



n° 151

## **surtensions et coordination de l'isolement**

**D. Fulchiron**

**Sorti de l'Ecole Supérieure d'Electricité en 1980, il rejoint Merlin Gerin en 1981 et travaille à la Station d'Essais à Grande Puissance (VOLTA) jusqu'en 1987.**

**Il intègre ensuite le service technique de la Division Moyenne Tension dans lequel il est actuellement chef de projet. Impliqué dans les études de matériels de distribution secondaire, il a été amené à approfondir le domaine de la coordination de l'isolement.**

**L'auteur remercie :**

**Florence Bouchet  
Etudiante à l'école Supélec qui a participé en tant que stagiaire à la réalisation de ce document.**

**Jean Pasteau  
Membre de la Direction Technique, qui a apporté ses connaissances d'expert participant à la révision de la norme CEI 71.**



# surtensions et coordination de l'isolement

## sommaire

<b>1. Les surtensions</b>	Surtensions à fréquence industrielle	p. 4
	Surtensions de manœuvre	p. 6
	Surtensions atmosphériques	p. 8
<b>2. La coordination de l'isolement</b>	Définition	p. 11
	Distance d'isolement et tenue en tension	p. 11
	Tensions de tenue	p. 12
	Principe de la coordination de l'isolement	p. 12
<b>3. Les dispositifs de protection contre les surtensions</b>	Les éclateurs	p. 14
	Les parafoudres	p. 15
<b>4. Dispositions normatives et coordination de l'isolement.</b>	La coordination de l'isolement en HT selon CEI 71	p. 17
<b>5. Coordination appliquée à la conception des installations électriques</b>	Conséquences d'un claquage	p. 20
	Réduction des risques et des niveaux de surtensions	p. 20
<b>6. Conclusion</b>		p. 21
<b>Annexe 1 : propagation des surtensions</b>		p. 21
<b>Annexe 2 : installation d'un parafoudre</b>	Distance maximale de protection	p. 22
	Câblage des parafoudres	p. 23
<b>Annexe 3 : les normes électriques</b>		p. 23
<b>Annexe 4 : bibliographie</b>		p. 24

La coordination de l'isolement est une discipline qui permet de réaliser le meilleur compromis technico-économique dans la protection des personnes et des matériels contre les surtensions pouvant apparaître sur les installations électriques, que ces surtensions aient pour origine le réseau ou la foudre.

Elle participe à l'obtention d'une grande disponibilité de l'énergie électrique.

Elle est d'autant plus utile qu'elle concerne des réseaux de tensions élevées. Pour maîtriser la coordination de l'isolement il est nécessaire :

- de connaître le niveau des surtensions pouvant exister sur le réseau,
- d'utiliser les bonnes protections quand cela est nécessaire,
- de choisir le niveau de tenue aux surtensions des divers composants du réseau, parmi les tensions d'isolement permettant de satisfaire les contraintes déterminées.

Ce cahier technique a pour but de faire mieux connaître les perturbations de tension, les moyens de les limiter ainsi que les dispositions normatives pour permettre une distribution sûre et optimisée de l'énergie électrique, cela grâce à la coordination de l'isolement. Il traite essentiellement du domaine MT (HTA) et HT (HTB).

# 1. les surtensions

Ce sont des perturbations qui se superposent à la tension nominale d'un circuit. Elles peuvent apparaître :

- entre phases ou entre circuits différents, et sont dites de mode différentiel,
- entre les conducteurs actifs et la masse ou la terre et sont dites de mode commun.

Leur caractère varié et aléatoire les rend difficiles à caractériser et n'autorise qu'une approche statistique en ce qui concerne leur durée, leurs amplitudes et leurs effets. Le tableau de la figure 1 présente les principales caractéristiques de ces perturbations.

En fait, les risques se situent essentiellement au niveau des dysfonctionnements, de la destruction de matériel et, en conséquence, de la non continuité de service. Ces effets peuvent apparaître sur les installations des distributeurs d'énergie ou sur les installations des utilisateurs.

Les perturbations peuvent conduire à :

- des interruptions courtes (réenclenchements automatiques sur les réseaux de distribution publique MT par lignes aériennes),
- des interruptions longues (intervention pour changement d'isolants détruits, voire remplacement de matériel).

Des appareils de protection permettent de limiter ces risques. Leur mise en œuvre nécessite l'élaboration réfléchie de niveaux cohérents d'isolement et de protection. Pour cela, la compréhension préalable des différents types de surtension est indispensable, c'est l'objet de ce chapitre.

## surtensions à fréquence industrielle

Sous cette appellation de fréquence industrielle sont regroupées les surtensions ayant des fréquences inférieures à 500 Hz.

Rappel : les fréquences industrielles les plus fréquentes sont : 50, 60 et 400 Hz.

### Surtension provoquée par un défaut d'isolement (cf. fig. 2)

Une surtension due à un défaut d'isolement apparaît sur un réseau triphasé, lorsque le neutre est isolé ou impédant.

En effet, lors d'un défaut d'isolement entre une phase et la masse ou la terre (blessure d'un câble souterrain, mise à la terre d'un conducteur aérien par des branchages, défaut dans un équipement...), la phase concernée est mise au potentiel de la terre et les deux autres sont alors soumises, par rapport à la terre, à la tension composée

$$U = V \cdot \sqrt{3}$$

De façon plus précise, lors d'un défaut d'isolement sur la phase A, un facteur  $S_d$  de défaut à la terre est défini par le rapport de la tension des phases B et C

par rapport à la terre, à la tension simple du réseau.

L'équation ci-après permet de calculer  $S_d$  :

$$S_d = \frac{\sqrt{3(k^2 + k + 1)}}{k + 2}$$

avec  $k = \frac{X_o}{X_d}$

$X_d$  étant la réactance directe du réseau vu du point de défaut, et  $X_o$  la réactance homopolaire.

A noter que :

- si le neutre est parfaitement isolé, soit  $X_o = \infty$  :  $S_d = 3^{1/2} = \sqrt{3}$ .
- si la mise à la terre du neutre est parfaite soit  $X_o = X_d$  :  $S_d = 1$ .
- si, comme dans le cas général,  $X_o \leq 3X_d$  :  $S_d \leq 1,25$ .

type de surtension (cause)	coefficient de surtension MT-HT	durée	raideur du front fréquence	amortissement
à fréquence industrielle (défaut d'isolement)	$\leq \sqrt{3}$	longue > 1 s	fréquence industrielle	faible
de manœuvre (interruption de court-circuit)	2 à 4	courte 1 ms	moyenne 1 à 200 kHz	moyen
atmosphérique (coup de foudre direct)	> 4	très courte 1 à 10 $\mu$ s	très élevée 1000 kV/ $\mu$ s	fort

fig. 1 : caractéristiques des différents types de surtensions.

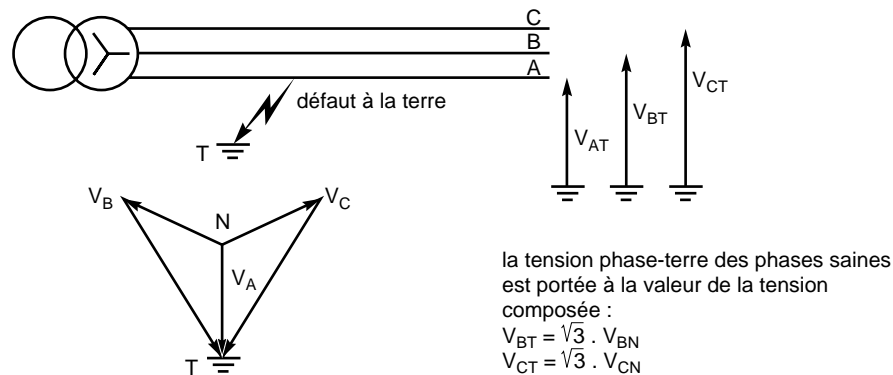


fig. 2 : surtension temporaire sur un réseau à neutre isolé de la terre, en présence d'un défaut d'isolement.

### Surtension sur une longue ligne à vide (effet Ferranti)

Une surtension peut se produire lorsqu'une ligne longue est alimentée à l'une de ses extrémités et non chargée à l'autre. Elle est due à un phénomène de résonance qui se manifeste par une onde de tension à croissance linéaire le long de la ligne.

En effet, avec

- L et C désignant respectivement l'inductance et la capacité totale de la ligne ;
- $U_s$  et  $U_e$  étant les tensions à l'extrémité ouverte et à l'entrée de la ligne, le facteur de surtension est égal à :

$$\frac{U_s}{U_e} = \frac{1}{1 - \frac{L \cdot C \cdot \omega^2}{2}}$$

Ce facteur de surtension est de l'ordre de 1,05 pour une ligne de 300 km et de 1,16 pour une ligne de 500 km. Ces valeurs sont sensiblement les mêmes pour les lignes HT et THT. Ce phénomène se produit en particulier lorsqu'une ligne longue est brusquement déchargée.

### Surtension par ferrorésonance

La surtension est alors le résultat d'une résonance particulière qui se produit lorsqu'un circuit comporte tout à la fois un condensateur (volontaire ou parasite) et une self avec circuit magnétique saturable (un transformateur par exemple). Cette résonance peut apparaître surtout lorsqu'une manœuvre (ouverture ou fermeture d'un circuit) est réalisée sur le réseau avec un appareil dont les pôles sont séparés ou à fonctionnement non simultané.

Le circuit représenté par le schéma de la figure 3, avec en série une inductance à noyau saturable L et la capacité du réseau C, facilite la compréhension du phénomène. Il est alors possible de dessiner les trois courbes :  $U_c = f(i)$ ,  $U_L = f(i)$  puis  $(U_L - 1 / C \cdot \omega \cdot i) = f(i)$  ;

- la première est une droite de pente  $1 / C \cdot \omega$ ,
- la seconde présente un coude de saturation,
- et la dernière permet de visualiser deux points de fonctionnement (O et B) pour lesquels la tension aux bornes de l'ensemble LC est nulle et deux autres

points de fonctionnement stables M et P ; N est un point d'équilibre instable. Les tensions aux bornes de L et de C (point P) sont élevées. Le passage de M vers P peut n'être dû qu'à un transitoire qui augmente momentanément la tension e à une valeur supérieure à E.

Ces surtensions (cf. diagramme de la figure 3), font apparaître un risque de claquage diélectrique, ainsi qu'un danger pour les éventuels récepteurs en parallèle sur C. Mais généralement, les puissances mises en jeu sont assez réduites ( $1/2 C \cdot V^2$  avec C faible), et ne

sont susceptibles d'endommager que les matériels fragiles. C'est au concepteur de matériel d'évaluer et de limiter ce risque.

### Notes :

La ferrorésonance, dépendant de L variable, peut se produire pour une large bande de fréquence. Une démonstration analogue peut être réalisée dans un cas de résonance parallèle.

Une charge connectée au circuit joue le rôle de résistance d'amortissement et empêche le maintien dans les conditions de résonance.

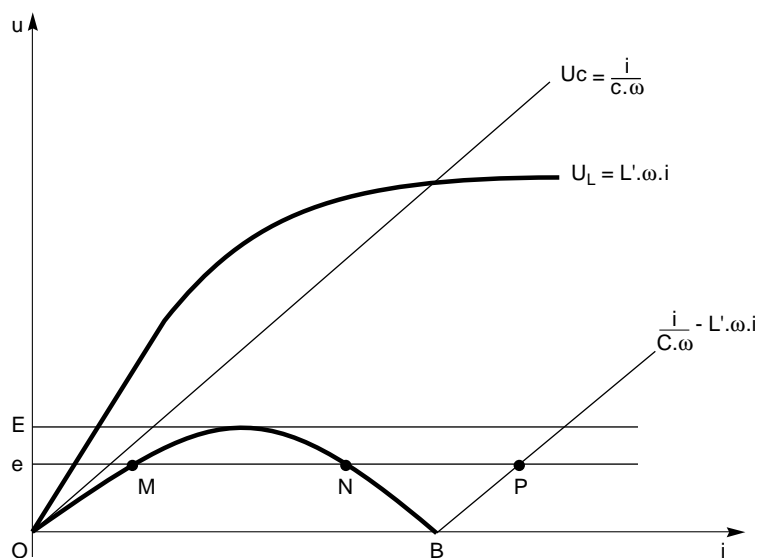
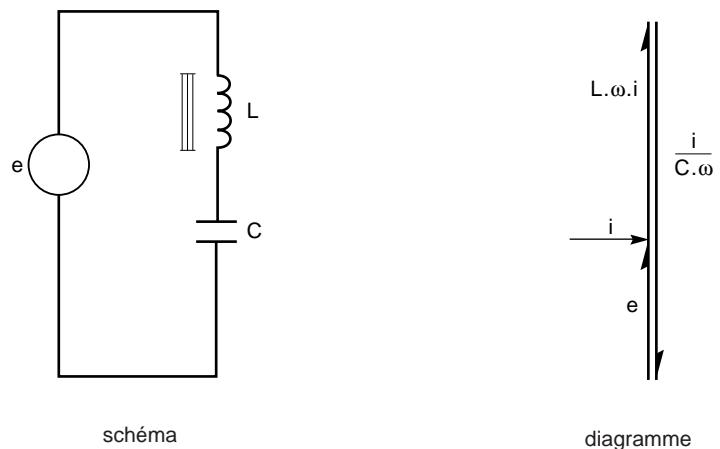


fig. 3 : principe de la ferrorésonance.

## surtensions de manœuvre

La modification brusque de la structure d'un réseau électrique provoque l'apparition de phénomènes transitoires. Ceux-ci se traduisent souvent par la naissance d'une onde de surtension ou d'un train d'ondes haute fréquence de type apériodique ou oscillatoire à amortissement rapide.

### Surtension de commutation en charge normale

Une charge « normale » est essentiellement résistive, c'est-à-dire que son facteur de puissance est supérieur à 0,7.

Dans ce cas, la coupure ou l'établissement des courants de charge ne posent pas de problème majeur.

Le coefficient de surtension (rapport de l'amplitude de la tension transitoire et de la tension de service) varie entre 1,2 et 1,5.

### Surtensions provoquées par l'établissement et l'interruption de petits courants inductifs

Ce type de surtension a trois phénomènes générateurs : l'arrachement du courant, le réamorçage et le préamorçage.

Le schéma de la figure 4 représente un réseau alimentant une charge à travers un disjoncteur et comporte :

- une source de tension sinusoïdale d'inductance  $L_1$  et de capacité  $C_1$ ,
- un disjoncteur  $D$ , non dissociable de ses éléments parasites  $L_{p1}$  et  $C_{p1}$ ,
- une charge inductive  $L_2$  dont on ne peut ignorer la capacité répartie symbolisée par un condensateur  $C_2$ ,
- enfin, une inductance de ligne  $L_0$ , généralement négligeable.

#### ■ arrachement du courant

Lors de la coupure de courants de faibles valeurs, notamment inférieurs au courant nominal du disjoncteur, l'arc qui apparaît occupe un faible volume. Il est soumis à un refroidissement important lié à la capacité du disjoncteur à interrompre des courants très supérieurs.

De ce fait, il devient instable et sa tension peut présenter des variations relatives importantes, alors que sa valeur absolue reste très inférieure à la tension du réseau (cas du SF6 ou du vide).

Ces variations de f.e.m. peuvent générer dans les capacités proches,

parasites ou volontaires, des courants oscillatoires (cf. fig. 4) dont la fréquence est élevée : l'amplitude de ces courants peut devenir non négligeable devant le courant 50 Hz et atteindre 10 % de sa valeur.

La superposition du courant 50 Hz et de ce courant haute fréquence dans le disjoncteur va entraîner l'existence de plusieurs passages à zéro du courant, au voisinage du zéro de l'onde fondamentale (cf. fig. 5).

Le disjoncteur, peu sollicité par ces courants de faibles valeurs, est souvent capable de couper au premier zéro de courant qui se présente. A cet instant, les courants dans les circuits du générateur et de la charge ne sont pas nuls. La valeur instantanée  $i$  de l'onde 50 Hz lors de l'extinction de l'arc est dite « courant arraché ». En fonction de

la nature des impédances mises en jeu, résistives ou inductives essentiellement, l'énergie piégée dans le circuit diffère.

Dans le cas de petits courants inductifs, (cf. fig. 4), nous avons une charge présentant une inductance élevée qui, à l'instant d'extinction de l'arc, aura une énergie donnée par :

$$\frac{1}{2} \cdot L_2 \cdot I^2$$

Le circuit  $L_2 C_2$  se retrouve en régime d'oscillations libres, peu amorti, et la valeur crête  $V$  de la tension qui apparaîtra aux bornes de  $C_2$  est approchée par l'hypothèse de conservation d'énergie :

$$\frac{1}{2} \cdot L_2 \cdot I^2 = \frac{1}{2} \cdot C_2 \cdot V^2$$

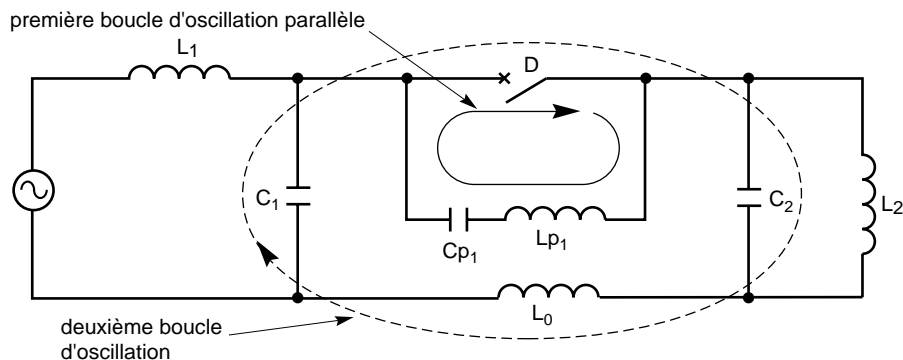


fig. 4 : circuit équivalent pour l'étude des surtensions provoquées par l'interruption de courants inductifs où :

$C_{p1}$  : capacité du disjoncteur,  
 $L_{p1}$  : inductance du disjoncteur.

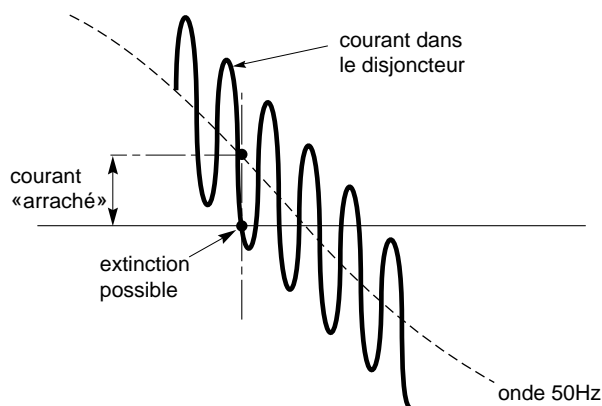


fig. 5 : superposition d'un courant oscillant à fréquence élevée au courant à fréquence industrielle.

Si  $C_2$  n'est constituée que de capacités parasites par rapport aux masses, la valeur de  $V$  peut devenir dangereuse pour les isollements présents dans les matériels (disjoncteur ou charge).

Le circuit du générateur a un comportement équivalent, mais sa self est généralement très inférieure et les tensions apparaissant aux bornes de  $C_1$  sont donc plus faibles.

■ le réamorçage.

Il survient lorsque le phénomène d'arrachement précédemment expliqué a fait apparaître aux bornes du disjoncteur une surtension différentielle que celui-ci n'a pas pu supporter : un arc se produit alors. Cette explication grossière est compliquée par la présence des éléments parasites précédemment cités.

En effet, après la coupure du courant et le réamorçage de l'arc, surviennent simultanément trois phénomènes oscillatoires aux fréquences respectives :

- dans la boucle

$D - Lp_1 - Cp_1 :$

$$Fp_1 = \frac{1}{2\pi \cdot \sqrt{Lp_1 - Cp_1}}$$

de l'ordre de quelques MHz.

- dans la boucle

$D - C_1 - Lo - C_2$

$$Fp_2 = \frac{1}{2\pi} \cdot \sqrt{\frac{C_1 + C_2}{Lo \cdot C_1 \cdot C_2}}$$

de l'ordre de 100 à 500 kHz.

- dans l'ensemble du circuit,

$$Fm = \frac{1}{2\pi} \cdot \sqrt{\frac{L_1 + L_2}{L_1 \cdot L_2 \cdot 5(C_1 + C_2)}}$$

de l'ordre de 5 à 20 kHz.

Apparaissent alors des réamorçages multiples (hachage), jusqu'à ce que l'écartement des contacts, qui va croissant, les rende impossibles. Ils sont caractérisés par des trains d'onde haute fréquence d'amplitude croissante. Ces trains de surtensions en amont et en aval du disjoncteur peuvent donc être très dangereux pour les matériels comportant des bobinages.

Il convient de ne pas confondre avec ce qui est appelé le «réallumage» qui

correspond à la réapparition d'une onde de courant à fréquence industrielle et donc à un échec de la coupure sur le zéro de l'onde de courant.

■ le préamorçage.

Lors de la fermeture d'un appareil (interrupteur, contacteur ou disjoncteur) il arrive un instant où la tenue diélectrique entre contacts devient inférieure à la tension appliquée. Pour les appareils à fermeture rapide, par rapport au 50 Hz, le comportement est fonction de l'angle de phase lors de la manœuvre.

Un arc s'établit alors entre les contacts et le circuit voit une impulsion de tension correspondant à l'annulation brutale de la tension aux bornes de l'appareil. Cette impulsion peut entraîner l'oscillation des circuits parallèles existants (décharge oscillante des capacités parasites) ainsi que des réflexions sur des ruptures d'impédance, et donc l'apparition de courants de fréquence élevée, par rapport au 50 Hz, au travers de l'arc.

Si la manœuvre de l'appareil est lente, par rapport à ce phénomène, on peut obtenir des passages par zéro du courant d'arc par superposition du courant haute fréquence et du courant 50 Hz naissant.

L'extinction éventuelle de l'arc, en fonction des caractéristiques de l'appareillage, va alors entraîner un comportement analogue à celui décrit lors des phénomènes précédents. Toutefois, la tenue diélectrique entre contacts diminuant au fur et à mesure de la fermeture, les surtensions successives décroissent jusqu'à la fermeture complète.

Ce phénomène est très complexe. Les surtensions qui en résultent dépendent, entre autres :

- des caractéristiques du disjoncteur (propriétés diélectriques, aptitude à interrompre un courant haute fréquence ...),
- de l'impédance caractéristique des câbles,
- des fréquences propres du circuit de charge.

D'un calcul très difficile, la prédétermination des surtensions ne peut en général pas se faire car elle fait intervenir des éléments non chiffrables et variables d'un site à l'autre, et elle

nécessite un modèle mathématique poussé de la chambre de coupure.

Les surtensions de préamorçage affectent particulièrement, en HT ou MT, les transformateurs à vide lors de leur mise sous tension, et les moteurs au démarrage (cf. Cahier Technique Merlin Gerin n° 143).

**Surtension provoquée par les manœuvres sur des circuits capacitifs**

Par circuits capacitifs, il faut entendre les circuits constitués de batteries de condensateurs et les lignes à vide.

■ mise sous tension de batteries de condensateurs.

Lors de la mise sous tension de batteries de condensateurs, à priori sans charge initiale et dans le cas d'un appareil à manœuvre lente, un amorçage se produit entre les contacts au voisinage de la crête de l'onde 50 Hz.

Il apparaît alors une oscillation amortie du système LC de la figure 6. La fréquence de cette oscillation est généralement nettement supérieure à la fréquence du réseau et l'oscillation de tension est sensiblement centrée autour de la valeur crête de l'onde 50 Hz. La valeur de tension maxi observée est alors de l'ordre de deux fois la valeur crête de l'onde 50 Hz.

Avec un appareil à manœuvre plus rapide, l'amorçage ne se produit pas systématiquement au voisinage de la crête, la surtension éventuelle est donc plus faible.

Si une batterie de condensateurs est remise en service très peu de temps après sa séparation du réseau, elle possède une tension de charge résiduelle de valeur comprise entre zéro et la tension crête de l'onde 50 Hz. L'amorçage entre contacts se produit au voisinage d'une crête de polarité

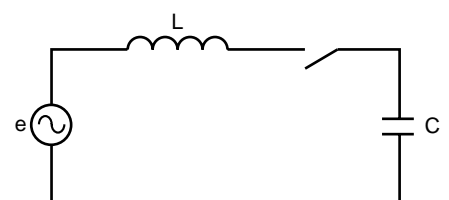


fig. 6 : schéma de principe d'un circuit de manœuvre de condensateurs.

opposée (claquage sous une contrainte de deux fois la tension crête). L'oscillation précédemment décrite se produit avec une impulsion initiale doublée. La valeur de tension maxi observée peut alors approcher trois fois la tension de crête 50 Hz.

Pour des raisons de sécurité, les batteries de condensateurs sont toujours équipées de résistances de décharges permettant d'éliminer les tensions résiduelles avec des constantes de temps de l'ordre de la minute. En conséquence, un facteur de surtension de 3 correspond à des cas bien particuliers.

■ mise sous tension de lignes ou câbles à vide.

La fermeture lente d'un appareil sur un tel type de charge entraîne ici aussi un amorçage au voisinage de la crête du 50 Hz, l'échelon de tension appliqué à une extrémité de la ligne ou du câble va se propager et se réfléchir à l'extrémité ouverte (cf. annexe 1).

La superposition de l'échelon incident et de l'échelon réfléchi amène une contrainte en tension égale à deux fois l'échelon appliqué, aux amortissements près, et en faisant l'hypothèse que le 50 Hz est assimilable à du continu au regard de ces phénomènes.

Ce type de comportement étant lié aux capacités et selfs réparties des conducteurs considérés, les lignes aériennes présentent en plus un couplage entre phases rendant la modélisation assez complexe.

C'est surtout dans les lignes de transport (THT) que ce phénomène de réflexion est à prendre en compte, vu le faible écart relatif entre tension de service et tension d'isolement.

■ coupure de circuits capacitifs.

La coupure de circuits capacitifs pose généralement peu de difficultés. En effet, les capacités restant chargées à la valeur de crête de l'onde 50 Hz après l'extinction de l'arc au zéro de courant, la réapparition de tension aux bornes de l'appareillage se fait selon une onde à 50 Hz. Toutefois, une demi-période après la coupure, l'appareil est soumis à une tension différentielle égale à deux fois la tension crête.

S'il n'est pas à même de supporter cette contrainte (ouverture encore insuffisante par exemple) un réallumage peut se produire. Celui-ci

est suivi, sous réserve que le circuit le permette (circuit monophasé ou à neutre relié), d'une inversion de tension aux bornes des condensateurs les amenant au maximum à une charge de trois fois la tension de crête (cf. fig. 7). Le courant s'interrompt à nouveau et un nouveau réallumage peut se produire sous une valeur de cinq fois la tension crête à la demi-période suivante.

Ce comportement peut donner lieu à une escalade très importante et doit être évité par un choix d'appareillage permettant de ne pas avoir de réallumage.

## surtensions atmosphériques

L'orage est un phénomène naturel connu de tous, spectaculaire et dangereux.

1 000 orages éclatent en moyenne chaque jour dans le monde. Sur la France (cf. fig. 8), ils causent chaque année 10 % des incendies, la mort de

40 personnes et de 20 000 animaux, et 50 000 coupures d'électricité ou de téléphone.

Les réseaux aériens sont les plus affectés par les surtensions et surintensités d'origine atmosphérique. Une particularité des coups de foudre est leur polarisation : ils sont généralement négatifs (nuage négatif et sol positif). Environ 10 % sont de polarité inverse, mais ce sont les plus violents. A noter que le front de montée des chocs de foudre retenu par les normes, est de  $1,2 \mu\text{s}$  pour la tension et  $8 \mu\text{s}$  pour le courant.

Une distinction est souvent établie entre :

■ le coup de foudre «direct» touchant une ligne,

■ et le coup de foudre «indirect» tombant à proximité d'une ligne, sur un pylône métallique, ou, ce qui revient au même, sur le câble de garde, (mis à la terre, ce câble relie les sommets des pylônes, il est destiné à protéger les conducteurs actifs des coups de foudre directs).

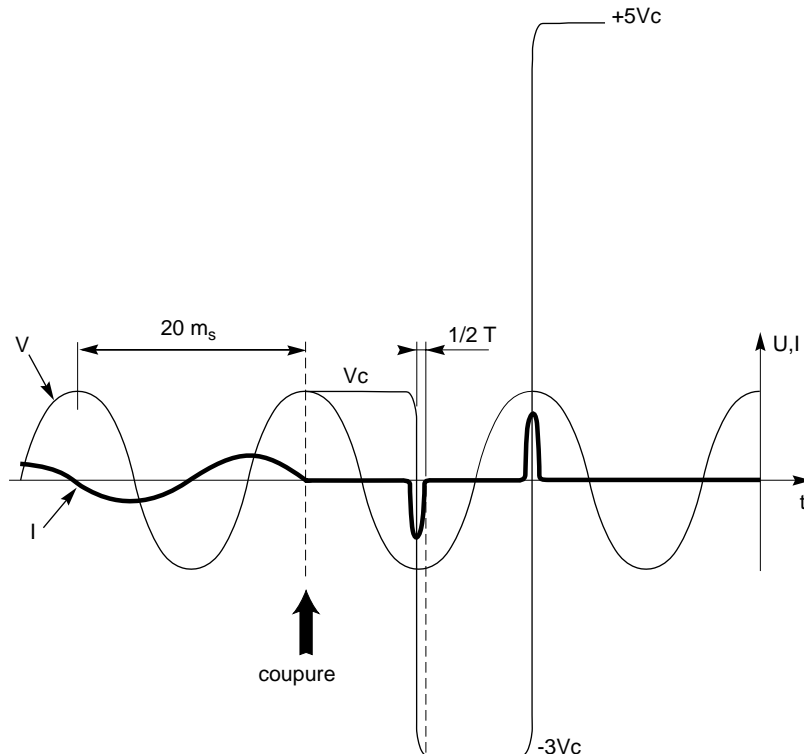


fig. 7 : escalade de tension lors de la séparation d'un banc de condensateurs du réseau par un appareil à manœuvre lente.



### Le coup de foudre direct

Il se manifeste par l'injection dans la ligne, d'une onde de courant de plusieurs dizaines de kA. Cette onde de courant, qui peut faire fondre des conducteurs en se propageant de part et d'autre du point d'impact (cf. fig. 9), provoque une augmentation de tension U donnée par la formule :

$$U = Zc \cdot \frac{i}{2}$$

avec i le courant injecté et Zc l'impédance homopolaire caractéristique de la ligne (300 à 1000 ohms).

U atteint donc des valeurs de plusieurs millions de volts, ce qui n'est supportable par aucune ligne. En un point de celle-ci, par exemple au premier pylône rencontré par l'onde, la tension croît jusqu'à ce que se produise le claquage de la distance d'isolement (la chaîne d'isolateurs). Suivant que l'amorçage a eu lieu ou pas (fonction de la valeur du courant injecté dans la ligne) l'onde qui continue à se propager après le pylône est dite coupée ou pleine.

Pour différentes tensions de réseau, il n'y a pas amorçage au-dessous du courant critique indiqué par la droite de la figure 10.

Pour les réseaux dont la tension est inférieure à 400 kV, pratiquement tous les coups de foudre directs entraînent un amorçage et un défaut à la terre.

En fait, il est estimé que seulement 3 % des surtensions, observées sur le réseau public MT français 20 kV, dépassent 70 kV et sont donc imputables à des coups de foudre directs. De plus, du fait de l'atténuation de l'onde de tension au cours de sa propagation le long de la ligne, les surtensions maximales (très rares) à l'entrée d'un poste ou d'un bâtiment sont évaluées à 150 kV en MT.

Rappelons que la plus haute tenue au choc de l'appareillage 24 kV est de 125 kV .

### Le coup de foudre indirect

Lorsqu'il se produit sur un support, ou même simplement à proximité d'une ligne, des surtensions importantes sont générées dans le réseau.

Ce deuxième cas, plus fréquent que le précédent, peut se révéler presque aussi dangereux.

■ si la foudre tombe sur le pylône ou le câble de garde, l'écoulement du courant

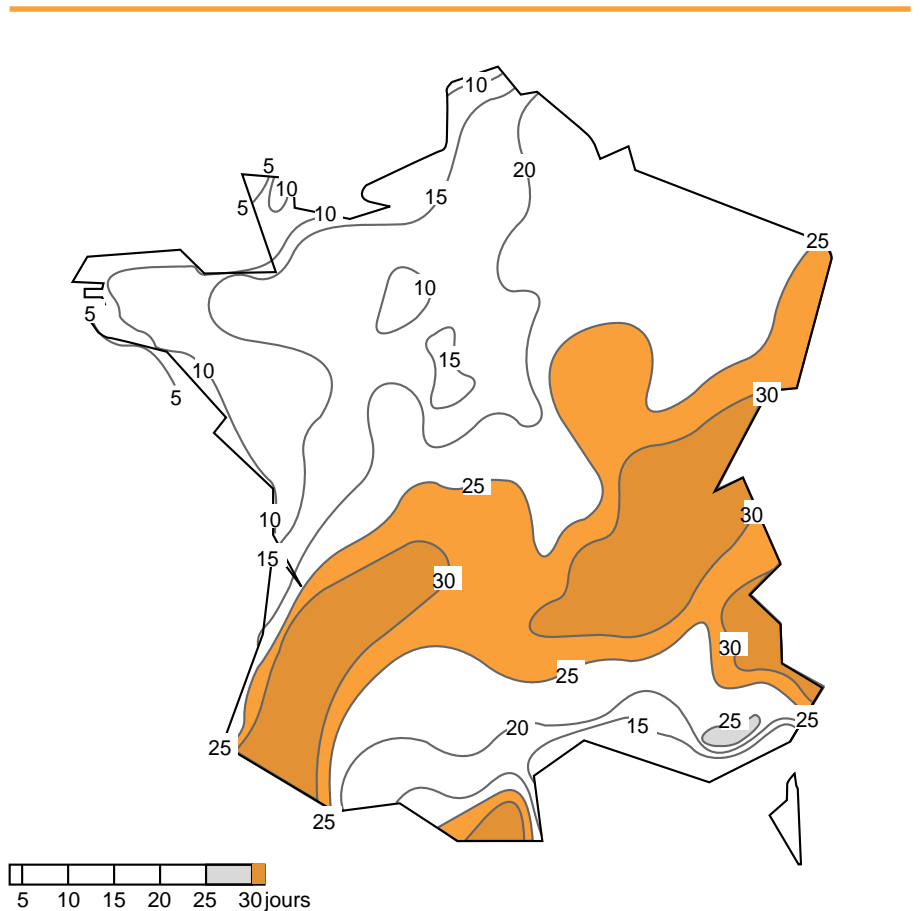
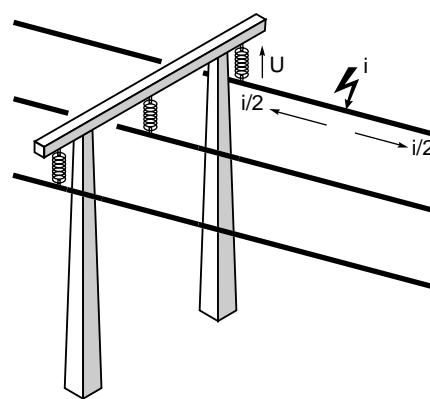


fig. 8 : niveaux isokérauniques sur la France continentale (gradués en nombre moyen annuel de jours d'orage).

Source : Météorologie Nationale.



$$U = Zc \cdot i/2$$

fig 9 : lors d'un coup de foudre direct, l'onde de courant se propage de part et d'autre du point d'impact.

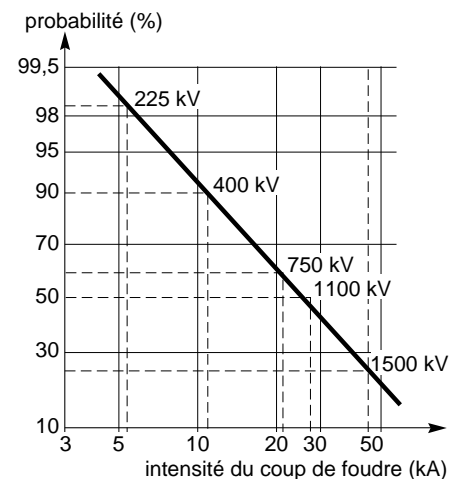


fig. 10 : distribution statistique de l'intensité des coups de foudre directs et intensités minimales d'amorçage en fonction du niveau de tension du réseau.

provoque l'augmentation du potentiel de la masse métallique par rapport à la terre (cf. fig. 11). La surtension  $U$  correspondante peut atteindre plusieurs centaines de kV.

$$U = R \cdot \frac{i}{2} + \frac{L}{2} \cdot \frac{di}{dt}$$

avec  $R$ , résistance en onde raide de la prise de terre et  $L$ , l'inductance du pylône et/ou du conducteur de mise à la terre.

Lorsque cette tension atteint la tension d'amorçage d'un isolateur, il se produit un « amorçage en retour » entre la structure métallique et un ou des conducteurs actifs.

Pour les tensions de réseau supérieures à 150 kV, cet amorçage en retour est peu probable. La qualité de la prise de terre des pylônes joue un rôle important. A partir de 750 kV, il n'y a pratiquement plus aucun risque d'amorçage en retour, ce qui justifie l'installation de câbles de garde sur les lignes à THT. En dessous de 90 kV, ces câbles ne constituent une protection efficace que si la prise de terre des pylônes est excellente.

■ si la foudre tombe à proximité de la ligne, l'écoulement de l'énergie vers le sol provoque une variation extrêmement rapide du champ électromagnétique. Les ondes induites sur la ligne sont similaires en forme et en amplitude à celles obtenues par choc de foudre direct. Leur caractéristique principale est leur front très raide (de l'ordre de la micro seconde), et leur amortissement (apériodique ou pas) très rapide (caractéristiques typiques de ces ondes selon norme CEI 60 : durée de front de  $1,2 \mu s$  et durée de queue  $\approx 50 \mu s$ ).

■ lorsque l'onde de tension résultant d'un coup de foudre traverse d'un transformateur MT/BT, la transmission se fait essentiellement par couplage capacitif. L'amplitude de la surtension ainsi transmise, observée sur le secondaire du côté BT, est inférieure à 10 % de ce qu'elle était du côté MT (généralement inférieure à 70 kV). Ainsi, sur les lignes BT, les surtensions induites sont en général inférieures à 7 kV.

Une observation statistique, retenue par le comité électrotechnique français, a montré que 91 % des surtensions chez un abonné BT ne dépassaient pas 4 kV, et 98 % 6 kV (cf. fig. 12). D'où par exemple la norme de fabrication des disjoncteurs de branchement qui prescrit une tenue à 8 kV choc.

### Surtension électrostatique

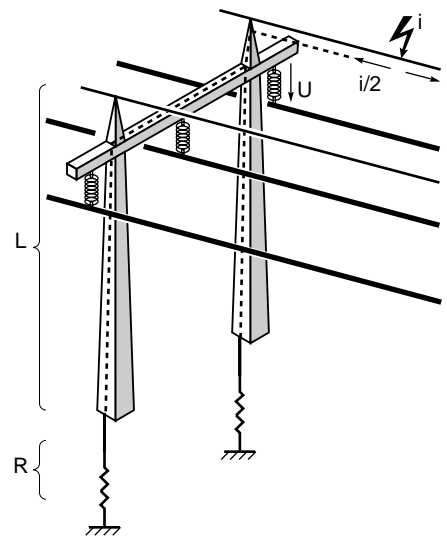
D'autres types de décharges atmosphériques existent. En effet, si la plupart des surtensions induites sont d'origine électromagnétique, certaines sont d'origine électrostatique et intéressent particulièrement les réseaux isolés de la terre.

Par exemple, durant les minutes qui précèdent un coup de foudre, lorsqu'un nuage chargé à un certain potentiel se trouve au-dessus d'une ligne, celle-ci prend une charge de sens contraire (cf. schéma de la figure 13).

Avant que ne se produise le coup de foudre, qui permet la décharge du nuage, il existe donc entre la ligne et le sol un champ électrique  $E$  pouvant atteindre 30 kV/m sous l'effet duquel se charge le condensateur ligne/terre à un potentiel de l'ordre de 150 à 500 kV selon la hauteur de la ligne par rapport au sol.

Il en résulte des risques de claquages peu énergétiques au niveau des composants, les moins bien isolés, du réseau.

Lors de l'amorçage entre le nuage et la terre, le champ électrique ayant disparu, les capacités se déchargent.



$$U = R \cdot \frac{i}{2} + \frac{L}{2} \cdot \frac{di}{dt}$$

fig. 11 : lorsque la foudre tombe sur le câble de garde, l'écoulement du courant provoque l'augmentation du potentiel de la masse métallique du pylône par rapport à la terre.

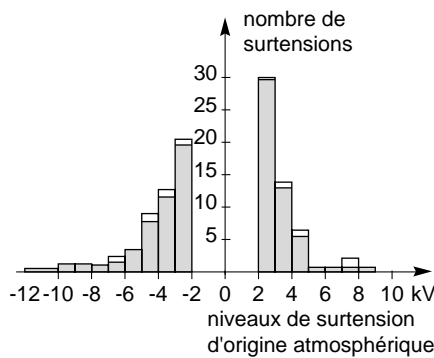


fig. 12 : répartition statistique de l'amplitude des surtensions atmosphériques établie à partir de deux campagnes d'observations (183 entre 1973 et 1974, et 150 en 1975), d'où le dédoublement des courbes.

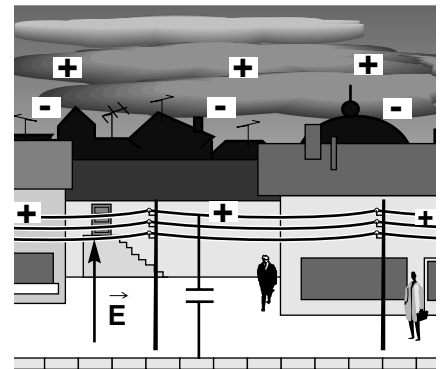


fig. 13 : origine d'une surtension électrostatique.

## 2. la coordination de l'isolement

Les premiers réseaux électriques (Grenoble-Jarrie 1883) étaient technologiquement très rudimentaires et à la merci des conditions atmosphériques comme le vent ou la pluie :

- le vent, en faisant varier les distances entre les conducteurs, était à l'origine d'amorçages,
- la pluie favorisait les fuites de courant à la terre.

Ces problèmes ont conduit à :

- utiliser des isolateurs,
- déterminer des distances d'isolement,
- relier les masses métalliques des appareils à la terre.

### définition

La coordination de l'isolement a pour rôle de déterminer les caractéristiques d'isolement nécessaires et suffisantes des divers constituants des réseaux en vue d'obtenir une tenue homogène aux tensions normales, ainsi qu'aux surtensions de diverses origines (cf. fig.14). Son but final est de permettre une distribution sûre et optimisée de l'énergie électrique. Par optimiser, il faut comprendre rechercher le meilleur rapport économique entre les différents paramètres dépendant de cette coordination :

- coût de l'isolement ,
- coût des protections,
- coût des défaillances (perte d'exploitation et réparation) compte-tenu de leurs probabilités.

S'affranchir des effets néfastes des surtensions suppose une première démarche : s'attaquer à leurs phénomènes générateurs, tâche qui n'est pas toujours simple. En effet si, à l'aide de techniques appropriées, les surtensions de manœuvre de l'appareillage peuvent être limitées, il est impossible d'agir sur la foudre.

Il est donc nécessaire de localiser le point de plus faible tenue par lequel s'écoulera le courant engendré par la surtension, et de doter tous les autres éléments du réseau d'un niveau de tenue diélectrique supérieur.

Avant d'aborder les différentes solutions techniques (méthodes et matériels) il importe de rappeler ce que sont une distance d'isolement et une tension de tenue.

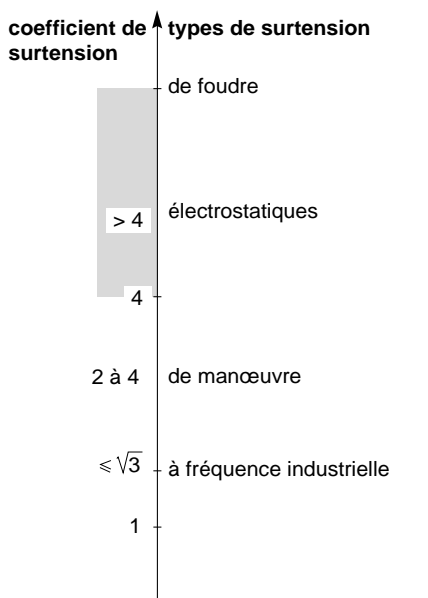


fig. 14 : différents niveaux de tensions présents sur des réseaux MT-HT.

### distance d'isolement et tenue en tension

#### Distance d'isolement

Cette appellation regroupe deux notions, l'une de « distance dans les gaz (air, SF6, etc. ...) » et l'autre de « ligne de fuite » des isolants solides (cf. fig.15):

- la distance dans les gaz est le plus court chemin entre deux parties conductrices.
- la ligne de fuite est également le plus court chemin entre deux conducteurs, mais suivant la surface externe d'un isolant solide (on parle de cheminement).

Ces deux distances sont directement liées au souci de protection contre les surtensions, mais leurs tenues ne sont pas identiques.

#### Tenue en tension

Elle diffère, en particulier, suivant le type de surtension appliquée (le niveau de tension, le front de montée, la fréquence, la durée ...).

De plus, les lignes de fuite peuvent être sujettes à des phénomènes de vieillissement, propres à la matière isolante considérée, entraînant une dégradation de leurs caractéristiques.

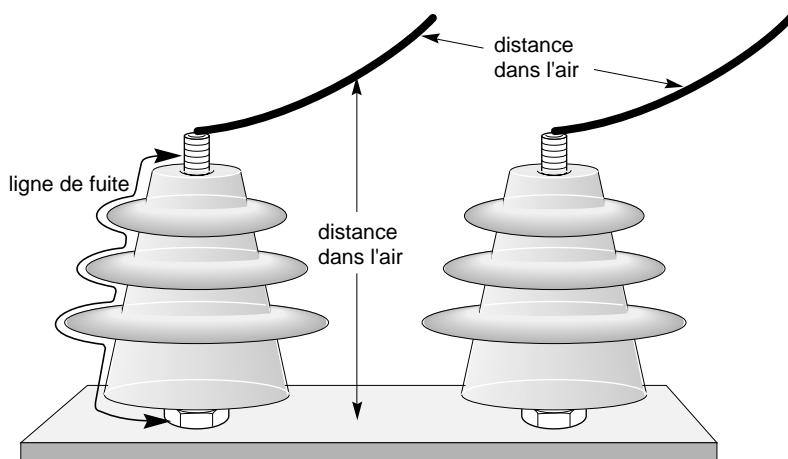


fig. 15 : distance dans l'air et ligne de fuite.

Les facteurs influents sont principalement :

- les conditions d'environnement (humidité, pollution, rayonnement UV),
- les contraintes électriques permanentes (valeur locale du champ électrique).

La tenue des distances dans les gaz est également fonction de la pression :

- variation de la pression de l'air avec l'altitude,
- variation de la pression de remplissage d'un appareil.

## tension de tenue

Dans les gaz la tension de tenue d'un isolement est une fonction fortement non-linéaire de la distance. Par exemple, dans l'air, une contrainte de tension efficace de 300 kV/m est admissible au-dessous de 1 m, mais elle peut être réduite à 200 kV/m entre 1 et 4 m, et à 150 kV/m entre 4 et 8 m. Il faut aussi noter que cette distance n'est pratiquement pas modifiée par la pluie.

Ce comportement macroscopique est dû à l'inhomogénéité du champ électrique entre des électrodes de forme quelconque et non pas aux caractéristiques intrinsèques des gaz. Il ne serait pas observé entre des électrodes planes de taille « infinies », (champ homogène).

Les lignes de fuite des supports de barres, des traversées de transformateurs, des chaînes d'isolateurs sont déterminées pour obtenir une tenue similaire à la distance directe dans l'air entre deux électrodes extrêmes lorsqu'elles sont sèches et propres. Par contre, la pluie et plus encore la pollution humide réduisent notablement leur tension de tenue.

### Tenue à fréquence industrielle

En régime normal, la tension de réseau peut présenter des surtensions à fréquence industrielle de faible durée (fraction de seconde à quelques heures, elle est liée au mode d'exploitation et de protection du réseau). La tenue en tension vérifiée par les essais diélectriques habituels d'une minute est généralement suffisante.

La détermination de cette catégorie de caractéristiques est aisée et les différents isolants sont facilement comparables. Par exemple : la figure

numéro 16 fournit un comparatif des tensions de tenue entre l'air et le SF6 en fonction de la pression.

### Tenue aux surtensions de manœuvre.

Les distances soumises à des chocs de manœuvre réunissent les quatre propriétés fondamentales suivantes :

- la non-linéarité, déjà mentionnée, dans la relation distance/tension,
- la dispersion, qui fait que la tenue doit être exprimée en termes statistiques,
- la dissymétrie, (la tenue peut être différente selon que l'onde est de polarité positive et négative),
- le passage par un minimum de la courbe de la tension de tenue en fonction de la durée de front. Lorsque la distance entre les électrodes croît, ce minimum évolue vers des durées de front de plus en plus élevées (cf. fig. 17). Il se situe en moyenne, autour de 250  $\mu$ s, ce qui explique le choix du front de montée de la tension d'essai normalisée (essais normalisés selon CEI 60 : application d'une onde de durée de front de 250  $\mu$ s et d'une durée de demi-amplitude de 2500  $\mu$ s).

### Tenue aux surtensions atmosphériques .

En choc de foudre, la tenue se caractérise par une beaucoup plus grande linéarité que pour les autres types de contraintes.

Ici encore, le phénomène de dispersion existe, avec une tenue à la polarité positive (le plus appliqué à l'électrode la plus pointue) moins bonne qu'en polarité négative.

Deux formules suivantes, simples, permettent d'apprécier pour les réseaux THT et MT, les performances au choc de polarité positive 1,2  $\mu$ s/50  $\mu$ s d'un intervalle d'air :

$$\blacksquare U_{50} = \frac{d}{1,9}$$

$U_{50}$  = tension pour laquelle la probabilité de claquage est de 50 %,

$$\blacksquare U_0 = \frac{d}{2,1}$$

$U_0$  = tension de tenue

Avec d distance d'isolement en mètres,  $U_{50}$  et  $U_0$  sont en MV.

De nombreuses études expérimentales ont donc permis de dresser des tables précises de correspondance entre la

distance et la tension de tenue, en prenant en compte différents facteurs tels que les durées de front et de queue, la pollution environnante et la nature de l'isolant.

A titre d'exemple, la figure 18 fournit les variations de la tension  $U_{50}$  en fonction de la distance et de la durée de queue  $T_2$  pour un intervalle pointe positive-plan.

Le tableau T de la figure 19 montre par ailleurs l'indépendance de la tension de tenue à la durée du front de montée.

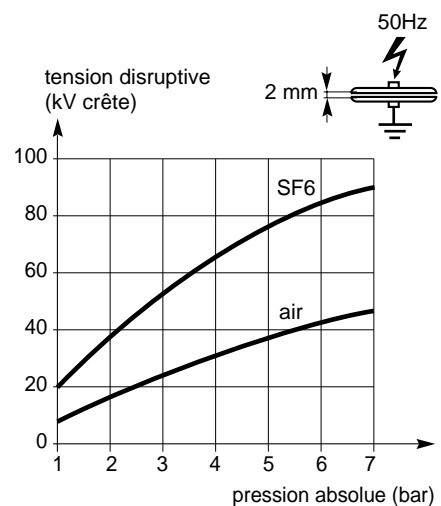


fig. 16 : tension disruptive du SF6 et de l'air en fonction de la pression absolue.

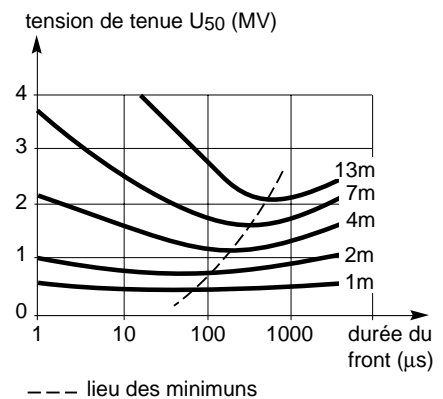


fig. 17 : tracé des minimums de tenue en fonction de la durée de front du choc appliqué en polarité positive.

## principe de la coordination de l'isolement

Étudier la coordination de l'isolement d'une installation électrique c'est donc définir, à partir des niveaux de tensions et surtensions susceptibles d'être présents sur cette installation, un ou des niveaux de protection contre les surtensions. Les matériels de l'installation et les dispositifs de protection sont alors choisis en conséquence (cf. fig. 20).

Le niveau de protection est déduit des conditions :

- d'installation,
- d'environnement,
- et d'utilisation du matériel.

L'étude de ces « conditions » permet de déterminer le niveau de surtension qui pourra solliciter le matériel durant son utilisation. Le choix du niveau d'isolement adapté permettra de s'assurer que, vis-à-vis de la fréquence industrielle et des chocs de manœuvre au moins, ce niveau d'isolement ne sera jamais dépassé.

Vis-à-vis du choc de foudre, un compromis doit généralement être fait entre le niveau d'isolement, le niveau de protection de parafoudres éventuels et le risque de défaillance admissible.

Pour bien maîtriser les niveaux de protection apportés par les limiteurs de surtension, il convient de bien connaître leurs caractéristiques et leur comportement ; c'est l'objet du chapitre ci-après.

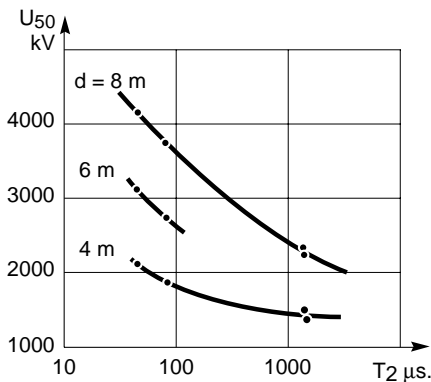


fig. 18 :  $U_{50}$  en fonction du temps  $T_2$  de décroissance à mi-amplitude.  
Intervalle entre la pointe positive et le plan :  $d = 4 - 6 - 8$  m.

$T_{cr}$ ( $\mu s$ )	7	22
$T_2$ ( $\mu s$ )	1 400	1 500
$U_{50}$ (kv)	2 304	2 227
$\sigma$	370	217

fig. 19 : influences de la durée jusqu'à la crête sur la tenue diélectrique d'un intervalle pointe positive-plan =  $d = 8$  m.

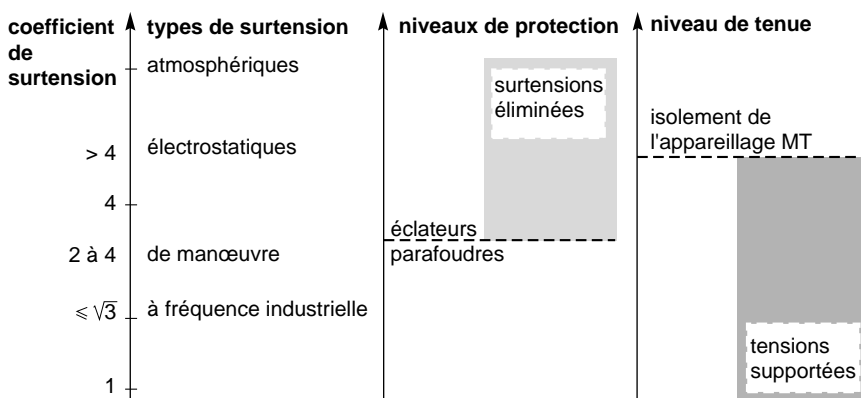


fig. 20 : coordination de l'isolement : positionner correctement le niveau de protection et la tenue de l'appareillage en fonction des surtensions probables.

### 3. les dispositifs de protection contre les surtensions

Éclateurs et parafoudres sont les dispositifs utilisés pour écrêter, limiter les surtensions transitoires de forte amplitude. Ils sont généralement dimensionnés pour intervenir sur les surtensions de foudre.

#### les éclateurs

Utilisés en MT et HT, ils sont placés sur les points des réseaux particulièrement exposés et à l'entrée des postes MT/BT. Leur rôle est de constituer un point faible maîtrisé dans l'isolement du réseau, afin qu'un amorçage éventuel se produise systématiquement là.

Le premier et le plus ancien des appareils de protection est l'éclateur à pointes. Il était constitué de deux pointes en vis-à-vis, appelées électrodes, dont l'une était reliée au conducteur à protéger et l'autre à la terre.

Les modèles actuels les plus courants sont basés sur ce même principe mais comportent deux « cornes » permettant d'allonger l'arc, de faciliter le rétablissement de qualités diélectriques par désionisation de l'intervalle d'amorçage et d'aboutir, dans certains cas, à l'extinction.

Certains ont en plus, entre ces deux électrodes, une tige destinée à éviter le « court-circuitage » intempêtif par les oiseaux (cf. fig. 21) et leur électrocution.

La distance entre les deux électrodes permet d'ajuster le niveau de protection.

Ce dispositif est simple, assez efficace et économique, mais ses inconvénients sont nombreux :

- la tension d'amorçage présente une dispersion importante. En effet, elle dépend fortement des conditions atmosphériques ; des variations de plus de 40 % ont pu être observées ;
- le niveau d'amorçage dépend aussi de l'amplitude de la surtension (cf. fig. 22) ;
- le retard à l'amorçage est d'autant plus long que la surtension est faible.

Dans ces conditions, il est possible qu'une onde de choc provoque

l'amorçage d'un appareil dont la tension de tenue est supérieure à celle de l'éclateur pour peu que cet appareil présente un retard à l'amorçage plus faible (câbles par ex.).

De plus, après amorçage, l'ionisation entre les électrodes maintient l'arc qui est alors alimenté par la tension du réseau et peut donner lieu (fonction de la mise à la terre du neutre) à un courant de suite à fréquence industrielle. Ce courant est un défaut franc à la terre et nécessite l'intervention des protections placées en tête de ligne (disjoncteur à réenclenchement rapide ou disjoncteur shunt par exemple).

Enfin l'amorçage provoque l'apparition d'une onde coupée à front raide susceptible d'endommager les enroulements (transformateurs et moteurs) situés à proximité.

Encore en place sur les réseaux, les éclateurs sont aujourd'hui de plus en plus remplacés par les parafoudres.

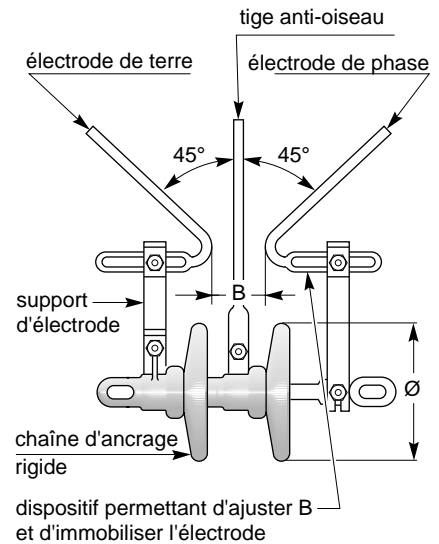


fig. 21 : un éclateur MT avec tige anti-oiseaux  
exemple : sur les réseaux EDF 24 kV, B ≈ 25 mm.

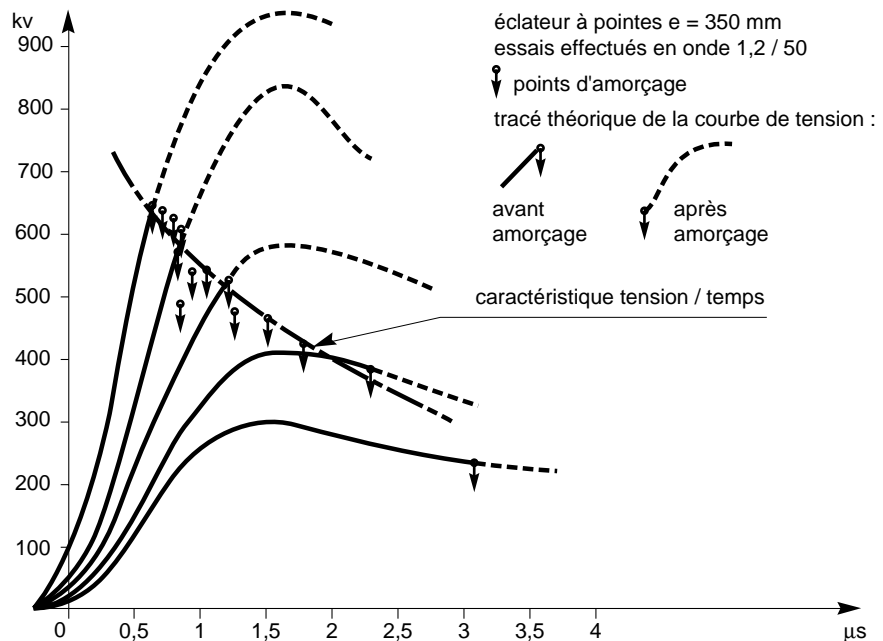


fig. 22 : comportement d'un éclateur à pointes, en choc de foudre normalisé, en fonction de la valeur de crête.

## les parafoudres

Leur avantage est de ne pas présenter de courant de suite et d'éviter que le réseau soit mis en court-circuit, puis hors tension après amorçage.

Différents modèles ont été conçus : parafoudre à filet d'eau, parafoudre à gaz. Seuls les types les plus répandus sont présentés dans les lignes qui suivent.

Ils sont utilisés sur les réseaux HT et MT.

### Les parafoudres à résistances variables et éclateurs

Ce type de parafoudre associe en série des éclateurs et des résistances non linéaires (varistances) capables de limiter le courant après le passage de l'onde de choc.

Après l'écoulement de l'onde de courant de décharge, le parafoudre n'est plus soumis qu'à la tension du réseau. Celle-ci maintient un arc sur l'éclateur, mais le courant correspondant, dit «courant de suite», traverse la résistance dont la valeur est maintenant élevée. Il est donc assez faible, pour ne pas endommager l'éclateur, et être interrompu lors du premier passage à zéro du courant (extinction naturelle de l'arc).

La non linéarité des résistances permet de conserver une tension résiduelle, qui apparaît aux bornes de l'ensemble, proche du niveau d'amorçage car, plus le courant augmente, plus la résistance décroît.

Diverses techniques ont été utilisées pour la réalisation des parafoudres à varistances et éclateurs. La plus classique utilise une résistance au carbure de silicium (SiC).

Certains parafoudres comportent également des systèmes répartiteurs de tension (diviseurs résistifs ou capacitifs) et des systèmes de soufflage de l'arc (aimants ou bobines pour un soufflage magnétique).

Ce type de parafoudre est caractérisé par :

- sa tension d'extinction, ou tension assignée, qui est la tension à fréquence industrielle la plus élevée sous laquelle le parafoudre peut se désamorcer spontanément. Elle doit être supérieure à la plus forte surtension temporaire à fréquence industrielle susceptible d'apparaître sur le réseau.

- ses tensions d'amorçage suivant les formes d'onde (fréquence industrielle, choc de manœuvre, choc de foudre...); elles sont définies statistiquement.

- son pouvoir d'écoulement de courant de choc, c'est-à-dire la capacité de dissipation d'énergie. On traduit généralement la capacité d'absorption par la tenue à des ondes rectangulaires de courant.

### Les parafoudres à oxyde de zinc (ZnO)

Ils sont constitués uniquement de varistances et remplacent de plus en

plus les parafoudres à résistances variables et éclateurs. (cf. fig. 23).

L'absence d'éclateur fait que le parafoudre à ZnO est continuellement conducteur mais, sous la tension nominale du réseau protégé, avec un courant de fuite à la terre très faible (inférieur à 10 mA).

Leur principe de fonctionnement est très simple et repose sur la caractéristique fortement non linéaire des varistances à ZnO. Cette non-linéarité est telle que la résistance passe de 1,5 MΩ à 15 Ω

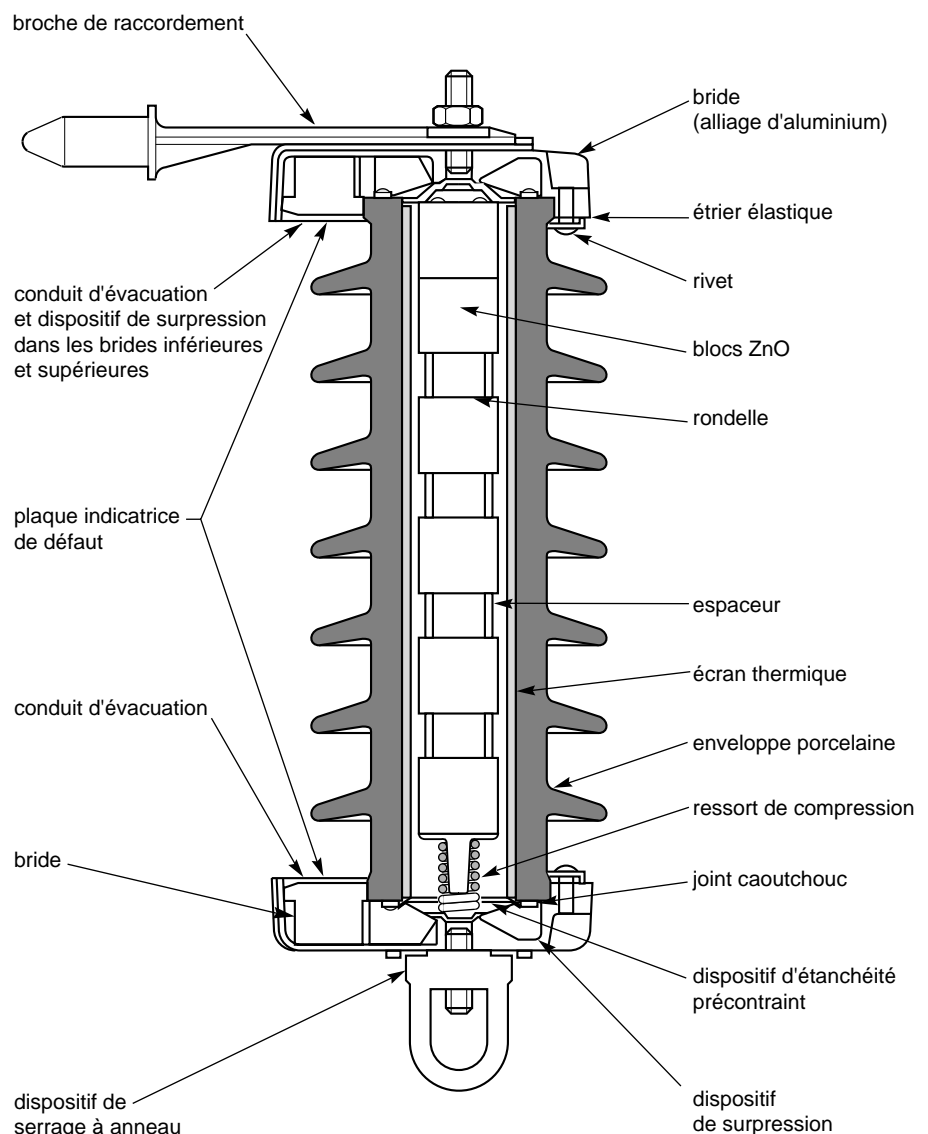


fig. 23 : exemple de structure d'un parafoudre ZnO en enveloppe porcelaine pour le réseau 20 kV EDF.

entre la tension de service et la tension au courant nominal de décharge (cf. fig. 24).

Ces parafoudres ont pour avantages des performances de limitation et une fiabilité accrues par rapport aux parafoudres à carbure de silicium.

Des améliorations ont été apportées ces dernières années, en particulier dans le domaine de la stabilité thermique et électrique des pastilles de ZnO lors de leur vieillissement.

Ainsi, en 1989 sur 15 000 parafoudres de ce type installés par EDF, après dix huit mois d'expérimentation, seules deux défaillances ont été constatées et les caractéristiques, vérifiées par des essais, n'avaient pas varié.

Un parafoudre à ZnO est caractérisé par (cf. fig. 25) :

- sa tension maximale de service permanent ;
- sa tension assignée qui peut être liée, par analogie avec les parafoudres à carbure de silicium, à la tenue aux surtensions temporaires ;
- le niveau de protection, défini arbitrairement comme la tension résiduelle du parafoudre soumis à un

choc de courant donné (5, 10 ou 20 kA selon la classe), onde 8/20  $\mu$ s ;

- courant nominal de décharge ;
- tenue au courant de choc.

(elle traduit le besoin de tenue à des ondes longues entraînant une dissipation d'énergie importante et non la nécessité d'écouler de tels courants en exploitation).

#### Enveloppes

Les parafoudres à oxyde de zinc sont disponibles :

- en enveloppes porcelaines pour à peu près toutes les tensions de service,
- en enveloppes synthétiques (fibre de verre plus résine) pour les réseaux de distribution.

Cette deuxième technique, plus récente, permet d'obtenir des parafoudres notablement plus légers, moins fragiles au vandalisme et dont les éléments actifs sont mieux protégés contre l'humidité car étant totalement surmoulés. L'humidité est en effet la principale cause de défaillance identifiée sur les ZnO. L'extérieur de ces parafoudres est généralement constitué de polymère silicone assurant la tenue à l'environnement et la reconstitution de lignes de fuite

suffisantes. Ces parafoudres, de par leur constitution interne et leurs enveloppes silicones, sont beaucoup plus tolérants sur les positions d'installation et permettent également d'optimiser la mise en œuvre (par exemple : montage à l'horizontale).

Outre les spécifications EDF telle la HN 65S20 / CEI 99-1, différentes normes françaises s'appliquent aux parafoudres, par exemple la NF C 65-100 pour des appareils destinés aux installations HT.

En résumé il apparaît que ces différents types de parafoudres sont utilisés pour la protection d'appareillage, de transformateurs et de câbles. Dans ce cas la quasi totalité des dispositifs mis en service sont des parafoudres à oxyde de zinc qui remplacent progressivement les éclateurs à corne et les parafoudres à carbure de silicium.

Cette évolution vise à obtenir une meilleure précision des niveaux de protection permettant de mieux garantir la coordination des isolements.

Le lecteur intéressé par la mise en œuvre des parafoudres peut se reporter à l'annexe 2.

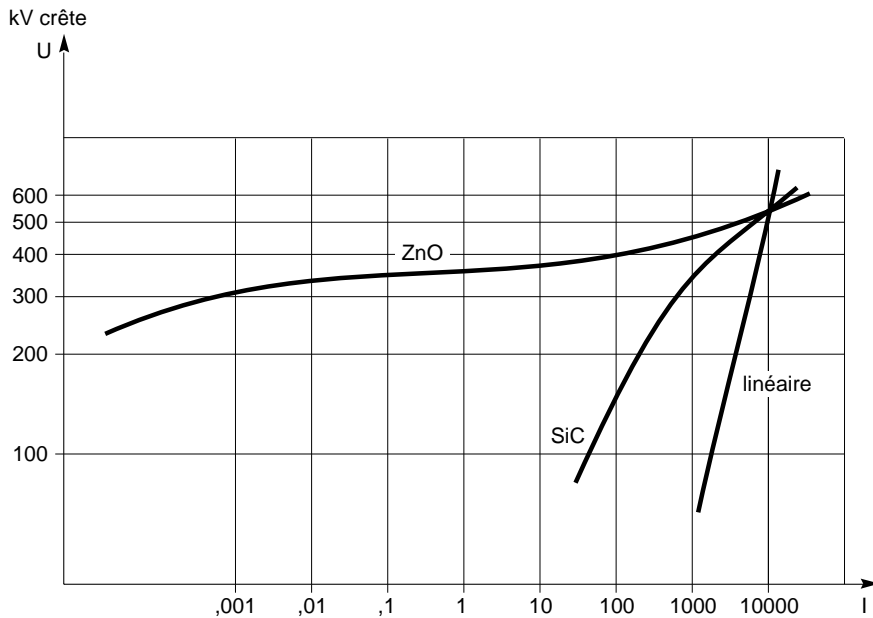


fig. 24 : caractéristiques de deux parafoudres ayant le même niveau de protection 550 kV/10 kA.

■ tension maximale permanente 12,7 kV

■ tension assignée 24 kV

■ tension résiduelle au courant nominal de décharge < 75 kV

■ courant nominal de décharge (onde de 8/20  $\mu$ s) 5 kA

■ tenue au courant de choc (onde de 4/10  $\mu$ s) 65 kA

fig. 25 : exemple de caractéristiques d'un parafoudre ZnO répondant à la spécification EDF HN 65S20.



## 4. dispositions normatives et coordination de l'isolement

Depuis de nombreuses années la Commission Electrotechnique Internationale a abordé le problème de la coordination de l'isolement en HT. Deux documents généraux traitent de la coordination d'isolement :

- la CEI 664 pour le domaine BT,
- la CEI 71 pour le domaine HT.

La CEI 71 est organisée en deux parties, la deuxième étant un guide d'application très complet. Les normes « produits », dont :

- la CEI 694 « clauses communes pour l'appareillage »,
- la CEI 76 « transformateurs »,
- la CEI 99 « parafoudres »,

sont en cohérence avec la CEI 71 quant aux tensions de tenue spécifiques.

### la coordination de l'isolement en HT selon CEI 71

Un des objectifs de cette norme, qui devrait être applicable en 93, est l'explication et la décomposition des différents coefficients qui permettent de parvenir aux tensions de tenue. Une telle démarche favorise la recherche d'une optimisation, voire une baisse des niveaux de tenue en tension.

La CEI 71 propose une modélisation conventionnelle des contraintes réelles par des formes d'ondes réalisables en

laboratoire et ayant démontré une équivalence satisfaisante.

D'autre part, deux préoccupations sont nouvelles dans cette norme :

- l'isolement longitudinal (entre les bornes de la même phase d'un appareil ouvert),
- la prise en compte de l'altitude ainsi que du phénomène de vieillissement des installations.

Dans ce projet sont distinguées l'isolation interne, l'isolation externe, et, deux gammes de tensions :

- l'isolation interne intéresse tout ce qui ne se situe pas dans l'air atmosphérique (isolation liquide pour les transformateurs, SF6 ou vide pour les disjoncteurs par exemple) ;
- l'isolation externe correspond aux distances dans l'air.
- gamme I : de 1 kV à 245 kV inclus ;
- gamme II : au dessus de 245 kV.

Pour chacune d'entre elles, la mise en œuvre de la coordination de l'isolement est légèrement différente.

A chaque gamme, est associé un tableau de tensions de tenue assignées normalisées. Ces tableaux ont été établis suivant des critères différents, jusqu'à présent souvent empiriques, mais dont le choix a été confirmé, parfois avec quelques réserves, par l'expérience. En effet, il est indéniable que les niveaux imposés, sans grandes modifications depuis des

années, sont tout à fait acceptables au point de vue de la sécurité de service. De plus, l'abandon progressif des éclateurs au profit des parafoudres permet de réduire la marge de sécurité devenue surabondante entre le niveau de protection des parafoudres et la tension d'isolement spécifiée des matériels.

### Détermination des niveaux d'isolement

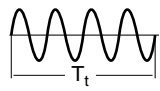
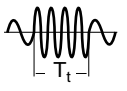
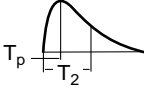
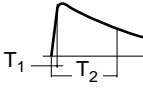
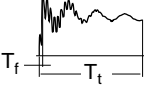
La norme n'indique pas précisément des tensions de tenue invariables et valables dans tous les cas, mais elle permet la réalisation des études de coordination de l'isolement en plusieurs étapes :

- définition des relations entre le type du réseau et le choix de ses isolements.

Il s'agit d'établir les caractéristiques des tensions maximales permanentes possibles et les surtensions temporaires prévisibles en fonction :

- de la structure du réseau et sa tension nominale,
- du schéma des liaisons à la terre du neutre,
- des postes ou des machines tournantes présents sur la ligne,
- du type et de l'emplacement des éventuels dispositifs de limitation des surtensions

et, selon des considérations communes à toutes les classes de surtensions définies par la norme (cf. fig. 26).

classe de surtension	basse fréquence		transitoire		
	permanente	temporaire	à front lent	à front rapide	à front très rapide
forme					
gamme des formes (fréquence, front de montée, durée)	f = 50 ou 60 Hz Tt ≥ 3 600 s	10 < f < 500 Hz 3 600 ≥ Tt ≥ 0,03 s	5000 > Tp > 20 μs 20 ms ≥ T2	20 > T1 > 0,1 μs 300 μs ≥ T2	100 > Tf > 3 ns 0,3 > f1 > 100 MHz 30 > f2 > 300 kHz 3 ms ≥ Tt
forme normalisée	f = 50 ou 60 Hz Tt (*)	48 ≤ f ≤ 62 Hz Tt = 60 s	Tp = 250 μs T2 = 2 500 μs	T1 = 1,2 μs T2 = 50 μs	(*)
essai de tenue normalisé	(*)	Essai à fréquence industrielle de courte durée	Essai de choc de manœuvre	Essai de choc de foudre	(*)

(\*) à spécifier par le Comité de produit concerné

fig. 26 : formes de surtensions représentatives et essais envisagés par le projet de la norme CEI 71.

■ coordination des isolements des réseaux.

Une fois ces données rassemblées, pour chaque classe de surtension, il faut déterminer la tension de tenue de coordination correspondante en tenant compte de la performance recherchée, et généralement du taux de défaillance acceptable de l'isolation. La valeur obtenue est spécifique du réseau étudié et de sa situation : c'est la plus faible tension de tenue à la surtension considérée que le réseau doit avoir dans ses conditions d'exploitation.

Pour choisir les éléments constitutifs d'un réseau, il y a lieu de définir leurs tensions de tenue spécifiées.

La détermination des tensions de tenue de coordination consiste à fixer les valeurs minimales des tensions de tenue de l'isolation qui satisfont au critère de performance quand l'isolation est soumise aux surtensions représentatives dans les conditions de service.

La détermination des tensions de tenue spécifiées de l'isolation consiste à convertir les tensions de tenue de coordination en conditions d'essai normalisées appropriées. Ceci est réalisé en multipliant les tensions de tenue de coordination par des facteurs qui compensent les différences entre les conditions réelles de service de l'isolation et celles des essais de tenue normalisés.

Le choix du niveau d'isolement assigné consiste à sélectionner la série des tensions de tenue de l'isolation normalisées la plus économique, suffisante pour démontrer que toutes les tensions de tenue spécifiées sont satisfaites.

Le canevas d'étude pour déterminer finalement l'isolement assigné, est représenté par la figure 27. Sur ce canevas, les deux facteurs de dispersion de fabrication et d'altitude définis dans le projet sont regroupés sous le terme facteur correctif.

■ la tension de tenue assignée ou niveau d'isolement est la même que la tension de tenue spécifiée pour les surtensions qui peuvent faire l'objet d'essais c'est-à-dire :

- essai à fréquence industrielle,
- essai aux chocs de manœuvre.
- essai aux chocs de foudre,

■ les facteurs d'équivalence proposés par la CEI 71 permettent généralement de ne spécifier que deux tensions de tenue parmi les 3 envisagées.

Pour les tensions de service inférieures à 245 kV le cas le plus courant consiste à retenir l'essai à fréquence industrielle et l'essai au choc de foudre.

■ le choix final se fait parmi des niveaux normalisés (cf. fig. 28), à partir de toutes les tensions assignées.

**Un exemple.**

La figure 29 présente un tel calcul tiré du guide d'application du projet de révision de la publication CEI 71. Il montre l'étude de coordination de l'isolement d'un poste caractérisé par une tension la plus élevée pour le matériel  $U_m = 24$  kV.

Cet exemple traite essentiellement de l'isolation externe, sachant qu'un concepteur d'installation et de réseau est en général directement confronté aux problèmes de dimensionnement des isolations externes. Alors que grâce à l'utilisation du SF6 pour l'isolement, et du vide ou du SF6 pour l'intervalle de coupure, la tenue diélectrique interne est bien déterminée et indépendante des conditions d'environnement (conditions climatiques, altitude, taux d'humidité, pollution ...).

Niveaux d'isolement assignés à retenir :

■ 50 kV à fréquence industrielle satisfait la tension de tenue assignée aux surtensions permanentes de basse fréquence (32 kV) et à plus de 81 % la

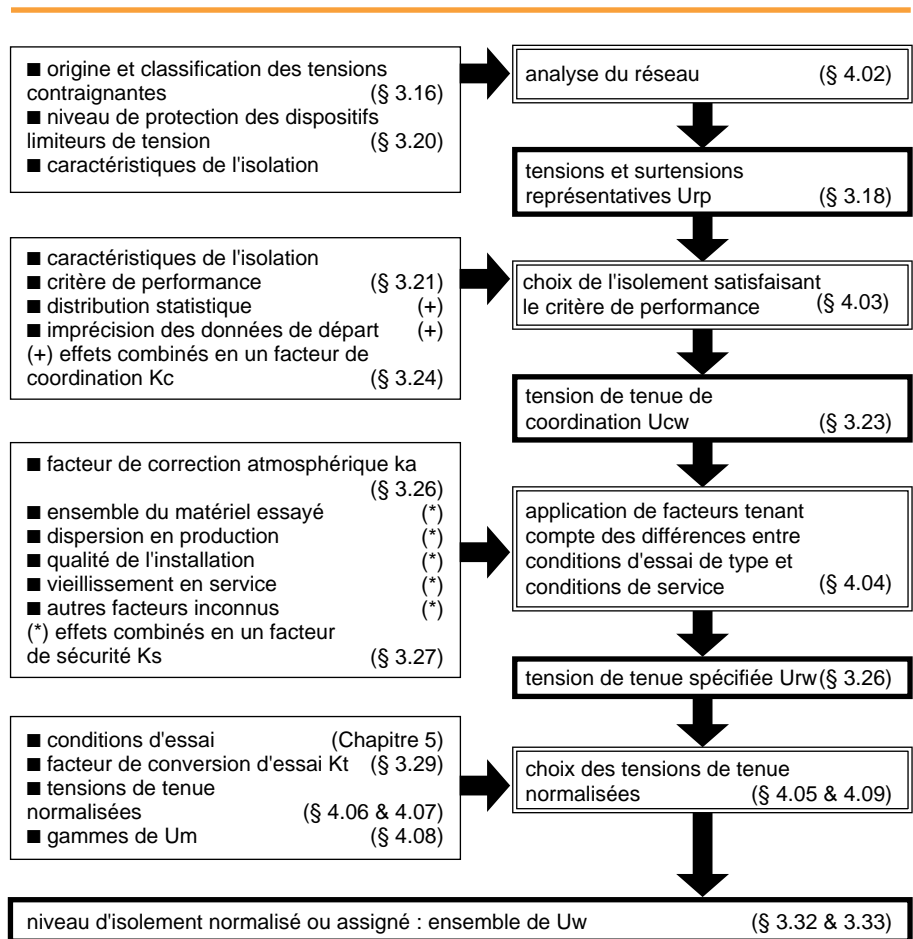


fig. 27 : organigramme de détermination des niveaux d'isolement assignés ou normalisés.

Notes : entre parenthèses paragraphes de la CEI 71 où le terme est défini ou l'action décrite.

— données à prendre en compte.

— actions à effectuer.

— résultats obtenus.

tension de tenue assignée aux transitoires à front lent (61 kV par équivalence),  
 ■ 125 kV retenu comme compromis technico-économique pour les transitoires à front rapide, entraîne :  
 soit l'acceptation d'un taux de défaillance supérieur à celui ayant été pris comme hypothèse,  
 soit l'association de parafoudres à l'installation pour assurer qu'elle ne soit pas contrainte au-delà de ce niveau.  
 Pour les hautes ou très hautes tensions, la procédure de coordination de l'isolement est la même, mais les isolations des matériels sont généralement qualifiées par leur tenues aux chocs de manœuvres, et de foudre.

tension la plus haute pour le matériel Um kV eff.	tension de tenue normalisée de courte durée à fréquence industrielle kV eff.	tensions de tenue normalisées aux chocs de foudre kV eff.
3,6	10	20/40
7,2	20	40/60
12	28	60/75/95
17,5	38	75/95
24	50	95/125/145
36	70	145/170
52	95	250
72,5	140	325
123	(185)/230	450/550
145	(185)/230/275	(450)/550/650
170	(230)/275/325	(550)/650/750
245	(275)/(325)/360/395/460	(650)/(750)/850/950/1050

fig. 28 : niveaux d'isolement normalisés pour les réseaux de tension efficace comprise entre 1 et 245 kV (Il existe un tableau similaire pour les tensions supérieures à 245 kV).

tension de tenue assignée kV	à fréquence industrielle de courte durée		aux chocs de foudre		
tension de tenue assignée aux chocs de foudre			74	108	141
facteur d'équivalence front lent → rapide			1,06	1,06	
tension de tenue assignée à une surtension à fréquence industrielle de courte durée	28	32	42	61	
facteur d'équivalence front lent → 50 Hz			0,6	0,6	
<b>tension de tenue spécifiée</b>					
tension de tenue	28	32	70	102	141
correction d'altitude			1,13	1,13	1,13
facteur de dispersion	1,15	1,15	1,05	1,05	1,05
<b>tension de tenue de coordination</b> (cas des matériels soumis au pressions atmosphériques)	24	28	59	86	119*
<b>surtensions en exploitation</b>					
forme d'onde représentative conventionnelle	fréquence industrielle 50 Hz courte durée (1 mn)		surtension 250-2500 µs 2 % d'amorçage		onde 1,2-50 µs
amplitude représentative conventionnelle (kV)	24	28	59 (2,6 p.U.)	86 (3,86 p.U.)	
catégories de surtension	phase / masse	entre phases	phase / masse	entre phases	phase / masse et entre phases
	temporaires à fréquence industrielle		à front lent (manœuvres)		à front rapide (foudre)

\* : cette valeur provient des critères suivants :  
 - niveau de protection du parafoudre : 80 kV  
 - distance parafoudre/matériel : 8 m  
 - coefficient de sécurité : 1,05

**Exemple de calcul :**

- pour une tension de tenue de coordination en front lent de 59 kV
- la tension de tenue spécifiée en front lent = 59 kV x 1,05 x 1,13 = 70 kV
- la tension de tenue assignée à fréquence industrielle de courte durée équivalente = 70 kV x 0,6 = 42 kV
- la tension de tenue assignée aux chocs de foudre équivalente = 70 kV x 1,06 = 74 kV.

fig. 29 : exemple d'une recherche de coordination de l'isolement pour un réseau 24 kV, avec des matériels à isolation externe (extrait et adapté du projet de révision CEI 71).

## 5. coordination appliquée à la conception des installations électriques

Cette étude est d'autant plus économiquement importante que la tension de service est élevée.

Trois critères justifient cette affirmation :

- l'augmentation du nombre de clients ou de la puissance distribuée,
- l'augmentation du coût de la défaillance (coût du matériel à remplacer),
- la part relative plus faible de l'étude de coordination dans le coût total de l'installation.

### conséquences d'un claquage

Une défaillance diélectrique (claquage ou amorçage) peut provoquer :

- le fonctionnement des protections dans le meilleur des cas,
- des destructions de matériels dans le pire des cas,
- une interruption de service à chaque défaillance.

En HT, la coupure d'alimentation qui survient alors peut concerner une ville entière, une région, comme un centre sidérurgique ; elle occasionne :

- un risque de déstabilisation du réseau,
- une perte de facturation d'énergie pour le distributeur d'énergie,
- une perte de production pour les abonnés industriels,
- un danger pour les personnes (par exemple dans les hôpitaux) et pour les données informatiques.

Pour éviter ces incidents, des études doivent être effectuées pour toute installation nouvelle. Elles doivent permettre des réalisations cohérentes et optimisées face aux risques.

Une solution est d'augmenter le niveau d'isolement des installations par augmentation des distances d'isolement. Mais elle se traduit par une importante augmentation des coûts : doubler ces distances provoque une multiplication par huit des volumes et des coûts. Le surdimensionnement est donc inadmissible en HT. D'où l'importance de l'optimisation des équipements HT.

### En MT

Un défaut d'isolement sur un réseau MT a des conséquences qui sont, à moindre échelle, les mêmes qu'en HT.

Les coupures d'électricité qui en résultent peuvent aussi être lourdes de conséquences pour les distributeurs d'énergie (pertes de facturation), les abonnés industriels (pertes de production), et les personnes (sécurité).

### En BT

Dans la pratique, plus la tension de service est faible, plus les conséquences d'un claquage sont limitées en terme de distribution de puissance. Mais le développement des systèmes et équipements électroniques est à l'origine de nombreux incidents consécutifs à des surtensions. En effet, le niveau de tenue aux perturbations n'est pas toujours spécifié ou n'est pas coordonné avec le niveau correspondant à son installation.

Or ces systèmes interfèrent de plus en plus dans l'intégrité d'une installation, d'une production, ou d'une gestion, les conséquences économiques pour l'entreprise concernée peuvent donc être graves.

La coordination «des tenues» n'est donc pas à négliger, même en BT...  
...et l'emploi de parafoudres devrait se généraliser. Ils sont aujourd'hui fortement conseillés pour les abonnés BT alimentés par une ligne aérienne.

### réduction des risques et des niveaux de surtensions

Vis-à-vis des différentes surtensions examinées dans le chapitre 1, des solutions simples peuvent être envisagées dès les premiers projets d'installation :

#### Surtension due à la ferrorésonance

Le seul moyen de s'en affranchir totalement est que  $1/C.\omega$  soit supérieur à la pente à l'origine de  $L.\omega.i$ . Cependant d'autres solutions sont envisageables et, en particulier, en MT où

- une discordance entre les 3 phases peut se produire dans le cas de protection par interrupteur à commande

phase par phase ; il faut rechercher la plus grande simultanéité possible lors de l'enclenchement des 3 phases du réseau (appareillage omnipolaire);

- l'enclenchement d'un transformateur à vide peut être le phénomène transitoire qui provoque la ferrorésonance ; pour l'éviter, il faut réduire les capacités en rapprochant par exemple l'appareillage de mise sous tension du transformateur.

La connexion d'une charge préalablement à la mise sous tension est bénéfique. Elle intervient en effet comme une résistance d'amortissement pouvant interdire la mise en résonance.

Mettre le neutre à la terre est aussi une solution vis-à-vis des résonances phase/terre.

#### Surtension provoquée par la coupure de courants capacitifs

La solution consiste à éviter les réallumages successifs par l'augmentation de la vitesse de séparation des contacts, et l'utilisation d'un bon diélectrique (vide ou SF6).

#### Surtension provoquée par l'enclenchement d'une ligne à vide

Elle est évitée sur les réseaux de transport par une mise sous tension progressive, obtenue en associant des résistances d'insertion au disjoncteur.

#### Surtension provoquée par un coup de foudre

Les moyens à mettre en œuvre sont de trois types :

- disposition de câbles de garde pour éviter les chocs directs (cf. chapitre 1),
- installations de protections aux points sensibles (éclateurs, ou préférentiellement, parafoudres), (cf. annexe 2),
- réalisation de prises de terre de bonne qualité (cf. chapitre 1).

## 6. conclusion

La coordination des isolements vise à trouver un juste équilibre entre la fiabilité des matériels du point de vue diélectrique d'une part et de leur dimensionnement, donc de leur coût, d'autre part.

L'exposé qui en est fait dans ce document montre la complexité des paramètres qui interviennent dans une telle analyse.

De plus, l'aspect statistique du comportement aux surtensions transitoires interdit de prétendre à des solutions absolues.

Les modélisations retenues présentent toujours un caractère quelque peu arbitraire en première lecture, mais ont été validées par l'expérience.

Des informations plus détaillées peuvent être trouvées dans les publications citées pour le lecteur souhaitant approfondir le sujet. Les progrès réalisés dans la connaissance des phénomènes permettent maintenant l'obtention d'une fiabilité accrue des installations tout en autorisant une

optimisation sur le plan économique et sur le plan de la contrainte de service.

L'utilisation de plus en plus large de parafoudres, en partie grâce à l'amélioration de leurs caractéristiques et de leur fiabilité, concourt à une meilleure maîtrise des niveaux de protection.

La prise en compte de cette démarche, par la normalisation internationale, autant au niveau général qu'au niveau des recommandations produits, montre l'importance du sujet et les avantages que l'on peut y trouver.

## annexe 1 : propagation des surtensions

Quelle que soit l'origine d'une surtension, celle-ci va se propager le long de la ligne ou du câble constituant le réseau.

Ce support de propagation peut être modélisé en faisant intervenir les valeurs par unité de longueur de l'inductance et de la résistance en longitudinal, et de la capacité et de la conductance en transversal (cf. fig. 30). L'impédance, en régime sinusoïdal, est alors donnée par :

$$Z = \sqrt{\frac{L \cdot \omega + R}{C \cdot \omega + G}}$$

Aux fréquences élevées généralement associées aux surtensions, les termes inductifs et capacitifs deviennent prépondérants et l'impédance dite «impédance caractéristique» vaut alors

$$Z_c = \sqrt{\frac{L}{C}}$$

Les termes résistifs et conductifs correspondent à des pertes entraînant l'atténuation de l'onde au cours de sa propagation.

Les ordres de grandeurs des impédances caractéristiques sont :

- lignes THT : 300 à 500 ohms,
- lignes HTA (en aérien) : environ 1000 ohms.

La vitesse de propagation est proche de celle de la lumière, soit environ  $3 \times 10^8$  m/s. On peut également exprimer cette vitesse comme étant égale à 300 mètres par microseconde, ce qui donne une appréciation de la répartition le long du conducteur d'un front d'onde de durée très courte (cf. fig. 31).

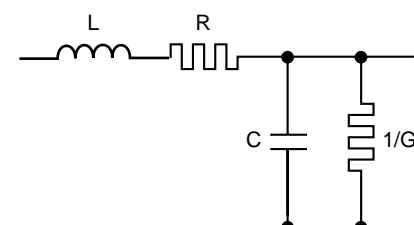


fig. 30 : modélisation d'un support de propagation.

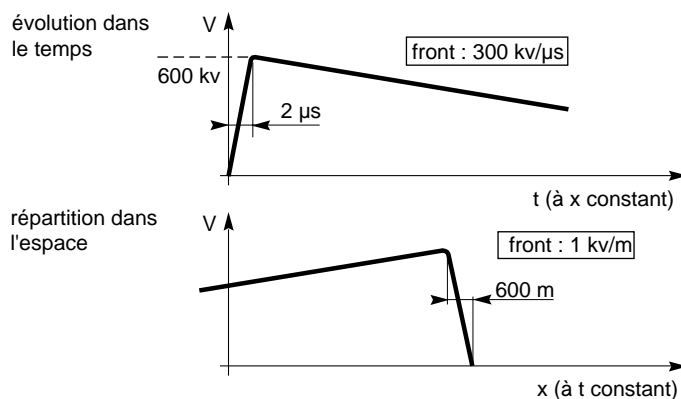


fig. 31 : représentation dans le temps et dans l'espace d'une onde de foudre.

La théorie de la propagation guidée permet d'établir que, lorsqu'une onde se propageant le long d'un conducteur arrive sur un point de changement d'impédance, on observe une réflexion et une transmission partielles.

Si  $Z_c$  est l'impédance caractéristique du premier conducteur et  $Z_a$  celle du second, les coefficients de transmission et de réflexion sont donnés par :

$$T = 2 \cdot Z_a / (Z_a + Z_c) \text{ et } R = (Z_a - Z_c) / (Z_a + Z_c)$$

Les valeurs limites de ces coefficients correspondent à des cas physiques simples :

■  $Z_a = 0$  (ligne fermée à la masse) : la tension au point concerné est donc

nulle à tout instant ce qui correspond à une onde transmise nulle et une onde réfléchie avec un facteur -1.

■  $Z_a = Z_c$  (conducteur homogène), la transmission vaut 1 et la réflexion zéro.

■  $Z_a = \text{infini}$  (ligne ouverte) : la tension au point de réflexion est donnée par la superposition de l'onde incidente et de l'onde réfléchie avec un facteur +1. Sa valeur maximale va alors être égale à deux fois la crête de l'onde incidente. Bien qu'il n'y ait pas propagation dans le milieu  $Z_a$ , la valeur à la frontière est toujours donnée par T qui vaut également 2.

Ce cas amène une contrainte élevée au point de réflexion et à son voisinage, (voisinage au sens de la répartition spatiale citée précédemment).

L'expression «doublement de l'onde de tension», souvent employée, peut prêter à confusion en faisant imaginer que l'onde réfléchie est deux fois plus importante que l'onde initiale. C'est seulement au point de réflexion que la valeur maximale observée vaut le double de celle de l'onde incidente car c'est le seul endroit où l'onde incidente et l'onde réfléchie additionnent leurs crêtes.

## annexe 2 : installation d'un parafoudre

### distance maximale de protection

Du fait du phénomène de propagation et de réflexion des ondes, (cf. annexe 1), les parafoudres limitent les surtensions, seulement au niveau de leurs bornes.

L'onde écrêtée conserve le  $dv/dt$  de son front de montée et est susceptible, par réflexion, de développer, au point d'ouverture, une tension double de la tension de limitation.

La tension de tenue de l'appareillage étant généralement inférieure au double de la tension résiduelle du parafoudre, il en résulte une distance maximale à ne pas dépasser entre le parafoudre et l'appareillage du poste.

#### Exemple :

- onde de foudre : 300 kV/ $\mu$ s,
- d'où un gradient de tension sur la ligne au passage du front de montée de 1 kV/m,
- poste MT : tenue à 125 kV choc,
- parafoudre : tension résiduelle : 75 kV.

La contrainte maxi au point ouvert sera générée par la réflexion de la crête de l'onde limitée par le parafoudre. Cette contrainte sera égale à deux fois cette crête.

Pour respecter la limite de 125 kV du matériel, le parafoudre doit donc

intervenir au plus tard quand l'onde incidente à son emplacement

$$\text{vaut : } \frac{125}{2} = 62,5 \text{ kV}$$

(instant  $T_0$  de la figure 32).

Son niveau de mise en conduction (si on l'approxime au niveau de protection) étant de 75 kV, l'intervention ne peut être obtenue que par la superposition à l'onde incidente de l'onde réfléchie.

L'onde réfléchie doit avoir atteint une valeur de  $75 - 62,5 = 12,5$  kV.

La différence entre la valeur incidente (62,5 kV) et la valeur réfléchie (12,5 kV), soit 50 kV, correspond au front d'onde réparti sur le trajet aller-retour entre le parafoudre et le point ouvert. La distance aller-retour est donc au plus égale à 50 m, soit une distance de protection maxi de 25 m.

#### Note :

Le coefficient 2 ne signifie pas doublement de la tension crête mais superposition de l'onde incidente et de l'onde réfléchie (cf. fig. 32).

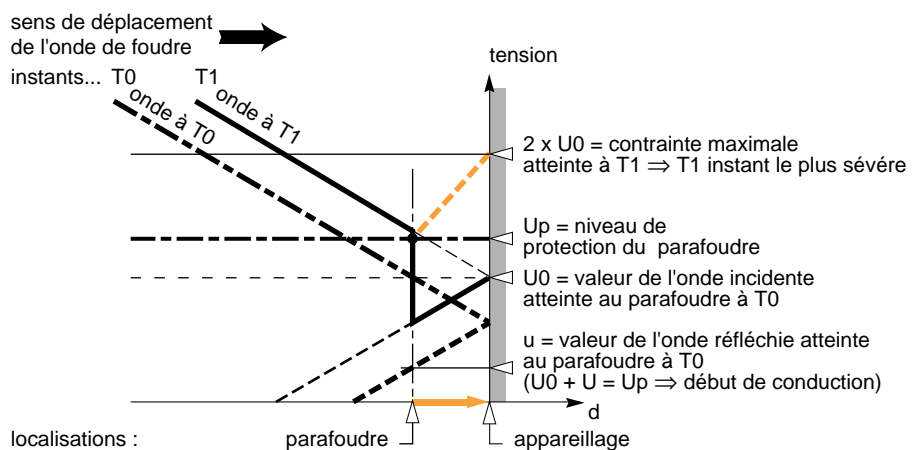


fig. 32 : propagation et réflexion en présence d'un parafoudre.

## câblage des parafoudres

Lors de l'intervention de limitation du parafoudre, une onde de courant va s'écouler à la terre ; elle résulte de l'application de l'onde de tension à l'impédance caractéristique de la

$$\text{ligne : } I = \frac{u}{Z_c}$$

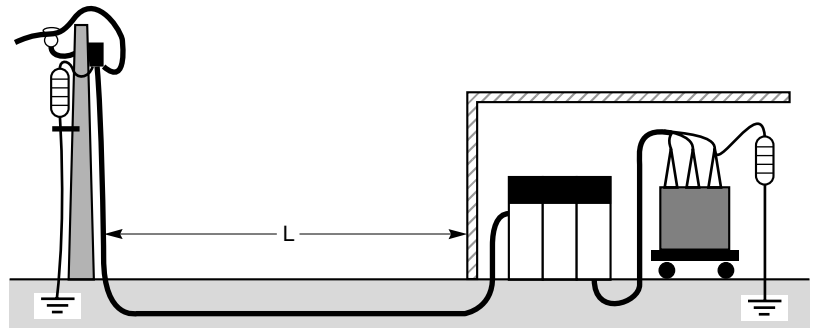
Le circuit de mise à la terre est alors le siège d'une chute de tension essentiellement inductive et qui peut atteindre des valeurs importantes.

### Exemple :

- onde de courant :  $1 \text{ kA} / \mu\text{s}$ ,
- inductance du câble de la descente de terre :  $1 \mu\text{H} / \text{m}$ ,
- d'où  $U_L = 1 \text{ kV/m}$ .

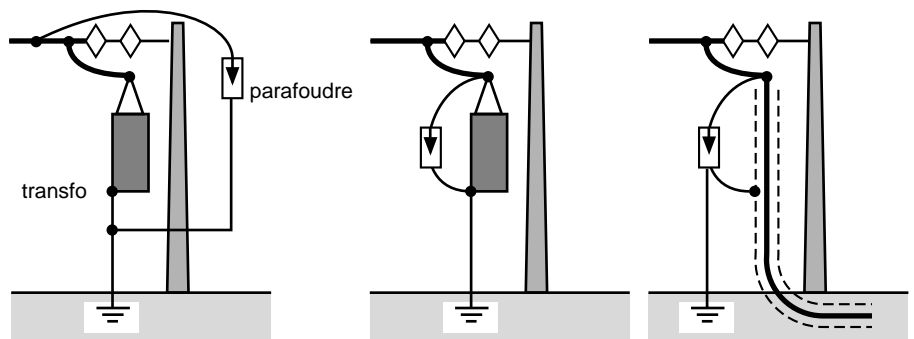
Si l'on ne veut pas que cette tension vienne s'additionner à la tension résiduelle, il faut que vis-à-vis du «phénomène foudre» le matériel proposé soit en dérivation aux bornes du parafoudre.

Pratiquement, cela consiste à effectuer le branchement comme indiqué par la figure n° 33. Si la liaison HT/matériel n'est pas faite sur le parafoudre, la longueur des conducteurs doit être la plus faible possible (cf. fig. 34).



si  $L < 25 \text{ m}$  : un limiteur de surtension placé sur le poteau est suffisant  
si  $L \geq 25 \text{ m}$  : un deuxième limiteur aux bornes du transformateur est nécessaire

fig. 33 : emplacement des limiteurs de surtension sur un poste alimenté par un réseau aéro-souterrain



câblage à éviter

câblages corrects

fig. 34 : principe de câblage des parafoudres : les connexions charges - parafoudres doivent être les plus courtes possible.

## annexe 3 : les normes électriques

Trois niveaux de normalisation existent. Les trois organismes suivants agissent respectivement au niveau mondial, européen et national :

■ la CEI (Commission Electrotechnique Internationale), produit les normes «CEI» ; 60 pays y participent. Une norme n'est acceptée que si elle rencontre moins de 20 % d'opposants. Dans les pays, son application peut subir des dérogations.

■ le CENELEC (Comité Européen de Normalisation Electrotechnique) produit les normes «EN» ; il regroupe 18 pays en majorité européens. Ses normes votées sont d'application obligatoire.

■ l'UTE ( Union Technique de l'électricité), produit les normes françaises «NF».

## annexe 4 : bibliographie

### Normes

- CEI 60 : Technique des essais à haute tension.
- CEI 71-1 : Coordination de l'isolement : termes définitions, principes et règles.
- CEI 71-2 : Coordination de l'isolement : guide d'application.
- CEI 99 : Parafoudres.

### Publications diverses

- Techniques de l'ingénieur : chapitre «Gaz Isolants».
- Les propriétés diélectriques de l'air et les très hautes tensions.  
(Publication EDF).
- Principles and procedures of the insulation co-ordination.  
KH. WECK.
- Dimensionnement des parafoudres MT pour le réseau EDF (1988).  
A. ROUSSEAU (EDF).