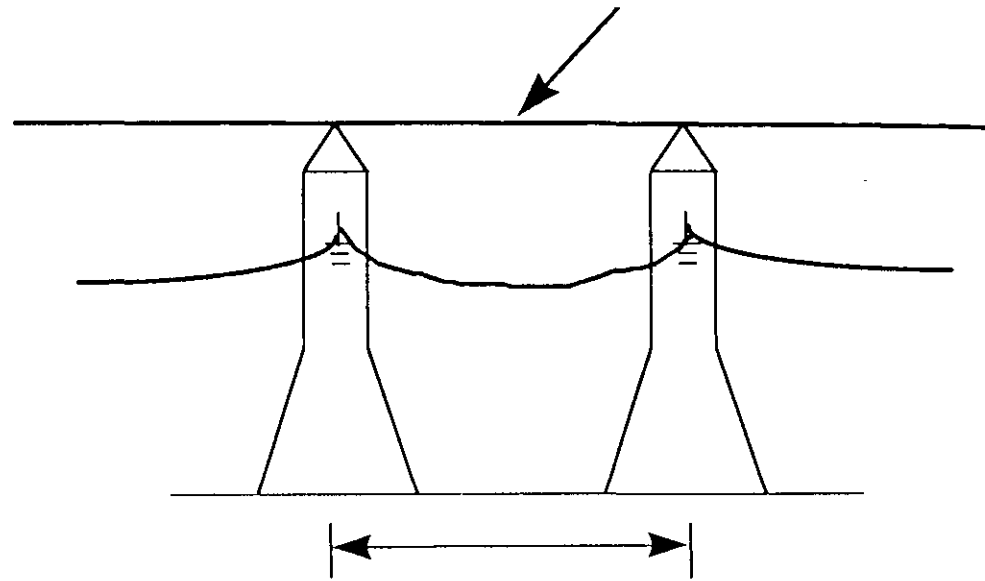
ANEXO

**EXPOSITOR: ING. ANTONIO PANIAGUA SILVA
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2002**

DESCARGAS EN LAS TORRES



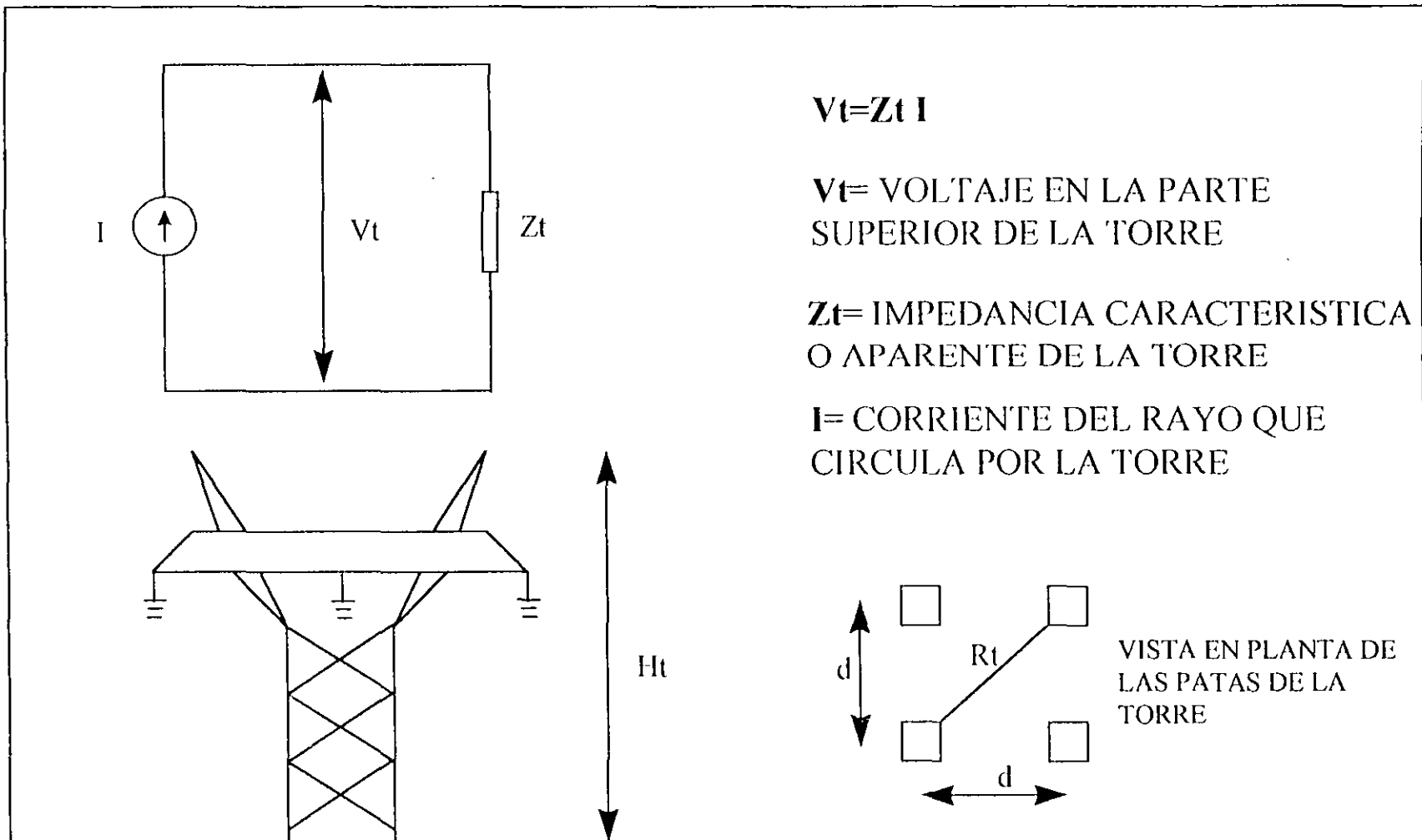
EN LAS TORRES
70% DE LAS DESCARGAS INCIDEN



CLARO O DISTANCIA ENTRE TORRES

30% DE LOS RAYOS INCIDEN EN EL
PUNTO MEDIO DEL CLARO

EFECTO DE LAS DESCARGAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS



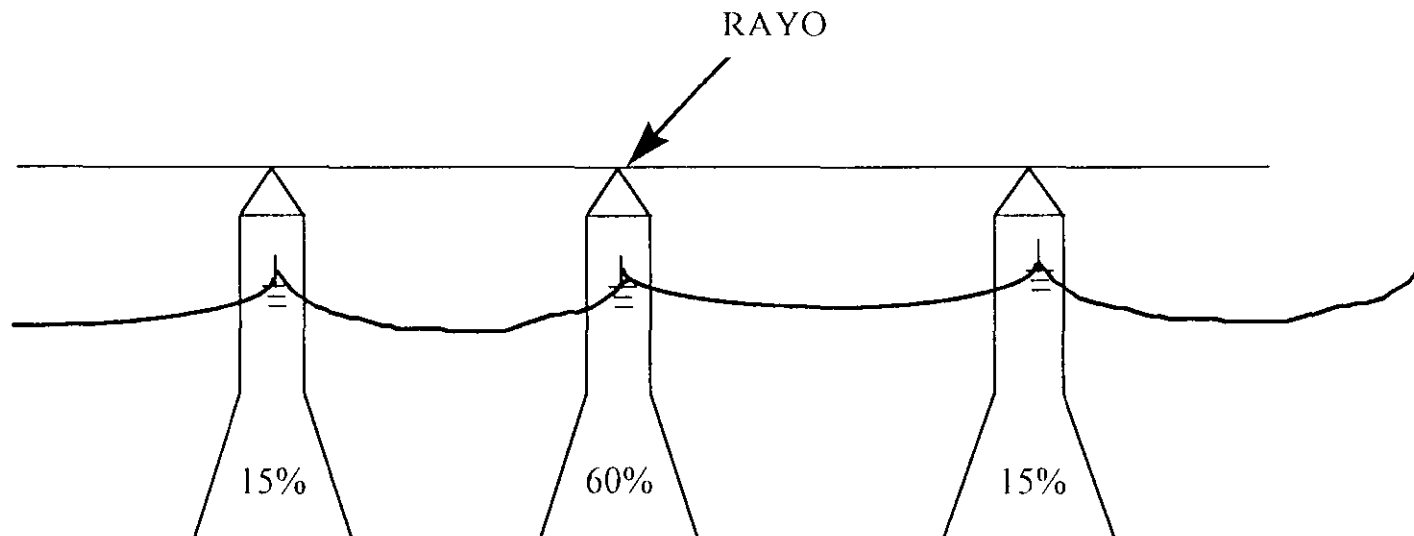
EFECTO DE LAS DESCARGAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS

$$Z_t = 60 \ln(2 \sqrt{2} H_t / R_t) \text{ OHMS}$$

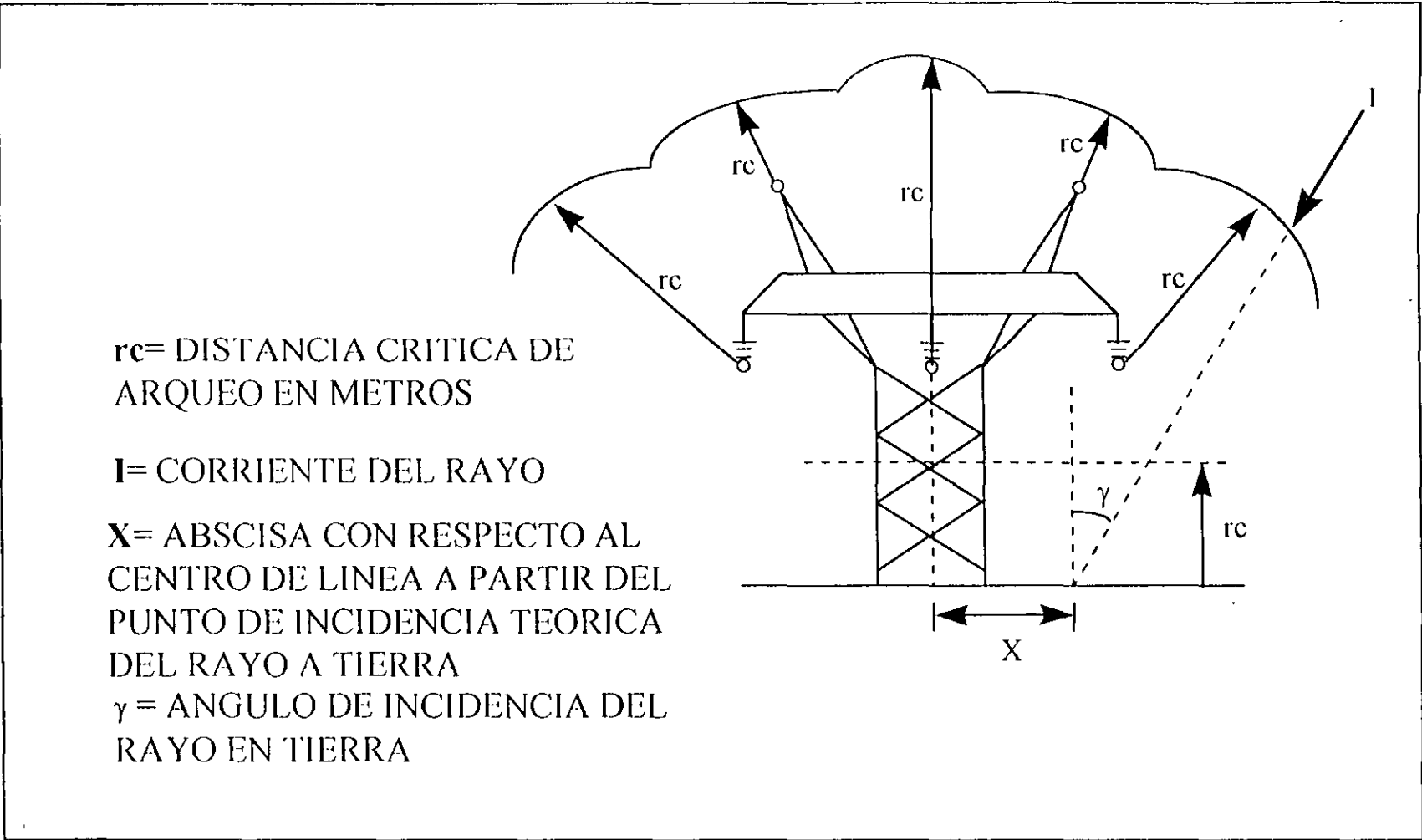
H_t = ALTURA DE LA TORRE EN METROS

R_t = RADIO EQUIVALENTE DE LA TORRE EN METROS

d = SEPARACION ENTRE PATAS DE LA TORRE EN METROS



EFFECTO DE LAS DESCARGAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS



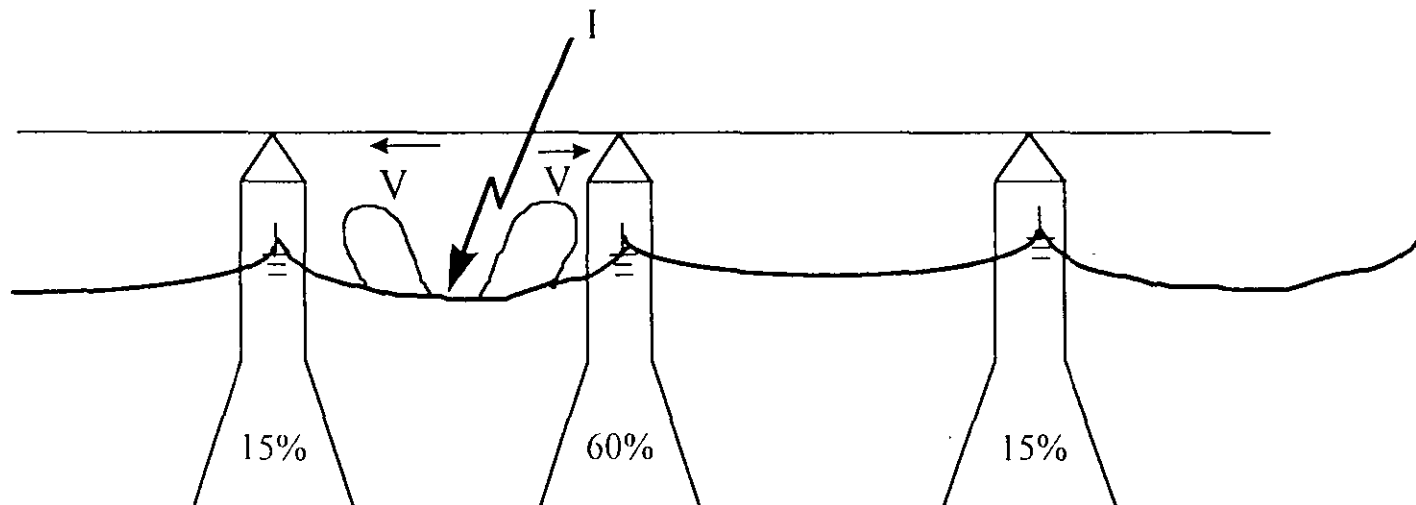
EFFECTO DE LAS DESCARGAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS

$$V_c = Z_c I / 2$$

Z_c = IMPEDANCIA
CARACTERISTICA DE LA LINEA
EXPRESADA EN OHMS

I = MAGNITUD DE LA CORRIENTE
DEL RAYO EN kA

V_c = VOLTAJE DEL CONDUCTOR DE
FASE CON RESPECTO A TIERRA

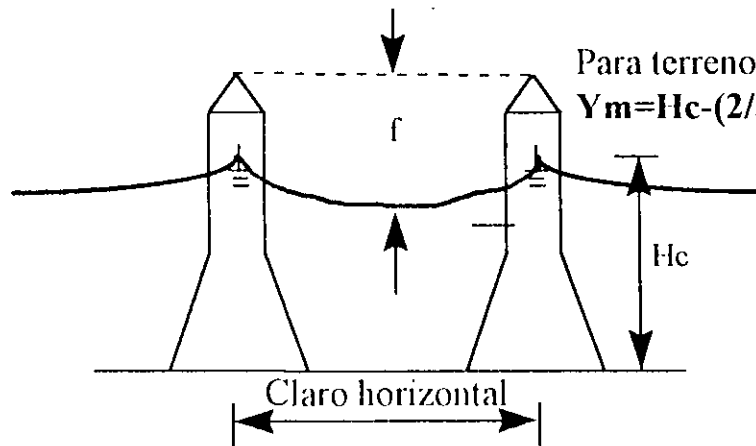


EFFECTO DE LAS DESCARGAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS

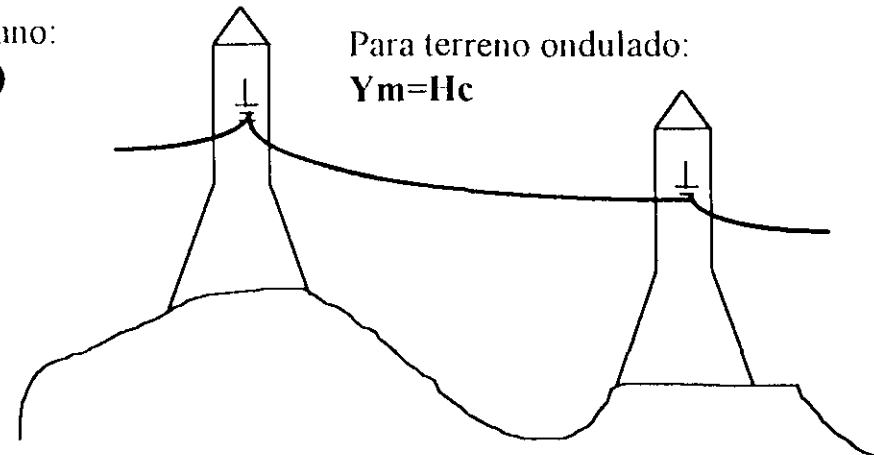
$$Z_c = 60 \ln(2Y_m / R_e) \text{ ohms}$$

Z_c = Impedancia característica de las L.T's a partir de su disposición geométrica de los conductores, tomando en consideración su posición en el punto medio del claro.

Y_m = Altura media del conductor de fase considerando su posición con respecto al suelo, dependiendo de la naturaleza del terreno donde se construye la línea.

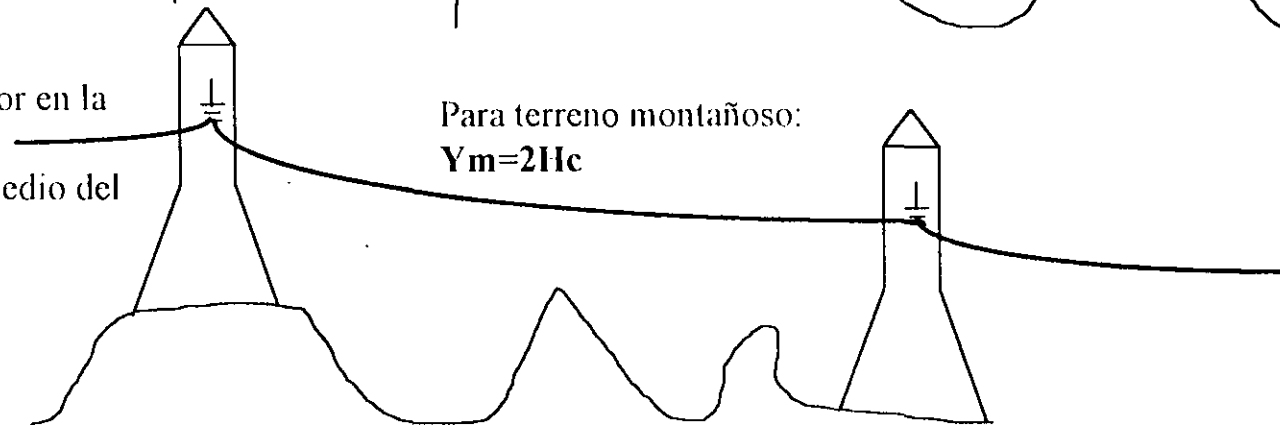


Para terreno plano:
 $Y_m = H_c - (2/3 f)$



Para terreno ondulado:
 $Y_m = H_c$

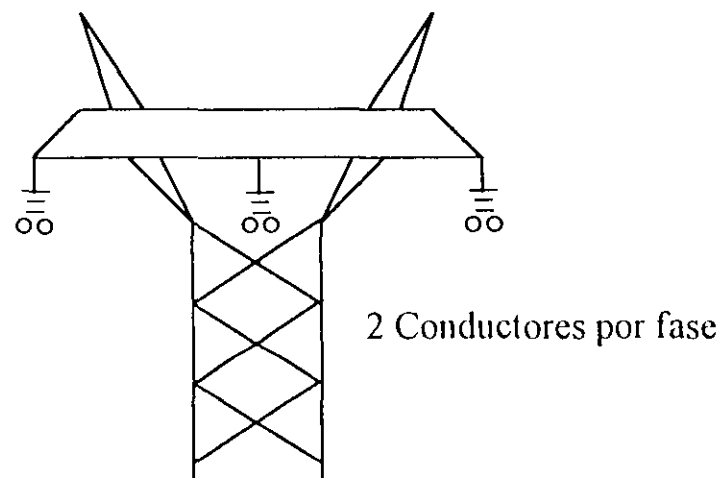
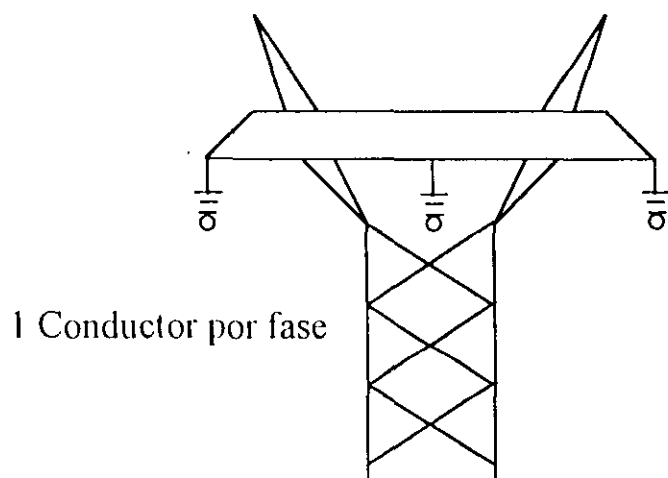
H_c = Altura del conductor en la torre (m)
 f = Flecha en el punto medio del claro (m)



Para terreno montañoso:
 $Y_m = 2H_c$

EFECTO DE LAS DESCARGAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS

R_e = Radio del conductor (para 1 conductor por fase) o radio equivalente del conductor (cuando se usa mas de un conductor por fase)



$$R_e = R_n \sqrt[n]{(n r / R_n)}$$

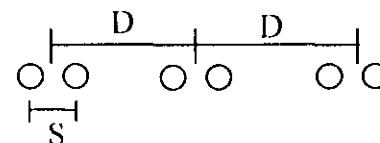
r = radio de un conductor del haz

n = número de conductores por fase que forman el haz

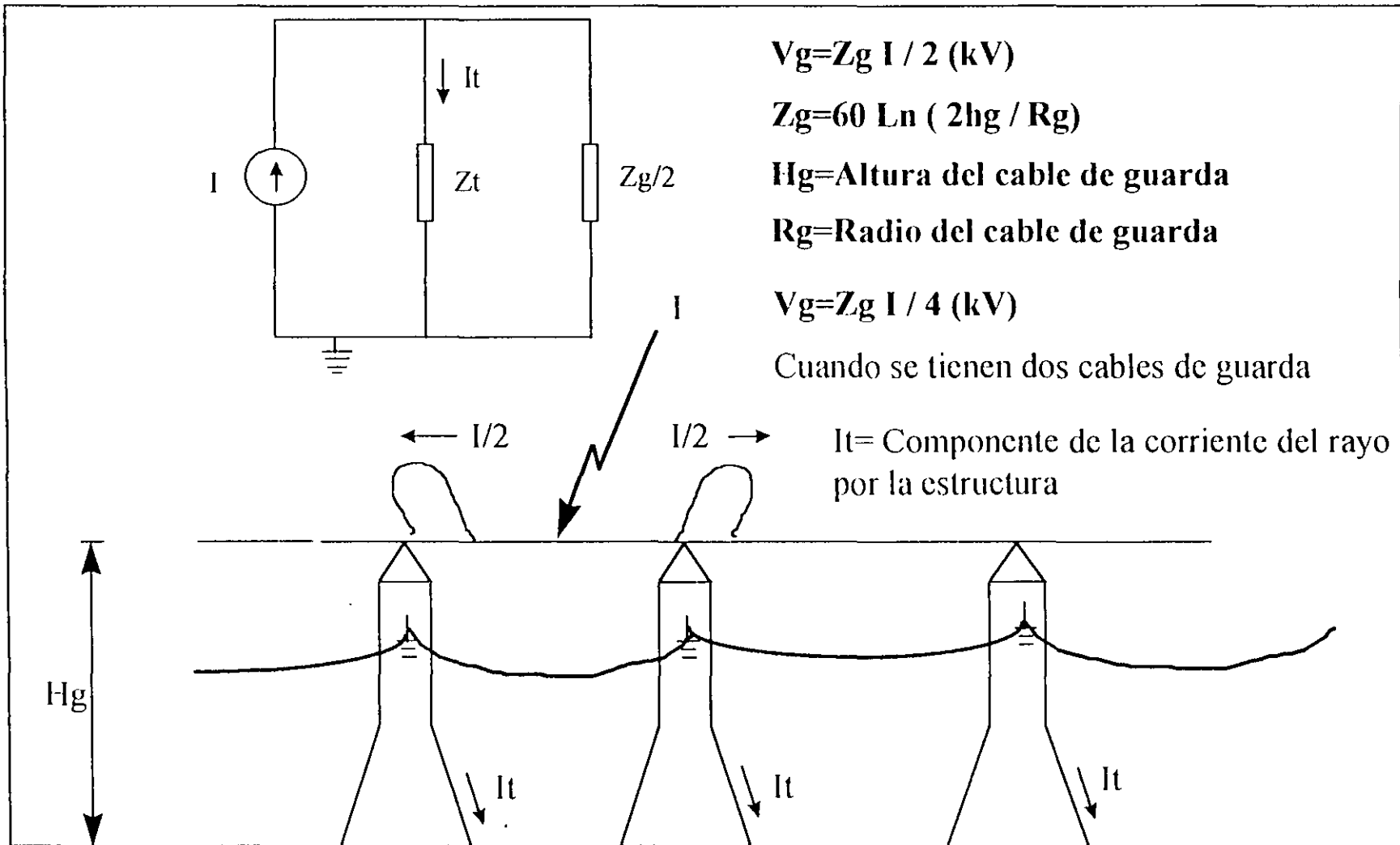
R_n = radio del haz de conductores

$$R_n = S / (2 \text{ sen } \Pi/n)$$

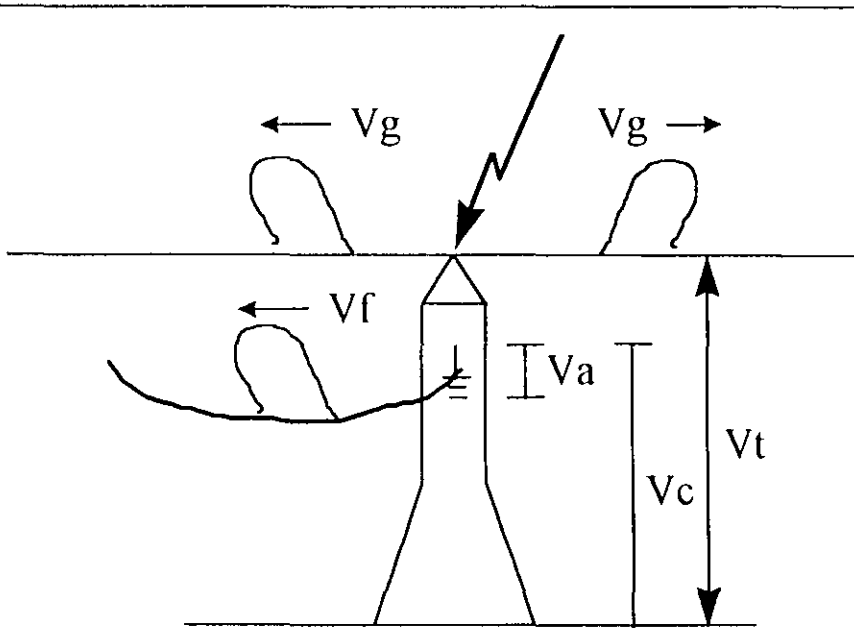
S = Separación entre los conductores del haz



DESCARGAS EN LOS CABLES DE GUARDA



DESCARGAS EN LOS CABLES DE GUARDA



V_t =Voltaje medido de tierra a la parte superior de la torre

V_f =Voltaje inducido en los conductores de fase

V_c =Voltaje medido de tierra a la cruceta

V_a =Voltaje a través de la cadena de aisladores

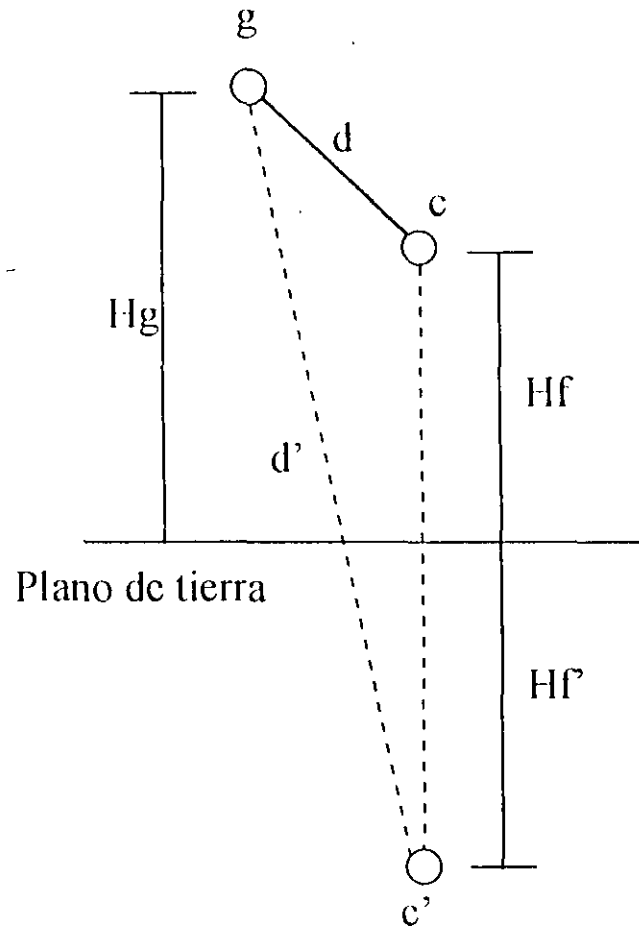
$V_t \cong V_c$

C = Coeficiente de acoplamiento entre el conductor de fase y de guarda

El voltaje en la cadena de aisladores es:

$$V_a = V_c - V_f = V_t - V_f = V_t (1 - C)$$

DESCARGAS EN LOS CABLES DE GUARDA



c' = Imagen del conductor de fase

Para determinar el factor de acoplamiento (c) se puede considerar una fase de la línea ya que se supone simetría en la disposición geométrica de los conductores de fase.

Considerando el efecto de una de las fases se establece la siguiente relación:

$$V_f = Z_{ff} I_f + Z_{fg} I_g$$

$$V_g = Z_{fg} I_f + Z_{gg} I_g$$

$$Z_{ff} = 60 \ln(2 H_f / R_f) \text{ ohms}$$

$Z_{fg} = Z_{gf}$ = Impedancia mutua entre el conductor de fase y el cable de guarda

$$Z_{fg} = Z_{gf} = 60 \ln(d' / d) \text{ ohms}$$

DESCARGAS EN LOS CABLES DE GUARDA

$$V_f = 60 I_f (\ln 2 H_f / R_f) + 60 I_g (\ln d' / d)$$

$$V_g = 60 I_f (\ln d' / d) + 60 I_g (\ln 2 H_g / R_g)$$

Como la descarga (rayo) ocurre sobre el cable de guarda, entonces momentaneamente la corriente en el conductor de fase es cero, es decir: $I_f = 0$, además se sabe que la corriente es $I/2$ a partir del punto de impacto.


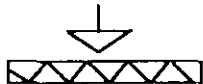
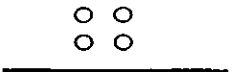
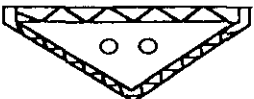

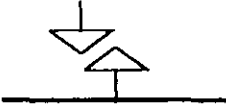

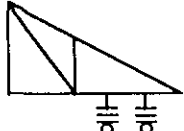
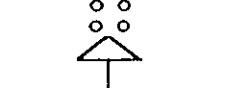

$$V_f = 60 I_g / 2 (\ln d' / d)$$

$$V_g = 60 I_g / 2 (\ln 2 H_g / R_g)$$

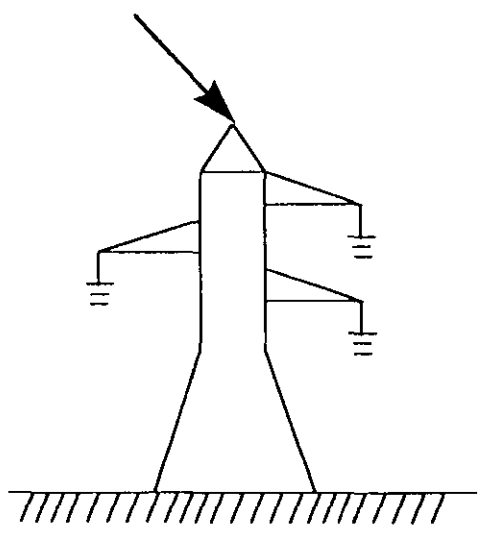
Al realizar la división de V_f/V_g resulta el coeficiente de acoplamiento C:

$$C = (\ln d' / d) / (\ln 2 H_g / R_g)$$

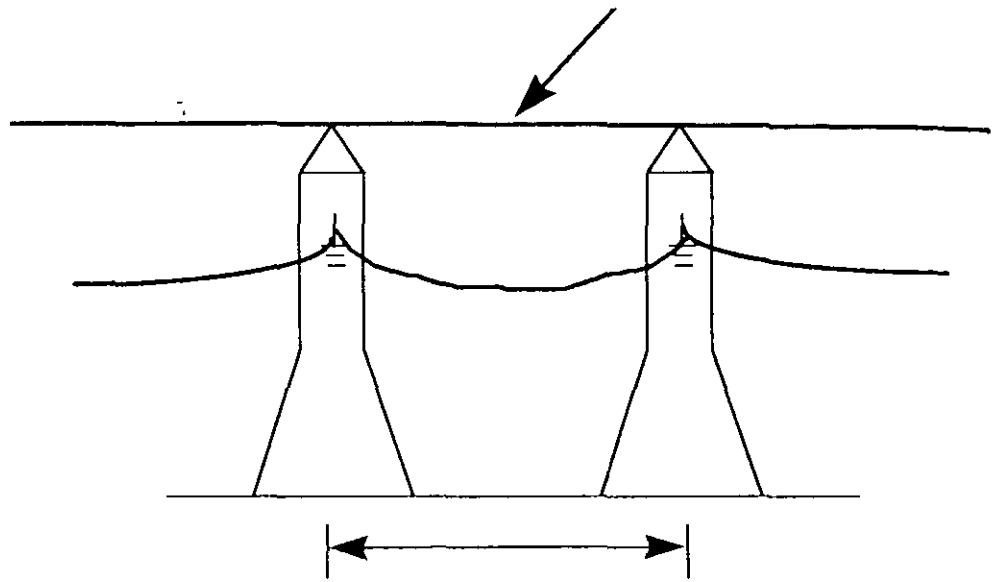
DISTANCIAS DIELECTRICAS

Configuración de Electrodo		Factor de Gap K
Punta - Plano (punta - placa)		1.0
Punta - Estructura		1.05
Conductor - Plano		1.15
Conductor - Ventana		1.20
Conductor - Estructura		1.30
Punta - Punta (Varilla-Varilla) H= 3.0 m o menos		1.30
Conductor - Estructura Lateral y Debajo		1.35
Conductor - Extremo de brazo o Cruceta de Estructura		1.55
Conductor - Punta H= 3.0m o menos		1.65
Conductor - Punta H= 6.0m o menos		1.90

DESCARGAS EN LAS TORRES

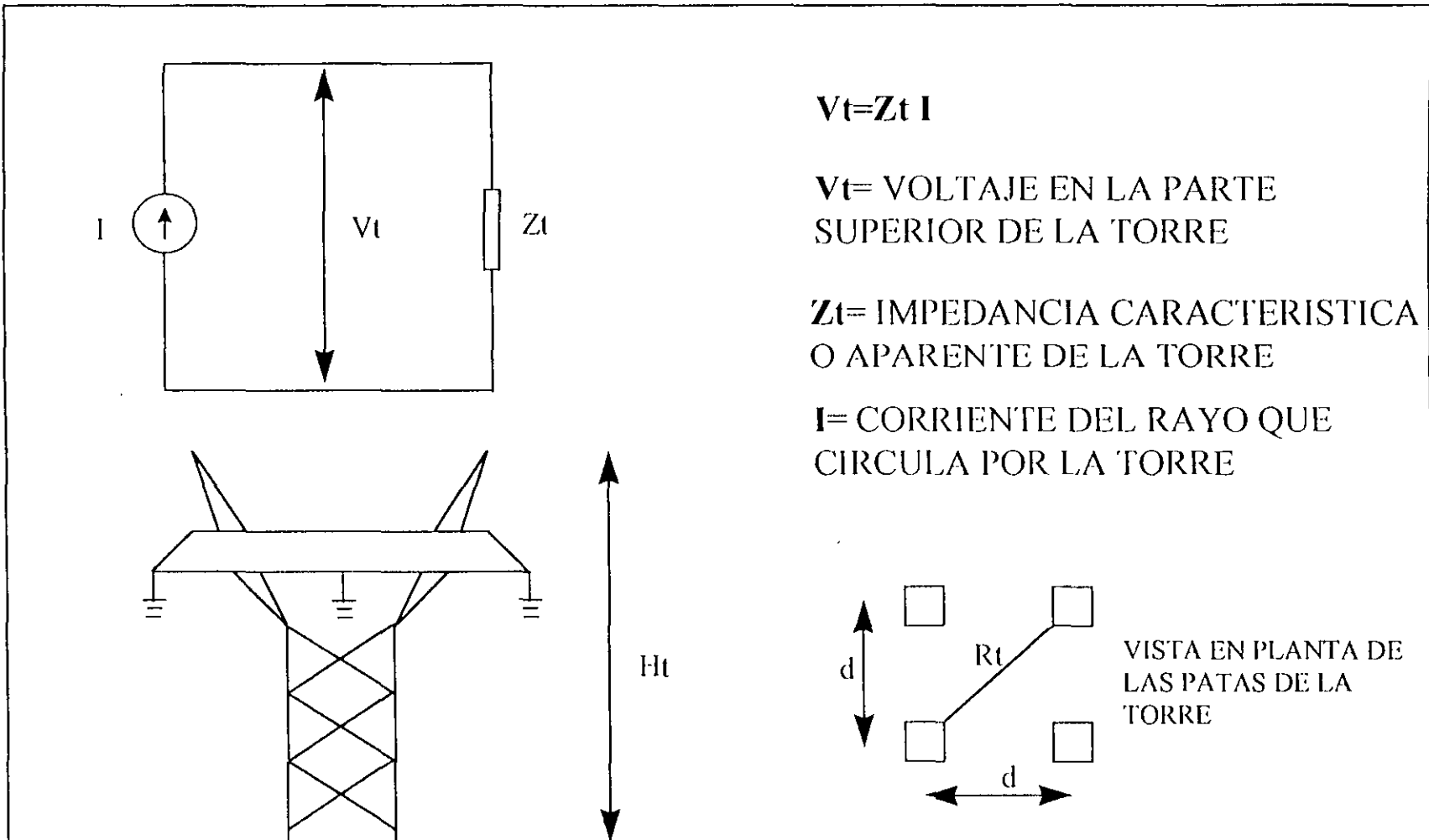


EN LAS TORRES
70% DE LAS DESCARGAS INCIDEN



CLARO O DISTANCIA ENTRE TORRES
30% DE LOS RAYOS INCIDEN EN EL
PUNTO MEDIO DEL CLARO

EFECTO DE LAS DESCARGAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS



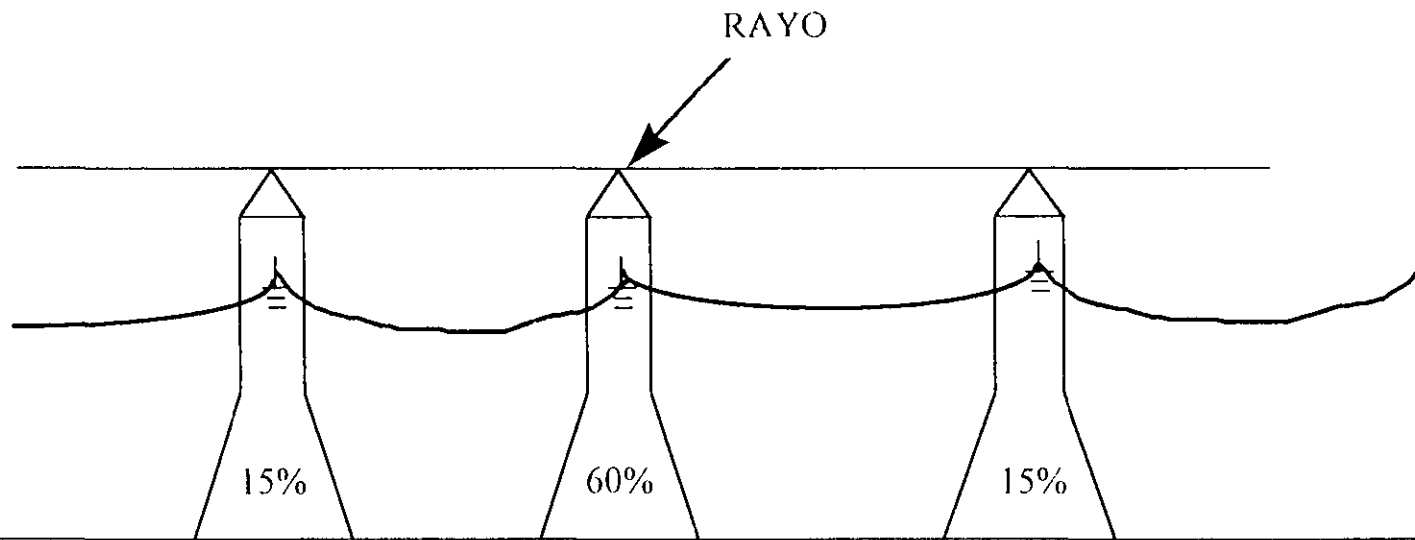
EFECTO DE LAS DESCARGAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS

$$Z_t = 60 \ln(2 \sqrt{2} H_t / R_t) \text{ OHMS}$$

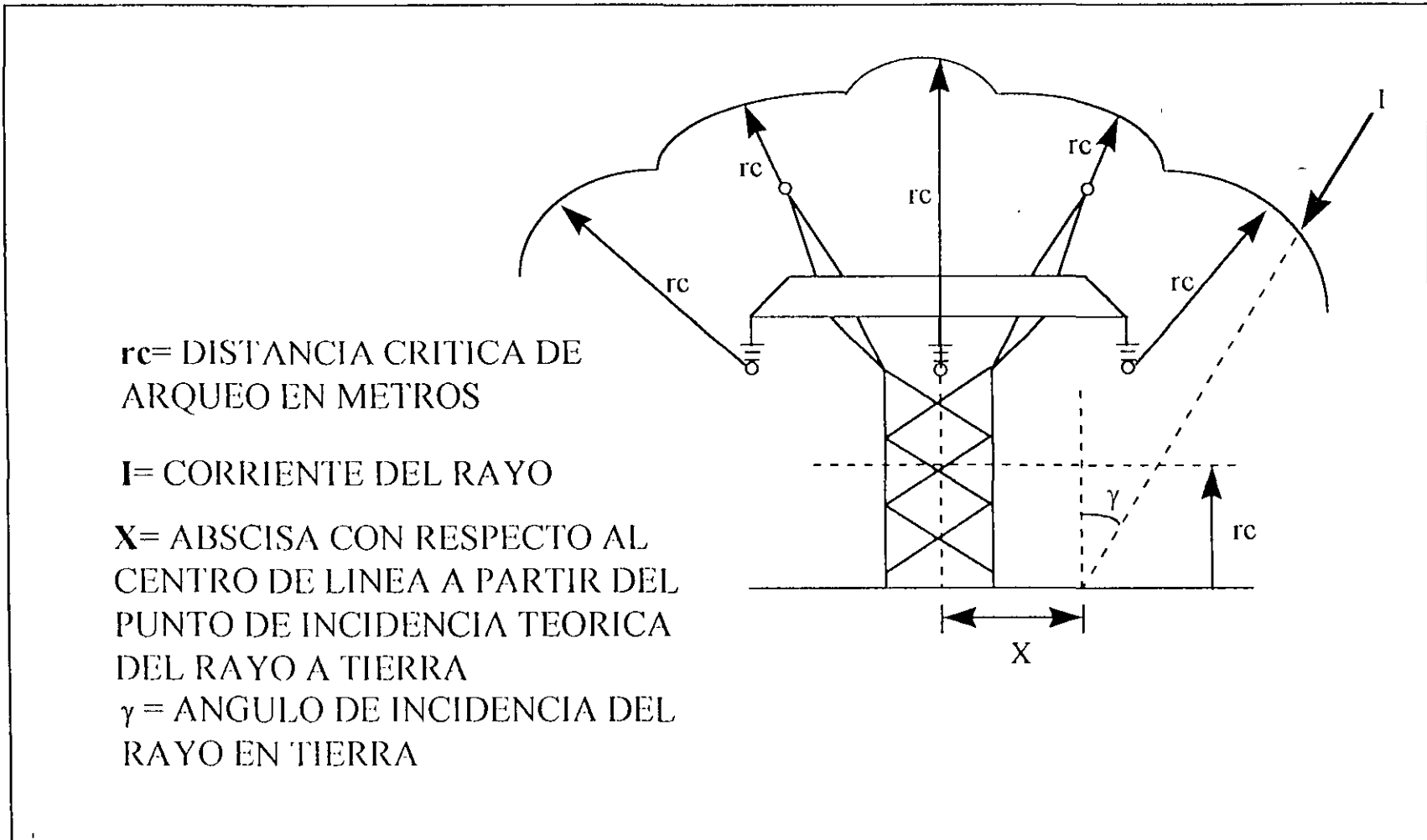
H_t = ALTURA DE LA TORRE EN METROS

R_t = RADIO EQUIVALENTE DE LA TORRE EN METROS

d = SEPARACION ENTRE PATAS DE LA TORRE EN METROS



EFECTO DE LAS DESCARGAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS



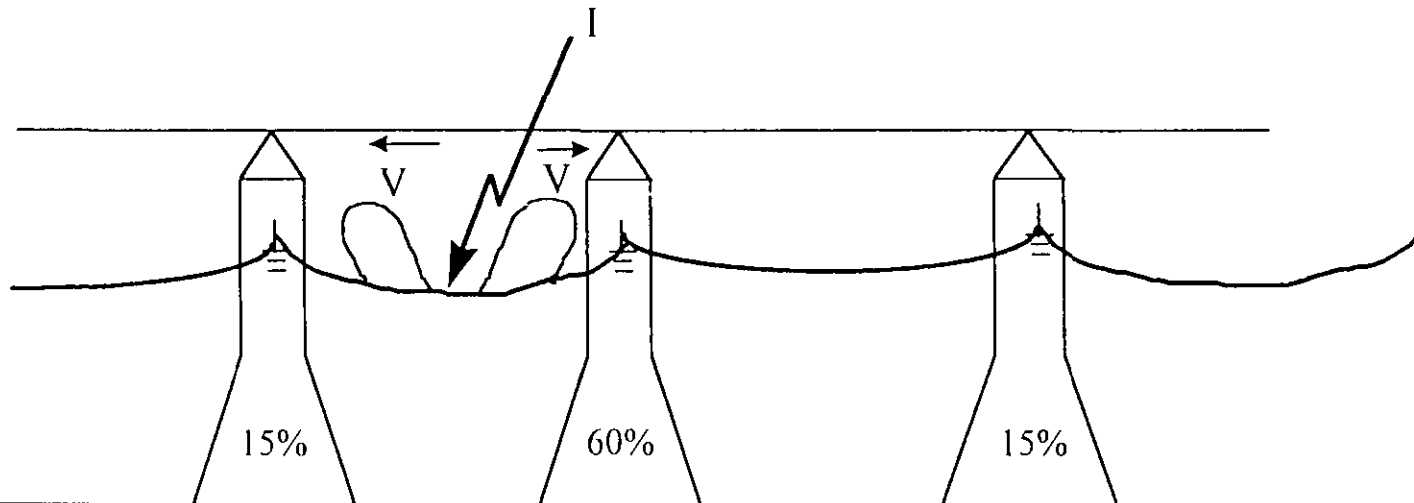
EFECTO DE LAS DESCARGAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS

$$V_c = Z_c I / 2$$

Z_c = IMPEDANCIA
CARACTERISTICA DE LA LINEA
EXPRESADA EN OHMS

I = MAGNITUD DE LA CORRIENTE
DEL RAYO EN kA

V_c = VOLTAJE DEL CONDUCTOR DE
FASE CON RESPECTO A TIERRA

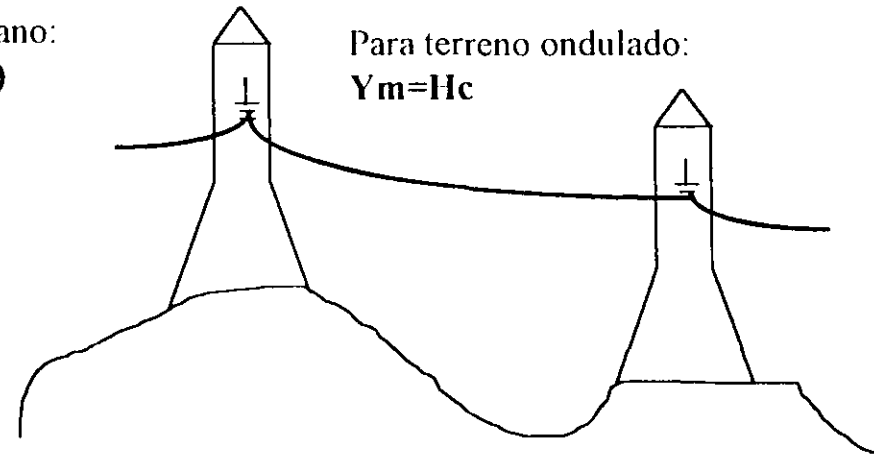
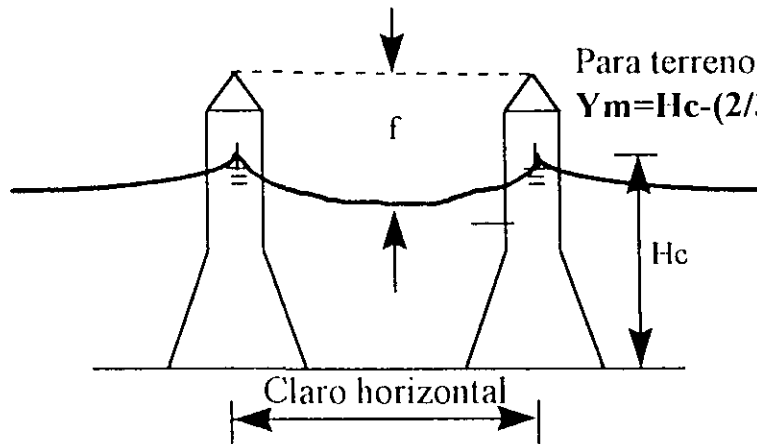


EFFECTO DE LAS DESCARGAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS

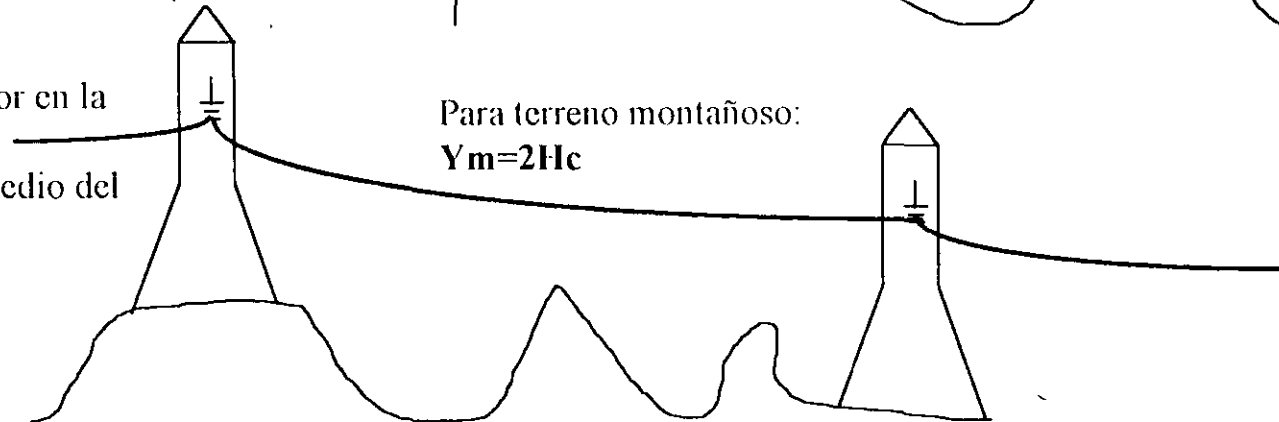
$$Z_c = 60 \ln(2Y_m / R_e) \text{ ohms}$$

Z_c = Impedancia característica de las L.T's a partir de su disposición geométrica de los conductores, tomando en consideración su posición en el punto medio del claro.

Y_m = Altura media del conductor de fase considerando su posición con respecto al suelo, dependiendo de la naturaleza del terreno donde se construye la línea.

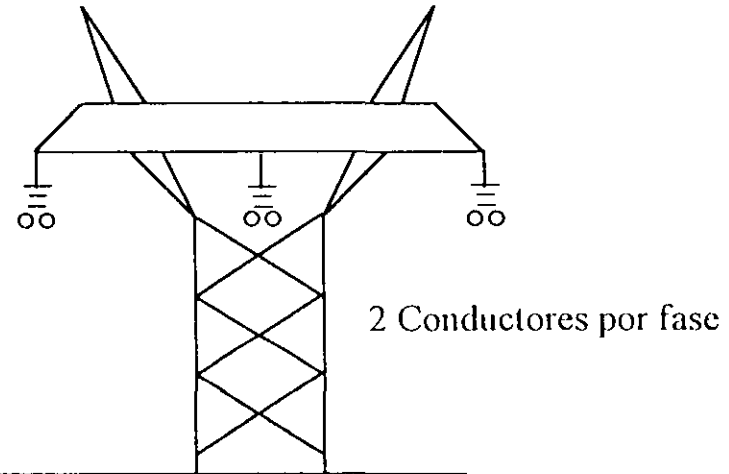
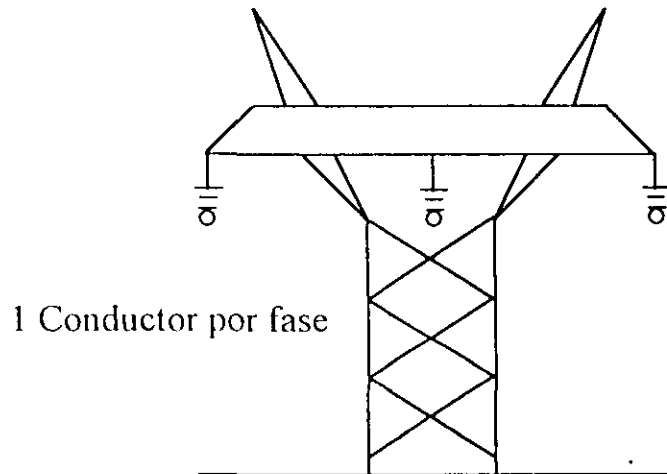


H_c = Altura del conductor en la torre (m)
 f = Flecha en el punto medio del claro (m)



EFFECTO DE LAS DESCARGAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS

Re=Radio del conductor (para 1 conductor por fase) o radio equivalente del conductor (cuando se usa mas de un conductor por fase)



$$R_e = R_n \sqrt[n]{(n r / R_n)}$$

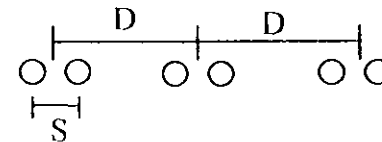
r= radio de un conductor del haz

n= número de conductores por fase que forman el haz

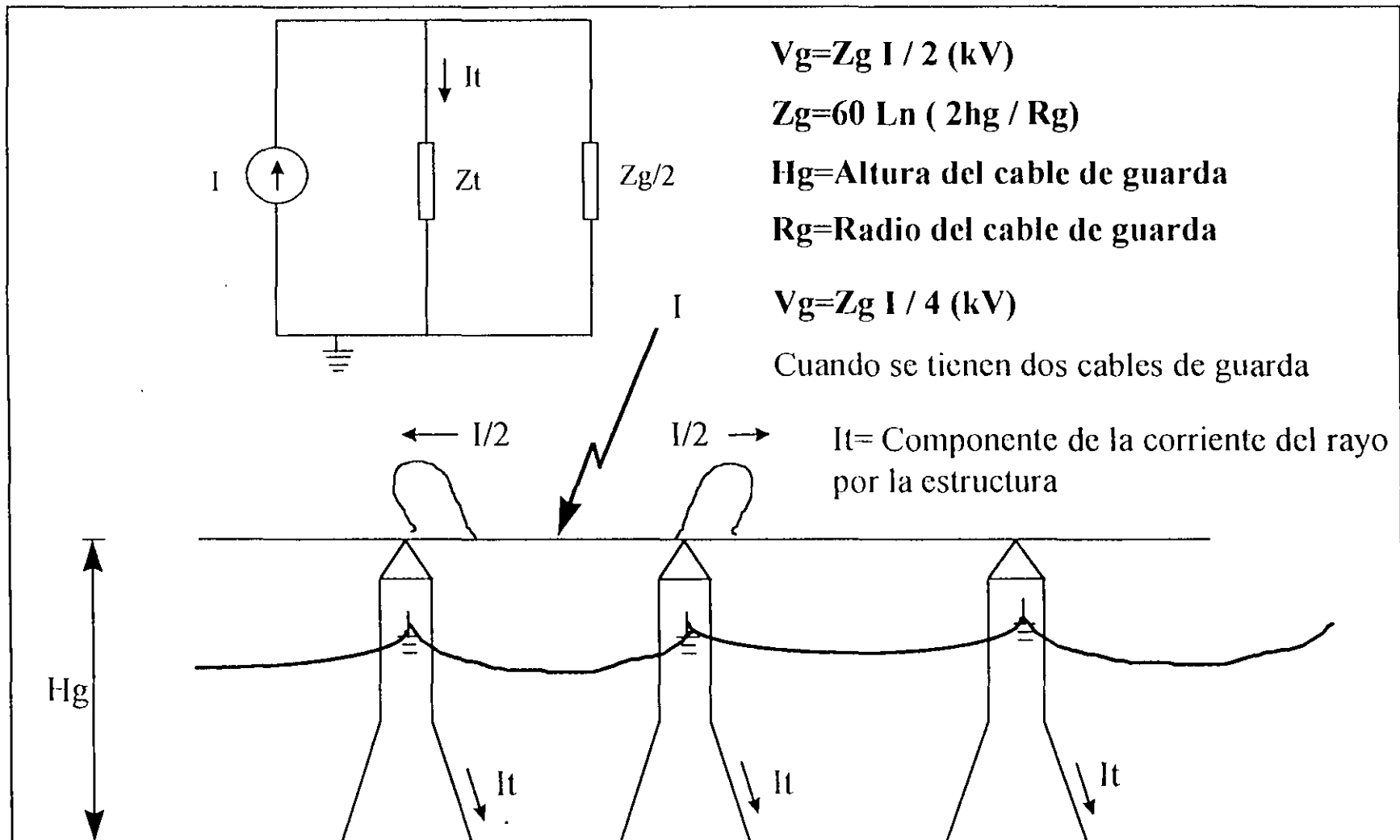
Rn= radio del haz de conductores

$$R_n = S / (2 \text{ sen } \Pi/n)$$

S= Separación entre los conductores del haz



DESCARGAS EN LOS CABLES DE GUARDA



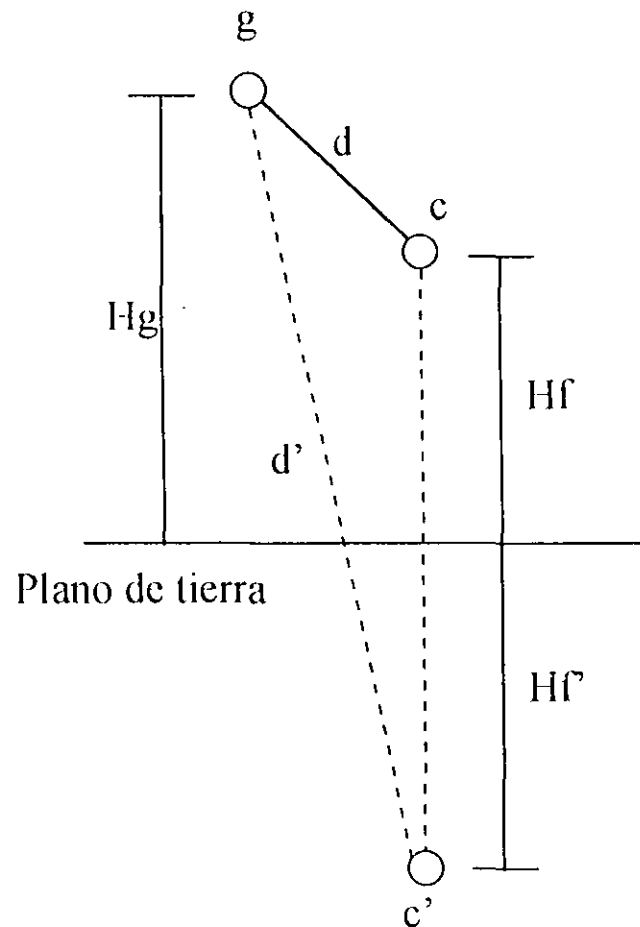
DESCARGAS EN LOS CABLES DE GUARDA

$V_t =$ Voltaje medido de tierra a la parte superior de la torre
 $V_f =$ Voltaje inducido en los conductores de fase
 $V_c =$ Voltaje medido de tierra a la cruceta
 $V_a =$ Voltaje a través de la cadena de aisladores
 $V_t \cong V_c$
 $C =$ Coeficiente de acoplamiento entre el conductor de fase y de guarda

El voltaje en la cadena de aisladores es:

$$V_a = V_c - V_f = V_t - V_f = V_t (1 - C)$$

DESCARGAS EN LOS CABLES DE GUARDA



c' = Imagen del conductor de fase

Para determinar el factor de acoplamiento (c) se puede considerar una fase de la línea ya que se supone simetría en la disposición geométrica de los conductores de fase.

Considerando el efecto de una de las fases se establece la siguiente relación:

$$V_f = Z_{ff} I_f + Z_{fg} I_g$$

$$V_g = Z_{fg} I_f + Z_{gg} I_g$$

$$Z_{ff} = 60 \ln(2 H_f / R_f) \text{ ohms}$$

$Z_{fg} = Z_{gf}$ = Impedancia mutua entre el conductor de fase y el cable de guarda

$$Z_{fg} = Z_{gf} = 60 \ln(d' / d) \text{ ohms}$$

DESCARGAS EN LOS CABLES DE GUARDA

$$V_f = 60 I_f (\ln 2 H_f / R_f) + 60 I_g (\ln d' / d)$$

$$V_g = 60 I_f (\ln d' / d) + 60 I_g (\ln 2 H_g / R_g)$$

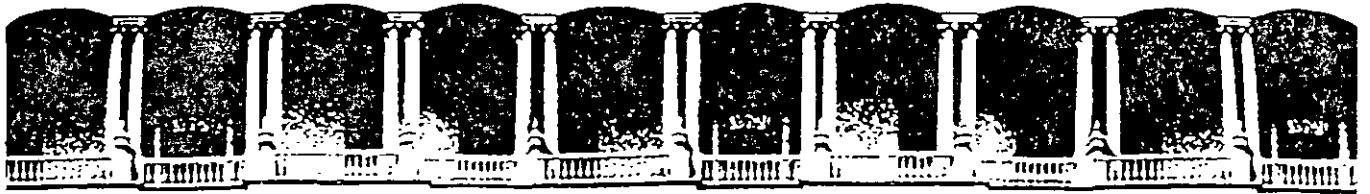
Como la descarga (rayo) ocurre sobre el cable de guarda, entonces momentaneamente la corriente en el conductor de fase es cero, es decir: $I_f = 0$, además se sabe que la corriente es $I/2$ a partir del punto de impacto.

$$V_f = 60 I_g / 2 (\ln d' / d)$$

$$V_g = 60 I_g / 2 (\ln 2 H_g / R_g)$$

Al realizar la división de V_f/V_g resulta el coeficiente de acoplamiento C :

$$C = (\ln d' / d) / (\ln 2 H_g / R_g)$$



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

*DIPLOMADO EN SISTEMAS
ELECTRICOS DE POTENCIA*

MODULO IV

CA 134

*DISEÑO ELECTROMECHANICO DE
LINEAS DE TRANSMISION*

TEMA

*PROTECCION ANTICORROSIVA PARA
CIMENTACION DE ESTRUCTURAS DE LINEAS
DE TRANSMISION*

**EXPOSITOR: ING. ANTONIO PANIAGUA SILVA
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2002**

P R E F A C I O

Esta especificación ha sido elaborada de acuerdo con las Bases Generales para la Normalización en CFE, habiendo preparado la propuesta de revisión la **Gerencia de Laboratorio**.

Participaron en la revisión y aprobación de la presente especificación las áreas que se indican a continuación.

GERENCIA DE DISTRIBUCION

GERENCIA DE LABORATORIO

GERENCIA DE PROYECTOS TERMoeLECTRICOS

GERENCIA DE PROYECTOS DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION

El presente documento normalizado entra en vigor a partir de la fecha abajo indicada y será actualizado y revisado tomando como base las observaciones que se deriven de la aplicación del mismo. Dichas observaciones deben enviarse a la Gerencia de Laboratorio, quien a través del Departamento de Normalización - - coordinará la revisión.

Esta especificación revisa y substituye a la edición de noviembre de 1986 y a todos los documentos normalizados de CFE relacionados con protección anticorrosiva para cimentación de estructuras de líneas de - - transmisión que se haya publicado, dentro del campo de aplicación del presente.

AUTORIZO:



ING. GUILLERMO GUERRERO VILLALOBOS
DIRECTOR GENERAL

C O N T E N I D O

1	OBJETIVO Y CAMPO DE APLICACION	1
2	NORMAS QUE SE APLICAN	1
3	DEFINICIONES	1
3.1	Aluminotermia	1
3.2	Anodo	1
3.3	Cátodo	1
3.4	Efecto Pantalla	1
3.5	Electrodo de Referencia	1
3.6	Electrodo de Referencia Patrón de Cu/Cu SO4 (cobre/sulfato de cobre)	2
3.7	Electrólito	2
3.8	Galvánico	2
3.9	Ion	2
4	MEDICION DE RESISTIVIDAD DEL SUELO	2
4.1	Generalidades	2
4.2	Material y Equipo	2
4.3	Método	3
4.4	Errores	4
4.5	Criterios de Selección para protección Anticorrosiva de la Estructura	5
5	RECUBRIMIENTOS ANTICORROSIVOS	5
5.1	Generalidades	5
5.2	Aplicación	5
6	PROTECCION CATODICA	6
6.1	Generalidades	7
6.2	Material y Equipo de Pruebas (ver figura 5)	7
6.3	Medición del Potencial Natural-Suelo	7
6.4	Prueba de Requerimiento de Corriente para Protección Catódica	7
7	DISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCION CATODICA	9
7.1	Criterio de Protección	9
7.2	Cálculo del Sistema de Protección Catódica	9
8	CARACTERISTICAS	13
8.1	Anodos de Magnesio	13
8.2	Anodos de Zinc	15
8.3	Soldadura y Moldes	16
8.4	Alambre Conductor	16
8.5	Conectores	16
8.6	Resistencias	16
8.7	Aislamientos Eléctricos	16
9	INSTALACION DE LA PROTECCION CATODICA	17
9.1	Excavación de Cepas para Anodos	17

PROTECCION ANTICORROSIVA PARA CIMENTACION
DE ESTRUCTURAS DE LINEAS DE TRANSMISION

ESPECIFICACION
CFE D8CME-07

9.2	Ranuras para el Alambrado	17
9.3	Cepas en la parte de la Estructura	17
9.4	Colocación de Anodos	17
9.5	Soldaduras	17
9.6	Conexión Provisional	26
10	VERIFICACION Y AJUSTE DEL SISTEMA DE PROTECCION CATODICA	26
10.1	Material y Equipo	27
10.2	Drenaje de Corriente Unitaria	27
10.3	Tiempo de Vida Esperado	27
10.4	Cálculo de Resistencia	27
10.5	Instalaciones de Resistencias	28
10.6	Empalme de Alambre Conductor	28
10.7	Potencial de Protección	29
10.8	Clasificación de los Sistemas de Protección Catódica	29
11	CONTROL DE LA OPERACION DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION CATODICA	30
11.1	Objetivo	30
11.2	Prerequisitos	30
11.3	Material y Equipo	30
11.4	Procedimiento de Operación	30
12	MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION CATODICA	31
12.1	Objetivo	31
12.2	Prerequisitos	31
12.3	Generalidades	31
12.4	Procedimientos	31
TABLA 1	Selección del tipo de protección para la estructura	6
TABLA 2	Factor de corrección (F) asociado con el peso de ánodo	11
TABLA 3	Valores de EP en función del número y material de los ánodos y para la distribución anódica en estructuras autosoportadas de líneas de transmisión	12
TABLA 4	Valores de la aleación de ánodos de magnesio	13
TABLA 5	Dimensiones nominales de ánodos de magnesio	14
TABLA 6	Valores de la aleación de ánodos de Zinc	15
TABLA 7	Fallas en electrodos de referencia de trabajo de cobre /sulfato de cobre (Cu/Cu SO4) saturado	32
FIGURA 1	Medición de la resistividad (vista de planta)	3
FIGURA 2	Medición de resistividad por el método " Wenner "	4
FIGURA 3	Verificación del ajuste del medidor de resistividad	5
FIGURA 4	Diagrama para medición de potencial	8

PROTECCION ANTICORROSIVA PARA CIMENTACION
DE ESTRUCTURAS DE LINEAS DE TRANSMISION

ESPECIFICACION
CFE D8CME-07

FIGURA 5	Conexión del equipo para la prueba de requerimiento de corriente para la protección catódica	8
FIGURA 6	Ejemplo del trazo de una curva de polarización catódica para la evaluación de corriente de protección (I_p)	10
FIGURA 7	Sección transversal del ángulo de magnesio	14
FIGURA 8	Instalación tipo II	18.
FIGURA 9	Instalación tipo III	19
FIGURA 10	Instalación tipo IV	20
FIGURA 11	Instalación tipo V	21
FIGURA 12	Instalación tipo VI	22
FIGURA 13	Instalación tipo VII	23
FIGURA 14	Instalación tipo VIII	24
FIGURA 15	Instalación tipo IX	25

1 OBJETIVO Y CAMPO DE APLICACION

Esta especificación tiene por objeto establecer, la protección anticorrosiva de las partes enterradas de las estructuras metálicas de líneas de transmisión de la Comisión, sobre la base de los valores de la resistividad del suelo, tomada en el sitio donde se localiza la estructura.

2 NORMAS QUE SE APLICAN

CFE D8500-01-1986	Guía para la Selección y Aplicación de Recubrimientos Anticorrosivos.
CFE D8500-02-1986	Recubrimientos Anticorrosivos.
NOM-K-109-1977	Anodos de Magnesio empleados en Protección Catódica.
NOM-B-231-1968	Requisitos de las cribas para clasificación de materiales.
MIL A-18001H-1968	Anodos, Corrosion Preventive, Zinc. Slab disc and rod shaped.

NOTA: En caso de que los documentos anteriores sean revisados o modificados debe tomarse en cuenta la edición en vigor o la última edición en el momento del pedido, salvo que la Comisión indique otra cosa.

3 DEFINICIONES

3.1 Aluminotermia

Proceso por el cual se libera una gran cantidad de calor para fundir una soldadura mediante una mezcla de pólvora y aluminio en polvo.

3.2 Anodo

Electrodo o área que sufre oxidación (pierde electrones). Los más usados son los de zinc y magnesio.

3.3 Cátodo

Electrodo o área que sufre reducción (gana electrones). Normalmente se le denomina así a la estructura por proteger catódicamente.

3.4 Efecto Pantalla

Efecto que produce una disminución de drenaje de corriente por ánodo, al conectarse en paralelo 2 ó más ánodos.

3.5 Electrodo de Referencia

También se le denomina media celda y es un metal puro en presencia de sus mismos iones.

3.6 Electrodo de Referencia Patrón de Cu/CuSO₄ (cobre/sulfato de cobre)

Es un electrodo de referencia de Cu/CuSO₄, cuyo electrodo de cobre debe estar libre de cualquier producto de corrosión.

3.7 Electrólito

Es una solución conductora de la energía eléctrica a través de iones.

3.8 Galvánico

Se le denomina así al acoplamiento de dos metales de diferente potencial en un electrólito.

3.9 Ion

Elemento o molécula cargado eléctricamente.

3.10 Polarización

Fenómeno por el cual se cambia el potencial de equilibrio en las superficies de las estructuras metálicas.

3.11 Potencial Natural

Es el voltaje que da un metal o aleación en su estado original, al estar en contacto con un electrólito, respecto a un electrodo de referencia.

3.12 Resistividad

Es la resistencia específica de un material en Ohm-cm que se determina sobre una muestra del mismo, que tenga un cm de longitud y un cm² de sección transversal.

4 MEDICION DE RESISTIVIDAD DEL SUELO

4.1 Generalidades

La resistividad del suelo es una forma indirecta, rápida y práctica de valorar las condiciones del suelo, ya que está en función del tipo, compactación, contenido de humedad y sales solubles en los estratos. Es el inverso de la conductividad eléctrica y se usa para el diseño de la protección anticorrosiva.

Debido a que la humedad del suelo y la temperatura no son constantes, el valor de la resistividad sólo es verdadero para el momento de la medición.

4.2 Material y Equipo

- a) Medidor de resistencia de balance nulo, de impulso de corriente alterna, con escalas de 1, 10, 100, 1000 y 10000 ohms.
- b) Varillas de acero con revestimiento de cobre soldado de 60 cm de largo por 13 mm de diámetro mínimo, con punta en un extremo.

- c) Cables de cobre aislado para conexión calibre del No. 14 al No. 10 AWG, con caimanes en un extremo y en el otro, la terminal adecuada al medidor de resistencia que se utilice.

4.3 Método

Se debe medir la resistividad cuando se tengan cuando menos la cimentación y base de la estructura instalados, colocando el instrumento de medición en el centro (mojonera), y las varillas se deben colocar paralelas al cable conductor, con una separación de 1.6 y 3.2 m (ver figura 1).

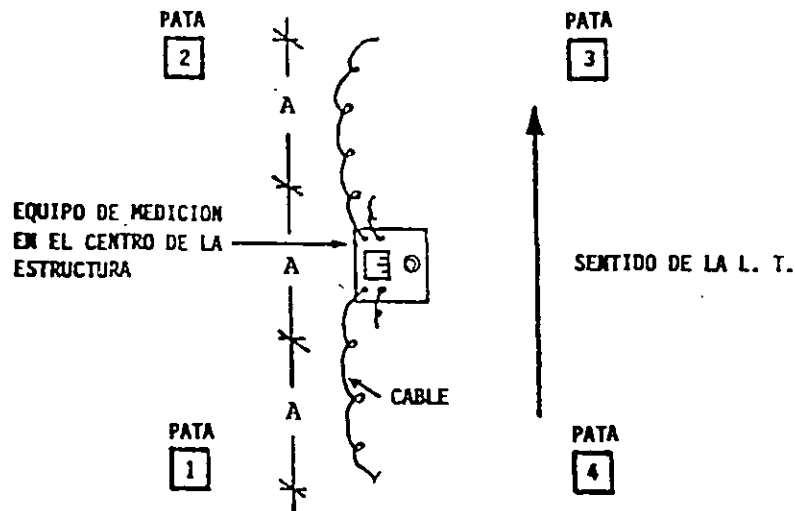


Figura 1 - Medición de la resistividad (vista de planta)

Para medir la resistividad del suelo, se debe utilizar el método "Wenner" o de los cuatro electrodos, el cual consiste en lo siguiente:

- Clavar cuatro varillas en el suelo, hasta lograr un buen contacto eléctrico, dispuestas en línea recta con una separación uniforme entre ellas. Se debe procurar que las varillas queden en un plano horizontal, que no existan huecos alrededor de ellas y que estén clavadas a la misma profundidad.
- La terminales de corriente del instrumento C1 y C2 se conectan a las varillas de los extremos y las de potencial P1 y P2 a las varillas intermedias como se indica en la figura 2.
- Para terrenos secos, se puede humedecer el terreno alrededor de las varillas o utilizar un equipo con terminal de guarda (G), que debe conectarse a un quinto electrodo, instalado a la mitad de la distancia entre las varillas de potencial (P1 y P2).

Se acepta una diferencia máxima del 10% entre el valor de la resistencia y el indicado por el instrumento. La conexión se hace como se indica en la figura 3.

- b) Falso contacto entre el caimán de conexión y la varilla. Limpiar el caimán y la varilla hasta eliminar la capa de óxido en las superficies de contacto.
- c) Baterías del instrumento bajas. Reemplazarlas por baterías nuevas.
- d) No se ajustó el cero mecánico del instrumento. Antes de realizar cualquier medición, se debe colocar la aguja en el centro de la carátula del equipo, por medio del tornillo de ajuste.
- e) Tomar un valor equivocado del multiplicador de la escala de resistencia. Considerar siempre el valor del multiplicador que éste indique.

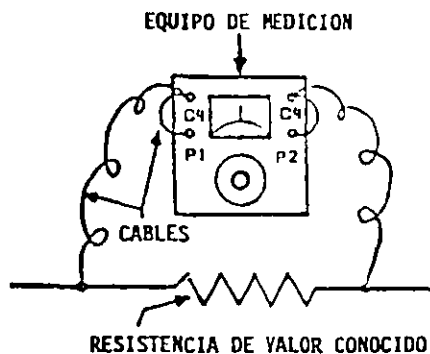


Figura 3 - Verificación del ajuste del medidor de resistividad

4.5 Criterios de Selección para Protección Anticorrosiva de la Estructura

Una vez determinados los valores de la resistividad del terreno en ohms-cm a 1.6 m y 3.2 m, seleccionar la protección anticorrosiva como se indica en la tabla 1.

5 RECUBRIMIENTOS ANTICORROSIVOS

5.1 Generalidades

Los recubrimientos anticorrosivos establecen una barrera física, entre la estructura y el medio corrosivo (suelo).

5.2 Aplicación

En superficies metálicas galvanizadas, si se detectan tierra y lodo adheridos, eliminarlos y posteriormente aplicar el mordentador para galvanizado CFE-P17, de acuerdo a la especificación CFE D8500-02.

En superficies metálicas corroidas, si se detectan tierra y lodo adheridos, eliminar-

- d) Energizar el instrumento (de acuerdo a su instructivo) y tomar el valor de la resistencia en ohms.
- e) Calcular la resistividad del suelo mediante la fórmula:

$$\rho = 2 \pi AR$$

Donde:

R = Resistencia medida en Ohm
A = Separación entre electrodos en cm
 ρ = Resistividad del suelo en ohms-cm

Para: A = 160 cm ρ = 1000 R
Para: A = 320 cm ρ = 2000 R

- f) Los valores encontrados se deben asentar en el formato A.

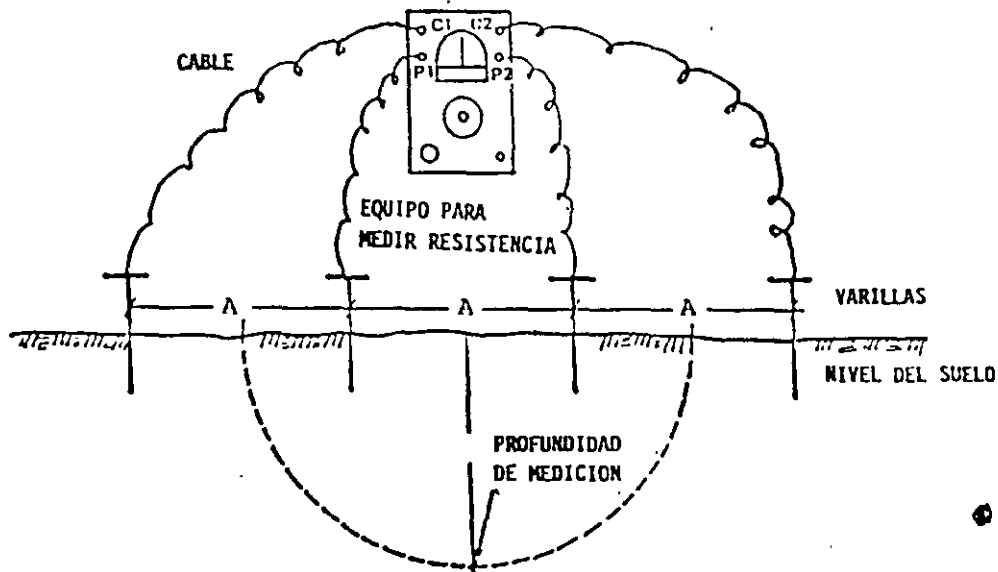


Figura 2 - Medición de resistividad por el método "Wenner"

4.4 Errores

Durante la medición se pueden tener errores debido principalmente a:

- a) Falta de calibración del instrumento de medición. Comprobar su ajuste con tres resistencias de 10, 100 y 1000 ohms con una tolerancia de $\pm 5\%$

los y posteriormente utilizar el método de preparación química CFE-PQ, de acuerdo a la especificación CFE D8500-01.

Aplicar alquitrán de hulla epóxico CFE-P7, de acuerdo a la especificación CFE D8500-02. Con brocha CFE-AB, según lo indique en la especificación CFE D8500-01, en dos capas con un espesor seco de 150 a 200 micrómetros (6-8 mils) cada una.

Para la preparación del recubrimiento se debe seguir lo establecido en la especificación CFE D8500-02, o lo indicado por el Proveedor.

TABLA 1 - Selección del tipo de protección para la estructura

Valor de Resistividad en ohms-cm		Selección de Protección Anticorrosiva
A = 1.6 m	A = 3.2 m	
menor a 2500	menor a 2500	Aplicar recubrimientos anticorrosivos totalmente en la cimentación y hasta 80 cm por encima del nivel del suelo y adicionarle protección catódica. No requiere puesta a tierra a menos que tenga cimentación de concreto.
mayor a 2500	menor a 2500	
menor a 2500	mayor a 2500	
2500-5000	2500-5000	Aplicar recubrimientos anticorrosivos 80 cm hacia abajo y por encima del nivel del suelo y adicionarle protección catódica. No requiere puesta a tierra a menos que tenga cimentación de concreto.
2500-5000	mayor a 5000	
mayor a 5000	2500-5000	
5000-10000	5000-10000	Aplicar recubrimientos anticorrosivos 80 cm hacia abajo y por encima del nivel del suelo. No requiere protección catódica y en caso de que tenga cimentación de concreto, debe conectarse a tierra.
5000-10000	mayor a 10000	
mayor a 10000	5000-10000	
mayor a 10000	mayor a 10000	No requiere recubrimientos anticorrosivos ni protección catódica. Debe conectarse a tierra.

6 PROTECCION CATODICA

Es un sistema que consiste en aplicar una corriente eléctrica directa hacia la estructura por proteger, con el fin de controlar la corrosión.

El sistema de protección catódica debe ser a base de ánodos de sacrificio (galváni-

cos), y los materiales usados para estos ánodos deben ser magnesio o zinc.

6.1 Generalidades

La protección catódica se debe aplicar cuando cualquiera de los valores de resistividad del suelo, sea menor de 5000 Ohm-cm. Se debe usar conjuntamente con recubrimientos (ver tabla 1).

Cuando la resistividad sea menor de 500 Ohm-cm, se deben usar ánodos de zinc; para los demás valores, se deben usar ánodos de magnesio.

Generalmente, no se debe usar protección catódica en conjunto con sistemas de tierra.

6.2 Material y Equipo de Pruebas (ver figura 5)

- a) Voltmetro de corriente directa analógico de alta impedancia o resistencia interna (de 1 megaOhm/Volt o de más alta sensibilidad), con rangos mínimos de escalas de 0-0.2, 0-1, 0-2 y 0-10 V.
- b) Ampermetro de corriente directa analógico o digital, con escalas mínimas de 0-20 mA, 0-0.1; 0-0.2, 0-1 y 0-2 A.
- c) Electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO₄)
- d) Cables de cobre aislados para conexión, calibre del No. 18 al No. 12 AWG, con conectores terminales apropiados según se requieran.
- e) Doce baterías de 6 Volts conectadas en serie, como fuente de suministro de corriente directa.
- f) Varillas de acero con revestimiento de cobre soldado de 13 mm de diámetro mínimo, 60 cm de longitud mínima con punta en un extremo, para ser usadas como ánodos provisionales.
- g) Reostato (resistencia variable) de 100 Watt - 500 ohms para controlar el suministro de corriente.
- h) Interruptor de 2 A, 200 W mínimo.

6.3 Medición del Potencial Natural Estructura-Suelo

La forma de medir el potencial es mediante un voltmetro de alta impedancia, conectado el polo positivo al electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado y el polo negativo a la estructura. El electrodo se coloca sobre el suelo, alejado aproximadamente 10 cm de la pata de la estructura. Las lecturas de potencial natural se hacen en el interior de la pata 1 de cada estructura por proteger, (ver figura 4) y los valores se asientan en el formato A.

6.4 Prueba de Requerimiento de Corriente para Protección Catódica

La conexión del equipo se hace como se muestra en la figura 5.

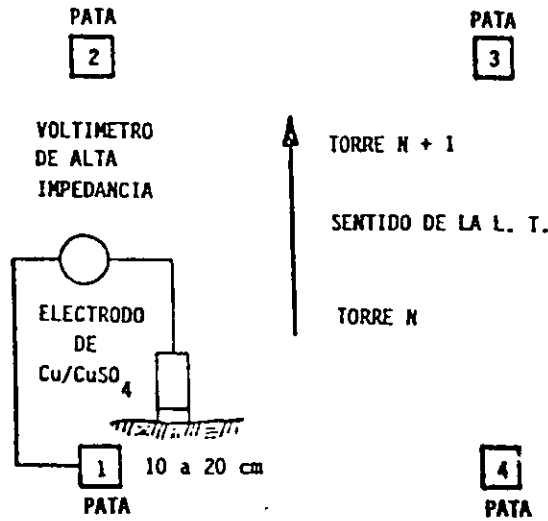


FIGURA 4 - Diagrama para medición de potencial

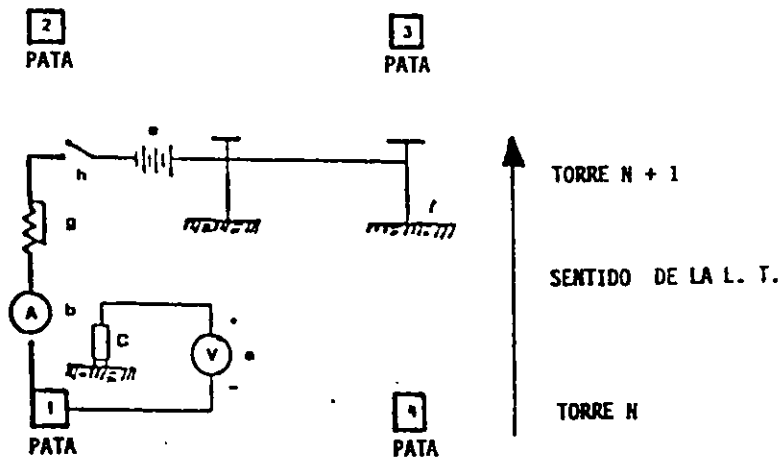


FIGURA 5 - Conexión del equipo para la prueba de requerimiento de corriente para la protección catódica

Para el desarrollo de la prueba de requerimiento de corriente, se debe seguir el método de polarización e interrupción (método de las corrientes mínimas), que básicamente consiste en suministrar corriente a la estructura durante un tiempo determinado, y se lee el potencial alcanzado en la estructura (V_{on}), posteriormente se interrumpe la corriente y se lee inmediatamente el potencial de polarización de la misma (E).

Los incrementos de corriente (I) se hacen de 50 mA y el tiempo de polarización entre cada lectura debe ser de 2 minutos.

La prueba de requerimiento de corriente se basa en encontrar el comportamiento de la función entre el potencial de polarización obtenido (E) y el logaritmo de la corriente aplicada de protección (I). Se considera el final de la prueba, cuando a dos incrementos sucesivos de corriente, la polarización alcanzada desconectando el circuito es mínima o no medible. Generalmente, la prueba de requerimiento de corriente se da por terminada al llegar a 500 mA. Los datos obtenidos en las pruebas de requerimiento de corriente, se deben registrar en el formato A.

7 DISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCION CATODICA

7.1 Criterio de Protección

El criterio utilizado para determinar la cantidad de corriente necesaria para el sistema de protección catódica, es el llamado de curvas de Tafel, que consiste en graficar los valores de $E\text{-log } I$, obtenidos en las pruebas de requerimiento de corriente y registrados en el formato A.

Al trazo resultante, se le adjudican dos líneas rectas tangentes a la curva. El punto de intersección de las extrapolaciones de las rectas representa el valor de corriente que se debe suministrar para proteger catódicamente la estructura.

La figura 6 muestra un ejemplo de la curva de Tafel y la determinación de la cantidad de corriente necesaria para protección catódica.

Por lo general, el criterio de Tafel cumple simultáneamente con otros criterios tradicionales de protección catódica:

- a) El de lograr un potencial en la estructura de -850 mV como mínimo (medido respecto al electrodo de cobre/sulfato de cobre saturado).
- b) El de provocar una polarización de por lo menos 100 mV en el sentido negativo en el potencial natural de la estructura.
- c) Cambiar por lo menos 300 mV en el sentido negativo el potencial, al aplicar corriente.

7.2 Cálculo del Sistema de Protección Catódica

El cálculo del sistema de protección catódica se basa en las mediciones de resistividad, potencial natural y pruebas de requerimiento de corriente.

La secuencia de cálculo es la siguiente:

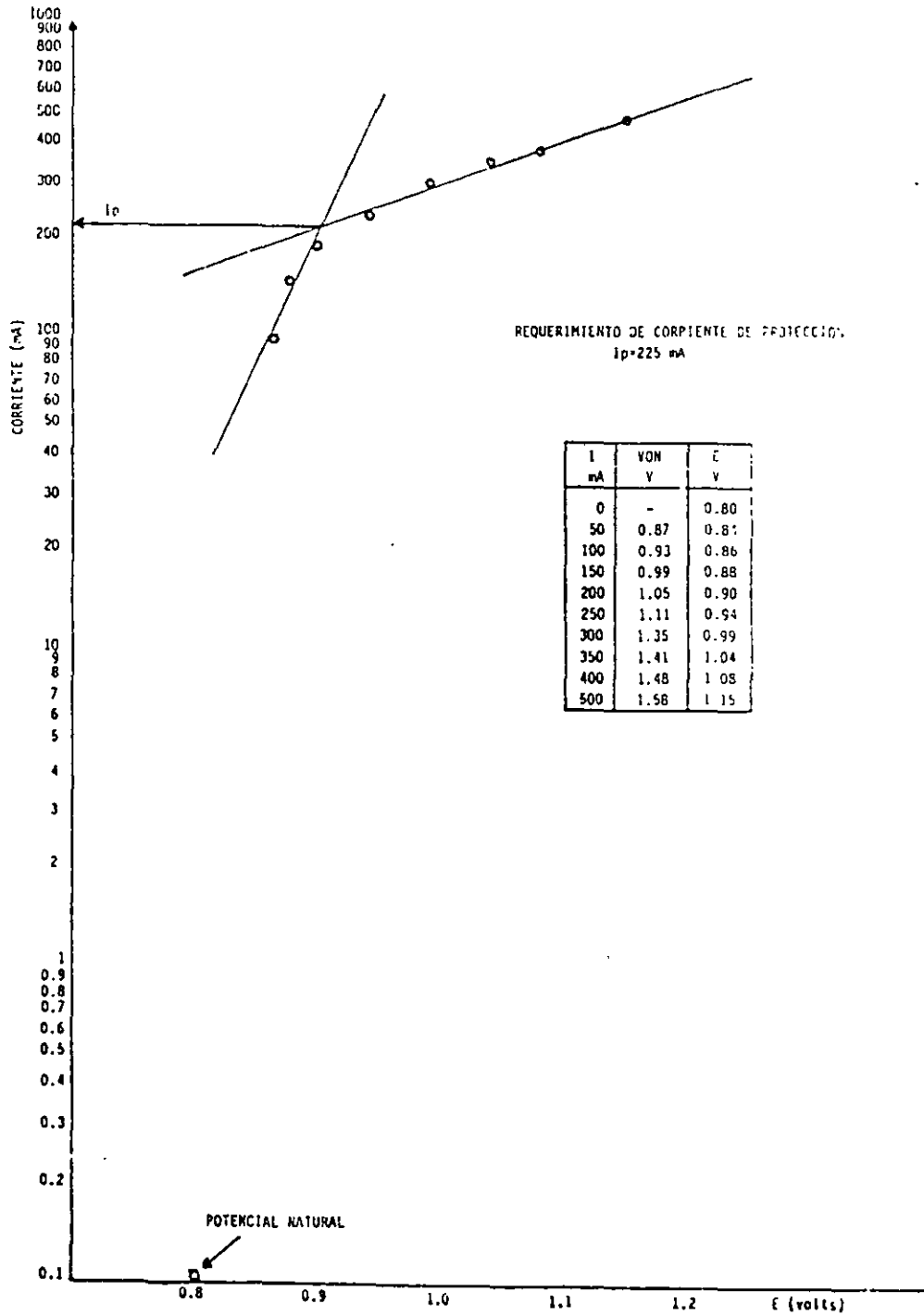


FIGURA 6 - Ejemplo del trazo de una curva de polarización catódica para la evaluación de corriente de protección (Ip)

a) Selección del valor de la resistividad (ρ).

Se debe tomar el valor de la resistividad obtenido a 1.6 m, siempre y cuando sea menor de 5000 Ohm-cm. Si es mayor, emplear el valor de la resistividad obtenido a 3.2 m.

b) Corriente de diseño (I_d).

La corriente de diseño debe ser 15% mayor que la corriente de protección (I_p) en mA, como factor de seguridad.

$$I_d = 1.15 I_p \quad \dots (1)$$

c) Corriente drenada por ánodo (I_a).

Se calcula a partir de la ecuación empírica de: S.A. Tefankjian.

$$I_a = 120\,000 F Y/\rho \quad \dots (2) \text{ para magnesio}$$

$$I_a = 40\,000 F Y/\rho \quad \dots (3) \text{ para zinc}$$

donde:

F = factor asociado con el peso del ánodo.

Y = factor asociado con el potencial natural.

ρ = resistividad del terreno en Ohm-cm.

En la tabla 2 se dan los valores de F.

TABLA 2 - Factor de corrección (F) asociado con el peso del ánodo

Peso del ánodo		F
Kg	lb	
4.0	9	0.71
7.7	17	1.00
14.5	32	1.06
21.8	48	1.09

Determinación del valor de Y:

$$Y = 2.19 - (1.4 \times P_o) \quad \dots (4) \text{ para magnesio}$$

$$Y = 4.4 - (4 \times P_o) \quad \dots (5) \text{ para zinc}$$

donde:

P_o = potencial natural en V

d) Número de ánodos (N_o).

Es el resultado de dividir la corriente de diseño (I_d) entre la co-

riente drenada por ánodo (I_a).

$$N_o = I_d / I_a \quad \dots (6)$$

Con el "No" calculado, se compara en la tabla 3, en la columna EP correspondiente al material del ánodo y se elige el valor de EP igual o inmediato superior. A este valor elegido, le corresponde el número de ánodos dado en la primera columna, valor final de No.

e) Corriente total drenada (I_t).

En teoría, la corriente total drenada es igual a la corriente drenada por ánodo (I_a), por el valor final del número de ánodos (N_o), pero existe un fenómeno llamado efecto pantalla que impide que cada ánodo instalado drene la corriente unitaria calculada, por lo que la I_t es igual a:

$$I_t = I_a \times EP \quad \dots (7)$$

donde:

EP = efecto pantalla.

TABLA 3 - Valores de EP en función del número y material de los ánodos y para la distribución anódica en estructuras autosportadas de líneas de transmisión

No. de ánodos	EP para zinc	EP para magnesio	Distribución anódica
2	1.639	1.856	Figura 8
3	2.278	2.635	Figura 9
4	2.917	3.386	Figura 10
5	-	4.207	Figura 11
6	-	5.132	Figura 12
7	-	5.455	Figura 13
8	-	6.451	Figura 14
9	-	7.219	Figura 15

f) Tiempo de vida esperado (TVE).

El tiempo de vida esperado de los ánodos se calcula a partir de la siguiente ecuación, basada en las leyes de Faraday:

$$TVE = 106.8 W / I_t \quad \dots (8) \text{ para magnesio}$$

$$TVE = 71.6 W / I_t \quad \dots (9) \text{ para zinc}$$

donde:

W = peso total de los ánodos en

Se escogerá el sistema de protección catódica que tenga un tiempo de vida útil de 15 años como mínimo y cumpla con la corriente de diseño (Id).

Para facilidad de la secuencia de cálculo se puede usar el formato B para ánodos de magnesio o el formato C para ánodos de zinc y los valores encontrados se deben asentar en el formato D.

8 CARACTERISTICAS

8.1 Anodos de Magnesio

8.1.1 Peso

Los ánodos de magnesio usados para la protección catódica de líneas de transmisión, deben ser cuando menos de 4, 7.7, 14.5 ó 21.8 kg.

8.1.2 Composición química

La aleación del magnesio debe cumplir con los valores de la tabla 4 y se debe determinar de acuerdo a la norma NOM-K-109.

TABLA 4 - Valores de la aleación de ánodos de magnesio

Elemento	Porcentaje
aluminio	0.01 máx.
maganeso	0.5-1.3
zinc	0
silice	0
cobre	0.02 máx.
níquel	0.001 máx.
hierro	0.03 máx.
otros	0.03 máx.
magnesio	balance

8.1.3 Dimensiones y formas

Las dimensiones nominales de los ánodos de magnesio cuya sección transversal se muestra en la figura 7, deben estar de acuerdo a la tabla 5.

En la tabla 5, A y B son las dimensiones mostradas en la figura 7 y C es la longitud del ánodo.

Se pueden usar ánodos de forma cilíndrica, siempre y cuando la longitud y el peso sean iguales a los valores de la tabla 5.

TABLA 5 - Dimensiones nominales de ánodos de magnesio

Peso (kg)	Dimensiones (cm)		
	A	B	C
4	8.9	9.9	34.3
7.7	8.9	8.9	64.8
14.5	14.0	14.0	54.0
21.8	14.0	14.0	82.6

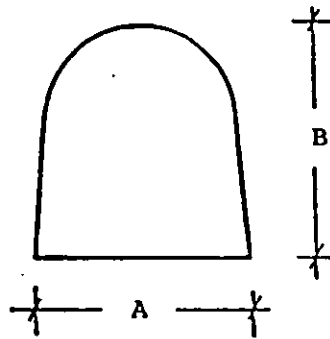


FIGURA 7 Sección transversal del ánodo de magnesio

8.1.4 Propiedades electroquímicas

Se determinan de acuerdo con la norma NOM-K-109.

- a) Potencial respecto al electrodo de cobre/sulfato de cobre -1.74 V.
- b) Eficiencia mínima (en por ciento) 50.
- c) Drenaje de corriente teórico, mínimo 2202 A h/kg.
- d) Drenaje de corriente práctico, mínimo 1101 A h/kg.
- e) Consumo práctico de ánodo, mínimo 7.95 kg año/A.

8.1.5 Presentación

Los ánodos deben presentarse dentro de un relleno compuesto de: 75% de sulfato de

calcio (yeso), 20% de bentonita y 5% de sulfato de sodio anhidro (blanco de españa).

La cantidad de relleno por ánodo, debe ser cuando menos de 7, 12, 18 y 22 kg, para los ánodos de 4, 7.7, 14.5 y 21.8 kg respectivamente, y debe tener la siguiente granulometría: 100% pasa a través de malla 6.5 M (NOM B-231) y 50% máximo se retenga en malla 40 M (NOM B-231). El relleno debe quedar firmemente compactado alrededor del ánodo y debe contenerse dentro de una bolsa de tela de algodón.

En uno de los extremos del ánodo, debe salir una terminal de alambre unipolar de cobre, tipo TW calibre 12 AWG, de 3 m de longitud y la unión entre el ánodo y el cable debe soldarse con plata y sellarse con alquitrán de hulla epóxico CFE-P7, de acuerdo a la especificación CFE D8500-02.

8.2 Anodos de Zinc

8.2.1 Peso, composición química y dimensiones

Los ánodos de zinc deben ser de 22.7 kg mínimo. La aleación de zinc debe cumplir con los valores de la tabla 6 y se debe determinar de acuerdo con la norma MIL A-18001H. Sus dimensiones nominales son de 5 x 5 x 122 cm.

TABLA 6 - Valores de la aleación de ánodos de zinc

Elemento	Porcentaje
plomo	0.006 máx.
hierro	0.005 máx.
cadmio	0.025-0.15
cobre	0.005 máx.
aluminio	0.10-0.50
silice	0.125 máx.
zinc	balance

8.2.2 Propiedades electroquímicas

Las propiedades electroquímicas se determinan de acuerdo a la norma NOM-K-109.

- Potencial respecto al electrodo de cobre/sulfato de cobre -1-1 V.
- Eficiencia, mínima (por ciento) 90.
- Órenaje de corriente teórico, mínimo 824 A h/kg.
- Drenaje de corriente práctico, mínimo 780 A h/kg.
- Consumo práctico de ánodos, mínimo 11.26 kg año/A.

8.2.3 Presentación

Los ánodos deben presentarse dentro de un relleno compuesto de: 75% de sulfato de -

PROTECCION ANTICORROSIVA PARA CIMENTACION
DE ESTRUCTURAS DE LINEAS DE TRANSMISION

ESPECIFICACION

CFE D8CME-07

16 de 43

calcio (yeso), 20% de bentonita y 5% de sulfato de sodio anhidro, aunque también se acepta un relleno de 50% de bentonita de sulfato de calcio (yeso).

La cantidad de relleno por ánodo, debe ser de cuando menos de 30 kg y debe tener la siguiente granulometría: 100% pasa a través de malla 6.5 M (NOM B-231) y 50% máximo se retenga en malla 40 M (NOM B-231). El relleno debe quedar firmemente compactado alrededor del ánodo y debe contenerse en una bolsa de tela de algodón.

En uno de los extremos del ánodo debe salir una terminal de alambre unipolar de cobre tipo TW, calibre No. 12 AWG, de 3 m. de longitud y la unión entre el ánodo y el cable debe ser con soldadura de plata y sellarse con alquitrán de hulla epóxico CFE-P7, de acuerdo a la especificación CFE D8500-02.

8.3 Soldadura y Moldes

La soldadura debe ser de bronce aplicada por el proceso de aluminotermia.

Los moldes deben ser de grafito para soldar conductores calibre No. 12 AWG, con una superficie plana vertical. Se recomienda usar el cartucho de soldadura indicado en el molde o cualquiera de los cartuchos de 30 ó 45 gramos.

8.4 Alambre Conductor

Se debe usar alambre unipolar de cobre tipo TW, calibre No. 12 AWG.

8.5 Conectores

Se deben usar conectores de resorte de acero galvanizado para alambre calibre No. 12 AWG.

8.6 Resistencias

Cuando sea necesario usar resistencias, deben ser de nicronel (niquel-cromo), calibre No. 20 ó No. 22 AWG o cromel calibre No. 22 AWG.

8.7 Aislamientos Eléctricos

8.7.1 Cinta de aislar

Se debe usar cinta de aislar adhesiva de polietileno de 13 mm de ancho.

8.7.2 Masilla de aislamiento eléctrico

Masilla moldeable para aislamiento eléctrico.

8.7.3 Tubos aislantes (espagueti)

Pueden ser de teflón, polietileno o polipropileno para alambre de resistencia calibre No. 20 ó 22 AWG.

861115

REV.

900117

9 INSTALACION DE LA PROTECCION CATODICA

9.1 Excavación de Cepas para Anodos

La localización de los puntos de excavación de cepas se debe realizar de acuerdo a los diagramas de instalación de ánodos que se muestran en las figuras de la 8 a la 15.

Las cepas para la colocación de ánodos deben ser:

- a) A 1.6 m de profundidas cuando la resistividad del terreno tomada para el diseño es de 1.6 m.
- b) A 2.2 m de profundidad cuando la resistividad del terreno tomada para el diseño es de 3.2 m.

El ancho de las cepas debe ser el suficiente para alojar el ánodo empacado y poder trabajar en ellas.

9.2 Ranuras para el Alambrado

La ranuración para instalación subterránea del alambre conductor del ánodo a la estructura, se realiza a una profundidad mínima de 60 cm.

9.3 Cepas en las Patas de la Estructura

Las cepas deben ser de 50 cm de profundidad como mínimo y de diámetro suficiente para que el personal que realice el trabajo pueda maniobrar, en la parte exterior de la(s) pata(s) en donde se debe soldar el alambre conductor.

9.4 Colocación de Anodos

Los ánodos con relleno de baja resistencia de contacto (ver inciso 8.1.5 y 8.2.3), se colocan en posición vertical en su cepa respectiva a la profundidad especificada (1.6 m ó 2.2 m) y se humedecen con 20 litros de agua aproximadamente, procediendo a rellenar las cepas para favorecer la estabilización de condiciones entre el ánodo y su nuevo medio circundante.

No debe usarse el conductor terminal de los ánodos para su manejo, ya que esto puede provocar su desprendimiento.

9.5 Soldaduras

9.5.1 Preparación de la superficie

A una profundidad de 30 a 50 cm del nivel del piso, en la pata de la estructura donde se aplicará la soldadura, se debe eliminar la tierra, lodo y óxido adheridos, remover el recubrimiento anticorrosivo y el galvanizado con lima, cincel y martillo y efectuar una limpieza manual con cepillo de cerdas de acero.

9.5.2 Aplicación de la soldadura

- a) Verificar que la superficie donde se aplicará la soldadura esté

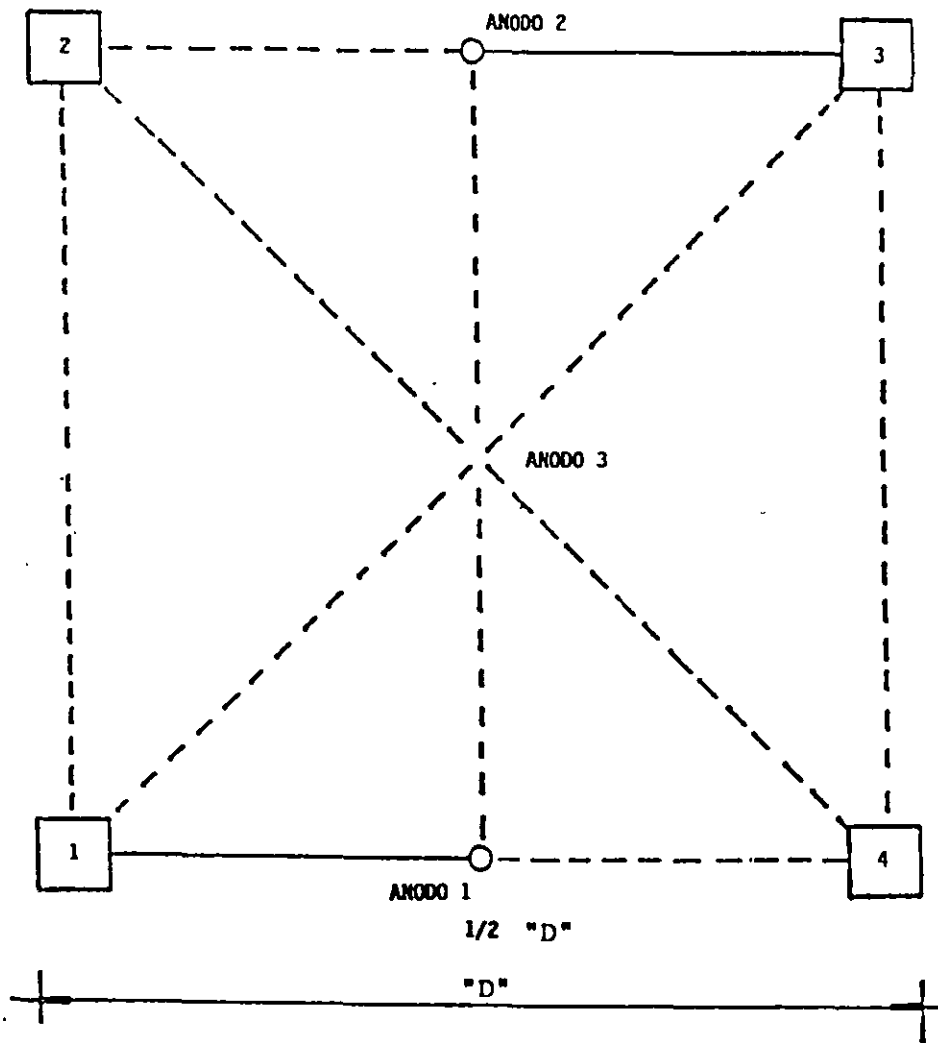


FIGURA 8 - Instalación tipo II

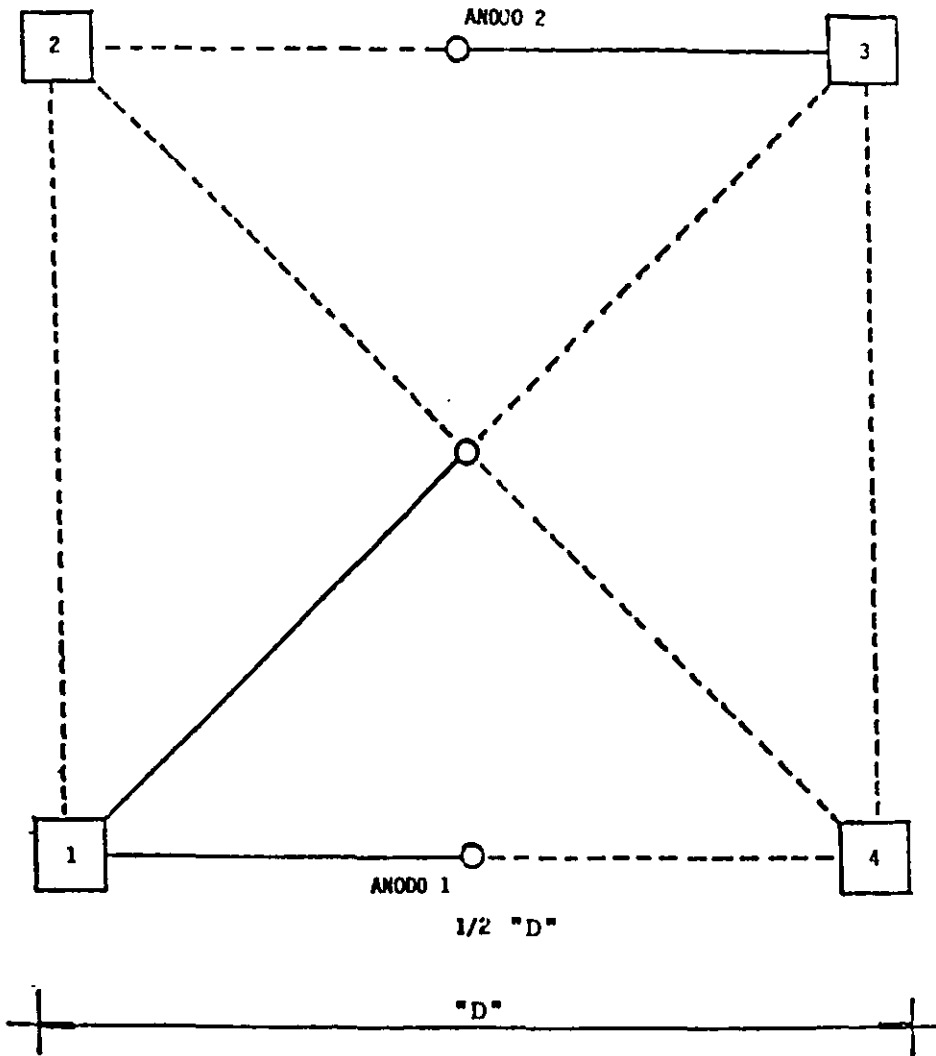


FIGURA 9 - Instalación tipo III

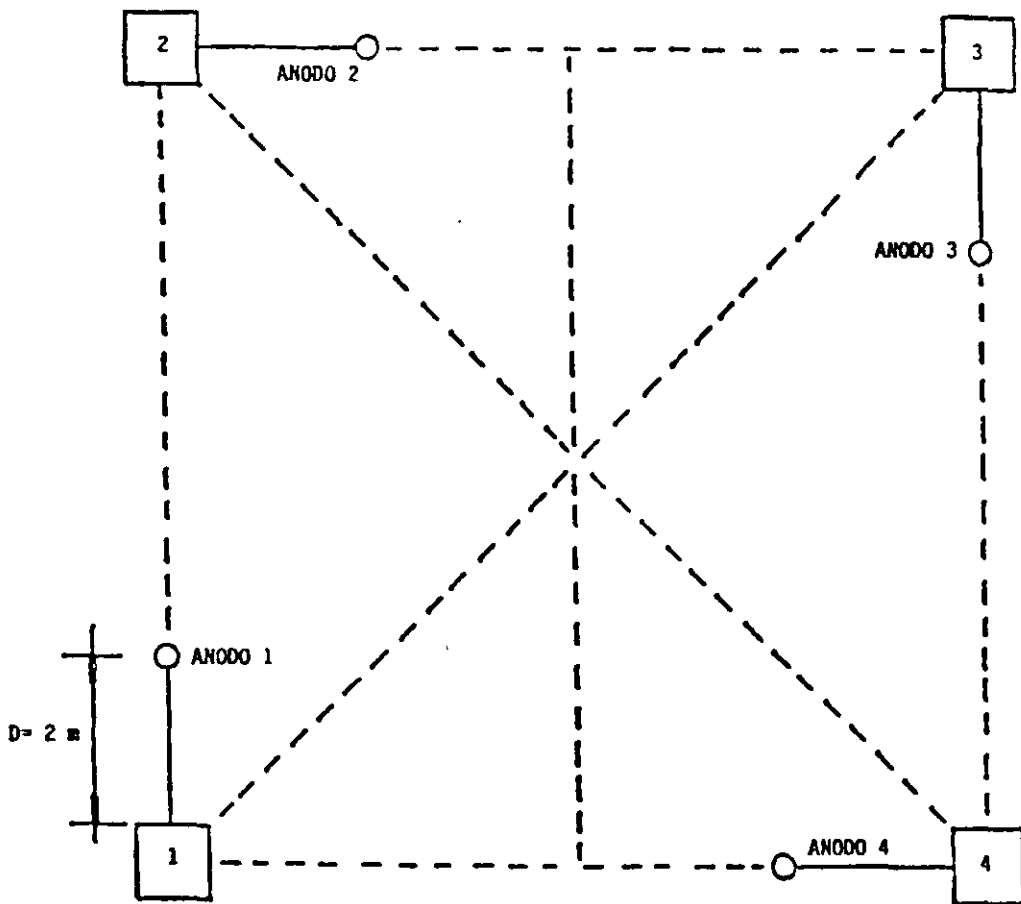


FIGURA 10 - Instalación tipo IV

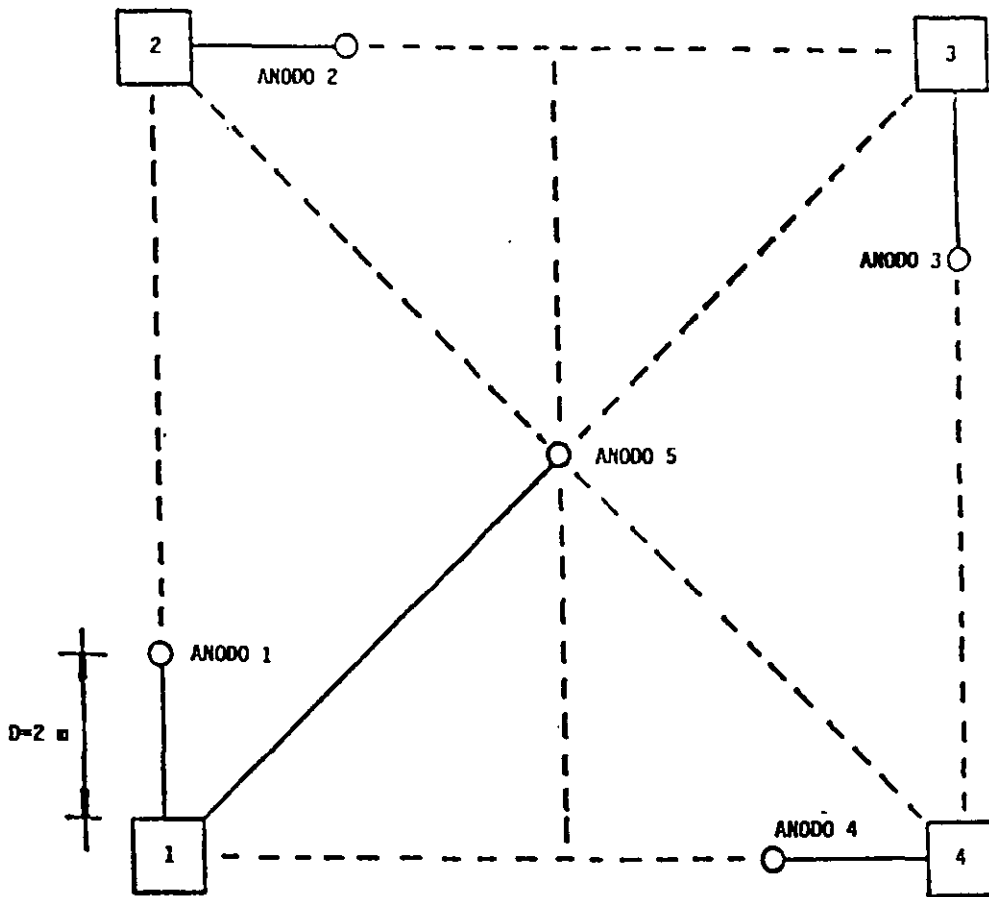


FIGURA 11 - Instalación tipo V

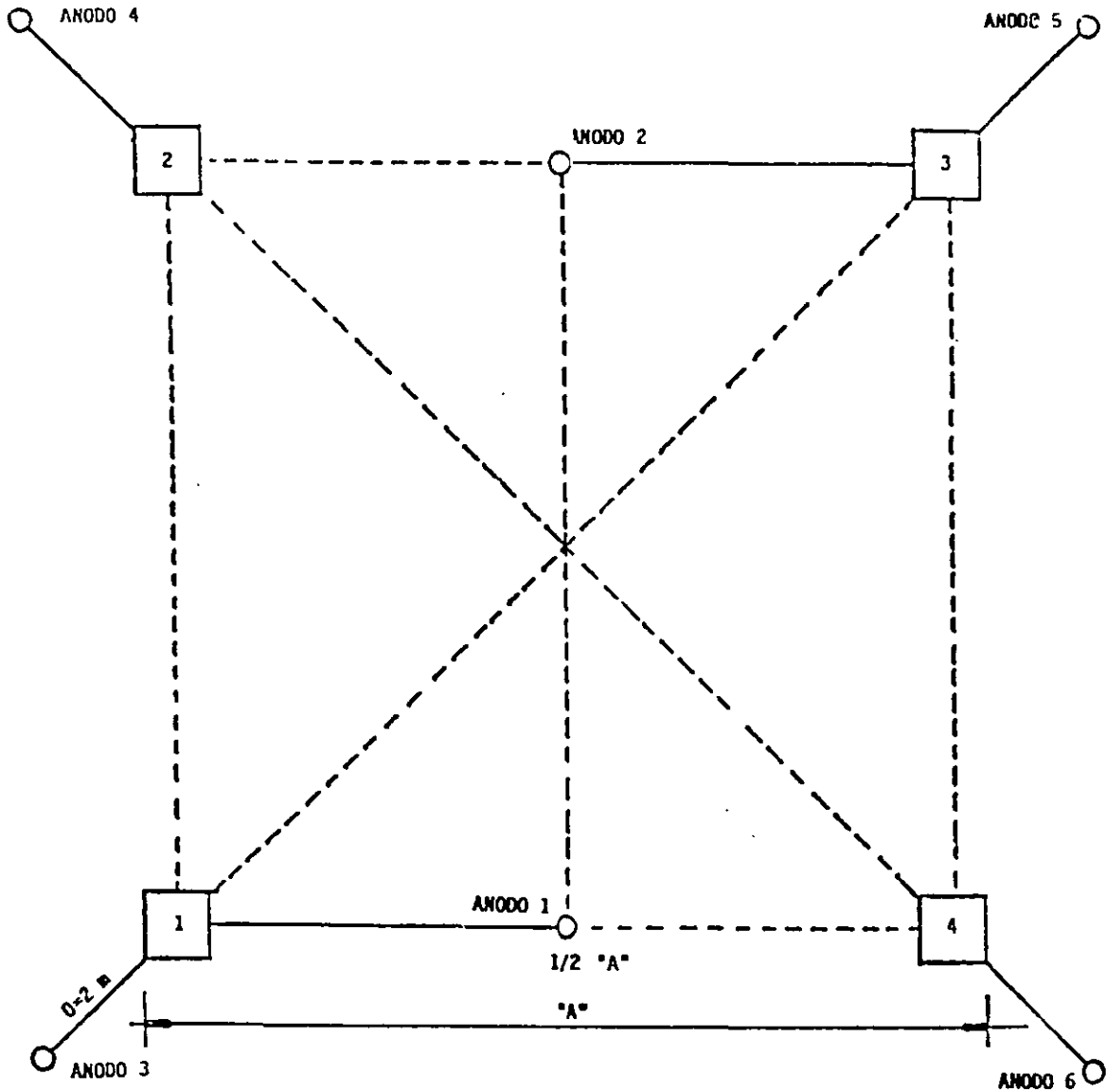


FIGURA 12 - Instalación tipo VI

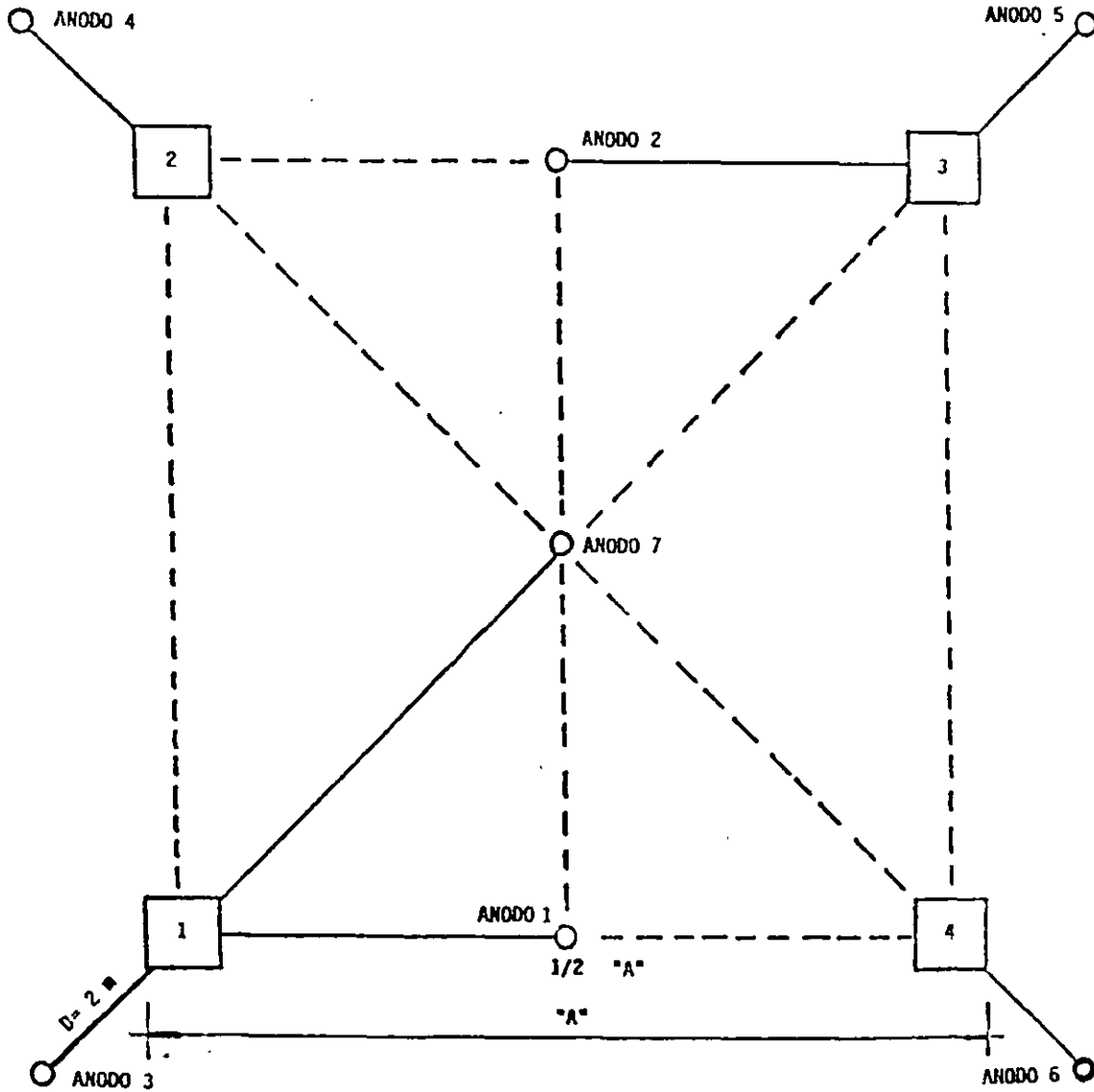


FIGURA 13 - Instalación tipo VII

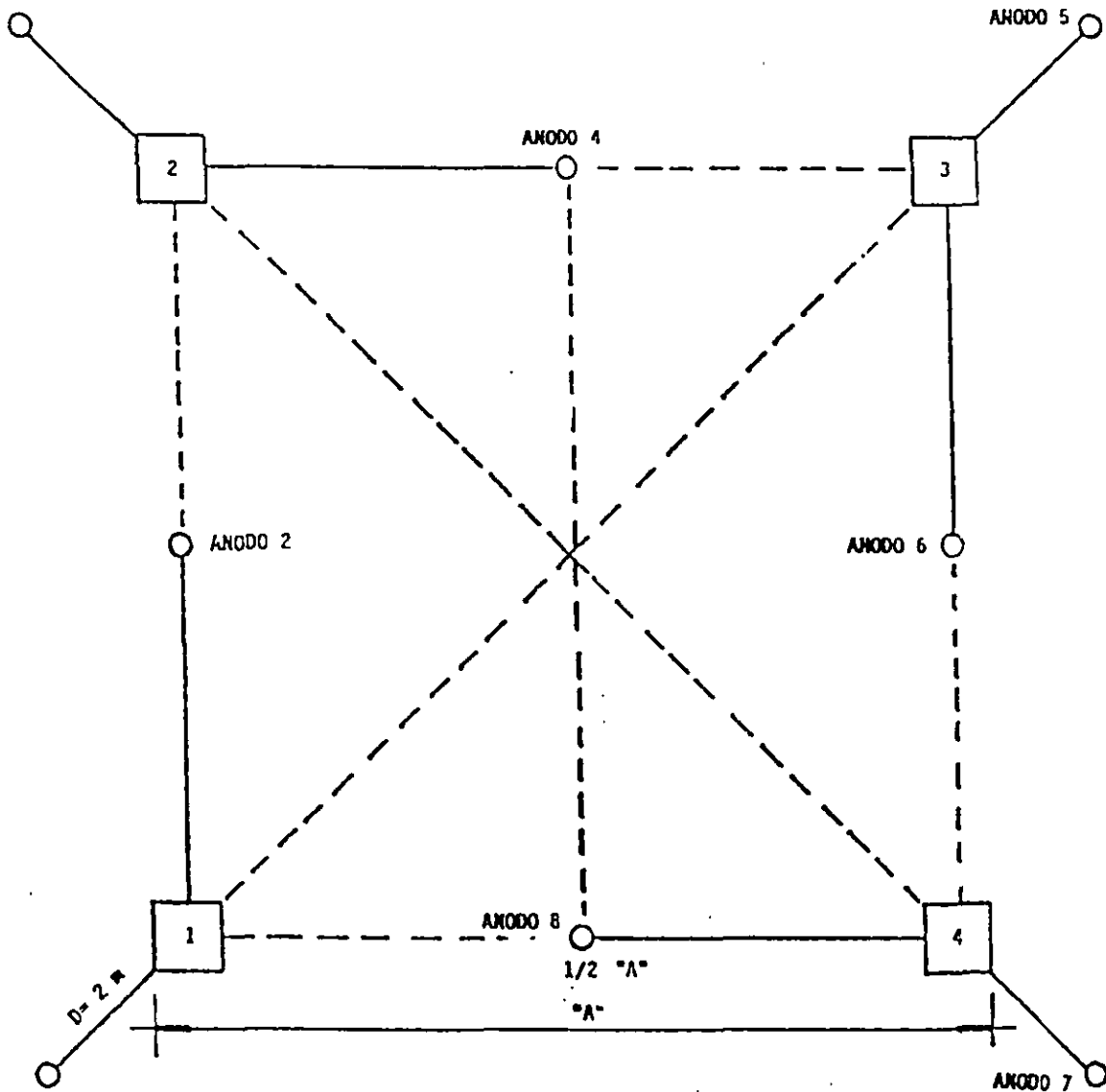


FIGURA 14 - Instalación tipo VIII

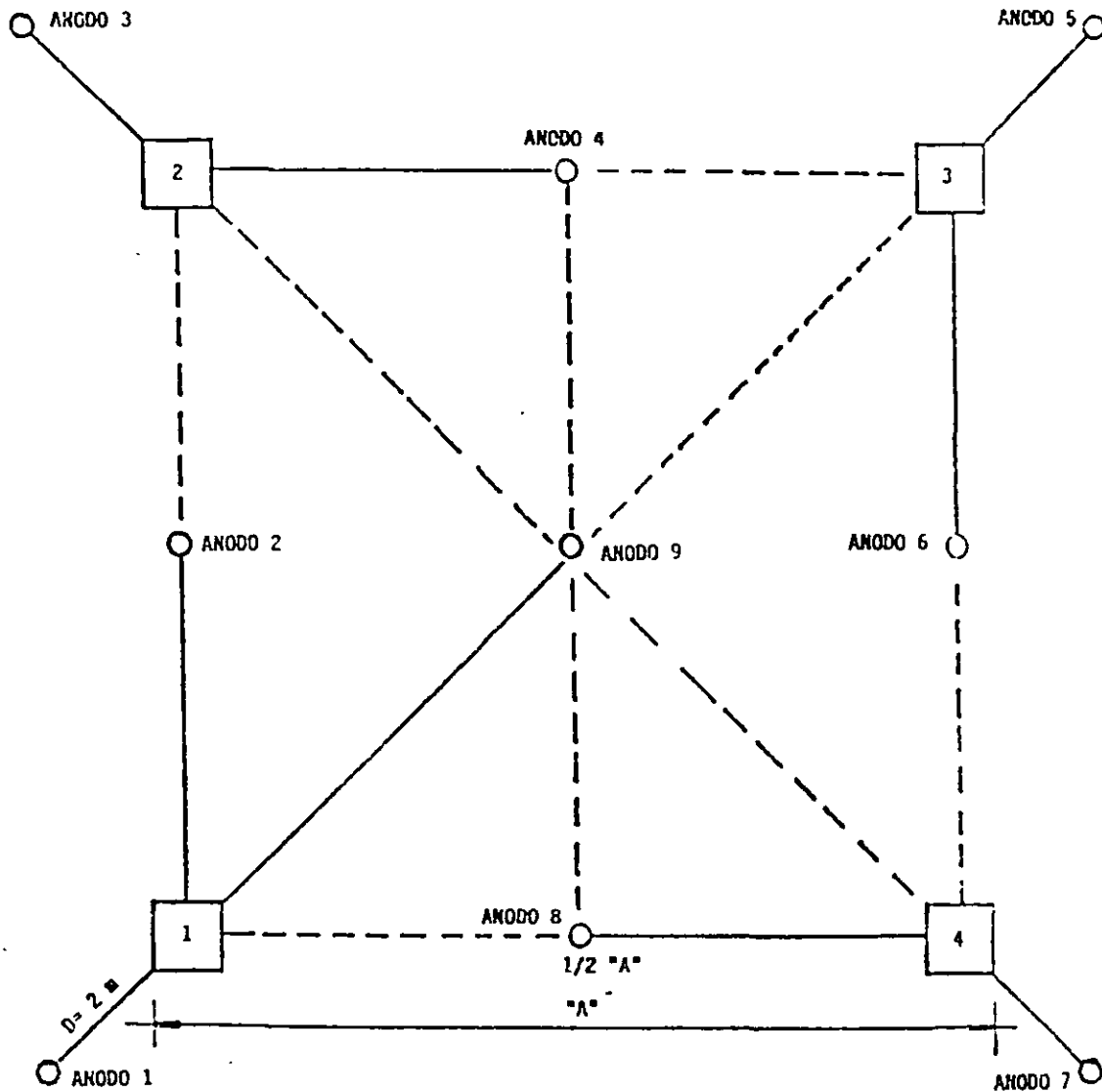


FIGURA 15 - Instalación tipo IX

- d) Ajustar el drenaje de corriente unitario de los ánodos en caso necesario.

Todos los valores encontrados se deben registrar en el formato E.

10.1 Material y Equipo

- a) Voltmetro de corriente directa analógico o digital, de alta impedancia o resistencia interna (de 1 MegaOhm/Volt o de más alta sensibilidad), con rangos mínimos de escala de 0-0.2, 0-1, 0-2 y 0-10 V.
- b) Ampérmetro de corriente directa analógico o digital, con escalas mínimas de 0-20 mA, 0-0.2, 0-1 y 0-2 A.
- c) Electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado cobre/sulfato de cobre (Cu/CuSO₄).
- d) Alambre de resistencia de micromel calibre No. 20 ó 22 AWG o cromel calibre No. 22 AWG.
- e) Tubos aislantes de teflón, polietileno o polipropileno (espagueti), para alambre de resistencia calibre 20 ó 22 AWG.
- f) Conectores de resorte de acero galvanizado para alambre calibre No. 12 AWG.
- g) Cables de cobre aislados para conexión, calibre del No. 18 al No. 12 AWG, con conectores terminales apropiados según se requieran.

10.2 Drenaje de Corriente Unitaria

Verificar que todos los ánodos se encuentren conectados a la estructura. El ánodo al que se medirá el drenaje de corriente unitario, se desconecta de la estructura donde se hizo la unión provisional y se conecta a uno de los bornes terminales del ampérmetro. En el otro borne, se conecta el alambre conductor que está soldado a la estructura, registrándose el valor obtenido en el formato E.

Repetir este procedimiento para cada ánodo.

10.3 Tiempo de Vida Esperado

Con los valores de drenaje de corriente unitario por ánodo, se hace la sumatoria obteniéndose así la corriente total drenada. Para calcular el tiempo de vida esperado, se aplica la ecuación (8) para ánodos de magnesio o la ecuación (9) para los de zinc. Los valores encontrados se deben registrar en el formato E.

Si el tiempo esperado (TVE) fuera menor a 15 años, se deben intercalar resistencias para disminuir la corriente total drenada y aumentar el tiempo de vida esperado a 15 años como mínimo.

10.4 Cálculo de Resistencias

Para calcular el valor de la resistencia a intercalar se aplican las ecuaciones (10)

limpia, rugosa, seca y libre de zinc.

- b) Quitar el forro del o de los alambres de cobre calibre No. 12 AWG de la parte que se va a soldar en cada pata de la estructura.
- c) Cuando sean varios los alambres que se conectarán a una misma pata, entorcharlos entre sí y colocarlos en la ranura para el alambre que se localiza en la parte interior del molde de grafito.
- d) Cerrar el molde y por la parte superior, colocar la charola para tapar el conducto donde correrá la soldadura dentro del molde.
- e) Colocar la soldadura dentro del molde de grafito y la pólvora, que se queda adherida al cartucho de plástico, desprenderla y colocarla sobre la soldadura y una pequeña cantidad ponerla en la parte superior del molde.
- f) Tapar el molde, verificando que tenga pólvora en el orificio que tiene la tapa del molde.
- g) Colocar el molde sobre la pata de la estructura donde se efectuará la soldadura, presionándolo fuertemente hacia la pata.
- h) Sin soltar el molde, prender la soldadura por el orificio de la tapa utilizando un chispero o cerillos.
- i) Esperar aproximadamente medio minuto y posteriormente abrir el molde y retirarlo de la pata de la estructura.
- j) Verificar que la soldadura ha quedado firmemente adherida dando unos pequeños golpes con un martillo, la cual no se debe desprender. Con el mismo martillo quitar la escoria.
- k) Aplicar masilla para aislamiento eléctrico hasta cubrir la soldadura, aplicar cinta de aislar adhesiva ahulada y finalmente rellenar la cepa que se realizó para la aplicación de la soldadura.

9.6 Conexión Provisional

Unir en forma provisional el alambre terminal de cada ánodo con el alambre terminal correspondiente que conecta con la estructura.

10 VERIFICACION Y AJUSTE DEL SISTEMA DE PROTECCION CATODICA

Una vez instalado el sistema de protección catódica, se debe:

- a) Verificar el drenaje de corriente unitario de los ánodos.
- b) Calcular el tiempo de vida esperado real.
- c) Medir el potencial de protección, y

y (11) para ánodos de magnesio, y las ecuaciones (12) y (13) para ánodos de zinc y finalmente se calcula la resistencia total por medio de la ecuación 14.

$$R1 = 1.7 - Po/It \quad \dots (10)$$

$$R2 = 1.7 - Po/Ir \quad \dots (11)$$

$$R1 = 1.1 - Po/It \quad \dots (12)$$

$$R2 = 1.1 - Po/Ir \quad \dots (13)$$

$$R = R2 - R1 \quad \dots (14)$$

donde:

R1 = resistencia del sistema.

R2 = resistencia que se requiere tenga el sistema.

R = resistencia necesaria a intercalar en Ohm.

Po = potencial natural de la estructura en V, respecto al electrodo de cobre/sulfato de cobre (Cu/CuSO4) saturado.

It = corriente total que drenan los ánodos en A.

Ir = corriente que deben drenar los ánodos en A para que el tiempo de vida útil sea mayor a 15 años.

Con el valor obtenido de R en Ohm, se requiere conocer la resistencia del alambre micromel por unidad de longitud, para hacer la relación directa entre la resistencia necesaria con la longitud de la misma.

Se corta la resistencia a la longitud requerida para dar la resistencia necesaria y se distribuye la longitud total entre el número de ánodos y se interconectan.

Para fines prácticos, la resistencia se puede calcular en campo, conectando una punta terminal de la resistencia al cable del ánodo y se intercala un ampérmetro entre el cable que viene de la estructura y el cable del ánodo. Por medio de un caimán, se va recorriendo la resistencia y se corta ésta hasta obtener el valor de la corriente necesario por cada ánodo para dar el tiempo de vida útil mayor a 15 años. Se repite este procedimiento para cada ánodo.

10.5 Instalación de Resistencias

Se debe cortar la longitud de resistencia calculada para cada ánodo y colocarlo dentro de un tubo aislante (espagueti). Los extremos de la resistencia se deben unir a las terminales de cobre, por medio de conectores de resorte de acero galvanizado.

Se debe enrollar la resistencia para que ocupe el menor espacio posible. Posteriormente, cubrir la resistencia y conexiones de la misma con una capa de masilla moldeable y finalmente aplicar cinta aislante adhesiva ahulada.

Todas las resistencias instaladas se deben situar en el fondo de la ranuración para el alambrado a menos de un metro de la unión soldada.

10.6 Empalme de Alambre Conductor

Los empalmes de alambre conductor que viene del ánodo y de la soldadura, se realiza

por medio de conectores de resorte de acero galvanizado aislados tipo compresión para alambre calibre No. 12 AWG. Las uniones se cubren con una capa de masilla eléctrica moldeable y después cinta aislante adhesiva ahulada.

10.7 Potencial de Protección

Si el tiempo de vida esperado fuera mayor de 15 años, se realizan los empalmes definitivos entre la estructura y el ánodo y después se mide el potencial de protección en cada pata, utilizando un voltmetro de alta impedancia, conectando el polo negativo a la estructura y el polo positivo al electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado, el cual se debe colocar sobre el suelo y alejado aproximadamente 10 cm por la parte interior de la pata de la estructura. Los resultados obtenidos se deben registrar en el formato E.

10.8 Clasificación de los Sistemas de Protección Catódica

La clasificación de los sistemas galvánicos está relacionada directamente con el ajuste del sistema en campo y es función del drenaje de corriente total y de la resistividad del suelo.

La variación de la resistividad afecta sensiblemente las variables de funcionamiento involucradas en todo sistema de protección catódica.

10.8.1 Sistema de protección catódica a drenaje máximo (DM)

Es aquel en que al momento de cerrar el circuito, y después de haber permitido la estabilización del ánodo con el medio circundante, el valor de corriente real medida en campo, no es suficiente para cubrir la corriente de diseño. Presenta como características fundamentales el obtener valores de potencial inferiores a los de prueba y ampliar el tiempo de vida útil.

10.8.2 Sistema de protección catódica a drenaje abierto (DA)

Es aquel en el que el valor de corriente total es igual o superior a la corriente de diseño, e inferior a la corriente crítica de vida (I_v).

$$I_v = 3.23 W \quad \dots (15) \text{ para ánodos de magnesio}$$

$$I_v = 2.17 W \quad \dots (16) \text{ para ánodos de zinc}$$

donde:

$$W = \text{peso total de los ánodos en kg.}$$

Se caracterizan por ajustarse al tiempo de vida útil y por provocar cambios de potencial iguales o superiores a los potenciales de prueba.

10.8.3 Sistema de protección catódica a drenaje limitado (DL)

Es aquel en el que el valor de corriente total es superior a la corriente de diseño y a la corriente crítica de vida (I_v). Si se les permite operar a drenaje libre, su tiempo de vida se reduce a menos de 15 años. Esta condición exige que al momento de cerrar el sistema, se intercalen en el circuito resistencias de valor conocido como

se indica en el inciso 10.4 comportándose entonces como un sistema que se ajusta con fidelidad a la línea de tiempo de vida y a los potenciales de protección alcanzados en prueba.

11 CONTROL DE LA OPERACION DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION CATODICA

11.1 Objetivo

Establecer el procedimiento para la segura operación y registro de datos de los sistemas de protección catódica trabajando (formatos A, B ó C, D y E).

11.2 Prerrequisitos

Es necesario que se haya instalado el sistema de protección catódica y se tenga el informe del estudio y trabajo realizado.

11.3 Material y Equipo

- a) Combinación de voltmetro y ampermetro de corriente directa. Voltmetro de alta impedancia (de 1 MegaOhm/Volt de resistencia interna o de más alta sensibilidad), con rangos de escala de 0-0.2, 0-1, 0-10 y 0-20 V. Ampermetro con rangos de escala de 0-2, 0-10 y 0-20 mA y 0-0.1, 0-0.2, 0-1, 0-2 y 0-10A.
- b) Electrodo de referencia de Cu/CuSO₄ saturado.
- c) Cables de cobre aislados, calibre desde No. 18 a 12 AWG, con conectores terminales apropiados según se requieran.

11.4 Procedimiento de Operación

11.4.1 Generalidades

Los sistemas de protección catódica están diseñados para operar continuamente durante 15 años como mínimo.

La corriente debe ser la suficiente para proporcionar el potencial de protección respecto al electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre (Cu/CuSO₄) saturado, indicado en el informe de diseño e instalación del sistema de protección catódica.

11.4.2 Criterios de protección

El potencial de protección de cualquiera de las patas enterradas debe ser similar al potencial indicado en el informe de diseño e instalación, respecto al electrodo de referencia de Cu/CuSO₄ saturado, o bien, que ese potencial sea cuando menos de -0.80V o más negativo.

En caso de que algún valor de potencial no cumpla con los criterios de protección ver los capítulos 12 y 13 de esta especificación.

11.4.3 Procedimiento

Para verificar la operación adecuada del sistema de protección catódica de las es-

estructuras, se debe medir cuando menos cada año el potencial. La forma de medirlo es intercalando el voltmetro de alta impedancia, conectando el polo negativo a la estructura, preferentemente la pata 1 y el polo positivo al electrodo de referencia de Cu/CuSO4 saturado (ver figura 4).

El tapón poroso del electrodo de referencia de Cu/CuSO4 saturado se coloca sobre el suelo a una distancia aproximada de 10 cm por la parte interior de la pata 1. Se puede humedecer el suelo donde se va a colocar el electrodo, con el fin de bajar la resistencia de contacto.

Los valores de potencial obtenidos se registran como Volts negativos en el formato F.

12 MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION CATODICA

12.1 Objetivo

Conservar en condiciones de operación los sistemas de protección catódica, para que cumplan con los criterios de protección definidos en 11.4.2.

12.2 Prerrequisitos

Contar con los registros de datos tomados durante la operación de los sistemas de protección catódica, contenidos en el formato F.

12.3 Generalidades

Los sistemas de protección catódica están diseñados para operación continua y la falla de ellos, no es motivo para sacar de operación la línea de transmisión. Tampoco se requiere desenergizar la línea de transmisión para darles mantenimiento correctivo.

12.4 Procedimiento

Se debe seguir el siguiente procedimiento, cuyo diagrama de flujo se muestra en la figura 16, cada vez que se detecte que el potencial de protección de alguna estructura, no cumple con los criterios de protección definidos en 11.4.2.

- a) Medir nuevamente el potencial de protección en cada una de las patas de la estructura, siguiendo el procedimiento del punto 11.4.3.
- b) Si el potencial medido en cada una de las patas de la estructura no cumple con los criterios de protección definidos en 11.4.2, seguir el inciso c). En caso contrario, no es necesario el mantenimiento.
- c) Medir la resistividad en el centro de la estructura utilizando el método Wenner o de los cuatro electrodos, (ver capítulo 4).
- d) Si alguno de los valores es menor a 5000 Ohm-cm, siga al inciso e). En caso contrario, no es necesario el mantenimiento.
- e) Localizar en el terreno la posición de los ánodos por medio de los diagramas de instalación (ver figuras de la 8 a la 15) y hacer una cepa arriba de cada uno de ellos, que tenga una capacidad aproximada

de 20 litros. En cada cepa se deben agregar 20 litros de salmuera preparándola agregando 2 kg de sal a 20 litros de agua.

- f) Después de 72 horas de haber aplicado la salmuera, medir nuevamente el potencial de protección en cada una de las patas de la estructura, siguiendo el procedimiento del punto 11.4.3.
- g) Si el potencial de todas las patas es menos negativo que -0.80 V respecto al electrodo de referencia de Cu/CuSO4 saturado, continuar con el inciso h). En caso contrario, no es necesario el mantenimiento en esa estructura.
- h) Descubrir cada cable de conexión entre ánodo y estructura e intercalar en cada cable un ampérmetro, tomando la lectura de drenaje de corriente por ánodo. Si algún ánodo no drena corriente, revisar la continuidad eléctrica entre los puntos de conexión.

En caso de encontrar discontinuidad eléctrica en el cable de conexión repararlo o cambiarlo. Si existe continuidad eléctrica y no hay drenaje de corriente, revisar el ánodo y reparar la conexión cable-ánodo. Cambiar el ánodo si éste se ha consumido.

Si no se detectó ninguna anomalía, regresar al inciso e) y continuar con el procedimiento. En caso contrario, seguir con el inciso i).

- i) Tomar valores de drenaje de corriente por ánodo, anotando la lectura en mA.
- j) Calcular el tiempo de vida remanente, utilizando la ecuación (17) para ánodos de magnesio y la ecuación (18) para ánodos de zinc.

$$TVR_m = \frac{48.5 \times W_i - W_f}{I_t} \quad 17$$

$$TVR_z = \frac{48.5 \times W_i - W_f}{I_t} \quad 18$$

Donde:

TVR_m = tiempo de vida remanente en años (del magnesio)

TVR_z = tiempo de vida remanente en años (del zinc)

W_i = peso inicial de ánodos en kg

W_f = peso final de ánodos en kg

I_t = corriente total drenada por los ánodos en mA.

Si el tiempo de vida remanente es menor de 2 años, se debe diseñar e instalar un nuevo sistema de protección catódica.

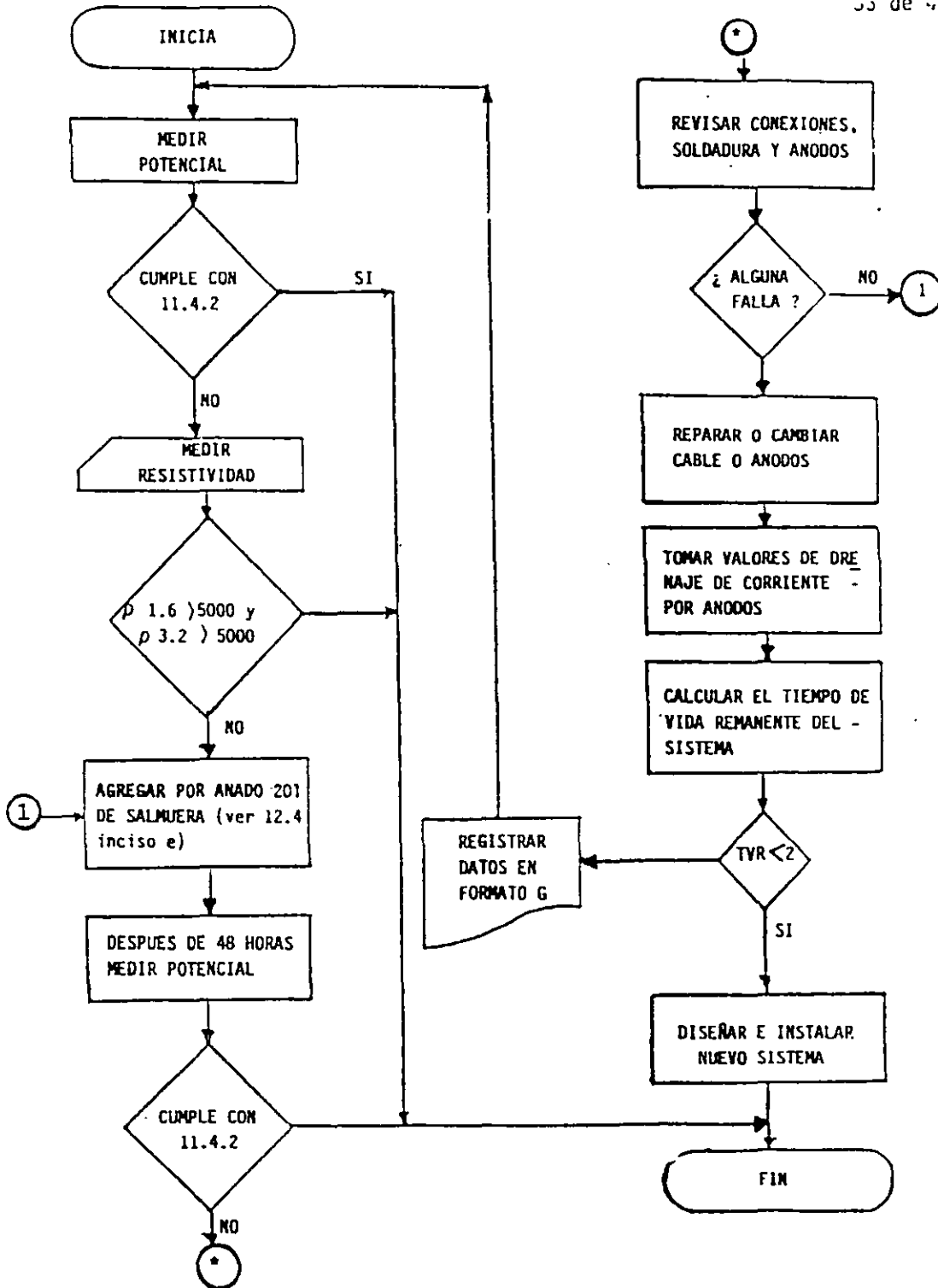


FIGURA 16 - Diagrama de flujo para mantenimiento de sistemas de protección catódica para estructuras de líneas de transmisión

- k) Registrar los datos obtenidos en el formato G.
- l) Medir el potencial en cada una de las patas de la estructura y proceder a tapar las cepas.

13 CAUSAS Y CORRECCIONES DE FALLAS EN LOS SISTEMAS DE PROTECCION CATODICA

Las causas y correcciones de fallas en los sistemas de protección catódica se dan en las tablas 7 y 8.

TABLA 7 - Fallas en ánodos

Falla	Causa	Corrección
Menor drenaje de corriente con respecto a los demás ánodos	Alta resistencia en conexiones de cables	Revisar y cambiar cables, conectores o soldaduras en mal estado.
	Superficie de los ánodos corroída o consumida.	Reemplar ánodos.
No drenan corriente	Cable de conexión mal conectado o roto.	Revisar y cambiar cables - rotos, hacer bien las conexiones.
	Anodo corroído o consumido.	Reemplazarlo.
	Conectores o soldaduras desprendidas.	Cambiar conectores o soldaduras.

TABLA 8 - Fallas en electrodos de referencia de trabajo
de Cobre/sulfato de cobre (Cu/CuSO4) saturado

Falla	Causa	Corrección
Valores diferentes de potencial cuando se compara con el electrodo patrón.	Cobre del electrodo con corrosión y/o solución sulfato de cobre contaminada.	Limpiar el electrodo de cobre y/o cambiar la solución sulfato de cobre (1).
	Electrodo con diferente temperatura.	Verificar que la temperatura de la solución del electrodo esté entre 20 y 25°C.
	No se usó el mismo voltmetro.	Usar el mismo voltmetro.
	Voltmetro de baja impedancia.	Usar voltmetro con impedancia de 1 MegaOhm/Volt mínimo.
	Voltmetro descalibrado.	Calibrar voltmetro.
	Voltmetro descompuesto.	Reparar voltmetro.
	Alta resistencia de contacto entre electrodo y suelo.	Humedecer el suelo donde se coloca el electrodo.
No da lectura de potencial.	Alta resistencia de contacto entre el cable de conexión y la estructura.	Limpiar terminales y áreas de contacto.
	Conexiones mal realizadas.	Polo positivo al electrodo y polo negativo a la estructura.
	Voltmetro defectuoso.	Repararlo.
	Electrodo en mal estado.	Si no hay forma de repararlo hay que reemplazarlo.
	Electrodo sin solución saturada de CuSO4.	Agregar solución saturada de CuSO4.
Cables de conexión mal conectados o rotos.	Limpiar conexiones y hacerlas bien o cambiar cables rotos.	

NOTA: Como óxido, y la limpieza de cobre se puede realizar con una solución de ácido clorhídrico al 5%, o bien, mediante una lija de agua de carburo de silicio de No. 400 ó 300 y agua. La solución de sulfato de cobre debe estar cristalina y de un color azul verdoso. Si ésta se encuentra turbia y de un color azul claro, se debe tirar y agregar nuevos cristales de cobre/sulfato de cobre (Cu/CuSO4).5H2O grado reactivo y agua desmineralizadora o destilada, de tal manera que siempre queden cristales sin disolver (solución saturada). El tapón poroso también debe estar libre de impurezas, tales como: tierra o lodo. El cable de conexión del electrodo debe estar libre de fallas, tanto en el forro como en el alambre.

FORMATO A

DATOS REGISTRADOS DURANTE LAS PRUEBAS DE REQUERIMIENTO DE CORRIENTE PARA
EL DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION CATODICA EN
LINEAS DE TRANSMISION

No. de torre _____

L.T. _____ A _____ kV

No. de líneas _____ verificado por _____ fecha _____

Resistividad a 1.6 m = _____

Resistividad a 3.2 m = _____

Prueba de Corriente

I (mA)	Von (volt)	E (volt)
0		
50		
100		
150		
200		
250		
300		
350		
400		
500		
600		

Potencial natural

I = corriente suministrada.

Von = potencial de protección (con suministro de corriente).

E = potencial de polarización (al cortar el suministro de corriente).

FORMATO B

MEMORIA DE CALCULO PARA PROTECCION CATODICA DE LINEAS DE TRANSMISION CON ANODOS
DE MAGNESIO (Mg) PARA VALORES DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO ENTRE
501 y 5000 ohm-cm

L.T. _____ Estructura No. _____

Resistividad = _____ ohm-cm. Tomada a _____ m Fecha _____

Potencia natural = _____ V

Corriente de protección (ip) = _____ mA (curva de tafel)

Corriente de diseño (Id) + Ip x 1.15 = _____ mA

Corriente drenada por ánodo (Ia) = 120 000F y/resistividad

Y = 2.19-(1.4 x potencia natural) =

No. de ánodo	E.P.
2	1.856
3	2.635
4	3.386
5	4.207
6	5.132
7	5.455
8	6.451
9	7.219

a) 4 kg

Ia= 85200 x _____ = _____ mA $\frac{Id}{Ia}$ = _____ No. de ánodos = _____

b) 7.7 kg

Ia=120000 x _____ = _____ mA $\frac{Id}{Ia}$ = _____ No. de ánodos = _____

c) 14.5 kg

Ia=127200 x _____ = _____ mA $\frac{Id}{Ia}$ = _____ No. de ánodos = _____

d) 21.8 kg

Ia=130800 x _____ = _____ mA $\frac{Id}{Ia}$ = _____ No. de ánodos = _____

$$\text{Corriente total drenada (It)} = I_a \times \text{EP tiempo de vida esperado (TVE)} = \frac{106.8 W}{It}$$

(W = peso total de ánodos en kg)

a) 4kg

$$It = \quad \times \quad = \quad \text{mA} \quad \text{TVE} = \frac{106.8}{\quad} \times \quad = \quad \text{años}$$

b) 7.7 kg

$$It = \quad \times \quad = \quad \text{mA} \quad \text{TVE} = \frac{106.8}{\quad} \times \quad = \quad \text{años}$$

c) 14.5 kg

$$It = \quad \times \quad = \quad \text{mA} \quad \text{TVE} = \frac{106.8}{\quad} \times \quad = \quad \text{años}$$

d) 21.8 kg

$$It = \quad \times \quad = \quad \text{mA} \quad \text{TVE} = \frac{106.8}{\quad} \times \quad = \quad \text{años}$$

Distribución: _____ Anodos de _____ kg

Profundidad de instalación (ver inciso 8.2) _____ m

FORMATO C

MEMORIA DE CALCULO PARA PROTECCION CATODICA DE LINEAS DE TRANSMISION CON
ANODOS DE ZINC (Zn) PARA VALORES DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO
MENORES DE 501 ohm-cm

L.T. _____ Estructura No. _____

Resistividad: _____ ohm-cm, tomada a: _____ m Fecha _____

Potencial natural = _____ V

Corriente de protección (Ip) = _____ mA (curva de Tafel)

Corriente de diseño (Id) = Ip x 1.15 = _____ mA

Corriente drenada por ánodo (Ia) = 40000 F Y/resistividad

Y = 4.4-(4 x potencia natural) = _____ F=1.09

Ia = 43,600 x _____ = _____ mA

$\frac{Id}{Ia}$ = _____, No. de ánodos = _____

Corriente total drenada (It) = Ia x EP

It = _____ x _____ = _____ mA

Tiempo de vida esperada (TVE) =

No. de ánodos	E.P.
2	1.639
3	2.278
4	2.917

Tiempo de vida esperada (It) = $\frac{71.6 \times W}{It}$ (W = peso total de ánodos en kg)

TVE = 71.6 x _____ = _____ años

Distribución: _____ ánodos de zinc de 22.7 kg

Profundidad de instalación (ver inciso 8.2): _____ m



FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA

CURSOS ABIERTOS

*DIPLOMADO EN SISTEMAS
ELECTRICOS DE POTENCIA*

MODULO IV

CA 134

*DISEÑO ELECTROMECHANICO DE
LINEAS DE TRANSMISION*

TEMA

*DESCRIPCION DE LA INCIDENCIA DE
DESCARGAS ATMOSFERICAS EN LAS
DIFERENTES AREAS DE TRANSMISION*

EXPOSITOR: ING. ANTONIO PANIAGUA SILVA
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2002

1

DESCRIPCION DE LA INCIDENCIA DE DESCARGAS ATMOSFERICAS EN LAS DIFERENTES AREAS DE TRANSMISION DE CFE

- 1.1 Parámetros de la Descarga Utilizados en el
Diseño de Líneas**
 - 1.1.1 Densidad de Rayos a Tierra**
 - 1.1.2 Número de Descargas que Inciden
en una Línea de Transmisión**
 - 1.1.3 Distribución de Frecuencia de la Magnitud
y Forma de Onda de la Corriente del Rayo**
 - 1.1.4 Impedancia Transitoria de Cables de Blindaje,
Conductores, Torres y Sistemas de Tierra**
 - 1.1.5 Propagación de Ondas en Cables de Blindaje
y Conductores de Fase**
 - 1.1.6 Atenuación y Distorsión de Ondas por Efecto Corona**
 - 1.1.7 Características de Flameo de Aisladores**
 - 1.1.8 Efectividad de la Protección**

1. DESCRIPCION DE LA INCIDENCIA DE DESCARGAS ATMOSFERICAS EN LAS DIFERENTES AREAS DE TRANSMISION DE CFE

Las descargas atmosféricas son descargas naturales producidas normalmente durante tormentas eléctricas. Las descargas atmosféricas se clasifican por la polaridad de la carga en la nube (positiva o negativa) y por la dirección de propagación del líder inicial o guía escalonada (ascendente o descendente). Las descargas de polaridad positiva son más frecuentes en zonas cercanas a los polos. Podemos considerar que en nuestro país, en promedio, el 90% de rayos a tierra son de polaridad negativa, con 45% a 55% de descargas con solo un rayo de retorno.

El tipo de descarga más común que produce problemas a líneas de transmisión es la descarga de nube a tierra con polaridad negativa, **figura 1.1**.

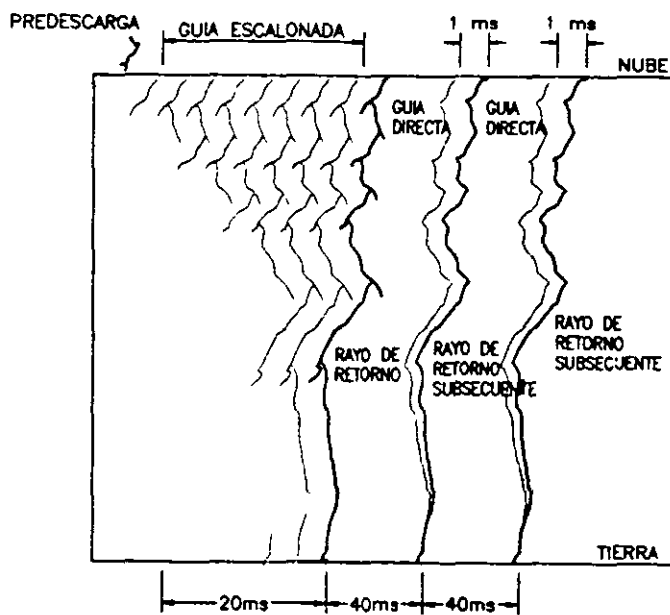


Figura 1.1.- Secuencia de los procesos en una descarga atmosférica con polaridad negativa.

Los procesos que se llevan a cabo durante una descarga son muy variables tanto en espacio como en tiempo. En la **tabla 1.1** se muestra un resumen de los procesos en una descarga atmosférica en secuencia de tiempo y lugar de ocurrencia.

Después de que ocurre el rayo de retorno, existe una alta probabilidad de que ocurra una o varias descargas subsecuentes por el mismo canal de descarga; el número promedio de descargas subsecuentes es de 3.

TABLA 1.1.- Procesos en un descarga atmosférica con polaridad negativa

PROCESO	TIEMPO	LUGAR
PREDESCARGA	Duración menor de un microsegundo , < 1 μs.	Descarga dentro de la nube
GUÍA ESCALONADA	Sucede a intervalos de tiempo de alrededor de 50 μs con una duración total de aprox. 100 ms.	Desde la nube se prolonga hasta cerca del nivel de tierra, cambia de dirección en forma de escalones, con secuencias de aprox. 50 m cada uno
(*)GUÍA ASCENDENTE	Se forma antes que la guía escalonada llegue a tierra.	Comienza en la superficie de la tierra u objetos altos.
(**)RAYO DE RETORNO	Neutralización de la carga en la guía escalonada en aprox. 100-200 μs.	Desde la unión de las guías hasta la base de la nube.
GUÍA SUBSECUENTE	Mas rápida que la escalonada	El mismo canal que el rayo de retorno, sin ramificaciones
DESCARGA SUBSECUENTE	Descargas con intervalos de tiempo de aprox. 50 ms.	En el mismo canal del rayo de retorno.

(*) El proceso en el cual ambas guías se unen es considerado en el estudio del radio de atracción para el diseño de blindaje como protección contra rayos directos en líneas de transmisión de energía eléctrica.

(**) Este proceso es el de mayor corriente y el que mayor daño produce debido a la energía de la descarga. Los valores típicos de las corrientes de los rayos de retorno son de aproximadamente 30 kA y su frente de onda varía entre 1.8 μs y 18 μs, con valor promedio de 5.5 μs.

En la **figura 1.2** se muestra la última etapa antes de que el rayo de retorno se produzca, en esta etapa se desarrolla la guía ascendente cuya longitud depende de la carga que tenga la guía descendente. A través de experimentación con torres de diferentes alturas, Erikson propuso la siguiente relación entre el radio crítico o de atracción y alturas promedio de torres de transmisión. Esta relación se obtuvo por medio del ajuste de las curvas de datos experimentales usando mínimos cuadrados:

$$R_{cr} = 14.0H_T^{0.6}$$

donde:

R_{cr} = Radio crítico o de atracción (m)

H_T = Altura promedio de la torre o del conductor (m)

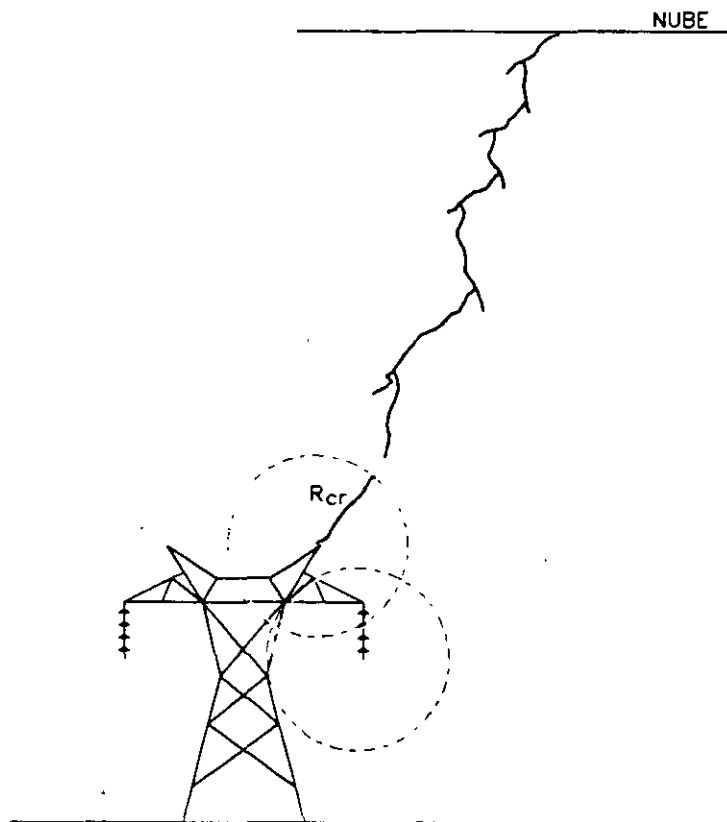


Figura 1.2.- Proceso de propagación de la guía descendente y formación de la guía ascendente (radio crítico de atracción).

1.1 Parámetros de la Descarga Utilizados en el Diseño de Líneas

Desde el punto de vista del diseño de líneas los parámetros de la descarga atmosférica más importantes son:

- 1.1.1 - La densidad de rayos a tierra en el área de interés
- 1.1.2 - El número de descargas que inciden en la línea de transmisión
- 1.1.3 - La distribución de frecuencia de la magnitud y forma de onda de la corriente del rayo
- 1.1.4 - La impedancia transitoria de los cables de blindaje, conductores, torres y sistemas de tierras
- 1.1.5 - La propagación (incluyendo la reflexión y transmisión) de las ondas en cables de blindaje y conductores de fase
- 1.1.6 - La atenuación de las ondas por efecto corona
- 1.1.7 - Las características de flameo de aisladores y el aislamiento de subestaciones incluyendo el efecto de ondas de impulso no normalizadas
- 1.1.8 - La efectividad de la protección contra descargas para varios niveles de salidas de operación de la línea

1.1.1 Densidad de Rayos a Tierra

La densidad de rayos a tierra es uno de los parámetros de importancia en el diseño de la protección de líneas de transmisión.

La densidad de rayos a tierra se obtiene con contadores de rayos, los cuales registran el número de rayos a tierra en una área determinada.

En áreas donde solamente se cuente con información del número de **días tormenta** por año T_d , es posible obtener el número de rayos a tierra/km²/año, N_g .

La gráfica de la **figura 1.3** presenta las relaciones para los diferentes tipos de terrenos observadas en México y la curva obtenida por CIGRE (Conférence Internationale des Grands Réseaux Electriques). Los valores de densidad de rayos a tierra se correlacionan con el número de días tormenta en terrenos planos con la siguiente aproximación:

$$N_g = 0.044 T_d^{1.24}$$

donde:

N_g = Número de rayos a tierra/km²/año

T_d = Número de días tormenta

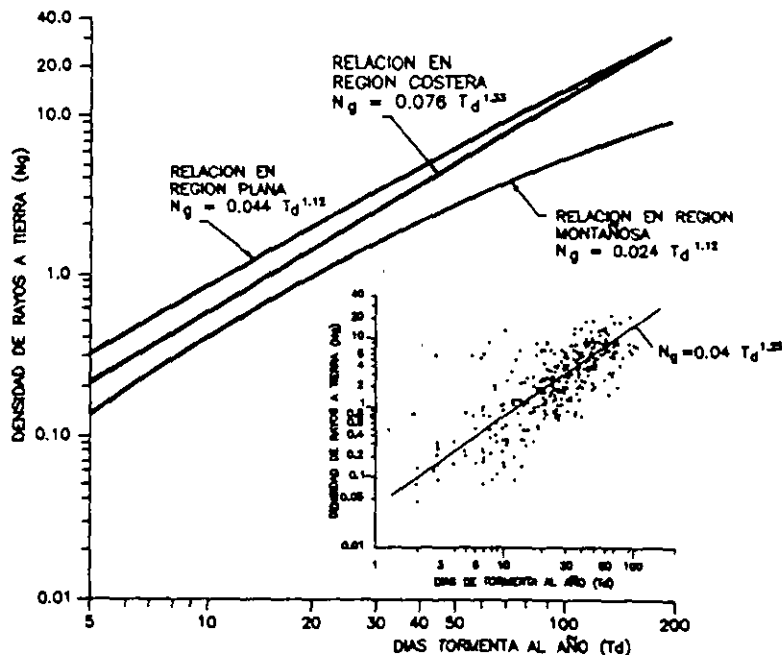


Figura 1.3.- Número de rayos a tierra en función del número de días tormenta para diferentes tipos de terreno en la República Mexicana y la relación obtenida por CIGRE.

laderas y picos de montañas (Dellera y Garbagnati). En la **figura 1.5** se muestra la relación entre el número de rayos esperados a una línea de transmisión en función de la altura promedio de la torre H_T , para una $N_g = 1$, y para diferentes tipos de terreno. Para densidades de rayos a tierra diferentes a la unidad, el resultado se afectará proporcionalmente.

El número de rayos a una línea en **terreno plano** se puede calcular usando la siguiente fórmula:

$$N_L = N_g \frac{(2R_{cr} + b)}{10}$$

donde:

- N_g = Densidad de rayos a tierra de la región en número de rayos a tierra por kilómetro cuadrado por año.
- R_{cr} = Radio crítico de atracción en metros (ver sección 1.0 y figura 1.2)
- b = Ancho de la línea en metros

En la **figura 1.5** se muestran los resultados obtenidos con la fórmula anterior, representados por la curva marcada con (*). De estos resultados se concluye que se puede usar esta fórmula para el cálculo del número de rayos a una línea en un terreno plano o en ladera, con las alturas promedio de torres mostradas en la gráfica. Para el caso de líneas sobre terreno con cumbres se recomienda el uso de la curva correspondiente mostrada en la **figura 1.5**.

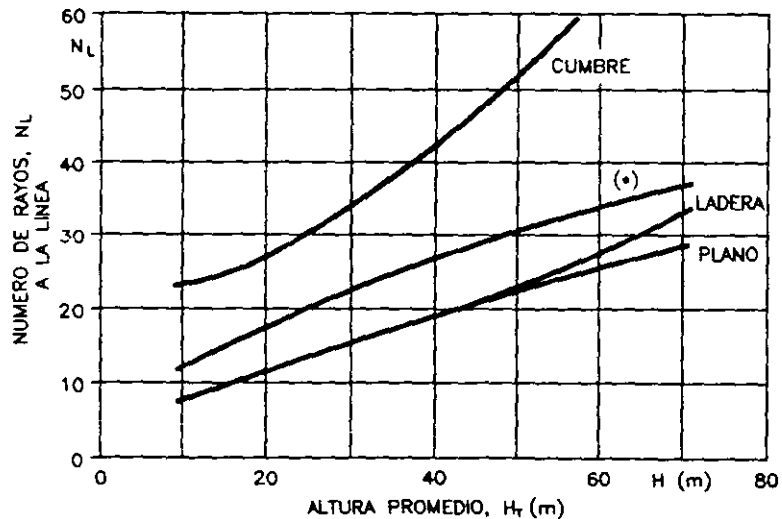


Figura 1.5.- Número de rayos esperados a líneas de transmisión en función de la altura promedio de la torre H_T , para $N_g=1$.

1.1.3 Distribución de Frecuencia de la Magnitud y Forma de Onda de la Corriente del Rayo

En la **figura 1.6** se muestran las distribuciones de frecuencia de las magnitudes de corriente del rayo (polaridad negativa), obtenidas por: CIGRE (línea continua) y la adoptada por IEEE (línea punteada). La curva dada por CIGRE se obtuvo con 408 observaciones en estructuras de menos de 60 m de altura en diferentes partes del mundo. La curva de IEEE es una aproximación matemática de la curva de CIGRE.

Para efectos de cálculo, una representación simple de la curva probabilística de la magnitud de corriente del rayo de IEEE (sugerida por J. G. Anderson) es la siguiente:

$$P(I) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{31}\right)^{2.6}}$$

donde $P(I)$ es la probabilidad de exceder un valor de la corriente I .

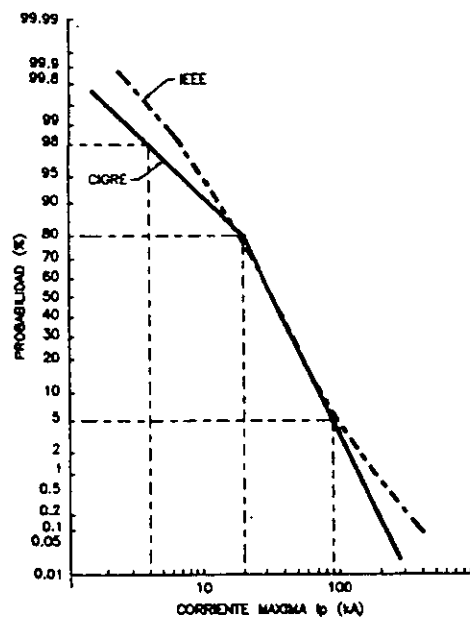


Figura 1.6.- Distribución de corrientes de rayo.

Las transitorios producidos por descargas atmosféricas directas en líneas de transmisión de energía eléctrica y los esfuerzos a los que se ve sometido el aislamiento eléctrico pueden analizarse por medio de simulaciones usando formas de onda normalizadas. La forma de onda de 1.2 μ s de frente y 50 μ s para que la onda disminuya su amplitud a un 50% de su valor máximo (1.2/50 μ s) es usada en pruebas de simulación de impulsos de voltaje por rayo y la forma de onda 8/20 μ s es usada en pruebas de impulso de corriente de rayo. Normalmente se usan funciones matemáticas para su representación en cálculos en los que se involucran.

1.1.4 Impedancia Transitoria de Cables de Blindaje, Conductores, Torres y Sistemas de Tierra.

La impedancia transitoria de cables, ya sea de blindaje o conductores de fase a una altura sobre el nivel de tierra, se calcula con la relación siguiente:

$$Z_t = 60 \ln \frac{2h_c}{r_c}$$

donde:

h_c = altura del conductor sobre el nivel de tierra (m)

r_c = radio del conductor (m)

La estructura de la torre se considera como una línea de transmisión corta con una impedancia transitoria constante aterrizada a través de su resistencia a pie de la torre. Se tienen las relaciones de impedancias transitorias equivalentes para algunos tipos de torres (obtenidas por Sargent y Darveniza en 1968). La **figura 1.7** muestra los perfiles típicos de tres clases de torres con sus respectivas relaciones de impedancia transitoria. Para el perfil de torre de clase 2, el valor $2r$ es el diámetro de la guía de bajada de tierra en poste de madera o en su caso el diámetro del poste metálico. Adicionalmente, en la **tabla 1.2** se presentan las impedancias transitorias de las torres de transmisión, normalmente usadas en CFE.

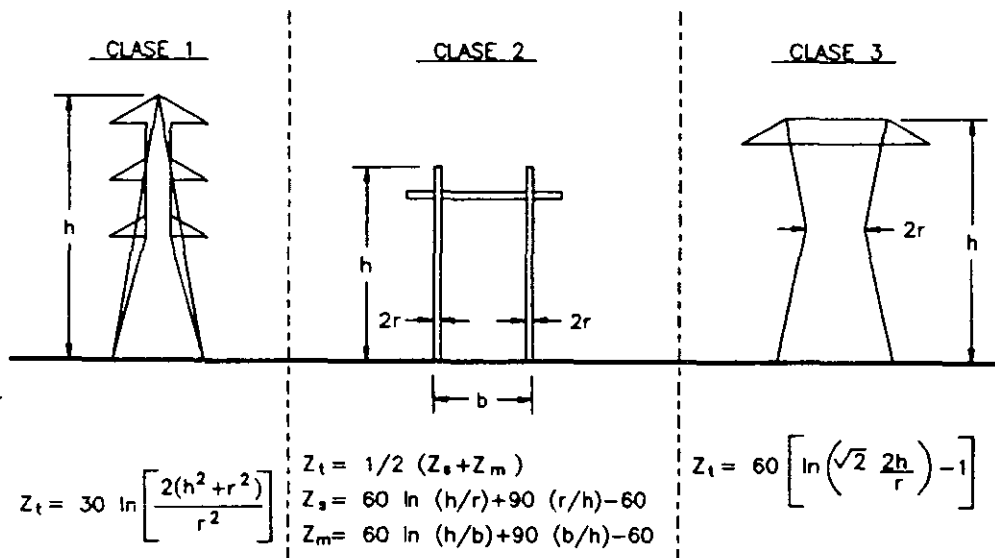


Figura 1.7.- Perfiles típicos de torres de transmisión con sus respectivas relaciones de impedancia transitoria.

Tabla 1.2.- Impedancias características de torres usadas en CFE

TORRE TIPO	NIVEL DE TENSION (kV)	IMPEDANCIA TRANSITORIA (Ω)	TORRE TIPO	NIVEL DE TENSION (kV)	IMPEDANCIA TRANSITORIA (Ω)
A	400	247.83	2M1	230	243.3
AM	400	249.4	2S1	230	241.1
C	400	211.7	2B1	230	232.2
CM	400	237.3	2B2	230	154.9
D	400	216.12	2R2	230	148.0
DM	400	241.0	2S2	230	154.6
4BC1	400	229.7	2Z1	230	234.1
4BB1	400	233.14	2D1	230	243.8
4BA1	400	232.23	1M1	115	294.2
2B1	230	245.8	1B1	115	283.1
2C1	230	239.0			

La impedancia transitoria de conexión a tierra al pie de la torre puede considerarse constante (resistencia al pie de torre) para efectos de simplificación de cálculos. En realidad este valor de impedancia transitoria de conexión a tierra varía en forma no lineal.

1.1.5 Propagación de Ondas en Cables de Blindaje y Conductores de Fase

Al incidir una descarga atmosférica en un cable de blindaje o conductor de fase, **figura 1.8**, se inyectará la corriente del rayo en el conductor y se producirá una onda de voltaje proporcional al producto de la impedancia transitoria del conductor y la mitad de la corriente del rayo, como:

$$V_i(t) = \frac{I_r(t)}{2} Z_t$$

donde:

- $V_i(t)$ = voltaje transitorio (V)
- $I_r(t)$ = corriente del rayo (A)
- Z_t = impedancia transitoria del conductor (Ω)

Estas ondas se propagarán o viajarán, con una velocidad aproximada a la velocidad de la luz ($300 \text{ m}/\mu\text{s}$), hacia ambos lados del conductor, ver **figura 1.8**, hasta encontrar un camino a tierra. Al encontrar cambios de impedancia, como puede ser la conexión a una torre, la onda de corriente y de voltaje sufrirán cambios en magnitud y forma de onda.

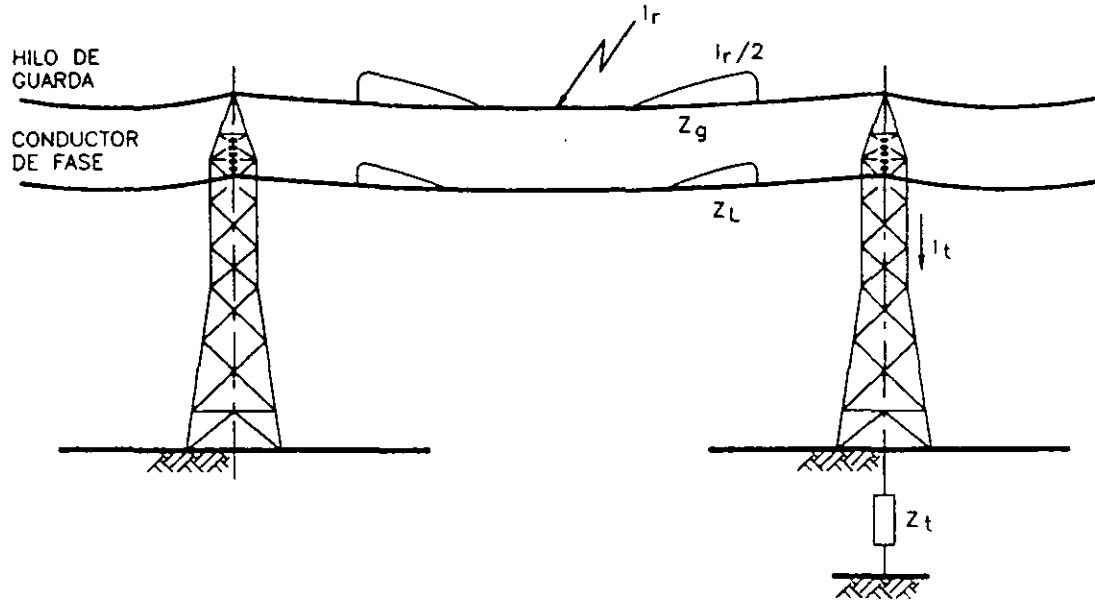


Figura 1.8.- Representación de la incidencia de una corriente de rayo en una línea de transmisión y la formación de las ondas de voltaje.

1.1.6 Atenuación y Distorsión de Ondas por Efecto Corona

La atenuación y distorsión de las ondas al viajar por los conductores se debe principalmente a la pérdida de energía, esta pérdida de energía depende de las características del conductor, principalmente de sus dimensiones y su ubicación. El efecto corona es una manera de pérdida de energía a través de ionización alrededor del conductor. Este efecto consiste en la disipación de la energía en el aire, la cual forma una corona conductiva alrededor del conductor y está relacionado directamente con el voltaje y el radio del conductor. El voltaje de iniciación de corona está dado por:

$$V_c = E_c r_c \ln\left(\frac{2h}{r_c}\right)$$

donde :

r_c = radio de corona

h = altura del conductor

E_c = esfuerzo dieléctrico en aire para campo eléctrico uniforme ($3 \times 10^6 \text{ V/m}$)

En la **figura 1.9** se muestra la atenuación y distorsión debido a corona para diferentes tiempos de cola de la onda.

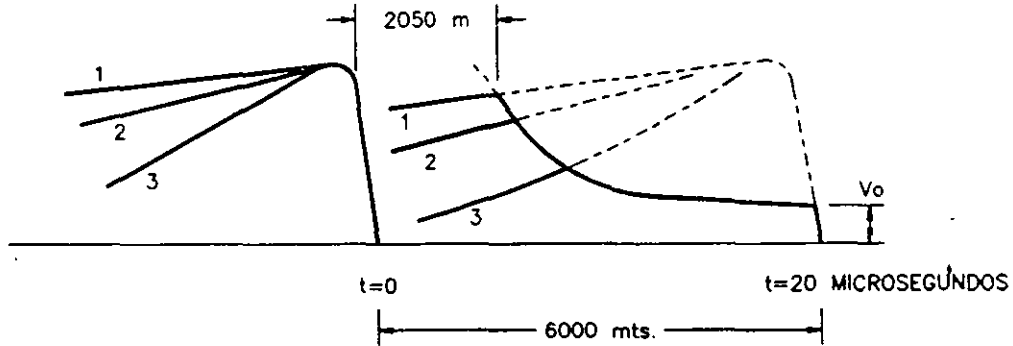


Figura 1.9.- Atenuación y distorsión debido a corona para diferentes tiempos de cola.

1.1.7 Características de Flameo de aisladores

El comportamiento de los aisladores ante esfuerzos eléctricos es bastante complejo, normalmente se define como un fenómeno no lineal con su característica voltaje-tiempo, en la **figura 1.10** se muestra este comportamiento para diferentes frentes de onda de la corriente del rayo.

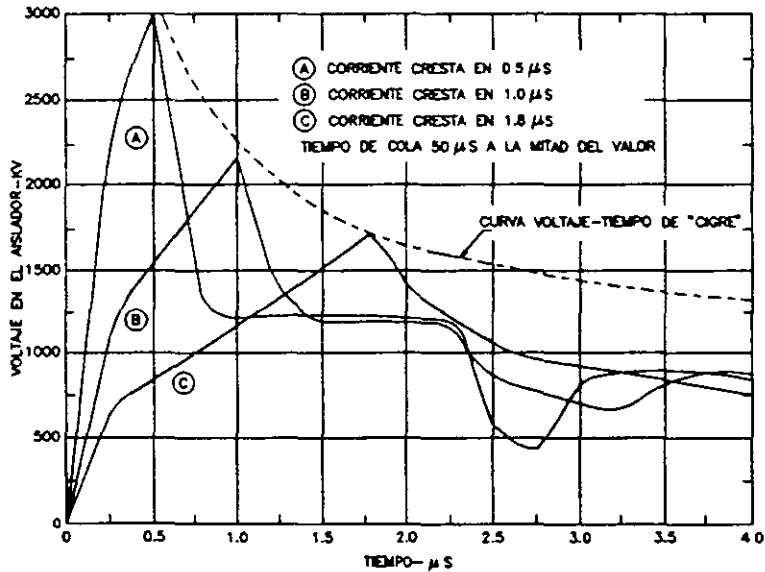


Figura 1.10.- Curva Voltaje-tiempo de un aislador con corrientes de rayo con diferentes frentes de onda.

1.1.8 Efectividad de la Protección

Normalmente, la efectividad de la protección contra descargas atmosféricas se evalúa comparando los índices de salidas esperados contra los índices de salida obtenidos, para los diferentes métodos de protección. Por ejemplo, si se espera un índice de salidas de 0.05 por cada 100 kilómetros de línea por año debido a fallas de protección, se tiene que evaluar la operación de la línea durante un año para determinar el índice real de salidas de la línea analizada. Se puede usar la siguiente relación para obtener una evaluación aproximada de la efectividad del esquema de protección contra rayos en líneas de transmisión:

$$E_{prot} = \left(1 - \frac{S_{esp} - S_{prot}}{S_{esp}}\right) \times 100$$

donde :

- E_{prot} = Efectividad de la protección usada
- S_{esp} = Índice de salidas esperado
- S_{prot} = Índice de salidas durante un año de operación con protección

Adicionalmente, en este análisis se puede incluir el costo de operación de la protección, C_{oper} , con la siguiente relación:

$$C_{oper} = \frac{C_{ssp} - C_{scp}}{C_{prot}} \times 100$$

donde :

- C_{oper} = Costo de operación de la protección usada
- C_{ssp} = Costo de salidas de línea sin protección
- C_{scp} = Costo de salidas de línea con protección durante un año de operación



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

*DIPLOMADO EN SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE POTENCIA*

MODULO IV

CA 134

*DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE
LINEAS DE TRANSMISION*

TEMA

ANGULO DE BLINDAJE

**EXPOSITOR: ING. ANTONIO PANIAGUA SILVA
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2002**

2

**DETERMINACION DEL ANGULO DE BLINDAJE
PARA OBTENER UN INDICE DE SALIDAS
DESEADO POR FALLAS DE BLINDAJE**

2.1 Angulo de Blindaje

2.2 Falla de Blindaje

**2.3 Indices de Salidas de Lineas de Transmisi3n
por Fallas de Blindaje**

2. DETERMINACION DEL ANGULO DE BLINDAJE PARA OBTENER UN INDICE DE SALIDAS DESEADO POR FALLAS DE BLINDAJE

Uno de los métodos de protección de líneas contra descargas es por medio del blindaje, este método consiste en interceptar las descargas atmosféricas y conducirlos a tierra por medio de un conductor conectado a tierra o **hilo de guarda**. El hilo de guarda se instala en la parte más elevada de la torre de transmisión con un ángulo respecto a su línea vertical y el conductor de fase mas externo, conocido como ángulo de blindaje, θ_o (figura 2.1).

2.1 Angulo de Blindaje

La **figura 2.1** muestra la variación del ángulo de blindaje, θ_o , de positivo a negativo, al variar la posición del hilo de guarda con respecto a un conductor de fase para un tipo de torre. El objetivo de la selección del número de hilos de guarda y su posición es el de interceptar los rayos y reducir las fallas de blindaje a un número aceptable.

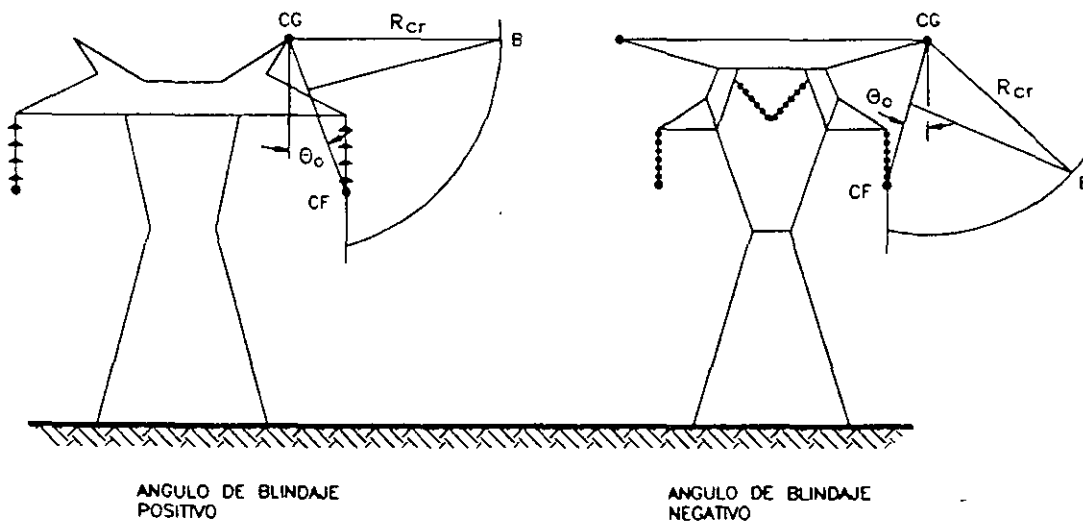


Figura 2.1.- Variación del ángulo de blindaje para un tipo de estructura de torre. Los ángulos mostrados son positivo (a) y negativo (b).

2.2 Falla de Blindaje

Para la obtención del **índice de fallas por blindaje inapropiado**, FB, se tienen dos alternativas, una es considerando la corriente mínima de incidencia del rayo, obtenida de la curva de probabilidad (3 kA) y la otra alternativa es considerando la corriente mínima del rayo en el conductor de fase que produzca flameo en el aislamiento, obteniendo el **índice de fallas de blindaje que producen flameo**, FBF.

La falla de blindaje se puede definir como el flameo de un aislador debido a la incidencia de un rayo en el conductor de fase en vez de incidir en el hilo de guarda diseñado con cierto ángulo de blindaje, ver el **APENDICE B**, sección B.2.

Adicionalmente, las condiciones para las cuales se producen flameos inversos, como son altos valores de resistencia a tierra y/o bajo nivel del aislamiento, se deben de tomar en cuenta para obtener las bases de un diseño total por descargas atmosféricas. De esta manera se puede considerar un solo hilo de guarda para zonas con baja densidad de rayos a tierra y dos hilos de guarda para zonas con alta densidad de rayos a tierra. Los niveles críticos para los **índices de fallas de blindaje que producen flameos**, FBF, se deja a consideración del diseñador. Por ejemplo para líneas que den servicio a cargas críticas, se puede seleccionar un valor de diseño de **FBF menor o igual a 0.05** fallas de blindaje que producen flameos por cada cien kilómetros de línea por año.

Basado en la formulación del radio crítico de Brown-Whitehead, para condiciones severas y considerando rayos verticales, se puede sugerir el uso de la **figura 2.2** para la selección del ángulo de blindaje. En esta figura se presentan los ángulos de blindaje promedio a medio claro, por lo que los ángulos de blindaje en las torres pueden ser mayores.

Con las curvas de la **figura 2.2** se obtiene el ángulo de blindaje promedio para diferentes valores de diseño de FBF/Ng y se considera terreno plano. En la figura, H_g es la altura del conductor de guarda y H_f es la altura del conductor de fase. Los ángulos de blindaje, θ_o , se obtienen con las alturas promedio de los conductores en la torre, H_T , para valores de corriente de 5 y 10 kA, los cuales representan los límites para obtener fallas de blindaje que producirán flameos al rebasar el nivel básico de aislamiento. Estos ángulos de blindaje son promedios tomados a medio claro, por lo que en las torres pueden llegar a tener un valor mayor. También se considera un terreno plano para estos ángulos. Para torres en laderas, el ángulo promedio se obtiene como el valor del ángulo en la gráfica menos el ángulo de inclinación de la ladera. Para el caso de torres en áreas arboladas o con estructuras altas se pueden usar ángulos mayores, ya que el radio de atracción de la tierra se incrementa por las alturas de los árboles y estructuras.

Torres construidas en topes de colinas son más vulnerables debido al aumento del número de rayos, sin embargo los flameos inversos llegan a ser más representativos debido a que la resistencia al pie de la torre tiende a ser mayor en estas áreas.

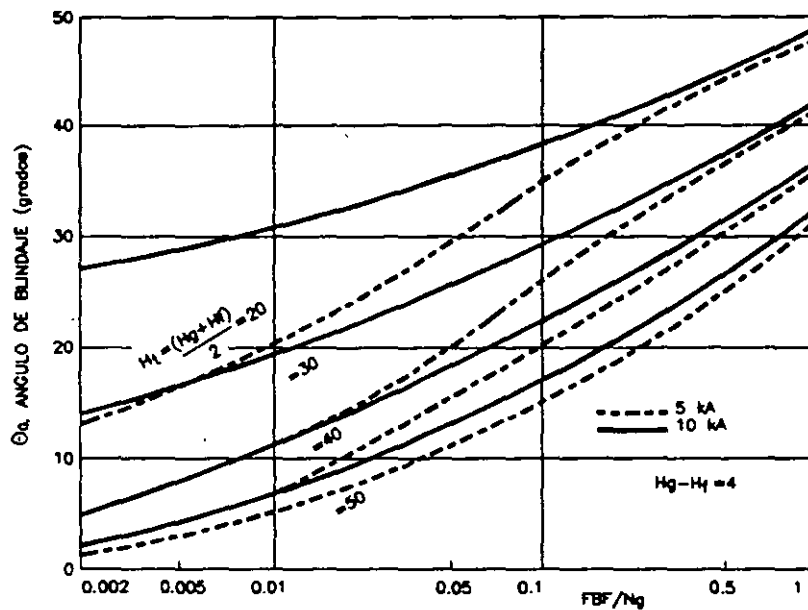


Figura 2.2.- Relación entre valores de diseño de fallas de blindaje que producen flameo/densidad de rayos a tierra (FBF/N_g) y ángulo de blindaje promedio considerando terreno plano.

Como ejemplo de aplicación de la gráfica de la figura 2.2, tomemos el tipo de torre de 400 kV (un circuito, suspensión), tipo "A", TOMEXSA, con alturas del conductor de fase de 25.0 m y del hilo de guarda de 33.525 m, se obtiene un valor promedio $(H_g + H_f)/2 = 29.26$ m, y considerando un valor de diseño de $FBF = 0.05$ y un $N_g = 5$, tenemos que $FBF/N_g = 0.01$, para una corriente crítica de 5 kA se obtiene en la curva un valor de ángulo promedio de 11 grados. Si cambiamos el valor de N_g a un valor de 1, se tiene una relación $FBF/N_g = 0.05$, lo que resulta en valor de 21 grados de ángulo de blindaje en la gráfica.

La utilización de ángulos de blindaje negativos es solamente apoyada por los estudios de Deller-Garbagnati, quienes proponen la relación entre la altura promedio de los conductores en la torre H_T y el ángulo de blindaje θ_0 , mostrada en la figura 2.3.

Nótese que los ángulos negativos son requeridos para torres con H_T mayor a 35 m, para garantizar una relación FBF/N_g del orden de 0.0125, o una de 0.05 para regiones con una N_g de 4 rayos/ $km^2/año$.

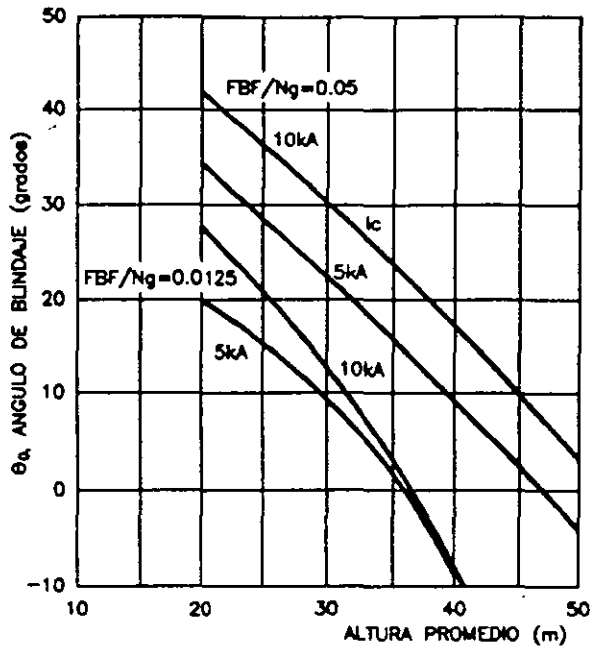


Figura 2.3.- Angulo de blindaje obtenido por el método Dellera-Garbagnati.
 FBF = fallas de blindaje que producen flameo,
 N_g = densidad de rayos a tierra

2.3 Indices de Salidas de Líneas de Transmisión por Fallas de Blindaje

En esta sección se presentan las relaciones entre el número de salidas por kilómetro de línea por año debidas a fallas por blindaje y el ángulo de blindaje. Estas relaciones se establecen para cada nivel de tensión.

Normalmente se permite un cierto riesgo de falla del blindaje en su diseño, el cual influye en la construcción o modificación de topes o copetes de torres para la instalación del hilo de guarda. El cálculo del índice de salidas de línea se realiza con el modelo electrogeométrico por medio de una computadora. Se tienen resultados, válidos a nivel internacional, en donde se da el número de salidas por año por 100 km de línea en función del ángulo de blindaje, **gráficas de la figura 2.4**. Las gráficas se dan para una densidad de rayos a tierra de 2.0 rayos/km²/año (T_d = 25), para diferentes alturas promedio del hilo del guarda y diferentes niveles de aislamiento al impulso por rayo. La altura promedio del hilo de guarda se calcula de la manera siguiente:

Para terreno plano: $H_p = H_g - (2/3) F_g$
 Para terreno ondulado: $H_p = H_g$
 Para terreno montañoso: $H_p = 2H_g$

donde H_p es la altura promedio, H_g es la altura del hilo de guarda y F_g es la flecha máxima del hilo de guarda.

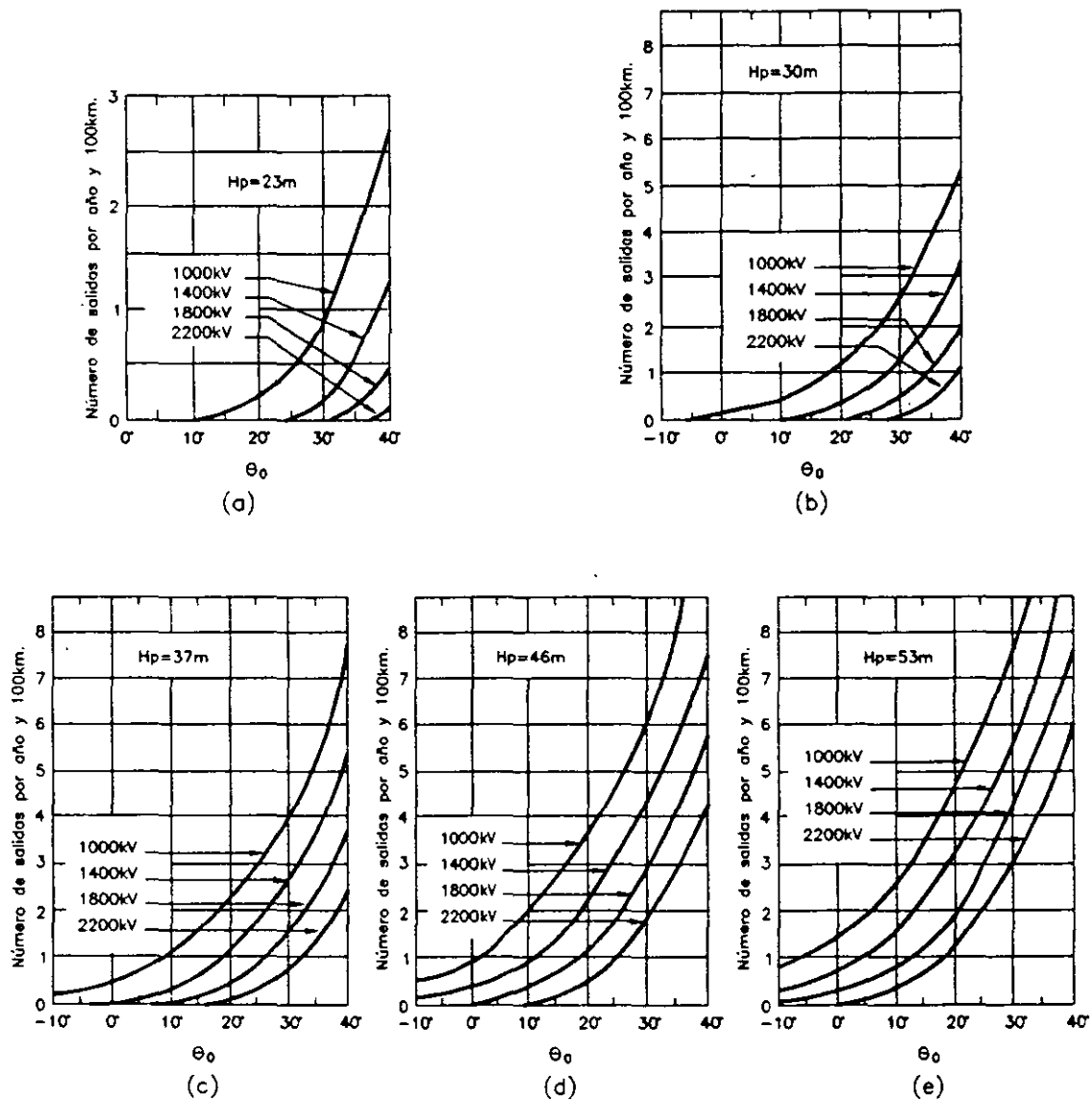


Figura 2.4.- Gráficas del número de salidas en función del ángulo de blindaje.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

*DIPLOMADO EN SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE POTENCIA*

*MODULO IV
CA 134*

*DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE
LINEAS DE TRANSMISION*

TEMA

RESISTENCIA DE TIERRA

**EXPOSITOR: ING. HUGO EQUIHUA TAPIA
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2002**

3

**DETERMINACION DE LA RESISTENCIA A TIERRA
PARA OBTENER UN INDICE DE INTERRUPCIONES
DESEADO POR FLAMEOS INVERSOS**

3.1 Flameos Inversos

3.2 Número de Salidas por Flameos Inversos

**3.3 Sistemas de Conexión a Tierra, Esquemas
y Mejoramiento de los Valores de Resistencia**

**3.3.1 Reducción de Valores de Resistencia de Conexión
a Tierra en Torres de Transmisión**

3.3.2 Métodos de Mejoramiento

**3.3.3 Recomendaciones para diferentes
Resistividades del Terreno**

3. DETERMINACION DE LA RESISTENCIA A TIERRA PARA OBTENER UN INDICE DE INTERRUPCIONES DESEADO POR FLAMEOS INVERSOS

El proceso de flameos inversos depende de varios factores, uno de los principales es la resistencia al pie de la torre la cual puede ser diseñada para obtener un índice de fallas por flameos inversos.

3.1 Flameos Inversos

Cuando se tiene una descarga atmosférica en el hilo de guarda se crean ondas transitorias de corriente y voltaje que viajan hacia ambos lados del conductor, como se mostró en la **figura 1.8**. Al llegar la onda a un punto de cambio de impedancia, como lo es una torre, se producen ondas reflejadas y transmitidas en la punta de la torre; estas ondas crean diferencias de potencial en los aislamientos entre los conductores de tierra y conductores de fase, en diferentes puntos de la línea, estos puntos pueden ser a lo largo del claro o en los aisladores sostenidos en las torres. En el caso de que este potencial exceda los potenciales del aislamiento se producirán flameos entre las estructuras y conductores de fase, estos flameos se denominan flameos inversos. En la **figura 3.1** se muestra el concepto general de flameos inversos.

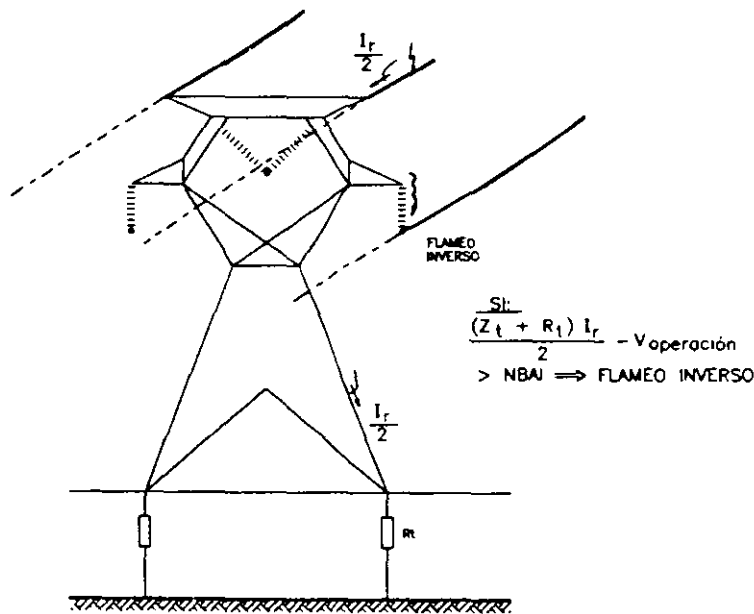


Figura 3.1.- Concepto general de flameos inversos.

Los flameos inversos en las torres son los más frecuentes. Por lo que para el diseño de protección por flameos inversos se deben considerar problemas por flameos inversos en las torres, despreciando los flameos inversos en los claros de las líneas. En general el flameo inverso es influenciado por los factores siguientes:

- Distancias conductor-conductor y conductor-estructura
- Longitud de claro entre torres
- Número de hilos de guarda y su posición
- Geometría de la estructura.
- Resistencia de conexión a tierra de la torre
- Punto de incidencia del rayo
- Distribución de amplitudes de corrientes de rayo y formas de onda
- Densidad de rayos a tierra de la zona
- Tensión de operación de la línea

3.2 Número de Salidas por Flameos Inversos

Para la obtención del número de salidas por flameos inversos se consideran todos los parámetros anteriores, los cuales se varían de acuerdo a sus distribuciones de probabilidad. Los parámetros mencionados se usan en un programa de computadora para realizar el análisis y calcular el número de salidas por flameo inverso. En todos los análisis obtenidos se consideró un valor de $N_g = 2.0$ rayos/km²/año (consistentes con los resultados mostrados en la figura 2.4). En la **figura 3.2** se muestran los resultados de estos cálculos para el nivel de tensión de 115 kV y el tipo de torre 1B1 (TOMEXSA), usada en C.F.E.

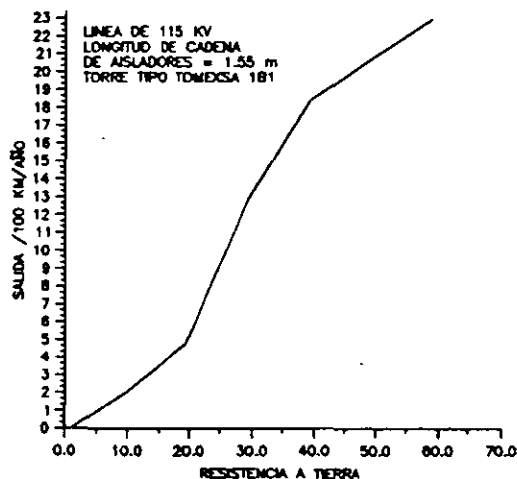


Figura 3.2.- Número de salidas por flameos inversos vs. resistencia de conexión a tierra para una torre de transmisión de 115 kV usada en C.F.E.

En las **figuras 3.3 y 3.4** se muestran familias de curvas para obtener un índice de salidas por flameos inversos con determinada resistencia de conexión a tierra. En la **figura 3.3** se muestran para un nivel de tensión de 230 kV y en la **figura 3.4** se muestran para un nivel de tensión de 400 kV y para algunos tipos de torres de líneas de transmisión usadas en C.F.E.

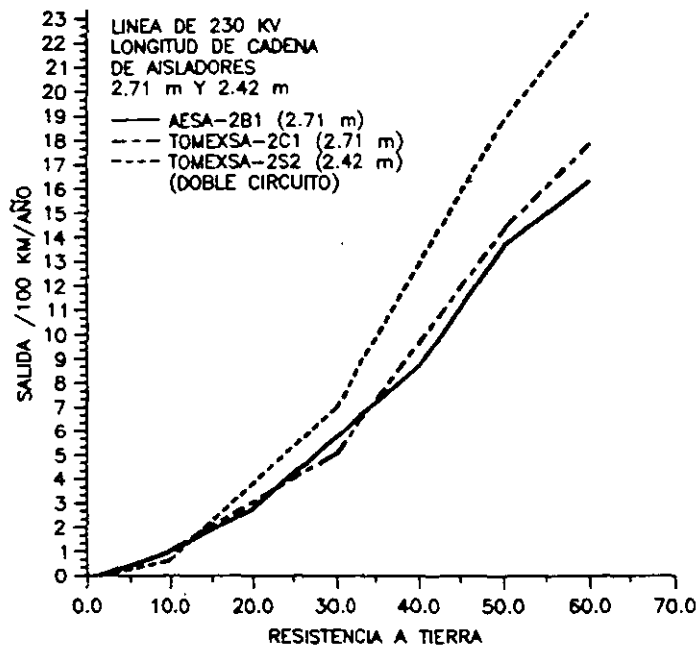


Figura 3.3.- Número de salidas por flameos inversos vs. resistencia de conexión a tierra para torres de transmisión de 230 kV usadas en C.F.E.

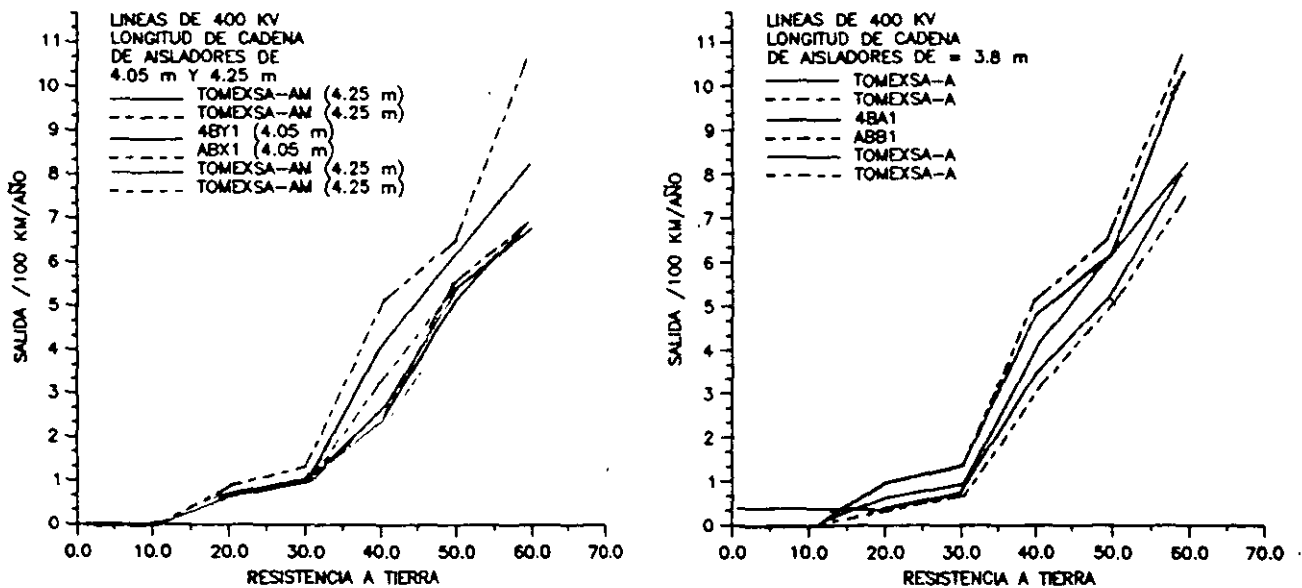


Figura 3.4.- Número de salidas por flameos inversos vs. resistencia de conexión a tierra para torres de transmisión de 400 kV usadas en C.F.E.

3.3 Sistemas de Conexión a Tierra, Esquemas y Mejoramiento de los Valores de Resistencia

Las funciones básicas de un sistema de conexión a tierra se pueden resumir en:

- 1) Proveer de una baja resistencia de dispersión de la corriente a tierra para:
 - a) Evitar daños por sobretensiones que se presenten por descargas atmosféricas o maniobras.
 - b) La descarga a tierra de dispositivos de protección (contra sobretensiones atmosféricas o internas)
 - c) Camino a tierra de corrientes de falla
 - d) Conectar los sistemas que usen neutro común aterrizado (más comunes)
 - e) Asegurar que las partes metálicas de los sistemas o equipos se encuentren al mismo potencial de tierra. Esto para protección de personal.
- 2) Disipar y resistir repetidamente las corrientes de falla y de las descargas atmosféricas.

Las **características** de los sistemas de conexión a tierra deben ser:

- a) Tener una resistencia a la corrosión en suelos de variada composición química, de manera que se asegure un comportamiento continuo durante la operación del equipo a proteger.
- b) Tener buenas propiedades de resistencia mecánica.
- c) El diseño de la red de tierras debe ser económico.

Uno de los elementos principales en una instalación de red de tierras es el electrodo de puesta a tierra. La resistencia del electrodo de puesta a tierra, llamado también varilla de tierra, tiene tres componentes:

- Una es su propia resistencia, la cual puede ser despreciable para efectos de cálculo. Pero las conexiones entre electrodo y conductor de bajada pueden llegar a tener una resistencia considerable con el tiempo.
- La resistencia de contacto entre electrodo y suelo, cuando el electrodo está libre de grasa o pintura, es despreciable. Sin embargo la resistencia de contacto puede aumentar significativamente en terrenos secos, aumentando

rápidamente cuando el contenido de humedad disminuye por debajo de un 15%.

- Resistividad del terreno alrededor del electrodo. Introduciendo un electrodo en un terreno uniforme, la corriente se dispersará uniformemente alrededor del electrodo. La resistividad del terreno varía ampliamente según su composición y zonas climáticas, también varía estacionalmente, debido a que la resistividad se determina en gran proporción por el contenido de electrolito, consistente de agua, minerales y sales. Adicionalmente también varía con la temperatura. Algunos valores típicos de resistividades de suelos se resumen en la siguiente **tabla 3.1**.

Tabla 3.1.- Valores típicos de resistividad en diferentes tipos de suelos.

TIPO DE SUELO	RESISTIVIDAD (Ω -m)
Suelo de superficie, greda, etc	1 - 50
Arcilla	2 - 100
Arena y grava	50 - 1,000
Piedra caliza de superficie	100 - 10,000
Piedra caliza	5 - 4,000
Esquisto o pizarra	5 - 100
Piedra arenisca	20 - 2,000
Granito, basalto	1,000

3.3.1 Reducción de Valores de Resistencia de Conexión a Tierra en Torres de Transmisión

Debido a que el valor de resistencia de conexión a tierra se ve afectado por las características del terreno, arreglos de las varillas de tierra y las conexiones entre ellas, los métodos de mejoramiento de los valores de resistencias de conexión a tierra en torres de transmisión hacen uso de los puntos mencionados anteriormente. Para las características del terreno se usan métodos para disminuir la resistividad del terreno por medio de sales o productos químicos. Con los arreglos de varillas de tierra se recomiendan tanto número como disposición de varillas para disminuir la resistencia de conexión para ciertas resistividades de terreno. Y por último, se recomiendan tipos de uniones para asegurar que las conexiones no pierdan sus características.

3.3.2 Métodos de Mejoramiento

A continuación se enumeran algunos de los métodos usados para reducir o mejorar los valores de conexiones a tierra:

1) Electrodo profundos.- Cuando el terreno es penetrable se puede usar este método para mejorar el valor de resistencia de tierra. A mayor profundidad se tienen mejores valores de resistividad del terreno, especialmente en terrenos donde se tienen los mantos freáticos no muy profundos. Debido a las longitudes de electrodos y los métodos para enterrar las varillas, este método puede resultar antieconómico y muy poco práctico.

2) Electrodos múltiples en paralelo.- Cuando se tienen valores de la resistividad del terreno de las capas superiores más baja que la de las capas más profundas o en casos donde no se puedan obtener las profundidades adecuadas de las varillas de tierra, se recomienda el uso de dos o más electrodos en paralelo.

3) Contraantenas.- En terrenos donde no es posible la penetración de varillas teniéndose un manto delgado de suelo sobre subsuelo de roca, se recomienda el uso de conductores enterrados a baja profundidad a lo largo de zanjas construídas específicamente para contener al conductor.

4) Hormigón armado.- El hormigón armado puede considerarse como electrodo metálico inmerso en un medio razonablemente homogéneo (el hormigón), cuya resistividad está en el orden de los 30 Ω -m. El hormigón, a su vez está inmerso en el terreno, cuya resistividad puede variar desde 1 hasta 1,000 Ω -m. La relación de resistividades de hormigón y terreno determina la resistencia de dispersión a tierra resultante.

5) Reducción de la resistividad del suelo mediante procedimientos artificiales.- En algunos terrenos con alta resistividad, las prácticas de los métodos resumidos anteriormente pueden resultar prácticamente imposibles de aplicar para obtener valores de resistencia de conexión a tierra aceptables. En estos casos puede resultar aceptable el uso de procedimientos para reducir artificialmente la resistividad del terreno que circunda al electrodo de tierra. Los métodos más usados se resumen a continuación :

5.1 Agregado de sales simples.- Un método simple de tratamiento químico de suelos es mediante sales. Esta se dispersa en una zanja alrededor del electrodo de tierra formando un círculo y tapada con tierra, sin llegar a tener contacto directo con el electrodo, como se muestra en la **figura 3.5**. El sulfato de magnesio, el sulfato de cobre y la sal común (cloruro de sodio), son sales que pueden utilizarse para este propósito. Una de las desventajas de este método es la degradación que existe durante las lluvias, que drenan la sal a través de la porosidad del suelo y la corrosión de la varilla. Por lo que este método no se recomienda.

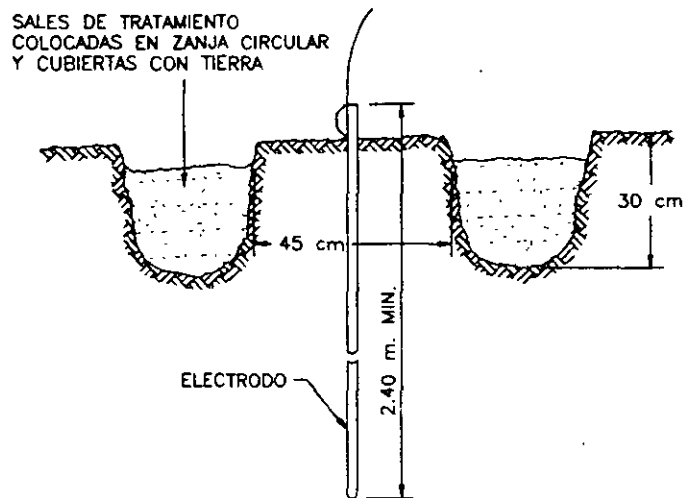


Figura 3.5.- Agregado de sales simples en zanja alrededor del electrodo de tierra.

5.2 Agregado de coque.- La resistividad del coque es de aproximadamente 1.3 Ω -m y además es independiente del contenido de humedad, pero al colocarse en el terreno se hace dependiente de la humedad debido al resto del terreno. Una de las desventajas del uso del coque y de la sal es su efecto corrosivo, el cual disminuye la vida del electrodo de tierra.

5.3 Aporte de sales "gel".- Este método consiste en irrigar el terreno con dos o más sales combinadas con una solución acuosa y acompañadas de catalizadores que reaccionan entre sí formando un precipitado en forma de "gel" estable, con una elevada conductividad eléctrica. Esta mezcla es resistente a los ácidos del terreno y es insoluble en agua, lo que le da al método un mayor tiempo de permanencia.

5.4 Inyección de bentonita.- Este método consiste en el uso de la bentonita en grietas naturales formadas alrededor del electrodo de tierra o formando una capa alrededor de este. La bentonita es un mineral de composición compleja, básicamente arcilla de notables características higroscópicas, un buen conductor de electricidad y que además protege al electrodo de la corrosión.

3.3.3 Recomendaciones para diferentes Resistividades del Terreno

Los métodos básicos de conexiones de tierra en líneas de transmisión son: a) el uso de varillas de conexión de tierra de 19 mm de diámetro y 3 metros de longitud, enterradas verticalmente, interconectadas con longitudes cortas de conductores y unidas a las patas de las estructuras y b) el uso de contraantenas, las cuales consisten de uno o varios conductores enterrados horizontalmente en zanjas de 30 cm de profundidad y unidos a las patas de la estructura.

Desde el punto de vista práctico el método más usado para reducir el valor de resistencia a tierra es el uso de contraantenas. Estas se recomiendan usar en casos en que la resistividad del terreno sea mayor a $200 \Omega\cdot\text{m}$. Estas se caracterizan por una impedancia inicial entre 150 y 200 Ohms (impedancia característica). Su comportamiento al impulso de rayo presenta esta impedancia inicial que disminuye exponencialmente después de un tiempo aproximado a $1 \mu\text{s}$, como se muestra en la **figura 3.6**. Después de este tiempo la impedancia decrece a valores de la resistencia de conexión a tierra en estado estable. Este comportamiento al impulso de la impedancia nos da las longitudes máximas efectivas para el diseño de contraantenas, por ejemplo, si consideramos una contraantena de 50 m de largo (considerando un tiempo de viaje de la onda de corriente del rayo de $300 \text{ m}/\mu\text{s}$), se tiene que en $1 \mu\text{s}$ la onda viajará 300 m, 6 veces la longitud de la contraantena.

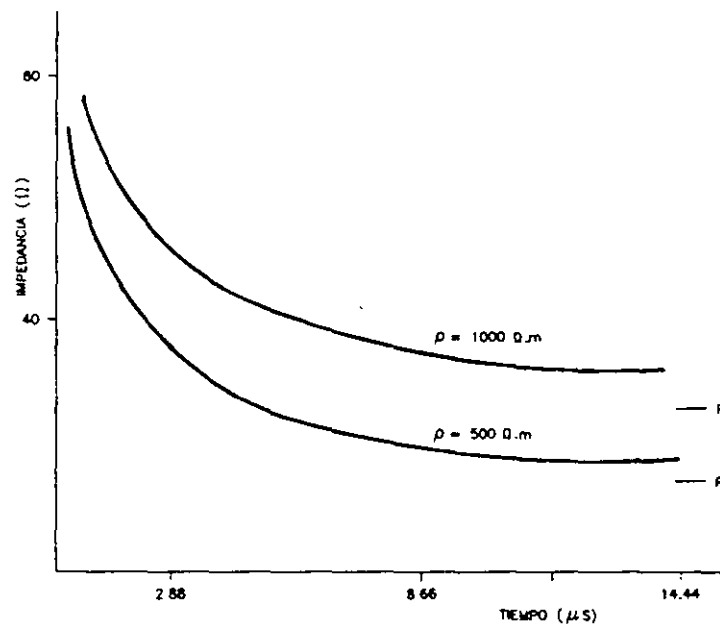


Figura 3.6.- Comportamiento al impulso de la impedancia de contraantenas.

Del comportamiento descrito anteriormente, la longitud de las contraantenas se puede limitar a valores característicos dependientes de la resistividad del terreno. En la **figura 3.7** se muestra la relación entre la longitud eficaz de contraantenas y resistividad del terreno.

La longitud eficaz de contraantenas deberá estar comprendida entre 20 y 70 m y su multiplicidad entre 2 y 4.

El uso de contraantenas en torres de transmisión se puede resumir con la recomendaciones mostradas en la **tabla 3.2** y **figuras 3.8** y **3.9**.

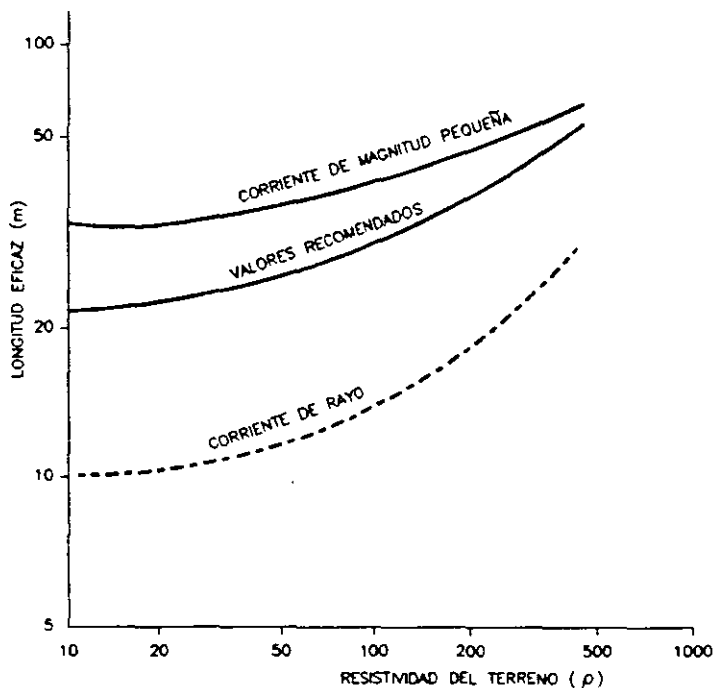


Figura 3.7.- Relación entre la longitud eficaz de contraantenas y resistividad del terreno.

Tabla 3.2.- Configuraciones de contraantenas para diferentes resistividades del terreno.

RESISTIVIDAD DEL TERRENO (Ω·m)	CONFIGURACION DE CONTRAANTENA
<300	Dos contraantenas de 30 m de longitud en patas opuestas (ver fig. 3.8)
300 - 500	Dos contraantenas de 45 m de longitud en patas opuestas (ver fig. 3.8)
500 - 1000	Cuatro contraantenas de 30 m de longitud (ver fig. 3.9)
1000 <	Cuatro contraantenas de 50 m de longitud (ver fig. 3.9)

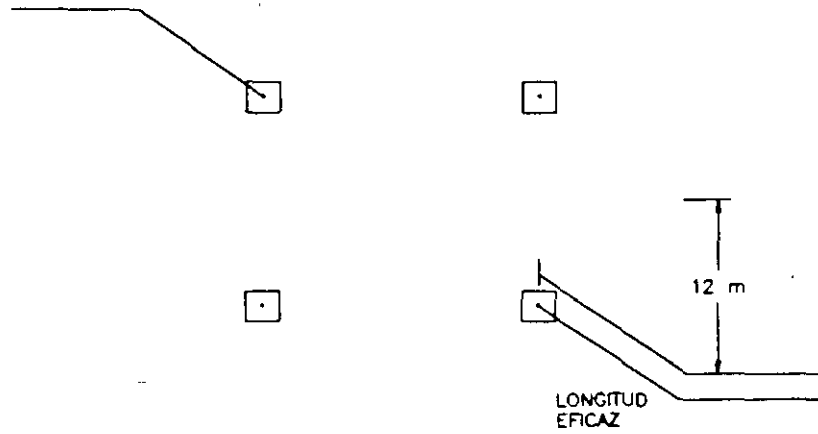


Figura 3.8.- Configuración de dos contraantenas.

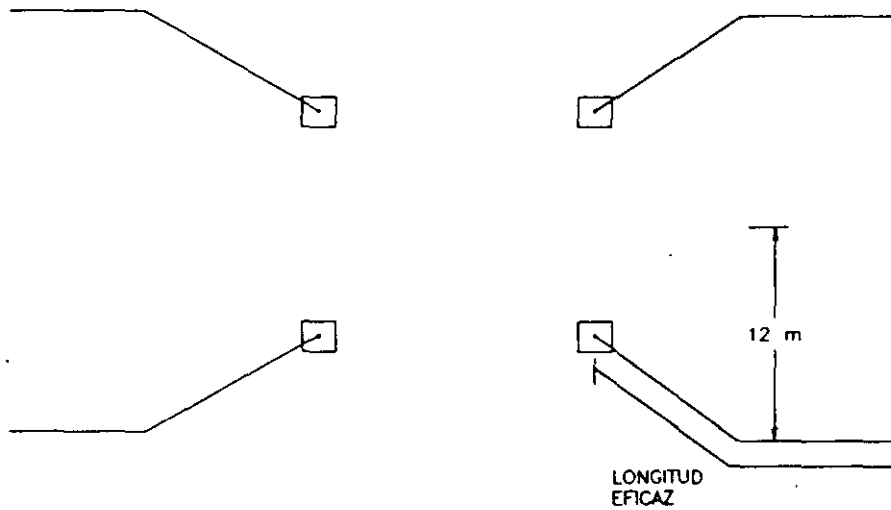


Figura 3.9.- Configuración de cuatro contraantenas.

Estas recomendaciones dan un enfoque general de las conexiones de tierra en las torres de transmisión, la solución para cada línea dependerá del nivel de confiabilidad deseado, la variación de la resistividad del terreno a lo largo de la línea y de la densidad de rayos a tierra.



FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA

CURSOS ABIERTOS

*DIPLOMADO EN SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE POTENCIA*

MODULO IV

CA 134

*DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE
LINEAS DE TRANSMISION*

TEMA

*DETERMINACIÓN DE LA LONGITUD DE LA
CADENA DE AISLADORES EN AREAS CON
DETERMINADA DENSIDAD DE RAYOS A
TIERRA*

EXPOSITOR: ING. HUGO EQUIHUA TAPIA
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2002

4

DETERMINACION DE LA LONGITUD DE LA CADENA DE AISLADORES EN AREAS CON DETERMINADA DENSIDAD DE RAYOS A TIERRA

4.1 Distancia Conductor-apoyo

4.2 Determinación de la Longitud de la Cadena de Aisladores

4. DETERMINACION DE LA LONGITUD DE LA CADENA DE AISLADORES EN AREAS CON DETERMINADA DENSIDAD DE RAYOS A TIERRA

La **distancia de fuga** de un aislador debe escogerse de acuerdo a la operación con la tensión de servicio y de acuerdo a las condiciones que imponga el índice de contaminación de la zona.

La **longitud de la cadena de aisladores**, para un riesgo de falla dado, se debe diseñar para soportar los voltajes a los que se verá sometido. En el diseño se consideran aspectos económicos y de construcción, por ejemplo, para obtener un índice de fallas igual a cero en una línea de transmisión, implicaría longitudes grandes de aislamiento debido a los altos potenciales que se producen por descargas directas a las fases. Por otro lado, la protección contra rayos directos a la línea se puede diseñar con el uso de hilos de guarda o blindaje de la misma.

4.1 Distancia Conductor-apoyo

Se pueden tener dos casos de distancias conductor apoyo dependiendo del tipo de arreglo de la cadena de aisladores; en el primer caso se tiene la distancia constante o geometría fija, en el cual se usa una disposición de la cadena de aisladores en "V", y en el segundo caso se tiene la geometría variable, en el que se usa la cadena de aisladores en arreglo vertical. Las **figuras 4.1(a)** y **4.1(b)** muestra los dos tipos de geometría, la fija y la variable respectivamente.

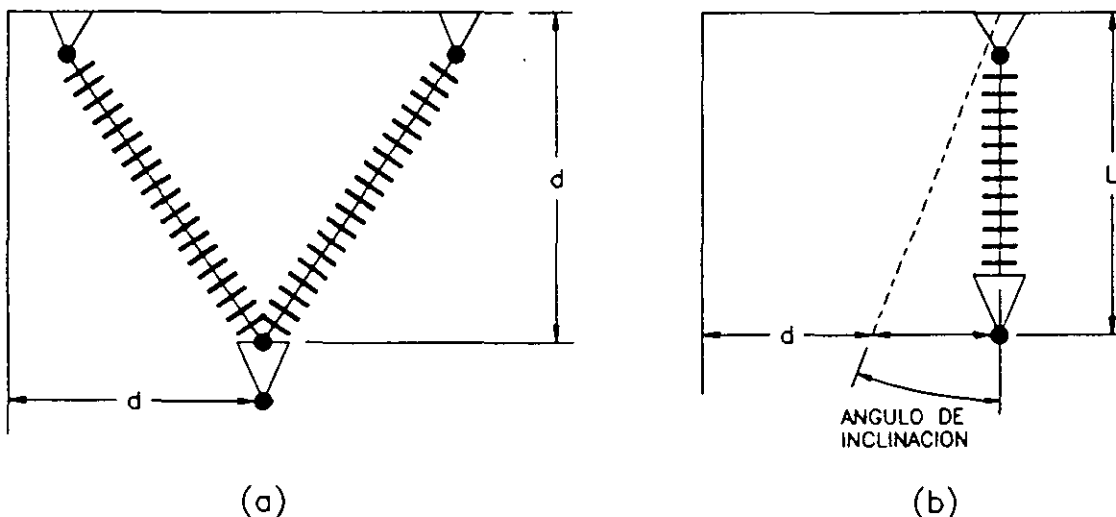


Figura 4.1.- Distancias conductor-apoyo: a) para aisladores de geometría fija y b) de geometría variable

Para el caso de distancias conductor-apoyo del arreglo vertical de la cadena de aisladores o de geometría variable, se consideran ángulos de oscilación de la cadena de aisladores debido a la acción del viento sobre los conductores. Se considera una presión del viento de 25 kg/m^2 para conductores de diámetro superior a 16 mm y de 30 kg/m^2 para diámetros inferiores a 16 mm . El ángulo de inclinación total obtenido por la acción del viento y por la de su propio peso, para claros promedios y diámetros de conductores normalmente en uso son:

- Para líneas de 115 kV : 50°
- Para líneas de 230 kV : 45°
- Para líneas de 400 kV : 40°

4.2 Determinación de la Longitud de la Cadena de Aisladores

Para el cálculo de distancias se toma un factor de 1.05 veces la distancia de fase a tierra por herrajes. El voltaje de arqueo entre conductores y estructuras depende de la geometría de los electrodos o elementos que intervienen y su distancia en aire. El voltaje de arqueo en aire de algunas geometrías de electrodos se puede relacionar con la característica del voltaje de arqueo en aire de electrodos de referencia por medio del factor K , el cual caracteriza al voltaje de arqueo en aire del arreglo geométrico de los electrodos. En la **tabla 4.1** se dan los valores de factores K para diferentes configuraciones de electrodos en aire y para cada tipo de voltaje (k_n para voltaje a frecuencia nominal, k_m para maniobra y k_r para impulso de rayo).

El voltaje de arqueo para impulsos de rayo se puede obtener con la siguiente formulación como una aproximación:

$$V_{ag}(d) = K_r d$$

donde:

- V_{ag} = es el voltaje de arqueo en aire entre electrodos varilla-plano
- K_r = factor de electrodo en aire
- d = es la distancia en aire entre electrodos

y para sobrevoltaje por maniobras como:

$$V_{ag}(d) = K_m \left(\frac{3400}{1 + \frac{8}{d}} \right)$$

para el cálculo a frecuencia nominal el factor K_m en la ecuación anterior se sustituye por K_n obtenido en la **tabla 4.1**.

Para efecto de cálculos se presenta la **tabla 4.2** con los valores de niveles básicos de aislamiento al impulso (NBAI) y por maniobra (NBAM), para los diferentes niveles de tensión transmisión.

Tabla 4.1.- Valores de los factores K_n , K_m y K_r para diferentes configuraciones de entrehierros

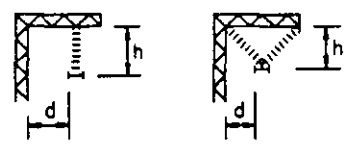
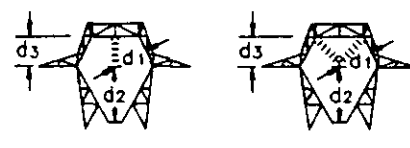
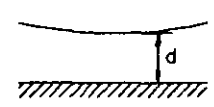
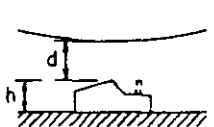

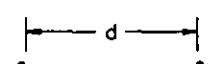
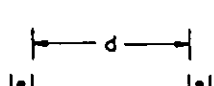
Configuración de entrehierros	Diagrama	K_n	K_m	K_r
Fase-torre		1.40	1.25	550
Fase-ventana de torre		1.30	1.20	550
Conductor-suelo		1.30	1.10	550
Conductor-objeto		1.45	1.35	550
Varilla-plano		1.20	1.00	480
Conductor-conductor		1.65	1.50	550
Entre anillos (equipotenciales) de conductores		-	1.60	550

Tabla 4.2.- Niveles básicos de aislamiento por impulso tipo rayo, NBAI y niveles básicos de aislamiento por impulso tipo manobra, NBAM, de fase a tierra y de fase a fase y distancias mínimas de fase a fase y de fase a tierra, para diferentes niveles de tensión de transmisión.

Tensión nominal kV	Tensión máxima kV	NBAI fase-tierra kV	NBAM fase-tierra kV	NBAI fase-fase kV	NBAM fase-fase kV	Distancia fase-tierra mm	Distancia fase-fase mm
4.4	4.4	75	-	75	-	120	120
6.9	7.2	95	-	95	-	160	160
13.8	15.5	110	-	110	-	220	220
24.	26.4	150	-	150	-	320	320
34.5	38.	200	-	200	-	480	480
69.	72.5	350	-	350	-	630	630
115.	123.	450 550	-	450 550	-	900 1100	900 1100
138.	145.	450	-	550	-	1100	1100
		550		650		1300	1300
		650 550		650 650		1100 1300	1300 1300
161.	170.	650	-	650	-	1300	1500
		750		750		1500	
230.	245	650	-	750	-	1300	1500
		750		850		1500	1700
		850		950		1700	1900
		950		1050		1900	2100
		1050		1125		2100	2250
400.	420.	1050	950	-	1425	2200 ² , 2900 ³	3100, 3200
		1175	950		1550		
		1300	1050				
		1425					

1 Presión barométrica de 760 mm de Hg y temperatura de 20°C

2 Para configuraciones conductor-estructura

3 Para configuración asimétrica



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

*DIPLOMADO EN SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE POTENCIA*

MODULO IV

CA 134

*DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE
LINEAS DE TRANSMISION*

TÉMA

*DETERMINACIÓN DE LA DISTANCIA
ESPECIFICA DE FUGA DE CADENA DE
AISLADORES EN FUNCIÓN DE LOS TIPOS Y
NIVELES DE CONTAMINACIÓN*

**EXPOSITOR: ING. HUGO EQUIHUA TAPIA
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2002**

5

DETERMINACION DE LA DISTANCIA ESPECIFICA DE FUGA DE CADENA DE AISLADORES EN FUNCION DE LOS TIPOS Y NIVELES DE CONTAMINACION

- 5.1 Fenómeno de Flameo en Aisladores debido a Contaminación
- 5.2 Relación entre los Niveles de Contaminacion y las Distancias Específicas de Fuga Mínimas Nominales
 - 5.3 Distancia Específica de Fuga Mínima Nominal en Función del Nivel de Contaminación
- 5.4 Determinación del Número de Aisladores de una Cadena en Función de la Distancia Específica de Fuga
 - 5.5 Distancias Específicas de Fuga con Diferentes Opciones de Aislamiento
- 5.5 Alternativas para Evitar el Flameo en Aisladores debido a Contaminación

5. DETERMINACION DE LA DISTANCIA ESPECIFICA DE FUGA DE CADENA DE AISLADORES EN FUNCION DE LOS TIPOS Y NIVELES DE CONTAMINACION

La contaminación del aislamiento consiste en el depósito paulatino de partículas contaminantes sobre su superficie. Cuando la contaminación en el aislador se ve sujeta a procesos de humectación por niebla, rocío o una llovizna muy ligera, dependiendo del tipo de partículas, se llegan a reducir las distancias dieléctricas del aislamiento provocando el flameo.

5.1 Fenómeno de Flameo en Aisladores debido a Contaminación

El flameo por contaminación es un fenómeno dinámico que se presenta en varias etapas. En las **figuras 5.1a y b**, se muestran en forma esquemática estas etapas.

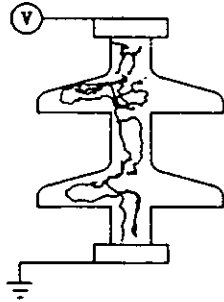
5.2 Relación entre los Niveles de Contaminación y las Distancias Específicas de Fuga Mínimas Nominales

De acuerdo a la norma IEC-815, se definen cualitativamente 4 niveles de contaminación. Estos niveles de contaminación se han correlacionado, a través de pruebas en laboratorio, con algunos valores de **Densidad Equivalente de Sal Depositada (DESD)**.

El alcance de la norma IEC-815, para la aplicación del criterio de la distancia específica de fuga, considera a aisladores tipo "long-rod", aisladores de calavera y bola, aisladores tipo poste, aisladores para subestación y boquillas. No se incluye todo tipo de aislamiento con vidriado semiconductor o recubierto. En la **tabla 5.1**, se muestra la relación que existen entre algunos ambientes típicos y los niveles de contaminación establecidos en la publicación IEC-815.

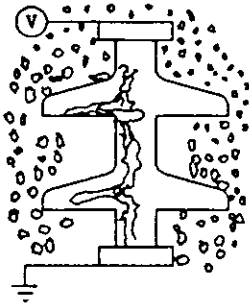
De la **tabla 5.1** es conveniente destacar tres aspectos:

- a) Solamente se da una descripción general de los ambientes típicos.
- b) No se incluyen otras condiciones ambientales extremas como hielo y nieve en ambientes con contaminación alta, zonas áridas o zonas con altos niveles de precipitación pluvial.
- c) Los ambientes típicos pueden estar más identificados con localidades de Europa y Norteamérica.

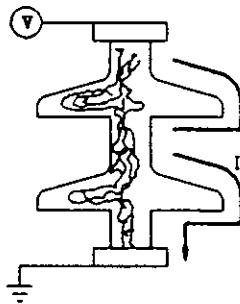


Formación de capa o película contaminante sobre la superficie del aislamiento. La formación de la capa depende de:

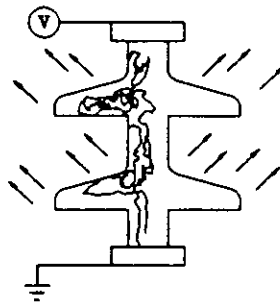
- Tamaño y composición de las partículas
- Fuerzas sobre las partículas
- Acabado superficial del aislamiento
- Propiedades aerodinámicas del aislamiento.



Humectación de la película contaminante por procesos naturales como la niebla, rocío o una llovizna ligera

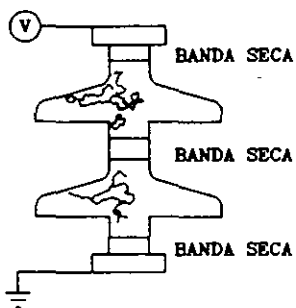


Circulación de corriente de varios microamperes a través de superficies contaminadas húmedas las cuales actúan como medios electrolíticos.

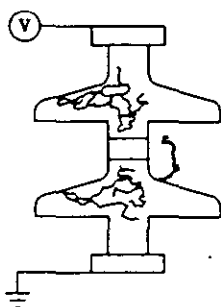


Disipación de energía por efecto Joule (I^2R) por circulación de corriente, se manifiesta con la evaporación de zonas húmedas. Donde la circulación de corriente es mayor la evaporación es mayor.

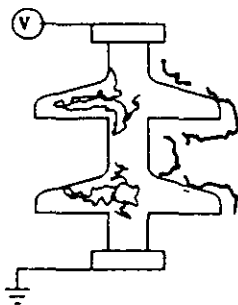
Figura 5.1a.- Procesos de formación de flameo por contaminación de un aislador.



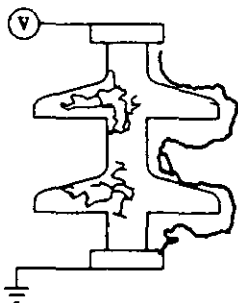
Formación de zonas o bandas secas en donde hubo mayor evaporación de humedad, estas zonas presentan una alta resistencia eléctrica. Se presentan elevados gradientes de voltaje en los extremos de las bandas secas debido a la tensión nominal.



Formación de descargas eléctricas (efluvios) en la superficie del aislamiento, debido a los esfuerzos eléctricos concentrados en los extremos de las bandas secas. Estas descargas implican picos de corriente que pueden mantener o provocar la formación de otras bandas secas.



La formación de otras bandas secas favorecen la creación de nuevas descargas eléctricas superficiales.



Aparición de un arco de potencia cuando las descargas llegan a encadenarse. Esto implica la circulación de una corriente de varios kiloamperes.

Figura 5.1b.- Procesos de formación de flameo por contaminación de un aislador.

Tabla 5.1. Relación de ambientes típicos y niveles de contaminación

NIVEL DE CONTAMINACION	EJEMPLOS DE AMBIENTES TIPICOS
I LIGERA	<ul style="list-style-type: none"> - Areas sin industrias y con baja densidad de casas equipadas con calefacción. - Areas con baja densidad de industrias o casas pero sujetas a frecuentes vientos y/o lluvias. - Areas agrícolas¹. - Areas montañosas. <p>Todas estas áreas deben estar situadas por lo menos a 10 o 20 km del mar y no deben estar expuestas a vientos directos del mar².</p>
II MEDIA	<ul style="list-style-type: none"> - Areas con industrias que no producen humo particularmente contaminante y/o con una densidad promedio de casas equipadas con calefacción. - Areas con alta densidad de casas y/o industrias pero sujetas a frecuentes vientos y/o lluvias. - Areas expuestas a vientos del mar pero no demasiado cerca de la costa (por lo menos varios kilómetros de distancia)².
III ALTA	<ul style="list-style-type: none"> - Areas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de equipos de calefacción que producen contaminación. - Areas cercanas al mar o expuestas a fuertes vientos del mar².
IV MUY ALTA	<ul style="list-style-type: none"> - Areas de extensión moderada sujetas a polvos conductores y a humos industriales que producen gruesos depósitos de polvos conductores. - Areas de extensión moderada muy cercanas a la costa y expuestas a la brisa del mar o a vientos contaminantes y muy fuertes provenientes del mar - Areas desérticas caracterizadas por grandes periodos sin lluvia, expuestas a vientos muy fuertes que llevan arena y sal y sujetas a condensación regular.

1 El uso de fertilizantes por aspersión o la quema de residuos de cosechas puede llevar a estas áreas a niveles de contaminación altos, debido a la dispersión por vientos.

2 La distancia al mar depende de la topografía del área costera y de las condiciones extremas de viento.

5.3 Distancia Específica de Fuga Mínima Nominal en Función del Nivel de Contaminación

La **distancia de fuga** de un aislador es la distancia más corta, o la suma de las distancias más cortas, a lo largo del contorno de las superficies externas del material aislante (porcelana, vidrio templado, etc.)¹.

La distancia específica de fuga de fase a fase o de fase a tierra, se define como la relación entre la distancia de fuga total del aislamiento y el voltaje máximo fase a fase del sistema o de fase a tierra, respectivamente.

Para la selección primaria y adecuada del número de aisladores de porcelana o vidrio templado, que se utilizarán en cadenas expuestas a ambientes contaminados, en la publicación IEC-815 se considera que la **distancia específica de fuga** de la cadena debe ser igual o mayor a la **distancia específica de fuga mínima nominal** para cada nivel de contaminación. En la **tabla 5.2** se muestran los valores de la distancia específica de fuga mínima nominal, así como los valores de DESD asociados para cada nivel de contaminación, de acuerdo con la publicación IEC-815.

Tabla 5.2.- Relación de las distancias de fuga mínima nominal y valores de DESD para cada nivel de contaminación.

NIVEL DE CONTAMINACION	DESD (mg/cm ²) ASOCIADA DE ACUERDO A IEC- 815 ²	DISTANCIA ESPECIFICA DE FUGA MINIMA NOMINAL ³ (mm/kV)	
		FASE - FASE	FASE - TIERRA
I. LIGERA	0.03 - 0.06	16	28
II. MEDIA	0.10 - 0.20	20	35
III. ALTA	0.30 - 0.60	25	43
IV. MUY ALTA ⁴	> 0.80 ⁵	31	54

En la especificación CFE 52200-02 de 1995, se menciona que, en el caso de aisladores de suspensión de porcelana o vidrio templado, la distancia medida sobre la superficie del cemento no debe considerarse como parte de la distancia de fuga.

- 2 La relación entre el nivel de contaminación y la Densidad Equivalente de Sal Depositada (DESD) en pruebas de contaminación artificial realizadas de acuerdo al método de la capa sólida (niebla limpia) de la norma internacional IEC-507 es válida solamente para aisladores de calavera y bola y para aisladores tipo "long rod".
- 3 Las experiencias han mostrado que el criterio de la "distancia específica de fuga mínima nominal", el cual implica, ante la contaminación, un compromiso lineal entre el voltaje de aguante y la distancia de fuga, se puede aplicar a casi todos los aisladores usados o existentes en los sistemas eléctricos (IEC 815).
- 4 En caso de que la contaminación sea sumamente severa, la distancia específica de fuga mínima nominal de 31 mm/kV puede no ser adecuada. Dependiendo de las experiencias en campo y/o de los resultados de las pruebas de laboratorio, se pueden usar valores superiores a 31 mm/kV, aunque en algunos casos es adecuado considerar la práctica de algún programa de mantenimiento como el lavado o el uso de recubrimientos (IEC 815).
- 5 Este valor no aparece en la publicación IEC-815 de 1986, sin embargo, está considerado dentro de los documentos de soporte técnico para la revisión de esta publicación. Cfr. R. G. Houlgate "Polluted Insulator Application Guide" CIGRE Task Force 33.04.01. March 1995.

5.4 Determinación del Número de Aisladores de una Cadena en Función de la Distancia Específica de Fuga

El cálculo del número de aisladores, tomando en cuenta el efecto de la contaminación, puede realizarse con los valores de la distancia específica de fuga mínima nominal de cada uno de los niveles de contaminación esperados y utilizando las siguientes expresiones:

$$D_{fc} = D_{fmn} V_m k$$

donde:

- D_{fc} = Distancia de fuga total de la cadena en mm
- D_{fmn} = Distancia de fuga mínima nominal en mm/kV, tomada de la tabla 5.2.
- V_m = Voltaje máximo del sistema en kV
- k = Factor de corrección por diámetro que toma el valor de 1 para el caso de aisladores de suspensión.

y

$$NA = \frac{D_{fc}}{D_{cat}}$$

donde:

- NA = Número de aisladores de la cadena
- D_{cat} = Distancia de fuga del aislador seleccionado, tomado de los datos de catálogo del fabricante, en mm.

Es conveniente aclarar que:

- a) Aunque se ha observado que, en la mayoría de los casos, hay una mejora operacional del aislamiento cuando se instala en posición inclinada u horizontal, no debe emplearse ningún factor de corrección por posición.
- b) En caso de aislamiento de equipo, debe usarse el Voltaje Máximo de Diseño del equipo (V_d) en lugar de V_m .
- c) Cuando se trata de aisladores tipo poste el factor de corrección k puede adoptar los siguientes valores:

$$\begin{array}{ll} k = 1 & \text{para } D_m < 300 \\ k = 1.10 & \text{para } 300 \leq D_m \leq 500 \\ k = 1.2 & \text{para } D_m > 500 \end{array}$$

en donde D_m es el diámetro promedio del aislamiento.

Aunado a lo anterior, la selección adecuada del número de aisladores, en función de la distancia específica de fuga, debe considerar que:

- a) Pueden existir limitaciones en las distancias dieléctricas de fase a tierra de las torres.
- b) Puede resultar poco atractivo, desde el punto de vista económico, instalar el número de aisladores calculados.

En estos casos, resulta conveniente valorar alguna de las opciones que se mencionarán en la sección 5.6.

5.5 Distancias Específicas de Fuga con Diferentes Opciones de Aislamiento

De la **tabla 5.3 a la tabla 5.5** se muestran los valores de las distancias específicas de fuga por kV para cada nivel de tensión y diferentes niveles de contaminación, definidos conforme a la publicación IEC-815. Estos valores se dan considerando desde el mínimo hasta el máximo número de aisladores en las cadenas de 115, 230 y 400 kV, que emplea la CFE en sus líneas de transmisión de potencia. Se incluyen únicamente tres tipos de aisladores, los cuales pueden resultar más adecuados para su instalación, en base a sus características dimensionales. En el caso de las cadenas con aisladores tipo niebla (28SV111C y 32SPC111, dados con la nominación en centímetros), el número de aisladores considerado en la cadena incluye un aislador tipo estándar, conforme a la práctica de CFE para facilitar las labores de mantenimiento de las líneas.

5.6 Alternativas para Evitar el Flameo en Aisladores debido a Contaminación

En el fenómeno de flameo de aisladores contaminados intervienen tres agentes: alta tensión, depósitos contaminantes y humedad. Cuando se inhibe o se minimiza la acción de uno de los tres agentes anteriormente citados, en algunos casos, no existe probabilidad de que se presente el flameo por contaminación.

Las alternativas para evitar el flameo de los aisladores se puede dividir en tres grupos:

- a) Minimización de la acumulación del contaminante.
 - Lavado periódico
 - Perfiles aerodinámicos
- b) Reducción de los esfuerzos eléctricos.
 - Mayor número de aisladores en las cadenas
 - Aisladores con grandes distancias de fuga (aisladores tipo niebla)
 - Extensores de la distancia de fuga
- c) Prevención de la humectación de la capa contaminante

Esto se puede lograr con:

- Aisladores con propiedades semiconductoras
- Aisladores de tipo sintético
- Aisladores recubiertos con grasas de petróleo o silicón
- Aisladores con recubrimiento elastomérico de silicón

Antes de la aplicación de una alternativa, para evitar el flameo de los aisladores, se hace necesario un análisis técnico-económico de diversas opciones.

Para hacer una selección primaria del aislamiento para zonas con contaminación, internacionalmente se ha adoptado el criterio de la **distancia específica de fuga** en función de un nivel de contaminación. Este criterio, que se encuentra contenido en la publicación 815 de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), está basado en el valor del esfuerzo eléctrico superficial adecuado para un nivel dado de contaminación.

Tabla 5.3.- Distancias específicas de fuga para aislamiento en 115 kV.

TENSION NOMINAL DEL SISTEMA	TENSION MAXIMA DEL SISTEMA	NIVEL DE CONTAMINACION	mm/kV MINIMOS REQUERIDOS	AISLADORES		mm/kV OBTENIDOS DE FASE A TIERRA
				No.	TIPO*	
115 kV	123 kV	LIGERA	28	7	27SVC111	29
					28SC111C	42
					32SPC111	56
		MEDIA	35	8	27SVC111	33
					28SC111C	48
					32SPC111	64
		ALTA	43	9	27SVC111	37
					28SC111C	54
					32SPC111	73
MUY ALTA	54					

(*) Tipo de aislador abreviado con: las dos primeras cifras indicando el diámetro del aislador en centímetros, S - tipo suspensión, P - porcelana, V - vidrio, N - niebla, C - calavera y bola y los últimos tres dígitos indican la resistencia electromecánica en kilonewtons.

Tabla 5.4.- Distancias específicas de fuga para aislamiento en 230 kV.

TENSION NOMINAL DEL SISTEMA	TENSION MAXIMA DEL SISTEMA	NIVEL DE CONTAMINACION	mm/kV MINIMOS REQUERIDOS	AISLADORES		mm/kV OBTENIDOS DE FASE A TIERRA
				No.	TIPO	
230	245	LIGERA	28	14	27SVC111	29
					28SC111C	43
					32SPC111	58
		MEDIA	35	15	27SVC111	31
					28SC111C	46
					32SPC111	63
		ALTA	43	16	27SVC111	33
					28SC111C	49
					32SPC111	67
		MUY ALTA	54	16	27SVC111	33
					28SC111C	49
					32SPC111	67

Tabla 5.5.- Distancias específicas de fuga para aislamiento en 400 kV.

TENSION NOMINAL DEL SISTEMA	TENSION MAXIMA DEL SISTEMA	NIVEL DE CONTAMINACION	mm/kV MINIMOS REQUERIDOS	AISLADORES		mm/kV OBTENIDOS DE FASE A TIERRA
				No.	TIPO	
400	420	LIGERA	28	22	27SVC111	25
					28SV111C	40
					32SPC111	54
		MEDIA	35	23	27SVC111	28
					28SV111C	41
					32SPC111	57
		ALTA	43	24	27SVC111	29
					28SV111C	43
					32SPC111	59
		MUY ALTA	54	25	27SVC111	30
					28SV111C	46
					32SPC111	62
				26	27SVC111	31
					28SV111C	47
					32SPC111	64