

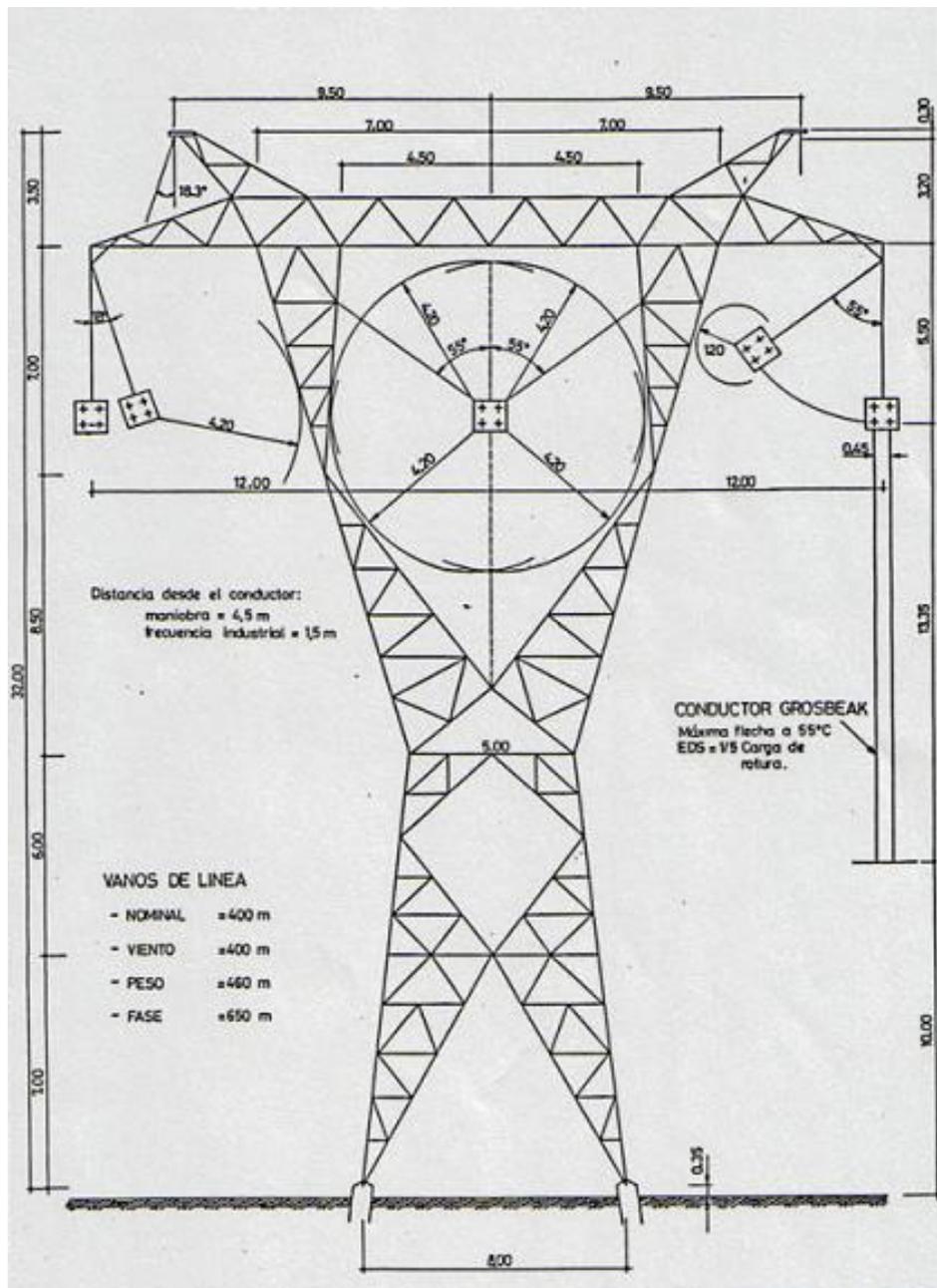
COORDINACIÓN DE AISLACIÓN DE LÍNEAS AÉREAS

INTRODUCCIÓN

En este capítulo se describe y analiza la metodología que se usa habitualmente para coordinar la aislación de líneas aéreas de transmisión, entendiendo (en sentido amplio) que una línea de transmisión es aquella cuya tensión nominal es 100 kV o más.

El resultado final de un estudio de coordinación de aislación de una línea aérea es la definición (o verificación, si la línea es existente) de los siguientes parámetros principales (Ver figura):

- Distancias en aire entre partes vivas y torre y entre fases
- Características principales de las cadenas de aisladores
- Resistencia de puesta a tierra de las torres
- Disposición de los cables de guardia



Para conseguir este resultado, es necesario :

- 1) Evaluar las tensiones a las cuáles podrá estar sometida la línea (“stress voltages” o “tensiones impuestas”), ya sea de origen interno (tensión de operación normal, maniobras en la red, cortocircuitos) o externo (descargas atmosféricas). El cálculo de estas tensiones requiere necesariamente un estudio del sistema eléctrico, tanto de régimen (flujos de carga) como transitorio (análisis de transitorios electromagnéticos).
- 2) Evaluar la soportabilidad de las aislaciones involucradas (distancias en aire, aisladores) a las tensiones impuestas (“withstand voltages” o “tensiones soportadas”).
Las curvas de soportabilidad de las aislaciones se obtienen en la literatura a partir de ensayos de laboratorio o de campo en condiciones normalizadas.

La coordinación de aislación de líneas aéreas es un procedimiento esencialmente estadístico, dado que:

- a) Muchas de las tensiones impuestas son de naturaleza aleatoria: descargas atmosféricas, sobretensiones de energización de líneas (dependen del instante de cierre), cortocircuitos.
- b) Las tensiones soportadas por los diferentes “gaps” en aire y por los aisladores son de naturaleza esencialmente estadística (la misma tensión aplicada en iguales condiciones de laboratorio a un “gap” en aire a veces produce descarga y a veces no).
- c) Las tensiones soportadas dependen en forma muy pronunciada de las condiciones meteorológicas en el lugar en que se instalará la línea, en particular:
 - La rigidez dieléctrica del aire depende de la temperatura, humedad y presión atmosférica.
 - Las distancias en aire en la torre dependen de la velocidad del viento, debido a la declinación de las cadenas de aisladores (cuando hay cadenas en “I”).
 - La tensión soportada por las cadenas de aisladores depende de la polución depositada en su superficie.

Es posible tener en cuenta todas estas variables aleatorias simultáneamente sólo si se conocen las correspondientes distribuciones de probabilidad, y a través de simulaciones complejas, basadas en el método de Monte Carlo o similar.

La extrema complejidad de estos métodos justifica el uso de procedimientos simplificados de coordinación de aislación (determinísticos o estadísticos “simplificados”) en la cuál algunas de estas variables (o todas) se consideran de forma determinística.

Queda claro, no obstante, que la aislación de una línea aérea está sometida a un cierto “riesgo de falla” que (en teoría) se podría calcular en función de las distribuciones de probabilidad de todas estas variables aleatorias.

Existe un fuerte incentivo económico para diseñar las aislaciones de la línea en función de riesgos de falla aceptables, que se calculan por lo general por medio de métodos estadísticos simplificados. Esta filosofía de diseño difiere radicalmente de la que se usa normalmente para coordinar la aislación de los equipos de estación, en la

cuál se comparan las tensiones impuestas con las soportadas a través de criterios “pasa-no pasa” (riesgo de falla nulo). Esta diferente filosofía de diseño se basa, obviamente, en que las aislaciones de la línea son regenerativas, por lo que una falla de aislación “cada tanto” se considera un evento aceptable.

A diferencia de los equipos de estación, por lo tanto, los niveles de aislación de las líneas aéreas de transmisión no están normalizados, y más bien el diseño debe adaptarse a las condiciones locales, tanto meteorológicas como del sistema eléctrico. Esto es particularmente cierto (por motivos económicos) en los niveles de tensión más altos (EAT: 300 kV o más). Se explica, así, la gran variedad de distancias de aislación, características de cadenas de aisladores, geometría de cables de guardia, etc. usados en el mundo, aun para diseños de torres muy similares (Ver figura).

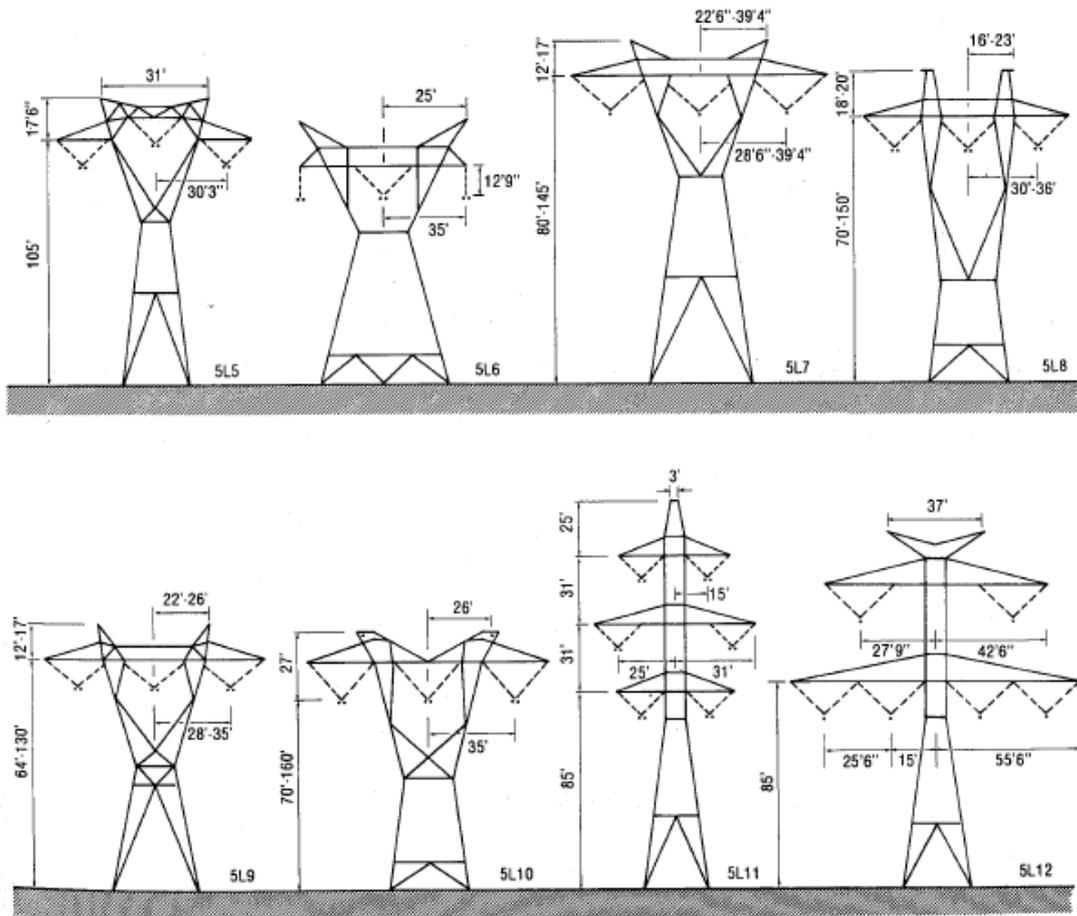


Figure 2.7.5. Typical 500-kV lattice-type structures used on present systems.

SOBRETENSIONES TEMPORARIAS

INTRODUCCION

Las sobretensiones temporarias pueden tener su origen tanto en maniobras programadas de la red (energización de líneas) como en incidentes imprevistos (rechazos de carga, cortocircuitos).

Se caracterizan por ser sobretensiones de frecuencia próxima a la industrial o con armónicos de orden bajo, bajo amortiguamiento y duración que oscila entre unos pocos ciclos y algunos segundos.

Los valores de sobretensión típicos encontrados oscilan entre 1,1 y 1,7 p.u., y un aspecto importante de los estudios de coordinación de aislación de los sistemas de potencia es que por lo general los descargadores de sobretensión no son efectivos en limitar sobretensiones de este orden.

Dentro de la amplia variedad de posibles sobretensiones temporarias interesan particularmente, a los efectos del diseño de la aislación de líneas, las generadas por las siguientes perturbaciones:

- cortocircuito fase-tierra
- energización de línea en vacío (efecto Ferranti)
- rechazo de carga.

En el análisis del aguante de las aislaciones de la línea a las sobretensiones temporarias se puede incluir, como caso particular, el aguante a la tensión operativa de régimen, dado que las curvas aplicables en ambos casos son las de soportabilidad de las aislaciones a frecuencia industrial.

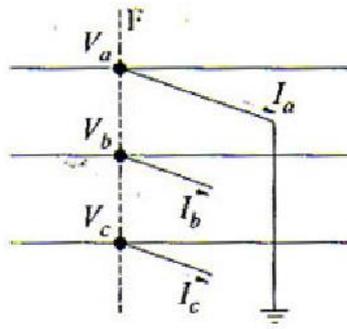
El diseño de la aislación a la tensión operativa incluirá como elemento adicional el aguante de las cadenas de aisladores en condiciones de polución.

En este capítulo se resumirán asimismo los principales criterios utilizados para tener en cuenta en el diseño el efecto de la declinación de las cadenas de aisladores en “I” a causa del viento.

CORTOCIRCUITOS FASE-TIERRA

Toda vez que aparece un cortocircuito fase-tierra en la red, las fases sanas pasan a estar sometidas a sobretensiones a frecuencia industrial cuyo valor depende esencialmente de la forma en que el neutro de la red está puesto a tierra “visto” desde el lugar de la falta.

La forma habitual de realizar el análisis es la siguiente :



Condiciones de falta: $V_a=0$ $I_b=I_c=0$

Usando la transformada de Fortescue:

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = T_F \cdot \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = T_F \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}$$

Siendo

$$T_F = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \text{ y por lo tanto } T_F^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$$

Donde

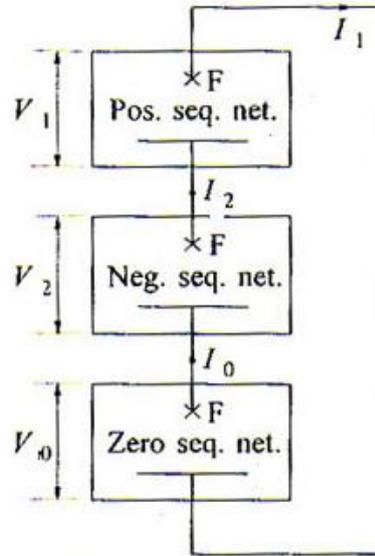
$$a = e^{j \cdot 120} = -0,5 + j \cdot 0,866 \quad a^2 = -0,5 - j \cdot 0,866$$

resulta:

$$V_0 + V_1 + V_2 = 0$$

$$I_1 = I_2 = I_0 = I_a / 3$$

El circuito a resolver es el indicado en la figura



$$I_1 = \frac{E_1}{(Z_1 + Z_2 + Z_0)} \quad (\text{siendo } E_1 \text{ la tensión f-t de prefalta})$$

$$V_1 = E_1 - Z_1 \cdot I_1$$

$$V_2 = -Z_2 \cdot I_2 = -Z_2 \cdot I_1$$

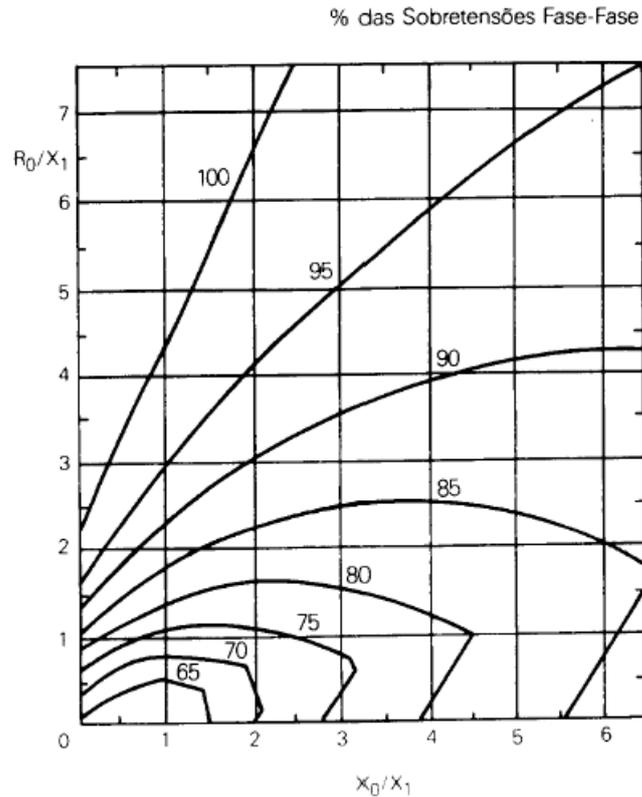
$$V_0 = -Z_0 \cdot I_0 = -Z_0 \cdot I_1$$

$$V_b = V_0 + a^2 \cdot V_1 + a \cdot V_2 = \frac{E_1 \cdot [Z_0 \cdot (a^2 - 1) + Z_2 \cdot (a^2 - a)]}{(Z_0 + Z_1 + Z_2)}$$

$$V_c = V_0 + a \cdot V_1 + a^2 \cdot V_2 = \frac{E_1 \cdot [Z_0 \cdot (a - 1) + Z_2 \cdot (a - a^2)]}{(Z_0 + Z_1 + Z_2)}$$

Con la aproximación (usual para faltas en la red de Trasmisión) $Z_2 \approx Z_1$, la tensión fase-tierra en las fases sanas pasa a ser, por lo tanto, función de Z_0/Z_1 .

En la gráfica adjunta se indican valores de sobretensiones típicas.



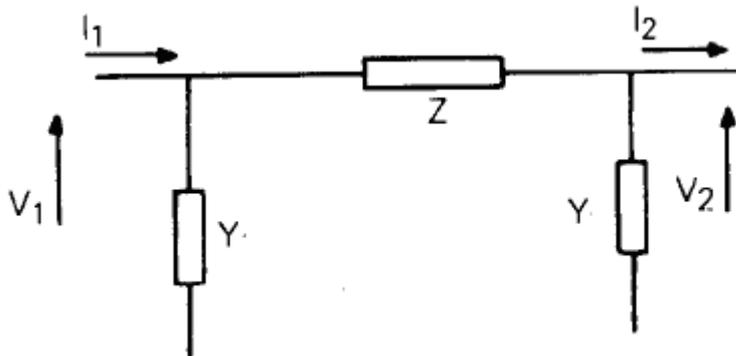
En forma convencional, se habla de redes “rígidamente aterradas” cuando la sobretensión en las fases sanas no excede 1,4 p.u (en la gráfica corresponde a $X_0/X_1 \leq 3$ y $R_0/X_1 \leq 1$)

Las tensiones en las fases sanas suelen evaluarse con precisión (sin necesidad de la aproximación indicada) por medio de un programa de cortocircuitos.

EFECTO FERRANTI

El efecto Ferranti no es más que el hecho conocido que la tensión de régimen en el extremo abierto de una línea de transmisión es superior a la tensión de la fuente, debido al efecto de circulación de corriente capacitiva a través de la impedancia longitudinal de la línea.

El modelo simplificado de análisis es :



La ecuación de la línea en régimen es (incluyendo la corrección de línea larga):

$$V_1 = V_2 \cdot \cosh(\gamma \cdot l) + Z_C \cdot I_2 \cdot \sinh(\gamma \cdot l)$$

l : Longitud de la línea

Z_C : Impedancia característica

$\gamma = \alpha + j\beta$ = Constante de propagación = $j\beta$ si se desprecian las pérdidas

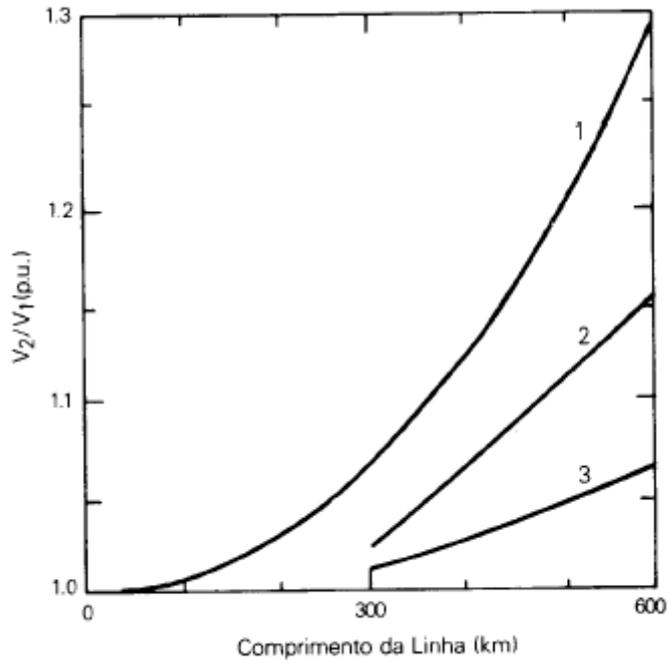
Para la línea en vacío ($I_2 = 0$) resulta, por lo tanto:

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{1}{\cos(\beta \cdot l)} \quad \text{con} \quad \beta = \omega \cdot \sqrt{L \cdot C}$$

(L y C son los parámetros de la línea por unidad de longitud).

Dado que $\sqrt{L \cdot C} \approx$ velocidad de la luz, resulta $\beta \approx 6^\circ/100 \text{ km}$ para redes de 50 Hz.

La gráfica adjunta muestra los valores típicos que es dable esperar para líneas con diverso tipo de compensación.



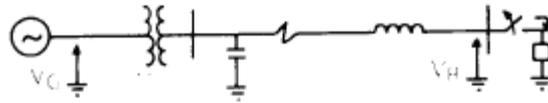
- 1: Línea sin compensación
- 2: Línea con compensación capacitiva serie (50 %)
- 3: Línea con compensación capacitiva serie (50 %) e inductiva shunt (70 %)

Cabe destacar que estas sobretensiones se dan en la línea durante períodos prolongados de tiempo (decenas de minutos) mientras se procesan las maniobras programadas de energización de línea. Esto implica, en particular, que a los efectos del diseño de la aislación se tratan de la misma forma que las tensiones operativas (considerando el efecto de la polución y de la declinación de las cadenas de aisladores por el viento).

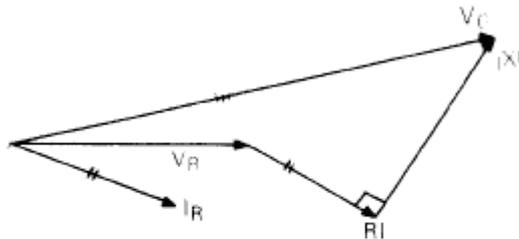
RECHAZO DE CARGA

La pérdida repentina de la carga alimentada por una línea de transmisión genera un aumento de tensión en el sistema debido a dos efectos superpuestos:

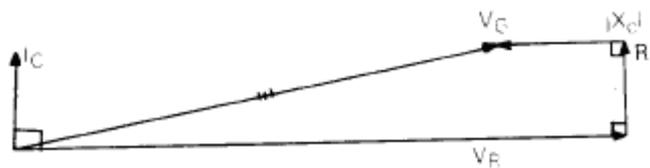
- A. Efecto Ferranti, agravado por el hecho que en los primeros instantes luego del rechazo la tensión interna del generador se mantiene en los valores altos necesarios para alimentar una carga inductiva.



(a) Rejeição de Carga em Sistema Radial



(b) Diagrama Vetorial antes da Rejeição



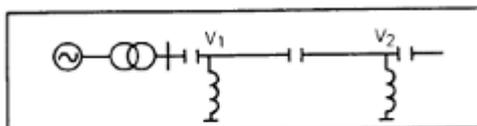
(c) Diagrama Vetorial depois da Rejeição

- B. Aceleración de la máquina debido a la pérdida de carga.

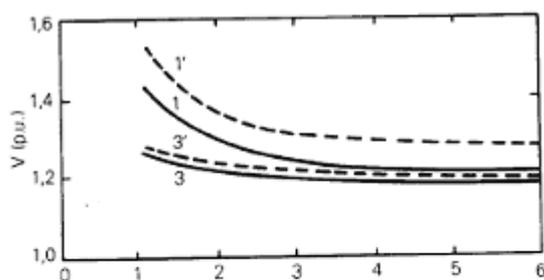
La velocidad de la máquina puede llegar rápidamente (1 seg. o menos) a valores del orden de 1,1 p.u para turbogeneradores. Para hidrogeneradores, puede variar hasta un 40 % en 3 o 4 seg, hasta que comienza a actuar el regulador de velocidad..

El consiguiente aumento de frecuencia hace aumentar la tensión interna de la máquina (si modelamos la máquina como una fuente de tensión E' atrás de su reactancia transitoria, en los primeros instantes luego del rechazo no cambia el flujo ψ_{fd} del devanado de campo, y E' es proporcional a $\omega \cdot \psi_{fd}$) y también aumenta tanto la reactancia longitudinal de la línea como la potencia reactiva generada por las capacitancias longitudinales de la línea.

Al igual que en el efecto Ferranti, las sobretensiones obtenidas por lo general crecen al decrecer la potencia de cortocircuito en el extremo emisor.

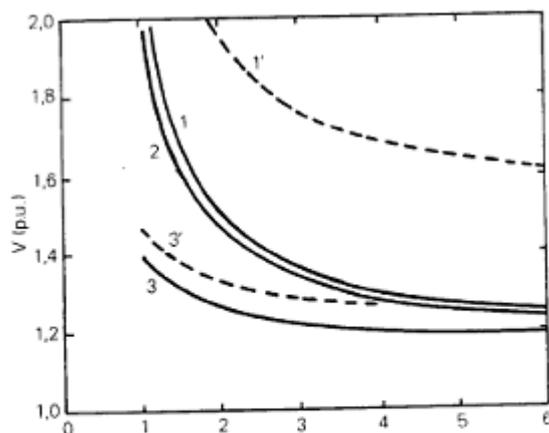


(a) Diagrama



Potência de curto-circuito do lado emissor ($\times 10^3$) - MVA

(b) Linha de 300 km



Potência de curto-circuito do lado emissor ($\times 10^3$) - MVA

(c) Linha de 600 km

Notación en las figuras:

1,2,3 : Lado emisor

1',3' : Lado receptor

1,1' : Línea no compensada

2 : 50 % compensación capacitiva serie

3,3' : 50 % compensación capacitiva serie y 70 % compensación inductiva "shunt"

Si se quiere hacer un “seguimiento” preciso en el tiempo durante varios segundos, es necesario realizar simulaciones en que la máquina debe ser modelada con precisión (incluyendo sus reguladores de tensión y velocidad), y debe tenerse en cuenta (incluso) la saturación de los transformadores elevadores involucrados (a los efectos de tener en cuenta la aparición de armónicos y posibles efectos de resonancia).

AGUANTE DE LAS AISLACIONES

La soportabilidad de las aislaciones en aire a frecuencia industrial es una variable aleatoria con distribución gaussiana, cuyos parámetros se obtienen a partir de ensayos de campo o laboratorio. Estos ensayos se realizan con tensiones de frecuencia industrial y tiempos de al menos 1 minuto.

Para el caso de los aisladores, es necesario adicionalmente evaluar el efecto de la polución sobre su aguante.

En el caso particular de los aisladores sintéticos suele ser necesario evaluar también la degradación de las propiedades aislantes a lo largo de su vida útil al ser sometida a condiciones ambientes severas (polución, radiación ultravioleta, etc.), lo cuál origina ensayos de larga duración (cientos o miles de horas) a la máxima tensión operativa.

El aguante de la aislación fase-tierra en aire se suele describir con una distribución gaussiana de valor medio:

$U_{50}=750.Ln(1+0,55.d^{1,2})$ (d:distancia de aislación en m, U_{50} en kV rms) (Ref: IEC 71-2)
y desviación “standard” del orden del 3 %.

Esta fórmula es válida para la peor configuración de “gap” (punta-plano), y se asume que es válida para cualquier configuración de “gap” hasta 3m.

Para “gaps” mayores de 3 m, se la corrige de la siguiente forma:

$U'_{50}=U_{50}.(1,35 k-0,35 k^2)$, siendo k el factor de “gap”, que es función de la forma de los electrodos bajo ensayo

La coordinación de aislación a las sobretensiones temporarias normalmente se hace exclusivamente a las tensiones fase-tierra. Las distancias de aislación necesarias fase-fase quedan normalmente bien “cubiertas” por el diseño fase-tierra, teniendo en cuenta que las sobretensiones temporarias se consideran normalmente equilibradas y que las distancias fase-fase habituales (elegidas en base a otras consideraciones) son holgadas.

En caso de querer realizar la evaluación fase-fase se consideran las tensiones equilibradas y se usa un factor de “gap” conductor-conductor de acuerdo a la tabla adjunta

Tableau G.1 – Typical gap factors K for switching impulse breakdown phase-to-earth (according to [1] and [4])

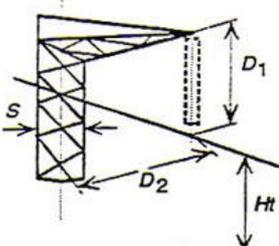
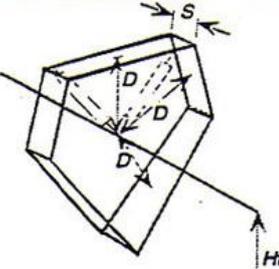
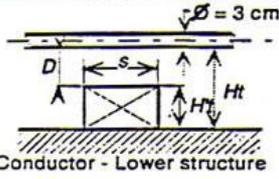
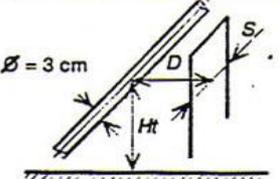
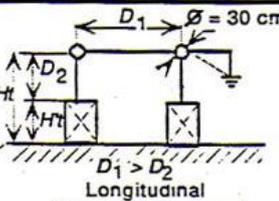
Gap type	Parameters	Typical range	Reference value
 <p>Conductor - Crossarm</p>	K	1,36 - 1,58	1,45
	D_2 / D_1	1 - 2	1,5
	Ht / D_1	3,34 - 10	6
	S / D_1	0,167 - 0,2	0,2
 <p>Conductor - Window</p>	K	1,22 - 1,32	1,25
	Ht / D	8 - 6,7	6
	S / D	0,4 - 0,1	0,2
 <p>Conductor - Lower structure</p>	K	1,18 - 1,35	1,15 Conductor-Plane 1,47 Conductor-Rod
	H' / Ht	0,75 - 0,75	0 0,909
	H' / D	3 - 3	0 10
	S / D	1,4 - 0,05	- 0
 <p>Conductor - Lateral structure</p>	K	1,28 - 1,63	1,45
	Ht / D	2 - 10	6
	S / D	1 - 0,1	0,2
 <p>Longitudinal (Rod-Rod structure)</p>	K	1,03 - 1,66	1,35
	H' / Ht	0,2 - 0,9	0
	D_1 / Ht	0,1 - 0,8	0,5

Table G.2 – Gap factors for typical phase-to-phase geometries

Configuration	$\alpha = 0,5$	$\alpha = 0,33$
Ring-ring or large smooth electrodes	1,80	1,70
Crossed conductors	1,65	1,53
Rod-rod or conductor-conductor (along the span)	1,62	1,52
Supported busbars (fittings)	1,50	1,40
Asymmetrical geometries	1,45	1,36
NOTE – According to [1] and [4].		

α =Componente negativa de la tensión fase-fase/Tensión fase-fase

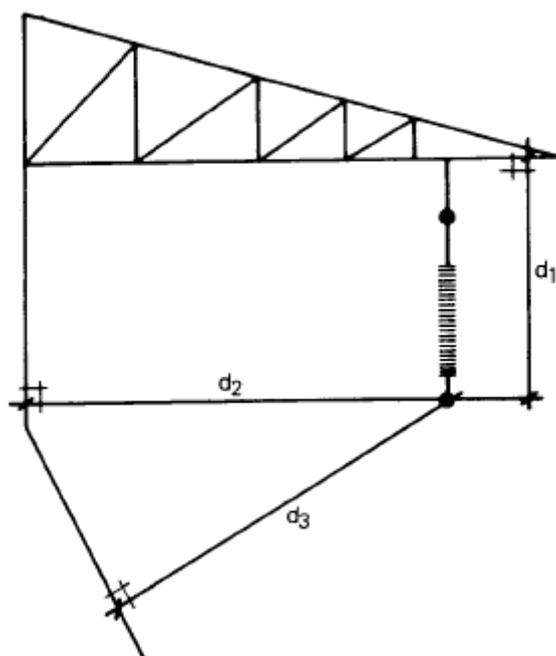
Dado que en cada torre suele haber más de un “gap” para evaluar, la probabilidad de descarga total frente a una tensión U debe tener en cuenta los múltiples caminos en paralelo.

En la situación de la figura ,p.ej,la probabilidad de falla total de la fase indicada en una torre dada sería : $P=1-(1-P_1)(1-P_2)(1-P_3)$, siendo P_i la probabilidad de falla de cada “gap” “ i ”.

Observación: si alguna de las distancias involucradas es mucho menor que las restantes, la probabilidad de falla conjunta de todos los “gaps” involucrados será, obviamente, casi igual a la del “gap” más pequeño).

Si consideramos asimismo que todas las torres de la línea están sometidas a la misma sobretensión, estando involucrados N “gaps”,la probabilidad de falla en toda la línea para la fase dada será:

$$1-(1-P)^N \approx NP \text{ si } P \text{ es pequeña.}$$



INFLUENCIA DE LA POLUCION

Las fórmulas indicadas anteriormente no son aplicables a aisladores en condiciones de polución. El aguante de estas aislaciones se debe evaluar, por lo tanto, en función del grado de polución previsible a lo largo de la línea

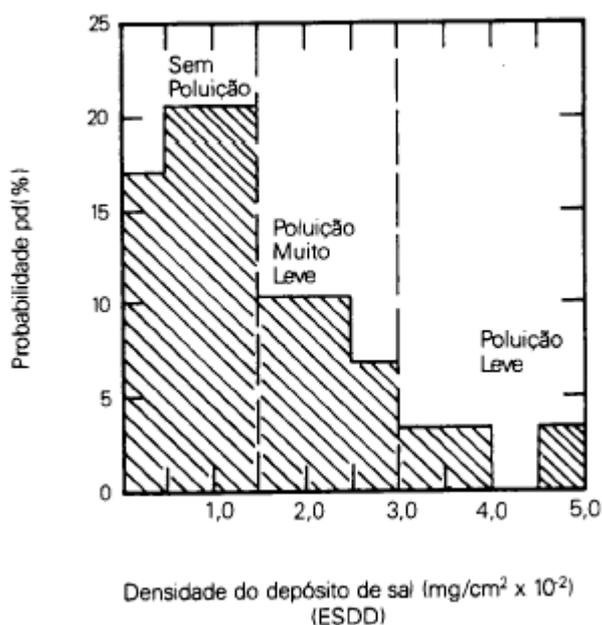
Mecanismo de descarga bajo polución

La contaminación húmeda en la superficie de los aisladores provoca aumento de la corriente de fuga, principalmente en la zona cerca del vástago, en que la sección disponible es más pequeña. Esas zonas, por lo tanto, se calientan más; generando “bandas” secas aislantes (“dry bands”) en la superficie del aislador. Si la concentración de campo es lo suficientemente alta para provocar la descarga entre los extremos de alguna de las bandas, las restantes quedan sometidas a una tensión más alta, aumentando la probabilidad de que ocurra una descarga “total”.

Cuantificación de la polución

El método más conocido para cuantificar la polución en cadenas de aisladores es a través de la “densidad de sal equivalente” (ESDD): la cantidad de NaCl (en mg/cm^2 de superficie de aislador) que posee la misma conductividad eléctrica que la sustancia depositada sobre el aislador cuando ambas sustancias se disuelven en la misma cantidad de agua.

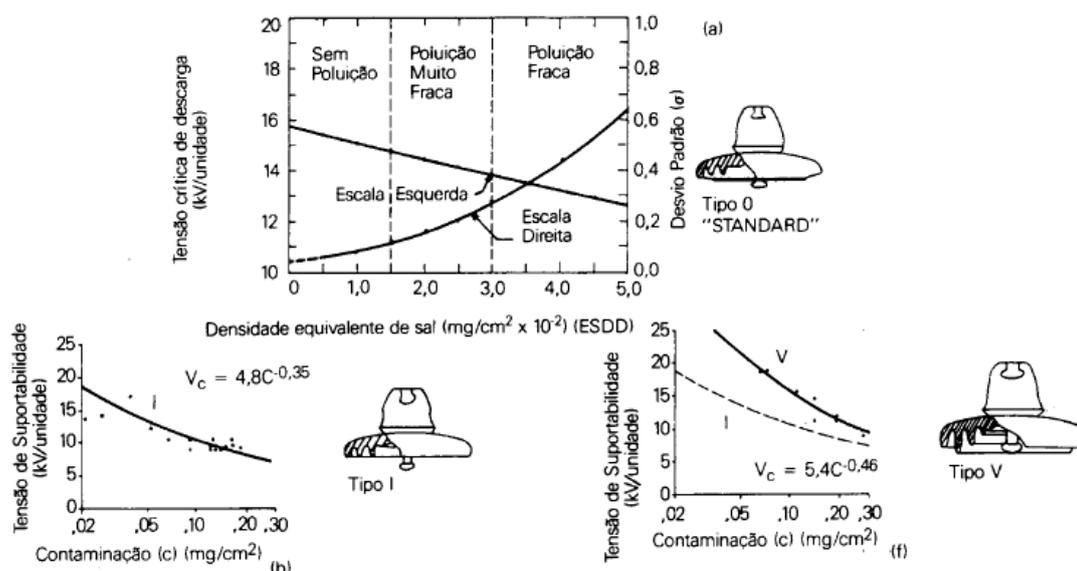
El ESDD asociado a una línea en proyecto se suele cuantificar evaluando registros históricos (al menos un par de años) del nivel de polución en líneas existentes cercanas a la línea proyectada. Es posible de esta forma obtener histogramas que aproximen la distribución de probabilidad del nivel de ESDD en la línea en estudio.



Curvas de aguante de los aisladores contaminados

En ensayos de laboratorio se obtienen las curvas de tensión soportada de los aisladores (con probabilidad 50 %, p.ej) y de sus desviaciones “standard” en función del ESDD, para diversos tipos de aisladores.

A efectos de aplicar estas curvas (obtenidas para aisladores individuales) a cadenas de aisladores, se asume que la tensión soportada al 50 % es proporcional al número de platos, y que la desviación “standard” no depende del número de aisladores (esta suposición es razonablemente válida para líneas de hasta unos 30 platos).



Comentario: Los modernos aisladores sintéticos tienen un comportamiento distinto, y las curvas de aguante se suelen referir a un número de platos convencionales “equivalente”.

Estos aisladores, cuando son nuevos, soportan mejor la contaminación que las cadenas de aisladores de igual longitud de fuga. Esto se debe a las propiedades hidrofóbicas de sus superficies.

Esta propiedad (la hidrofobicidad) se mantiene a lo largo del tiempo para algunos materiales (goma siliconada, p.ej) y no para otros (EPDM, p.ej); lo cual debe ser tenido en cuenta a la hora de elegir el aislador.

SELECCIÓN DEL NUMERO DE AISLADORES

Criterio general

El número de aisladores de la cadena se selecciona para soportar la tensión máxima operativa (considerando, como ya se ha dicho, la situación de línea abierta) en las condiciones de polución supuestas. En particular: no se considera a estos efectos la ocurrencia de otras sobretensiones temporarias (cortocircuito fase-tierra, rechazo de carga, etc.), asumiendo que es muy baja la probabilidad de ocurrencia de una TOV muy larga en condiciones de polución extremas.

La cadena resultante se verifica posteriormente (como aislación en aire, sin considerar la polución) que cumpla con los requisitos de aguante a las restantes sobretensiones impuestas (TOV, maniobra, rayo).

Método estadístico

Este método es el más preciso, pero dada su complejidad es poco usado; siendo aplicable exclusivamente a proyectos muy importantes de líneas.

A partir de los datos de laboratorio y de campo se obtienen los siguientes datos:

- la densidad de probabilidad de descarga de la aislación en función de ESDD, para una tensión fija aplicada V_0 (tensión máxima operativa). Esta densidad se obtiene de los ensayos de laboratorio descritos, corrigiéndose luego para tener en cuenta la presencia de “n” aisladores (todos los de la línea) que forman caminos posibles de descarga.
- la distribución de probabilidad de ESDD, aproximada a partir de los histogramas obtenidos de los relevamientos de campo.

La distribución de probabilidad conjunta de los 2 eventos (probabilidad de que haya un nivel de polución dado y que la cadena descargue para ese nivel de polución) define el riesgo de falla de la aislación

El número de aisladores debe seleccionarse para un riesgo de falla sumamente pequeño: del orden de 10^{-4} a 10^{-5} .

Método convencional

En los casos normales, no se dispone de los registros históricos de polución en la zona en que se proyecta la línea.

Lo habitual es, por lo tanto, calificar la polución de la zona de instalación de la línea en términos cualitativos. A cada tipo de polución se asocia una línea de fuga mínima necesaria (Tabla 1, IEC 71-2), por lo que el número de platos queda definido dividiendo la línea de fuga necesaria por la línea de fuga de cada plato (dato del fabricante).

Table 1 – Recommended creepage distances

Pollution level	Examples of typical environments	Minimum nominal specific creepage distance mm/kV ¹⁾
I Light	<ul style="list-style-type: none"> – Areas without industries and with low density of houses equipped with heating plants – Areas with low density of industries or houses but subjected to frequent winds and/or rainfall – Agriculture areas²⁾ – Mountainous areas – All these areas shall be situated at least 10 km to 20 km from the sea and shall not be exposed to winds directly from the sea³⁾ 	16,0
II Medium	<ul style="list-style-type: none"> – Areas with industries not producing particularly polluting smoke and/or with average density of houses equipped with heating plants – Areas with high density of houses and/or industries but subjected to frequent winds and/or rainfall – Areas exposed to wind from the sea but not too close to coasts (at least several kilometres distant)³⁾ 	20,0
III Heavy	<ul style="list-style-type: none"> – Areas with high density of industries and suburbs of large cities with high density of heating plants producing pollution – Areas close to the sea or in any case exposed to relatively strong winds from the sea³⁾ 	25,0
IV Very heavy	<ul style="list-style-type: none"> – Areas generally of moderate extent, subjected to conductive dusts and to industrial smoke producing particularly thick conductive deposits – Areas generally of moderate extent, very close to the coast and exposed to sea-spray or to very strong and polluting winds from the sea – Desert areas, characterized by no rain for long periods, exposed to strong winds carrying sand and salt, and subjected to regular condensation 	31,0
<p>NOTE – This table should be applied only to glass or porcelain insulation and does not cover some environmental situations such as snow and ice in heavy pollution, heavy rain, arid areas, etc.</p> <p>1) According to IEC 815, minimum creepage distance of insulators between phase and earth related to the highest system voltage (phase-to-phase).</p> <p>2) Use of fertilizers by spraying, or the burning of crop residues can lead to a higher pollution level due to dispersal by wind.</p> <p>3) Distances from sea coast depend on the topography of the coastal area and on the extreme wind conditions.</p>		

Ejemplo:

Si la línea es de 150 kV y se instala en una zona de polución “media” :

V=tensión máxima operativa fase-fase \approx 165 kV

Línea de fuga específica recomendada por IEC = 20 mm/kV

Línea de fuga total necesaria=165 x 20=3300 mm

Si se usan aisladores de línea de fuga 300 mm, serán necesarias cadenas de 11 aisladores.

INFLUENCIA DE LAS CONDICIONES METEOROLÓGICAS

Las fórmulas indicadas se han obtenido en condiciones “standard” de laboratorio, por lo que se deben corregir por las condiciones meteorológicas reales de la línea en estudio.

Estas correcciones son necesarias para los tres tipos de sobretensiones involucradas (temporarias, de maniobra, de rayo).

La rigidez dieléctrica del aire depende de la temperatura, humedad y presión atmosférica, pero a los efectos prácticos suele considerarse que sólo es relevante la corrección por presión atmosférica (en la práctica: las correcciones de temperatura y humedad suelen compensarse una con otra), por lo que esta corrección es sólo importante para el diseño de líneas en zonas altas.

El factor de corrección (factor que divide a la tensión soportada por la aislación) se expresa en términos de altura de instalación de la línea sobre el nivel del mar:

$$K=e^{(m \cdot H / 8150)}$$

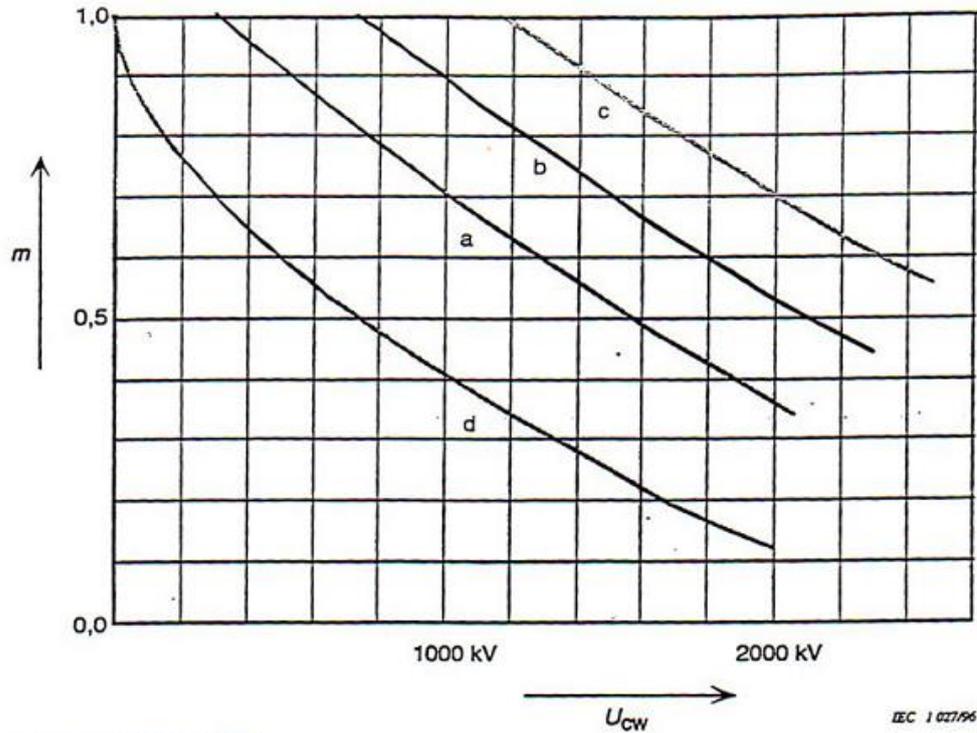
H: altura en m

m=1 para tensiones de rayo o temporarias

m=según gráfica (IEC 71-2) para tensiones de maniobra, en función de la tensión soportada por la aislación (ver IEC 71-2 para el significado exacto de U_{cw})

m=0,5 a 1 (0,5 para aisladores normales, sin perfil antiniebla) si se quiere evaluar su aguante a la tensión operativa en condiciones de polución.

Los factores de corrección meteorológicos, si bien son a su vez variables aleatorias, suelen aplicarse en forma determinística (“peores casos” o casos promedio).



- a) phase-to-earth insulation
- b) longitudinal insulation
- c) phase-to-phase insulation
- d) rod-plane gap (reference gap)

For voltages consisting of two components, the voltage value is the sum of the components.

IEC 1 027/96

INFLUENCIA DEL VIENTO

(Ref: "Tower top geometry", CIGRE 1995)

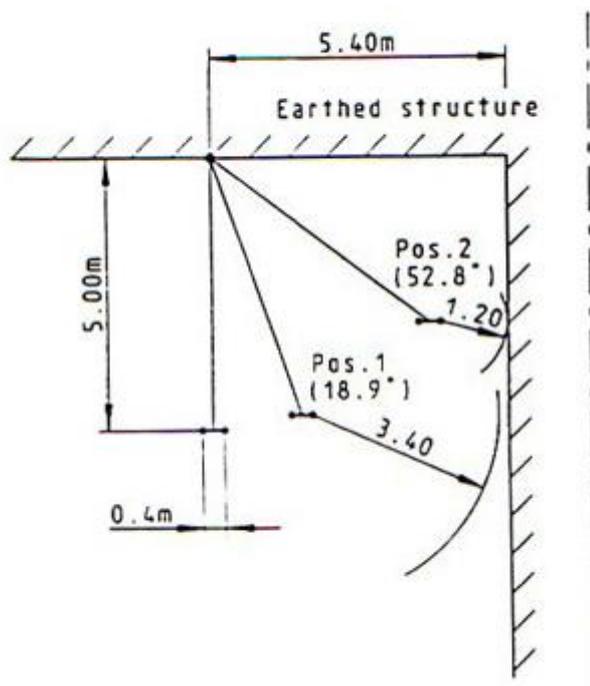
Consideraciones generales

Cuando la torre cuenta con cadenas de aisladores en "I", a los efectos de evaluar la soportabilidad de los "gaps" en aire es necesario tener en cuenta la disminución de distancias que ocurre a consecuencia del viento.

En esta evaluación se acepta que es demasiado conservador suponer que los mayores vientos ocurrirán en forma coincidente con las mayores sobretensiones de cualquier tipo.

En forma convencional, se suele verificar las declinaciones de las cadenas en sólo dos situaciones:

- Para las sobretensiones de impulso (maniobra, rayo) se consideran los vientos que originan ángulos de declinación con un 1 % de probabilidad de ser excedidos durante un año cualquiera "típico" (viento "suave").
- Para las tensiones de frecuencia industrial (máxima operativa, temporaria) se consideran los vientos con un período de retorno del orden de la vida prevista de la línea (normalmente 50 años). (viento "fuerte").



Comentario: No hay consenso internacional en cuanto a si las sobretensiones temporarias se deben tratar como las tensiones operativas o las de maniobra.

Por un lado, se supone que las sobretensiones temporarias son eventos excepcionales (esto justificaría asociarlas a los casos de viento “suave”), pero por otro lado su duración es mucho mayor que las sobretensiones de impulso (esto justificaría asociarlas a un viento más fuerte).

La práctica habitual es, no obstante, tratar a las sobretensiones temporarias como si fueran de maniobra a los efectos del cálculo de declinación de las cadenas de aisladores.

Distribución de velocidades de viento

A los efectos de procesar estadísticamente las velocidades de viento con los criterios indicados más arriba, se hace necesario conocer las distribuciones de probabilidad asociadas.

A. Distribución de los máximos anuales

El dato de entrada habitual es el registro histórico de los máximos anuales de las velocidades de viento.

Dada la inercia mecánica de las cadenas de aisladores y los conductores, los registros deben ser de velocidades promediadas en intervalos del orden de 5 a 10 minutos (Ver más adelante la referencia a las correcciones que se hacen a los datos históricos si esta condición no se cumple).

Se acepta que la distribución de probabilidad de estos máximos anuales es una distribución de Gumbel:

$$P(V < v) = e^{-e^{\left[\frac{-\pi}{\sqrt{6} \cdot \sigma} \cdot (v - v' + 0,45 \cdot \sigma) \right]}}$$

v' : valor medio

σ : desviación “standard”

(La fórmula es válida para un número suficientemente alto de registros históricos: al menos 50)

Ejemplo:

Para el área de Montevideo se obtuvieron (cálculo de 1988, con 65 registros)

$v' = 132,3$ km/h $\sigma = 30,7$ km/h.

Las velocidades registradas corresponden a registros de 3 seg, por lo que deben implementarse las correcciones indicadas más adelante para transformarlas en velocidades promediadas en 5 o 10 minutos.

El período de retorno (en años) de una velocidad de viento v_T se define como:

$$T = \frac{1}{P(V > v_T)} \Rightarrow P(V > v_T) = \frac{1}{T}, \text{ por lo que } v_T \text{ puede interpretarse como la velocidad de}$$

viento que se da (con alta probabilidad) una vez en T años

Dado T , de la fórmula de la distribución de Gumbel se deduce:

$$v_T = v' - \sigma \cdot \left\{ 0,45 + \ln \left[-\ln \left(1 - \frac{1}{T} \right) \right] \cdot \frac{\sqrt{6}}{\pi} \right\}, \text{ lo cuál nos permite calcular directamente el viento}$$

con un período de retorno de 50 años (viento “fuerte”, para evaluación del aguante a tensiones a frecuencia industrial).

B. Distribución en un año típico

La distribución de velocidades de viento a lo largo del año se rige por una distribución de Weibull:

$$P(V < v) = 1 - e^{-\left[\left(\frac{v}{v_\eta} \right)^\beta \right]}, \text{ en que } 100 \cdot P(V < v) \text{ (en \%)} \text{ se interpreta como el porcentaje de tiempo (a lo largo del año) en que la velocidad de viento es menor que } v.$$

Los parámetros β y v_η se suelen calcular en base a registros históricos. En ausencia de estos, se pueden aproximar en base a la distribución de los máximos anuales, mediante el siguiente procedimiento:

-Se asume $\beta = 2$

-Supongamos que nos es posible medir a lo largo de 2 años las velocidades de viento promediadas en 10 minutos, tomando una medida cada 6 horas. Disponemos, por lo tanto, de un conjunto de 2920 medidas. El valor más alto de esas 2920 medidas debería corresponder (aproximadamente) al viento v_{2a} con período de retorno $T = 2$ años, y la probabilidad de ocurrencia de un viento no inferior a ese valor durante el año es $P(V > v_{2a}) = 1/2920 = 0,000342$.

-Dado que es posible calcular v_{2a} en base a la distribución de Gumbel descrita más arriba, se puede despejar v_{η} de la relación:

$$0,000342 = e^{\left[-\left(\frac{v_{2a}}{v_{\eta}}\right)^2\right]}, \text{obteniéndose } v_{\eta} = v_{2a}/2,825.$$

Comentario: Para aplicar esta fórmula es necesario que v_{2a} corresponda a vientos promediados en 10 minutos.

Conocidos β y v_{η} , la distribución de Weibull nos permite calcular la velocidad de viento con una probabilidad dada de ser excedida durante el año.

En particular: a los efectos de calcular el viento “suave” (para evaluación de aguantes a las tensiones de impulso), se debe calcular el viento cuya probabilidad de ser excedido en el año es el 2 %. Se asume (en forma simplificada) que este viento producirá ángulos de declinación con probabilidad 1 % de excederse durante el año.

(Este factor 1/2 entre las probabilidades del viento y del ángulo tiene en cuenta que, a los efectos del cálculo de declinación, en rigor debe considerarse sólo la componente de viento perpendicular a la dirección de la línea).

Corrección de los datos históricos

Los parámetros (media y desviación standard) de las velocidades máximas de viento se calculan en base a registros de velocidades promedio en períodos de tiempo que no necesariamente coinciden con los 10 min. requeridos por el procedimiento anterior.

La corrección correspondiente se hace en base a gráficas como la adjunta (IEC 826), en que el factor de corrección se elige en base a 4 categorías de rugosidad del terreno en que se instalará la línea.

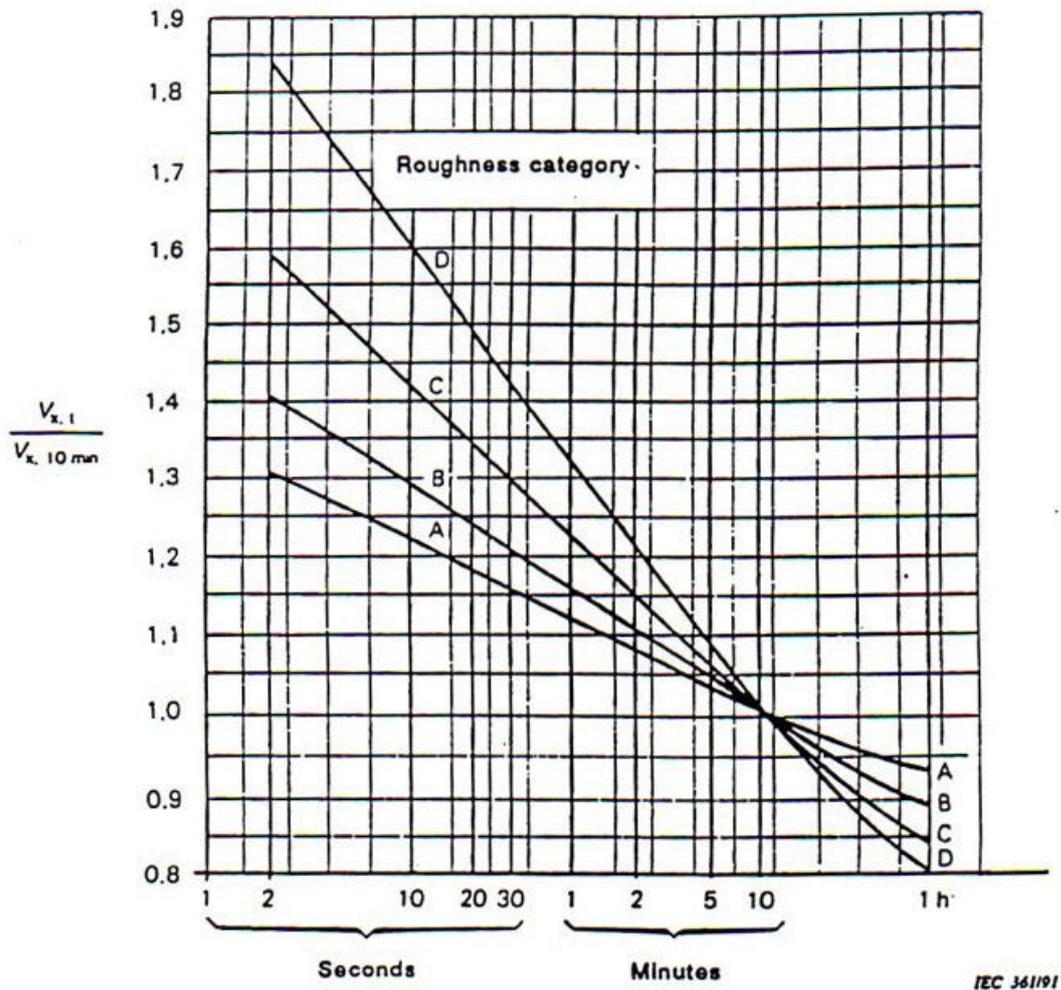


Figure E.1 - Relationship between meteorological wind velocities at a height of 10 m.

En forma análoga, se deben corregir también los datos teniendo en cuenta que la altura de medida de los datos meteorológicos no necesariamente coincide con la altura para el cálculo de los vientos sobre la línea. Esta última altura se suele elegir como la altura promedio (altura en la torre-2/3 de la flecha) de la fase más alta.

La corrección por altura obedece a una ley del tipo:

$v_z = v_x (Z/X)^\alpha$, en que v_z es la velocidad de viento a altura Z , v_x es la velocidad de viento a altura X , y α es un coeficiente que depende de la rugosidad del terreno.

Finalmente, existe también un factor de corrección por la rugosidad del terreno, que tiene en cuenta que la rugosidad del terreno donde se instalará la línea no es necesariamente la misma que la del terreno en que se encuentra la estación meteorológica.

(Para el detalle de estas correcciones consultar la Norma IEC 826, Anexo E).

Cálculo del ángulo de declinación

El ángulo de declinación de la cadena es consecuencia de los efectos combinados del viento y el peso del conductor y aisladores:

$$\tan \Phi = \frac{\left(n \cdot \rho \cdot v^2 \cdot k \cdot D \cdot L_w + \frac{F_{wa}}{2} \right)}{W_c + \frac{W_a}{2}}$$

Φ =ángulo de declinación

n =número de subconductores

ρ =densidad del aire

v =velocidad del viento

D =diámetro del conductor

k =factor empírico que es función de la longitud del vano eólico y que tiene en cuenta la no uniformidad del viento a lo largo del vano.

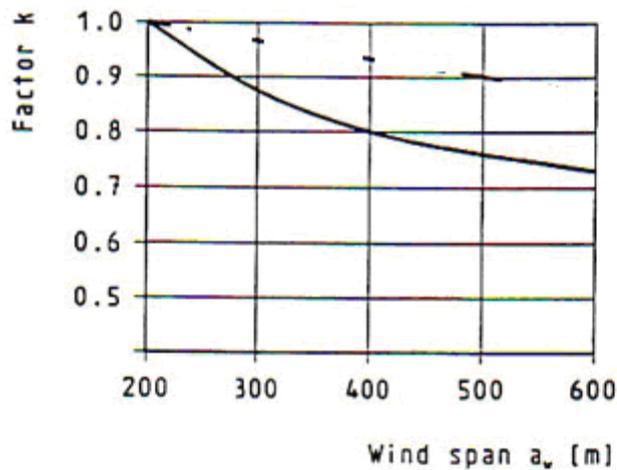
L_w =vano eólico (promedio de los vanos adyacentes)

F_{wa} =fuerza del viento sobre los aisladores= $\rho \cdot v^2 \cdot A \cdot fd$ (A :área vista, fd =factor de “drag”)

W_c =peso del vano de conductor

W_a =peso de la cadena de aisladores

El factor k se puede obtener de gráficas como la adjunta. El factor de “drag” fd para cadenas de aisladores es del orden de 1,2.



Valores típicos

Para diseños típicos en líneas de Trasmisión en Uruguay los ángulos de declinación para viento “suave” están en el entorno de los 15 a 30 °, y para viento fuerte en el entorno de 60 a 75 °.

EVALUACION DEL DESEMPEÑO DE LA AISLACION EN AIRE A LAS SOBRETENSIONES TEMPORARIAS

Si bien es posible realizar simulaciones estadísticas “completas”, considerando todas las variables aleatorias en juego (método de Monte Carlo), lo habitual es aplicar métodos determinísticos o estadísticos simplificados.

Las variables aleatorias en juego son la velocidad de viento y el aguante de la aislación. Dado que normalmente no se conoce la distribución de probabilidad de las sobretensiones temporarias impuestas, éstas se asumen con un valor fijo derivado de un cálculo de “peor situación” (para el caso de la tensión operativa: tensión normal de operación con un factor de seguridad del 5 o 10 % para contemplar el caso de línea abierta).

Las distribuciones de probabilidad de aguante de cada aislación surgen de la fórmula vista para U_{50} , considerando una desviación standard σ del orden del 3 %. Se debe tener en cuenta que las sobretensiones temporarias se aplican a todos los “gaps” de la línea simultáneamente (corrección vista por N “gaps” en paralelo).

En el caso de las tensiones operativas, se compara la tensión máxima operativa con la tensión de truncamiento de la distribución de probabilidad de falla. El truncamiento se asume (para cada “gap”) a 4σ de la tensión U_{50} , lo que implica una probabilidad de falla del orden de 0,00003.

En el caso de las TOV propiamente dichas, la metodología es similar a la que se utiliza para el análisis de sobretensiones de maniobra:

Método determinístico: La soportabilidad de las aislaciones se considera con una probabilidad de falla del 10 % (U_{90} , a 1,3 desviaciones “standard” de la media si fuera un único “gap”).

El factor de seguridad mínimo que se considera es $K_s = U_{90}/TOV = 1,15$ (siendo TOV la sobretensión temporaria máxima prevista).

Otra forma habitual de proceder es considerar la tensión de truncamiento de la distribución de probabilidad de falla (en vez de U_{90}) y tomar un factor de seguridad más pequeño ($K_s = 1,05$, IEC 71-2).

Método estadístico simplificado

La probabilidad de falla de la aislación frente al TOV impuesto debe estar en el entorno de 0,01 a 0,001 (una falla cada 100 a 1000 incidentes), por lo que se compara el TOV contra la tensión soportada con esta probabilidad de falla. (para probabilidad de falla 0,001, p.ej, se debe evaluar aproximadamente $U_{50} - 3\sigma$ si fuera un “gap” único). Se suele aplicar un factor de seguridad adicional del orden de 1,05 (IEC 71-2)

Comentario:

En este análisis simplificado el viento se considera un dato fijo del problema, una vez se ha hecho el análisis estadístico de los ángulos de declinación en la forma ya explicada.

SOBRETENSIONES ATMOSFÉRICAS

INTRODUCCION

A diferencia de los restantes tipos de sobretensiones que afectan el desempeño de las líneas aéreas, las sobretensiones atmosféricas son de origen externo, y en su análisis tiene fundamental importancia el estudio de las condiciones climáticas de la zona en que se instala la línea.

Como se verá más adelante, las descargas atmosféricas se modelan habitualmente como fuentes de corriente inyectada en los conductores de fase (descarga directa) o en la torre/cable de guardia (descarga inversa), con valores de hasta 200 kAp.

Si imaginamos una corriente de 20 kA incidiendo en mitad de vano en un conductor de fase de impedancia de onda $Z=500$ ohms (valor típico), resultará un valor instantáneo de tensión en el punto de incidencia de $V=(Z/2).I=5$ MV.

Es obvio que no es económico diseñar la aislación de la línea para que soporte estos valores de sobretensión, por lo que se acepta naturalmente que las líneas aéreas ocasionalmente fallan frente a la aparición de descargas atmosféricas.

El objetivo de diseño será, por lo tanto, mantener la tasa de falla dentro de valores considerados aceptables, y las tasas de falla razonables se ubican en el entorno de 3/100 km-año para líneas de 150 kV y 0,5/100km-año para líneas de 500 kV .

La falla por descargas atmosféricas en líneas aéreas de transmisión se produce debido a alguno de los siguientes 2 posibles mecanismos:

Descarga directa: el rayo “elude” la protección de los cables de guardia e incide directamente en un conductor de fase.

Descarga inversa: el rayo incide en el cable de guardia o la torre y provoca un contorno (en aire o a través de la cadena de aisladores) desde el elemento aterrado (cable de guardia o torre) hacia un conductor de fase.

En líneas de distribución existe un tercer mecanismo de falla (sobretensiones inducidas por caída de rayos en las cercanías de la línea) que no es relevante para las líneas de transmisión, en vista que los valores de sobretensión producidos son pequeños en relación a la soportabilidad de la aislación en los niveles de tensión de transmisión.

A efectos de analizar el desempeño de las líneas de transmisión a las descargas atmosféricas se debe:

- Obtener y modelar los parámetros relevantes de la descarga atmosférica.
- Modelar los circuitos eléctricos en que incide la descarga y calcular las correspondientes sobretensiones aplicadas a las aislaciones, tanto en el caso de descarga directa como inversa.
- Evaluar la soportabilidad de las aislaciones.

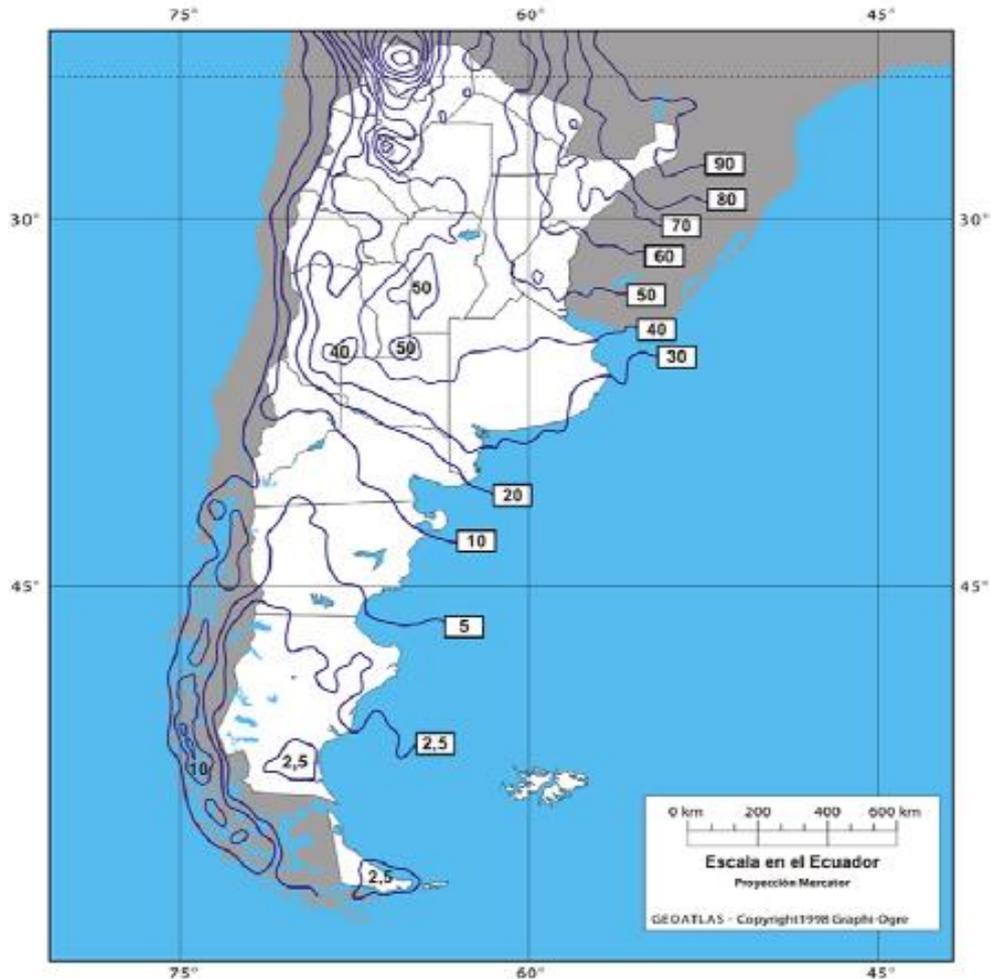
PARAMETROS DE LAS DESCARGAS ATMOSFERICAS

Nivel cerámico y número de rayos que inciden en la línea

El dato de partida básico es estimar cuántos rayos inciden en un período de tiempo dado en la zona en la que se instala la línea.

El método clásico de estimación se basa en conocer el nivel cerámico de la zona en cuestión: número de días promedio al año en que se escuchan truenos en esa zona.

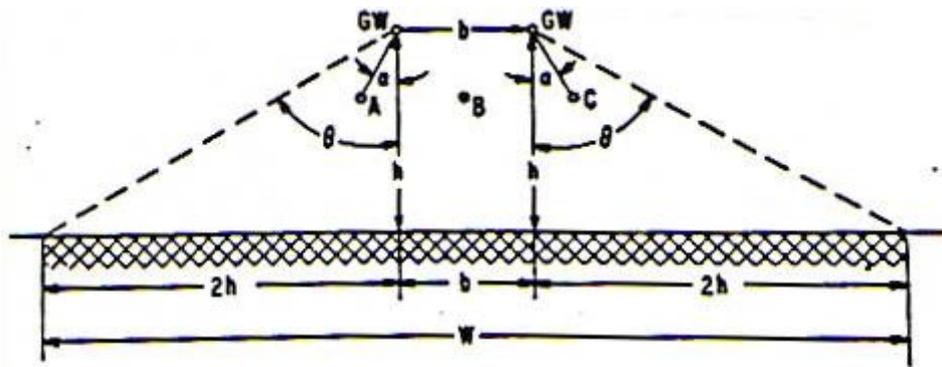
En base a esta información se elaboran las curvas isoceránicas para cada zona .



Se estima luego (en base a fórmulas empíricas) la cantidad de rayos por km² y por año que inciden en la línea:

$$N=0,04 T^{1,25} \quad (T: \text{nivel cerámico, en días en que se oyen truenos por año}).$$

Se asume que de estos rayos que inciden en la zona, la línea interceptará una cantidad proporcional a la “sombra” que la línea ejerce sobre el terreno



l = shadow angle (assumed 63; degrees)
 x = shield angle between shield wire and phase conductor
 W = shadow width on earth's surface
 GW = shield wire location
 A, B, C = phase wires

$$W = b + 28 \cdot h^{0.6} \text{ (m)}$$

b : Ancho de la línea (m) (es 0 si hay un solo cable de guardia)

h : Altura del cable de guardia en la torre

Resulta, finalmente, el número de rayos que inciden en la línea por 100 km y por año:

$$N_L = 0,004 \cdot T^{1.25} \cdot (b + 28 \cdot h^{0.6})$$

Comentario: Es posible obtener estimaciones más precisas en base a estaciones de medición distribuidas a lo largo de la traza de la línea.

Estos rayos inciden en la línea en 3 formas distintas:

- Directamente sobre los conductores de fase (descarga directa). La cantidad de rayos N_s que pertenece a esta categoría y provoca una falla ("falla de blindaje") se puede estimar en base al modelo electrogeométrico, del que se hablará más adelante.
- Sobre las torres (descarga inversa)
- Sobre los cables de guardia (descarga inversa)

Se asume habitualmente que la mayor parte de las descargas que no provocan falla de blindaje inciden en la torre o cerca de ella, en tanto que las restantes descargas impactan en los cables de guardia lejos de la torre o impactan en la fase sin producir falla. Esta diferente proporción se explica naturalmente porque la torre (objeto alto y voluminoso) tiende a atraer más los rayos, y por el efecto sobre el gradiente eléctrico de la mayor cercanía de la tierra a los cables de guardia en mitad del vano.

Los rayos que impactan "en mitad del vano" imponen a las aislaciones sobretensiones menores que los que impactan directamente en la torre o cerca de ella. Esto se debe a que en tales casos sólo la mitad de la corriente de rayo total llegará a la torre y, además, a las amortiguaciones que sufre la onda de tensión al "viajar" por el vano.

Por otra parte, la experiencia muestra que es poco probable un contorneo en aire en mitad del vano, entre el cable de guardia y la fase, dado que las distancias en aire entre el cable de guardia y los conductores de fase suelen ser mayor en mitad del vano que en la torre.

Es habitual suponer, por lo tanto:

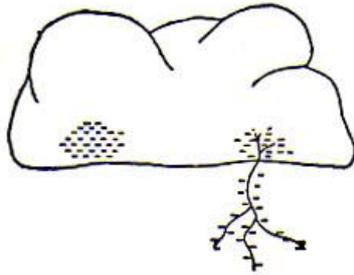
- que el “universo” total de rayos (por 100 km de línea y por año) que se deben considerar a efectos de evaluar las descargas inversas es : $N_T = 0,6(N_L - N_S)$, siendo N_S el número de rayos que provocan falla de blindaje.
- que las aislaciones exigidas por estos rayos son sólo las existentes en las torres.

Mecanismos físicos de la descarga

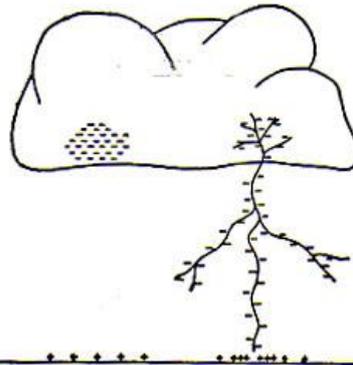
El proceso que termina en la aparición del rayo comienza con la acumulación de cargas negativas en la parte inferior de las nubes. Estas cargas negativas inducen cargas positivas en la tierra. Debido al pequeño tamaño de las nubes respecto a la tierra, el gradiente en la superficie de las nubes es muy alto, provocando un movimiento de cargas desde la nube hacia el aire. Se forma así una descarga “líder”, con valores reducidos de corriente (100 A, p.ej) que se va moviendo en forma aleatoria por el aire en “saltos” lentos (0,05 % de la velocidad de la luz) de 80 a 100 m. Sólo cuando el líder se acerca a una distancia adecuada (“striking distance”) del objeto al cuál descargará (que puede ser la propia tierra) se produce el “salto” final.

Cuando el líder incide en el objeto se produce una descarga rápida (10 % de la velocidad de la luz) “de retorno” desde tierra hacia la nube a través del camino ionizado. La corriente de esta descarga es de valor mucho más alto (decenas de kA), dado que la carga que “sube” es aproximadamente igual a la que bajó durante la descarga líder, pero la velocidad de movimiento de cargas es mucho mayor. Esta descarga de alto valor de corriente es, propiamente, la que interesa a los efectos del diseño de aislación.

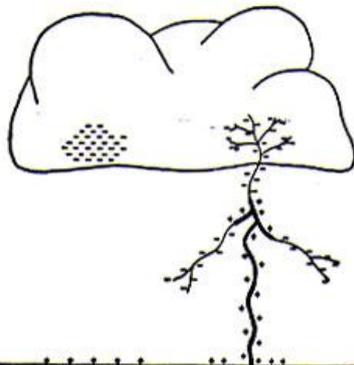
Este fenómeno puede repetirse varias veces a través del camino ionizado, por lo que cada rayo se compone habitualmente, en rigor, de varias descargas sucesivas.



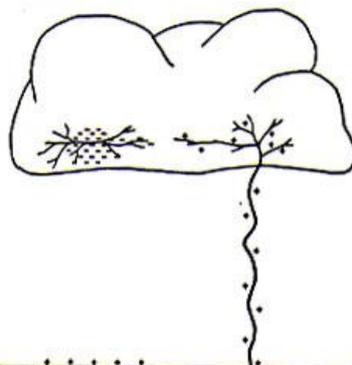
(a) Charge centers in cloud; pilot streamer and stepped leader propagate earthward; outward branching of streamers to earth. Lowering of charge into space beneath cloud



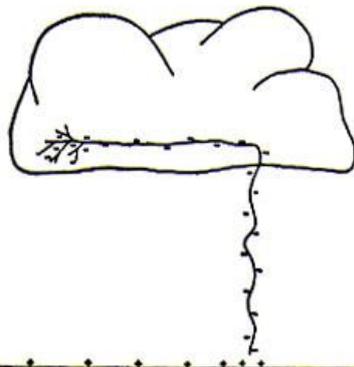
(b) Process of (a) almost completed; pilot streamer about to strike earth



(c) Heavy return streamer; discharge to earth of negatively charged space beneath cloud



(d) First charge center completely discharged; development of streamers between charge centers within cloud



(e) Discharge between two charge centers; dart leader propagates to ground along original channel; dart leader about to strike earth; negative charge lowered and distributed along stroke channel



(f) Heavy return streamer discharge to earth of negatively charged space beneath cloud

Distribución de probabilidad del pico de corriente de la descarga

Los valores de pico de corriente de las descargas de rayos se han medido y procesado estadísticamente desde comienzos de los años 70. Este tipo de estadísticas incluyen los valores de corriente asociados a todas las posibles descargas asociadas a cada rayo (Aproximadamente 55 % de los rayos incluyen más de una descarga, y en promedio se estiman 3 descargas por rayo).

Se acepta que la distribución de probabilidad de picos de corriente no es gaussiana, sino lognormal.

Para valores de pico entre 2 y 200 kA la probabilidad acumulada se puede aproximar por la fórmula:

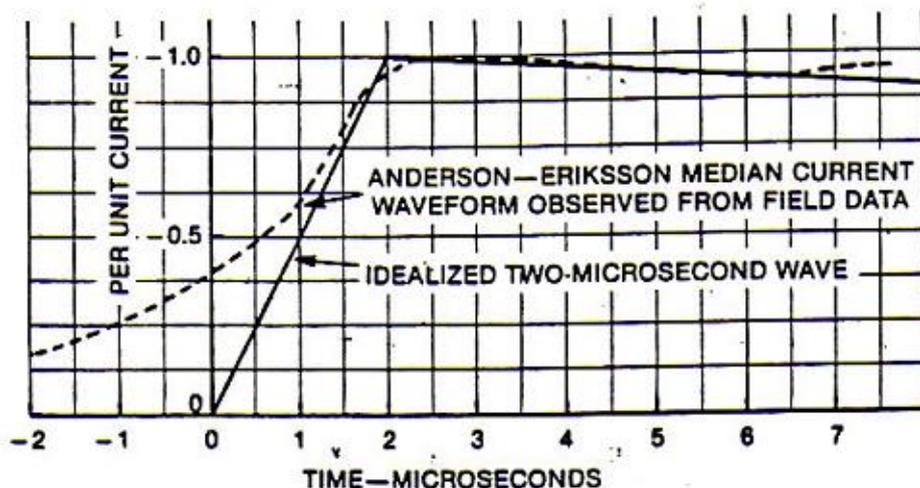
$P_I = 1 / (1 + (I / I_0)^{2.6})$, en que P_I es la probabilidad de que el valor de pico I (en kA) sea excedido, e I_0 es una constante, cuyo valor difiere de acuerdo a los diversos investigadores.

Modernamente se acepta $I_0 = 31$ como el valor más adecuado.

Se hace notar que esta distribución corresponde a descargas de polaridad negativa, que son por mucho las más frecuentes (este aspecto tiene importancia a la hora de evaluar la soportabilidad de los aislamientos, que no es la misma para polaridades positivas que negativas).

Forma de onda

Al igual que en el caso de los valores de pico, las distribuciones de probabilidad de los restantes parámetros que definen la forma de onda (tiempo de frente, pendiente cerca del pico, tiempo de cola, etc.) se asumen también del tipo lognormal. A los efectos del análisis es habitual asumir la simplificación de que la onda de corriente tiene una forma definida por 2 rectas, con tiempo de frente 2 μ s y anulándose en 100 μ s luego del pico.



Número de descargas

Como ya se ha indicado, los rayos no se componen necesariamente de una única descarga, sino de varias que “siguen” a la descarga inicial a través del camino ionizado. Se ha encontrado estadísticamente que 55 % de los rayos contienen más de una descarga, llegando en el 90 % de los casos a contener hasta 8 descargas.

Las descargas subsecuentes suelen ser de tiempos de cresta más cortos y valores de pico más bajos. Dado que ambos factores tienden a bajar la probabilidad de contorneo a través de las cadenas de aisladores (los aisladores tienen más soportabilidad en zonas de tiempo de frente muy bajo), se suele realizar el análisis suponiendo una única descarga (la primera) por rayo.

Comentarios:

-Esta simplificación suele no ser buena para el caso de estructuras muy altas (cruce de ríos, p.ej), en que se ha encontrado que es más importante la incidencia de las descargas subsecuentes.

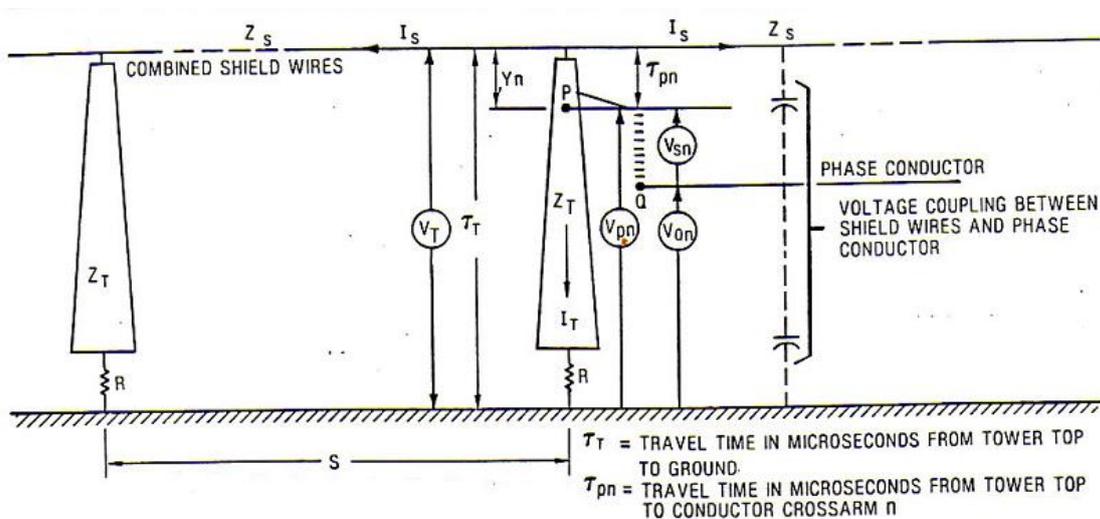
-Si bien ya mencionamos que la distribución de probabilidad de los valores de pico de la corriente de rayo se elaboran habitualmente considerando todas las descargas (y no sólo la primera), en los cálculos se suele asumir que también es válida para la primer descarga (que, como acabamos de mencionar, es “la más importante”).

Polaridad

La gran mayoría de los rayos (en el entorno del 90 %) son de corriente de polaridad negativa, por lo que es habitual asumir que todos los rayos son negativos. Esta suposición tiene un impacto no despreciable en el cálculo de la tasa de falla, dado que el aguante fase-tierra de las distancias en aire a las sobretensiones de rayo es mayor para polaridad negativa que para polaridad positiva.

ELEMENTOS DEL CIRCUITO

La figura sintetiza los elementos de circuito relevantes a los efectos de estudiar las sobretensiones producidas por una descarga atmosférica.



Conductores y cables de guardia

Radio equivalente de un haz de conductores

Los haces de conductores regulares se pueden reducir a un conductor equivalente situado en el centro del haz, de radio: $R_{eq} = (r \cdot r_{12} \cdot r_{13} \cdot \dots \cdot r_{1n})^{1/n}$, siendo r el radio de cada subconductor y r_{ij} la distancia entre los subconductores i - j .

Comentario

Esta fórmula se obtiene así:

Establecemos las ecuaciones de Maxwell para los n subconductores, supuestos horizontales: $P \cdot Q = V$, siendo P la matriz de coeficientes de Maxwell, Q el vector de cargas y V el vector de tensiones.

Recordar que los coeficientes de Maxwell valen: $P_{ii} = K \cdot \ln(2h/r)$ $P_{ij} = K \cdot \ln(a_{ij}/r_{ij})$ siendo h la altura al suelo, a_{ij} la distancia entre el conductor "i" y la imagen del conductor "j" respecto al suelo, y K una constante.

Si imponemos que cada subconductor tenga la misma carga Q_i/n y la misma tensión V_t , la ecuación de una fila cualquiera (la primera, p.ej) de la ecuación matricial se escribe:

$$Q_i = \frac{n \cdot V_t}{P_{11} + P_{12} + \dots + P_{1n}}$$

Si nuestro conductor equivalente es tal que lleva la carga total a la tensión común:

$$\frac{V_t}{P_{eq}} = \frac{n \cdot V_t}{P_{11} + P_{12} + \dots + P_{1n}}$$

en que

$$P_{eq} = K \cdot \ln\left(\frac{2h}{R_{eq}}\right) \quad \text{y} \quad P_{11} + P_{12} + \dots = K \cdot \ln\left(\frac{2h \cdot a_{12} \cdot a_{13} \cdot \dots \cdot a_{1n}}{r \cdot r_{12} \cdot r_{13} \cdot \dots \cdot r_{1n}}\right)$$

Haciendo la aproximación $a_{ij} \approx 2h$ se obtiene la fórmula indicada.

Radio equivalente de los conductores de fase y cables de guardia por efecto corona

Las sobretensiones que se producen en los conductores de fase y cables de guardia son lo suficientemente altas como para provocar efecto corona, durante el cuál una parte de las cargas de los conductores se "alejan" de los mismos.

El efecto práctico es distorsionar en forma no lineal las capacitancias a tierra de estos conductores, afectando tanto los valores de las impedancias de onda como los acoplamientos mutuos entre conductores de fase y cables de guardia.

Desde el punto de vista cualitativo, el efecto más importante es el aumento del factor de acoplamiento entre conductor de fase y cable de guardia, por lo que (dado que un aumento de este factor implica una reducción de la tensión entre extremos de la cadena de aisladores) no considerar el efecto corona es ponerse en una posición pesimista.

En forma simplificada, se asume que la envoltura corona hace "crecer" los radios de los conductores a los efectos del cálculo de capacitancias y factores de acoplamiento.

Esta expansión de los radios se produce hasta que el gradiente eléctrico (que va disminuyendo a medida que nos alejamos del conductor) alcanza un valor crítico E_0 de extinción.

Las fórmulas aplicables son las siguientes:

-Para un conductor único: Se impone que el gradiente en la superficie del conductor ficticio sea igual al gradiente de extinción corona: $R \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot h}{R}\right) = \frac{V}{E_0}$, siendo R (m) el radio corona (radio para el cual el gradiente producido por el conductor vale E_0), h (m) la altura del conductor, V (kV) su tensión y E_0 (kV/m) el gradiente de extinción corona, que es del orden de 1500 kV/m.

-Este radio corona es un dato que permite calcular la impedancia de onda propia de los conductores, cuya fórmula clásica es $Z_m = 60 \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot h}{r}\right)$ (h : altura del conductor respecto al suelo; r : radio del conductor)

Observar, no obstante, que R no sustituye directamente al radio del conductor en esta fórmula clásica de cálculo de impedancia de onda, dado que el efecto corona modifica en forma relevante la capacitancia pero no la inductancia del conductor.

Se ha encontrado que una buena aproximación a la impedancia de onda del conductor “ n ” teniendo en cuenta el efecto corona es:

$$Z_m = 60 \cdot \sqrt{\ln\left(\frac{2 \cdot h}{r}\right) \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot h}{R}\right)} \text{ (ohms).}$$

-Para haces de conductores, se asume que el radio de la envolvente corona se obtiene sumando el radio corona de un subconductor con el radio equivalente del haz.

Comentario:

Observar que el radio corona es función de V , por lo que, en rigor, varía en función del tiempo.

A efectos de simplificar el cálculo de impedancias de onda de los conductores en presencia de efecto corona, se suele asumir lo siguiente:

-Para los cálculos de impedancia de onda de cable de guardia se toma $V=1,8$ veces la tensión crítica de contorneo de la cadena de aisladores a los 2 μs (la idea de esta aproximación es evaluar esta impedancia de onda en el momento en que se produce habitualmente la descarga inversa, y teniendo en cuenta que el acoplamiento con el conductor de fase hace que la tensión en lo alto de la torre en el momento del contorneo es mayor que la tensión de contorneo).

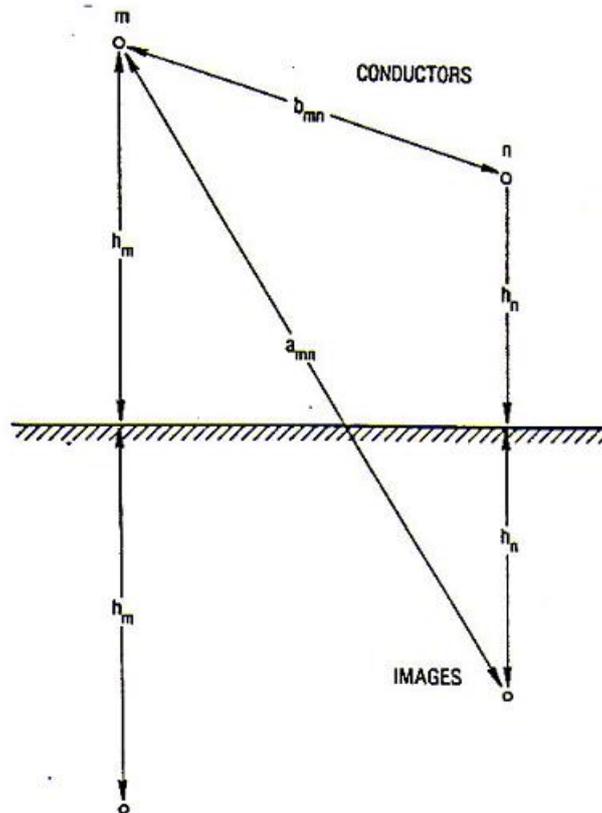
-Para los cálculos de impedancia de onda de conductor de fase se toma $V=$ la tensión crítica de contorneo de la cadena de aisladores a los 6 μs (la idea de esta aproximación es evaluar esta impedancia de onda en el momento en que se produce habitualmente la descarga directa, y teniendo en cuenta que en este caso no se consideran factores de acoplamiento con el cable de guardia, por el que está circulando muy poca corriente).

Coefficientes de acoplamiento e impedancia de onda equivalente de 2 cables de guardia

El coeficiente de acoplamiento entre 2 conductores “m” y “n” se calcula como

$$K_{nm} = \frac{Z_{nm}}{Z_{nn}}, \text{ siendo } Z_{nm} = 60 \cdot \ln\left(\frac{a_{mn}}{b_{mn}}\right)$$

es la distancia del conductor m a la imagen del n, y b_{mn} la distancia entre los conductores) y Z_{nn} la propia.



Para el caso particular habitual en que la torre tiene 2 cables de guardia iguales “1” y “2” a igual altura, se demuestra :

- a) que la impedancia de onda equivalente del conjunto “S” de los 2 cables

de guardia es $Z_s = \left(\frac{Z_{11} + Z_{12}}{2}\right)$, y

- b) que el coeficiente de acoplamiento con un conductor de fase “n” vale:

$$K_{ns} = \frac{(Z_{n1} + Z_{n2})}{(Z_{11} + Z_{12})}$$

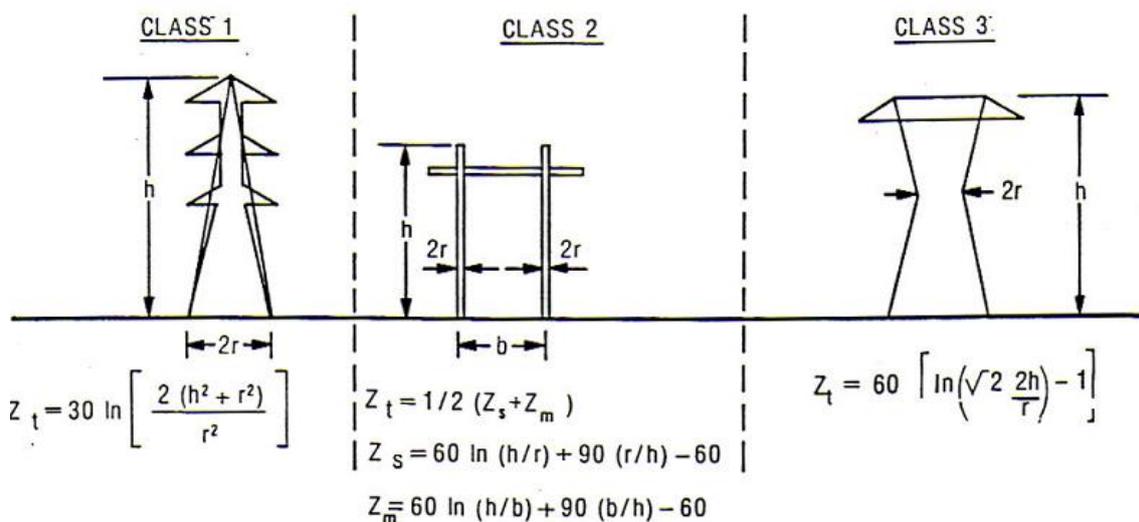
Impedancia de onda de la torre

La torre se considera una “línea de transmisión” de parámetros distribuidos, con longitud igual a su altura, tiempos de propagación que se asumen correspondientes a la velocidad de la luz (si bien experimentalmente se han encontrado que las ondas viajan por la torre a velocidades algo menores), y valor de impedancia de onda de entre 100 y 300 ohmios.

Comentario: Si se quiere calcular en forma más precisa la tensión en cada una de las ménsulas (dado que la tensión en el extremo de la cadena de aisladores no es en rigor la de la parte superior de la torre, sino la tensión en la ménsula en la que se fija la cadena), se puede considerar la torre como varias líneas de parámetros distribuidos en serie: una desde la parte superior de la torre hasta la ménsula superior, otra entre la ménsula superior y la siguiente, etc.

En los cálculos simplificados es más habitual modelar la torre por medio de una impedancia de onda única, y obtener las tensiones en cada ménsula interpolando linealmente (de acuerdo a las longitudes parte superior de torre-ménsula y ménsula-base) entre las tensiones en la parte superior de torre y la base de torre. En esta interpolación se tienen en cuenta los tiempos de propagación de la onda a lo largo de la torre.

Para geometrías de torres típicas, existen fórmulas empíricas que permiten calcular valores más precisos de la impedancia de onda. Cuando la torre no es metálica (hormigón, madera) las fórmulas son válidas si se toma r = radio del conductor de bajada que conecta el cable de guardia a tierra.



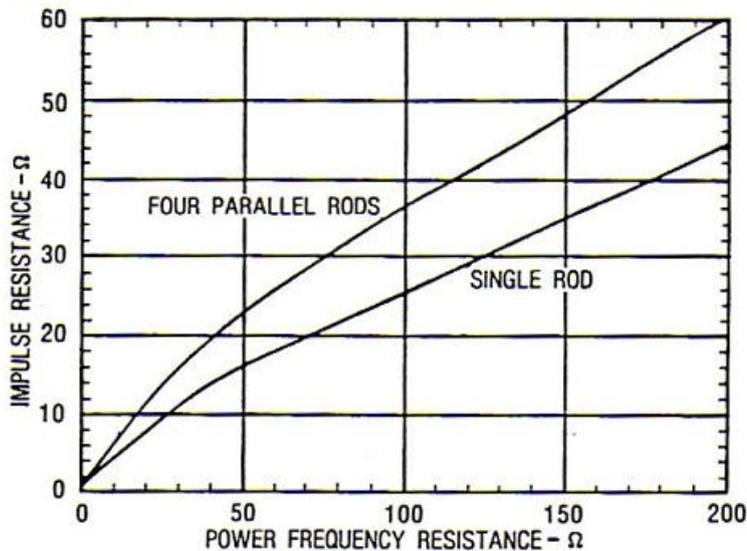
FOR EACH CASE, THE TRAVEL TIME τ FROM TOWER TOP TO GROUND IS: $\tau = h / 300 \mu s$

La impedancia de onda de la torre se “termina” con la resistencia de puesta a tierra.

Resistencia de puesta a tierra

En rigor, la resistencia de puesta a tierra es propiamente una impedancia que es función del tiempo, que va variando a medida que la corriente impulsiva penetra en el terreno. Existen numerosos trabajos experimentales de los cuáles se obtienen curvas de corrección de los valores de resistencia medidos a frecuencia industrial, aplicables en los casos en que se desean obtener resultados más precisos.

En particular: en la gráfica de abajo se indican los factores de corrección que se usan para el caso en que la puesta a tierra se haga con jabalinas.



En cualquier caso: la resistencia a frecuencia industrial es una cota superior de la impedancia de puesta a tierra, por lo que si no se tienen en cuenta estas correcciones se obtienen resultados conservadores.

En las simulaciones con EMTP es habitual modelar las resistencias de puesta a tierra como resistencias no lineales cuyo valor óhmico varía con la corriente. (Ver en la Norma IEC 60071-2, Anexo G, uno de los modelos más usados).

Comentario:

Las resistencias de puesta a tierra suelen variar a lo largo de la línea por lo que, consecuentemente, la línea se debería dividir aproximadamente en tramos de resistencia (promedio) uniforme.

La literatura sugiere evaluar las tasas de falla de cada uno de los tramos, y luego calcular la tasa de falla “total” como un promedio ponderado con las longitudes de los

tramos:
$$T = \frac{T_1 \cdot L_1 + T_2 \cdot L_2 + \dots + T_n \cdot L_n}{L}$$
 siendo $L = L_1 + L_2 + \dots + L_n$

PROCEDIMIENTO DE CALCULO PARA DESCARGAS INVERSAS

Descripción cualitativa

Una vez que el rayo incide en la torre, se divide entre los diversos caminos disponibles (por la torre y hacia las torres adyacentes a través del cable de guardia), y crea ondas de tensiones fase-tierra que se van propagando a la velocidad de la luz. En la formación de estas ondas se deben tener en cuenta fundamentalmente las reflexiones y refracciones en la base de la torre. También tienen influencia las primeras reflexiones que llegan de las torres vecinas para vanos no excesivamente largos (p.ej: para un vano de 600 m, las reflexiones “vuelven” recién a los 4 μ s, por lo que ya su influencia es menor).

Cada cadena de aisladores (o distancia en aire, si fuera menor que la longitud de cadena) queda sometida del lado de la torre a una tensión igual a la desarrollada en la correspondiente ménsula. Asimismo, la cadena queda sometida del lado del conductor de fase a la combinación de tensión a frecuencia industrial y tensión inducida en la fase por la corriente que circula por el cable de guardia.

La cadena de aisladores queda sometida, por lo tanto, a la diferencia (instante a instante) entre estas 2 tensiones. Si la tensión neta es superior a la soportada por la cadena se producirá, por lo tanto, un contorneo a lo largo de la cadena.

Tensiones desarrolladas a lo largo de la torre

Las tensiones desarrolladas a lo largo de la torre se pueden calcular en forma aproximada mediante simulación, “armando” el circuito con los elementos descritos anteriormente, e inyectándole una rampa de corriente .

Es posible, asimismo, realizar este mismo cálculo mediante fórmulas aproximadas que permiten evaluar las tensiones en lo alto de la torre y en su base. (Ref: Red Book, EPRI 1982)

En este último caso la tensión en cada ménsula se calcula mediante interpolación lineal:

$$V_{pn}(t + \tau_{pn}) = V_R(t + \tau_T) + \frac{(h - Y_n)}{h} [V_T(t) - V_R(t + \tau_T)], \text{ siendo:}$$

V_T : Tensión en lo alto de la torre

V_R : Tensión en la base de la torre

V_{pn} : Tensión en la ménsula “n”

t : Instante de tiempo en que se calcula la tensión en lo alto de la torre

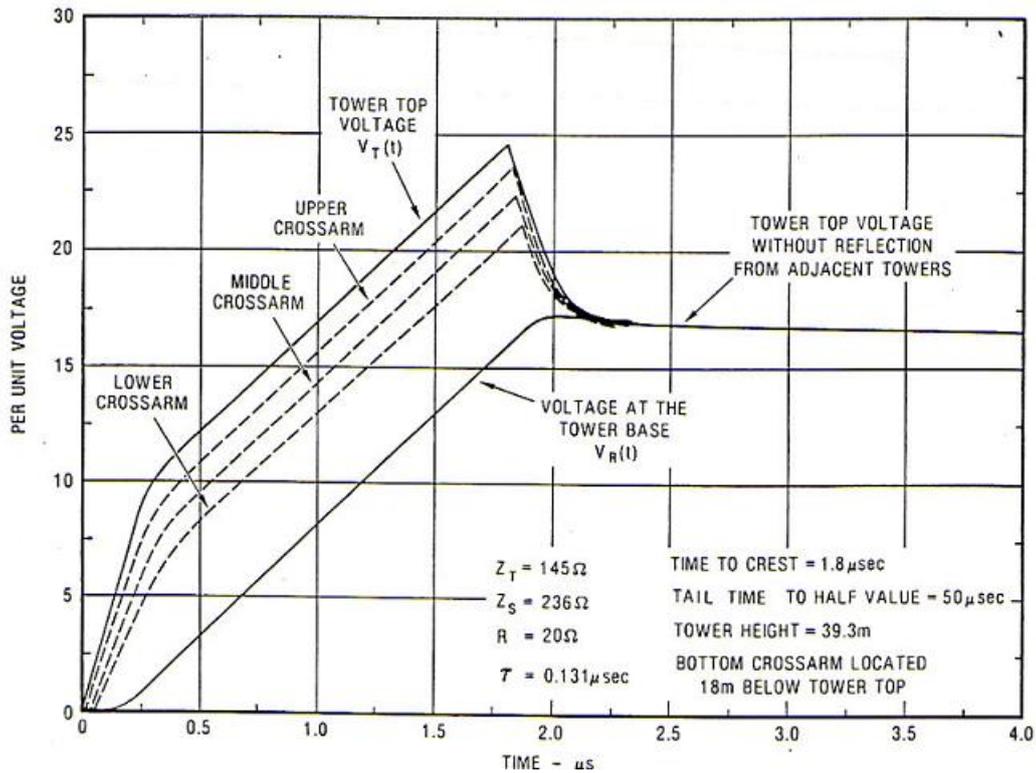
τ_T : Tiempo de tránsito desde lo alto de la torre hasta la base

τ_{pn} : Tiempo de tránsito desde lo alto de la torre hasta la ménsula “n”

h : Altura de torre

Y_n : Distancia de la ménsula al punto más alto de la torre

En la figura adjunta se muestran gráficas de tensión típicas desarrolladas a lo largo de la torre.



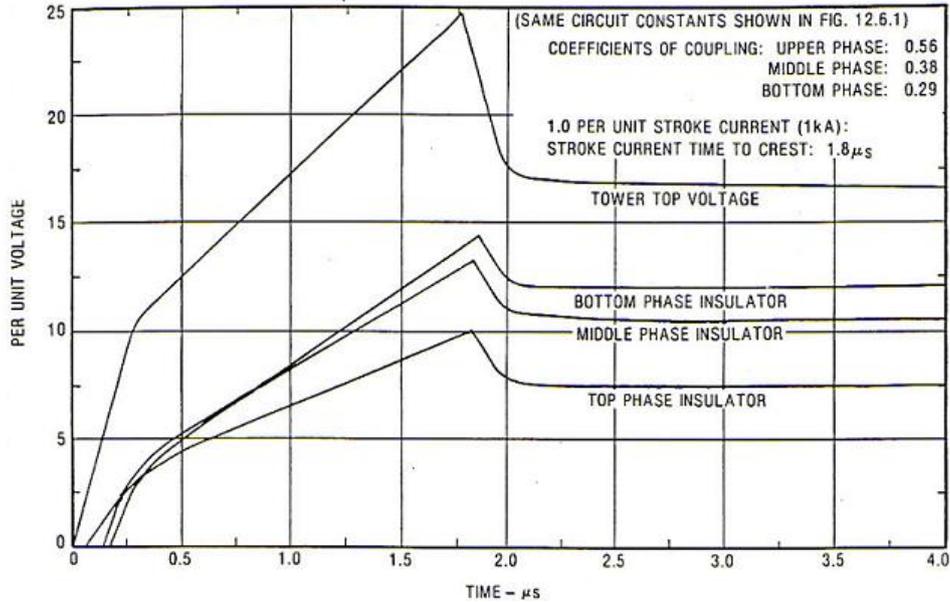
Tensión entre extremos de la cadena de aisladores

Dejando de lado por el momento la influencia de la tensión a frecuencia industrial, la tensión entre extremos de la cadena de aisladores vale:

$$V_{sn}(t + \tau_{pn}) = V_{pn}(t + \tau_{pn}) - K_n \cdot V_T(t + \tau_{pn})$$

siendo K_n el coeficiente de acoplamiento entre cable de guardia y conductor de fase.

Se observa que (a menos que la torre sea muy alta, en cuyo caso tienen mucha influencia los tiempos de tránsito) las tensiones entre extremos de la cadena suelen ser menores en cada instante de tiempo para las cadenas instaladas en las ménsulas más altas, debido al efecto beneficioso de la cercanía con el cable de guardia (mayor K_n).

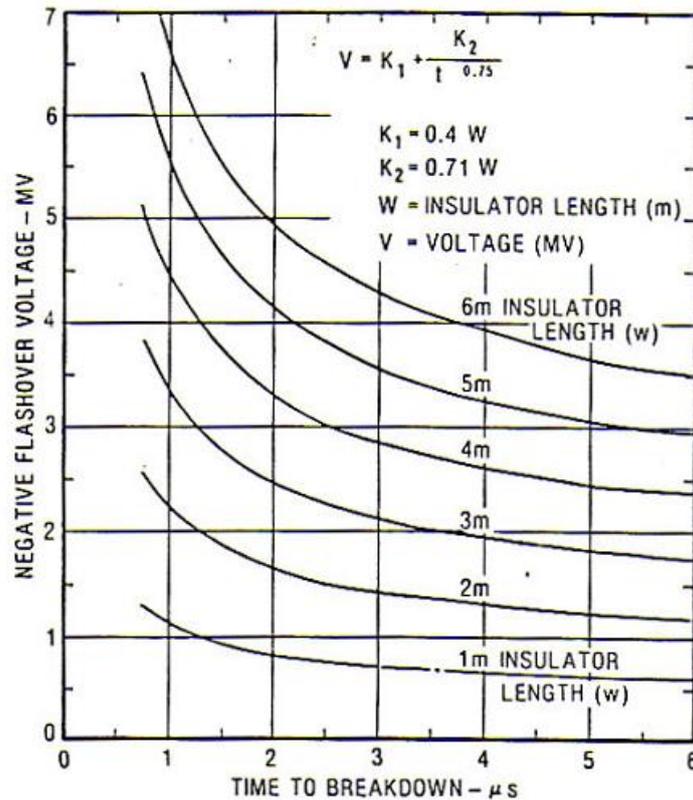


A esta tensión se le debería superponer la tensión de frecuencia industrial instantánea que existe en el conductor de fase en el instante de evaluación $t + \tau_{pn}$.

Dado que no es posible predecir en qué instante de la onda de tensión a frecuencia industrial se encuentran las fases en el momento de la caída del rayo, se suele manejar la superposición en forma estadística (método de Monte Carlo o similar) o, simplemente, haciendo un muestreo de la onda de tensión a frecuencia industrial (cada 15 grados, p.ej) y calculando la superposición de tensiones en cada uno de esos instantes.

Comparación con la tensión soportada por la cadena.

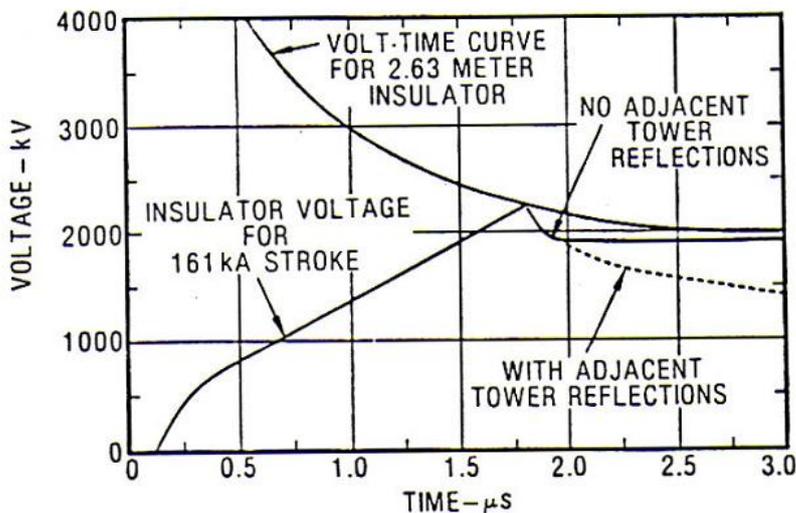
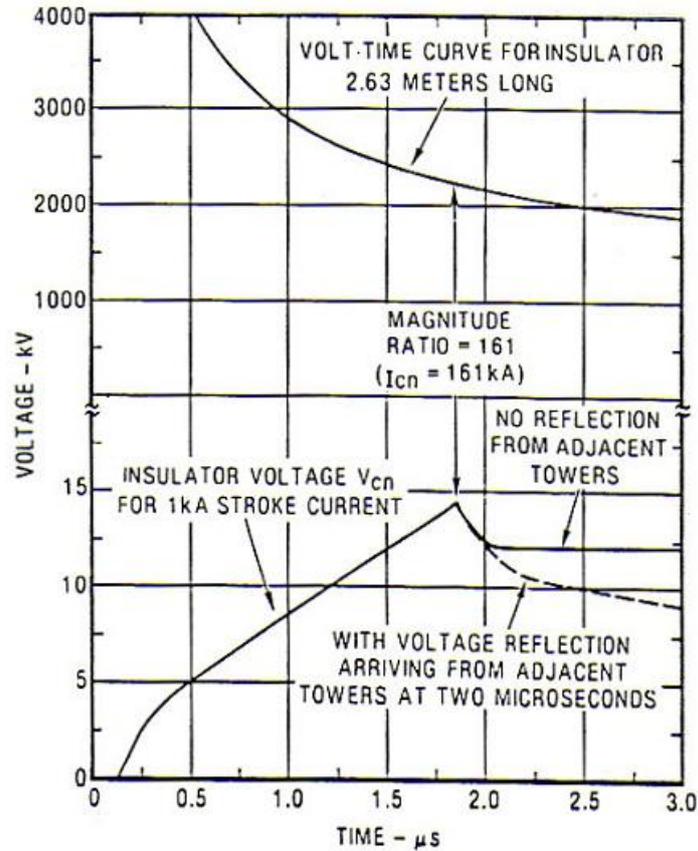
La tensión entre extremos de la cadena de aisladores se compara con las curvas empíricas de tensión soportada, a efectos de decidir si la cadena descarga o no.



En los métodos de cálculo simplificados se evalúa la tensión de cadena en p.u (para una corriente de 1 kA), y luego se calcula la corriente de rayo mínima (corriente crítica) que hace que la curva de tensión de cadena “toque” la curva de soportabilidad, asumiendo que la curva de tensión de cadena es proporcional a la corriente de rayo.

Suele suponerse, en forma simplificada, que ambas curvas se tocarán o en el instante en que se produce el pico de corriente (2 μ s, de acuerdo a las suposiciones habituales sobre la forma de onda) o en el instante en que la curva tensión-tiempo de los aisladores se pone prácticamente horizontal (aproximadamente 6 μ s).

Cuando el cálculo se hace mediante simulaciones, en el propio programa se va “tanteando” la corriente crítica necesaria.



Comentarios:

- En caso que la distancia en aire sea inferior a la longitud de cadena se hace la evaluación para esta distancia en aire. Se asume que la curva de soportabilidad es la misma que la de la cadena, tomando la distancia en aire en vez de la longitud de cadena.
- Existen otros modelos de aguante de las cadenas de aisladores, más simplificados (contorneo a una tensión fija) o más precisos (modelo de propagación del líder).

Esta evaluación se debe hacer para cada una de las fases (dada la influencia de la posición de la ménsula y de la tensión a frecuencia industrial), registrándose para cada

intervalo de tiempo en que se muestrea la tensión a frecuencia industrial el valor de corriente crítica inferior entre las 3 fases. La fase correspondiente al menor valor de corriente crítica (fase “dominante” en cada intervalo de tiempo) es aquella en que se produce el contorno, y se asume que el propio contorno (al “descargar” la tensión de torre) impide que descargue posteriormente ninguna de las restantes fases.

Tasa de falla por descarga inversa.

Se dispone ya de todos los elementos para calcular la tasa de falla de la línea por descarga inversa:

- a) Se divide el ciclo de frecuencia industrial en intervalos elementales Δt_j (en que Δt_j se expresa en p.u del ciclo). Para cada uno de esos intervalos se determina la corriente crítica I_j , con el criterio indicado más arriba.
- b) De entre todos los posibles rayos que inciden en la torre, sólo aquéllos cuyo valor de pico de corriente sea superior a la corriente crítica provocan la descarga inversa en cada intervalo elemental.
La probabilidad P_j de que esta corriente sea excedida puede calcularse a través de la distribución de probabilidades de corriente de rayo vista.
Resulta, por lo tanto, $P_j \Delta t_j$ la probabilidad conjunta de que se exceda la corriente I_j crítica mientras estamos en el intervalo Δt_j .
- c) La tasa total de falla por descarga inversa resulta: $N_{BF} = N_T \sum_j P_j \Delta t_j$,
(en número de fallas por 100 km y por año), siendo N_T el número total de descargas en la torre por 100 km y por año

Comentario:

Este método simplificado no tiene en cuenta el hecho de que la tensión soportada por la cadena (para cada forma de onda y tensión de pico aplicada) no es, en rigor, una constante sino una variable aleatoria. El error introducido es pequeño, teniendo en cuenta que la correspondiente distribución de probabilidad tiene una desviación “standard” pequeña (del orden del 3 %).

PROCEDIMIENTO DE CALCULO PARA DESCARGAS DIRECTAS

Descripción cualitativa

Centramos la atención ahora en los rayos que “eluden” el efecto protector de los cables de guardia, e inciden directamente en la fase.

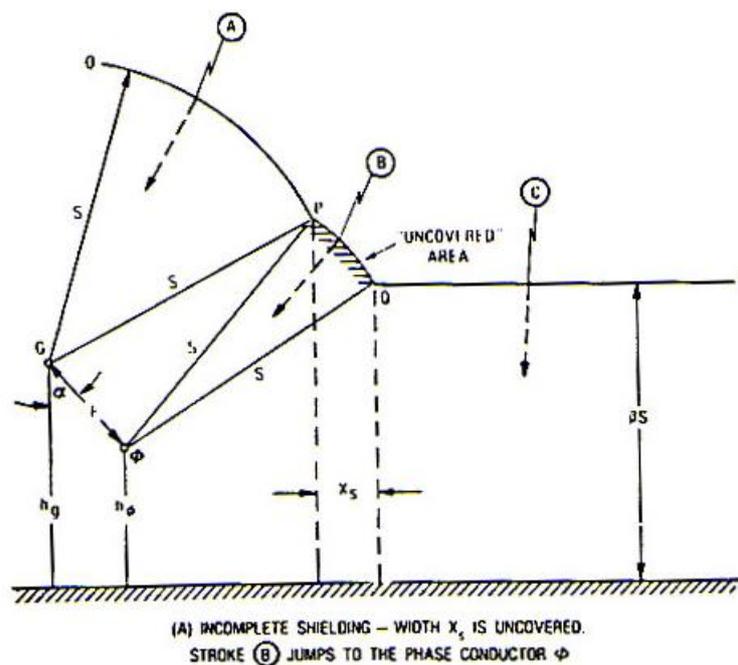
De acuerdo al modelo electrogeométrico que se expondrá a continuación, para las líneas de transmisión de diseño habitual (con cable de guardia) existe un valor de corriente de rayo máximo que puede incidir directamente en la fase (rayos de corrientes mayores son interceptados por los cables de guardia o caen directamente a tierra).

De entre todos los rayos cuya corriente es inferior a ese valor máximo, centraremos nuestra atención exclusivamente en aquéllos cuyo valor de corriente es suficiente para hacer contornear la cadena de aisladores.

El modelo electrogeométrico

El modelo electrogeométrico se basa en la suposición de que un rayo acercándose a la línea hará el “salto final” hasta un objeto bajo él (el cable de guardia, la fase o la tierra) toda vez que la distancia a ese objeto sea inferior a una cierta “distancia de descarga” S . Esta distancia de descarga es función de la corriente de rayo I , a través de relaciones empíricas del tipo: $S=10.I^{0.65}$ (S en m, I en kA).

La situación se visualiza mejor en la figura :



Para una corriente I dada:

- El rayo A hará su “salto final” hacia el cable de guardia, dado que al “tocar” el arco OP la punta del rayo está a una distancia S del cable de guardia y a una distancia mayor que S de la fase.
- El rayo B, por el contrario, incidirá en la fase.

- El rayo C incidirá en la tierra. En forma empírica, la distancia de descarga a la tierra se afecta por un factor β (se suele tomar 1 para líneas AT y 0,8 para líneas EAT), de forma que los rayos incidirán en la tierra si se acercan a ella a una distancia $\beta.S$.

En forma simplificada, se suele asumir que los rayos sólo caen verticalmente, por lo que los rayos que inciden en la fase serán aquéllos que incidan en la “faja” de ancho X_s indicada en la figura. Para una geometría dada, a medida que I crece X_s se va estrechando, por lo que existirá un valor de corriente máximo I_{\max} por encima del cuál no puede haber descarga directa.

X_s se puede calcular numéricamente (buscando las coordenadas de los puntos P y Q de la figura) o mediante las siguientes expresiones analíticas:

a) Si $\beta.S > Y_\phi$:

$$X_s = S.[\cos \Theta + \sin(\alpha - w)]$$

$$\Theta = \arcsin \left[\frac{\beta.S - Y_\phi}{S} \right]$$

$$w = \arccos \left(\frac{F}{2.S} \right) \text{ (F es la distancia entre G y } \phi \text{)}$$

$$\alpha = \arctan \left(\frac{X_\phi - X_G}{Y_G - Y_\phi} \right)$$

b) Si $\beta.S < Y_\phi$:

$$X_s = S.[1 + \sin(\alpha - w)]$$

Comentarios:

- Las coordenadas del cable de guardia (G) y la fase (Φ) se toman respecto a un sistema de ejes convencional arbitrario (con $X > 0$ “hacia la derecha”, $Y > 0$ “hacia arriba”)
- Para estos cálculos se toman las alturas promedios de los conductores (altura en la torre menos 2/3 de la flecha).
- Las fórmulas valen para las fases externas, que son las realmente expuestas a las descargas directas. Se considera habitualmente que las fases centrales están “perfectamente protegidas” por los cables de guardia.

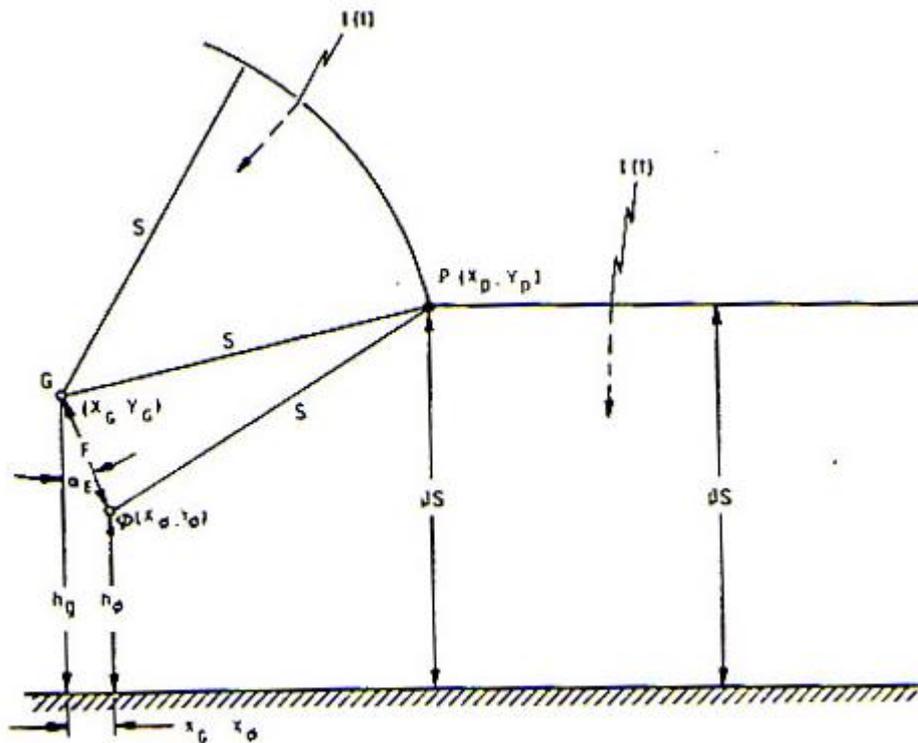
Blindaje efectivo

De acuerdo a la figura, para cada corriente I es posible encontrar una posición del cable de guardia de forma tal que no haya una faja X_s “expuesta”.

Nuevamente: la posición del cable de guardia para blindaje perfecto se puede resolver numéricamente (moviendo el cable de guardia hacia la derecha o subiéndolo, hasta anular X_s) o aplicando la expresión analítica:

$$X_G - X_\phi = \sqrt{S^2 - (\beta.S - Y_\phi)^2} - \sqrt{S^2 - (\beta.S - Y_G)^2}$$

El correspondiente ángulo de “blindaje perfecto” vale: $\alpha_E = \arctan\left(\frac{X_G - X_\phi}{Y_\phi - Y_G}\right)$
 (observar que el ángulo es positivo si el cable de guardia está “a la izquierda” de la fase)



(B) EFFECTIVE SHIELDING — UNPROTECTED WIDTH x_s IS REDUCED TO ZERO.

Corriente de descarga mínima

Cuando un rayo de corriente I incide en la fase, provoca en ella una tensión instantánea $V = (Z_\phi/2) \cdot I$, siendo Z_ϕ la impedancia de onda del conductor de fase (dado que la fuente de corriente “ve” una impedancia de onda Z_ϕ a cada lado del punto de impacto).

La corriente $I = I_{\min}$ capaz de provocar contorneo de la cadena será aquella asociada a $V = V_C =$ tensión de contorneo de la cadena. En forma simplificada se asume que V_C es el correspondiente a un tiempo de $6 \mu s$ en la curva de soportabilidad tensión-tiempo de la cadena (las curvas tensión-tiempo se hacen casi horizontales más allá de los $6 \mu s$, por lo que la evaluación en este punto nos proporciona, en forma conservadora, la (aproximadamente) mínima tensión de contorneo).

En forma simplificada, se puede asumir también $V_C =$ tensión soportada por la cadena de aisladores con probabilidad 50 %. Esta tensión se denomina habitualmente “CFO”, y suele publicarse por los fabricantes en base a ensayos de fábrica realizados con ondas de impulso de rayo normalizadas.

Corriente de descarga máxima

Para una geometría de torre dada, a medida que crece I crece S , por lo que existirá un valor de corriente por encima del cuál el blindaje pasa a ser perfecto (X_s se anula) Dado que la geometría es la misma que la indicada para el “blindaje efectivo”, basta con resolver en S la ecuación vista: $X_G - X_\phi = \sqrt{S^2 - (\beta \cdot S - Y_\phi)^2} - \sqrt{S^2 - (\beta \cdot S - Y_G)^2}$ para obtener la distancia S_{\max} asociada a esa corriente máxima.

El correspondiente valor de I_{\max} se obtiene de la fórmula básica del modelo electrogeométrico: $S_{\max} = 10 \cdot I_{\max}^{0,65}$.

Tasa de falla por descarga directa

Se disponen ya de todos los elementos para calcular la tasa de falla de la línea por descarga directa:

- a) Se calcula la corriente de descarga mínima I_{\min} que produce falla de blindaje, su correspondiente “faja expuesta” X_s , y la correspondiente probabilidad P_{\min} que la corriente I_{\min} sea excedida.
- b) Se calcula la corriente de descarga máxima I_{\max} que produce falla de blindaje, y la correspondiente probabilidad P_{\max} que la corriente I_{\max} sea excedida.
- c) Dado que para I_{\max} el blindaje es perfecto ($X_s = 0$), la “faja expuesta” promedio para corrientes entre I_{\max} e I_{\min} es $X_s/2$.
- d) La tasa de falla de blindaje se calcula contando de entre el número de rayos totales por km^2 : $N = 0,04 T^{1,25}$ (T =nivel cerámico en días) aquéllos que simultáneamente inciden en una faja de ancho $X_s/2$ (en m) y tienen un valor de corriente de pico comprendido entre I_{\min} e I_{\max} .

Por lo tanto, el número N_{SF} de fallas de blindaje (descargas directas) por 100 km y por año vale:

$$N_{SF} = 0,004 T^{1,25} \cdot X_s / 2 \cdot (P_{\min} - P_{\max})$$

SOBRETENSIONES DE MANIOBRA

INTRODUCCION

Como lo indica su nombre, las sobretensiones de maniobra tienen su origen en las maniobras de apertura y cierre que se originan en las redes de potencia, eventualmente causadas por incidentes que causan cambios bruscos en la topología de la red (p.ej: cortocircuitos y la consiguiente maniobra de despeje).

Como ya se ha indicado, estas sobretensiones son típicamente impulsivas y del tipo de las llamadas de “frente lento”, con frentes de onda de décimas o centésimas de ms, y tiempos de cola de unos pocos ms.

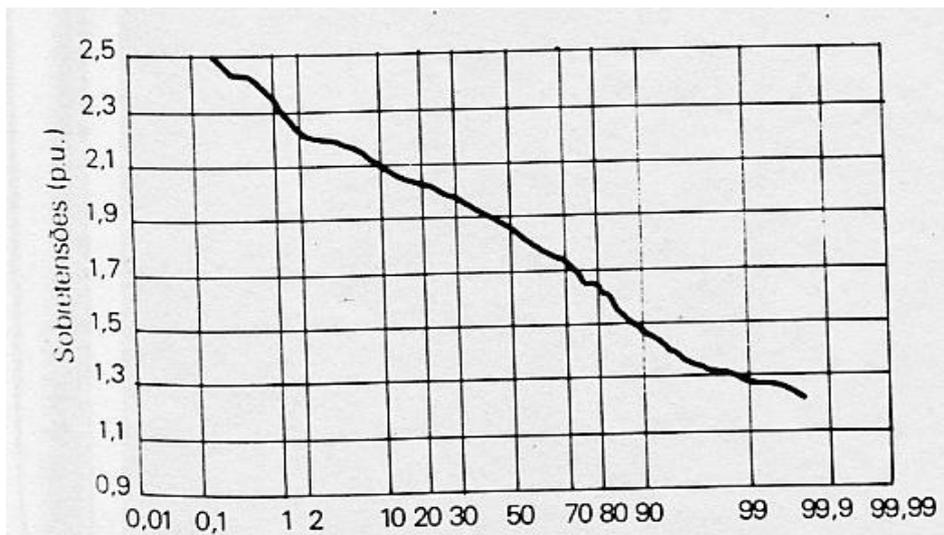
Sus valores de pico suelen ser superiores a 2 p.u, por lo que las distancias de aislación necesarias para soportarlas son sensiblemente superiores a las requeridas para soportar las sobretensiones temporarias.

Dado que la soportabilidad de las aislaciones en aire frente a sobretensiones de impulso crece al decrecer el tiempo de frente, las sobretensiones de maniobra pueden ser críticas para definir las distancias de aislación, aun cuando sus valores de pico suelen ser inferiores a los de las sobretensiones atmosféricas. Esta situación se da, en particular, para las líneas de Extra Alta Tensión (300 kV o más).

Al igual que para los otros tipos de sobretensiones, en la evaluación de las sobretensiones de maniobra aplicadas a las líneas aéreas, intervienen diversos factores probabilísticos, como ser:

- la probabilidad de ocurrencia de cortocircuitos.
- el instante de la onda de tensión en que se produce el cierre de un disyuntor.
- la dispersión estadística de los instantes exactos en que cierran los disyuntores.
- el estado de la red al momento de producirse la maniobra (particularmente: la potencia de cortocircuito en bornes del disyuntor que está maniobrando) si ésta no es programada.

En la figura se muestra, como ejemplo, una distribución de probabilidad típica de una maniobra de energización de línea.



La maniobra típica que suele definir la coordinación de aislación de líneas aéreas de EAT es la energización de líneas en sus dos principales variantes:

- Energización programada de una línea en vacío sin carga.
- Recierre de una línea (energización de una línea en vacío o con carga), por lo general precedida de una apertura a consecuencia de un cortocircuito.

Por supuesto que existe una gama mucho más amplia de maniobras posibles, como ser: maniobra de cargas capacitivas o inductivas, rechazo de carga seguido de apertura de línea en vacío, etc; pero las sobretensiones de maniobra producidas en estos casos suelen ser relevantes para el diseño de otros elementos de la red.

Al igual que en los otros tipos de sobretensiones, la evaluación de la soportabilidad de las aislaciones involucra también factores probabilísticos, en particular:

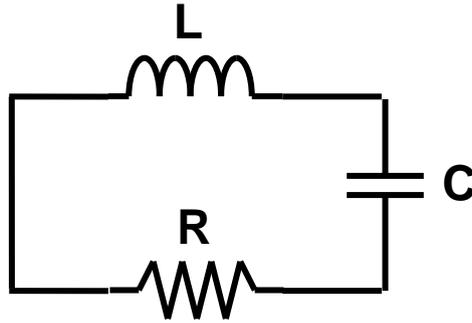
- la propia soportabilidad de las aislaciones en aire es una variable aleatoria.
- la distribución de velocidades de viento, que hace variar las distancias de aislación asociadas a las cadenas en "I".

En los diseños clásicos de líneas las sobretensiones de maniobra fase-fase no son limitantes en el diseño, dado que las distancias entre fases usadas normalmente (y definidas por otras consideraciones de diseño) las soportan sin problema. La aparición de diseños especiales (como ser las torres tipo "cross rope", en que los puentes metálicos clásicos se sustituyen por cadenas de aisladores entre fases) ha revivido el interés en evaluar con precisión las sobretensiones de maniobra fase-fase.

ENERGIZACION DE LINEAS

Análisis simplificado

Consideremos en primera instancia un circuito R-L-C como el de la figura abajo, sin fuentes de ningún tipo, por lo que solamente tendremos magnitudes del tipo transitorias.



Se cumple que la suma de las tensiones transitorias es igual a cero:

$$u_L^{tr} + u_R^{tr} + u_C^{tr} = 0$$

Sustituyendo:

$$L \frac{di^{tr}}{dt} + Ri^{tr} + \frac{1}{C} \int i^{tr} .dt = 0$$

Derivando la expresión a efectos de eliminar la integral, y dividiendo por L:

$$\frac{d^2 i^{tr}}{dt^2} + \frac{R}{L} i^{tr} + \frac{i^{tr}}{L.C} = 0$$

Para resolver esta ecuación diferencial de segundo orden de coeficientes constantes, se considera esta solución tentativa:

$$i^{tr} = I'.e^{\alpha.t} \text{ (con } I', \alpha \text{ complejos, y eligiendo al final del proceso la parte real de la solución)}$$

Su derivada primera es:

$$\frac{di^{tr}}{dt} = \alpha.I' .e^{\alpha.t}$$

y su derivada segunda:

$$\frac{d^2 i^{tr}}{dt^2} = \alpha^2 .I' .e^{\alpha.t}$$

Sustituyendo en la ecuación diferencial y cancelando el factor común $I' .e^{\alpha.t}$:

$$\alpha^2 + \frac{R}{L} \alpha + \frac{1}{L.C} = 0$$

Resolviendo esta ecuación para α :

$$\alpha = -\frac{R}{2.L} \pm j \sqrt{\frac{1}{L.C} - \left(\frac{R}{2.L}\right)^2}$$

Definiendo la constante de tiempo $T=L/R$ y denominando ν a la raíz cuadrada:

$$\alpha = -\frac{1}{2.T} \pm j.\nu$$

El término exponencial de la solución puede ser escrito:

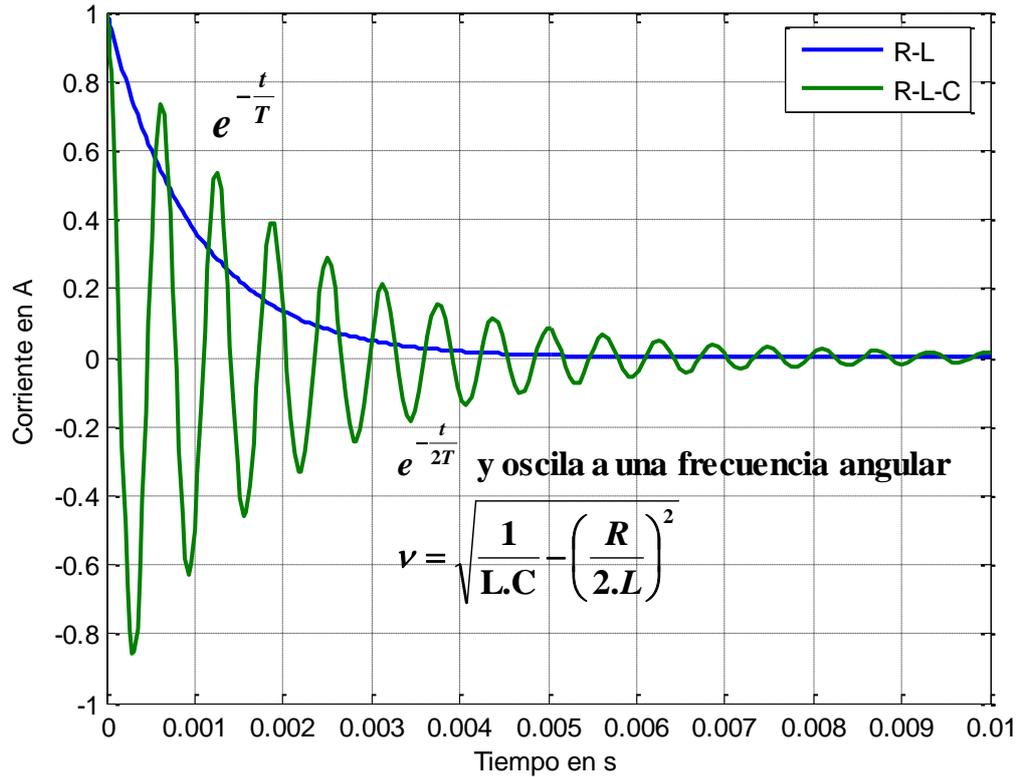
$$e^{\alpha.t} = e^{-\frac{t}{2.T}} . e^{\pm j.\nu.t} = e^{-\frac{t}{2.T}} . (\cos \nu.t \pm j.\sin \nu.t)$$

Si tomamos parte real, y llamamos I_1^{tr} e I_2^{tr} a las constantes reales arbitrarias de integración resultantes, la solución completa del transitorio de corriente es de la forma:

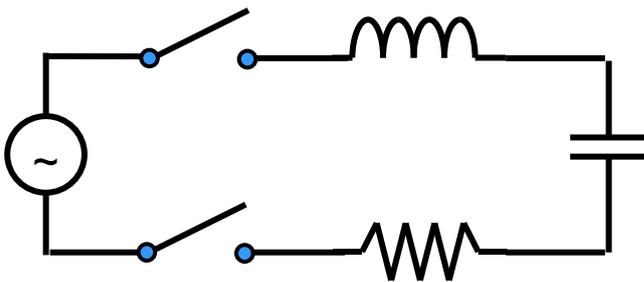
$$i^{tr} = e^{-\frac{t}{2.T}} . (I_1^{tr} . \cos \nu.t + I_2^{tr} . \sin \nu.t)$$

que se puede poner como:

$$i^{tr} = e^{-\frac{t}{2.T}} . (I_{tr} . \cos(\nu t + \gamma))$$



La energización de una línea aérea en vacío no compensada (sin reactor de línea) puede analizarse en forma muy simplificada estudiando, precisamente, lo que ocurre al energizar un circuito monofásico R-L-C, siendo R,L los parámetros longitudinales de la línea y C su capacitancia paralelo.



La ecuación diferencial aplicable es:

$$L \frac{di}{dt} + R.i + \frac{1}{C} \int i.dt = E.\cos(\omega.t + \psi)$$

Dado que se supondrá la energización en $t=0$, ψ identifica el instante de cierre respecto a la onda de la fuente.

La solución i^{tr} de la ecuación homogénea, cuya forma acabamos de analizar, define el transitorio de la corriente:

$$i^{tr} = I^{tr} \cdot e^{-\frac{t}{2.T}} \cdot \cos(\nu.t + \gamma)$$

en que $T=L/R$ y $\nu = \sqrt{\frac{1}{L.C} - \left(\frac{R}{2.L}\right)^2}$. En los sistemas de potencia $R \ll L$ de dónde:

$$\nu \approx \sqrt{\frac{1}{L.C}}$$

La tensión transitoria en extremos del capacitor está dada por:

$$\begin{aligned} u_c^{tr} &= -\left(R \cdot i^{tr} + L \frac{di^{tr}}{dt}\right) = L \cdot I^{tr} \cdot e^{-t/(2.T)} \cdot \left[\nu \cdot \sin(\nu.t + \gamma) + \frac{1}{2.T} \cos(\nu.t + \gamma) - \frac{R}{L} \cos(\nu.t + \gamma)\right] = \\ &= L \cdot I^{tr} \cdot e^{-t/(2.T)} \cdot \left[\nu \cdot \sin(\nu.t + \gamma) - \frac{1}{2.T} \cos(\nu.t + \gamma)\right] \end{aligned}$$

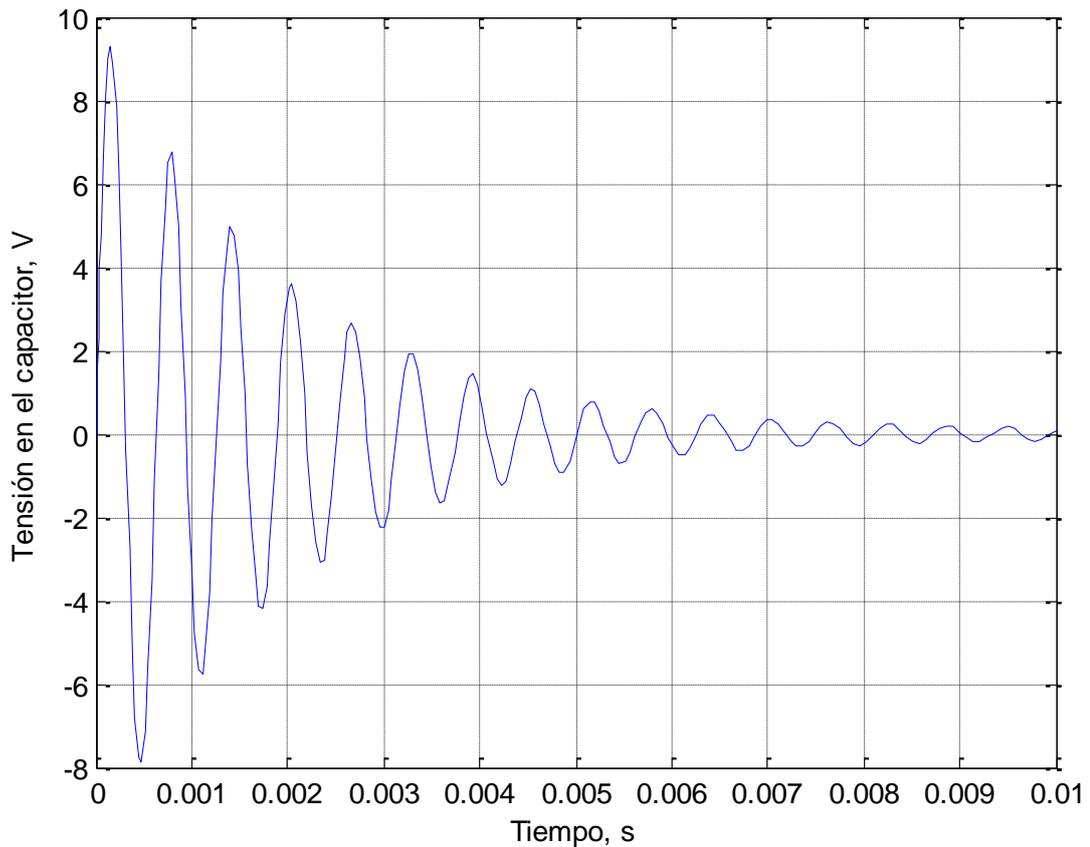
Los términos seno y coseno se pueden agrupar en una función seno, con un ángulo de desplazamiento δ :

$$u_c^{tr} = \sqrt{L/C} \cdot I^{tr2} \cdot e^{-t/(2.T)} \cdot [\sin(\nu t + \gamma - \delta)]$$

siendo:

$$\tan(\delta) = R/(2L\nu) \quad I^{tr2} = I^{tr} / \cos\delta$$

Se observa que el transitorio de tensión es una oscilación a la frecuencia natural del circuito, amortiguada por una constante de tiempo $2.T$:



Ejemplo:

Para una línea de 500 kV típica: $L=0,8$ mH/km; $R=0,03$ ohm/km; de donde $2T=53$ ms

Al término $\sqrt{L/C}$ se le denomina (por razones obvias) “resistencia de oscilación” del circuito y notaremos:

$$U_c^{tr} = \sqrt{L/C} \cdot I^{tr2}.$$

Las constantes γ e I^{tr2} se obtienen imponiendo continuidad en la corriente a través de la inductancia y en la tensión entre bornes del capacitor. Una forma eficiente de resolverlo es hallar las correspondientes magnitudes de régimen:

$$i^{re} = I^{re} \cos(\omega.t + \varphi)$$

$$u_C^{re} = \frac{I^{re}}{\omega.C} \sin(\omega.t + \varphi)$$

Notaremos $U_C^{re} = \frac{I^{re}}{\omega.C}$ (valor de pico de u_C^{re} en régimen), y dónde:

$$I^{re} = \frac{E}{Z} \text{ siendo } Z = \sqrt{R^2 + \left(\omega.L - \frac{1}{\omega.C} \right)^2}$$

El defasaje entre el ángulo de fase de la corriente φ y el de la tensión ψ se obtiene de:

$$\tan(\varphi - \psi) = -\frac{\left(w.L - \frac{I}{w.C}\right)}{R}$$

Suponiendo que la línea estaba inicialmente en vacío y descargada:

$$\begin{array}{ccc} i^{tr}(0) + i^{re}(0) = 0 & & \\ \swarrow \quad \searrow & & \\ I^{tr} \cos(\gamma) + I^{re} \cos(\varphi) = 0 & & \text{(en vacío)} \end{array}$$

$$\begin{array}{ccc} u_c^{tr}(0) + u_c^{re}(0) = 0 & & \\ \swarrow \quad \searrow & & \\ \sqrt{\frac{L}{C}} \cdot I^{tr2} \cdot \sin(\gamma - \delta) + \frac{I^{re}}{wC} \sin(\varphi) = 0 & & \text{(descargada)} \end{array}$$

Se observa, en particular, que el transitorio depende del instante de cierre, dado por el parámetro φ .

Observar que para R pequeña y valores de L y C habituales se cumple que:

$$\begin{aligned} \varphi - \psi &\approx 90^\circ \text{ por lo que:} \\ E \cdot \cos(\omega t + \psi) &\approx E \cdot \sin(\omega t + \varphi) \end{aligned}$$

lo cual vincula en forma sencilla el parámetro φ con el punto de la onda de tensión de la fuente en que cierra el disyuntor.

Observamos además que $\delta \approx 0$, situación habitual en los sistemas de potencia dado que la R de las líneas es pequeña.

A fin de tener una idea de cómo influyen los diferentes parámetros, analicemos el siguiente caso particular:

A) El cierre ocurre en $\varphi=90^\circ$, instante en el cuál la corriente de régimen está pasando por cero, y la tensión de régimen del capacitor (y la de la fuente) alcanza su máximo. Observamos además que, como ya se ha dicho, $\delta \approx 0$, dado que la R de las líneas es pequeña.

$$v \approx \sqrt{\frac{I}{L.C}}$$

Recordando que:

$$\sqrt{\frac{L}{C}} \cdot I^{tr2} \cdot \sin(\gamma - \delta) + \frac{I^{re}}{\omega C} \sin(\varphi) = 0$$

para el caso particular que estamos analizando:

$$I^{tr2} \cdot \sin \gamma = -\frac{I^{re}}{\omega \sqrt{CL}} \sin(\varphi) = -\frac{V}{\omega} I^{re} \sin(\varphi)$$

Recordando además que:

$$I^{tr2} \cdot \cos(\gamma) = -I^{re} \cdot \cos(\varphi)$$

Dividiendo ambas expresiones:

$$\tan \gamma = \frac{V}{\omega} \tan(\varphi)$$

se deduce entonces que $\gamma=90^\circ$, y por lo tanto:

$$I^{tr2} = -\frac{V}{\omega} I^{re}$$

$$U_C^{tr} = -\frac{I^{re}}{\omega C} = -U_C^{re}$$

La expresión en función del tiempo, para este caso particular de la tensión entre bornes del capacitor resulta:

$$u_C(t) = U_C^{re} \left[\cos(\omega t) - e^{-\frac{t}{2T}} \cos(\nu t) \right]$$

y en forma similar:

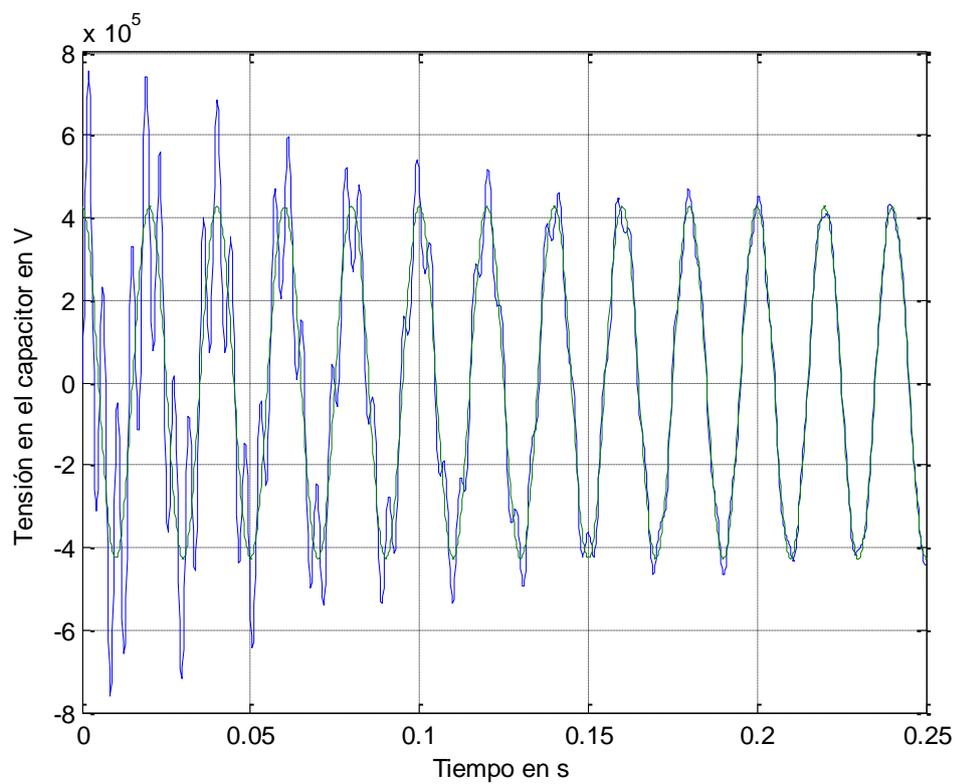
$$i(t) = I^{re} \left[-\sin(\omega t) + \frac{V}{\omega} e^{-\frac{t}{2T}} \sin(\nu t) \right]$$

Dado que habitualmente $\nu \gg \omega$ resulta u_C aproximadamente el doble de la tensión de régimen para $t = \text{primer medio período de oscilación natural}$.

La corriente puede alcanzar valores mucho mayores debido a que está afectada por el factor ν/ω .

Ejemplo

Para una línea de 500 kV típica de 200km sus parámetros son: $R=4\Omega$, $L=0.16$ H y $C=2.8$ μF , por lo que se tiene una frecuencia natural de aproximadamente 240 Hz.



B) Si ahora el cierre ocurre en $\varphi=0$, esto es, en el instante en que la corriente en régimen es máxima y la tensión del capacitor pasa por cero, haciendo un desarrollo análogo al anterior llegamos a:

$$\gamma = 0^\circ$$

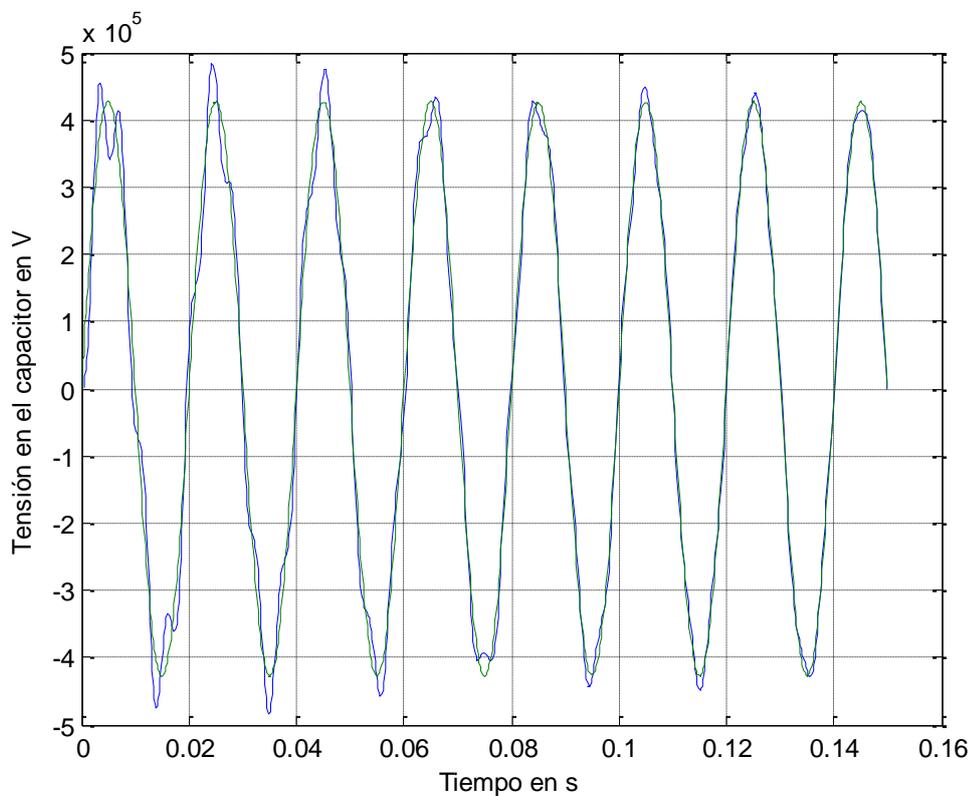
$$I^{tr} = -I^{re}$$

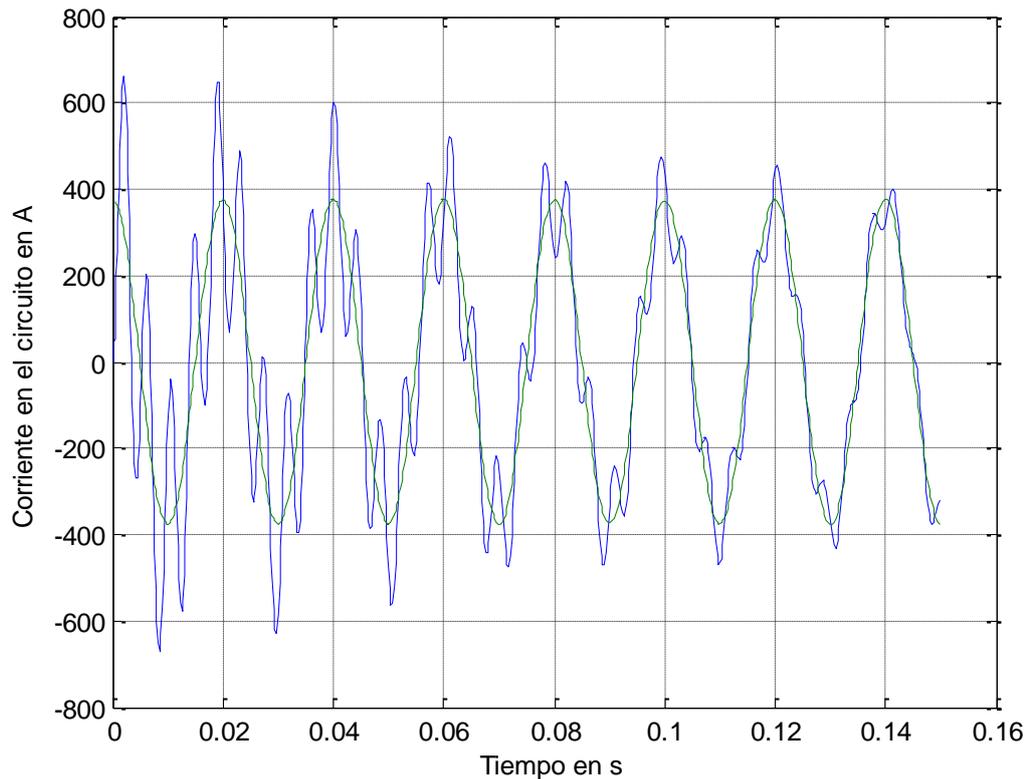
$$U_C^{tr} = -\frac{w}{v} U_C^{re}$$

$$u_C = U_C^{re} \left[\sin(w.t) - \frac{w}{v} e^{-t/2T} \sin(v.t) \right]$$

$$i = I^{re} \left[\cos(w.t) - e^{-t/2T} \cos(v.t) \right]$$

Se deduce que, la tensión en el capacitor no crece en forma apreciable durante el transitorio.





Las principales consecuencias que se deducen de este análisis cualitativo son:

- Es de esperar tensiones de energización de hasta dos veces la tensión de régimen, y el valor depende del instante de cierre.
- El transitorio se manifiesta a través de una onda de frecuencia superior a la industrial “superpuesta” a esta y que se amortigua a los pocos ciclos.
- El valor de pico es proporcional a la tensión de régimen por lo que (por el efecto Ferranti) es de esperar que aumente al subir la longitud de la línea.

Métodos de análisis de la energización

Los casos “reales” de energización son bastante más complejos que la situación simplificada que presentamos anteriormente debido, en particular a que:

- A. Incluso en los modelos más simplificados el circuito suele tener más de una frecuencia natural .P.ej: la representación más sencilla de la línea aérea es un circuito “pi”, por lo que en el transitorio aparecen 2 circuitos R-L-C conectados, (la línea y el equivalente del resto del sistema) en vez de uno sólo
- B. Las líneas aéreas reales son trifásicas, por lo que (aun siendo perfectamente traspuestas) el modelado simplificado no se puede hacer con un único circuito equivalente sino con dos circuitos modales (secuencia positiva=secuencia negativa y secuencia cero).

Aun cuando el funcionamiento de régimen sea perfectamente equilibrado, siempre existen condiciones iniciales de secuencia cero, debido a que las 3 fases nunca se energizan simultáneamente.

Esto implica que el circuito equivalente de secuencia cero siempre está presente y, por lo tanto, las ondas de tensión transitoria se forman componiendo funciones oscilatorias de 2 frecuencias naturales (la de secuencia positiva y la de secuencia cero).

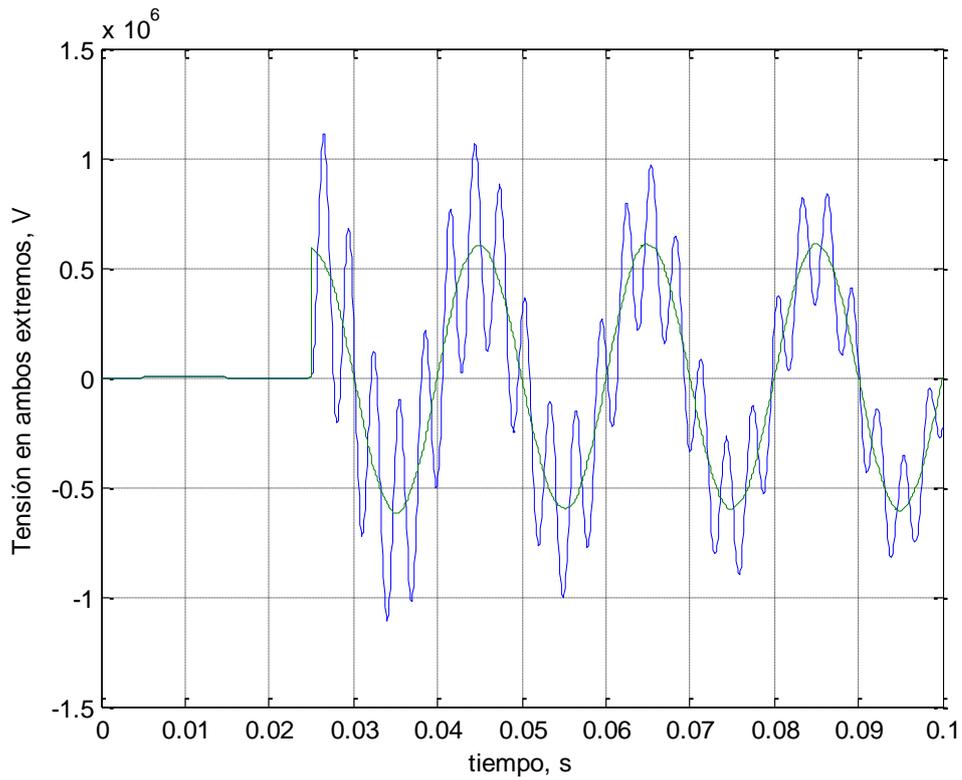
C. Como ya se ha mencionado: debido a la dispersión mecánica de los contactos de los disyuntores, las 3 fases nunca se energizan simultáneamente. Esto implica que sólo la primer fase que cierra lo hace contra un capacitor descargado: las otras 2 fases ya cierran contra una línea “cargada” por acoplamiento capacitivo con la fase ya energizada.

D. El modelo preciso para representar líneas aéreas no es el modelo sencillo de parámetros concentrados, sino un modelo de parámetros distribuidos. La teoría de ondas asociada determina que los efectos de la energización en el extremo emisor no se “sientan” en el extremo receptor hasta transcurrido el tiempo de tránsito de la línea. Esto introduce una constante de tiempo adicional que la teoría simplificada no considera.

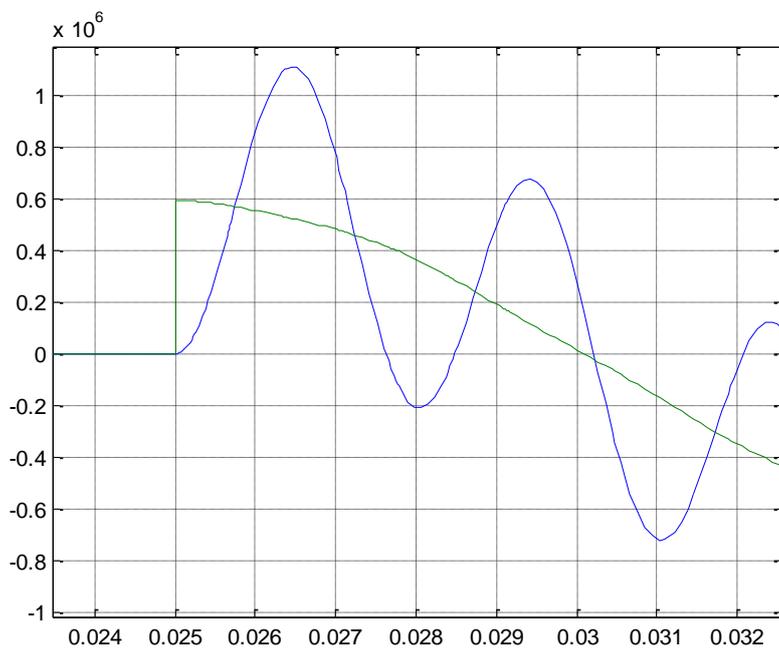
Asimismo: la onda incidente se duplica en el extremo abierto, y este pico de la onda reflejada tiende a aumentar el pico de energización en el extremo emisor luego del doble del tiempo de tránsito de la línea.

(Ejemplo: para una línea de 200 km, y suponiendo que la velocidad de tránsito es exactamente la de la luz, el tiempo de tránsito es de 0,67 ms) .

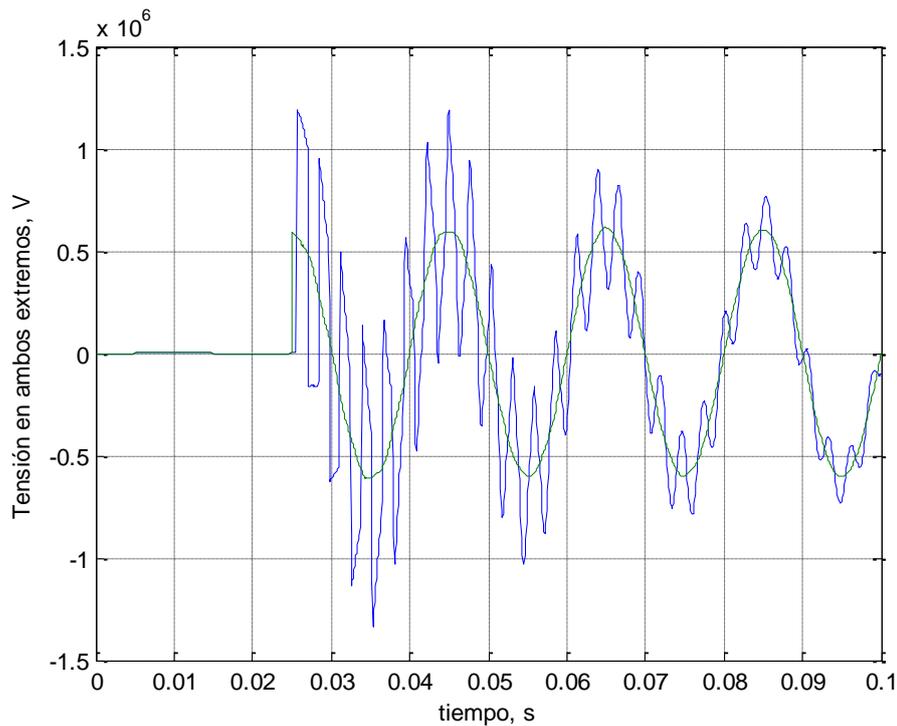
Estas sucesivas ondas incidentes y reflejadas son las responsables del típico aspecto “puntiagudo” de los oscilogramas de tensión durante la energización (Ver figuras)



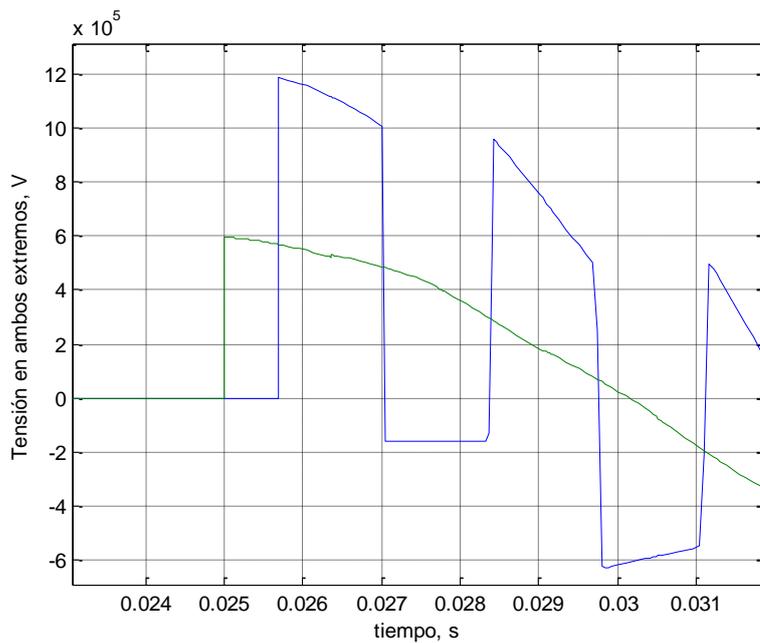
Energización usando parámetros concentrados (una sección π)



Zoom instante de la energización



Energización usando parámetros distribuidos



Zoom instante de la energización

E. La presencia habitual de reactores de línea modifica los valores de pico de las sobretensiones (observar que, en particular, modifica las tensiones de régimen) e introduce otras frecuencias naturales.

Por lo tanto: si bien el análisis simplificado que mostramos da una idea bastante clara de cómo influyen los parámetros relevantes, el cálculo de sobretensiones de energización debe hacerse, en rigor, por medio de simulaciones digitales.

De acuerdo a lo visto, se hace necesario en estas simulaciones:

- “Barrer” adecuadamente todo el ciclo de frecuencia industrial, a fin de considerar todos los posibles instantes de cierre .
- Considerar diversos escenarios de generación que hagan variar en forma significativa la inductancia del lado fuente.

Las características principales del modelado habitual son las siguientes:

- Tiempo total de estudio: unos pocos ciclos.
- Máquinas representadas por fuentes de tensión.
- Equivalentes de red por medio de circuitos de elementos concentrados.
- Líneas representadas con modelos de parámetros distribuidos, con posibilidad de representar líneas no traspuestas
- Reactores de línea modelados como elementos concentrados.
- Representación de eventuales descargadores de punta de línea por medio de modelos no lineales específicos.(Los descargadores limitan en forma importante las sobretensiones en los lugares en que se ubican, pero no tanto “en el medio” de la línea).
- Disyuntores como llaves ideales, con la posibilidad de fijar instantes de cierre independientes para cada polo. Se deben incluir eventuales llaves auxiliares para modelar las resistencias de preinserción.

RECIERRE DE LINEAS

Análisis simplificado

El análisis simplificado hecho para la energización convencional (sin carga atrapada) sigue siendo válido,pero ahora la condición inicial para la tensión en bornes del condensador pasa a ser:

$$u_C^{tr}(0) + u_C^{re}(0) = U_0$$

siendo U_0 la tensión “atrapada” en el capacitor en el momento del recierre.

Sustituyendo por los términos deducidos anteriormente y pasando la expresión del régimen permanente a la derecha:

$$\sqrt{\frac{L}{C}} \cdot I^{tr2} \cdot \sin(\gamma - \delta) = -U_C^{re} \cdot \sin(\varphi) + U_0$$

Si denominamos $K = \frac{U_0}{U_C^{re} \cdot \sin(\varphi)}$ (observar que el denominador es proporcional a la tensión de fuente en el instante de cierre) resulta, con las mismas aproximaciones y notaciones que antes:

$$\tan \gamma = (K - 1) \cdot \frac{v}{w} \tan(\varphi)$$

$$u_c(t) = U_c^{re} \cdot \left\{ \sin(\omega t + \varphi) - e^{-t/(2T)} \cdot \sqrt{\left[\sin(\nu t + \gamma) \cdot (K-1)^2 \cdot \sin^2 \varphi + \left(\frac{\omega}{\nu}\right)^2 \cos^2 \varphi \right]} \right\}$$

Analicemos el caso particular $\varphi=270^\circ$, de donde $\gamma=90^\circ$ y resulta:

$$u_c(t) = U_c^{re} \cdot \left[-\cos(\omega t) - e^{-t/(2T)} \cdot \cos(\nu t) \cdot (K-1) \right]$$

Observamos que $u_c(t)$ depende de la diferencia entre la tensión atrapada y la tensión de fuente (el factor $K-1$), y que (para una tensión atrapada dada) el pico del transitorio es más grande cuando $K-1$ es negativo y de valor absoluto grande (tensión de fuente en el momento del cierre de polaridad opuesta a la tensión atrapada.)

El peor caso en nuestro ejemplo ($\varphi=270^\circ$) se da, por lo tanto, si la línea queda cargada al pico positivo de la tensión de régimen (situación normal, dado que los disyuntores tienden a abrir en el cero de corriente, y el factor de potencia de la línea en vacío es casi nulo) y el disyuntor cierra en el pico de polaridad opuesta, resultando $K=-1$.

Con las mismas consideraciones que las del caso sin carga atrapada: transcurrido medio ciclo de la frecuencia natural de la línea, la tensión en el condensador alcanza un valor de $u_c \approx$ tres veces la tensión de régimen, por lo que evidentemente es un peor caso que el de energización sin carga.

Métodos de análisis del recierre

Valen las mismas consideraciones que para la energización convencional.

Consideraciones sobre la carga atrapada en la línea

La situación real de energización con carga atrapada se da cuando se abre una línea en vacío (situación que siempre se da para el segundo disyuntor que abre una línea con disyuntor en sus 2 extremos), con o sin falta, y luego se la recierra antes que tenga tiempo de drenar su carga atrapada.

Cabe destacar que las líneas no compensadas y sin dispositivos especiales para drenar la carga (resistencia de apertura, p.ej) pueden conservar la carga durante varios minutos. El drenaje se realiza en tales casos lentamente (muy lentamente si el clima es seco) a través de las cadenas de aisladores o (bastante más rápido) a través de eventuales transformadores de tensión inductivos que puedan estar conectados a la línea abierta.

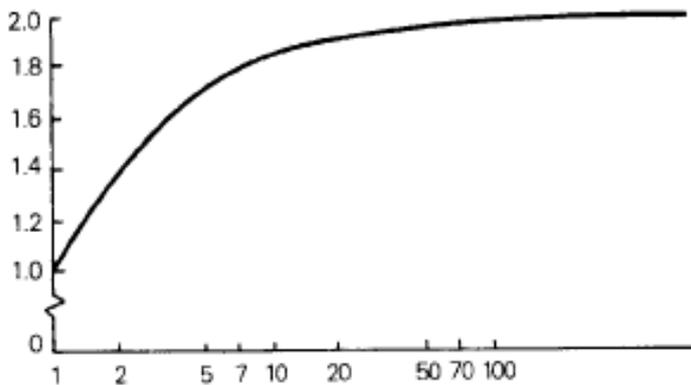
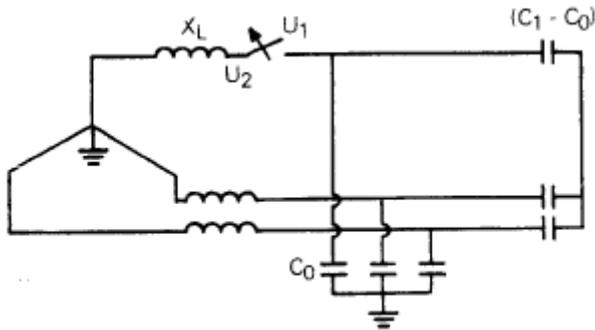
Para el caso especial del reenganche automático rápido, con tiempos muertos inferiores al segundo, es de esperar, por lo tanto, que los cierres se hagan sobre una carga atrapada importante (incluso si la línea es compensada) en ausencia de resistores de apertura o transformadores de tensión inductivos.

(Una excepción a esta regla es, obviamente, cuando la apertura se hace a causa de una falta trifásica)

Como ya se ha mencionado anteriormente, incluso los casos de energización convencional se hacen sobre alguna carga atrapada, debido a la dispersión del instante de cierre entre las 3 fases.

Cabe recordar, asimismo, que las aperturas se realizan en los ceros de corriente y que las líneas en vacío son circuitos con factor de potencia casi nulo. Esto implica, en particular, que es de esperar que las aperturas dejen “atrapadas” tensiones del orden de la tensión de pico de la fuente.

En rigor: para líneas trifásicas esta tensión atrapada suele ser aun mayor para la primer fase que abre (valor típico: 1,2 p.u.), a consecuencia del acoplamiento capacitivo con las fases aun cerradas



Tensión de pico primera fase en p.u. en función de C_1/C_0 .

Si la apertura es trifásica y debida a una falta monofásica (situación muy habitual), la tensión atrapada en las fases sanas será aun mayor (efecto del factor de puesta a tierra).

Cuando la línea está compensada con reactores, la carga atrapada se mantiene oscilando entre los reactores y las capacitancias de la línea, amortiguándose a causa principalmente de las pérdidas en el reactor.

La oscilación se da a la frecuencia natural del circuito.

Si la línea es trifásica debe hablarse, con más propiedad, de “las” frecuencias naturales del circuito. En efecto, como ya se ha mencionado más arriba, es necesario considerar las 3 frecuencias naturales modales de oscilación: f_0 (modo de tierra, o de secuencia cero), f_1 (secuencia positiva o modo aéreo) y f_2 (secuencia negativa, o segundo modo aéreo).

Para el caso particular de las líneas traspuestas: $f_1=f_2$.

Como ya se ha mencionado (en otro contexto) en relación a la energización: aunque las condiciones de régimen antes de la apertura sean perfectamente equilibradas, salvo

casos muy especiales (compensación 100 %) siempre se excita la secuencia cero debido a que las 3 fases nunca abren en el mismo instante. (Y si el motivo de la apertura es una falta desequilibrada, este hecho es aun más evidente).

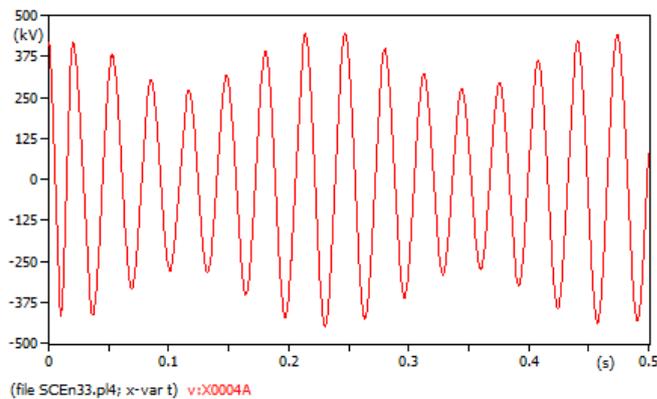
La descarga oscilatoria es entonces (para líneas traspuestas) de doble frecuencia, de la forma general:

$$V(t) = A \cdot \cos(w_1 \cdot t) + B \cdot \cos(w_0 \cdot t) = K \cdot \cos\left[\frac{(w_0 + w_1)}{2} t\right] \cdot \cos\left[\frac{(w_0 - w_1)}{2} t\right] + (B - A) \cdot \cos(w_0 \cdot t)$$

siendo K , A , B constantes.

El término en $\cos(w_0 t)$ suele ser pequeño (pues $B-A$ es pequeño).

La oscilación toma entonces la forma característica con un “batido” de 2 frecuencias



Dado que la secuencia cero siempre tiene más amortiguamiento que la secuencia positiva, al irse extinguiendo el transitorio va “quedando” sólo una oscilación de frecuencia f_1 .

(Ejemplo: si el reactor es de factor de calidad 100, la constante de tiempo de la secuencia positiva $2T$ es del orden de los 600 ms.)

Esta situación no se da si la línea no es traspuesta, dado que al avanzar el transitorio la frecuencia f_2 “sobrevive” en forma análoga a la f_1 .

La consecuencia práctica es que la tensión que se encuentra en la línea al momento del recierre puede llegar a subestimarse si una línea no traspuesta se modela como traspuesta.

Observación:

Las frecuencias naturales suelen expresarse en función del porcentaje de compensación del reactor.

Si $Q_C = V^2 \cdot C_1 \cdot \omega$ es la potencia reactiva suministrada por la línea y $Q_L = V^2 / (L_1 \cdot \omega)$ es la potencia reactiva suministrada por el reactor (ambas en la red de secuencia positiva), sea $k_1 = Q_L / Q_C$ el porcentaje de compensación.

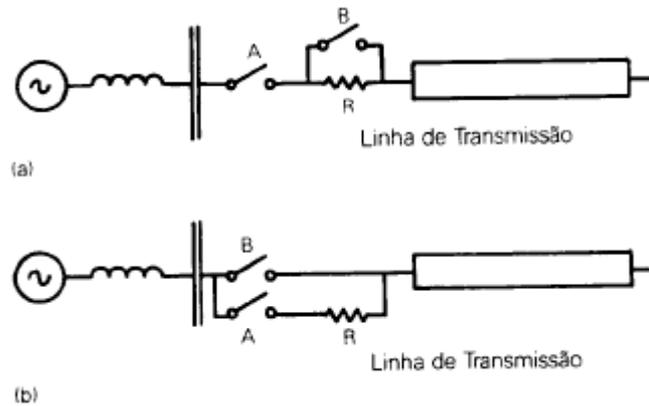
Es fácil ver que $f_1 = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \sqrt{L_1 \cdot C_1}} = \sqrt{k_1} \cdot f$, siendo f la frecuencia industrial.

(En forma análoga: $f_0 = \sqrt{k_0} \cdot f$)

MEDIDAS DE MITIGACION

A. Resistencias de preinserción

En la figura se observan 2 esquemas habituales de inserción de resistores para la energización de líneas.

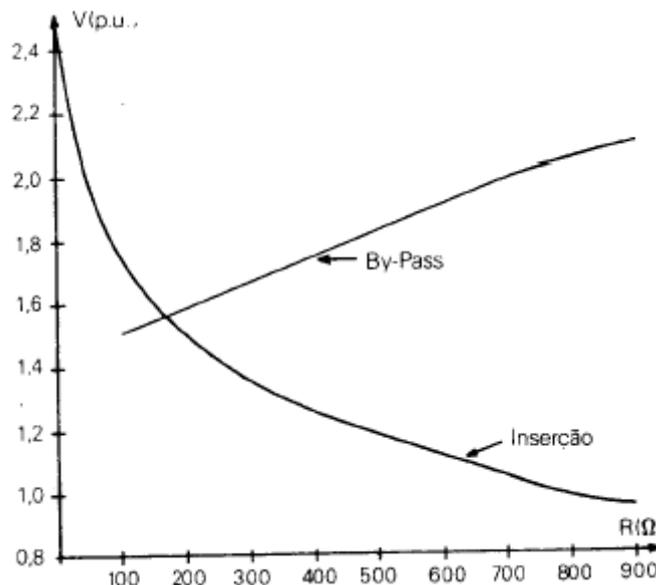


El efecto del resistor sobre las sobretensiones de energización es doble:

- Baja el escalón de tensión inyectado a la línea (en el modelo de parámetros concentrados: baja la tensión de régimen postmaniobra).
- Baja las amplitudes de las ondas reflejadas en el extremo emisor.

Este último efecto es relevante, ya que los picos de sobretensión en el extremo remoto de la línea no necesariamente se dan en la primera reflexión en ese extremo abierto

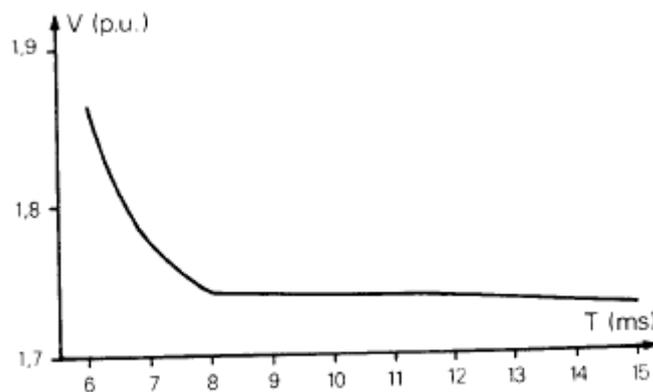
En teoría, existe un valor óptimo del resistor que permite disminuir al máximo las sobretensiones de la línea. La existencia de este valor óptimo se debe a que el by-pass del resistor (que se realiza unos pocos ms después de su inserción, para evitar aumentar las pérdidas en la línea) produce un segundo “transitorio de energización” con valores de sobretensión crecientes mientras más grande sea el resistor cortocircuitado.



El valor óptimo del resistor suele ser del orden de la impedancia de onda de la línea (200 a 400 ohms), y se puede determinar mediante numerosas simulaciones con diferentes valores de resistencia

(Observación: Un valor del orden de la impedancia de onda de la línea permite, en particular, evitar reflexiones en la impedancia fuente del extremo emisor, pero no es el único factor a tener en cuenta)

El resistor debe estar presente en el circuito durante al menos el doble del tiempo de tránsito de la línea, dado que (como ya dijimos) es importante que amortigue el pico de la onda reflejada que vuelve del extremo abierto. En la práctica suelen manejarse tiempos mayores (6 a 15 ms.), y se puede verificar que a partir de cierto tiempo no es de utilidad seguir manteniendo el resistor en el circuito.



B. Maniobra sincronizada

Como ya se ha visto en nuestro modelo simplificado, los picos del transitorio de energización se reducen mucho si en el momento de cierre la tensión de la fuente pasa por cero.

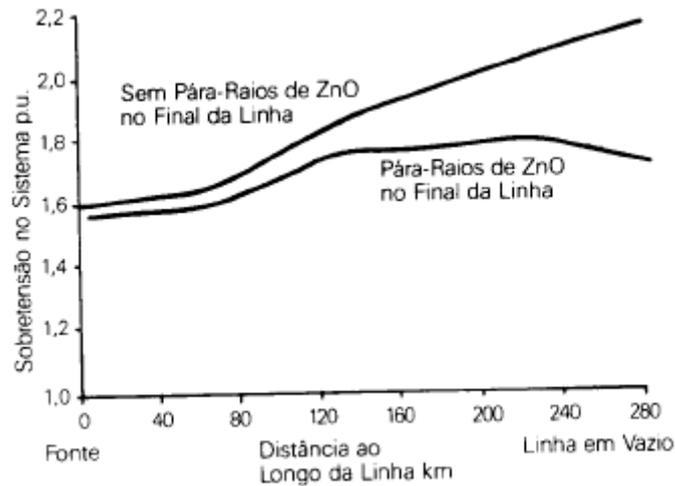
La maniobra sincronizada busca, por lo tanto, calcular con la mayor precisión posible el instante en que se debe dar el orden de cierre en cada polo para que se cumpla con esta condición. Para ello el equipo debe tener en cuenta aspectos tales como los tiempos mecánicos de cierre y la rigidez dieléctrica del medio aislante del disyuntor (a efectos de predecir el instante en que se produce el arco entre los contactos acercándose). Los equipos modernos incluso van “ajustando” el momento de cierre de acuerdo al “éxito” de las maniobras anteriores (midiendo la tensión de fuente en el momento en que se establece la corriente), a efectos de tener en cuenta las variaciones a lo largo del tiempo de los tiempos mecánicos asociados.

Para el caso de maniobras de recierre, ahora el instante óptimo es aquél en el cuál la diferencia de tensiones a ambos lados del disyuntor es nula. Para que el equipo funcione eficientemente se hace necesario, por lo tanto, disponer de transformadores de tensión a ambos lados del disyuntor.

C. Otros

- La presencia de descargadores en los extremos de línea (particularmente el extremo receptor) permite controlar las tensiones localmente y (por lo tanto) los picos de las ondas de tensión que

vuelven al extremo opuesto. Su influencia, no obstante, es importante en el punto en que están colocados y no tanto en el resto de la línea



- Los reactores de línea suelen dimensionarse para controlar las tensiones en el extremo abierto (efecto Ferranti) en el estado de régimen luego de la maniobra de energización. Si bien no se instalan específicamente para controlar el transitorio, tienen un efecto beneficioso sobre el mismo, dado que :
 - el valor de régimen postmaniobra en el instante de la maniobra condiciona el valor inicial del transitorio (ver modelo simplificado).
 - la terminación de la línea deja de ser una impedancia infinita (línea abierta), por lo que disminuye el coeficiente de reflexión en el extremo receptor.

Comentario: Como regla general, existe un límite práctico por debajo del cuál no es económico reducir las sobretensiones de maniobra. Este límite está dado por las sobretensiones que aparecen en las fases sanas al ocurrir un cortocircuito (durante la falla y posterior apertura). Estas tensiones son del orden de 2 p.u.

VALORES TÍPICOS DE SOBRETENSIONES DE MANIOBRA

La tabla adjunta resume los valores típicos de sobretensión que es dable esperar en los sistemas de potencia a causa de maniobras en la red, con y sin medidas de mitigación.

Tipo de Manobra	Sem Equipamentos Especiais			Com Resistor (300 a 600Ω)		Com Sincronização Sem Resistor
	Valor Máximo em p.u.		Desvio Padrão %	Valor Máximo	Desvio Padrão %	Valor Máximo
	Início Linha	Fim Linha				
Energização de Linhas	1,5 a 2,5	2,0 a 3,0 ⁽¹⁾	15 a 20	1,3 a 2,2	4 a 8	1,45 a 1,7
Religamento Tripolar	2,0 a 3,0	3,0 a 5,0 ⁽²⁾	10 a 25	1,2 a 1,7 ⁽³⁾ 1,5 a 2,5		1,3 a 1,6
Religamento Monopolar	< 2,0	1,8 a 2,5 ⁽⁴⁾		< 1,8 ⁽⁴⁾ < 2,3		
Eliminação de Curto	< 2,0	< 2,5		1,5 ⁽³⁾		
Rejeição de Carga	1,25 a 1,75	1,5 a 2,0		1,5 ⁽³⁾		
Ocorrência de Curtos	1,3 a 1,6	1,6 a 2,2				
Abertura de Cargas Indutivas	2,5			1,3 a 1,5 ⁽³⁾		
Abertura de Linhas em Vazio	1,3 a 1,5					
Energização de Linha + Transformador	1,2 a 1,8					
Energização de Bancos de Capacitores	2,0					
Primeira Reignição do Banco de Capacitor	3,0					

- Notas: (1) Usando pára-raios estes valores ficam entre 2 e 2,2
 (2) Valores indicados são pessimistas
 (3) Com resistor em abertura
 (4) Presença de reatores na linha

PROCESAMIENTO ESTADISTICO DE LAS SOBRETENSIONES DE MANIOBRA

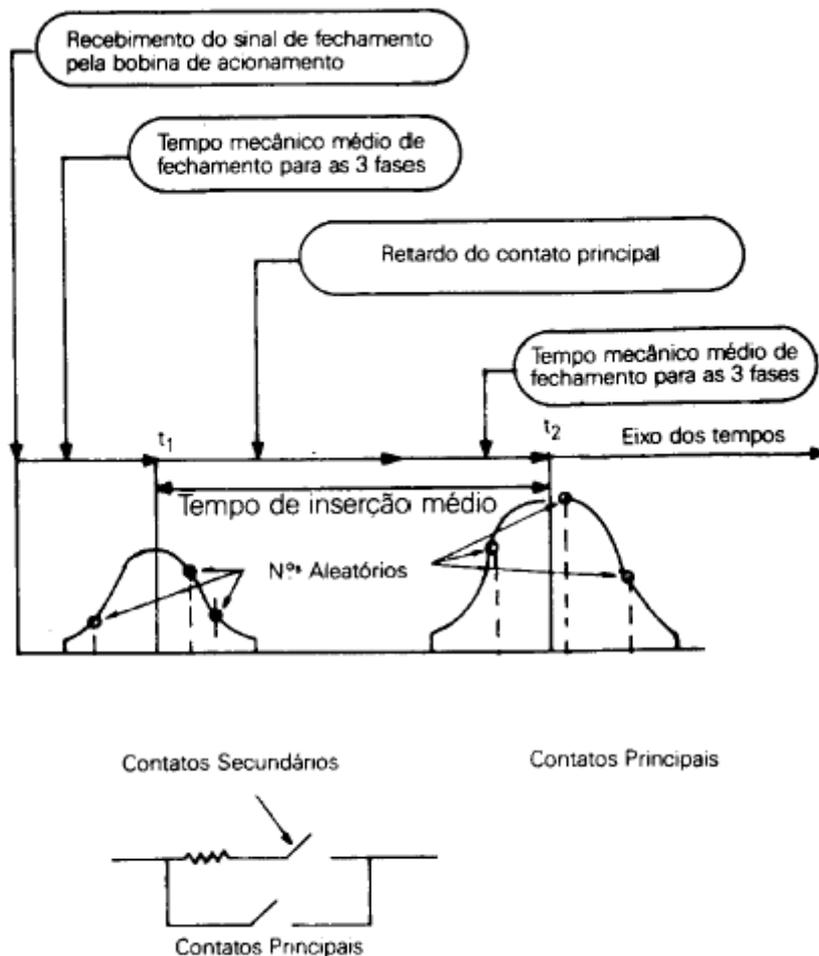
Ya se ha mencionado que la sobretensión de maniobra a causa de energizaciones (con o sin carga atrapada) es una variable aleatoria con una cierta distribución de probabilidad, debido principalmente a la aleatoriedad del instante de cierre con respecto a la onda de tensión de la fuente y a la dispersión del momento exacto en que se establece la corriente en cada fase .

Otros factores de aleatoriedad, como ser la potencia de cortocircuito de la fuente, suelen no tenerse en cuenta; realizando las simulaciones en el “peor caso” (en la mayoría de los casos: potencia de cortocircuito mínima).

Las simulaciones se suelen hacer asumiendo:

- distribución uniforme para el instante de cierre (energización de la bobina de cierre del disyuntor) en la onda de tensión.
- distribución gaussiana para el cierre mecánico de los contactos.

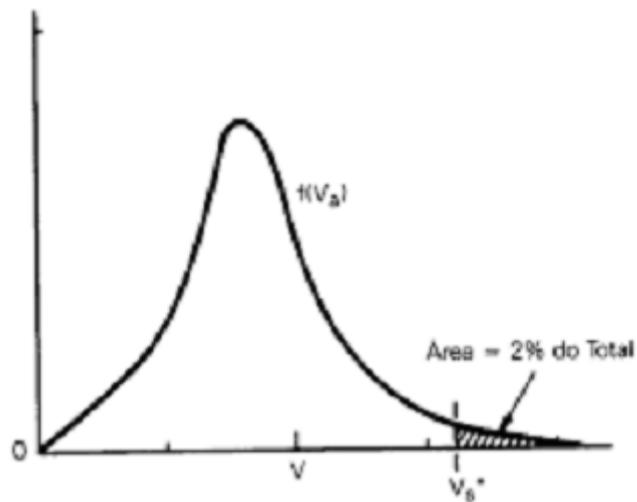
En esta distribución gaussiana el valor medio y la desviación “standard” (calculada en base al “pole span”) son datos del disyuntor.



Los programas de uso comercial (como el EMTP) suelen tener implementada la generación de los correspondientes valores aleatorios y el postprocesamiento de las sobretensiones resultantes.

Se generan así los histogramas de sobretensiones de energización, ya sea para cada fase individualmente o (más habitualmente) para los máximos entre las 3 fases. En la etapa de diseño, suele ser suficiente con simular del orden de 100 energizaciones.

Las 100 energizaciones suelen ser suficientes para evaluar el valor medio U_{50} y la desviación standard σ , lo cuál permite modelar la distribución de sobretensiones a través de una distribución de Gauss, generalmente truncada a 3σ (también es posible utilizar una distribución de Weibull: ver IEC 71-2, Anexo C).



Si se quiere diseñar o evaluar también la aislación entre fases de la línea es necesario también evaluar el histograma de las sobretensiones fase-fase y en algunos casos también el factor de relación entre la correspondiente tensión fase-tierra de polaridad negativa en el instante del pico y el propio pico (factor α , ver luego).

AGUANTE DE LAS AISLACIONES

La soportabilidad de las aislaciones en aire es también una variable aleatoria con distribución gaussiana ,cuyos parámetros se obtienen a partir de ensayos de campo o laboratorio. Estos ensayos se realizan con ondas “standard” (ondas de tiempo de frente 0,25 ms y tiempo de cola 2,5 ms en la práctica europea) y de polaridad positiva para los ensayos fase-tierra (se ha verificado que en la mayoría de los casos los “gaps” soportan mejor las ondas de polaridad negativa, por lo que los ensayos con polaridad positiva son “peores casos”).

A) Fase-tierra

El método más conocido para evaluar las aislaciones fase-tierra se basa en los llamados “factores de gap”, y consiste en referir las curvas de aguante de “gaps” de una determinada geometría a las curvas obtenidas para la geometría básica punta-plano.

Para la geometría punta-plano se utiliza la expresión empírica:

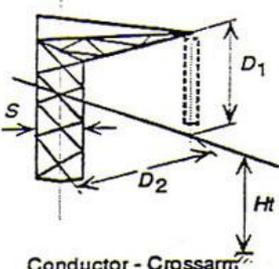
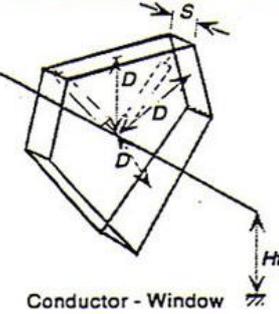
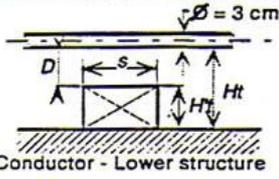
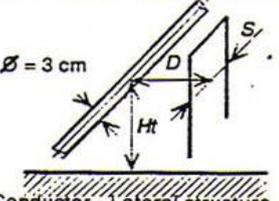
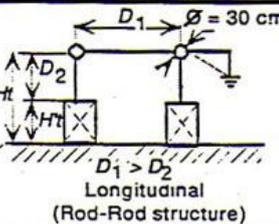
$$U_{50}=500.d^{0,6} ,$$

siendo d la longitud de “gap” (m) y U_{50} el valor medio de la distribución gaussiana (kV).

(Observación: La fórmula es precisa para distancias entre 2 y 7 m , lo cuál es un rango de distancias adecuado para evaluar aislaciones en líneas EAT. Ya para líneas de UAT (765 kV o más) es necesario realizar diversas correcciones).

Para otras geometrías de “gaps”, el U_{50} dado por la fórmula anterior se afecta con un factor de “gap” mayor que 1. La desviación “standard” de la distribución se asume habitualmente del orden del 6 % de U_{50} .

Tableau G.1 – Typical gap factors K for switching impulse breakdown phase-to-earth (according to [1] and [4])

Gap type	Parameters	Typical range	Reference value
 Conductor - Crossarm	K	1,36 - 1,58	1,45
	D_2 / D_1	1 - 2	1,5
	Ht / D_1	3,34 - 10	6
	S / D_1	0,167 - 0,2	0,2
 Conductor - Window	K	1,22 - 1,32	1,25
	Ht / D	8 - 6,7	6
	S / D	0,4 - 0,1	0,2
 Conductor - Lower structure	K	1,18 - 1,35	1,15 Conductor-Plane 1,47 Conductor-Rod
	H' / Ht	0,75 - 0,75	0 0,909
	H' / D	3 - 3	0 10
	S / D	1,4 - 0,05	- 0
 Conductor - Lateral structure	K	1,28 - 1,63	1,45
	Ht / D	2 - 10	6
	S / D	1 - 0,1	0,2
 Longitudinal (Rod-Rod structure)	K	1,03 - 1,66	1,35
	H' / Ht	0,2 - 0,9	0
	D_1 / Ht	0,1 - 0,8	0,5

Dado que en cada torre suele haber más de un “gap” para evaluar, la probabilidad de descarga total frente a una tensión U debe tener en cuenta los múltiples caminos en paralelo, en forma análoga a lo explicado para el caso de sobretensiones temporarias.

B)Fase-fase

Ya en el caso de las aislaciones fase-fase es necesario no sólo considerar la geometría del “gap” (los datos relevantes son la distancia del “gap” y la altura al suelo) y el valor de tensión fase-fase $U_{f-f} = U^+ + U^-$ (siendo U^+ la tensión de polaridad positiva en una de las fases y U^- la de polaridad negativa en la otra, al momento en que ocurre U_{f-f}), sino también el porcentaje de tensión de polaridad negativa $\alpha = U^- / U_{f-f}$. Se verifica que la soportabilidad del “gap” crece al crecer α de 0 a 1.

La fórmula de soportabilidad aplicable es la misma que la vista fase-tierra, pero con otros factores de “gap”:

Table G.2 – Gap factors for typical phase-to-phase geometries

Configuration	$\alpha = 0,5$	$\alpha = 0,33$
Ring-ring or large smooth electrodes	1,80	1,70
Crossed conductors	1,65	1,53
Rod-rod or conductor-conductor (along the span)	1,62	1,52
Supported busbars (fittings)	1,50	1,40
Asymmetrical geometries	1,45	1,36
NOTE – According to [1] and [4].		

La desviación “standard” de la distribución se asume también del orden del 6 % del valor medio.

INFLUENCIA DE LAS CONDICIONES METEOROLOGICAS

Las tensiones soportadas se deben corregir por las condiciones meteorológicas, de acuerdo con lo indicado en el capítulo de sobretensiones temporarias

INFLUENCIA DEL VIENTO

Al igual que en el caso del desempeño a las tensiones temporarias, se debe tener en cuenta la variación de los “gaps” en estudio a consecuencia de la acción del viento sobre las cadenas en “T”.

Los ángulos de declinación, si bien son a su vez variables aleatorias, suelen aplicarse en forma determinística, considerando para las sobretensiones de maniobra los ángulos asociados a vientos “suaves”, en la forma explicada al estudiar las sobretensiones temporarias.

EVALUACION DEL DESEMPEÑO DE LA AISLACION A LAS SOBRETENSIONES DE MANIOBRA

Si bien es posible realizar simulaciones estadísticas “completas”, considerando todas las variables aleatorias en juego (método de Monte Carlo), lo habitual es aplicar métodos determinísticos o estadísticos simplificados.

A) Método determinístico

Consiste en considerar, simplemente, las sobretensiones “máximas” impuestas (valor de truncamiento de la distribución de probabilidad) y verificar que la aislación las soporta con una cierta probabilidad de falla y un cierto factor de seguridad.

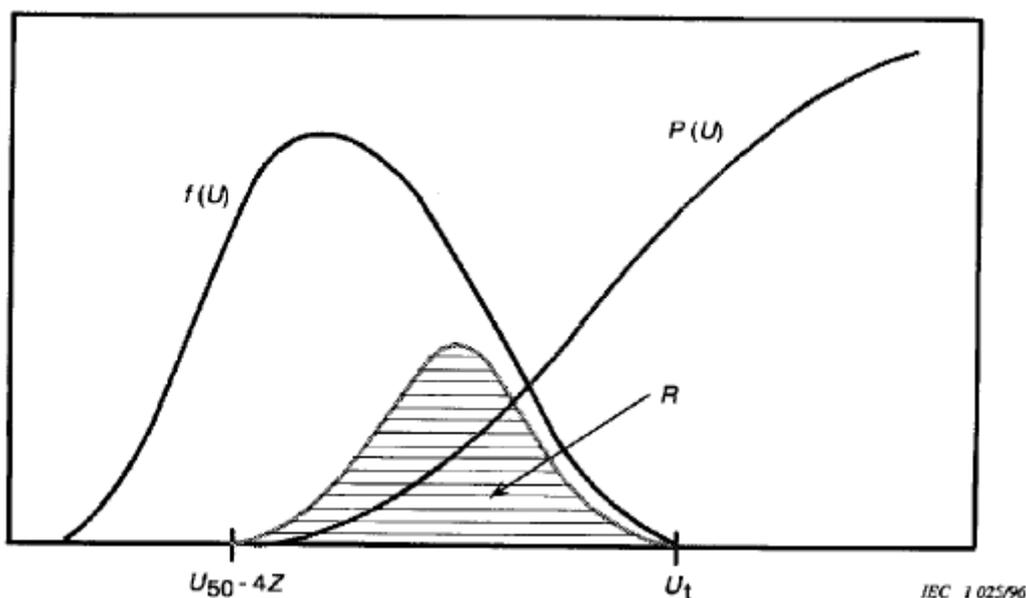
La soportabilidad de las aislaciones se considera con una probabilidad de falla del 10 % (U_{90} , a 1,3 desviaciones “standard” de la media), y considerando la presencia de “gaps” en paralelo en la forma explicada en el capítulo de sobretensiones temporarias.

El factor de seguridad mínimo que se considera es $K_s = U_{90}/U_{\max} = 1,05$.

B) Método estadístico

Conocida la densidad de probabilidad $f(U)$ de las sobretensiones impuestas y la distribución de probabilidad $P(U)$ de la falla de aislación, el riesgo de falla vale:

$R = \int_0^{\infty} P(U) \cdot f(U) \cdot dU$, y el valor de R así obtenido se debe comparar contra un valor máximo aceptable.



No es habitual aplicar en forma analítica este método estadístico “completo” (aunque sí a través de simulaciones por el método de Monte Carlo). Es más habitual realizar la siguiente evaluación estadística simplificada:

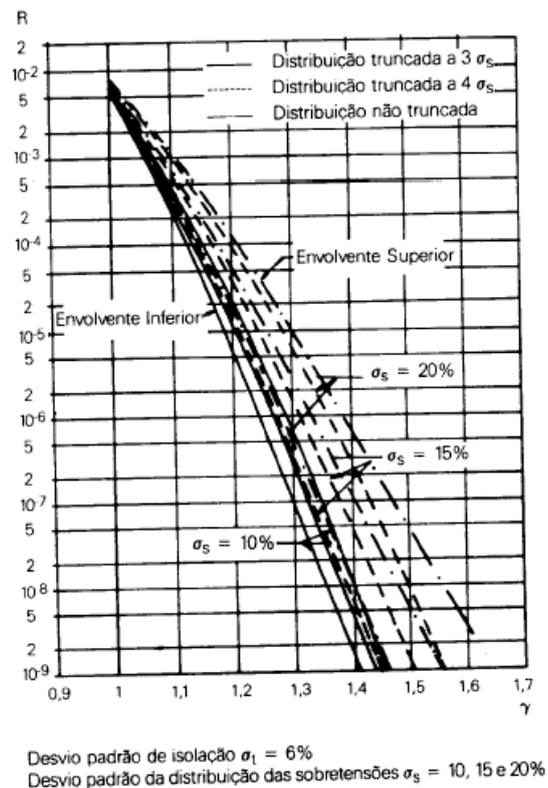
-Se identifica la distribución de sobretensiones impuestas por el valor $U_S = U_{e2}$, siendo U_{e2} la sobretensión de maniobra con una probabilidad de ser excedida del 2 % (a 2,05 desviaciones “standard” de la media), considerando eventualmente los diversos casos asociados a diversos tipos de maniobra.

-Se identifica la distribución de falla de aislación por el valor $U_w = U_{90}$

-Se define el factor de seguridad estadístico a través de $\gamma = U_w / U_S$.

-El riesgo de falla R es aproximadamente función “exclusiva” de γ , dependiendo bastante menos de los restantes parámetros (desviaciones “standard” y valores de truncamiento) que definen ambas distribuciones cuando estos parámetros varían dentro de rangos habituales.

-Mediante las curvas $R=f(\gamma)$ es posible evaluar, por lo tanto, el riesgo de falla R en forma aproximada.



A efectos del diseño de la aislación de líneas se considera razonable una tasa de falla de entre **0,05 a 0,005 por año** (una falla cada 20 a 200 maniobras por año) para cada tipo de maniobra analizada (IEC 71-2).

(Ejemplo: para un objetivo de una falla cada 200 energizaciones por año, si se asumen 5 energizaciones anuales, se debe entrar en la gráfica con el valor R que surge de resolver $0,005 = 1 - (1 - R)^5$)

Se suele aplicar un factor de seguridad adicional del orden de 1,05 (IEC 71-2)

Comentario:

En todos los métodos el viento se considera un dato fijo del problema una vez se ha hecho el análisis estadístico de los ángulos de declinación, en la forma ya explicada en el capítulo de sobretensiones temporarias.