

1.2



# Somi

Jean-Pierre MURATET

*ALSTOM*

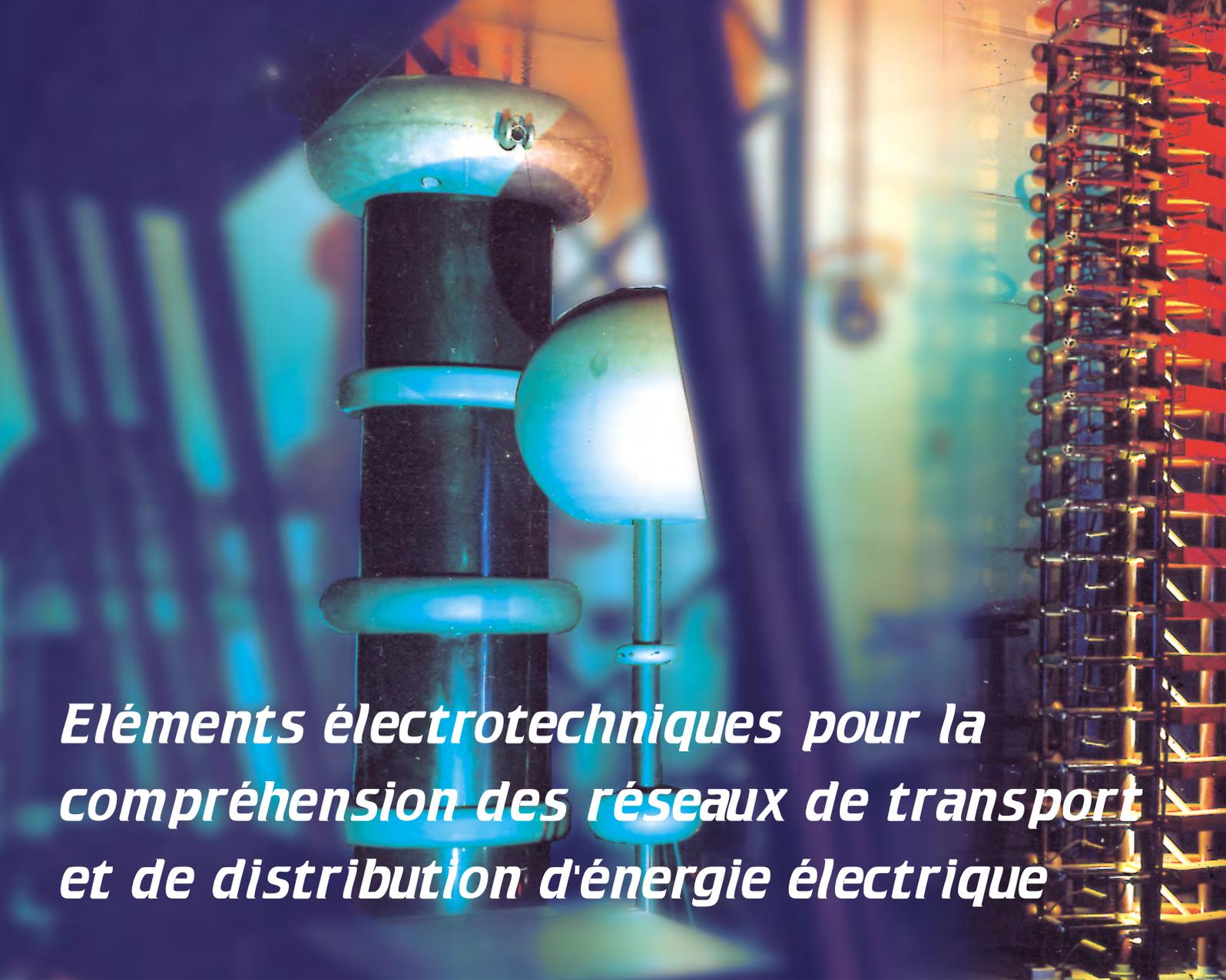
# maire

Alain GIRODET  
Jean BERGEAL  
Benoit de METZ-NOBLAT

ALSTOM  
EDF-Électricité de France  
SCHNEIDER ELECTRIC

## ***ÉLÉMENTS ÉLECTROTECHNIQUES POUR LA COMPRÉHENSION DES RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE***

<b>1.1 NOTIONS GÉNÉRALES .....</b>	<b>P7</b>
<b>1.2 RÉSEAUX ÉLECTRIQUES .....</b>	<b>P21</b>
<b>1.3 COMPOSANTES SYMÉTRIQUES/MODÉLISATION.....</b>	<b>P41</b>
<b>1.4 ÉTUDE DE RÉSEAUX (50 HZ/60 HZ) .....</b>	<b>P46</b>
<b>1.5 COORDINATION D'ISOLEMENT .....</b>	<b>P54</b>
<b>1.6 FACTS (FLEXIBLE AC TRANSMISSION SYSTEMS) .....</b>	<b>P62</b>



# *Éléments électrotechniques pour la compréhension des réseaux de transport et de distribution d'énergie électrique*

## **INTRODUCTION**

L'homme de tout temps a eu besoin d'énergie et n'a pas hésité à tout mettre en œuvre pour sa conquête tant sur le plan pacifique (recherche) que sur le plan militaire. Ce besoin s'est exprimé pendant des millénaires à travers la maîtrise du feu (chaleur), la force (force manuelle de l'homme, animaux de traits, vent, eau des rivières ...) etc..

Ce n'est qu'à une époque très récente, au XVIII<sup>ème</sup> siècle que des transformations plus évoluées de l'énergie ont été mises en œuvres : conversion de la chaleur en mouvement ... mais c'est l'avènement de l'électricité qui bouleversera radicalement le concept de la production, du transport et de la distribution de l'énergie.

A bien regarder, l'électricité possède cette fabuleuse propriété de produire (transformer), transporter, distribuer (retransformer) l'énergie sous toutes les

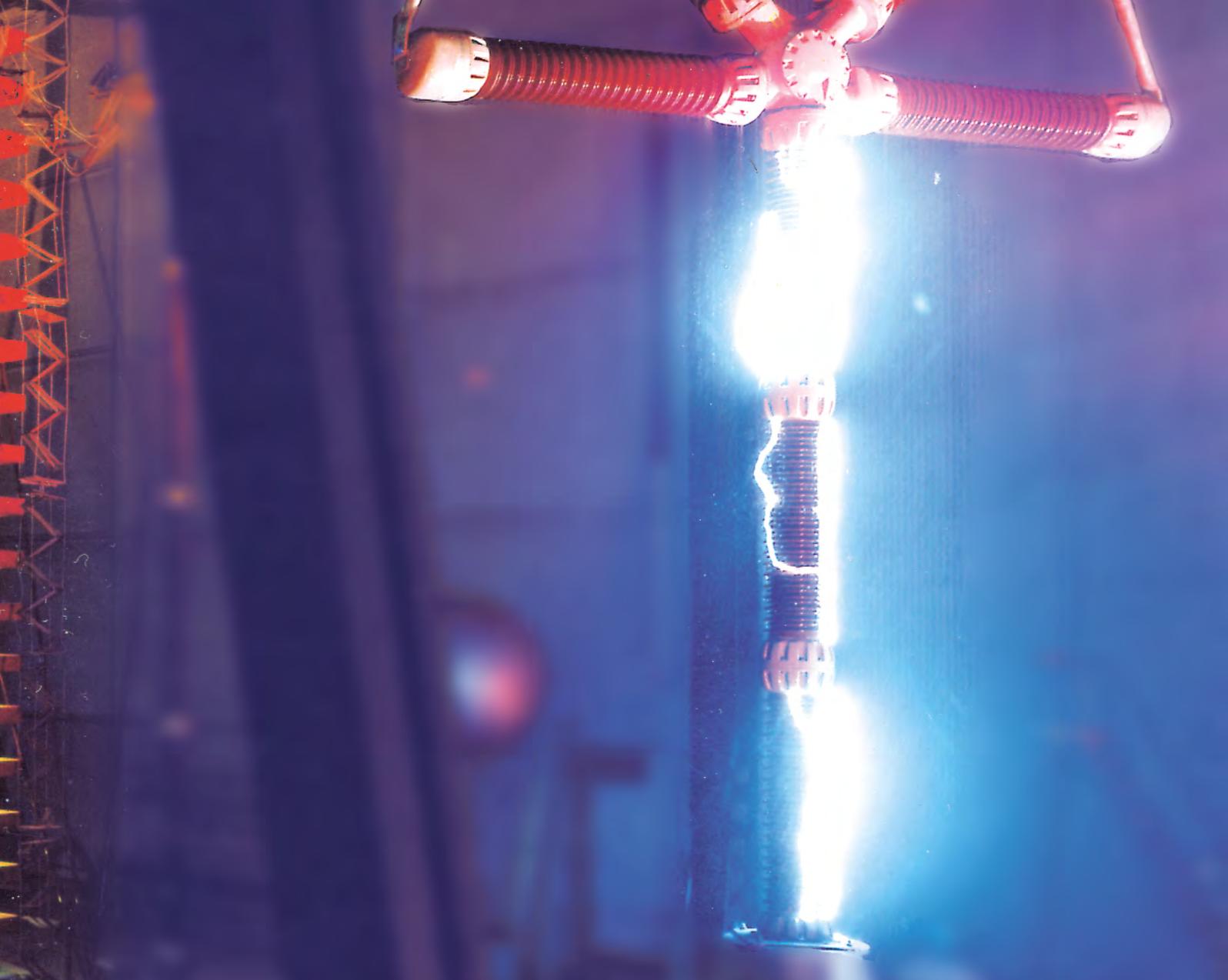
formes dont l'homme a besoin : chaleur, force, lumière, son... et même intelligence

si l'on place derrière le vocable "intelligence" le domaine du traitement de l'information : les ordinateurs et réseaux de communication associés.

C'est en effet, là encore, l'électricité via les ordinateurs qui est à l'œuvre pour subvenir aux besoins de l'homme d'aujourd'hui, à savoir : gérer le fonctionnement de sociétés devenues hypercomplexes.

Ce thème 1-2 se veut une introduction au Guide de Référence traitant des différents composants qui permettent de maîtriser l'électricité au moins dans le domaine de son transport et de sa distribution.

L'objectif de ce document, depuis sa première parution en 1979, a toujours été de permettre aux acteurs de la filière électrique de mieux appréhender les domaines du



transport et de la distribution de l'électricité tel que les maîtrisent les industriels français.

Il est difficile, même avec une bonne formation d'ingénieur (l'expérience le montre tous les jours), d'avoir une vision globale des problèmes concernant le transport et la distribution de l'énergie électrique tant ce domaine est vaste et met en œuvre des technologies variées.

La formation reçue à l'université est plus ou moins bien digérée et bien vite chacun d'entre nous est plongé dans un domaine spécialisé ou à l'inverse très étendu suivant notre fonction (étude ou management). Dans tous les cas de figures quelques idées synthétiques sont souvent les bienvenues.

Cette première partie a l'ambition de rappeler dans un premier chapitre :

- quelques grands principes électrotechniques

- leurs applications immédiates au besoin du transport et de la distribution de l'énergie électrique

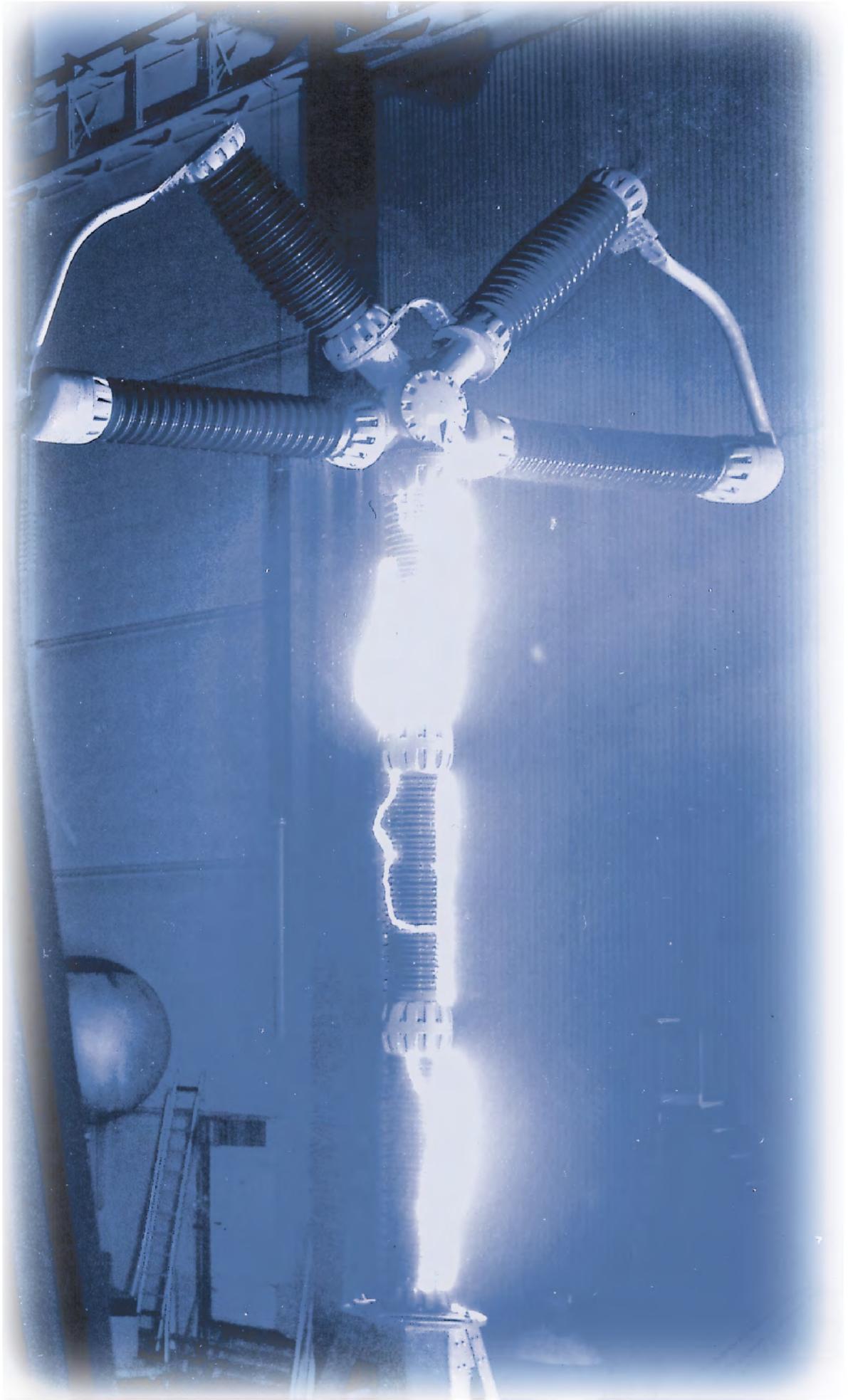
et dans un deuxième chapitre :

- les différents aspects liés à la planification des réseaux, les aspects technico-économiques associés et les principes de la déréglementation

En procédant ainsi nous avons à l'esprit :

- d'aider le jeune ingénieur à avoir une vision synthétique, autant que faire se peut, du transport et de la distribution d'énergie
- permettre à l'ingénieur confirmé de récapituler des notions dont certaines peuvent avoir été oubliées.

C'est un pari un peu fou de vouloir en quelques 100 pages traiter d'un sujet aussi vaste sous ces deux perspectives, mais c'est celui que nous avons eu envie de relever pour le meilleur service et la satisfaction de nos clients.



# 1. Aspects électrotechniques

## 1.1. NOTIONS GENERALES

### 1.1.1 NOTIONS DE PUISSANCE / ENERGIE

**Puissance électrique (alternatif / monophasé)**

C'est le produit de la tension par le courant :

$$= UI$$

avec	S	en VA	(ou MVA)
	U	en Volts	(ou KV)
	I	en Ampères	(ou KA)

Cette puissance est dite puissance apparente.

Elle est la combinaison : 1) d'une puissance active exprimée en Watt

$$P = UIa = UI \cos \varphi$$

correspondant à un travail exprimé en joule (action mécanique, échauffement...):

2) une puissance réactive exprimée en Var  
(Volt Ampères réactif).

$$Q = UIr = UI \sin \varphi$$

correspondant pour une part au transport d'une énergie électromagnétique sans lequel le système électrique (alternateur, transformateur, moteur ...) ne saurait pas fonctionner.

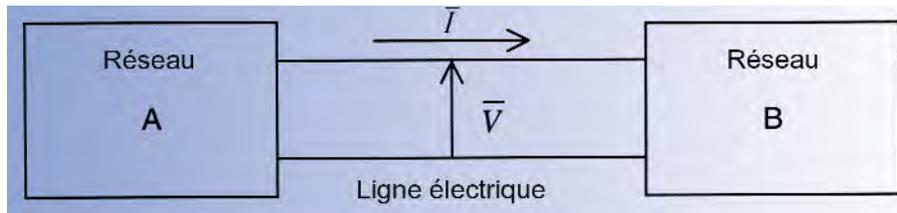
Le champ électromagnétique est le "coupleur" entre l'énergie électrique proprement dite et l'énergie mécanique et réciproquement :

Turbine (mécanique) → Alternateur (électrique)

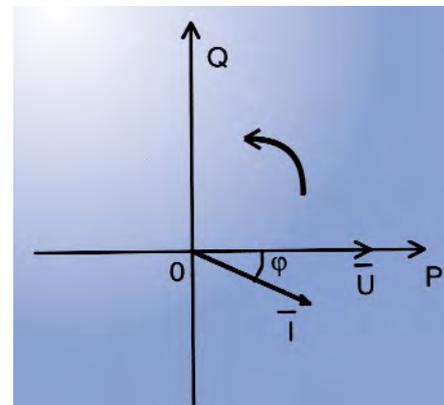
Réseau (électrique) → Moteur (mécanique)

### Sens d'écoulement de l'énergie

Le sens de l'écoulement de l'énergie entre deux réseaux A et B est lié aux signes respectifs de  $P$  et  $Q$  donc à la valeur de  $\varphi$  (attention au signe de  $\varphi$  et à la façon dont il est défini : U vers I et  $\varphi > 0$  dans le sens direct) voir figure ci-après.



$180 < \varphi < 90$ $P$ va de B vers A $Q$ va de A vers B	$0 < \varphi < 90$ $P$ va de A vers B $Q$ va de A vers B
$190 < \varphi < 270$ $P$ va de B vers A $Q$ va de B vers A	$270 < \varphi < 360$ $P$ va de A vers B $Q$ va de B vers A



NB : tel que défini préalablement, l'angle  $\varphi$  et un angle négatif donc  $P$  est  $> 0$  et  $\varphi$  est négatif.

### Puissance triphasée équilibrée

C'est la somme des puissances de chaque phase :

$$P = 3 \frac{U}{\sqrt{3}} I \cos \varphi = UI \sqrt{3} \cos \varphi$$

$$Q = 3 \frac{U}{\sqrt{3}} I \sin \varphi = UI \sqrt{3} \sin \varphi$$

$U$  tension entre phases -  $I$  courant de chaque phase

### Puissance de court circuit

C'est la puissance délivrée par un réseau **en un point donné**, lorsque les trois phases sont mises en court circuit :

$$P_{cc} = UI_{cc}\sqrt{3} \quad \text{en triphasé avec} \quad I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3}} \times \frac{1}{Z_{cc}}$$

$Z_{cc}$  est l'impédance de court circuit **vue du point du réseau en défaut**.

### Energie

C'est la sommation :  $E = \sum UI \Delta t$

E peut s'exprimer, comme la puissance, en :

		unités usuelles
$E_a = \sum UI \cos \phi \Delta t$	énergie active	KWh
$E_r = \sum UI \sin \phi \Delta t$	énergie réactive	kVarh

C'est la grandeur que nous consommons et en tout état de cause celle qu'il nous faudra payer.

## 1.1.2 PROPAGATION DE L'ÉNERGIE

L'énergie se propage avec une certaine vitesse ; nous avons tous, enfant, jeté une pierre dans l'eau et vu les ondes se propager en cercles concentriques depuis le point d'impact.

L'énergie électrique ne déroge pas à la règle, elle se déplace à une certaine vitesse ; la formule qui traduit ce déplacement est :

$$y = A \cos \omega \left( t - \frac{x}{v} \right) \quad (1)$$

où  $v$  est la vitesse de propagation et  $x$  l'abscisse par rapport au point d'impact (générateur).

La loi d'ohm qui nous est familière : 
$$\bar{U} = Z\bar{I} = \left[ R + j \left( L\omega - \frac{1}{C\omega} \right) \right] \bar{I} \quad (2)$$

ne fait intervenir que le temps (via la pulsation  $\omega$ ), les aspects géométriques du circuit (R, L, C) et leur nature ( $\rho, \mu, \epsilon$ ) **mais pas la vitesse**. La formule (2) est donc approchée.

C'est une approximation valable tout aussi longtemps que les dimensions du circuit électrique sont petites devant la valeur de la longueur d'onde.

A 50 Hz, la longueur d'onde du signal sinusoïdal (distance entre deux crêtes de valeur égale du signal qui se propage) est égale à :

$$\lambda = vT = 6000 \text{ km} \quad \text{avec} \quad v = c = 300.000 \text{ km/s (ligne aérienne)}$$

On comprend dans ces conditions que la loi d'ohm appliquée à un circuit électrique (réseau) dont les dimensions seraient de 300 km par exemple est affectée d'une erreur négligeable, en effet :

$$V = V_m \cos \omega \left( t - \frac{300}{300\,000} \right) = V_m \cos \omega \left( t - \frac{1}{1000} \right) \approx V_m \cos \omega t \quad (3)$$

soit une erreur de phase de  $\omega / 1000 = 18^\circ$

NB : Il ne faut pas confondre cet angle avec l'angle que font le courant et la tension.

Nous oublions bien souvent l'approximation de cette "bonne vieille" loi d'ohm et c'est un fait que cette erreur (erreur de phase) ne pose pas de problème dans le domaine des réseaux aussi longtemps que la fréquence reste basse, ce qui est typiquement le cas à 50 ou 60 Hz.

Mais qu'en est-il quand la fréquence augmente ?

Il nous faut revenir en fait aux équations de base dites de Maxwell et dont l'équation 2 est tirée. Nous y reviendrons au § 1.3.

### Impédance d'onde

Considérons une onde de tension se propageant sur un réseau (surtension de manœuvre, choc de foudre), cette onde met en œuvre une fréquence dite fondamentale et des harmoniques définis par l'analyse de Fourier. Le fondamental, et à fortiori les harmoniques mettent en jeu des fréquences élevées.

Le fondamental d'une onde de foudre  $1,2/50 \mu s$  est d'environ de 250 KHz et la longueur d'onde associée de 1,44 km. L'onde est caractérisée par un spectre continu dont 99% de l'énergie est dans la bande 0, 100 KHz.

La longueur de cette onde n'est plus négligeable par rapport aux dimensions usuelles d'un réseau électrique. Une telle onde est dite onde mobile dans la mesure où une caméra ultra rapide verrait cette onde se déplacer à une vitesse  $v$  sur la ligne électrique.

Cette onde obéit aux équations de la propagation avec cependant une forme simple pour notre usage :

$$\hat{U} = Z_c \hat{I} \quad (4)$$

avec :  $\hat{U}$  crête de l'onde en KV crête

$Z_c$  impédance d'onde en ohms :  $Z_c = \sqrt{L/C}$  (les amortissements sont négligeables)

et  $\hat{I}$  valeur de la crête de l'onde de courant associé.

Chaque milieu sur lequel l'énergie électrique se propage :  
*ligne aérienne, câble souterrain, transformateur ...*

est caractérisé par son impédance d'onde :  $Z_c = \sqrt{L/C}$  et une vitesse  $v = 1 / \sqrt{LC}$ .

Citons quelques valeurs typiques d'impédance d'onde :

défaut phase terre		0Ω
câble isolé		25 à 50 Ω
fluoduc		70 Ω
Ligne aérienne	500/800 kV	270 Ω
	400	300 Ω
	132-220	360-380 Ω
	63	400 Ω
	20-30	450 Ω
Transformateur		500 à 50000 Ω
Circuit ouvert		infini

1.2 ♦ Éléments électrotechniques pour la compréhension des réseaux de transport et de distribution d'énergie électrique

Une onde mobile lors d'un changement de milieu de propagation va être sujette à des phénomènes de réflexions/réfractions.

Ces phénomènes sont d'une grande importance pour la coordination d'isolement car c'est aux points de changement d'impédances d'onde que des amplifications de l'onde incidente, sources de claquages de matériel (transformateur ...), peuvent avoir lieu.

Les lois de réflexions/réfractions sont simples :

Considérons un milieu 1 caractérisé par  $Z_{c1} = \sqrt{L_1/C_1}$   
 et un milieu 2 caractérisé par  $Z_{c2} = \sqrt{L_2/C_2}$

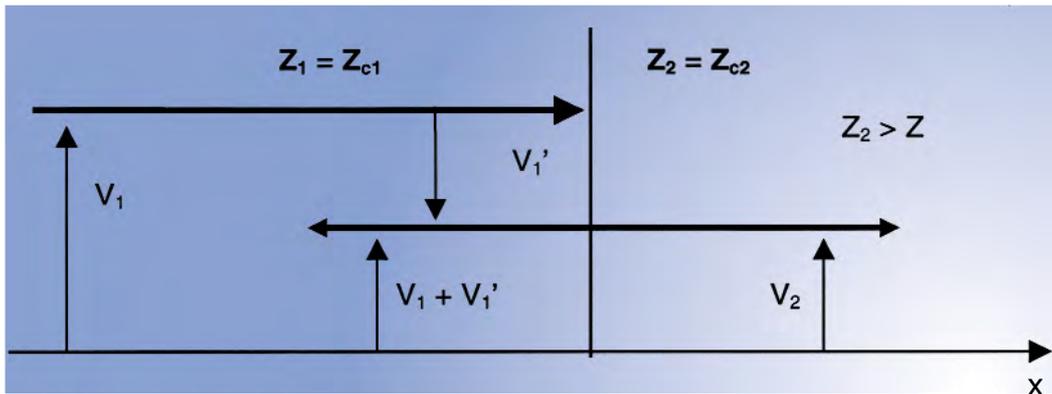
et une onde de tension qui se déplace du milieu 1 vers le milieu 2.

Une onde de tension est caractérisée elle même par :

son front  $t_f$   
 sa traîne  $t_t$   
 sa valeur crête  $\hat{U}$   
 et sa vitesse  $v = \frac{1}{\sqrt{L \times C}}$

On démontre que :  $V_1 + V_1' = V_2$  (5) avec

onde incidente ( $V_1$ ) + onde réfléchie ( $V_1'$ ) = onde réfractée ( $V_2$ )  
 (dans le milieu  $Z_{c1}$ ) (dans le milieu  $Z_{c2}$ )



Les relations entre :  
 - tension incidente  $V_1$   
 - tension réfléchie  $V_1'$   
 - tension transmise (ou réfractée)  $V_2$   
 sont

$$\begin{aligned} V_1' &= \frac{Z_2 - Z_1}{Z_1 + Z_2} V_1 \\ V_2 &= \frac{2Z_2}{Z_1 + Z_2} V_1 \end{aligned} \quad (6)$$

Remarques :

- 1) il y a toujours amplification si  $Z_2 > Z_1$
- 2) Si  $Z_2$  est infini (circuit ouvert), rien ne se transmet et il y a doublement de l'onde de tension.

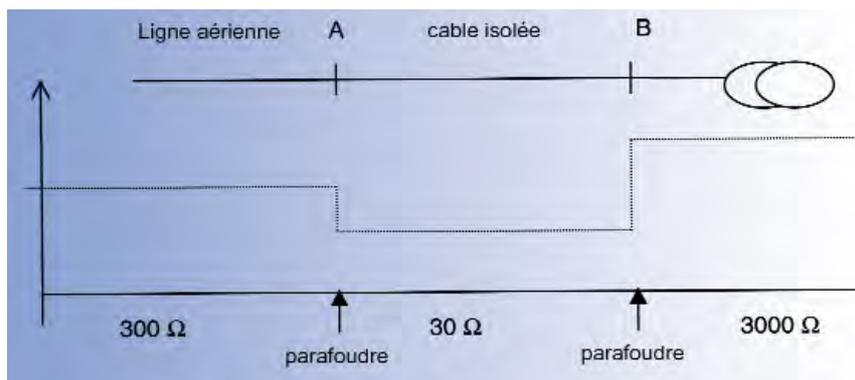
Lorsque l'on ferme un longue ligne à vide, l'onde (surtension) de manoeuvre se propage et s'amplifie (double) sur l'extrémité de la ligne ouverte.

NB : ne pas confondre ce phénomène avec l'**effet Ferranti** : correspondant à une montée en tension de la ligne ouverte à cause de la capacité de cette même ligne (cf § 1.3).

- 3) Si l'onde de tension rencontre un court circuit  $Z_2 = 0$ , tout se transmet et l'onde réfléchi est égale et opposée à l'onde incidente de façon à décharger le conducteur.

Application : ces formules montrent que les jonctions : Ligne/câble isolée ou GIS/Transformateur dont les valeurs ci-après représentent un ordre de grandeur réaliste, va donner lieu dans le "puits" constitué par le câble isolé, à un jeu de réflexions qui peut endommager les jonctions A et B.

Un parafoudre en A est nécessaire ainsi qu'en B à moins que dans ce dernier cas une étude (EMTP) montre sa non utilité.



### 1.1.3 ÉQUATIONS DES RÉSEAUX

Les équations générales d'un signal en courant et tension se propageant sur une ligne bifilaire métallique homogène sont définies par les relations :

$$\frac{\partial u}{\partial x} = -ri - l \frac{\partial i}{\partial t} \quad \frac{\partial i}{\partial x} = -gu - c \frac{\partial u}{\partial t}$$

où  $u$  et  $i$  sont des fonctions du temps  $t$  et de la distance  $x$  par rapport à l'origine (voir figure).

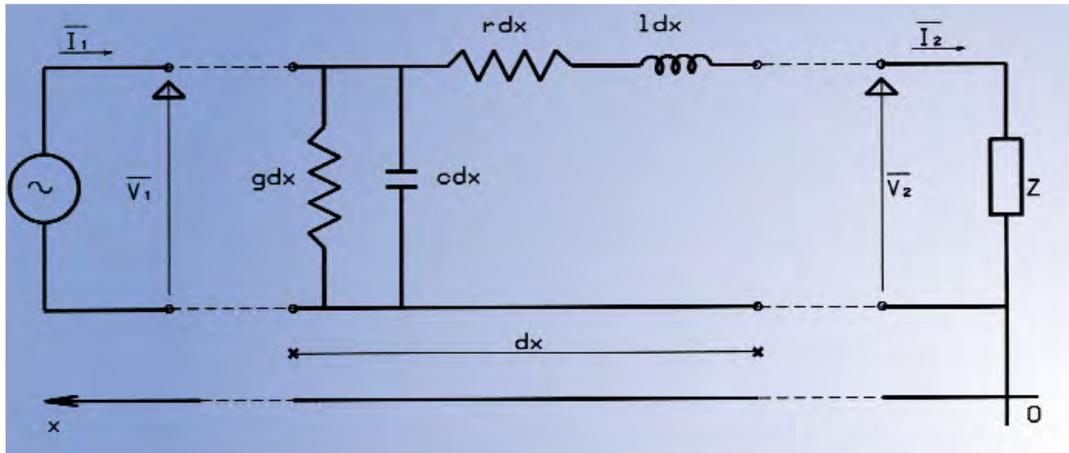
$r$ ,  $l$ ,  $g$  et  $c$  sont respectivement les résistances, inductances, conductances et capacités du circuit tel que :

$$r = Rdx, l = Ldx, g = Gdx, C = Cdx$$

avec  $R$ ,  $L$ ,  $G$ ,  $C$  éléments linéiques du circuit.

Elles s'expriment en :

ohm/km ; henry/km ; mho/km ; farads/km



### Constantes localisées / Constantes réparties

Un élément de longueur  $dx$  peut être considéré comme étant à constante localisée si  $dx \ll \lambda$  avec  $\lambda = c / f$  (voir § 1.2)

On admettra qu'une ligne électrique est valablement représentée par un schéma à constantes localisées si les dimensions de la ligne sont petites devant la longueur d'onde  $\lambda = 6000 \text{ km}$ .

Un schéma en  $\pi$  à constantes localisées constitue une approximation valable de la ligne électrique pour des fréquences basses (50/60 Hz) et des dimensions de la ligne électrique limitées (voir ci-après).

A contrario un signal de fréquence élevée (onde de foudre) devra pour être étudié valablement, mettre en œuvre un schéma à constantes réparties.

Un programme informatique tel que EMTP/ATP utilise une représentation à constantes réparties pour l'analyse du comportement des ondes mobiles sur un réseau.

### Etude d'une ligne à 50/60 Hz.

La résolution des équations (1) et (2) dans le cas particulier d'un régime permanent sinusoïdal (régime triphasé équilibré) donne :

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2 \operatorname{ch} \sqrt{\bar{Z} \cdot \bar{Y}} + \bar{I}_2 \sqrt{\frac{\bar{Z}}{\bar{Y}}} \operatorname{sh} \sqrt{\bar{Z} \cdot \bar{Y}} \quad (3) \quad \bar{I}_1 = \bar{I}_2 \sqrt{\frac{\bar{Z}}{\bar{Y}}} \operatorname{sh} \sqrt{\bar{Z} \cdot \bar{Y}} + \bar{I}_2 \operatorname{ch} \sqrt{\bar{Z} \cdot \bar{Y}} \quad (4)$$

ou  $\bar{Z} = R + jL\omega$  élément longitudinal en ohm  
 $\bar{Y} = G + jC\omega$  élément transversal en mho

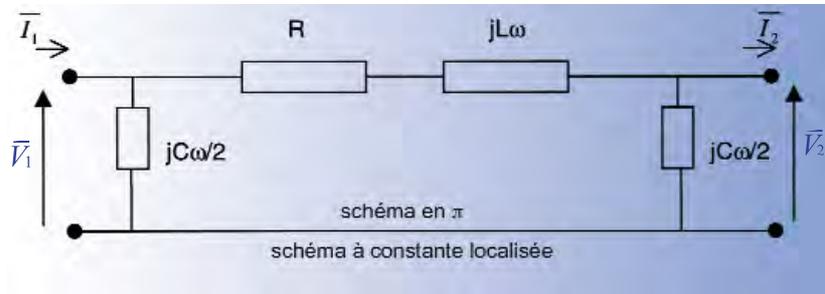
$R$  est la résistance en ohm

$L\omega$  est la réactance en ohm

$G$  est la conductance en mho

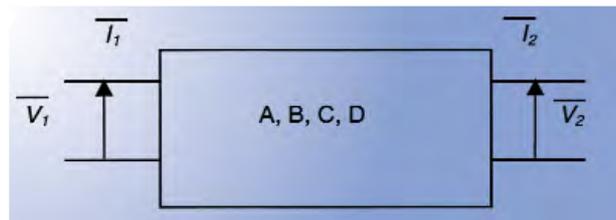
$C\omega$  est la susceptance en mho

La notion d'élément transversal et longitudinal vient de ce que le circuit électrique bifilaire peut être représenté par un schéma en  $\pi$  .



La conductance G qui traduit l'isolement de la ligne n'est pas représentée, car négligeable. Ces équations (3) et (4) peuvent être assimilées aux solutions d'un quadripôle dans lequel on aurait :

$$\begin{aligned} \bar{V}_1 &= A\bar{V}_2 + B\bar{I}_2 \\ \bar{I}_1 &= C\bar{V}_2 + D\bar{I}_2 \end{aligned} \Rightarrow \begin{bmatrix} V_1 \\ I_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} AB \\ CD \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_2 \\ I_2 \end{bmatrix}$$



avec : (5)  $\bar{A} = \bar{D} = ch\sqrt{\bar{Z} \cdot \bar{Y}} \quad \bar{B} = \sqrt{\bar{Z}/\bar{Y}} sh\sqrt{\bar{Z} \cdot \bar{Y}} \quad \bar{C} = \sqrt{\bar{Y}/\bar{Z}} sh\sqrt{\bar{Z} \cdot \bar{Y}}$

on remarque  $\sqrt{\frac{\bar{Z}}{\bar{Y}}} = \sqrt{\frac{R+jL\omega}{G+jC\omega}} = Zc \approx \sqrt{\frac{L}{C}}$  impédance d'onde.

NB : jusqu'à 500 km de ligne aérienne ou 300 km de câble, on peut utiliser un développement limité permettant d'écrire avec une bonne approximation

(6)  $\bar{A} = \bar{D} = 1 + \frac{\bar{Z} \cdot \bar{Y}}{2} \quad \bar{B} = \bar{Z} \cdot \left( 1 + \frac{\bar{Z} \cdot \bar{Y}}{6} \right) \quad \bar{C} = \bar{Y} \cdot \left( 1 + \frac{\bar{Z} \cdot \bar{Y}}{6} \right)$

### 1.14 BILAN ÉNERGÉTIQUE DE LA LIGNE ÉLECTRIQUE

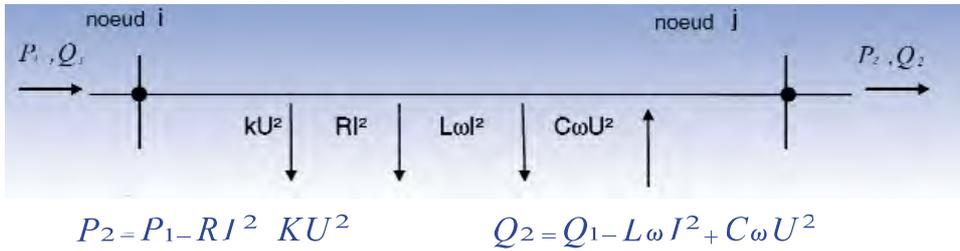
(impédance et puissance caractéristique)

La ligne consomme : de l'énergie active  $RI^2$   
de l'énergie réactive  $L\omega I^2$

et fournit : de l'énergie réactive  $C\omega U^2$

Note : en toute rigueur il faudrait aussi prendre en compte les pertes actives dues à l'effet Couronne. Ces pertes sont proportionnelles au carré de la tension  $U^2$  :  $P_{\text{couronne}} = KU^2$

Le bilan énergétique de la ligne peut se représenter de la façon suivante :



Notons bien les signes utilisés dans ces formules.

Ce calcul est approximatif car en fait le profil de tension n'est pas constant le long de la ligne et dépend de  $P_2$  et  $Q_2$

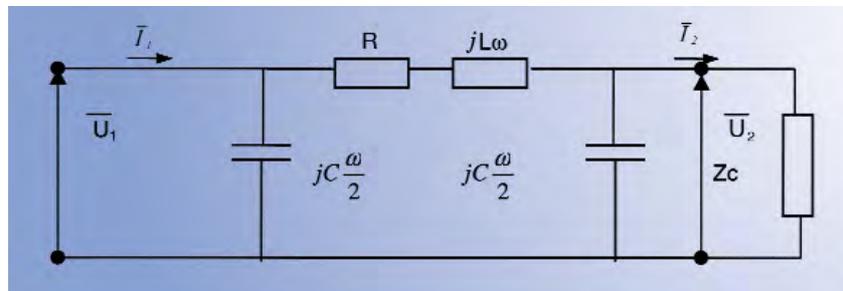
La ligne consomme toujours de la puissance active, c'est à dire des watts, mais suivant la valeur du courant  $I$ , le bilan réactif  $-L\omega I^2 + C\omega U^2$  peut être positif ou négatif ou nul.

Il existe en effet une valeur de  $I$  pour lequel  $-L\omega I^2 + C\omega U^2 = 0$

Cette relation permet de trouver  $I$  : soit  $I = U / \sqrt{\frac{L}{C}}$

on pose  $Z_c = \sqrt{\frac{L}{C}}$  (impédance caractéristique ou impédance d'onde)

Une ligne fermée sur cette impédance ne consomme ni ne fournit de réactif.



on a  $\bar{U}_2 - \bar{U}_1 = R\bar{I}$  si on néglige les pertes par effet couronne.

On appelle puissance caractéristique :  $P_c = \frac{U^2}{Z_c}$

On appelle aussi cette puissance caractéristique : puissance naturelle de la ligne, puissance pour laquelle le profil de tension est constant sur la ligne si la charge est purement résistive.

Cette puissance ne présente pas d'intérêt pratique car elle est très inférieure à la capacité de transit de la ligne. La capacité de transit est la capacité thermique de la ligne, capacité liée à la flèche de la portée entre deux pylônes et à l'échauffement maximal autorisé. C'est la flèche qui est en fait le facteur limitatif.

### 1.1.5 RÉGLAGE DE TENSION ET DE FRÉQUENCE

L'énergie électrique ne se stocke pas, il faut donc en permanence assurer l'équilibre :  
**production/consommation**

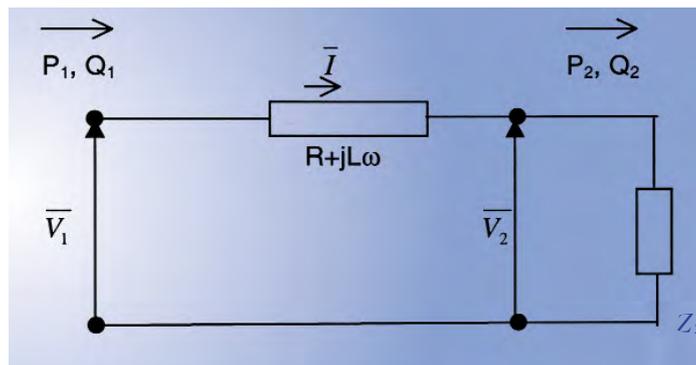
en respectant des critères de qualité :

- **tension et fréquence varient dans des limites prédéfinies**
- propreté de la forme d'onde
- continuité de service
- ...

Ces aspects font l'objet de travaux importants de la part des exploitants, car les consommateurs tant individuels qu'industriels deviennent exigeants quant à la qualité de la fourniture de l'énergie électrique.

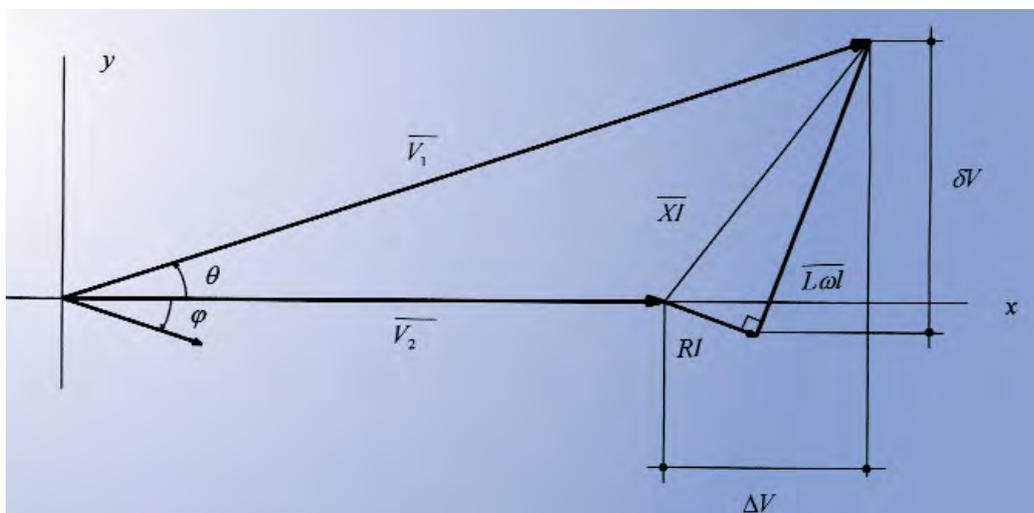
#### Réglage de la tension

Considérons le dipôle ci-après : (on a négligé la capacité du circuit)



Les puissances  $P_2$  et  $Q_2$  dépendent de la charge  $Z_2$ .

Nous pouvons déduire de ce dipôle le diagramme de tension.



La projection de  $\vec{XI}$  sur Ox et Oy permet de trouver :

$$\Delta V \approx \frac{XQ_2}{V_2} \quad \text{car } R \ll L\omega \quad \delta V \approx \frac{XP_2}{V_2} \quad \text{avec } X = R + jL\omega$$

$\Delta V$  dépend essentiellement de la puissance réactive Q2 consommée

$\delta V$  dépend essentiellement de la puissance active P2 consommée

On cherche à réduire la chute de tension .  $\Delta \vec{V} = \vec{V}_2 - \vec{V}_1$

#### Action sur Q<sub>2</sub>

On peut agir sur Q<sub>2</sub> en fournissant localement cette énergie réactive et donc éviter de la transporter.

On utilise pour ce faire des bancs de capacité souvent installés dans les postes HT/MT ou en insérant des Static Var Compensator (voir § Fact.3).

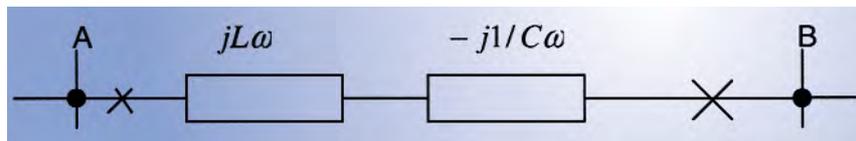
#### Action directement sur $\Delta V$

On peut aussi réduire  $\Delta V$  en ajoutant algébriquement une tension additionnelle ; c'est la tâche des régleurs en charge des transformateurs.

#### Action sur $X = jL\omega$ (compensation série)

On peut enfin réduire  $X = jL\omega$  en insérant en série sur la ligne électrique une capacitance  $1/C\omega$  ; l'impédance

de la ligne devient alors .  $Z = L\omega - \frac{1}{C\omega}$  d'où  $Z < X$



Le contrôle de tension sur un réseau concerne, pour une grande part, la gestion du réactif. C'est aux centrales, prioritairement, de gérer la tension du réseau et donc le réactif ; Un groupe ne peut fournir cependant qu'une quantité limitée de réactif, c'est à dire de MVAR. Cette limite dépend du courant rotorique et donc de l'échauffement provoqué par ce dernier.

Note : On remarquera sur le schéma du dipôle l'angle  $\theta$  que font les tensions  $V_1$  et  $V_2$  ; cet angle dit **angle de transport** joue un rôle essentiel dans la stabilité du réseau électrique. Son maximum ( $<90^\circ$ ) détermine la capacité de transport du dipôle, capacité qui doit être distinguée de la capacité thermique de la ligne électrique.

## Régulateur primaire de tension

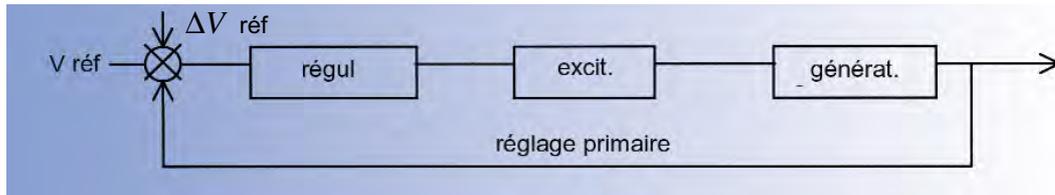
La régulation de tension est assurée prioritairement par les centres de production d'énergie (centrales électriques).

On agit directement sur le flux rotorique :  $E_f = M\omega I_r$

avec  $M$  mutuelle rotor/stator, et  $I_r$  courant rotorique

L'expérience montre que ce type de régulation, si il assure un niveau de tension requis derrière la centrale, n'est pas capable en fait de contrôler correctement la tension en un point quelconque du réseau.

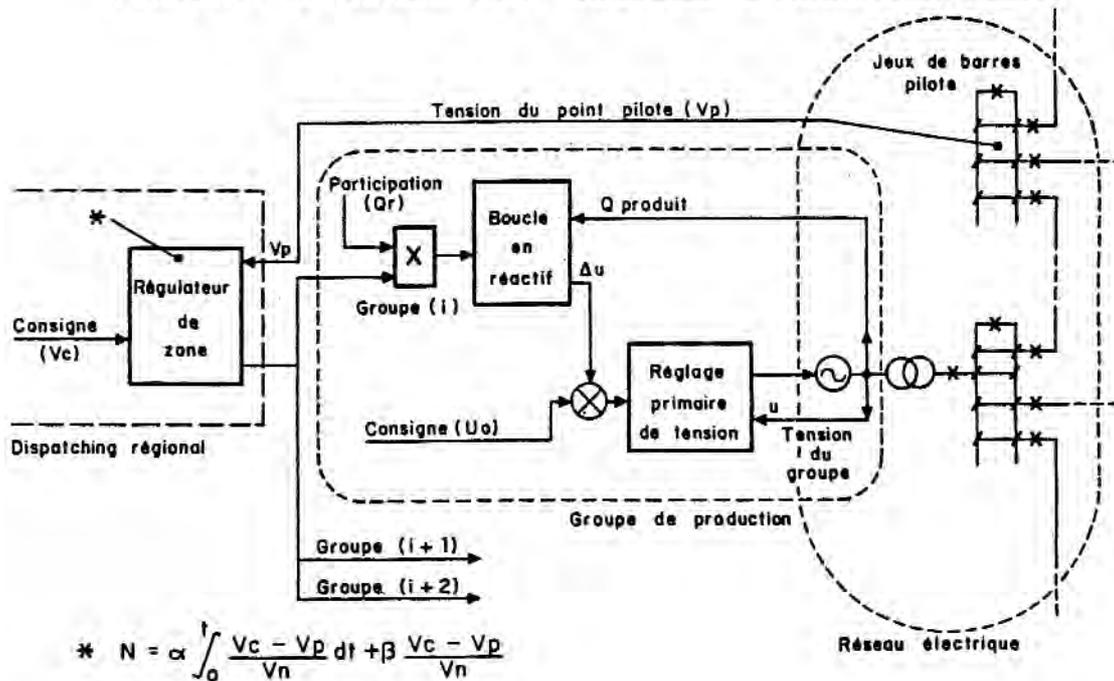
$\Delta V$  réf (réglage secondaire) RSCT



## Réglage secondaire (RSCT)

C'est pourquoi on compense la tension  $V$  de référence de l'alternateur avec une tension dite pilote prise en un point du réseau qui, après avoir été "traitée" en général au centre régional de conduite est envoyée dans les différentes centrales sous la forme d'une consigne  $\Delta V$  réf pour améliorer la tension de référence.

## "PRINCIPE GÉNÉRAL DES BOUCLES D'ASSERVISSEMENT"



### Régulation de fréquence et de puissance :

Sur un réseau isolé, le contrôle puissance/fréquence consiste à agir sur l'admission en fluide (eau, gaz, vapeur...) des moteurs (turbines) pour fournir, au rendement près, la puissance appelée par le réseau.

Des dispositifs adaptés de régulation permettent de maintenir cet équilibre et de garder stable la fréquence du réseau. Le statisme des régulations des divers groupes de production impliqués permet de répartir les contributions de ces groupes lors des variations transitoires de charge. Pour cela, des réserves de production doivent être disponibles à tout moment et mobilisables instantanément par les régulations.

L'interconnexion des réseaux permet de mutualiser ces réserves et d'assurer ainsi une meilleure tenue de la fréquence, à coût réduit.

Lors d'un à-coup de charge local, tous les groupes réglants participent instantanément à l'obtention du nouvel état d'équilibre en fonction de leurs paramètres de régulation ainsi qu'en fonction de leur éloignement électrique vis à vis du phénomène initiateur (régime transitoire). La fréquence, qui doit normalement être maintenue dans un créneau contractuel de l'ordre de  $\pm 0.5$  Hz est en fait beaucoup plus stable, sur ces grands réseaux.

Le nouvel état d'équilibre auquel on parvient de la sorte n'est pas forcément celui que souhaitent les exploitants du réseau. Il se caractérise par des transits de puissance dans les lignes et ouvrages qui ne représentent pas forcément ni l'optimum en matière de pertes ou de sûreté de fonctionnement (redondances) et qui ne sont pas non plus forcément conformes aux exigences de satisfaction des contrats commerciaux de fourniture conclus entre compagnies interconnectées.

Un deuxième type de régulation, prenant en compte ces transits, est donc nécessaire. De plus grande constante de temps, elle rétablira, après généralement quelques secondes au maximum, un plan d'échanges satisfaisant. Ceci se passe alors à fréquence quasi constante. Des actions à plus long terme seront éventuellement mise en œuvre par les dispatcheurs. C'est en effet la tâche du dispatcheur que d'anticiper la demande et sa localisation, ainsi que de suivre ses variations (tout comme celles, éventuellement fortuites, de la production) en assurant le respect des contraintes d'exploitation et de sécurité et des contrats de fourniture, y compris à l'intérieur de son réseau.

C'est en général seulement lors des transitoires importants, suivis d'îlotages (formation de poches de réseaux) que peuvent survenir des transitoires de fréquence notables susceptibles d'atteindre et même de faire sortir celle-ci de la bande des valeurs contractuelles. Des dispositifs annexes de sauvegarde peuvent alors être utilisés tels que le délestage fréquentométrique de charges ou l'îlotage des groupes de production, manoeuvres destinées à sauver le réseau ou à permettre sa réalimentation et reconstruction ultérieure de manière plus rapide.

## 1.2 RESEAUX ELECTRIQUES

### 1.2.1 GÉNÉRALITÉS

Les réseaux électriques ont pour fonction d'interconnecter les centres de production tels que les centrales hydrauliques, thermiques... avec les centres de consommation (villes, usines...).

L'énergie électrique est transportée en haute tension, voir très haute tension pour limiter les pertes joules (les pertes étant proportionnelles au carré de l'intensité) puis progressivement abaissée au niveau de la tension de l'utilisateur final.

Un réseau électrique est un système maillé mettant en oeuvre :

- **des noeuds** (ou postes) où sont raccordées :
  - les centrales (centre de production)
  - les charges (consommation)
  - et les lignes électriques (élément du réseau)
- **des branches** ou lignes électriques qui interconnectent les noeuds

Le maillage du réseau améliore :

- **la disponibilité** de l'alimentation en énergie aux usagers
- **la stabilité** et la **qualité** du produit électrique car toutes deux dépendent de la puissance de court circuit, laquelle augmente avec le maillage ou plus exactement avec le nombre et la puissance des centres de production installés et raccordés ;

Dans les réseaux, les **postes** ont pour fonction en particulier :

- **d'organiser** (configurer) : la topologie du réseau c'est à dire l'affectation des lignes à telles ou telles barres (Bus) et donc ouvrir, fermer les disjoncteurs/sectionneurs.
- **de surveiller** : c'est la fonction qui consiste à mesurer le courant, la tension, les puissances, enregistrer et traiter les alarmes etc...
- **de protéger** : c'est la fonction de protection des ouvrages (lignes, postes ...)

Dans les réseaux, les **centrales** :

- produisent l'énergie active et pour une part de l'énergie réactive
- contrôlent la tension et la fréquence.

Les réseaux électriques sont **hiérarchisés** :

d'une façon générale, la plupart des pays mettent en oeuvre :

- |   |           |                   |
|---|-----------|-------------------|
| ● un réseau de transport THT            | 220 ..... | 800 KV            |
| ● un réseau de répartition HT           | 60 .....  | 170 KV            |
| ● un réseau de distribution MT          | 5 .....   | 36 KV (selon CEI) |
| ● un réseau de livraison de l'abonné BT | 400/230 V |                   |

Cette hiérarchie c'est-à-dire, les niveaux de tensions utilisés varient considérablement d'un pays à l'autre en fonction des paramètres liés à l'histoire électrotechnique du pays, ses ressources énergétiques, sa surface et finalement des critères technico économiques.

## 1.2.2 DESCRIPTION DES RÉSEAUX

### ✓ **Le réseau de transport THT**

C'est généralement le réseau qui permet le transport de l'énergie depuis les centres éloignés de production vers les centres de consommation. Ce réseau peut être partiellement en antenne dans les pays de très grandes surfaces avec des sites de productions hydrauliques en particuliers situés dans les zones peu peuplées (Canada, Venezuela...).

Ce réseau peut être maillé mais le maillage est le fruit en général d'un réseau arrivé à maturité ou de pays de moyenne surface tels que les pays européens.

C'est sur le réseau THT que sont en principe branchés les centrales de grandes puissances (> 300 MW).

Il est impératif à ces niveaux de tension de fixer les potentiels en raccordant les neutres directement à la terre et cela au détriment des courants de défaut que rien hormis les impédances directes du réseau ne viennent limiter. De ce fait il faut éliminer très rapidement les courants de défauts pour limiter les effets thermiques et électrodynamiques et aussi pour assurer la stabilité du réseau.

On veillera cependant sur un réseau aérien à maintenir un rapport  $Z_0/Z_d$  supérieur à 3 pour malgré tout contrôler le niveau des défauts à la terre. Cela peut conduire à ne mettre à la terre qu'un nombre restreint des neutres HT des transformateurs de sorties de centrale.

Ces réseaux sont pour la plupart aériens et souterrains dans les villes ou à leur approches. Ils sont étudiés pour un transit donné correspondant en général à la limite thermique de la ligne (voir aussi stabilité §2.4.3). Une attention particulière doit être portée à l'effet couronne qui peut donner lieu en THT, à des pertes très significatives suivant le climat et l'altitude.

Les pylônes de lignes sont équipés en général de deux ternes (2 fois 3 phases) voir quatre et même six ternes.

Les lignes sont protégées par un ou des câbles de garde munis quasi systématiquement aujourd'hui de fibres optiques pour des besoins de télétransmission propres à l'exploitant ou loués à des opérateurs télécom.

Les phases sont transposées dans certains pays pour éviter les déséquilibres de charges d'une phase par rapport à l'autre (influence mutuelle d'une terna sur l'autre).

Un problème spécifique des réseaux THT est le contrôle en tension des longues lignes. Pour réaliser ce contrôle, on peut utiliser différentes solutions :

#### **Compensation shunt (réactance shunt)**

A faible charge et à fortiori à vide, la capacité de la ligne fournit de la puissance capacitive ( $Q_C = C\omega U^2$ ) non compensée par la consommation inductive  $Q_L = L\omega I^2$ .

Cette énergie réactive ( $Q_C$ ) qui fait monter la tension de la ligne (effet Ferranti). C'est la raison pour laquelle des lignes THT de longue distance sont munies à une ou aux deux extrémités de réactance shunt qui viennent absorber l'énergie réactive produite par la ligne et ainsi stabiliser la tension.

#### **Installation d'un Static Var Compensator (voir §1.6 Facts)**

**Compensation série (capacité série)**

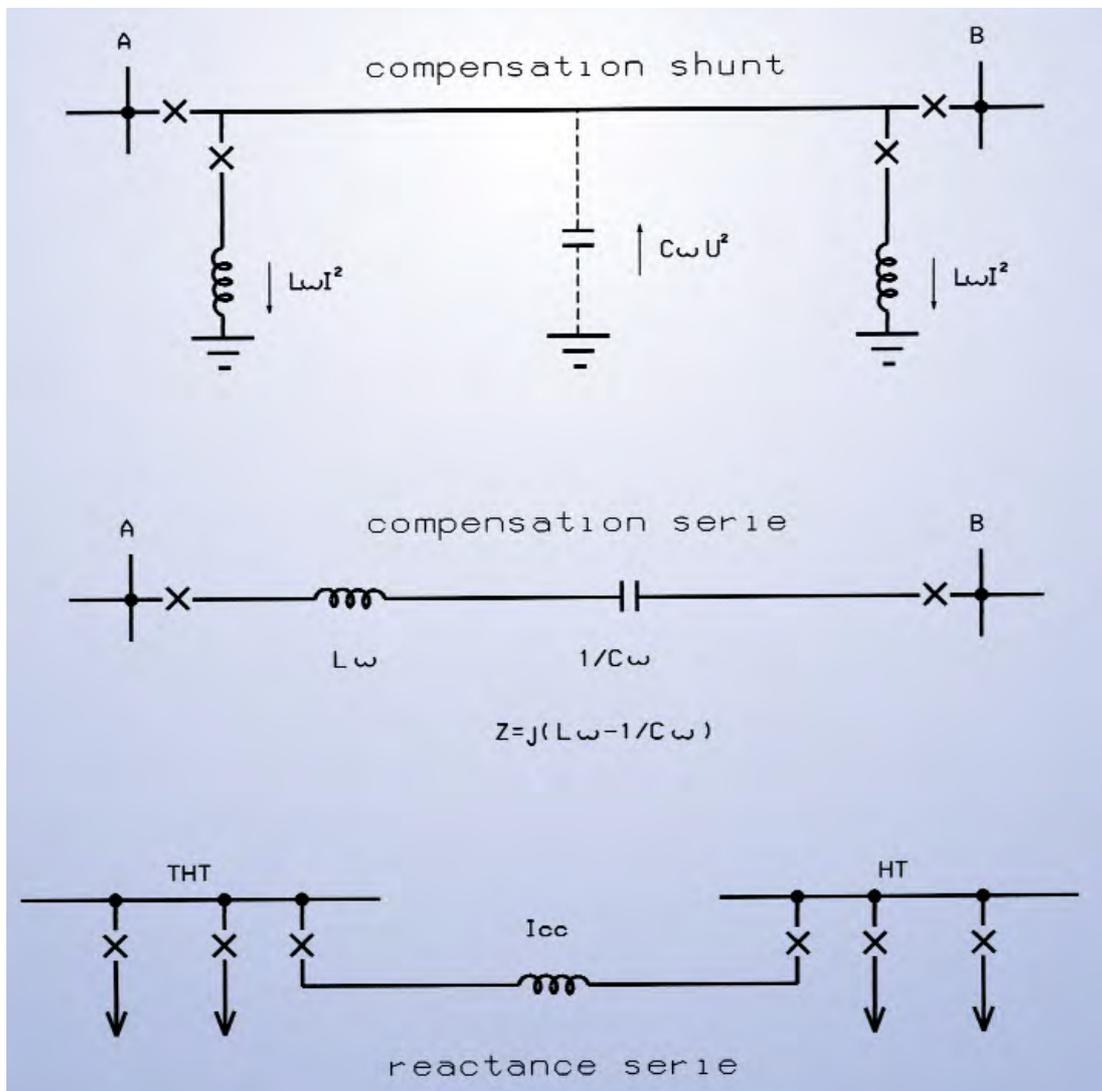
Notons l'usage dans certain pays de condensateurs série qui viennent accroître la capacité de transport de la ligne en diminuant sa réactance longitudinale  $L\omega$

Ainsi la chute de tension devient  $\bar{U} = \bar{Z}I$  avec  $Z = j \left\{ L\omega - \frac{1}{C\omega} \right\}$  ;

Cela suppose que la ligne n'ait pas encore atteint sa capacité thermique de transport.

**Note réactance série**

On trouve enfin quelquefois des réactances montées en série ; elles ont pour effet de limiter les courants de court circuit (en général d'un réseau THT vers un réseau HT). Il faut savoir que ces solutions sont à manipuler avec précautions car elles peuvent avoir un effet négatif sur la stabilité.



### ✓ **Le réseau de répartition HT**

Ce réseau est essentiellement maillé pour les raisons déjà citées de stabilité et qualité (forme d'onde, disponibilité...) de l'énergie.

Ces réseaux possèdent de nombreuses similitudes avec les réseaux THT (neutres directement mis à la terre ...). C'est sur ces réseaux que sont branchées en général les centrales de petites et moyennes puissances (50→300 MW)

### ✓ **Le réseau de distribution MT**

On appellera réseaux MT des réseaux couvrant la plage 1 à 36 KV selon la CEI.

Les réseaux MT se distinguent fortement des réseaux HT par le principe de distribution :

trois fils en Europe, Russie, Japon

Ces réseaux se caractérisent par une distribution triphasée, équilibrée.

Le neutre MT du transformateur HT/MT est mis à la terre à travers une impédance dont les caractéristiques dépendent des performances recherchées (faibles courants de courts circuits, faibles surtensions, disponibilité.

**Le neutre n'est pas distribué.**

quatre fils aux USA, Canada, Australie...

Les réseaux quatre fils se caractérisent par le neutre MT du transfo HT/MT directement mis à la terre et la distribution du neutre.

**Le neutre est distribué** et maintenu à la terre régulièrement.

Ce système permet une distribution phase neutre. Globalement ce système doit cependant être équilibré au niveau poste HT/MT.

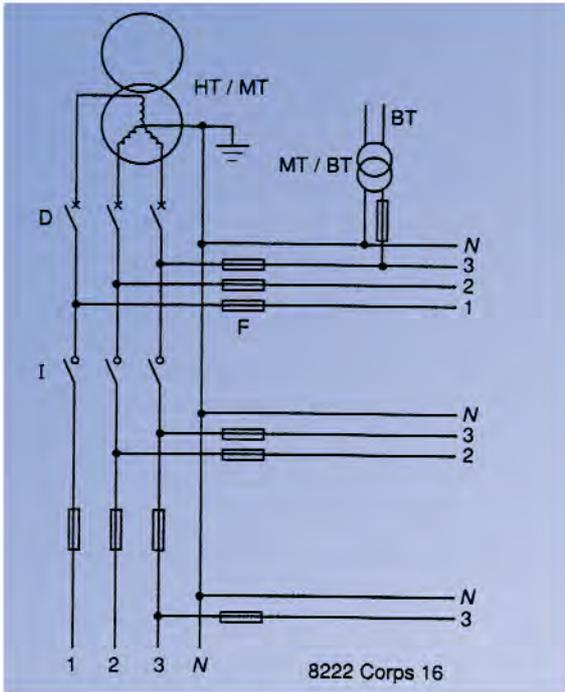
Ces deux principes, 3 et 4 fils, sont incompatibles entre eux et obéissent à des principes d'exploitation, protection et maintenance très différents l'un de l'autre.

On distingue par ailleurs :

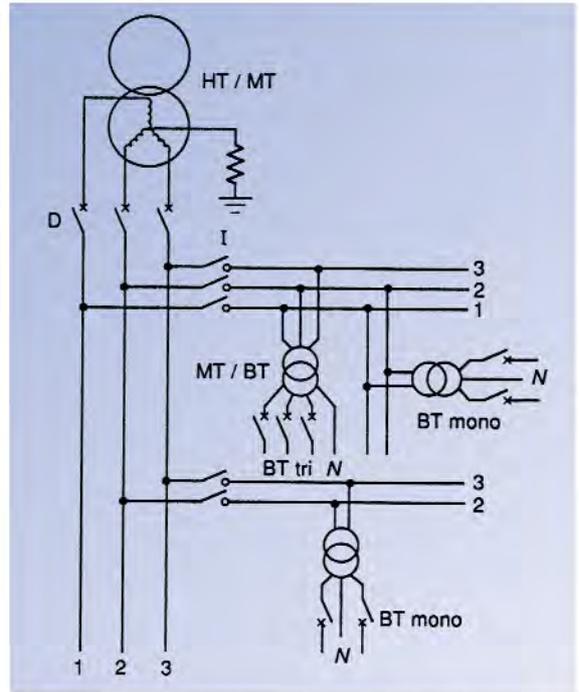
- les réseaux ruraux généralement de types aériens, arborescents et bouclables,
- les réseaux urbains essentiellement enterrés et bouclables.

Les réseaux MT ont de telles particularités qu'ils mériteraient à eux seuls un long développement ; on ne donnera donc que quelques traits essentiels.

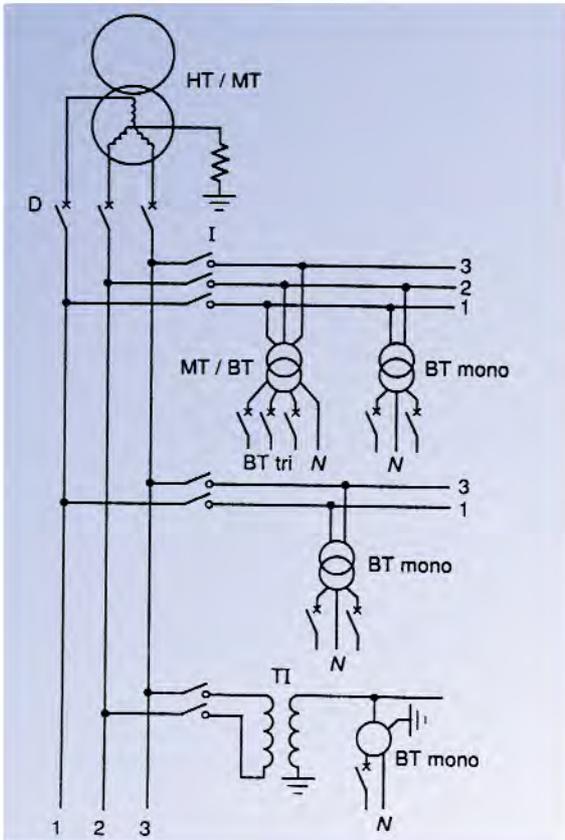
On ne s'intéresse cependant ci-après qu'aux réseaux dits trois fils, seuls types de réseaux utilisés en Europe.



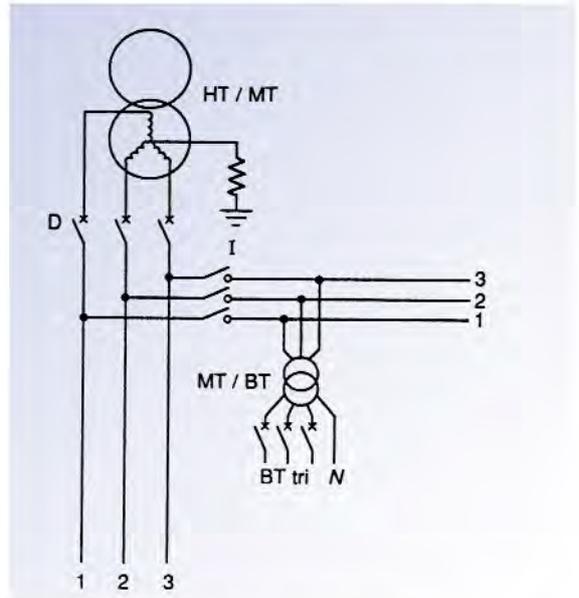
a) réseau MT à neutre distribué



b) réseau MT sans neutre distribué, mixte deux ou trois phases



c) réseau sans neutre distribué, mixte une, deux ou trois phases



d) réseau MT sans neutre distribué, entièrement triphasé

D disjoncteurs  
 F fusibles  
 I interrupteurs  
 N neutre  
 mono monophasé  
 tri triphasé  
 TI transformateur d'isolement

Différents modes de distribution

### Les réseaux trois fils

Rappelons tout d'abord qu'un système triphasé permet le transport d'une même quantité d'énergie avec une section conductrice totale deux fois moindre qu'un système monophasé. C'est à garder en mémoire quand on établit des comparaisons avec le système 4 fils nord américain qui privilégie la distribution monophasé (1 phase + neutre)

### Le choix de la tension

Après une longue histoire, nombre de pays s'orientent vers la tension 20 kV.

C'est une tension pour laquelle le moment électrique en MW x km (qui caractérise la puissance active maximum qui peut être transportée sur une longueur donnée dans des conditions de chute de tension et  $\cos \varphi$  données) est intéressant.

Le tableau ci-dessous permet d'en juger.

Le 33 kV qui semble aussi intéressant l'est moins quand il s'agit de fabriquer des cellules MT, à coût attractif.

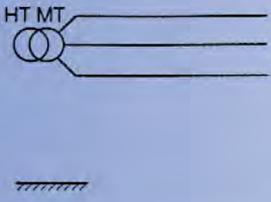
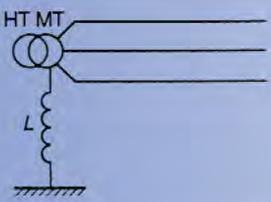
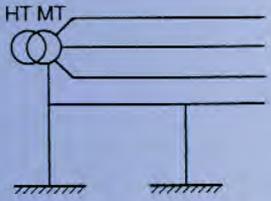
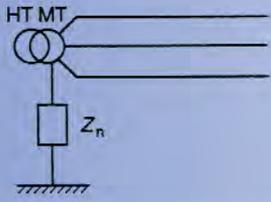
Câble Almelec mm <sup>2</sup>	MW x kM		
	$\Delta U/U = 7.5 \%$		$\cos \varphi = 0.9$
	15 kV	20 kV	33 kV
54.6	22	39	105
75.5	28	49	133
117	37	66	175
148.1	42	76	205

### Le choix du neutre

C'est là le fruit de l'histoire et d'un compromis.

- un neutre impédant limite les courants de défaut mais est le siège de surtensions
- A l'inverse un neutre directement lié à la terre limite les surtensions, mais accroît les courants de court circuit (directement proportionnel à la tension).
- un neutre isolé permet de continuer de fonctionner après un premier défaut puisque le courant de défaut ne pouvant pas se refermer par le neutre est nul (en réalité une partie se referme via la capacité du réseau).
- Le principe dit compensation (ou accordé ou de Petersen) qui consiste à insérer dans le neutre une réactance  $L\omega$  égale à la capacitance du réseau  $1/C\omega$  présente un réel intérêt en dépit de son coût. Le réseau se comporte vu du défaut comme étant hautement impédant (circuit LC parallèle) et le courant de défaut est faible et auto extincteur.

Des systèmes auto réglants permettent d'ajuster la réactance de neutre en fonction de la capacité du réseau qui change avec la topologie (enclenchement de feeders, ajout de nouvelles lignes ...).

Régime de neutre MT		Pays
	Neutre isolé	Allemagne (1) Belgique Italie Japon Norvège
	Bobine d'extinction dite de Petersen $L$ : compensation de la capacité du réseau.	Allemagne (1) Finlande Norvège France (1997)
	Neutre directement à la terre	Canada États-Unis
	Neutre impédant $Z_n$ : quelques dizaines d'ohms	Belgique France Grande-Bretagne Irlande Japon Suède

(1) ancienne République fédérale d'Allemagne

## Le cas de la France

La France a opté dans les années 50 pour un réseau impédant limitant la courant de défaut à :

- 300 A dans les réseaux ruraux (aériens)
- 1000 A dans les réseaux urbains (souterrains)

Mais la pression des écologistes et la nécessité d'une meilleure continuité de service conduisent EDF a partiellement enterrer ses lignes MT (la capacité du réseau de ce fait augmente).

Le courant de défaut à la terre revient donc pour une part grandissante via les capacités des feeders sains et fait déclencher les protections de surintensité à temps constants et non directionnelles de ces mêmes feeders.

EDF a donc défini un nouveau palier mettant en oeuvre :

- des bobines de compensation dans les neutres MT
- et des protections wattmétriques homopolaires sur les feeders (sensibilité homopolaire 3A).

## Les protections et automatismes :

Les protections et automatismes sont principalement installés dans le poste HT/MT. Chaque départ est équipé d'un disjoncteur triphasé, de protections et automatismes divers chargés entre autre du traitement des défauts.

Divers paliers coexistent :

**Avant 1986** : Protections ampèremétriques à temps constant, par phase et homopolaires. La sensibilité de la détection contre les défauts à la terre est en général comprise entre  $80 \Omega$  et  $200 \Omega$ .

Un réenclencheur automatique effectue en général, sur défaut permanent, un réenclenchement rapide suivi de deux lents, sur les départs aériens ou mixtes, de façon à éliminer " naturellement ", c'est à dire sans intervention de l'exploitant, les défauts fugitifs ou semi-permanents (quelques centaines de milliers par an sur nos réseaux).

Une protection centralisée contre les défauts très résistants à la terre est placée dans le neutre MT du transformateur d'alimentation HT/MT ; sa sensibilité est de l'ordre de  $10 \text{ k}\Omega$ , au mieux. Elle élimine quelques milliers de défauts permanents chaque année, en déclenchant puis réenclenchant successivement les départs alimentés par le transformateur, jusqu'à détection et élimination du défaut (sans réenclenchement, bien sur, dans ce cas). Pour minimiser la gêne aux clients sensibles aux coupures très brèves, des disjoncteurs shunt à fonctionnement monophasé sont chargés d'éteindre en les court-circuitant temporairement les défauts à la terre. Leur efficacité atteint de l'ordre de 70%.

En réseau, en milieu de circuit ou sur les dérivations importantes (ou les moins fiables), des interrupteurs munis d'un système de détection du passage du courant de défaut sont utilisés. En coordination avec les cycles lents du réenclencheur de départ, ils ouvrent, (hors tension) la zone en défaut, permettant ainsi la reprise de l'alimentation principale du départ.

## De 1986 à nos jours :

Par rapport à la situation précédente, les automatismes ont été centralisés au niveau du calculateur de poste. Les protections des départs sont devenues autonomes, c'est à dire qu'elles peuvent provoquer le déclenchement du départ même en cas de perte de leur alimentation auxiliaire. Les disjoncteurs shunt ont été généralisés.

La protection contre les défauts très résistants est maintenant effectuée par une protection homopolaire à temps dépendant, très sensible. Elle permet de détecter **sélectivement** en quelques dizaines de secondes des défauts d'impédance pouvant atteindre  $15\text{ k}\Omega$ .

Ces plans de protection sont compatibles avec la réduction du courant de défaut à la terre à 150 A (antérieurement : 300 A).

## Palier futur :

Justifié par des considérations d'environnement, de qualité de service ainsi que de coordination des isolements, le courant de défaut à la terre lors des défauts MT sera limité à un maximum de 40 A. Ceci nécessite de recourir à la technique du neutre compensé, mais sans qu'il soit cependant nécessaire ou justifié d'exploiter les réseaux en défaut maintenu.

Pour cela, des protections directionnelles Wattmétriques homopolaires compatibles avec les mises à la terre du neutre futures comme actuelles ou antérieures ont été mises au point (Ceci permet les réalimentations en secours à partir de postes divers). La sensibilité de détection de ces protections est de quelques  $\text{k}\Omega$  (3 ou 4). Cette protection détecte aussi les défauts autoextincteurs (quelques ms) caractéristiques des réseaux compensés. Une détection sélective des défauts résistants (sensibilité de l'ordre de 20 à  $50\text{ k}\Omega$ ) leur est adjointe. La bobine de compensation est dotée d'un système d'accord automatique et suit donc sans contrainte particulière pour l'exploitant tous les changements de topologie du réseau.

## L'architecture

### Les réseaux ruraux

Ils concernent des populations à faible densité ; Ils sont encore largement aériens et équipés de conducteur nu (parfois isolés en torsade dans les régions très boisées). L'architecture est arborescente.

Les réseaux sont bouclables soit via deux feeders d'un même poste (architecture en pétale) soit à partir de deux postes (architectures en fuseau).

Les organes de bouclages sont télécommandés par radio depuis le dispatching.

Les postes MT/BT sont constitués d'un transformateur sur poteau : (63, 100 et 160 kVA) équipés de parafoudres côté MT et d'un disjoncteur côté BT (réarmable à la main via une tringlerie, cas de la France). L'interrupteur MT se trouve en général à une ou deux portées du transformateur MT/BT. Pour des puissances plus élevées (voir figure) on utilise des postes en cabine en pied de poteau.

### Les lignes

Les conducteurs de ligne, au moins en France, sont constitués d'un alliage d'aluminium : Almelec de sections standards :  $75^2$  (170A),  $117^2$  (240A),  $148^2$  (400 A) de portée allant de 100 à 150 m avec conducteurs suspendus (système en chapeau de gendarme).

Les liaisons secondaires utilisent une section de  $54^2$  et sont souvent posées (et non suspendues). La capacité de transport est souvent liée à la chute de tension plutôt qu'à la capacité thermique de la ligne.

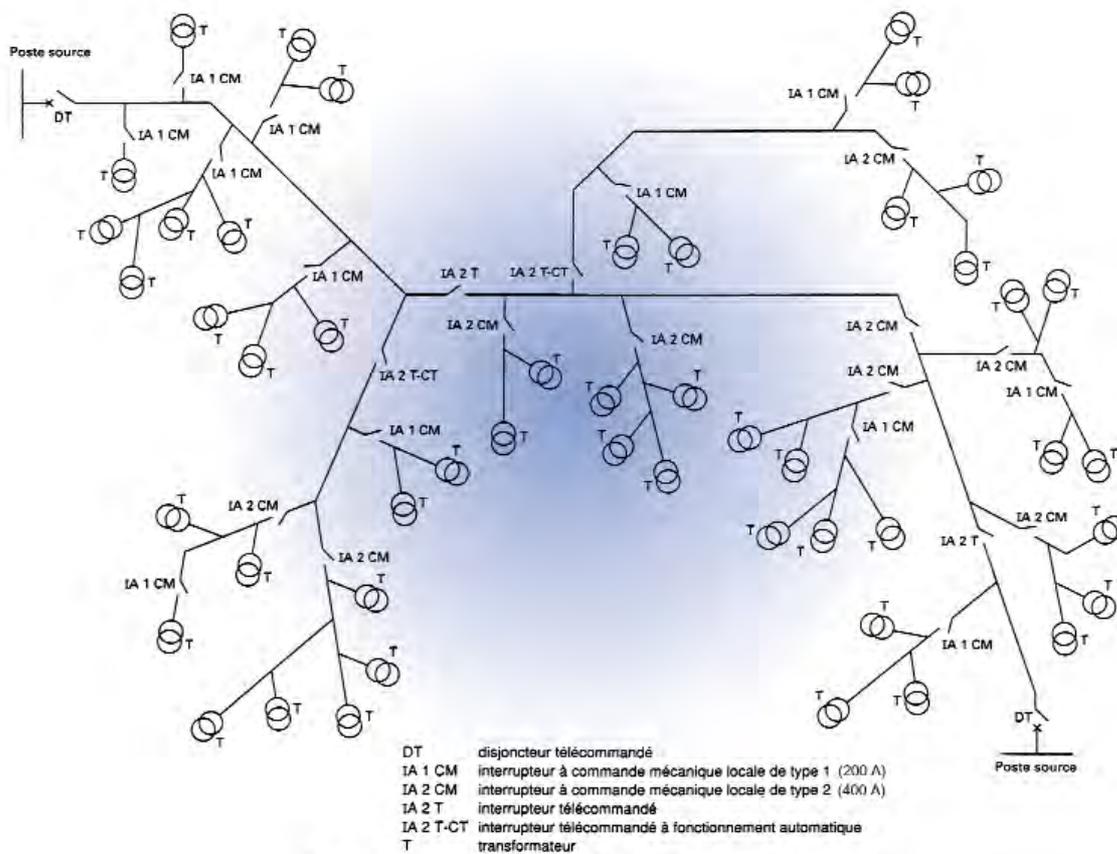


Fig. 25. - Interrupteurs de différents types sur une artère aérienne.

Les postes (voir thème 2-1)

Les réseaux urbains

Ces réseaux sont en général enterrés.

On distingue deux grands types de réseaux :

- les réseaux en double dérivation
- les réseaux en coupure d'artère.

Réseaux en double dérivation

Ce système est coûteux mais permet une reprise de service rapide via un système inverseur sans que le défaut soit identifié.

En cas de défaut sur le câble dit de travail (1ère alimentation), on bascule sur le câble de secours (2ème alimentation).

Ces deux câbles proviennent en général du même poste et sont souvent posés dans la même tranchée.

Réseaux en coupure d'artère

Un câble part d'un poste HT/MT et passe successivement dans les postes MT/BT puis rejoint une deuxième source qui peut être soit un autre départ du même poste (HT/MT) soit un autre poste.

En cas de défaut sur un tronçon de câble il est possible d'isoler ce tronçon en ouvrant les deux interrupteurs qui l'encadrent. La fermeture du disjoncteur normalement ouvert de l'artère permet alors de réalimenter l'ensemble des consommateurs.

Un dispositif peu coûteux (flag) permet de visualiser les postes MT/BT où est passé le courant de défaut qui ne peut s'écouler que du poste HT/MT vers le défaut.

On peut donc en parcourant le circuit savoir sur quel tronçon a eu lieu le défaut (entre un flag rouge et un flag vert).

La coupure d'artère est en général plus économique que la double dérivation. Les temps d'interruption sont de l'ordre de 1 heure, en exploitation manuelle. La fonction d'élimination du défaut automatiquement en coupure d'artère est relativement coûteuse puisqu'elle suppose la motorisation des interrupteurs.

La coupure d'artère se prête à plusieurs type de schéma : boucle, fuseau, épi...

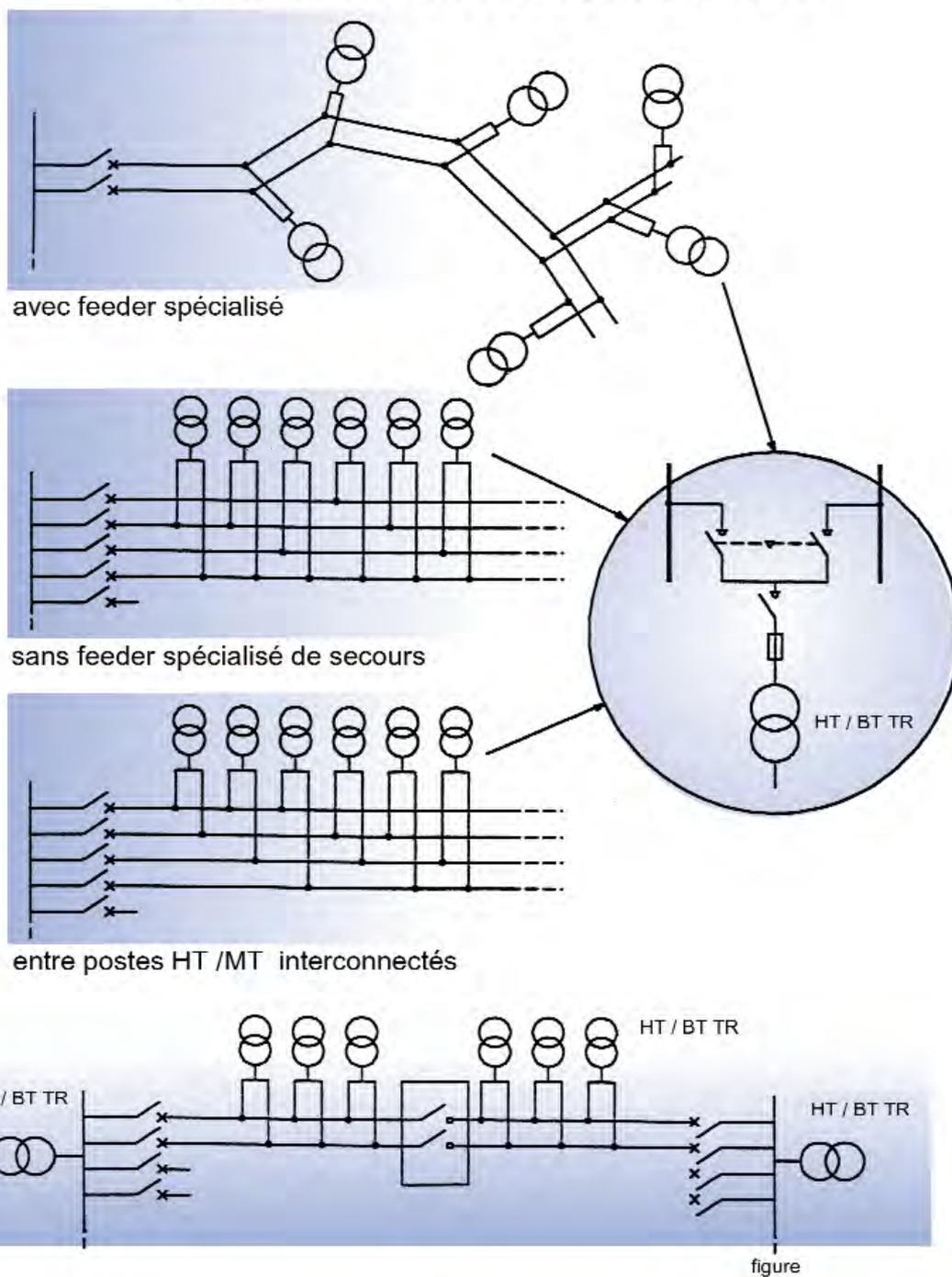
#### Postes MT/BT urbains

Ceux-ci sont montés en cabine et sont évidemment plus élaborés que les postes ruraux. Ces postes se caractérisent par des puissances élevées :

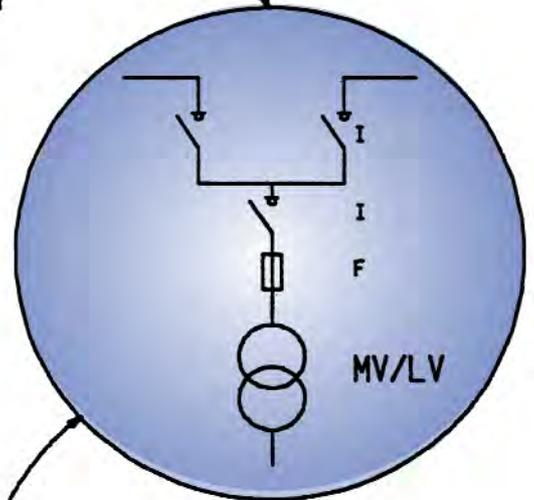
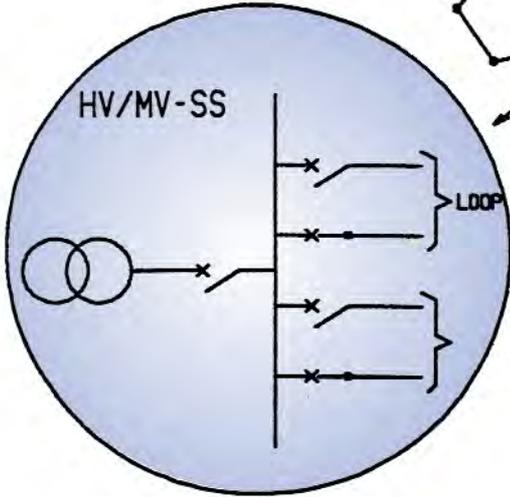
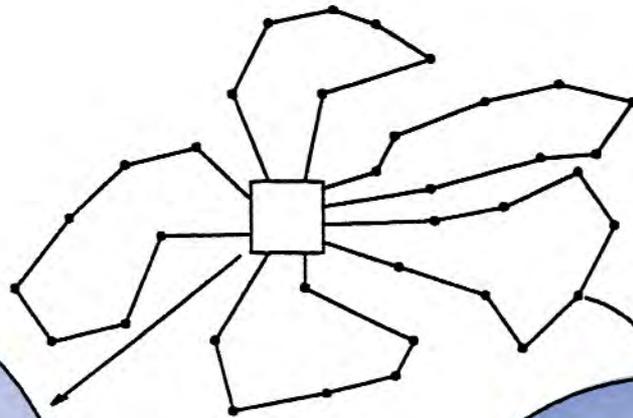
voir                      250, 400, 630 KVA ( $Z_{cc} = 4\%$ )  
                                 1000 KVA ( $Z_{cc} = 5\%$ )

Les transformateurs sont équipés de prises de réglages  $\pm 2,5\%$  par rapport à une valeur moyenne. Contrairement aux postes ruraux ces transformateurs sont équipés côté amont d'un interrupteur fusible qui garanti une élimination rapide du défaut ( $I_{cc}$  élevé) et évite ainsi une explosion éventuelle de la cabine MT/BT.

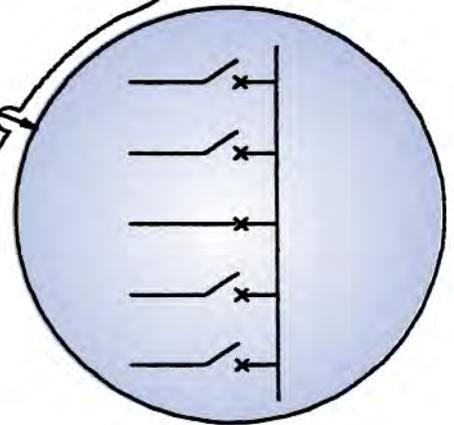
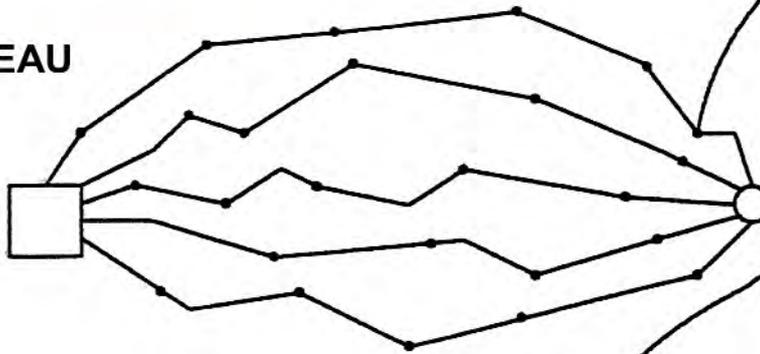
## ALIMENTATION EN DOUBLE DERIVATION



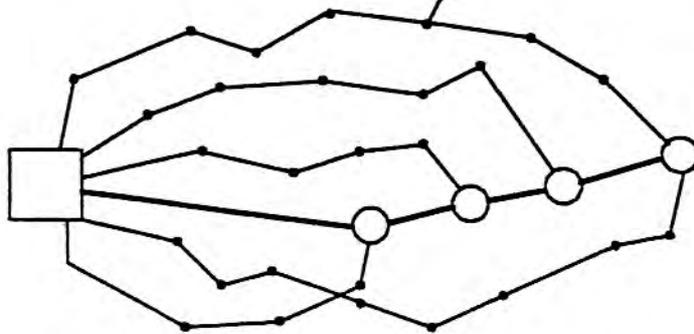
**PETALE**



**FUSEAU**

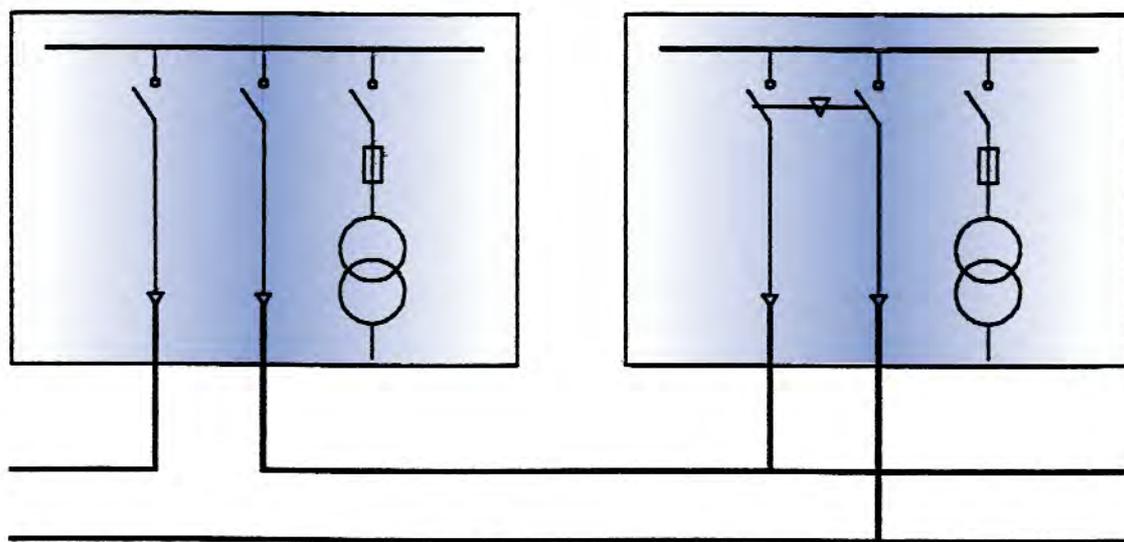


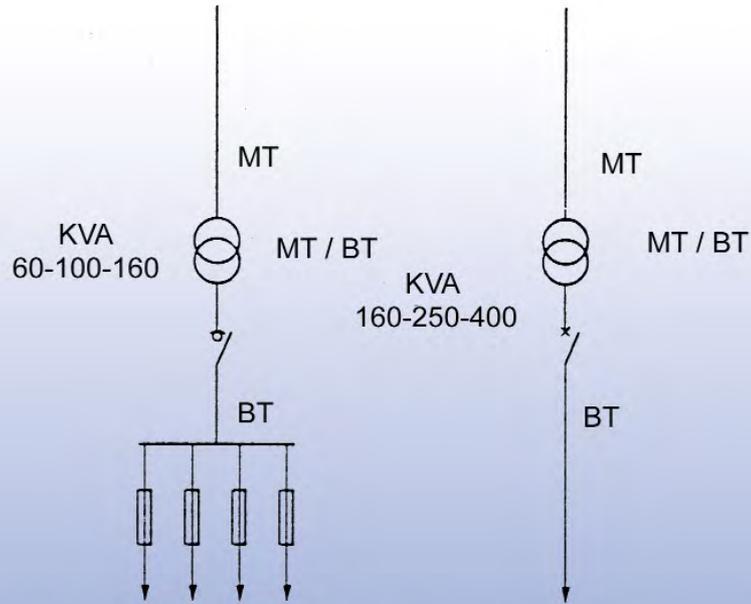
**EPIS**



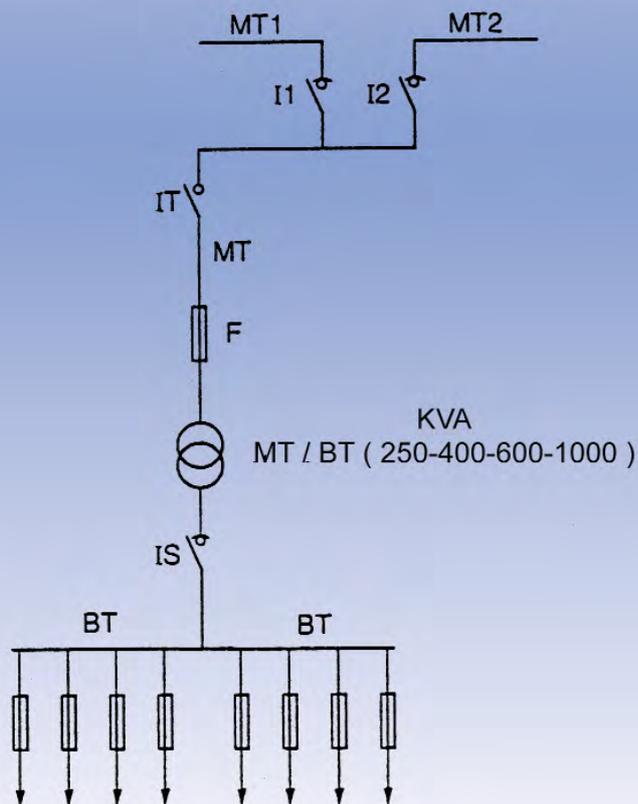
**POSTE MIRROIR**

**Les circuits des postes MT / BT sont identiques**  
en configuration double dérivation  
et en coupure d'artère





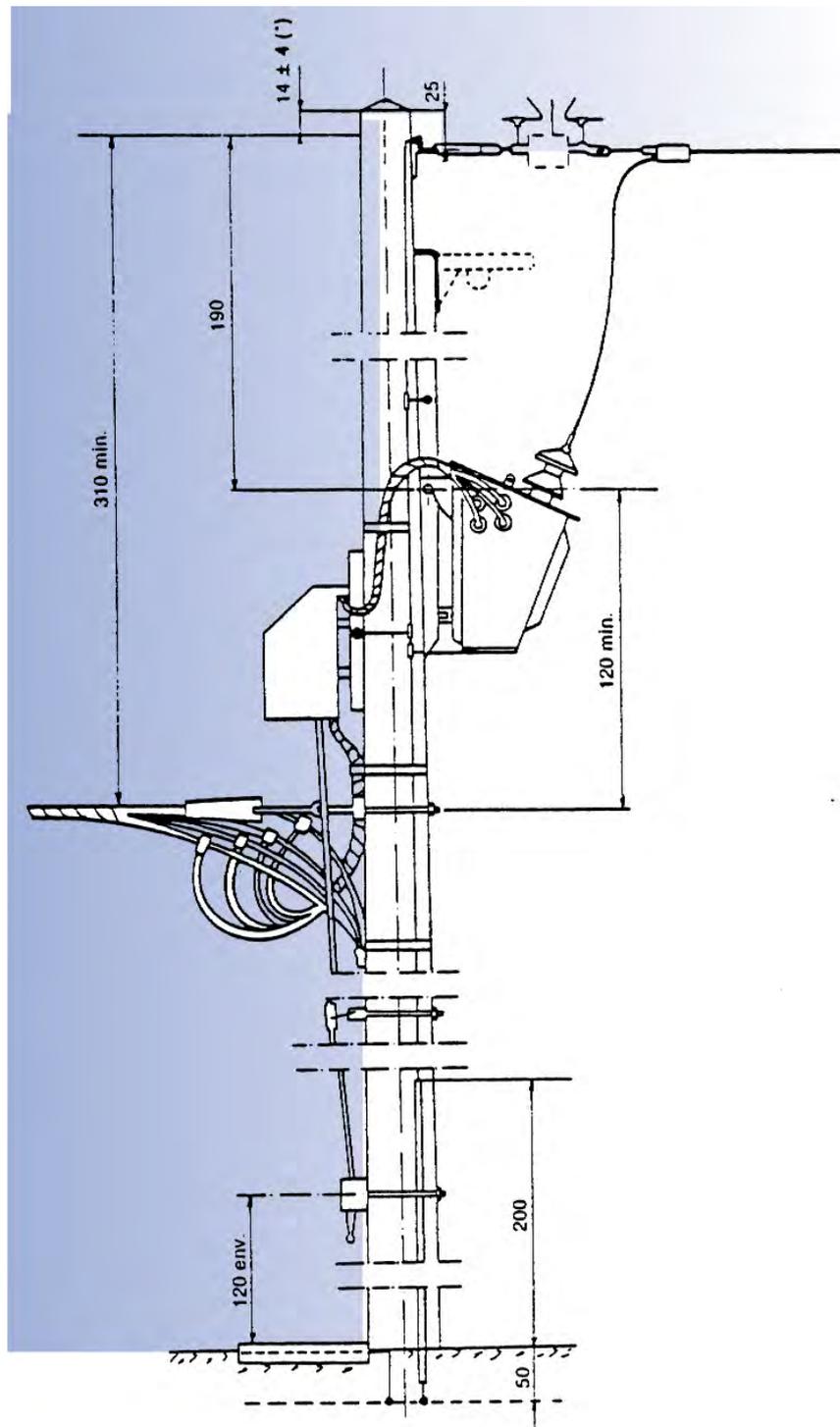
Ⓐ poste sur poteau H 61 EOF    Ⓑ poste bas simplifié sous capot



Ⓒ poste MT/BT de type urbain

D            disjoncteur  
 F            fusible  
 I1, I2, IT, IS    interrupteurs

- Structures de postes MT/BT. ( EDF )



Poste en antenne sur poteau placé en arrêt (type b)  
protection par éclateur

En France, les éclateurs ont été remplacés par des parafoudres

## ✓ **Les réseaux de livraison BT**

C'est le réseau qui nous est en principe familier puisqu'il s'agit de la tension 400/230 V. Nous le rencontrons dans nos maisons via la chaîne :

compteur, disjoncteur, fusibles (micro disjoncteurs)

La frontière exploitant/consommateur se situe en général en aval d'un disjoncteur BT, le compteur étant en amont ; les frontières varient selon les pays.

Le disjoncteur est un disjoncteur universel :

- appareil de coupure sur défaut
- appareil limiteur d'énergie contractuelle (3 à 36 kVA suivant contrat – en France)
- appareil de protection des personnes et des biens via un dispositif différentiel

Le réseau BT permet de distribuer au consommateur ;

le 230 V (1 phase + neutre) - 2 fils

ou le 400 V (3 phases + neutre) - 4 fils

Il faut que statistiquement les charges sur les trois phases soient équilibrées.

Mais le réseau BT se caractérise essentiellement par la façon dont sont gérés le neutre et la mise à la terre des masses (appareillage domestique).

On appelle conducteur de protection électrique PE, le conducteur qui interconnecte les masses et les met à la terre.

Il peut être ou non confondu avec le neutre. Ces subtilités sont définies par la norme CEI 364 qui traite de la protection des personnes et des biens dans les immeubles ( $U < 1000$  V).

On distingue trois systèmes :

IT le neutre BT est isolé ce qui permet une continuité de fonctionnement au premier défaut. On utilise ce principe dans les hôpitaux ou certains process manufacturiers.

TT ce système suppose une claire distinction des terres neutre et des terres des masses, distinction qui peut être difficile à réaliser.

TN c'est le système le plus répandu. On distingue les régimes : TN-C où neutre et PE sont confondus (PEN) et TN-S où neutre et PE sont séparés (PE + N)

TN-C et TN-S sont en fait utilisés ensemble : TN-C pour la livraison, TN-S dans l'immeuble ou la maison pour permettre l'usage d'un disjoncteur différentiel.

La question des régimes IT, TT et TN peut être assez complexe ; mal appréhendés, ils peuvent être générateurs d'accident de personnes et de biens (incendie).

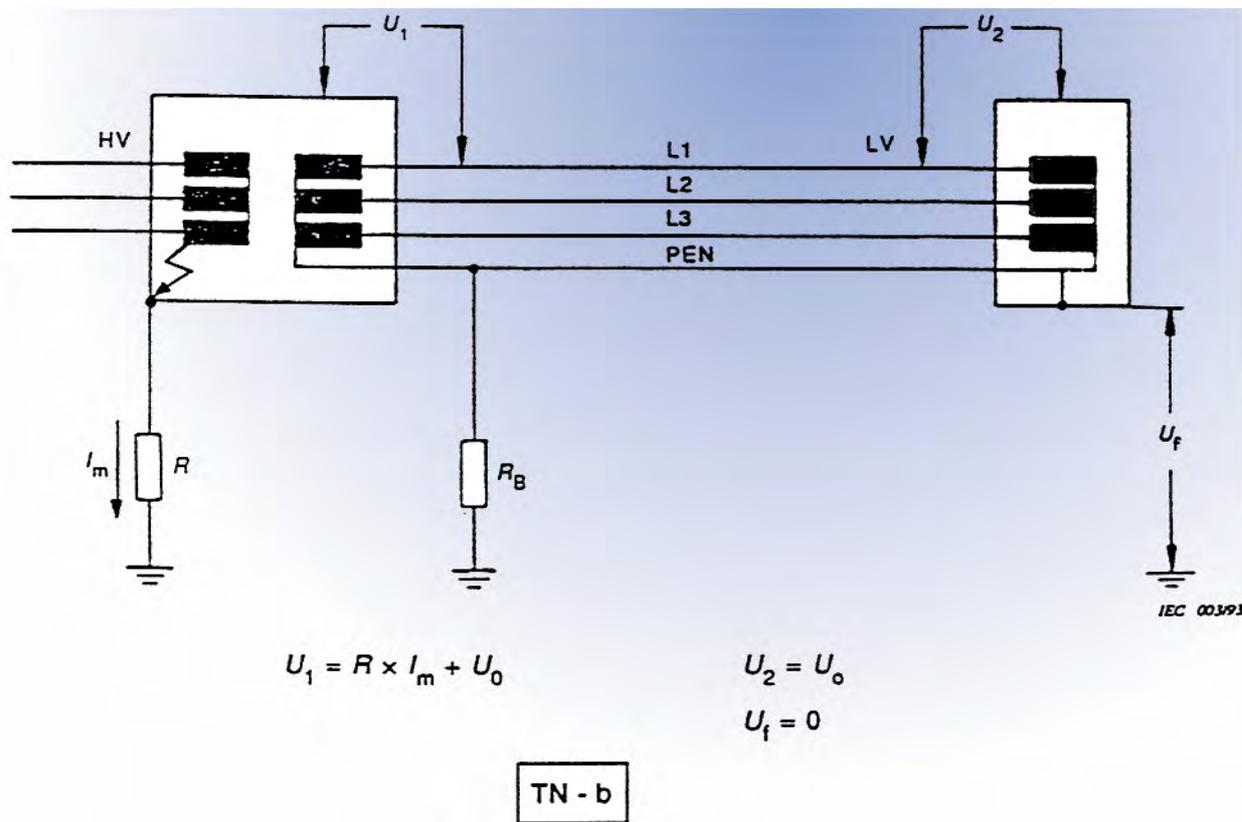
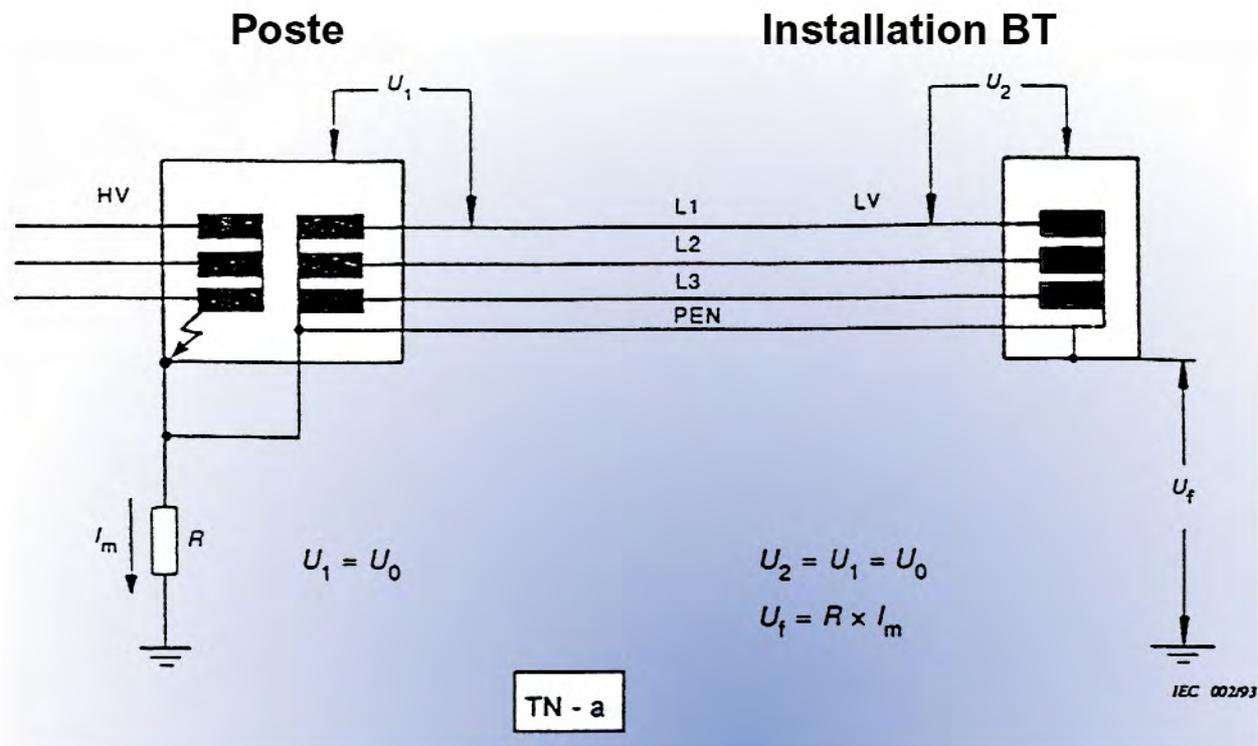
Cependant depuis que le régime TN et le disjoncteur différentiel s'est répandu en Europe, après la dernière guerre, le nombre d'accidents a considérablement diminué.

On se souviendra que le disjoncteur différentiel exige pour un bon fonctionnement, soit un régime TT, soit un régime TN-S.

Par exemple un défaut d'isolement sur un équipement connecté entre phase et masse sur le réseau TN-S (le boîtier de l'équipement est mis à la masse via le conducteur PE) est détecté par le disjoncteur différentiel (voir figure).

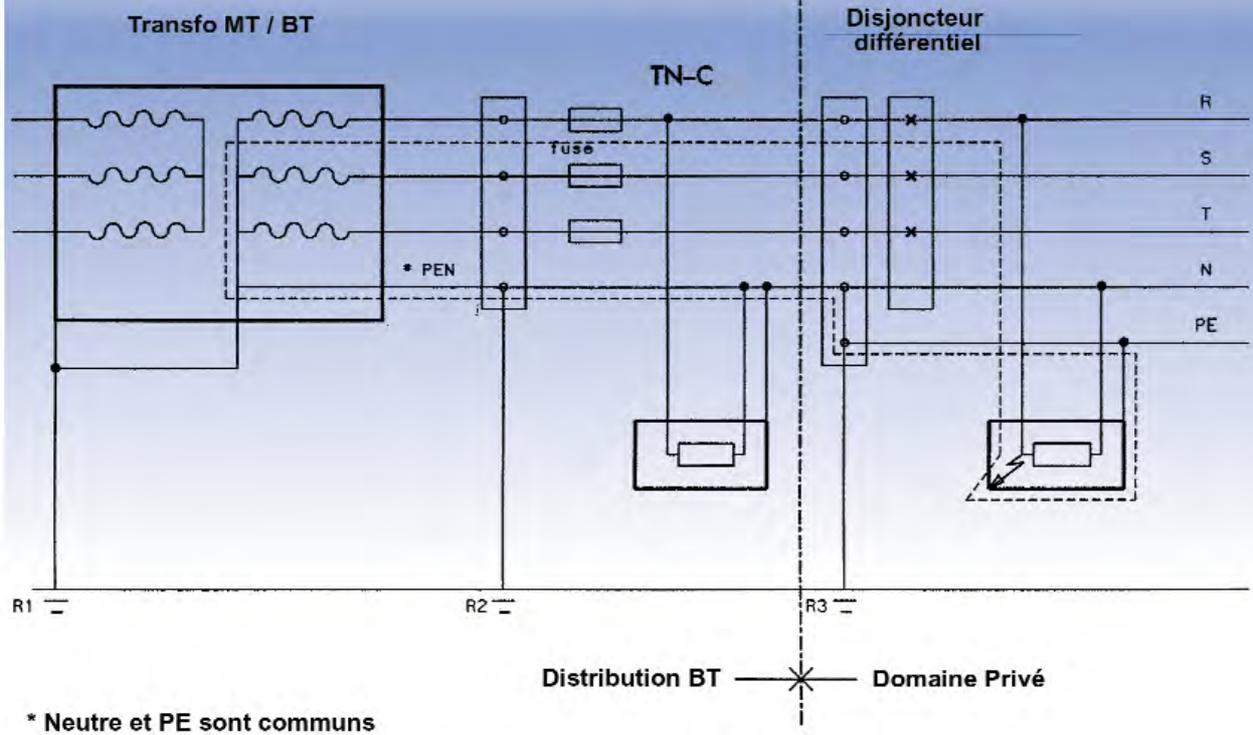
Le même défaut sur un équipement branché en TN-C ne sera pas détecté par un disjoncteur différentiel et seul un fusible peut voir un tel défaut ce qui suppose donc que le défaut soit de valeur significative.

NB : La figure tirée de la CEI 364, montre que le régime TNC peut être lui-même de différents types (Tna, Tnb).  
On voit que sur un défaut MT, les effets sont très différents suivant que l'on est TNa ou TNb.



**CEI 364 - Systèmes TN**

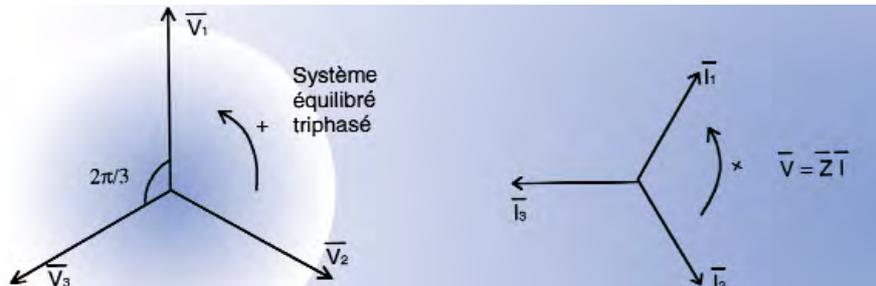
# Systemes TNC / TNS



## 1.3 COMPOSANTES SYMÉTRIQUES/MODÉLISATION

### 1.3.1 COMPOSANTES SYMÉTRIQUES

Un circuit électrique est dit triphasé si ses trois tensions et ses trois courants constituent chacun un système équilibré.



les tensions et les courants lorsqu'ils tournent dans le sens direct (sens inverse des aiguilles d'une montre) sont vus dans l'ordre  $V_1, V_2, V_3$ , et  $I_1, I_2, I_3$ . Tensions et courants sont liés par la relation .  $\bar{V} = \bar{Z}\bar{I}$

Il est relativement facile de mener des calculs sur un système dit équilibré.

Il en est tout autrement si l'on est amené à étudier des réseaux dits déséquilibrés que ce soit dû à un déséquilibre de charge ou que ce soit dû à un régime de défaut.

Un artifice mathématique étudié en dehors du domaine de l'électricité s'est trouvé présenter une solution élégante pour l'analyse des systèmes dits déséquilibrés et paradoxalement de mettre en évidence une réalité physique cachée des réseaux électriques.

Un système déséquilibré (en module et en phase)  $\bar{V}_1, \bar{V}_2, \bar{V}_3$  s'avère être la somme de trois systèmes équilibrés (car le système électrique est linéaire)

un système directe  $V_d = Z_d I_d$  (1)

un système inverse  $V_i = Z_i I_i$  (2)

un système dit homopolaire  $V_o = Z_o I_o$  (3)

de façon que :

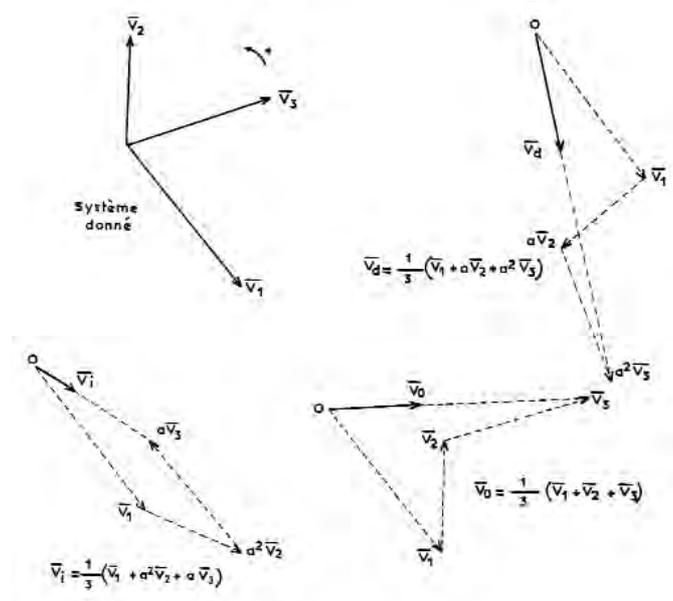
$$\begin{aligned} \bar{V}_1 &= \bar{V}_o + \bar{V}_d + \bar{V}_i \\ \bar{V}_2 &= \bar{V}_o + a^2 \bar{V}_d + a \bar{V}_i \\ \bar{V}_3 &= \bar{V}_o + a \bar{V}_d + a^2 \bar{V}_i \end{aligned} \quad \text{avec } a = 1 \angle 2\pi/3$$

Connaissant  $V_1, V_2, V_3$  (ou  $I_1, I_2, I_3$ ), on peut en déduire  $V_d, V_i, V_0$  (ou  $I_d, I_i, I_0$ ), soit

$$V_0 = \frac{1}{3}(\overline{V_1} + \overline{V_2} + \overline{V_3})$$

$$V_d = \frac{1}{3}(\overline{V_1} + a\overline{V_2} + a^2\overline{V_3}) \quad 4 \quad V.$$

$$V_i = \frac{1}{3}(\overline{V_1} + a^2\overline{V_2} + a\overline{V_3}) \quad 46 \quad \overline{V_i} = V$$



Construction géométrique des composantes  $V_0, V_i, V_d$

A ces trois systèmes : directes, inverses, homopolaires correspondent une réalité physique.

### Système directe

Les grandeurs directes ① correspondent au fonctionnement normal du réseau, l'impédance  $Z_d$  est l'impédance du réseau mesurée en réalisant la mesure  $V/I$ .

### Système inverse

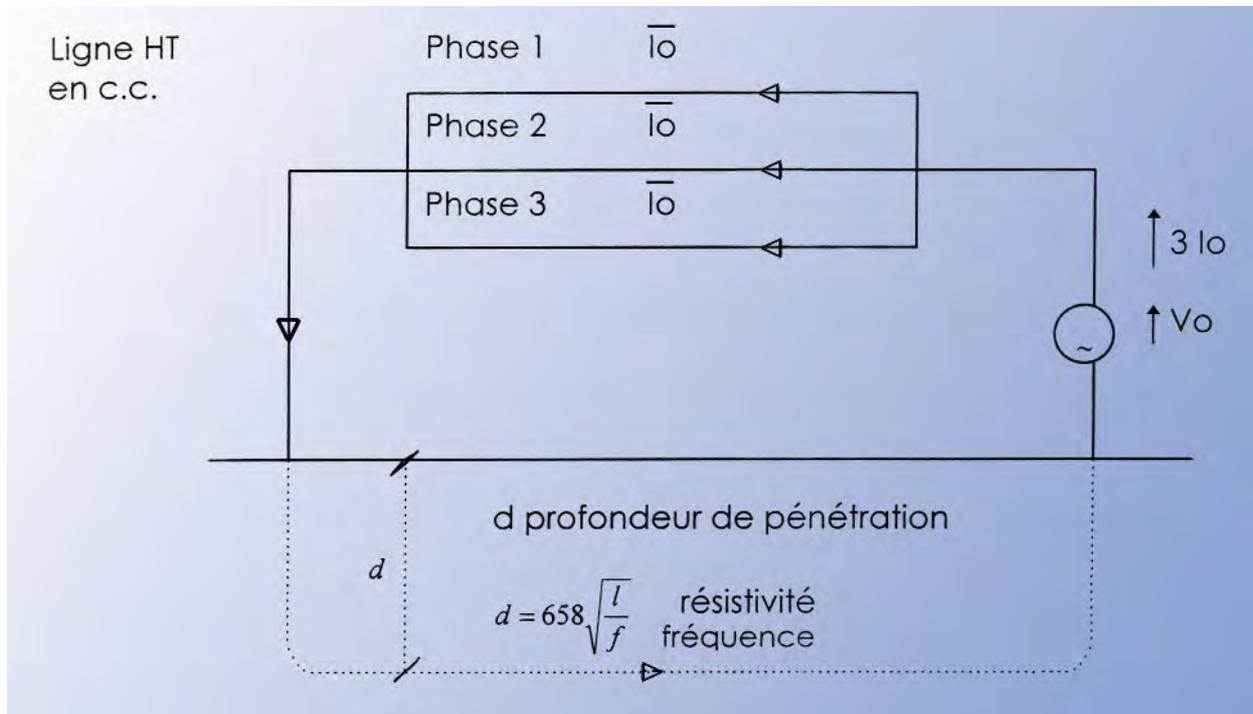
Les grandeurs inverses ② n'apparaissent que lors d'un déséquilibre. Courants et tensions tournent en sens inverse. Ce système se traduit par un échauffement des machines. Les courants tendent en effet à transformer les générateurs en moteurs.  $Z_i$  est identique à  $Z_d$  pour autant que ne soient considérés que les éléments passifs du réseau (ligne, transfo...).

On notera qu'en régime normal le rapport  $V_i / V_d$  mesure le taux de déséquilibre. Ce taux en THT/HT doit être inférieur à 1% pour éviter un vieillissement prématuré des machines tournantes.

### Système homopolaire

Le système homopolaire ③ met en œuvre trois tensions et trois courants de même module et de même phase. Ces grandeurs apparaissent lorsque des courants sont amenés à se refermer par la terre c'est-à-dire lors d'un défaut à la terre.

Le schéma ci-dessous montre comment l'on mesure par exemple l'impédance homopolaire d'une ligne électrique.



### 1.3.2 MODÉLISATION

Ce rappel très sommaire des composantes symétriques a pour objectif d'introduire la modélisation. L'étude d'un réseau électrique en effet nécessite la modélisation de tous ses composants :

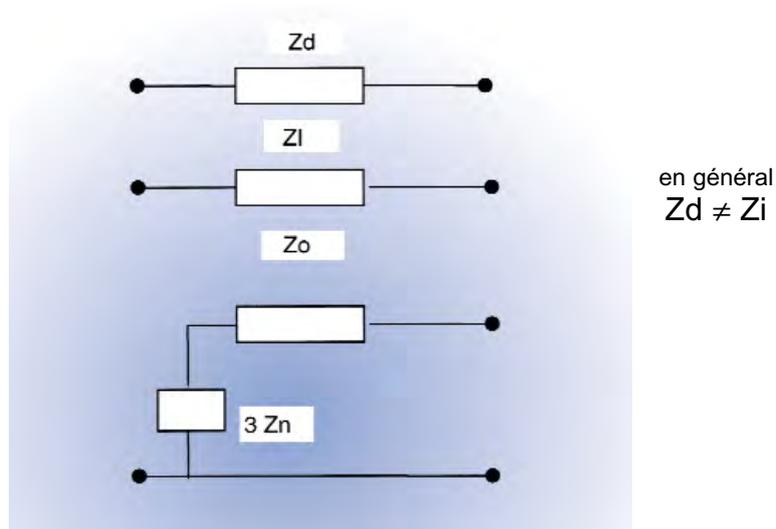
alternateurs, lignes électriques, transformateurs, charges ...

selon les trois modes directes, inverses, homopolaires.

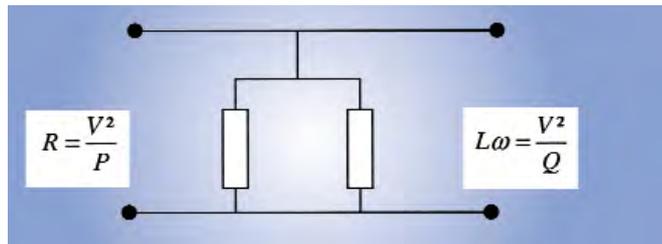
1.2 ♦ Éléments électrotechniques pour la compréhension des réseaux de transport et de distribution d'énergie électrique

Exemple de modélisation (ligne voir § 1.1.3)

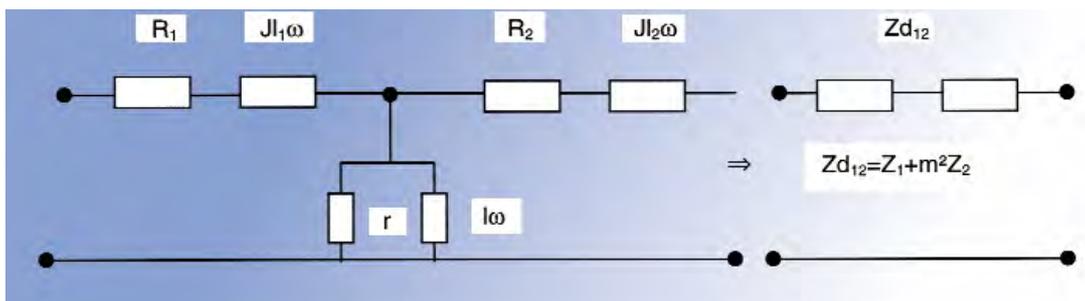
Modélisation d'alternateur (impédance  $Z_n$  entre nœud et terre) :



Modèle de charge (inductive et résistive) :



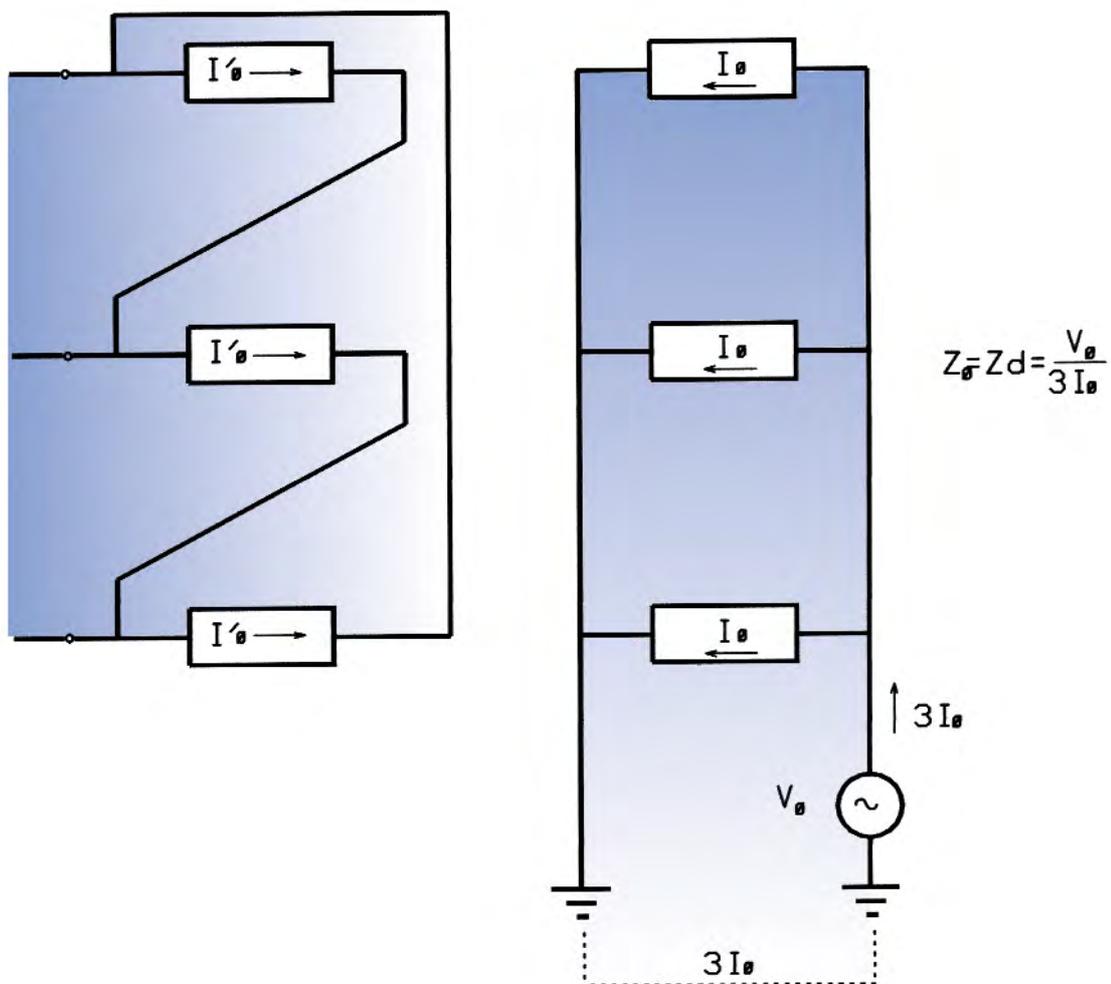
Transformateur 2 enroulements étoiles triangle :



- $r$       équivalence pertes fer
- $l\omega$     inductance de magnétisation
- $R_i$      résistance de l'enroulement  $i$  (pertes joules)
- $L_i\omega$    réactance de fuite de l'enroulement  $i$

Ri et  $j\omega L$  sont ramenés au primaire donc multipliés par  $m^2 = \left(\frac{V_2}{V_1}\right)^2$   
 Impédance homopolaire d'un transformateur`

Dans le cas particulier d'un couplage étoile triangle, l'impédance homopolaire  $Z_0$  est égal à  $Z_d^*$



\* la valeur de  $Z_0$  dépend du couplage ; elle est en général différente de  $Z_d$

## 14 ETUDE DE RESEAUX (50 HZ/60 HZ)

Par étude de réseaux, on entend un ensemble de trois études :

- le transit de puissance et le plan de tension
- le calcul de courant de court circuit
- la stabilité

Ce sont les études de fonctionnement (ou de comportement) du réseau en régime établi et perturbé.

Nous allons passer en revue sommairement chacune de ces études sachant que ce sont des études indispensables au concepteur et à l'exploitant.

Ces études sont faites à l'aide de programmes de calcul qui tournent sur PC.

Remarque : Les études de phénomènes transitoires : effets des surtensions de manoeuvre par exemple, se réalisent à l'aide de programmes de calcul spécifiques (EMTP).

### 14.1 TRANSIT DE PUISSANCE ET PLAN DE TENSION

Un réseau est constitué par un ensemble d'éléments :

les centres de production (centrales hydrauliques, thermiques ...) qui génèrent la puissance active (  $P_{Gi}$  ) et pour

- une part la puissance réactive (  $Q_{Gi}$  )
- les centres de consommation (villes, usines ...) qui consomment de l'énergie active  $P_{Li}$  et réactive  $Q_{Li}$
- le réseau proprement constitué d'éléments passifs, : transformateurs, lignes qui consomment de la puissance active  $P_{Ti}$  (pertes joules).

Par ailleurs ces éléments consomment (inductance) et produisent (capacité dans le cas des lignes) de la puissance réactive  $Q_{Ti}$

Chaque poste est assimilé à un noeud sur lequel arrivent et partent les feeders associés aux centrales, charges et lignes de transport.

A chaque noeud  $i$  du réseau correspond une barre ou bus et à chaque noeud correspond une tension :

$$\overline{V_i} = V_i \angle \delta_i \Rightarrow V_i = V_i (\cos \delta_i + j \sin \delta_i)$$

L'étude du transit de puissance et du plan de tension consiste à tout instant à déterminer à partir des éléments disponibles et raccordés au réseau (groupes de production, charges, lignes) les valeurs des puissances actives et réactives s'écoulant sur le réseau et les valeurs des tensions  $V_i \angle \delta_i$  aux noeuds correspondants.

On en déduit, hormis les valeurs des puissances échangées sur le réseau et des tensions dans les postes si les éléments sont dans les plages admissibles de fonctionnement, par exemple :

- la surcharge éventuelle des lignes
- les surtensions éventuelles (à 50 Hz) sur les barres (  $V_i > V_{i\max}$  )
- les déficits éventuels de réactif
- La sécurité limite, c'est-à-dire la perte d'un groupe de production qui se traduit nécessairement par le délestage d'une charge (ou un risque de perte de synchronisme) ou la perte d'une ligne qui entraînerait une redistribution du transit avec risque de surcharge sur d'autres lignes etc... ce qui peut prélever à l'écroulement d'un réseau.

Pour faire une telle étude il faut donc connaître le schéma unifilaire du réseau et les caractéristiques des différents éléments :

- impédances directes, inverses, homopolaires de tous les éléments du réseau
- couplage des transformateurs- inertie des machines tournantes\*
- caractéristiques des régulations, vitesse et tension \*
- les charges exprimées en puissance active, réactive
- puissance nominale des transformateurs et des générateurs
- etc...

\* pour l'étude de stabilité

Ces valeurs sont en principe connues du client ; certaines valeurs se calculent (impédances de lignes par exemple) ou se mesurent sur site ou en usine.

Si certains éléments sont inconnus, on peut utiliser des valeurs d'éléments de même types.

Connaissant ces valeurs, on procède de la façon suivante :

- 1) on numérote les noeuds de 1 à n
- 2) On prend la barre n comme référence de tension et de phase  $V_n = 1 \angle 0$
- 3) On introduit entre chaque noeud, les valeurs des admittances homopolaires, directes et inverses des lignes correspondantes
- 4) On précise à chaque noeud i :
  - les charges connectées
  - et les groupes de production raccordées avec leur limite :  $Q_{min} / Q_{max}, P_{min} / P_{max}$

Le programme résout les équations :

$$G_i = P_{Li} + P_{Ti}$$

$$Q_{Gi} = Q_{Li} + Q_{Ti}$$

soit

$$G_i = P_{Li} + \sum_{j=1}^n V_i V_j Y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \gamma_{ij})$$

$$Q_{Gi} = Q_{Li} + \sum_{j=1}^n V_i V_j Y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j - \gamma_{ij})$$

où

$V_i \angle \delta_i$  et  $V_j \angle \delta_j$  sont les tensions aux noeuds  $i$  et  $j$

$Y_{ij} \angle \gamma_{ij}$  l'admittance séparant les noeuds  $i$  et  $j$

Ces équations sont résolues par itération selon par exemple la méthode de Newton/Raphson.

Le calcul du transit de puissance et du plan de tension n'est pas trivial. Sans une bonne saisie des données, le système peut ne pas converger. Il faut s'y reprendre souvent à plusieurs fois avant de trouver la solution.

## 14.2 COURT CIRCUIT

On a besoin des résultats d'un calcul de court circuit pour s'assurer du bon dimensionnement des éléments du réseau, mécaniquement et thermiquement, ou d'un bon dimensionnement des disjoncteurs après que l'on ait ajouté de nouveaux groupes de production sur un réseau et enfin pour réaliser le réglage des protections.

Pour calculer les différents types de court circuit, il faut avoir modélisé le réseau selon ses trois schémas élémentaires : direct, inverse et homopolaire puisque le système est durant un défaut en état déséquilibré.

La théorie des composantes symétriques permet d'aboutir aux formules suivantes selon les différents type de défaut :

$I_{cc3} = \frac{U}{\sqrt{3}} \times \frac{1}{Z_d}$	défaut triphasé
$I_{cc1\Phi} = \frac{U\sqrt{3}}{Z_o + Z_d + Z_i}$	défaut entre phase et terre
$I_{cc2\Phi} = \frac{U}{Z_d + Z_i}$	défaut biphasé
$I_{cc2\Phi} = \frac{U\sqrt{3}}{Z_d + Z_i + Z_o \frac{Z_d}{Z_i}}$	défaut biphasé terre

le programme donnera donc le résultat de ces formules après avoir calculé les impédances  $Z_o$ ,  $Z_i$ ,  $Z_d$  équivalents au lieu du défaut.

Remarque importante :

En général les réseaux ne sont pas modélisés avec les caractéristiques transitoires des machines.

Par ailleurs, suivant l'instant du défaut par rapport à la phase de la tension il peut apparaitre une composante apériodique qui dépend de la constante de temps du réseau (entre la source et le défaut).

De ce fait, à proximité d'une centrale, le courant de défaut peut-être très supérieur à celui calculé par exemple :

Avec alternateur avec amortisseurs :  $I_{max} = 3,1 I_{cc}$  calculé

Avec alternateur sans amortisseurs :  $I_{max} = 2,55 I_{cc}$  calculé

Sur un réseau de transport :  $I_{max} = 2 I_{cc}$  calculé

Ce problème à un impact sur le dimensionnement électromécanique du réseau et surtout sur la saturation potentielle des transformateurs de courants.

### 14.3 STABILITÉ

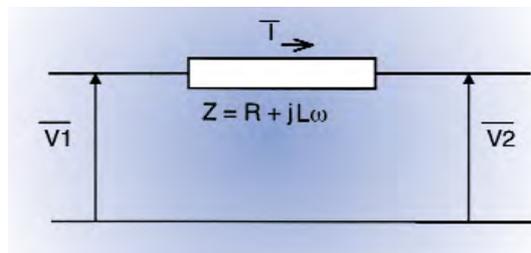
Par stabilité d'un réseau on entend le risque potentiel de perdre le synchronisme si la charge dépasse la capacité de production ou si pour une raison quelconque, il y a effondrement du réseau en tension.

Ces phénomènes sont souvent liés.

L'instabilité est dite dynamique si l'effondrement du réseau est la conséquence d'une charge qui dépasse la capacité de production.

L'instabilité peut aussi être la conséquence d'un accouplé très violent d'appel de puissance ou d'un défaut électrique qui n'est pas éliminé assez rapidement.

On démontre que la puissance active transmissible par un bipôle, s'exprime par :

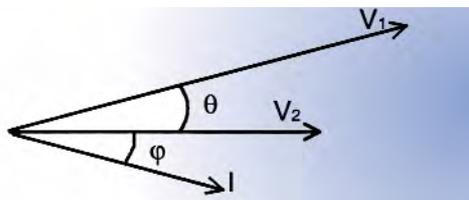


$$P = \frac{V_1 V_2}{Z} \cos(\theta - \varphi) \quad \text{①}$$

avec  $Z = R + jL\omega \Rightarrow$  et  $\tan \varphi = \frac{L\omega}{R}$   $R$  est petit devant  $L\omega$  d'où  $\varphi \approx \frac{\pi}{2}$

① devient  $P = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \theta$       ②      avec  $X = jL\omega$

$\theta$  est l'angle que font les vecteurs  $V_1$  et  $V_2$  ; L'angle  $\theta$  est dit **angle de transport**

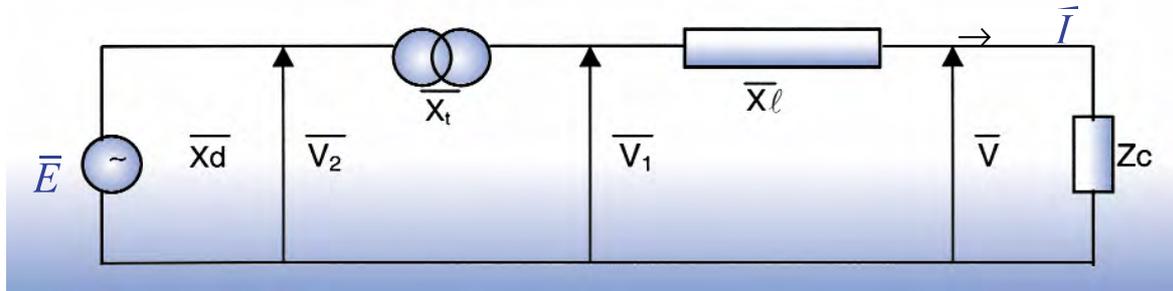


Cet angle est similaire à l'angle électrique que font les champs magnétiques du rotor et du stator d'une machine

Considérons :

Un groupe débitant via un transformateur et une ligne sur une barre de tension  $V$  de puissance de court circuit infinie (ce qui permet d'admettre  $V$  constant).

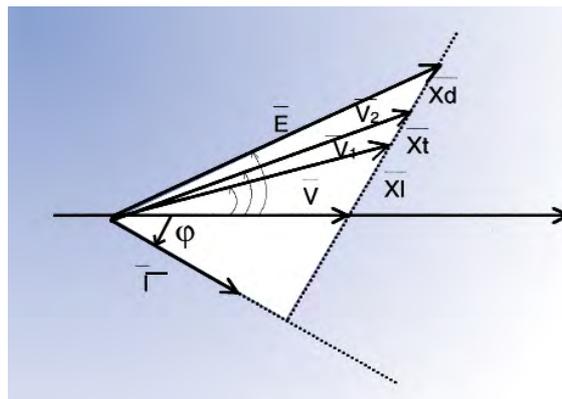
Une charge  $Z_c$  connectée sur la barre  $V$  appelle un courant  $I$  déphasé de  $\varphi$  par rapport à  $V$ .



Soit en  $X_d$ ,  $X_t$ ,  $X_l$  les impédances respectives du générateur, transformateur et de la ligne. On néglige les résistances ; d'où

$$\bar{X} = \bar{X}_d + \bar{X}_t + \bar{X}_l$$

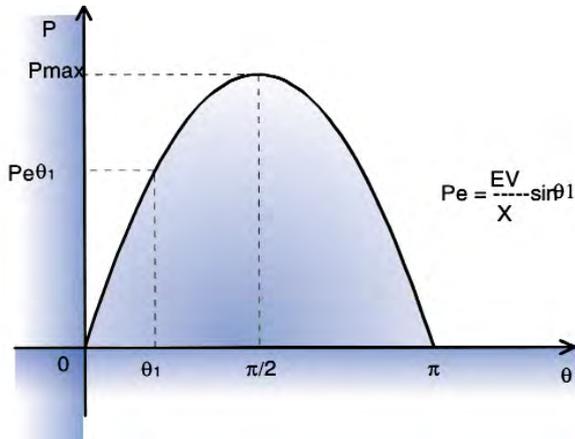
Soit  $E$  la force électromotrice du générateur et  $V_i$  les tensions de barre intermédiaires.



Sur la base du schéma précédent, nous pouvons écrire :

$$P = \frac{EV}{X} \sin \theta \quad \text{avec} \quad \bar{X} = \bar{X}_d + \bar{X}_t + \bar{X}_l$$

Cette expression permet de construire la courbe ci-après :

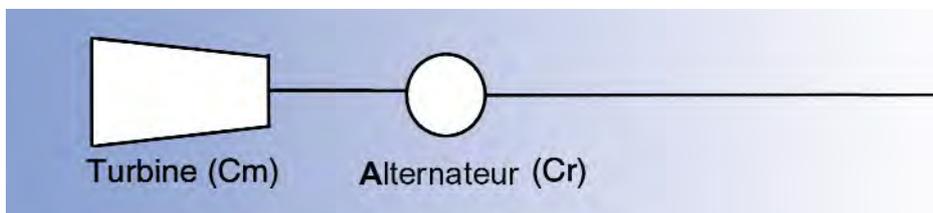


Considérons un point de fonctionnement, à savoir une puissance active  $Pe_1$  débitée par le générateur sur

le réseau à  $P_{cc\infty}$ . Il lui correspond un angle  $\theta_1$ .

A cette puissance électrique  $Pe_1$  correspond une puissance mécanique  $Pm_1$

$$Pm_1 = Pe_1 \text{ au rendement près}$$



$Cm$  couple moteur (mécanique)

$Cr$  couple résistant (électrique)

rappel  $P = C\omega$  avec  $\omega$  vitesse de rotation mécanique angulaire  
et  $C$  couple en m.kg

#### Stabilité dynamique

Si l'on ouvre légèrement la vanne d'admission fluide (eau, vapeur) de la turbine, la puissance mécanique augmente ainsi que la puissance électrique produite.

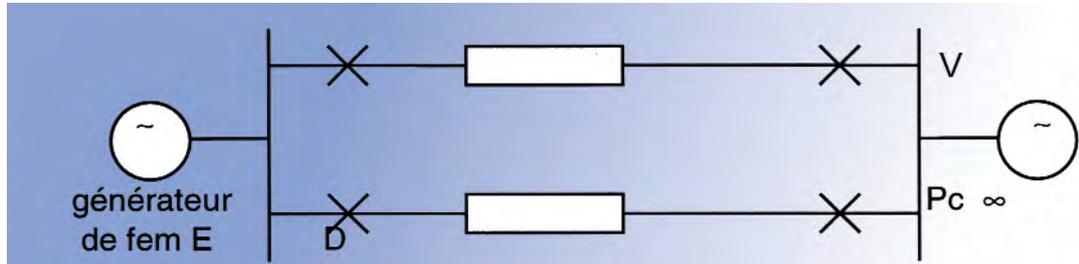
$$Cm \text{ croissant} \Rightarrow Cr \text{ croissant}$$

le régime est dit stable et cela est vrai jusqu'à  $\theta = \pi / 2$

Au delà de  $\pi / 2$ , pour :  $Cm$  croissant,  $Cr$  est décroissant le régime est instable.

Stabilité transitoire

Considérons le schéma suivant :



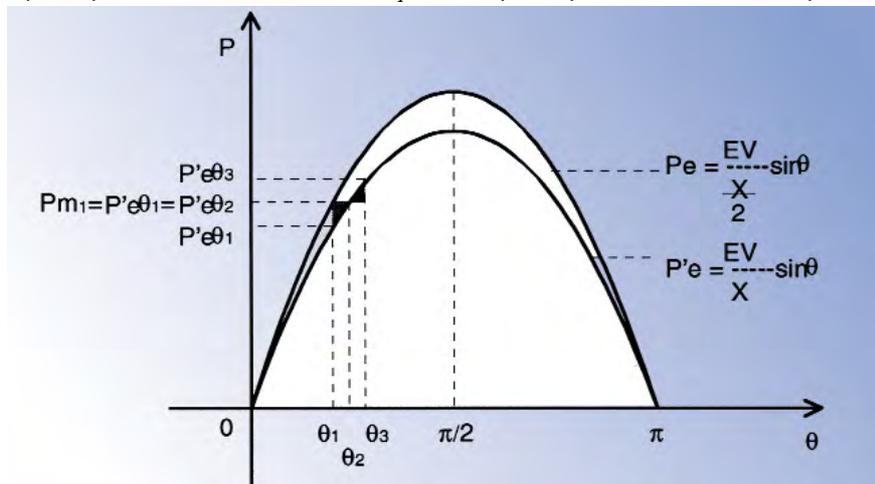
Les lignes ont chacune pour réactance  $X$  ; l'impédance équivalente est  $X / 2$  et on néglige l'impédance interne de l'alternateur  $X_d$

On a  $P_e = \frac{EV}{X} \sin \theta$  ; Considérons la séquence suivante :

1) On ouvre manuellement le disjoncteur D au temps  $t = 0$  ; l'impédance  $\frac{X}{2}$  devient  $X$

et  $P_e$  devient  $P_e = \frac{EV}{X} \sin \theta$

Supposons que le point de fonctionnement  $P_{e1}$  soit tel qu'indiqué sur le schéma ci-après.



Au temps  $t = 0^+$  rien n'a eu le temps de changer, ni l'inertie de la turbine ni les régulations en vitesse ou tension  
 $P_m$  à  $t0^- = P_m$  à  $t0^+ = P_{m1}$  à  $t0^-$

Le nouveau point de fonctionnement  $\theta_1$  devient  $\theta_2$

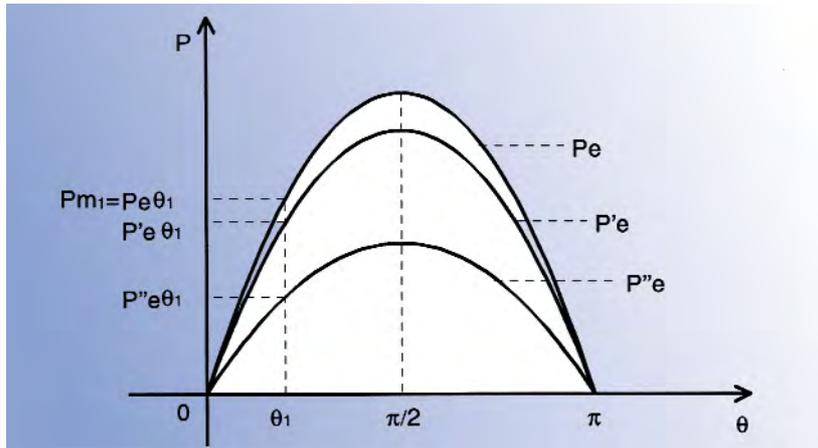
La puissance électrique  $P_e \theta_1$  a diminué instantanément pour devenir  $P'e \theta_1$  alors que la puissance mécanique  $P_{m1}$  n'a pas eu le temps de varier  $P_{m1} > P'e \theta_1$

La machine accélère et dépasse le nouveau point d'équilibre  $\theta_2$  pour aller jusqu'à  $\theta_3$

avec :  $P_m > P'e \theta_3$  donc la machine décélère.

On montre que les aires  $A_1$  et  $A_2$  sont proportionnelles aux énergies cinétiques. Il y a oscillation autour d'un nouveau point d'équilibre  $\theta_2$

En fait nous avons négligé les autres impédances, générateur, transformateur... et l'ouverture d'une ligne parallèle ne se traduit pas par un effondrement si violent tel que  $(Pe' = \frac{Pe}{2})$



La réalité correspond plutôt au schéma suivant :

2) Défaut en  $F$

Supposons qu'il y ait un défaut en  $F$  et que l'impédance équivalente  $Xf$  se traduise par une courbe :

$$P''e = \frac{EV}{Xf} \sin \theta$$

pour un point de fonctionnement initial :  $Pe_1 \frac{EV}{X} \sin \theta_1$

Le schéma ci-dessus montre qu'il n'y a pas d'équilibre possible dans cet état puisque  $P''e_{max} < Pe_1$

Il faut éliminer le défaut aussi vite que possible et revenir à la courbe  $P'e$  c'est la raison pour laquelle en THT, les protections doivent éliminer les défauts dans un temps compatible avec la stabilité des réseaux.

La résolution de ce type de problème s'effectue avec les équations dynamiques qui prend en compte le temps :

$$Cm - Ce = J \frac{d\omega}{dt} + B\omega$$

Evidemment ce type de problème est résolu par programme de calcul, mais encore plus que pour le transit de puissance, l'analyse (saisie des données, interprétation, décision...) est délicate.

## 1.5 COORDINATION D'ISOLEMENT

### Introduction

La coordination d'isolement consiste comme son nom l'indique à coordonner et rendre cohérent, les isolements des équipements utilisés dans les postes et les réseaux.

C'est, autrement dit, préparer les emplacements où des contournements seront tolérés, c'est-à-dire en des points où ils ne pourront pas causer de dommages lorsqu'il sera impossible économiquement de les empêcher.

Si un contournement doit avoir lieu, on doit faire en sorte que cela se produise au niveau des diélectriques autorégénérateurs, à savoir l'air (la rigidité diélectrique se rétablit d'elle même après extinction de l'arc).

Tout défaut dans un diélectrique non régénérateur :

- le papier
- le polyéthylène
- l'araldite

ou faiblement régénérateur

- l'huile
- le SF6

est détruit totalement ou partiellement lorsqu'il est traversé par un arc.

Cela signifie que les distances dans l'air doivent présenter une tenue plus faible que la tenue des appareils isolés.

⇒ Augmenter inconsidérément la ligne de fuite d'un transformateur de courant signifierait qu'en cas de surtension, c'est l'isolement interne qui serait détruit avant qu'ait lieu un contournement externe.

La coordination d'isolement est régie par les normes CEI 71.1 ( 1993) et 71.2 (1996)

La connaissance de cette norme est essentielle pour les fabricants de matériels et pour les concepteurs de poste et réseaux.

Il n'est pas possible de traiter ici l'ensemble des problèmes liés à la coordination d'isolement. On ne donnera donc que quelques notions essentielles.

**Isolation** (ensemble de matériaux utilisés pour isoler un dispositif)

Les champs électriques engendrent des contraintes diélectriques dans les isolants.

Ces contraintes dépendent de la tension appliquée et de la géométrie des pièces conductrices portées à des potentiels différents.

Un diélectrique donné supporte sans altération irréversible un gradient de tension maximum spécifique de ce diélectrique. Par exemple :

air	30 kV cm-1	)
SF6	90 kV cm-1	) à la pression atmosphérique
huile	300 kV cm-1	
papier	300 kV cm-1	
polyéthylène	300 kV cm-1	

Notons aussi l'influence de la température sur la durée de vie d'un isolant ;

En général, un accroissement de 5°C de la température au delà de la limite d'emploi garantie par le constructeur (câble isolé par exemple) réduit de moitié la durée de vie d'une isolation non autorégénératrice.

### Surtensions selon la CEI 71

Celles-ci sont d'origine :

atmosphérique. - foudre

ou lié au fonctionnement :

transitoire. - manoeuvre d'un appareil HT

temporaire. - à fréquence industrielle (effet Ferranti, par exemple).  
- défaut à la terre dans un réseau à neutre impédant

permanent. - Ferroresonance (quelques centaines de Hertz)

Les surtensions sont de nature probabiliste.

On les définit conventionnellement selon la CEI 71 (pour les essais en laboratoire et la définition des équipements) par :

- une valeur crête dont la probabilité de dépassement de cette valeur est inférieure à 2%
- la variance (ou écart type) qui caractérise l'écart moyen autour de la valeur moyenne
  - $\sigma = 3 \%$  pour les chocs de foudre
  - $\sigma = 6 \%$  pour les chocs de manoeuvre

Plus le front de montée d'une onde est raide, par exemple une onde coupée, c'est-à-dire consécutive à un contournement ( $t_f = 10 \text{ à } 50 \times 10^{-9} \text{ sec}$ ), plus l'onde se comporte comme une onde mobile (longueur d'onde petite devant les dimensions du circuit).

Il y a donc lieu de leur appliquer les règles de transmission et de réflexion lors du passage d'un milieu à un autre.

Par convention :

	$t_1 \mu s$	$t_2 \mu s$
Onde de foudre	1,2	50
Onde d manoeuvre	250	2500

Les surtensions sont exprimées en pu(per unit) de la valeur de fonctionnement efficace nominal du réseau.

$$1 pu = \frac{U_{eff} \sqrt{2}}{\sqrt{3}}$$

La CEI donne des tableaux qui définissent :

- la tension assignée (fonctionnement normal) en kV efficace
- la tension maximum de fonctionnement permanent autorisé, en kV efficace
- la tension de tenue au choc de foudre : (BIL selon ANSI)
- la tension de tenue au choc de manoeuvre : (SIL : selon ANSI) si  $Um \geq 300 kV$
- la tension de tenue à fréquence industrielle une minute si  $Um < 300 kV$
- les valeurs de tenue dans l'air phase/terre et phase/phase en fonction des formes d'électrodes.

Pour un niveau de tension maximum de fonctionnement, plusieurs niveaux de BIL et SIL sont possibles.

Les niveaux de BIL et SIL ont été définis progressivement par consensus, expériences aux vues des valeurs rencontrées et mesurées réellement sur les réseaux.

Le niveau de BIL est lié à la valeur de courant de foudre rencontrée dans une région donnée (valeur allant de quelques KA à 200 KA).

Le niveau de SIL dépend de la nature du réseau. Il peut se calculer (difficilement) ou se simuler au moyen de programmes de calcul EMTP.

Les matériels sont testés en laboratoire sur la base d'un nombre déterminé de chocs de BIL et SIL de valeurs progressivement croissantes (de 10 en 10 kv par ex). On peut donc déterminer la probabilité (50%) de tenue des appareils et par calcul la tenue à un autre pourcentage (90% par exemple) connaissant l'écart type. En effet ces phénomènes obéissent à une répartition de type Gaussien (loi normale).

### Protection contre la foudre

Les postes et réseaux sont protégés contre les chocs de foudre par des filets de garde définis électrogéométriquement pour capturer le courant de foudre.

Des essais ont montré que la foudre frappe depuis une distance  $d$  qui est une fonction du courant de décharge  $I_f$  exprimé en kA

$d$  en mètre ( $a$  et  $\alpha$  varient légèrement suivant les études)

typiquement  $a = 9,4$  et  $\alpha = 0,66$

$$d = a I_f^\alpha$$

On s'appuie sur cette formule pour définir la position du câble de garde sur une ligne.

Le câble de garde doit intercepter tout courant de foudre  $I_f$  mettant en jeu une onde de tension  $U_c = Z_c I_f / 2$  supérieur à  $U_{BIL}$  (voir figure).

Les filets de garde sur les postes et les câbles de garde sur les lignes étant installés, c'est sur le parafoudre que repose la protection du matériel.

En principe, on doit installer :

- un parafoudre par phase à l'entrée de chaque feeder dans un poste
- devant les gros transformateurs
- en chaque lieu où il y a changement d'impédance caractéristique (impédance d'onde) :
  - ligne aérienne - câble isolé
  - GIS - transformateur
  - ligne aérienne - Transformateur

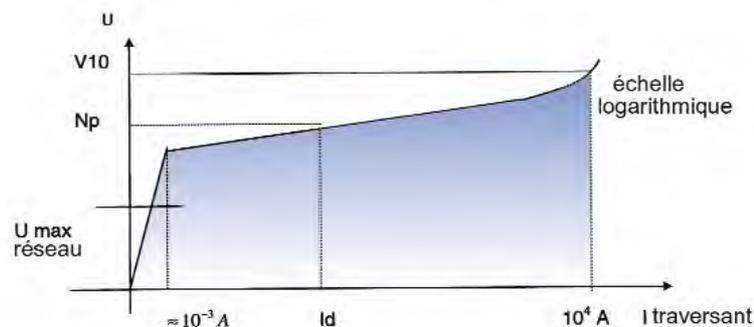
car c'est en ces emplacements que les surtensions qui obéissent aux lois des ondes mobiles, subissent des phénomènes de réflexion et réfraction.

Une onde à front raide se propageant sur une ligne aérienne dont l'extrémité est connectée à un transformateur, est multipliée par  $\tau$  ( $1,2 < \tau < 2$ ) de par le phénomène de réflexion sur le transformateur, dont l'impédance d'onde est très élevée comparée à celle de la ligne.

## Parafoudre

Cet appareil est une résistance variable ( $ZnO$ ) dont la valeur est fonction de la tension appliquée entre ses bornes (branché en général entre phase et terre).

La tension et le courant traversant le parafoudre obéissent à la loi défini par la courbe ci-dessous.



A la tension maximum de fonctionnement du réseau, le parafoudre présente une résistance très élevée (il est traversé par quelques mA).

A l'apparition d'une surtension, la résistance diminue sans retard et le parafoudre écoule l'énergie de l'onde de surtension (quelques kilojoules).

Un parafoudre HT ou MT ne doit jamais amorcer sur une surtension dynamique (50 Hz), car l'énergie énorme qui le traverserait, le détruirait.

Compte tenu du courant  $I_d$  ( $I_d = U_{BIL} / Z_c$ ) qui va le traverser lors de l'amorçage, ce dernier va se positionner à un niveau de tension résiduelle dite aussi niveau de protection  $N_p$

La qualité du parafoudre est de répondre sans retard à l'élévation de tension (c'est une résistance).

Le circuit en aval du parafoudre (par rapport au déplacement de l'onde de surtension) est donc en principe protégé par le parafoudre.

En fait l'onde va se réamplifier derrière l'appareil selon la loi :

$$= N_p + 2 \frac{du}{dx} l$$

où  $N_p$  est le niveau d'amorçage du parafoudre en kV

$$\frac{du}{dx} \Rightarrow \frac{du}{dx} = \frac{du}{dt} \times \frac{dt}{dx} \quad \text{est la raideur géométrique du front}$$

on reconnaît la raideur temporelle  $du / dt$  en kV/micro sec et la vitesse de déplacement  $dx / dt$  en m/micro sec.

$l$  en mètre définit la distance correspondant à la valeur réamplifiée  $U$  de l'onde.

Il faut avoir  $U < U_{BIL}$  et définir  $l$  en conséquence.

### Protection de la ligne électrique

Considérons un coup de foudre foudroyant une ligne électrique.

Notons que la foudre agit aussi par influence magnétique si elle touche le sol à proximité de la ligne. C'est souvent le cas en MT. Dans ce cas les trois phases sont donc sensiblement parcourues par un même courant de foudre.

La foudre se caractérise par une décharge  $\Delta Q$  pendant un temps  $\Delta t$  donc par un courant :

$$I_f \frac{\Delta Q}{\Delta t} \quad \text{en kA crête qui se répartit à égalité ( } I_f / 2 \text{ ) de part et d'autre du point d'impact.}$$

A ce courant de foudre correspond une onde de foudre en tension ;  $\hat{U}_f = Z_c \frac{\hat{I}_f}{2}$  en kV crête avec

avec  $Z_c = \sqrt{L/C}$  impédance d'onde

**1er cas** : ligne munie d'un câble de garde.

Si la ligne est munie d'un câble de garde correctement calculé, seule une décharge de foudre  $\Delta Q / \Delta t = I_F$  inférieure à  $U_{BIL} / Z_C$  sera en mesure de toucher le conducteur. Si le courant est supérieur il sera intercepté par le câble de garde.

Le courant et l'onde qui lui est associée (inférieur à  $U_{BIL}$ ) va se propager sur la ligne sans provoquer de contournement des isolateurs de la ligne.

Parvenu à l'entrée du poste, l'onde sera interceptée par le parafoudre.

Il faut qu'au courant de foudre  $I_F = U_{BIL} / Z_C$  corresponde un niveau de protection du parafoudre  $N_p$  (tension à laquelle se stabilise le parafoudre pour le courant  $I_F$ ) tel que  $0,8U_{BIL} > N_p > 0,6U_{BIL}$ . On cherche en général  $N_p \sim 0,6 \text{ BIL}$ .

Il faut alors chercher dans les catalogues un parafoudre répondant à ces valeurs, et vérifier que  $N_p > 1,2U_{n \text{ max}}$  (un parafoudre ne doit jamais amorcer sur une surtension 50 Hz).

Enfin on vérifie que l'énergie écoulee dans le parafoudre est compatible avec la capacité thermique du parafoudre.

$$= \frac{1}{2} C (U_{BIL}^2 - N_p^2) \quad \text{avec } C \text{ capacité de la ligne.}$$

**2ème cas** ligne non munie d'un câble de garde

Imaginons un coup de foudre sur un conducteur :  $U_F = \frac{I_F}{2} \times Z_C > U_{BIL}$

Cette onde de foudre contournera le premier armement rencontré et donnera lieu à plusieurs phénomènes :

- 1) création d'une onde coupée  $U_C = U_{BIL}$  qui se propagera et devra être interceptée par le parafoudre ; on est ramené au cas précédent.
- 2) Ecoulement d'un courant à la terre

$$I_{FR} = \frac{U_F - U_{BIL}}{R} \quad R \text{ résistance de terre du pylône}$$

ce courant s'écoulant dans la terre fait monter le pylône en potentiel et peut provoquer des amorçages en retour sur les phases saines du circuit touché par la foudre et même sur les autres circuits si le pylône a plusieurs terres.

Ces contournements multiples seront vus comme des défauts mono, ou bi, ou tri et donneront lieu à des ouvertures des disjoncteurs et à des réenclenchements.

*NB : le nombre de résistances de pylônes pouvant être prises en parallèle, dépend de la raideur du front (1,2 km pour un front de 1,2  $\mu$ s).*

Application Numérique :

Soient les données : réseau 550 kV →  $Z_c = 270 \Omega$  et  $U_{BIL} = 1550$  kV

$$I_c = \frac{\hat{U}_{BIL}}{Z_c} = \frac{1550}{270} = 5.75 \text{ k}\hat{A}$$

Choix du parafoudre  $\frac{550}{\sqrt{3}} = 317.55 \text{ kV}$

Dans la table du fabricant, l'appareil juste au-dessus de cette valeur est 333 kV ( $U_{max} = 525$ ,  $U_n = 420$ ).

Avec les caractéristiques suivantes : 5 KA → 909 kV (crête), 10 KA → 966 kV (crête)

On trouve la tension résiduelle  $N_p$  pour 5,75 KA :

$$\tan \delta = \frac{966 - 909}{10 - 5} = 11.4$$

$$\tan \delta = \frac{966 - N_p}{10 - 5.75} = \frac{966 - N_p}{4.25}$$

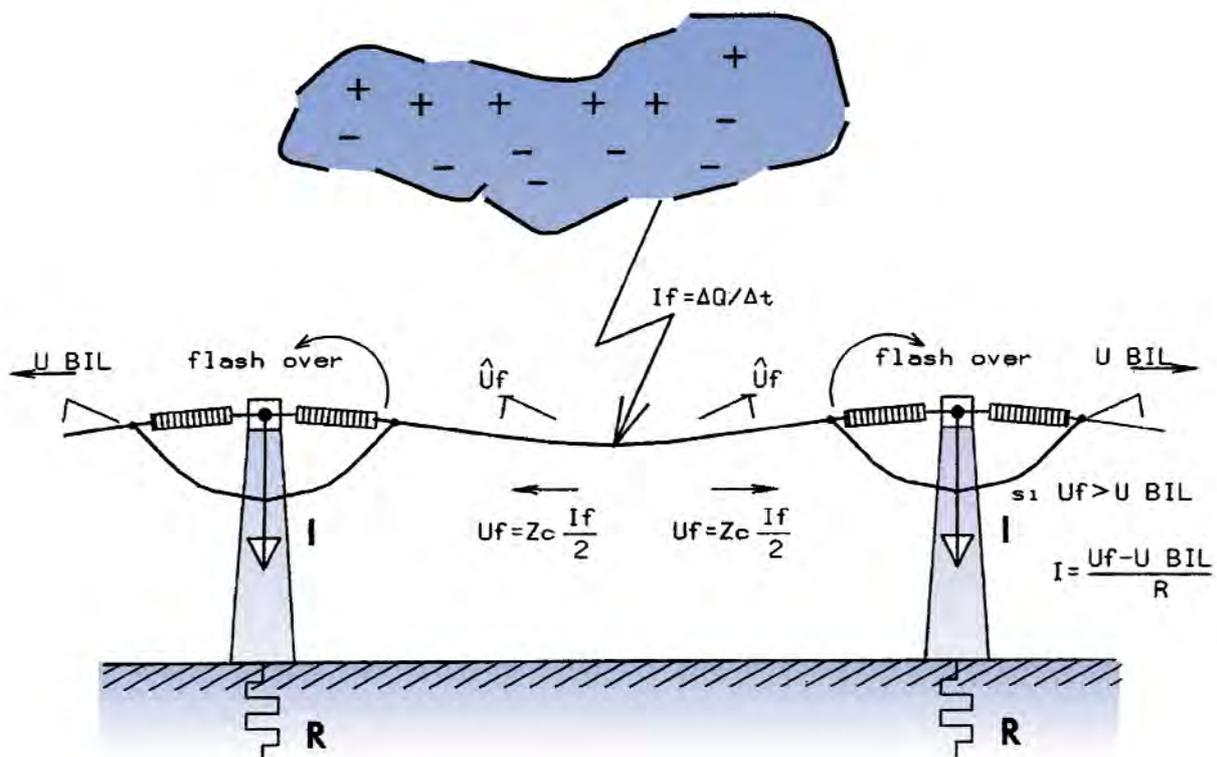
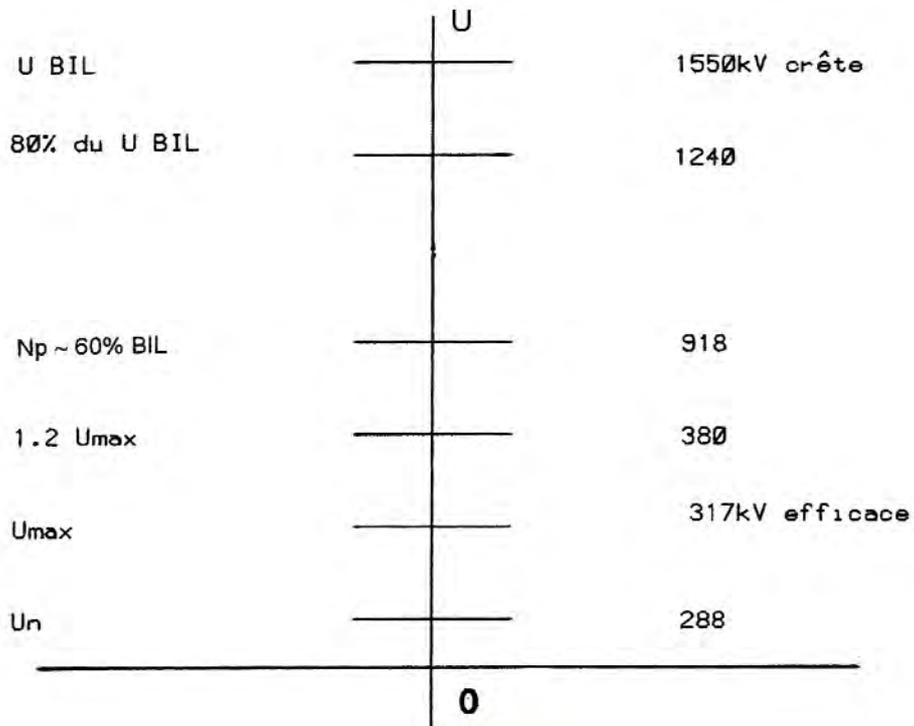
$$966 - N_p = 11.4 \times 4.25 = 48.45$$

$$N_p = 966 - 48.45 = 917.55 \text{ kV}$$

$$N_p = 918 \text{ kV} \Rightarrow N_p = K U_{BIL} \quad \text{with} \quad K = \frac{918}{1550} = 0.60_{BIL}$$

cqfd, le parafoudre doit protéger entre 0,6 et 0,8 du  $U_{BIL}$

Résumons les données sur le graphe suivant :



## 1.6 FACTS (FLEXIBLE AC TRANSMISSION SYSTEMS)

Les FACTS sont des systèmes mettant en jeu des technologies à thyristors, GTO, IGBT...

Leur objectif est d'améliorer le fonctionnement des réseaux et leur permettre de fonctionner en toute sécurité à leur limite.

La compensation d'énergie réactive shunt (SVC), le courant continu et sa variante le back to back sont des FACTS. Il existe aussi d'autres systèmes FACTS dont on ne parlera pas ici.

### Compensateur d'énergie réactive shunt (Static Var Compensator)

C'est un équipement qui peut générer (production/consommation) de l'énergie réactive dans un temps extrêmement rapide (1 à 2 cycles) soit simultanément sur les trois phases (compensateur de réseau) soit phase par phase (compensateur industriel).

Rappelons que (voir 1.5)  $|\Delta V| = |\bar{V}_1 - \bar{V}_2| = \frac{XQ_2}{V_2}$

Il permet en réduisant la variation de tension  $\Delta V$  un contrôle de tension efficace et participe, ce faisant, à la stabilité du réseau.

Le compensateur est constitué par :

- **Le TCR** banc de réactances montées en  $\Delta$  : le TCR (Thyristor Controlled Reactor) contrôle le courant dans la réactance via un pont à thyristor monté tête/bêche. On peut donc contrôler l'énergie réactive consommée de façon graduelle et rapide :  $Q_L = -L\omega I^2$
- **Le TSC** banc de capacité montée en  $\Delta$  : le TSC (Thyristor Switched Capacitor) commute (tout ou rien) par un pont à thyristors montés tête/bêche un banc de capacité. On peut donc produire  $+Q_C = C\omega U^2$  ou  $Q_C = 0$
- **Le banc de filtre** chargé de filtrer les harmoniques de courants générés par le fonctionnement du TCR. Il faut prendre en compte dans le bilan réactif la fourniture d'énergie capacitive du filtre ; en effet à 50 Hz, les filtres LC série sont largement capacitifs.

### Fonctionnement

Un système de régulation compare la tension  $U$  du réseau à une valeur de consigne et agit en conséquence sur la commande des thyristors.

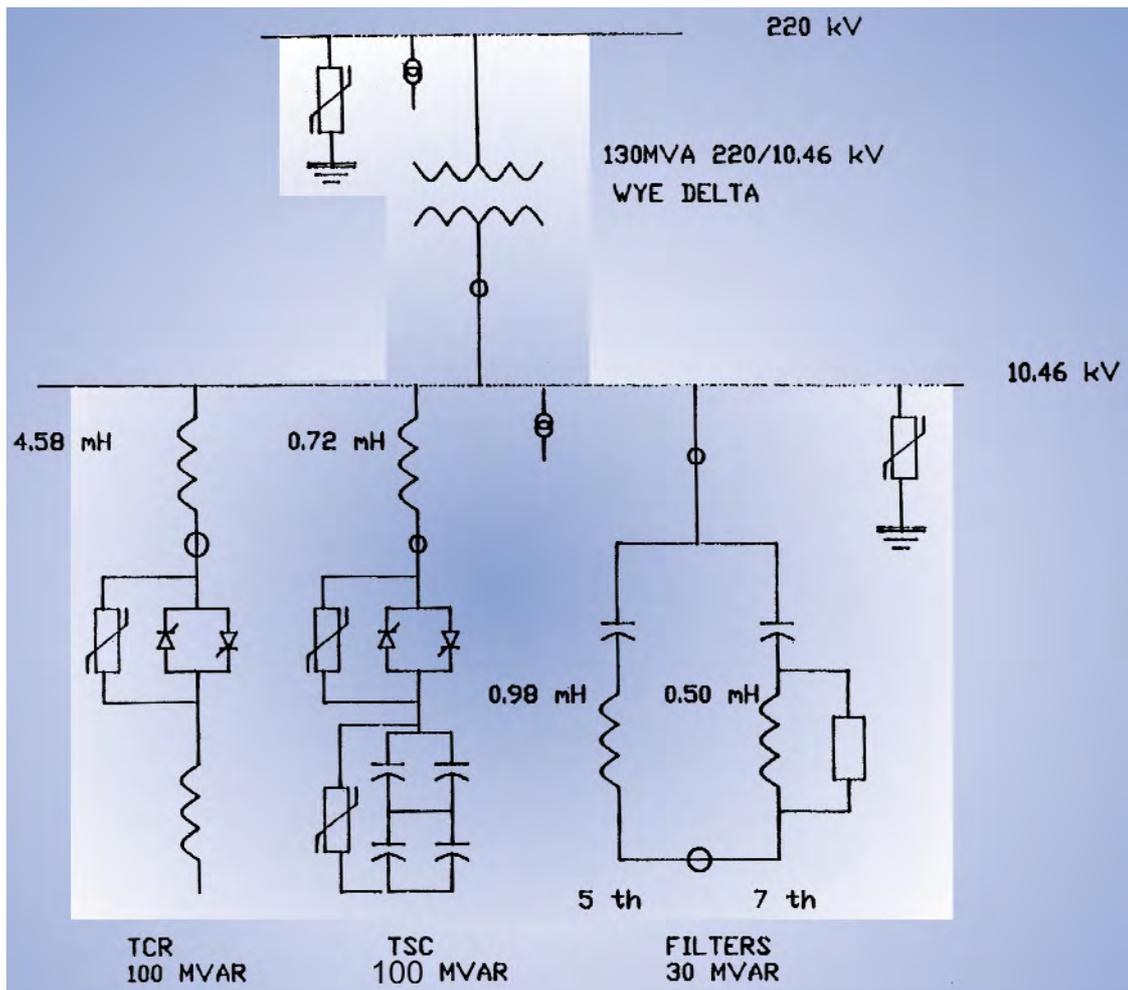
Considérons le cas d'un SVC tel que :

TCR :  $Q_L = -100$  MVAR  
TSC :  $Q_C = +100$  MVAR  
Filtre :  $Q_F = +30$  MVAR

Le SVC permettra de contrôler graduellement la puissance réactive depuis :

un minimum :  $Q_{SVC \text{ mini}} = -Q_L + Q_C + Q_F = -100 + 0 + 30 = -70$  MVAR

à un maximum :  $Q_{SVC \text{ max}} = -Q_L + Q_C + Q_F = 0 + 100 + 30 = 130$  MVAR



## Courant continu

### Généralités

Une question souvent posée :

Pourquoi utilise-t-on le courant continu  
en lieu et place du courant alternatif ?

La réponse est à la fois simple et complexe.

Au delà d'une certaine distance, le transport en courant alternatif pose des problèmes de stabilité en tension assez délicats.

La tension fluctue fortement en fonction de la charge à cause de la capacité de la ligne. Les pertes en ligne deviennent également très significatives au delà d'une certaine puissance et d'une certaine distance.

Le courant continu ne présente pas de problème de stabilité et, qui plus est, il utilise la pleine section du métal (ce n'est pas le cas du courant alternatif à cause de l'effet de peau) et donc réduit les pertes.

Ces arguments pour ne citer que ceux là et malgré le coût du courant continu le fait préférer au courant alternatif à partir d'un certain seuil de puissance et distance de transport.

Le courant continu s'impose lorsqu'il faut utiliser une liaison sous marine assez longue. On se rappelle en effet qu'en alternatif, la capacité d'un câble isolé fait que le câble se comporte comme un tuyau percé.

Le courant continu possède aussi d'autres propriétés comme le retour possible par le sol (ou la mer) mais il a aussi un certain nombre d'inconvénients :

- Son coût dû principalement aux convertisseurs (valves) et son contrôle très sophistiqué.
- C'est un gros consommateur d'énergie réactive qu'il faut donc fournir.
- Il génère des harmoniques AC et DC qui doivent être filtrés mais qui pour une part génère à 50 ou 60 Hz l'énergie réactive dont ont besoin les convertisseurs.
- Les piquages en un point quelconque de la ligne de transport sont délicats et coûteux, à la différence d'une ligne AC.

### Principe du transport à courant continu

Une liaison à courant continu est constituée par un redresseur à une extrémité qui convertit le courant alternatif en courant continu et à l'autre extrémité par un onduleur qui convertit le courant continu en courant alternatif.

Entre le redresseur et l'onduleur la ligne constitue une résistance et est donc le siège d'une chute de tension RI. Le redresseur et l'onduleur sont des ponts dodécaphasés équipés tout ou partie de thyristors.

Le redresseur (l'onduleur) est lui même connecté à un transformateur à deux enroulements secondaires  $\Delta$  et  $Y$ . Les ponts peuvent être montés en série pour accroître la tension de transport (typiquement 100 à 150 kV par pont).

Coté courant continu, il y a lieu de filtrer l'ondulation résiduelle à 600 Hz (12x50) via une réactance série et un jeu de capacités parallèles.

Coté alternatif, on installe les filtres (LC) chargés d'éliminer les harmoniques en courant générés par les valves (fonction du point de fonctionnement du convertisseur).

L'ensemble Redresseur/Ligne/Onduleur, fonctionnant à la tension positive (ou négative) par rapport à la terre, s'appelle un pôle.

L'ensemble positif et négatif est dit un bipôle. A un bipôle correspond donc une ligne  $\pm V =$ .

On rencontre usuellement des bipôles fonctionnant à  $\pm 500$  kV et un courant de 2000 A (d'où  $P = 2 UI = 2000$  MW)

#### Le Back to Back

Un système de transport à courant continu est composé (voir ci-dessus) :

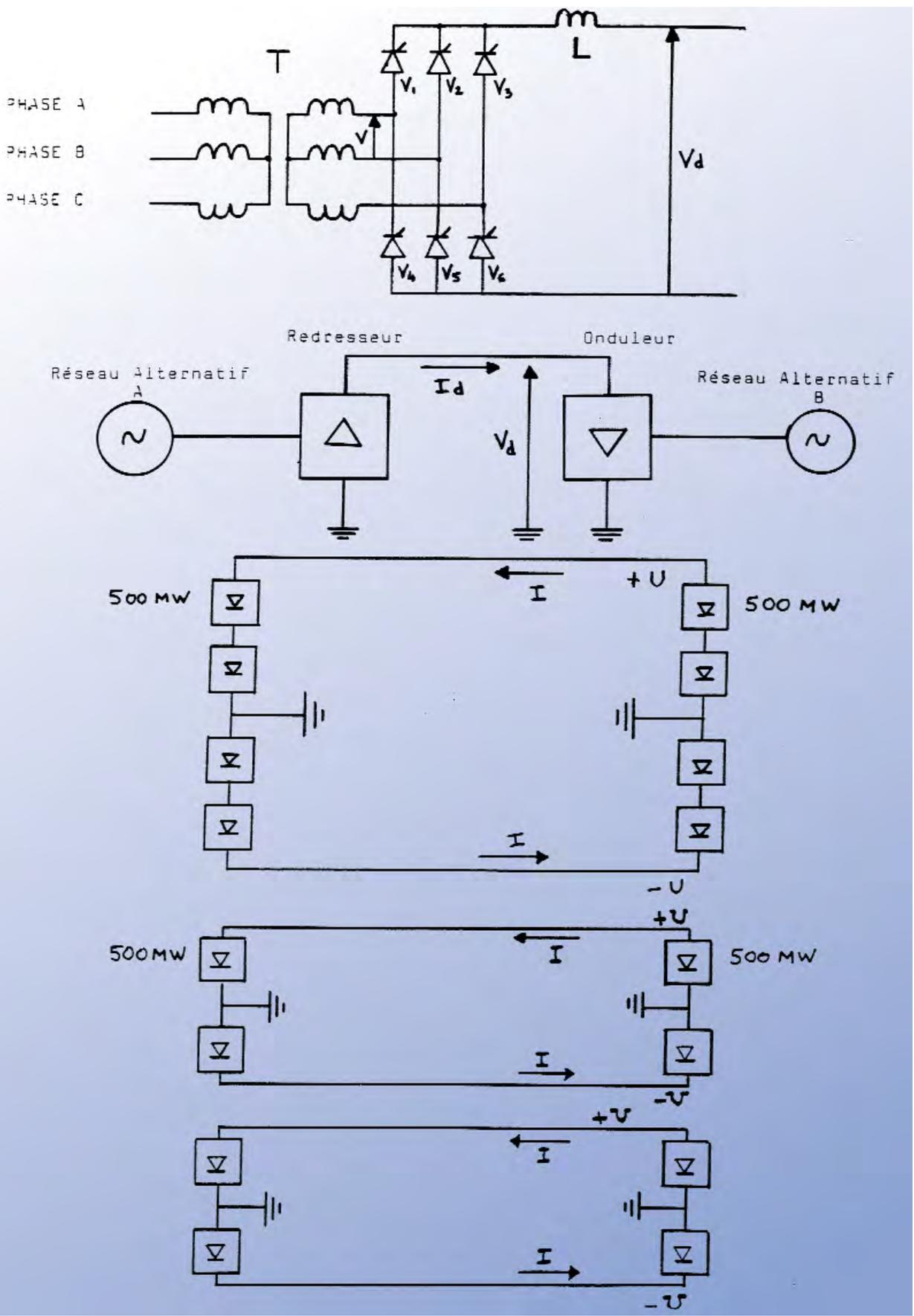
- d'un redresseur
- d'une ligne de transport de longueur L
- d'un onduleur

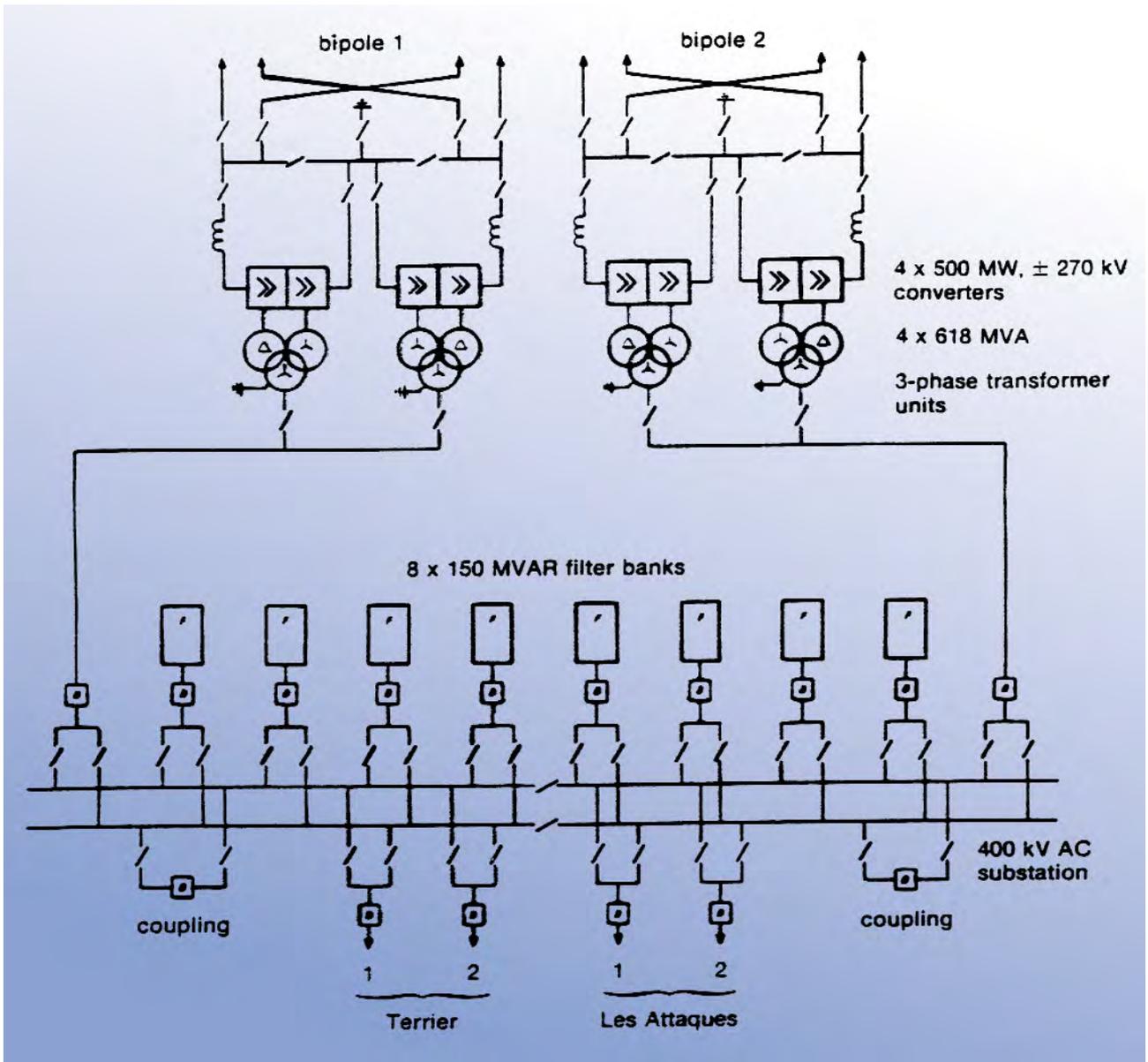
Si la longueur de la ligne est réduite à zéro, on a alors un système constitué d'un redresseur onduleur monté en dos à dos (back to back).

Le principe même de ce système permet de découpler complètement deux réseaux de Pcc ou fréquence différentes.

Ces réseaux peuvent grâce au back to back en effet fonctionner à fréquence différente.

Ces équipements sont utilisés en particulier aux USA, en Inde, entre l'Europe de l'est et de l'ouest, pour découpler les réseaux aux performances très différentes et gérés par des utilités indépendantes.







**Gimélec**

French Electrical Equipment and Industrial Electronics Manufacturers' Association  
Groupement des Industries de Matériels d'Équipement Électrique et de l'Électronique Industrielle Associée

11-17 rue Hamelin • 75783 Paris Cedex 16 • France  
Tel. : +33 1 45 05 70 77 • Fax : +33 1 47 04 68 57 • Web site : [www.gimelec.fr](http://www.gimelec.fr)

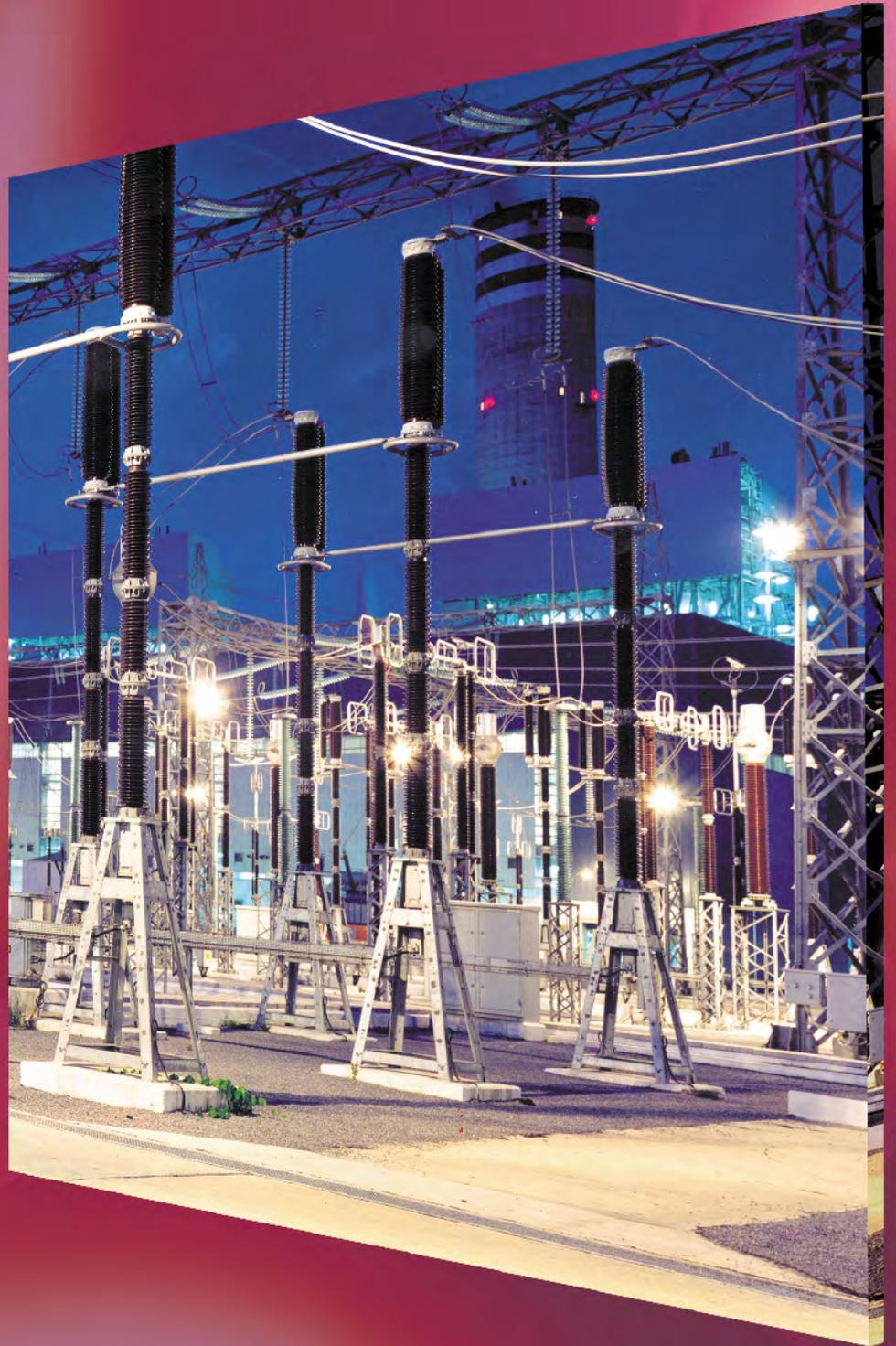


COMMUNICATION

Conception • Réalisation • Edition  
58 rue Beauboulogne • 75003 Paris • France  
Tél. : (1) 42 71 62 42 • Fax : (1) 42 71 62 32

<http://fribok.blogspot.com/>

2.1



# Somme

**Equipe rédactionnelle** AVEC LE SUPPORT TECHNIQUE DU GIMELE

Gil LEBOYER

ALSTOM

Alain GIRODET

ALSTOM

Jean-Claude VIAU BOUNEZOU

ALSTOM

# maire

Jean-Pierre MURATET  
Jean-Pierre ARTHAUD  
Gilbert TRIAY

ALSTOM  
JEUMONT SCHNEIDER TRANSFORMATEURS  
SCHNEIDER ELECTRIC

## **1. Postes électrique THT / HT ....p 4**

### **1.1. GÉNÉRALITÉS**

### **1.2. ORGANISATION FONCTIONNELLE**

### **1.3. TYPE DE POSTE / ARCHITECTURE**

### **1.4. INSTALLATION**

### **1.5. LE POSTE THT / HT - SA SPÉCIFICITÉ**

## **2. Évolution / le besoin des exploitants .....p 18**

### **2.1. L'EXPLOITATION**

### **2.2. LES ÉQUIPEMENTS HT / BT**

### **2.3. LES CONTRAINTES D'ENVIRONNEMENTS**

### **2.4. TRANSFORMATEURS**

### **2.5. CONCLUSION**

## **3. Evolution / les propositions des constructeurs.....p 24**

### **3.1. LES POSTES SOUS ENVELOPPE MÉTALLIQUE**

### **3.2. APPAREILLAGE DE COUPURE**

### **3.3. TRANSFORMATEURS**

### **3.4. PARAFONDRES**

### **3.5. SYSTÈME DE CONDUITE ET SURVEILLANCE - TECHNOLOGIE NUMÉRIQUE**

# 1. POSTES ELECTRIQUES THT/HT

Avant d'aborder les postes THT/HT proprement dits, nous traiterons des postes de façon générale. Nombre de notions en effet sont communes à tous les types de postes qu'ils soient THT/HT ou HT/MT ou MT/BT

## 1.1. GÉNÉRALITÉS

Nous avons vu dans la première partie du manuel n°1 (Réseau) que le poste électrique était un nœud du réseau électrique.

Un réseau électrique est un système dont le poste constitue une pièce majeure dans la mesure où c'est le lieu (le nœud) d'où le réseau est :

- organisé (configuration de la topologie)
- surveillé (fonction de monitoring)
- protégé (action des protections)

Le poste peut être considéré comme une barre (ou des barres) sur laquelle sont connectées des dérivations (feeder) qu'en terme de réseau électrique, on répartit en :

	Actif	Réactif
● Groupes de production qui produisent de l'énergie	$P_{Gi}$	$Q_{Gi}$
● Charges qui consomment de l'énergie active, réactive	$P_{Li}$	$Q_{Li}$
● Lignes aériennes (ou souterraines) qui assurent le lien entre les différents nœuds	$P_{Ti}$	$\pm Q_{Ti}$

\* $\pm Q_{Ti}$  : En effet les lignes consomment toujours une puissance active ( $P_{Ti}$ ) mais consomment ( $+Q_{Ti}$ ) ou produisent ( $-Q_{Ti}$ ) une puissance réactive suivant la valeur du courant.

### 1.1.1. LA TRANCHE

Note : la notion de tranche est plus large que la notion de travée car elle induit une entité qui est gérée de façon autonome.

On parle de **travée** ligne, transformateur, couplage, sectionneur ...

On parle de **tranche** ligne... mais aussi de tranche barres, communs.

Dans une travée ligne ou transformateur ou couplage on trouve d'une façon générale les appareils HT suivants (voir schéma) :

- les appareils d'isolement ou d'aiguillage : les sectionneurs
- les appareils de coupure : le disjoncteur
- les appareils de mesures : les TT et les TC  
TT transformateur de tension  
TC transformateur de courant
- les appareils de téléprotection : (voir note)  
le circuit bouchon  
le diviseur capacitif  
le boîtier de couplage
- les protections HT : parafoudres
- les dispositifs de mise à la terre (MALT).

Et bien entendu le contrôle commande, les protections et les auxiliaires associés.

*Note : cet appareillage correspond à une communication HF, type BLU qui est transmise entre phase et terre, ou entre phases. Il ne doit pas être confondu au matériel HF qui communique via des multiplexeurs multivoies sur des fibres optiques installées dans des câbles de garde, quand la ligne en est équipée (solution retenue de plus en plus en THT).*



## 1.1.2. LE POSTE : SES CONSTITUANTS

Le poste est constitué essentiellement :

1) D'appareils haute tension :

- Le sectionneur qui a une fonction d'isolement et d'aiguillage
- Le disjoncteur qui a une fonction de coupure, mais toujours associé à 1 ou 2 sectionneurs car il ne tient pas lui-même, en position ouverte, avec certitude, certaines situations du réseau (surtension...).
- Les réducteurs de mesure de courant (TC) et tension (TT) qui donnent une image aussi fidèle que possible du courant et de la tension HT.
- Les parafoudres qui assurent la protection des équipements aux surtensions de foudre et de manœuvres ; Pour leur bon fonctionnement les parafoudres doivent être associés à un filet de garde sur le poste et un câble de garde sur au moins une partie de la ligne et à un circuit de terre de qualité.
- Divers appareils tels que : circuits bouchons/diviseurs capacitifs ...

2) De matériel d'installation

- charpentes, supports métalliques des appareils HT, isolateurs posés.
- câbles nus aériens et câbles isolés multiconducteurs
- raccords HT/MT, armements (isolateurs de lignes)
- circuit de terre

3) Du génie civil associé : fondations, caniveaux, clôtures, bâtiments, drainage, piste, accès

4) D'équipement basse tension

- système de conduite et surveillance (contrôle commande)
- système de protection
- auxiliaires et servitudes (éclairage...)

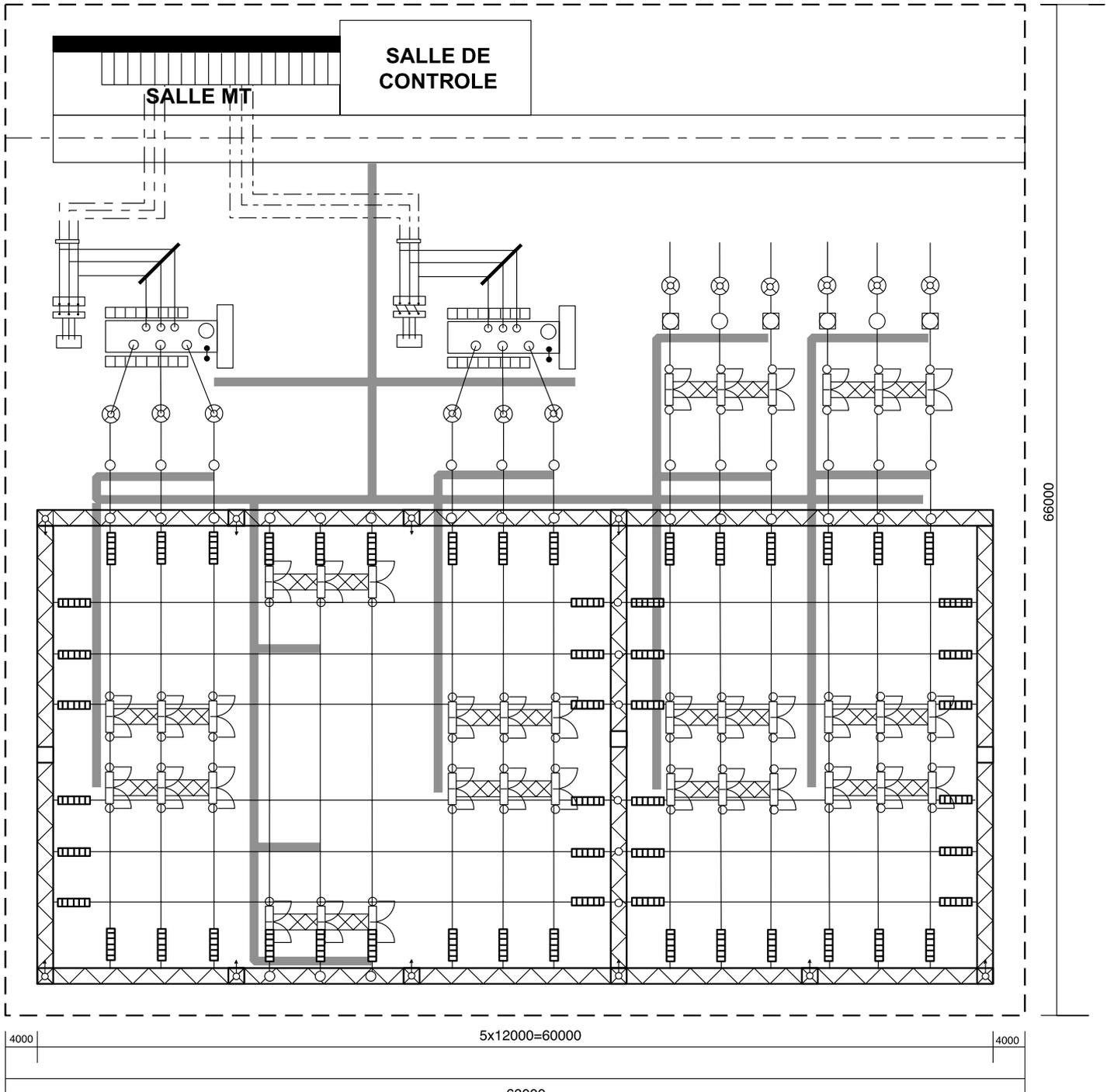
5) D'interface avec le monde extérieur

- téléphone
- synchro satellite
- télécommunications
- etc.

On trouvera ci-après des figures données à titre d'exemple pour une travée ligne

- vue en plan (postes et travées)
- coupes
- schéma unifilaire
- vues d'armoires de contrôle en face avant.

*Note : Les armoires de contrôle commande présentées ci-après font appel à une technologie dite traditionnelle. Cette technologie est de plus en plus remplacée aujourd'hui par une technologie numérique.*



Travée transformateur

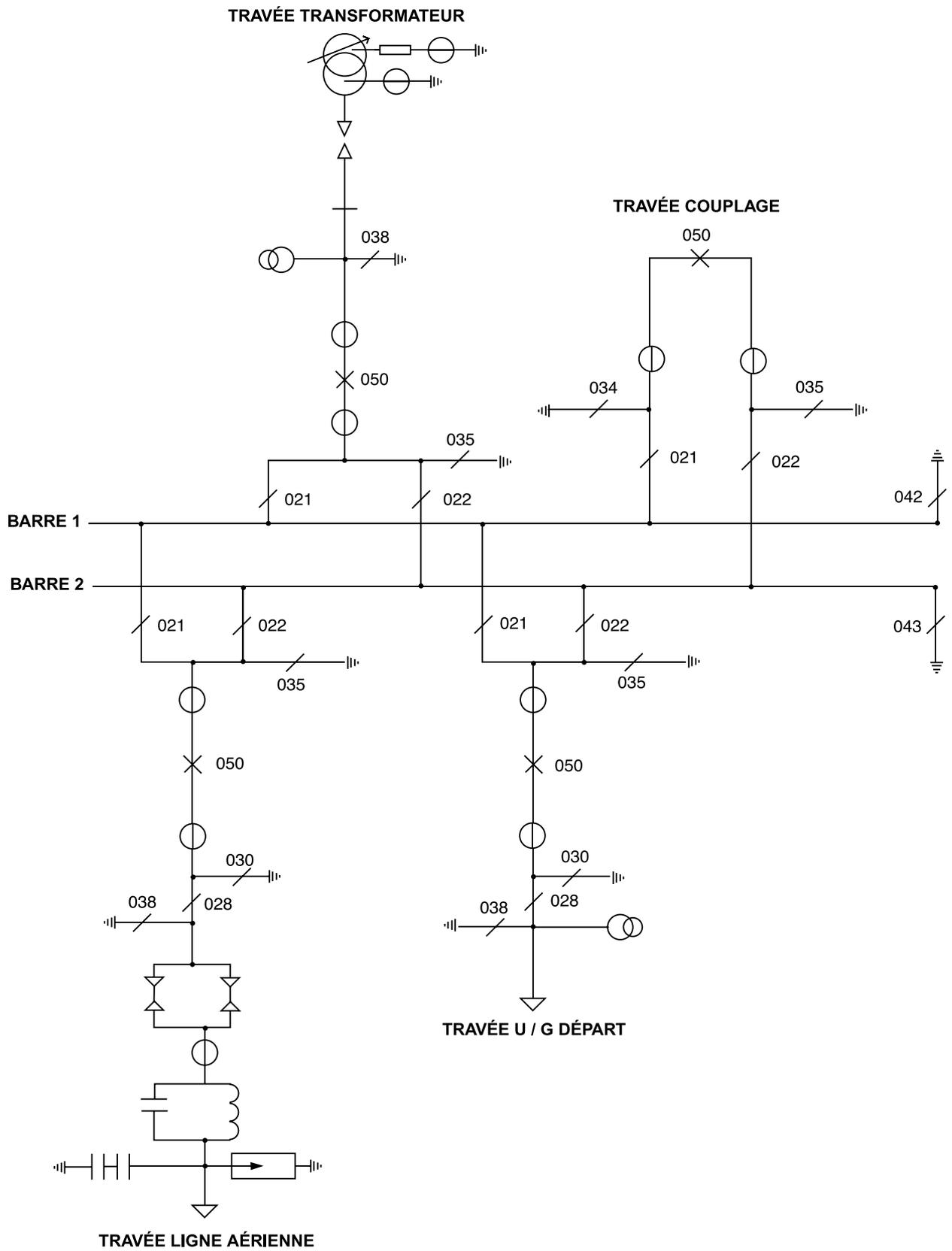
Travée couplage

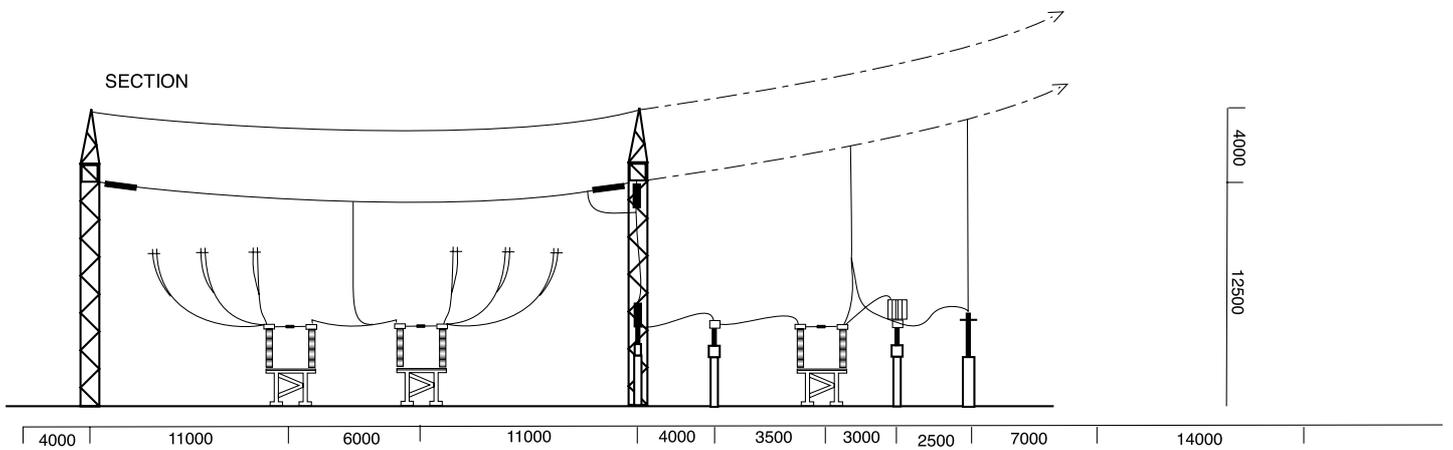
Travée transformateur

Travée ligne

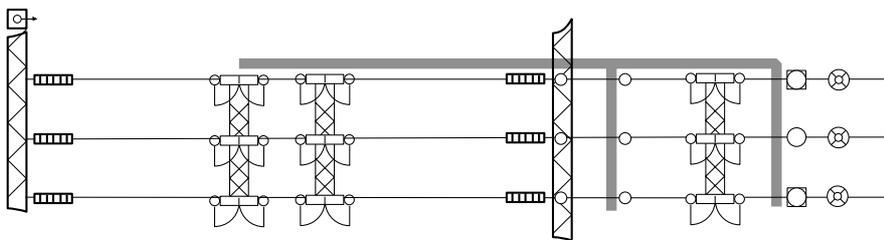
Travée ligne

**POSTE STANDARD  
IMPLANTATION GÉNÉRALE**

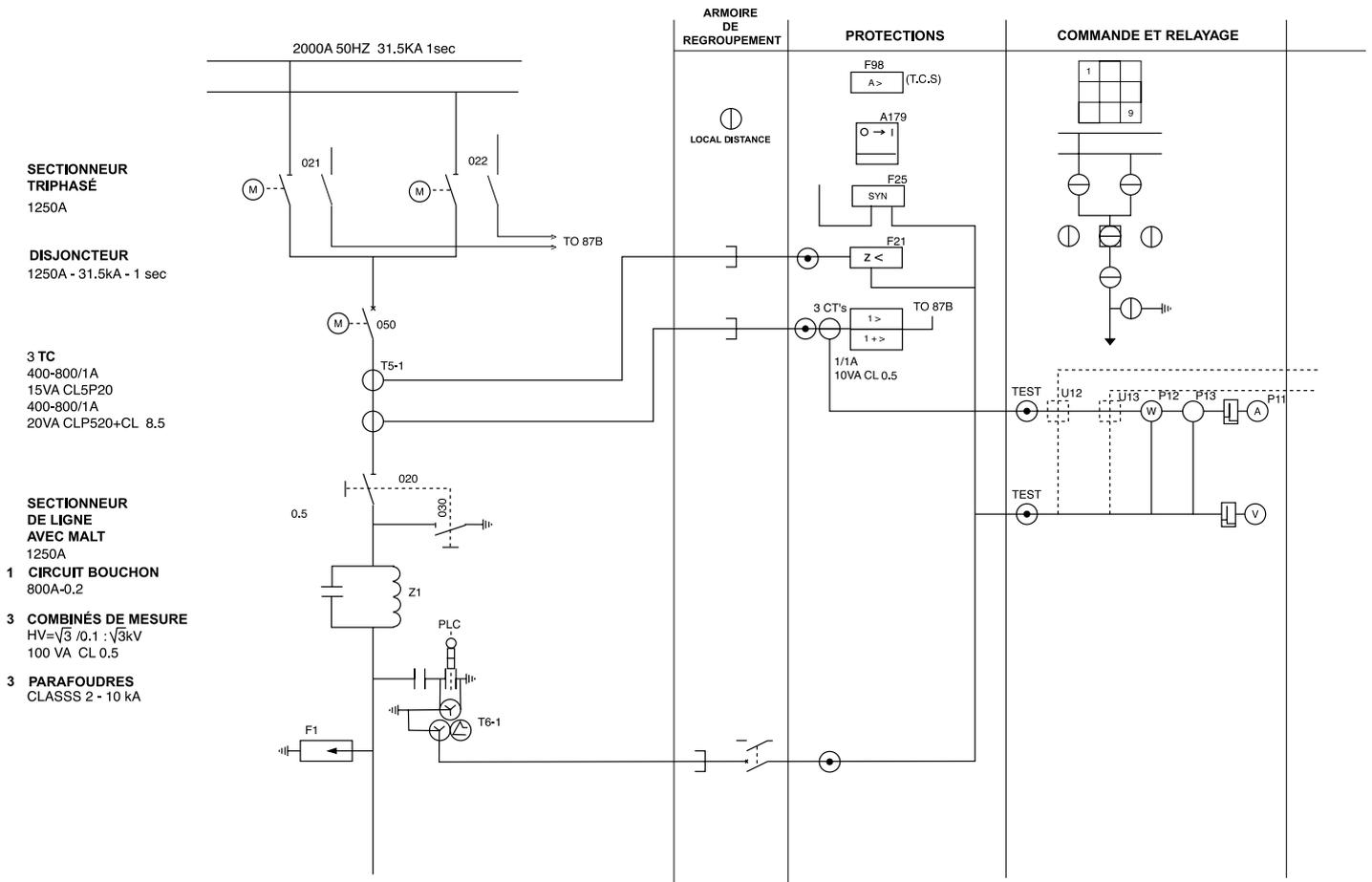




VUE EN PLAN

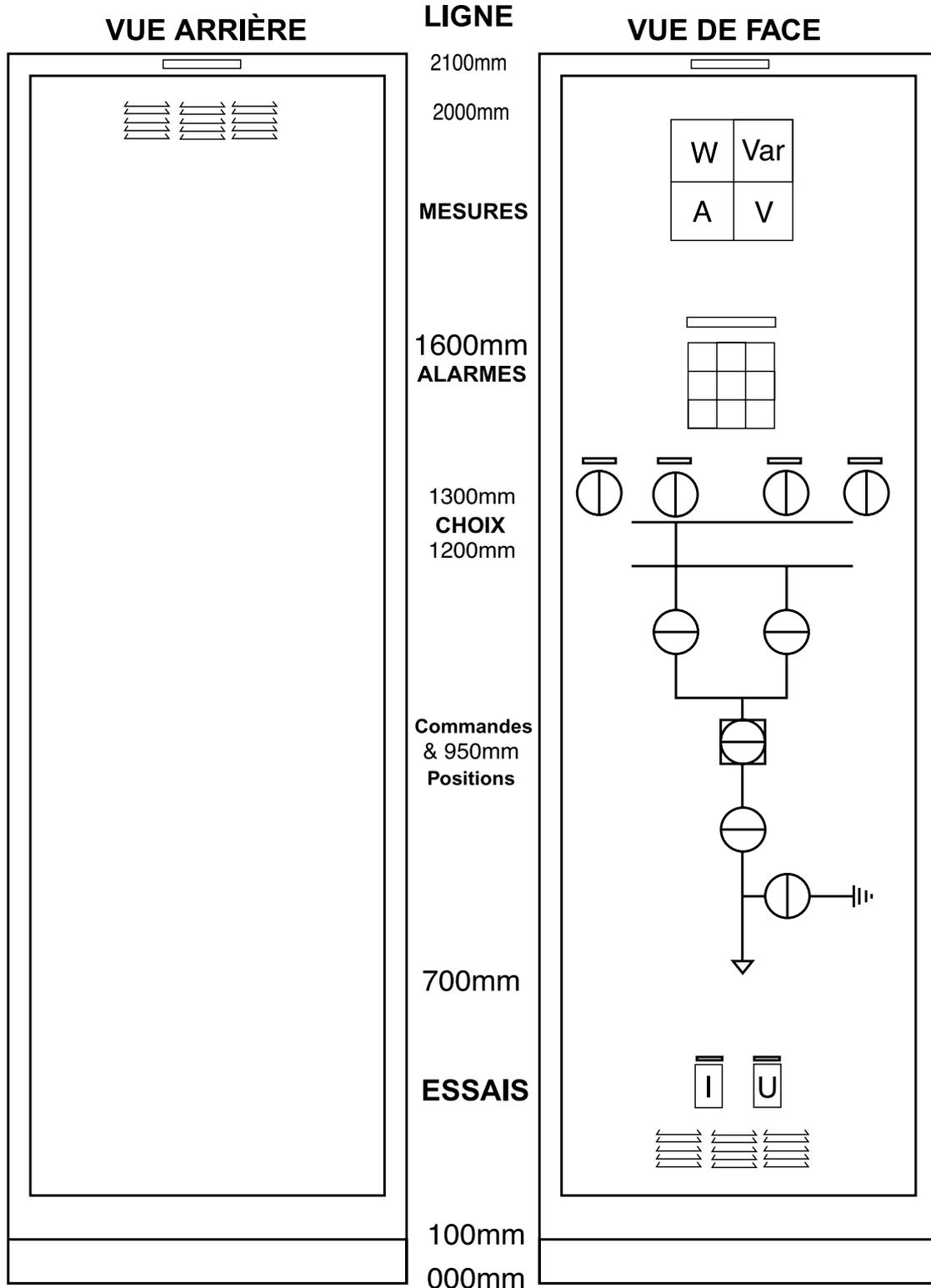


TRAVÉE LIGNE



## UNIFILAIRE TYPE POUR UNE TRAVÉE LIGNE

## TABLEAU DE RELAYAGE ET DE COMMANDE



## 1.2. ORGANISATION FONCTIONNELLE

Les fonctions d'un poste peuvent être classées et étudiées de différentes manières, selon que l'on est un homme d'exploitation, de maintenance, de conception ...

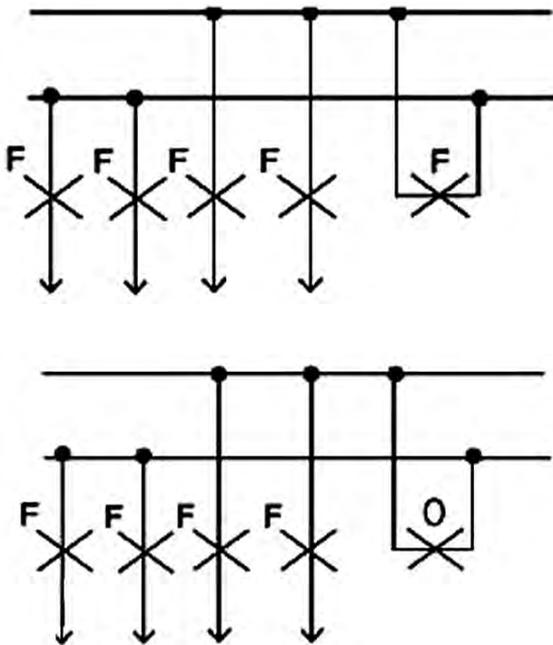
On retiendra cependant les deux grandes familles (ou systèmes) :

- le système de conduite et de surveillance
- le système de protection

### 1.2.1. SYSTÈME DE CONDUITE ET SURVEILLANCE

Sous le terme de conduite et surveillance il faut entendre la possibilité qu'à l'opérateur (l'exploitant), localement (dans le poste lui-même), ou à distance (depuis un centre éloigné, dispatching...) :

- de mettre en/hors service les différents équipements HT et BT
- d'affecter à telle ou telle barre les différents feeders, ce qui revient à constituer éventuellement un ou deux ou plusieurs nœuds (fonctions de configuration).



Cela suppose que l'exploitant connaisse sans erreur ni ambiguïté possible l'état des différents équipements, sectionneurs, disjoncteurs, auxiliaires divers...

C'est la fonction surveillance (monitoring en anglais) qui indique à tout instant :

- Les états:
  - positions ouvertes/fermées
  - disponibilité/indisponibilité/anormalité, indiquées par divers alarmes, enregistrements ...
- Les valeurs des tensions, courants et valeurs associées (puissances, facteur de puissance, fréquence, énergies...)

### 1.2.2. SYSTÈME DE PROTECTION

Un poste est un système dormant, dans lequel il ne se passe presque rien (de temps en temps une manœuvre...) au contraire d'une centrale où le contrôle régule en permanence la tension et la fréquence en fonction des charges appelées et les points de consigne.

Mais si dans le poste où sur les parties du réseau supervisées par le poste intervient un défaut, alors la(les) protection(s) doit(vent) agir automatiquement et rapidement selon des critères de sûreté :

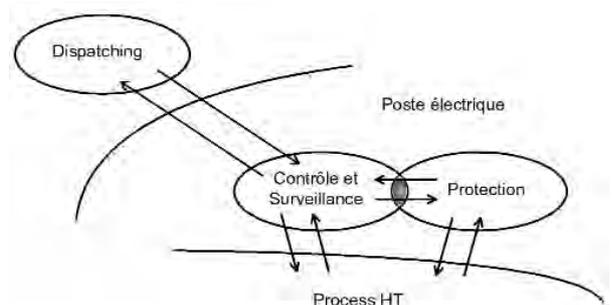
- sécurité (pas d'ordre intempestif)
- disponibilité (être opérationnelle à tout instant) <sup>1</sup>
- sélectivité (provoquer le déclenchement de la zone affectée et pas une autre)
- stabilité (ne pas déclencher sur des défauts qui ne concernent pas la protection)

<sup>1</sup>La disponibilité est liée au taux de fiabilité des équipements et au temps moyen de réparation de l'équipement concerné

$$\Delta\% = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} \times 100$$

MTTF Mean Time to Failure  
MTTR Mean Time to Repair

On peut considérer ces deux systèmes : conduite/surveillance et protection comme deux systèmes relativement disjoints.



## 1.3. TYPE DE POSTE / ARCHITECTURE

### 1.3.1. NIVEAU DE TENSION

Les niveaux de tension sont différents suivant les pays mais de plus en plus les différents pays respectent les valeurs recommandées par la CEI (cf CEI 38 et 71).

Les valeurs liées aux expressions de tension BT, MT, HT et THT n'obéissent pas à des critères rigoureux.

On pourra cependant admettre le classement suivant :

	BT	≤	1 kV
1 kV	<	MT	≤ 30 kV
30 kV	<	HT	≤ 300 kV
300 kV	<	THT	≤ 800 kV

### 1.3.2. TECHNOLOGIE

On distingue trois types de technologie pour les postes :

#### Poste ouvert (AIS : Air Insulated switchgear) \*

Mise en oeuvre d'équipements HT séparés ; montés à l'air libre qui joue le rôle de diélectrique. Cette technologie est principalement utilisée en extérieur.

#### Poste blindé (GIS : Gaz Insulated Switchgear) \*

Cellules blindées : les équipements HT sont installés dans des caissons étanches utilisant le gaz SF<sub>6</sub>, comme diélectrique. L'installation peut aussi bien être réalisée en intérieur qu'en extérieur.

#### Cellule préfabriquée :

Mise en oeuvre de matériel compact installé dans une armoire métallique (1 x 1,5 x 2,5 M environ), par travée. L'installation se fait principalement en intérieur. Les postes utilisant cette technologie sont nommés "postes préfabriqués". Ce sont majoritairement les postes MT.

\* Un poste peut être composé d'une ou plusieurs de ces technologies, par exemple la technologie dite "dead tank" met en oeuvre une technologie proche du GIS dans un poste ouvert.

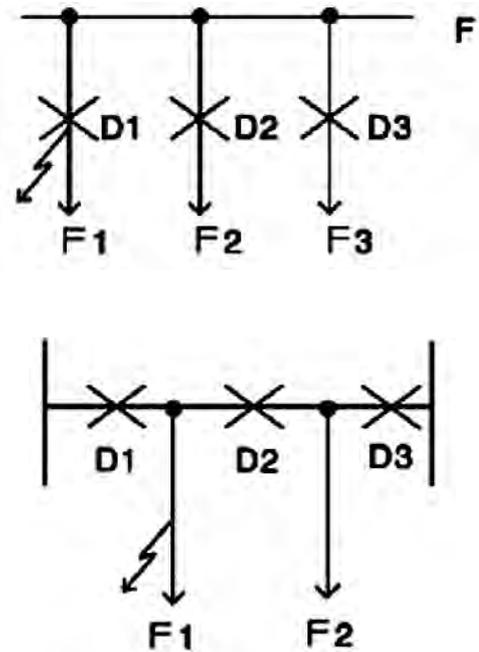
### 1.3.3. ARCHITECTURE

Les postes, au niveau de l'architecture et indépendamment de leurs types peuvent être classées en deux familles :

- les postes à couplage de barre
- les postes à couplage de disjoncteur

Dans la première famille, **les barres** couplent entre eux les différents départs.

Dans la seconde famille, **les disjoncteurs** couplent entre eux les différents départs.



On remarquera qu'un défaut en F1 nécessite dans un cas l'ouverture de D1, dans l'autre cas de D1 et D2.

La maintenance de D1 dans la famille à couplage de barre condamne le départ F1, alors que dans la famille à couplage de disjoncteur, le départ F1 reste sous tension à travers D2.

Les architectures sont définies en fonction de divers critères ou qualités recherchées :

**sécurité, souplesse, maintenabilité, simplicité ...**

et des compromis acceptés entre ces critères sachant que le coût d'un poste est globalement proportionnel au rapport :

nombre de disjoncteurs/nombre de dérivations

Un poste à couplage de disjoncteur est selon ce principe 1,5 fois plus cher en moyenne qu'un poste à couplage de barre pour un même nombre de feeders.

Par exemple la protection de 2 feeders dans un poste à couplage de disjoncteur nécessite trois disjoncteurs :  $3/2 = 1,5$

#### **Sécurité**

C'est l'aptitude à conserver un maximum de dérivations saines en service, en cas de non ouverture du disjoncteur chargé d'éliminer un défaut.

*Note : certains exploitants préfèrent parler, dans ce cas de figure, de disponibilité au lieu de sécurité.*

### Souplesse

Aptitude à réaliser plusieurs noeuds (découplage) et y raccorder n'importe quelle dérivation.

### Maintenabilité

Aptitude à permettre la poursuite de l'exploitation d'une dérivation malgré l'indisponibilité d'un disjoncteur.

### Simplicité

Aptitude à changer de configuration en manœuvrant le minimum d'appareils.

## 1.34. LES SCHÉMAS

Dans les schémas ci-après, la représentation est la suivante :

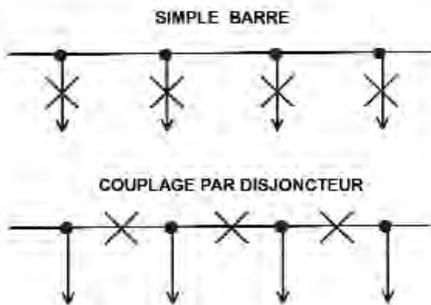
- x— pour un disjoncteur
- /— pour un sectionneur
- T— pour une dérivation

### Couplage de barres

Les disjoncteurs sont en série sur les dérivations

### Couplage de disjoncteurs

Les disjoncteurs encadrent les dérivations



Le dosage des qualités souhaitées pour un poste dépend des options des exploitants.

En règle générale on favorise :

- En transport :
  - la sécurité
  - la maintenabilité
  - la souplesse

- En distribution :
  - l'économie

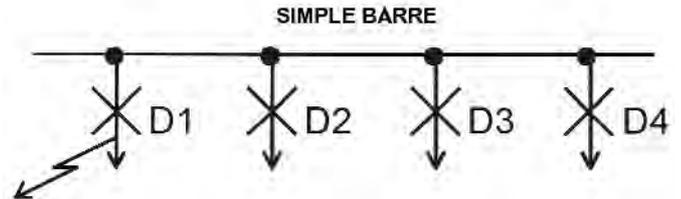
Toutes les nuances se rencontrent sur les postes de réseaux des catégories intermédiaires (THT, HT, MT) en remarquant que pour chacune d'elles, on recherche davantage :

- la sécurité sur les postes de transport (THT/HT)
- l'économie sur les postes de distribution (MT)

## 1.3.5. ARCHITECTURE À COUPLAGE DE BARRES

### Coût minimum

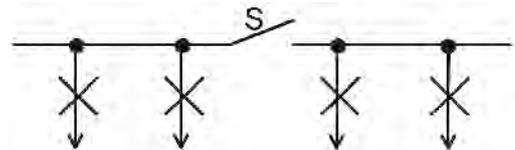
- 1 jeu de barres (BO)
- 1 disjoncteur par dérivation ;
- Perte du poste en cas de faux défaut barre (défaillance disjoncteur )



Sur défaut en F1 et si D1 ne s'ouvre pas, il faut ouvrir D2, D3, D4.

### Amélioration de la maintenabilité : sectionnement de barres

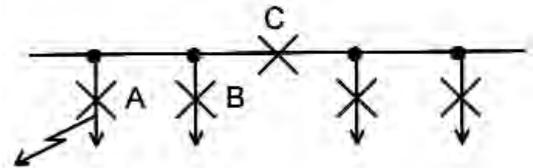
Possibilité d'exploiter une partie du poste et de faire de la maintenance sur l'autre (S ouvert)



### Amélioration de la sécurité : tronçonnement de barres

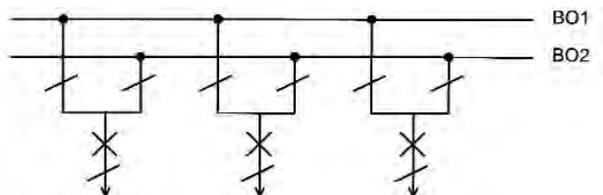
Un faux défaut barre sur A élimine B et C seulement

On pourrait dire aussi que ce schéma améliore la disponibilité par rapport au schéma précédent.



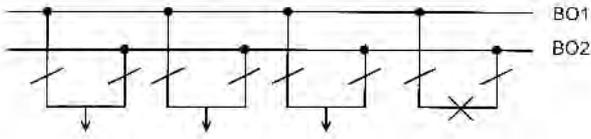
### Amélioration de la souplesse : 2 BO

Choix du nœud (aiguillage par sectionneurs)



**Compromis : Coût - souplesse - sécurité**

2 modes d'exploitation sont possibles :



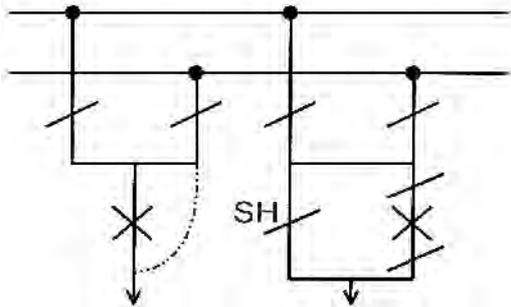
Recherche de la sécurité : couplage fermé  
Recherche de la limitation du lcc : couplage ouvert

**Amélioration de la maintenabilité**

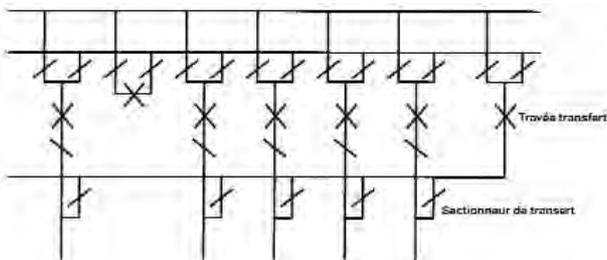
Possibilité de poursuivre l'exploitation avec un disjoncteur hors service.

Lorsque le réseau est redondant : l'exploitant peut consentir une réduction de la sécurité en substituant le disjoncteur de couplage au disjoncteur hors service (HS).

Le disjoncteur hors service est shunté par une bretelle provisoire ou par un sectionneur (SH installé à demeure)



Lorsque le réseau n'est pas redondant, les exploitants installent un jeu de barre et une cellule supplémentaire qui peut se substituer aux appareils HS (barre de transfert).



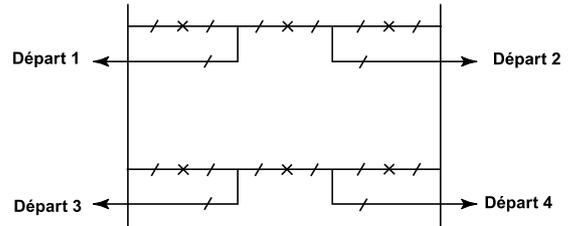
**1.3.6. ARCHITECTURE À COUPLAGE DE DISJONCTEUR**

Ces postes sont utilisés quand on recherche une grande disponibilité des dérivations raccordées aux postes. On les rencontre en THT et dans les pays sous influence américaine.

Il va sans dire que ces postes sont généralement plus coûteux que les postes à couplage de barre.

On rencontre les schémas dit : à deux disjoncteurs à un disjoncteur et demi

Le schéma ci-après montre un schéma dit à 1 disjoncteur et demi.



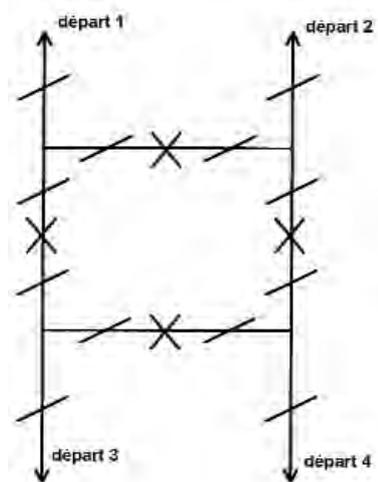
Le Contrôle commande de ces postes est assez complexe de par l'interférence d'une travée sur l'autre.

**1.3.7 SCHÉMA EN ANNEAU (RING)**

Le schéma en anneau correspond à un schéma à couplage de barre refermé sur lui même pour constituer un poste à couplage de disjoncteur - Voir schéma.

On a ainsi les avantages du couplage de barre (prix réduit) et du couplage de disjoncteur (bonne disponibilité). On trouve ce schéma dans les pays anglo saxons. Le contrôle est cependant assez complexe.

Schéma d'un poste en anneau.



## **14 INSTALLATION**

### **14.1. ORGANISATION**

Les appareils haute tension des postes sont généralement regroupés par travées (tranche), reliées entre elles par des jeux de barres (barres omnibus).

La surface au sol occupée dépend de plusieurs paramètres dont :

- le type de schéma
- l'échelon de tension
- la technologie

Un poste ouvert occupe une surface importante (0.5 à 2 hectares). La technologie blindée réduit cette surface dans un rapport de 3 à 4.

### **14.2. BÂTIMENT DE CONTRÔLE ET RELAYAGE**

Suivant les habitudes des exploitants et la taille des postes on trouve divers principes de regroupement des systèmes de contrôle.

#### **En France**

EDF a pour principe de regrouper dans un bâtiment dit bâtiment de relayage (BR) les équipements de relayage, protection et auxiliaires concernant deux travées.

Le bâtiment de contrôle centralisé ne regroupe alors que les interfaces de conduite (vers le poste et vers le dispatching), les communs, les moyens d'enregistrement et les auxiliaires généraux.

#### **A l'étranger**

On trouve plus rarement les principes des bâtiments de relayage ; toutes les fonctions sont regroupées dans un seul bâtiment dit bâtiment de contrôle.

#### **Armoire locale**

À une travée HT est associée une armoire type extérieur dite "armoire locale" dans laquelle aboutissent les câbles de contrôle des équipements.

Dans cette armoire locale sont réalisés différents regroupements d'informations avant leur transfert par câble, aux bâtiments de relayage et de contrôle.

On peut envisager d'installer dans l'armoire locale le calculateur de travée et relier ce calculateur par fibre optique au centre de contrôle. Il va sans dire que dans ce cas l'armoire doit être protégée contre un environnement hostile (température...).

#### **Accessoires et servitudes**

Hormis les appareils HT et les équipements de contrôle et auxiliaires associés, on trouve dans les postes les ingrédients annexes d'installation :

- Charpentes, supports, isolateurs, câbles aériens, armements ...
- L'environnement génie civil : bâtiment, caniveaux, fosses, transformateur, clôtures, drainage
- Les servitudes : éclairage, liaisons hertziennes, téléphoniques...
- Et un élément important : le circuit de terre.

Le circuit de terre a pour but d'écouler rapidement à la terre les courants de défaut tout en limitant les élévations locales de tension dues à ces courants de défaut 50 Hz et HF (coup de foudre).

Le circuit de terre est calculé pour protéger le personnel (tension de pas et de toucher) et constituer un plateau équipotentiel aussi uniforme que possible.

Ce dernier point peut avoir une influence significative sur la tenue diélectrique du matériel de contrôle commande en technologie numérique.

#### **Les auxiliaires**

Ceux-ci doivent rester toujours un point d'attention du concepteur, car pour une bonne part la disponibilité de la fourniture d'énergie dépend de la fiabilité des services auxiliaires :

Batteries, redresseurs, onduleurs, tableaux BT...

## **1.5 LE POSTE THT/HT- SA SPÉCIFICITÉ**

Ces postes sont dédiés au transport de l'énergie et à l'interconnexion. Ils interconnectent les centrales et les postes dits de distribution HT/MT;

Ces postes possèdent par rapport aux postes HT/MT et à fortiori MT/BT quelques caractéristiques spécifiques :

- Leur architecture est organisée pour assurer une bonne disponibilité (poste à couplage de disjoncteur ou à couplage de barres avec 2 ou 3 jeux de barres).
- Ces postes participent pour une part importante au contrôle de la tension. Les transformateurs de sorties

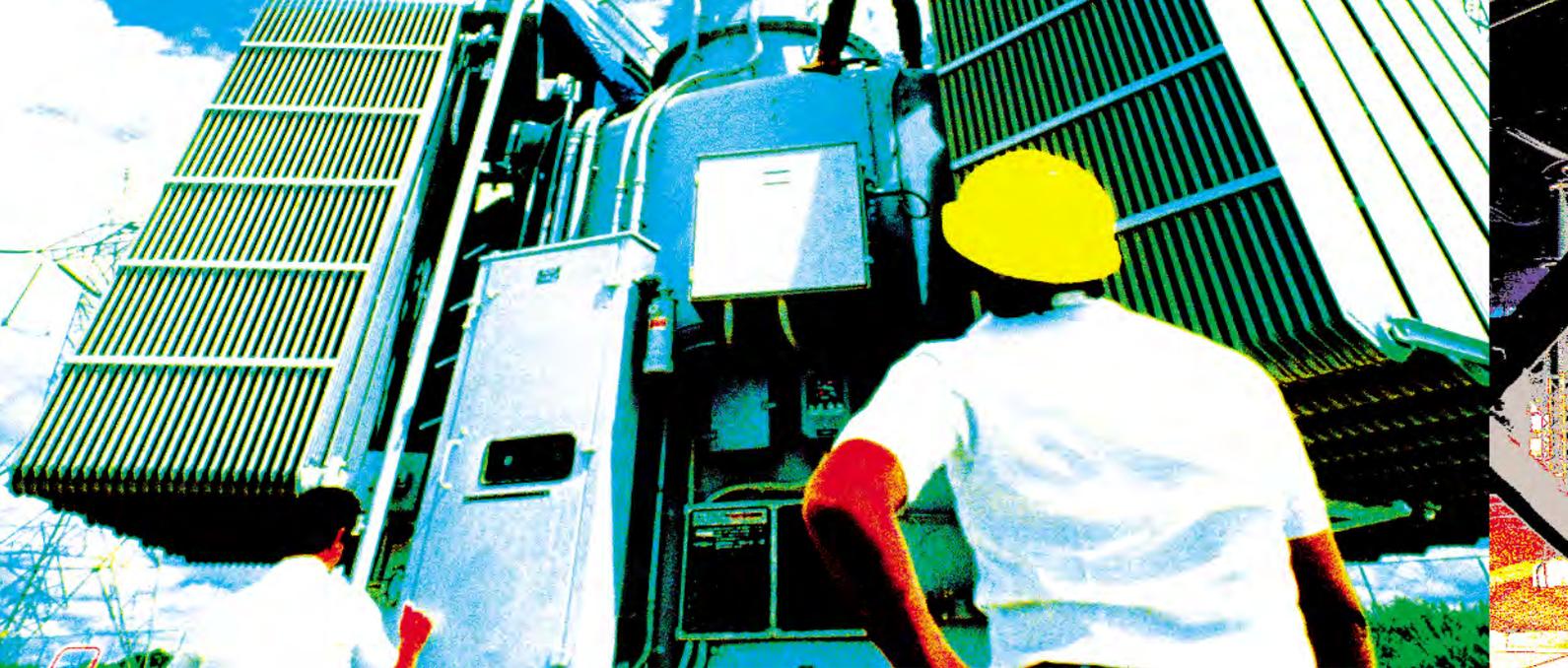
de centrale coté production et les transformateurs des postes HT/MT, côté distribution, sont munis de régleur en charge.

C'est également dans les postes THT/HT que l'on trouve les réactances shunts chargées de compenser l'énergie réactive produite par les lignes THT/HT (aériennes et souterraines).

- Le neutre des transformateurs THT de sorties de centrales ou autotransfo d'interconnexion (en 400/220 Kv par exemple) sont mis rigidement à la terre pour contrôler de façon certaine le potentiel des neutres. Cette mise à la terre participe par ailleurs à la réduction des surtensions de manœuvres. A l'inverse cette mise à la terre directe favorise des hauts niveaux de courants de défauts. Pour des raisons de stabilité, il faut éliminer très rapidement ces défauts.
- Ces postes de transport sont muni d'un filet de garde relié lui même aux lignes protégées par les câbles de gardes.

L'importance de ces postes, garant pour une part de la stabilité du réseau tout entier, sont munis de parafoudres aux sorties de lignes et aux bornes des transformateurs

On trouvera dans les Thèmes 2.2 et 2.3 les caractéristiques des postes HT/MT et HT/BT



## 2. EVOLUTION / LE BESOIN DES EXPLOITANTS

Par évolution on entend surtout l'évolution des besoins des exploitants et comment la technologie peut aujourd'hui satisfaire à ces besoins.

On ne sait pas très bien aujourd'hui si c'est le besoin qui tire la technologie ou si c'est la technologie qui fait naître le besoin.

Nous allons étudier cette évolution au niveau de l'exploitation et plus sommairement au niveau des équipements HT et BT;

### 2.1. L'EXPLOITATION

Ces dernières années ont vu apparaître le principe de la dérégulation. Le kWh devient un produit soumis à la loi de l'offre et de la demande.

Le prix de revient du kWh produit, transporté, distribué, devient le facteur clé.

A tous les niveaux (génération, transport, distribution) les coûts du kWh sont analysés pour réduire ces coûts sans oublier si possible la qualité (au sens large du terme).

Cette évolution à une conséquence directe sur l'exploitation et la maintenance. L'exploitant a besoin d'obtenir à distance un nombre de plus en plus important de données, données qui ne sont plus seulement liés directement à la téléconduite, mais aussi à la maintenance, à l'ingénierie, à l'administration (trading) :

L'accès aux données dans les postes, quelque'elles soient, doit être rapide, aisé et possible depuis différents centres (conduite, maintenance, administration...).

A coté des grandeurs classiques

- logiques : états, alarmes, ordres, consignes
- analogiques : mesures, comptage,

ce sont maintenant de véritables fichiers, rapports, messages qui sont appelés à être échangés du poste vers les centres distants et réciproquement.

Cette évolution du besoin a évidemment une forte incidence sur les systèmes de contrôle et de protection qui ne peuvent satisfaire à cette demande qu'en passant à un nouveau palier technologique : la technologie numérique (et informatique).

Le système de télécommunication doit lui aussi pouvoir passer un nombre grandissant d'informations nécessitant une vitesse (et donc une bande passante) toujours plus élevée.

Cette interpénétration du monde de l'énergie (du moins son contrôle) avec le monde des télécommunications et le l'informatique soulève une difficulté considérable : celle de la compatibilité ou de l'interopérabilité des différents systèmes ou boîtes noires (IED) mis en jeu (sans parler de leur pérennité).

Les instituts normatifs (CEI, IEEE ...) sont actifs mais le problème est difficile et le processus de la normalisation très long.

Pour accroître en quelque sorte la difficulté, des technologies inattendues viennent troubler la perception que les clients et les concepteurs ont du problème.

Quelle sera l'influence de l'Internet et du Web sur la communication à distance ?

Quel sera l'impact des architectures client/serveur, de l'approche objet, de certaines technologies telles que Fast Ethernet sur le télécontrôle, la télémaintenance ?



Il est aujourd'hui assez difficile de se prononcer si ce n'est d'observer que nous vivons en ce moment une mutation profonde du contrôle de l'énergie, **mutation qui invite à une certaine prudence.**

Cette évolution ne doit cependant pas nous empêcher de dégager quelques lignes directrices concernant l'existant.

⇒ **Au niveau dispatching, corporate building et réseau étendu (Wan)**

Les postes seront de plus en plus vus comme des serveurs de données (voir § 1.6), raccordés à un réseau étendu au niveau national (WAN) et international. Tout client (dispatching, corporate entity..) accédera aux données de ce serveur selon des protocoles permettant le transport des données spécialisées et leur routage.

Actuellement le protocole CEI 870.6 (TASE 2 - ICCP) permet un tel échange.

⇒ **Au niveau poste électrique**

● **Le système de protection**

À l'intérieur des postes le système de protection peut d'ores et déjà communiquer avec le niveau de contrôle et supervision selon le protocole normalisé CEI 870.5 CS103.

● **Le système de contrôle et supervision**

Les systèmes de contrôle et supervision à base de technologie numérique mettent en jeu encore à ce jour des solutions plus ou moins propriétaires, mais l'usage de certains bus de terrain (niveau 1) tel que World fip (Cenelec EN 50170) est un progrès vers l'interopérabilité.

● **Le projet UCA2 (Utility Common Architecture)**

Le projet dit UCA2 (maitre d'oeuvre EPRI - USA) essaie de promouvoir un système de contrôle et de supervision permettant une interopérabilité globale. Il s'appuie sur "Fast Ethernet" et une approche dite objet (un équipement physique est représenté par un objet logique normalisé).

En principe un client peut donc accéder à cet objet et ses attributs à travers un jeu de services. Objets et services associés font l'objet d'un essai de standardisation mais là encore **cette démarche demande un certain recul pour en mesurer les fruits et la pertinence.**

● **La télémaintenance**

Un grand apport de la technologie numérique concerne une maintenance plus efficace. En effet les équipements numériques sont largement auto contrôlé. Ils informent le niveau supérieur de leur dysfonctionnement.

Cela est vrai pour des équipements tels qu'une protection, un calculateur de travée mais aussi les appareils HT qui sont progressivement munis de capteurs intelligents. Les capteurs intelligents des appareils HT commencent à être fédérés par des bus de terrain.

La télémaintenance devient une réalité. Les exploitants peuvent, de plus en plus à distance via un réseau spécialisé ou téléphonique, interroger l'état du poste de façon pertinente.

Les systèmes de Contrôle Commande Numérique peuvent être eux mêmes surveillés à distance par les fournisseurs des dits systèmes avec peut-être dans un futur proche la possibilité pour le client de passer des contrats de télé maintenance avec le fournisseur.

## 2.2. LES ÉQUIPEMENTS HT/BT

Les appareils HT subissent une évolution lente. Ils sont sans doute plus fiables que par le passé parce que plus simples et profitant en général des progrès de la technologie.

Le monitoring est devenu cependant plus sophistiqué et permet une meilleure maintenance préventive.

Le télémonitoring favorise la maintenance préventive et devrait de ce fait réduire les coûts de maintenance car ils induisent moins de déplacement et de personnel.

Une évolution majeure dans les prochaines années concernant les appareils HT devrait être l'usage des réducteurs de mesure optique.

L'essor du monitoring, de télémaintenance ainsi que des combinés optiques dépend pour une large part de la maîtrise par les constructeurs et des performances des bus dit de terrain (bus à temps critique).

### Les bus

La classification des bus n'est pas à ce jour totalement stabilisée bien que la technologie existe et soit au point.

On distingue sommairement dans un contrôle de procédé énergie, 3 niveaux mettant en jeu des propriétés spécifiques de communications et de ce fait des bus spéciaux. Certains bus sont capables de couvrir 1, 2 ou 3 niveaux simultanément :

**niveau 0** : les bus dits de terrain (field bus) dont l'objectif est d'interconnecter les capteurs intelligents ; ces capteurs sont installés sur les appareils haute tension. Ces bus à haute performance doivent avoir une très bonne immunité aux perturbations électromagnétiques.

**niveau 1** : les bus qui permettent l'interconnexion des calculateurs de travées, protection... Ces bus assurent des trafic horizontaux nécessitant des performances, garantissant le temps de transfert et l'intégrité des données.

**niveau 2** : c'est le niveau des postes opérateurs. Les bus transportent un lot important d'information (dit trafic vertical) qui ne sont pas forcément à temps critiques, par exemple des fichiers. Ces bus peuvent être de type informatique par exemple Ethernet.

Certains bus de par leur principe permettent de couvrir les niveaux 1 et 2 par exemple, c'est le cas par exemple de WorldFip normalisé par le Cenelec sous la référence En 50170. WorldFip peut aussi dans une certaine mesure couvrir le niveau 0 avec le concept Device Fip. Ce concept est moins coûteux que le concept utilisé pour les niveaux 1 et 2.

## 2.3. LES CONTRAINTES D'ENVIRONNEMENTS

Les contraintes d'environnement sont incontournables et restent pour une part identiques à elles-mêmes : citons les contraintes

- climatiques (température, humidité...)
- pollution (climatique et électrique ...)

Nous ne dirons rien de l'environnement et de la pollution climatique qui sont bien connus des exploitants. A contrario la pollution électrique devient un sujet de préoccupation. Elle concerne la qualité de l'onde électrique :

- déséquilibre du réseau (mesure de Vi/Vd)
- présence d'harmonique (Uh, lh, TDh...)
- coupures
- etc...

On notera que les technologies numériques permettent de mesurer aujourd'hui à moindre frais ce type de pollution. Mais ces mêmes équipements numériques sont eux-mêmes sensibles à la pollution électromagnétique.

L'ouverture d'un sectionneur ou d'un contacteur, un coup de foudre génèrent des effets électromagnétiques qui peuvent endommager les équipements de contrôle.

Cependant un système certifié CEI 1000-4-X Niveau 3 ou 4 et une bonne installation (circuit de terre) permet qu'aujourd'hui, cette technologie peut être installée dans un environnement sévère sans difficulté.

Attention cependant au bus utilisés. Tous les bus n'ont pas la même robustesse électrique aux perturbations. Les bus dits informatiques tel que Ethernet ou fast Ethernet sont sensibles aux perturbations électromagnétiques. Ils ne peuvent pas à ce jour être utilisés au niveau 1 et a fortiori 0 (niveau très proche du process), comme peuvent l'être des bus de terrain spécialement durcis à cet effet.

## 24. TRANSFORMATEURS

### 24.1. EVOLUTION DES NORMES RELATIVES AUX TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE

Les dernières décennies ont vu une évolution progressive, mais globalement considérable, des transformateurs de puissance et des bobines d'inductances, vers des puissances et tensions plus élevées.

L'expérience accumulée et les progrès en matière de conception permettent actuellement aux constructeurs d'atteindre une meilleure optimisation technico-économique, tout en gardant à l'esprit le haut niveau de fiabilité de ces équipements.

D'un autre côté, les clients ont des exigences croissantes en matière de fiabilité et de qualité.

Les normes régissant les transformateurs et bobines d'inductances ont naturellement suivi cette évolution. On peut citer :

- Norme ANSI C 57.12.00 ( Standard General Requirements ) entièrement révisée en 1993.
- Norme CEI 76-3 ( Niveaux d'isolement et essais diélectriques ) entièrement révisée en 1997.
- Norme CEI 76-5 ( Tenue au court-circuit ) entièrement révisée en 1998.
- Norme CEI 76-10 (Détermination des niveaux de bruit) qui constitue la révision prévue de la norme CEI 551.

Les constructeurs français ont largement participé à l'évolution de ces normes. Ils sont prêts à respecter les plus contraignantes d'entre elles. Dans de nombreux cas, ils anticipent cette évolution en prenant en compte les demandes spécifiques de certains clients, qui ne sont pas encore considérées par les normes.

#### Exemples de demandes spécifiques :

- Essais de surtensions de manœuvre à front raide simulant des enclenchements côté HT.
- Formes d'ondes de choc variées.
- Essais de choc spéciaux sur un enroulement, les autres enroulements étant libres ou protégés par parafoudres.
- Etude des effets des courants telluriques.

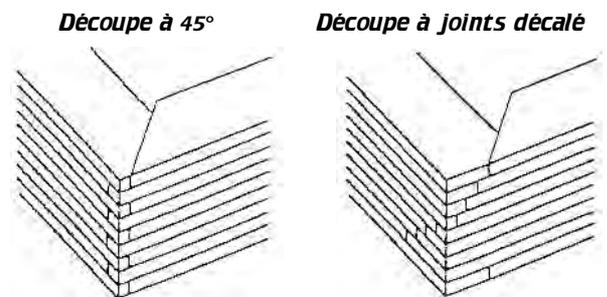
### 24.2. LA CAPITALISATION DES PERTES

#### ✓ Pertes et rendement

- Les transformateurs ont, d'une manière générale, un très bon rendement. Ce rendement est souvent supérieur à 99.7 % pour les transformateurs de puissance.

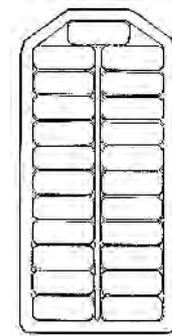
- Les pertes ont été considérablement réduites depuis de nombreuses années.
- En ce qui concerne les pertes à vide, il est apparu sur le marché des tôles magnétiques avec des pertes spécifiques de plus en plus faibles. Les tôles hipersil classiques sont toujours utilisées, mais actuellement les constructeurs disposent de tôles à haute perméabilité, ainsi que de tôles scratchées qui sont actuellement les meilleures tôles du marché.

Par ailleurs, les constructeurs ont amélioré la découpe des circuits magnétiques. La découpe classique à 45° a été remplacée par une découpe plus élaborée avec plusieurs plans de joints. Cette découpe à joints décalés élimine l'effet des entrefers au niveau des joints du circuit magnétique, et conduit à une réduction importante des pertes à vide.



- En ce qui concerne les pertes dues à la charge, les constructeurs ont également mis en œuvre des améliorations notables.

L'utilisation de câbles pré permutés par exemple, permet une réduction importante des pertes par effet Foucault, dans les bobinages.



Les pertes supplémentaires liées au flux de fuite ont aussi été réduites grâce à l'emploi d'écrans magnétiques. Pour toutes ces pertes liées au flux de fuite, les constructeurs utilisent des calculs de plus en plus élaborés de champs magnétiques.

Il est actuellement possible de faire ces calculs en 3 dimensions.

## ✓ PRIX DES PERTES

Il existe toujours de nombreuses solutions possibles pour une spécification donnée, notamment en ce qui concerne les pertes.

D'une manière générale, le prix d'un transformateur augmente lorsque les pertes diminuent.

Par exemple, si on utilise les meilleures tôles scratchées disponibles, les pertes à vide du transformateur diminueront fortement par rapport à une version avec tôles hipersil conventionnelles, mais le prix du transformateur augmentera.

Il est donc essentiel que le client spécifie le prix des pertes.

Cela permet d'une part, à chaque constructeur de mettre au point une solution se rapprochant d'un optimum théorique, qui serait le prix capitalisé minimum.

Cela permet d'autre part, au client de comparer les offres de plusieurs constructeurs sur la même base.

## ✓ Valeurs usuelles de capitalisation des pertes

La valeur de la capitalisation des pertes pour les transformateurs est actuellement stable, et les valeurs usuelles sont :

Pertes à vide	:	3.300 Euro/kW
Pertes dues à la charge	:	1.000 Euro/kW
Pertes auxiliaires	:	1.000 Euro/kW

Ces valeurs peuvent varier sensiblement suivant l'utilisation de l'appareil.

Par exemple, un transformateur élévateur de centrale fonctionne à pleine charge. En conséquence, on considérera le même prix pour évaluer les pertes à vide et les pertes dues à la charge.

D'autre part, certains clients peuvent avoir besoin de valeurs de capitalisation de pertes très supérieures ou très inférieures aux valeurs typiques mentionnées ci-dessus.

### (Exemple - Recherche d'un optimum :

Solution	Prix du Transformateur	Pertes Totales	Pertes à vide	Pertes dues à la charge	Pertes auxiliaires	Prix capitalisé		
						1	2	3
A	100	100	16.4	80.7	2.9	100	100	100
B	106	92.3	17	73	2.3	99.9	97.5	103.4
C	97	115.6	15.1	97.6	2.9	105.3	108.5	100.2

Le prix et les pertes sont établis en comparaison avec la solution A prise comme référence.

Le prix capitalisé a été établi avec 3 hypothèses de prix de pertes.

Niveau de prix de pertes courant.

Niveau de prix de pertes élevé.

Niveau de prix de pertes faible.

Avec la première hypothèse, la solution A est la meilleure : A et B ont le même prix capitalisé, mais A a un prix de transformateur plus faible.

Avec la seconde hypothèse, la solution B est la meilleure.

Avec la troisième hypothèse, la solution C est la meilleure : A et C ont le même prix capitalisé, mais C a un prix de transformateur plus faible.

Sur cet exemple on peut voir l'importance d'une évaluation pertinente du prix des pertes, afin de comparer et choisir les meilleures solutions, suivant les besoins du client.

## 2.5. CONCLUSION

Les exploitants veulent aujourd'hui réduire leur coût d'exploitation et de maintenance. Ils sont poussés dans cette voie par la compétition que génère la déréglementation.

La réduction des coûts passe par l'accès aux données du poste depuis les centres de contrôle distant, accès qui accélère l'usage de la technologie numérique.

Cette technologie pour un prix équivalent à des solutions traditionnelles, apporte un nombre accru de fonctionnalités nouvelles, fonctionnalités devenues nécessaires pour répondre aux nouveaux besoins de l'exploitant.

Les équipements HT et BT sont munis progressivement de possibilités de monitoring, autodiagnostic, ... surveillés à distance, permettant ainsi de réduire les frais de maintenance.

Malgré tout, le problème reste aujourd'hui la maîtrise de la mutation fonctionnelle et technologique sans précédent du contrôle de l'énergie (dans les postes et au niveau des centres de contrôle distant).

La normalisation suit plus qu'elle ne précède le mouvement ce qui doit inviter concepteur et exploitant à une certaine prudence devant les différentes possibilités qui apparaissent aujourd'hui.





## 3. EVOLUTION / LES PROPOSITIONS DES CONSTRUCTEURS

### 3.1. LES POSTES SOUS ENVELOPPE METALLIQUE

#### 3.1.1. INTRODUCTION

L'évolution des réseaux H.T. et T.H.T. durant les années soixante a entraîné une évolution notable dans la réalisation des postes.

La consommation d'énergie électrique se trouvait de plus en plus concentrée dans de grandes zones urbaines ou industrialisées. Ceci impliquait de distribuer des puissances élevées dans des régions où le terrain disponible était rare et où les contraintes environnementales et de pollution étaient fortes.

Les dimensions des postes étant imposées par les distances d'isolation dans l'air, la solution pour les rendre compacts passait par l'utilisation d'un gaz aux caractéristiques diélectriques supérieures utilisé sous pression. L'utilisation d'enveloppes contenant ce gaz avait comme autre avantage important de protéger les parties sous tension ainsi que les supports isolants de tous les effets de la pollution atmosphérique.

Le SF6 (hexafluorure de soufre) s'est imposé comme gaz d'isolation et coupure grâce à ses qualités diélectriques exceptionnelles.

Les premiers postes sous enveloppe métallique étaient mis en service sur le réseau français à la fin des années soixante.

#### 3.1.2. LES CONCEPTS DE BASE

##### ✓ Schémas unifilaires

Les PSEM permettent la réalisation des différents schémas unifilaires classiques utilisés dans les réseaux HT et THT.

##### ✓ Composants de PSEM

Les constructeurs ont développé tous les composants haute tension habituellement rencontrés dans les postes:

- Disjoncteurs
- Sectionneurs et sectionneurs de mise à la terre.
- Transformateurs de courant et de tension.
- Jeu de barres.
- Parafoudres.

De plus des composants spécifiques ont été créés :

- Traversées SF6/air permettant le raccordement du poste aux lignes aériennes ou aux transformateurs de puissance par câble aérien.
- Enveloppes d'extrémités de câble haute tension permettant les départs par câbles souterrains isolés.
- Gaines de raccordement, isolées au SF6, vers les transformateurs de puissance.

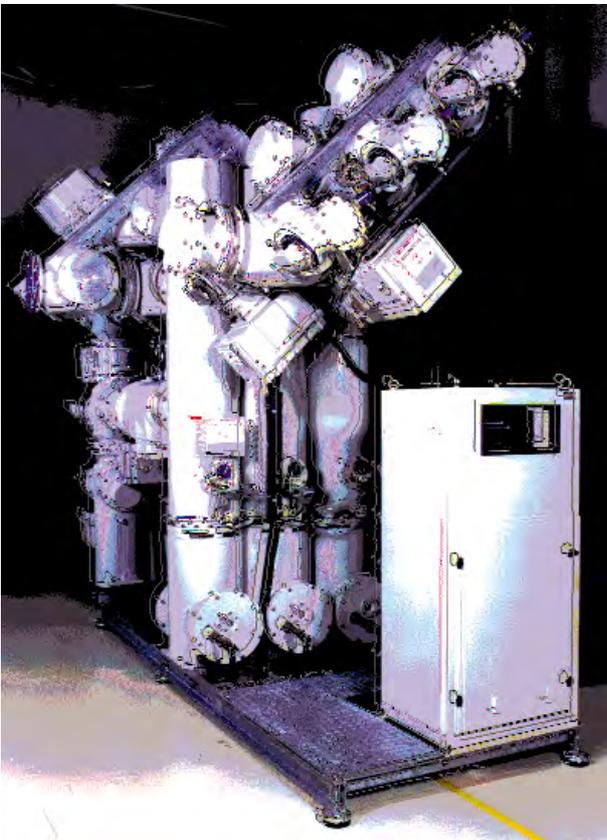
## ✓ **Modularité**

La multiplicité des schémas unifilaires, la diversité des contraintes d'installation ont rendu obligatoire une conception modulaire des composants élémentaires des postes. Les interfaces standardisées permettent des combinaisons très souples pour répondre exactement aux contraintes de réalisation.

Des raisons industrielles et économiques rendaient cette standardisation obligatoire.

Pour couvrir l'ensemble des tensions rencontrées, les constructeurs développent une gamme de matériels couvrant chacun une plage de tensions:

72.5/100 kV : 145/170 kV : 245/300 kV : 420/550 kV.



## ✓ **Caractéristiques électriques**

Les composants de PSEM ont fondamentalement les mêmes caractéristiques électriques que leurs équivalents en postes isolés à l'air. Ils sont soumis aux mêmes essais de type:

- Tenues diélectriques;
- Tenues aux surintensités.
- Essais de coupure et de fermeture.
- Essais d'endurance mécanique.
- Essais d'échauffement.

Quelques essais complémentaires ont toutefois été définis pour tenir compte de la technologie de réalisation des postes sous enveloppe métallique ; il s'agit essentiellement de l'essai de tenue à l'arc interne destiné à vérifier la tenue des enveloppes en cas d'amorçage phase-terre et des essais de manœuvre des sectionneurs sous tension. Ce dernier s'applique pour des matériels de tension nominale égale ou supérieure à 300kV.

## ✓ **Spécificité des PSEM**

La réalisation et l'installation des divers composants de poste à l'intérieur d'enveloppes métalliques remplies de SF6 sous pression entraînent quelques spécificités.

## ✓✓ **Compartimentage et enveloppes**

Les travées d'un poste, les jeux de barres et les gaines de raccordement sont divisés en un certain nombre de compartiments étanches de gaz. Ceci permet :

- le traitement et le remplissage plus aisés de volumes plus réduits.
- Un montage sur site facilité.
- Une continuité de service indispensable lors d'intervention de maintenance. Dans ce cas, il faut réduire la pression de SF6 à l'intérieur du compartiment où se fait l'intervention tout en conservant la pression nominale de SF6 dans les autres parties du poste restées sous tension et en service.
- Des extensions de poste sans coupure.

Les compartiments sont séparés par des barrières étanches isolantes ayant une triple fonction :

- Support mécanique des conducteurs.
- Isolateur entre les parties sous tension et les enveloppes mises à la terre.
- Barrière étanche au gaz entre deux compartiments adjacents.

On peut noter que ces barrières doivent pouvoir résister à des pressions différentielles dues à :

- La mise sous vide d'un compartiment alors que le compartiment adjacent est rempli à pression nominale. (Ceci se produit lors des opérations de traitement sur site avant remplissage du compartiment)
- La montée en pression dans un compartiment dans le cas accidentel d'un amorçage interne. Les barrières doivent résister à la surpression afin d'éviter la propagation de l'arc interne aux compartiments adjacents.

Les premiers postes étaient à phases séparées. L'expérience acquise a permis, au début des années 80, une plus grande compacité due à l'installation des trois phases dans une enveloppe commune et ceci pour des tensions allant jusqu'à 145 kV.

Cela a entraîné une réduction du nombre de composants au prix d'une plus grande complexité des parties actives et des isolateurs supports de conducteurs. Les postes à phases séparées autorisent en général des architectures plus complexes.

### ✓✓ **Surveillance de la densité du SF6**

Les caractéristiques électriques (tenue diélectrique, pouvoir de coupure) sont garanties jusqu'à une pression minimale de SF6 déterminée par le concepteur. Les compartiments sont remplis à une densité nominale supérieure. La densité du SF6 doit être surveillée de façon permanente dans chaque compartiment. Une alarme est donnée lorsque survient une baisse de densité :

Premier stade : l'exploitant est informé qu'il doit procéder à un complément de remplissage.

Deuxième stade: il correspond à la densité minimale pour lesquelles les performances sont garanties ; il est conseillé de mettre hors tension le compartiment correspondant.

On peut noter que les seuils sont typiquement inférieurs de 10 à 15 pour cent de la valeur nominale. Le taux garanti de fuite de SF6 étant inférieur à un pour cent par an, les opérations complément de remplissage restent exceptionnelles. Pour garantir un taux de fuite aussi bas, les constructeurs procèdent à des essais d'étanchéité sur toutes les enveloppes et utilisent des systèmes de joint multiple sur les parties démontables du poste.

### ✓✓ **Disques de sécurité**

Un amorçage interne entre partie sous tension et enveloppe crée un arc électrique provoquant une montée en pression brutale du gaz. Des disques de sécurité en carbone ou en nickel, équipant chaque compartiment, permettent l'évacuation du gaz et limitent ainsi la montée en pression. De plus des déflecteurs dirigent le gaz vers des zones non accessibles au personnel afin d'éviter tout accident.

## 3.1.3. EVOLUTIONS

Les premiers postes sous enveloppe métallique sont maintenant sous tension depuis trente ans et continuent d'assurer leur service.

Toutefois des évolutions ont marqué cette période.

### ✓ **Disjoncteurs**

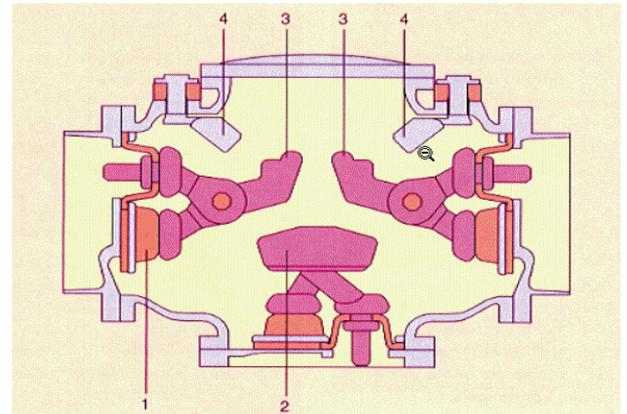
Les disjoncteurs utilisés dans les PSEM ont connu une évolution similaire aux disjoncteurs conventionnels:

- Réduction du nombre de chambres d'interruption et énergie de manœuvre réduite.
- Adoption d'autres types de mécanismes de commande: mécanique, gaz dynamique

De plus une évolution du disjoncteur vers une fonction disjoncteur-sectionneur permet d'envisager des schémas unifilaires simplifiés et des architectures plus compactes.

### ✓ **Evolutions des fonctionnalités**

Le retour d'expérience et la fiabilité démontrée en service ont permis d'adopter des simplifications dans la conception. Un même compartiment abrite plusieurs composants. Les transformateurs de courant et les sectionneurs de mise à la terre peuvent se trouver dans le compartiment du disjoncteur. De même on peut réaliser deux fonctions avec un seul appareil : un sectionneur à plusieurs positions peut servir aussi de sectionneur de mise à la terre.



- 1 : isolateur
- 2 : contact fixe
- 3 : contact mobile
- 4 : sectionneur de mise à la terre

### ✓ **Contrôle commande numérique**

L'évolution technologique des composants d'automatismes a entraîné un changement très important dans la réalisation des armoires de commande- contrôle locales.

Ces armoires permettent :

- La commande locale des appareils (disjoncteurs, sectionneurs et sectionneurs de mise à la terre)
- Les automatismes d'interverrouillage interdisant toute manœuvre dangereuse pour le personnel ou le matériel.
- Le traitement et l'affichage des alarmes.
- Les interfaces avec les niveaux supérieurs de contrôle.

L'utilisation de la technologie numérique apporte des avantages appréciables :

- Souplesse de la réalisation des automatismes par programmation.
- Réduction de la filerie de raccordement.
- Auto-diagnostic
- Réalisation aisée des fonctions de diagnostic du matériel H.T.
- Compacité de l'armoire.
- Possibilité de communication par réseau local vers le contrôle central.

### ✓ **Diagnostic**

La continuité de service demandée par l'exploitant exige de minimiser les interruptions de service dues à des causes accidentelles. Il est ainsi apparu utile de développer la surveillance de paramètres liés au fonctionnement.

On peut noter que dès la conception des premiers postes sous enveloppe métallique il avait jugé nécessaire de surveiller quelques paramètres:

- La densité de SF6 de l'ensemble des compartiments par l'utilisation de pressostats compensés en température.
- L'énergie stockée des disjoncteurs afin d'informer de toute impossibilité de manœuvre.
- La manœuvre complète des appareils (disjoncteurs, sectionneurs et sectionneurs de mise à la terre).
- Le nombre de manœuvres des appareils.
- La présence des tensions auxiliaires de puissance et de contrôle-commande.

L'apparition de capteurs nouveaux et l'utilisation de la technologie numérique ont permis d'envisager la surveillance de nouveaux paramètres:

- Vitesse ou temps de fonctionnement des contacts mobiles de disjoncteurs. Ceci permet de s'assurer du bon fonctionnement du disjoncteur.
- Quantité d'ampères coupés cumulés par les disjoncteurs. Ceci donne une indication de l'usure des contacts d'arc.
- Temps de fonctionnement des sectionneurs et des sectionneurs de mise à la terre. Ceci permet de confirmer le fonctionnement correct de la chaîne cinématique.
- La localisation des compartiments où se produisent des arcs internes par des dispositifs optoélectroniques ou par détection de faibles surpressions permettant la réduction des durées d'intervention.
- Le taux de fuite SF6 des compartiments par traitement du signal fourni par des capteurs analogiques.
- Le niveau de décharge partielle en service par utilisation d'antennes UHF : cette technologie, assez complexe, est réservée aux postes de tension élevée (420 kV et au delà).

### ✓ **Services**

La mise en œuvre de postes sous enveloppe métallique nécessite la maîtrise de moyens d'études ou de services. On peut citer :

Les calculs numériques de surtensions se propageant dans le poste à la suite de coups de foudre affectant les lignes aériennes connectées au poste. Ces calculs permettent de définir les niveaux de surtensions atteints en divers endroits du poste et en particulier à proximité des transformateurs de puissance et de justifier l'utilisation éventuelle de parafoudres de protection.

Les calculs de tenue sismique réalisés après modélisation du poste et validés par des essais sur table vibrante permettent de garantir la tenue aux contraintes sismiques spécifiées.

Le montage, les essais sur site et la mise en service des postes nécessitent l'intervention de spécialistes.

Ils sont formés à l'utilisation d'outillages spécifiques en particulier pour les diélectriques en haute tension

## **3.2. APPAREILLAGE DE COUPURE**

### **3.2.1. INTRODUCTION**

Au cours de cette dernière décennie le souci des exploitants et des constructeurs a été d'augmenter la fiabilité et la disponibilité du matériel haute tension. Les différentes enquêtes de la CIGRE ayant permis de cerner, de façon plus précise, les causes des défaillances majeures de l'appareillage électrique, les efforts ont porté sur la fiabilité mécanique et diélectrique du matériel.

L'évolution de l'appareillage de coupure s'est traduite par la réduction du nombre d'éléments de coupure pour un même niveau de tension. Les constructeurs ont mis en place des moyens de calcul permettant une optimisation des formes diélectriques et des écoulements de gaz . Des recherches menées sur la modélisation des principes de coupure ont permis de diminuer les énergies de manœuvre des disjoncteurs et par conséquent d'augmenter leur fiabilité.

D'autre part, constructeurs et exploitants travaillent conjointement au sein de groupes de travail internationaux dont le but est de faire évoluer les normes en fonction de l'évolution constante des caractéristiques de réseaux et du mode d'utilisation de l'appareillage électrique. Dans ce domaine, la révision de la norme CEI 56 prévoit des modifications importantes des pouvoirs de coupure des disjoncteurs en capacitif.

La manœuvre des appareils de coupure procure sur les éléments des réseaux des contraintes, dues à l'établissement et au rétablissement de tension, qui peuvent dépasser les limites des possibilités des installations. Dans ce cas, l'adjonction d'éléments comme les parafoudres, l'utilisation de résistance de fermeture permettent de ramener les contraintes électriques à un niveau acceptable.

### 3.2.2. EVOLUTION DES CHAMBRES DE COUPURE

#### ✓ Evolution des principes de coupure

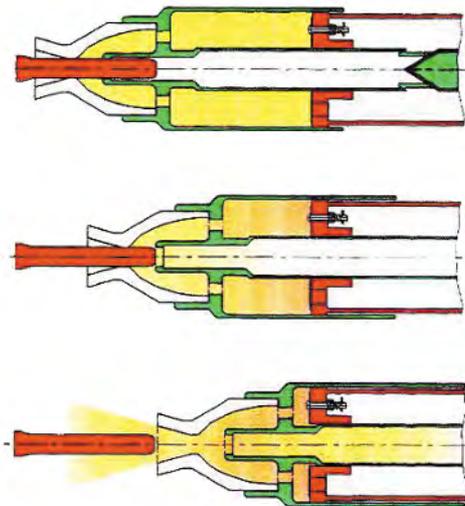
Les chambres de coupure classiques à SF6 utilisaient le principe de l'auto-compression. La surpression nécessaire au soufflage de l'arc est produite par la compression du gaz contenu dans un volume limité par un piston fixe et un cylindre mobile. L'énergie nécessaire à la compression est élevée car elle doit permettre la création d'une surpression suffisante pour assurer la

coupe des courants de court circuit.

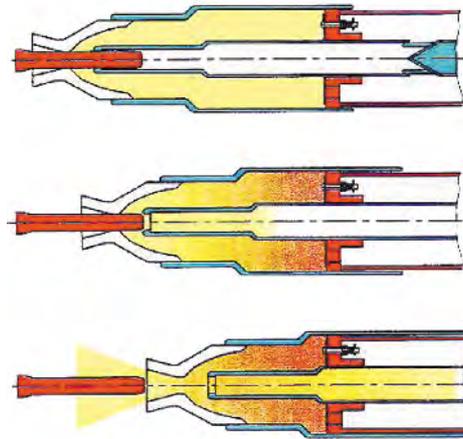
La réduction de l'énergie nécessaire à la compression du gaz a été obtenue en utilisant l'effet thermique de l'arc capable de produire un soufflage par expansion du gaz contenu dans un volume constant. Des réalisations plus récentes de chambres de coupure à auto-soufflage ont permis de perfectionner cette technique de coupure par effet thermique. On peut citer les chambres à course de compression réduite ou les chambres à double mouvement.

Dans tous les cas, l'évolution des disjoncteurs HT, qu'il soit de type conventionnel ou de type sous enveloppe métallique s'est traduite par :

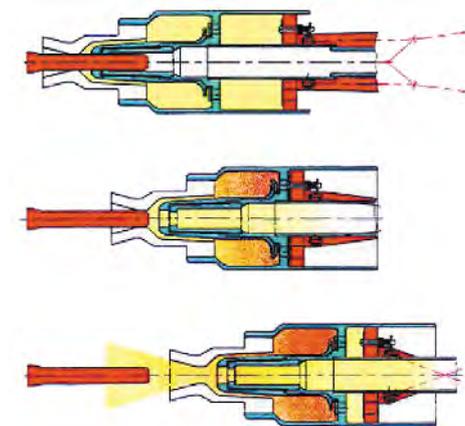
- Une utilisation optimale de l'énergie de l'arc,
- Une réduction du nombre de modules de coupure à performances égales et niveau de tension équivalent,
- Une diminution des dimensions des parties actives,
- Une diminution de l'énergie nécessaire à la mise en vitesse des contacts.



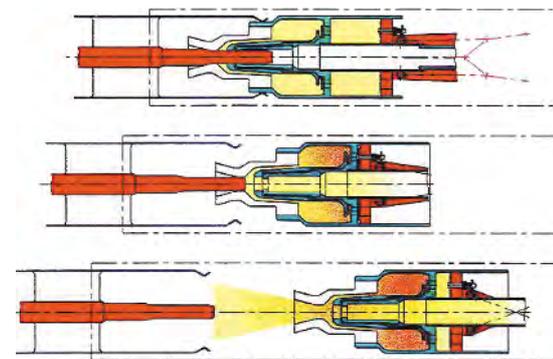
Type piston



Auto soufflage



Réduction de la course de compression



Double mouvement

Ainsi par la réduction totale des énergies (cinétique, de compression et de frottement), l'utilisation des commandes mécaniques a pu se généraliser jusqu'aux appareils du niveau de tension 420 kV.

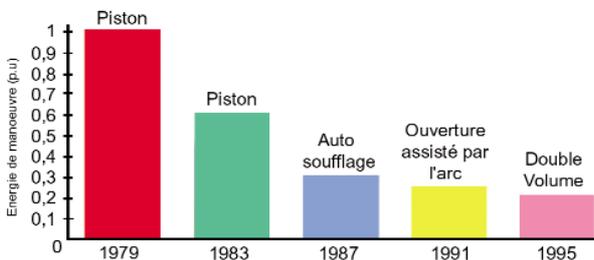
Les commandes mécaniques présentent l'avantage d'avoir leur énergie stockée dans des ressorts stables dans le temps. Ainsi sur les cycles de manœuvre O 0.3s CO l'énergie pour chaque ouverture sera complète, car le ressort associé à cette fonction sera recomprimé à son niveau nominal avant chaque opération. Les temps mécaniques seront, aussi bien à l'ouverture qu'à la fermeture, identiques pour chaque manœuvre.

De même, les temps de manœuvre des commandes mécaniques sont moins sensibles aux effets de la température, car l'énergie emmagasinée dans leurs ressorts est indépendante de celle-ci.

La réduction des énergies de manœuvre permet de concevoir des commandes mécaniques plus fiables, car comportant également un nombre de pièces réduit.

L'utilisation de l'effet thermique et des techniques à double mouvement permettent de diviser l'énergie de compression du gaz par un facteur d'environ 9.

Disjoncteur Haute Tension SF6 145kV / 245kV  
Evolution de l'énergie de manœuvre  
High Voltage SF6 Circuit Breaker 145kV / 245kV  
Evolution of operating energy



Toutes ces récentes évolutions n'ont été permises que par l'utilisation de logiciels de calcul performants.

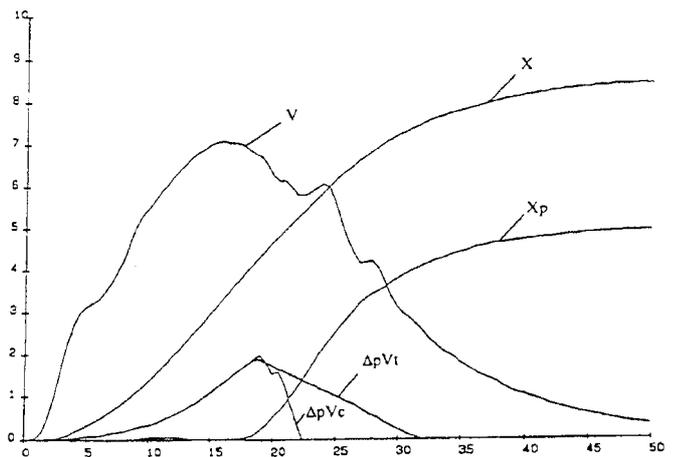
### ✓ Modélisation

Le dimensionnement des chambres de coupure à auto-soufflage nécessite, pour leur mise au point, l'utilisation de logiciels de calcul performants que ce soit pour la simulation du fonctionnement mécanique ou pour la prédétermination des performances en coupure.

Sachant que le nombre de paramètres influant sur la performance en coupure est important, il est nécessaire que les outils de simulation prennent en compte au mieux chacun d'eux afin d'obtenir des résultats fiables qui permettront de limiter le nombre d'essais nécessaires à la mise au point. Les constructeurs utilisent en général 3 types de programmes de calcul pour l'étude des disjoncteurs haute tension et de l'appareillage HT.

### Simulation du fonctionnement dynamique :

Ce type de programme permet d'optimiser à vide, c'est à dire sans présence de courant, les paramètres géométriques de la chambre de coupure. En particulier, il est important de prédéterminer la surpression dans le volume thermique et dans le volume de compression de la chambre en fonction de la répartition de l'énergie de la commande, des efforts de frottement, des vitesses de déplacement des masses mobiles et des efforts résistants dus à la compression du gaz.



Manoeuvre à vide d'un disjoncteur 145 kV/40 k

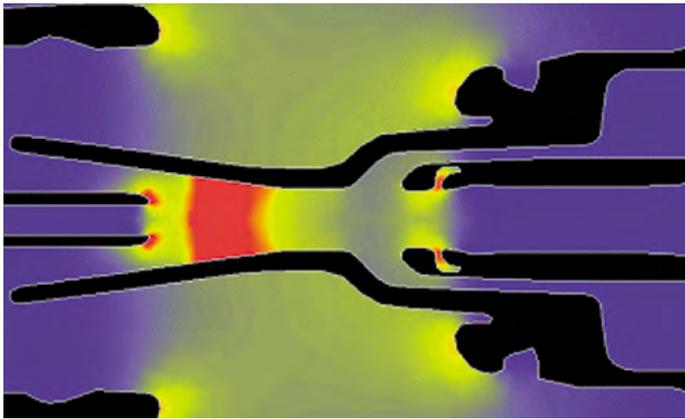
- X : Déplacement de la partie mobile
- Xp : Déplacement du piston
- V : Vitesse de la partie mobile
- $\Delta pVt$  : Surpression dans le volume thermique
- $\Delta pVc$  : Surpression dans le volume de compression

### Simulation de la coupure des petits courants

Une caractéristique des disjoncteurs HT est de pouvoir couper les courants capacitifs ( tels que ceux des manœuvres de ligne à vide, de câble à vide , etc. ) sans réamorçage afin de limiter les surtensions sur le réseau. Pour réussir cette performance la chambre de coupure du disjoncteur doit être caractérisée par le fait, qu'après l'extinction de l'arc , le niveau de tension de tenue diélectrique entre contacts doit être toujours supérieure à la tension rétablie sur le réseau.

Devant l'évolution récente de la norme CEI 56 qui impose des performances accrues en coupure capacitive, les outils de modélisation des flux de gaz deviennent indispensables pour la mise au point des appareils.

La simulation intègre à la fois un calcul du champ électrique et un calcul de la densité du gaz tout au long du déplacement de la partie mobile de la chambre de coupure.



Calcul du champ électrique ( $E/N$ ) au voisinage de la zone de coupure d'un disjoncteur

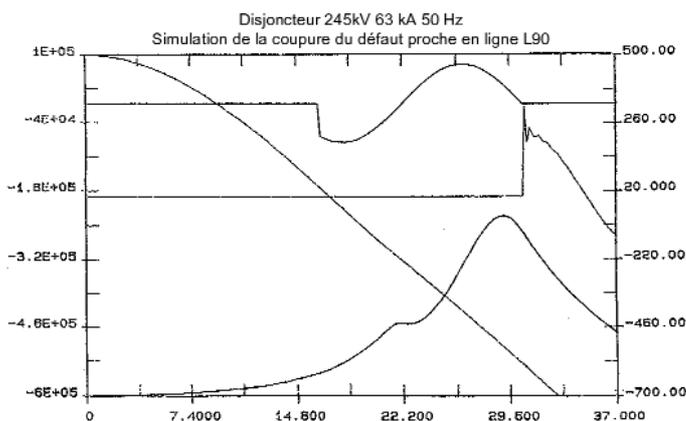
On considère alors que le prédimensionnement pour la performance en coupure capacitive est validée lorsque pour tout instant, après la coupure de l'arc, le rapport  $E/N$  est toujours supérieur à la valeur critique  $(\frac{E}{N})_c$  ou  
 $E$  : champ électrique  
 $N$  : image de la densité du gaz en terme de nombre de molécules par unité de volume

#### Simulation de la coupure des courants de défauts

La coupure des courants de défaut dépend essentiellement de l'intensité de soufflage de l'arc au passage par zéro du courant.

Il est nécessaire de prendre en compte le déplacement des parties mobiles et le phénomène d'extinction de l'arc pour évaluer la surpression dans le volume d'expansion thermique ainsi que le débit de gaz.

Ce type de programme permet de prédéterminer la plage de temps d'arc pour laquelle le disjoncteur est censé couper un courant de défaut.



Mais la coupure des courants de défaut ou des courants capacitifs n'est pas la seule performance demandée aux disjoncteurs. Ils doivent être pourvus d'une tenue diélectrique compatible avec le niveau de coordination du réseau et les spécifications de la norme CEI 694.

Les logiciels de calcul des champs électriques apportent aux constructeurs d'appareillage des outils d'optimisation des formes des parties actives internes de la chambre de coupure et en particulier, pour l'appareillage sous enveloppe métallique, celles des isolants.

Le calcul du champ tangentiel le long d'un isolant ainsi que du champ au niveau du point triple, constitué par la jonction d'un isolant avec un conducteur métallique et le gaz, est nécessaire pour supprimer les phénomènes de vieillissement (sous la forme de décharges partielles) et ainsi assurer une fiabilité toujours accrue du matériel électrique.

Ces logiciels sont principalement développés pour les calculs bidimensionnels ou axysymétriques. Pour des configurations plus complexes comme le sont les appareils sous enveloppe métallique triphasés, les calculs diélectriques mettent en œuvre des logiciels tridimensionnels.

### 3.2.3. ADAPTATION DES DISJONCTEURS AUX CONTRAINTES DES RÉSEAUX

Les constructeurs et les exploitants se réunissent au sein de groupe de travail de normalisation pour définir, en fonction des problèmes observés en exploitation et de l'évolution de l'architecture des réseaux électriques, quels sont les essais les mieux appropriés pour l'appareillage électrique. Ainsi récemment, la norme CEI 694 relative aux spécifications communes à l'appareillage électrique et la norme CEI 56 relative aux disjoncteurs à courant alternatif haute tension ont été ou sont en train d'être remises à jour.

#### ✓ Coupure des courants de défaut

La révision de la CEI 56 n'a pas apporté de modification sur les tensions transitoires de rétablissement pour la coupure des courants de défaut. Cependant sous l'impulsion de quelques exploitants, dont le schéma du réseau est particulier, de nouvelles valeurs de constante de temps de réseau sont normalisées.

La constante de temps normalisée jusqu'à présent était de 45 ms et les valeurs de 60 ms de 72.5 à 420kV et 75 ms à partir de 550 kV figureront dans la prochaine CEI 56.

Cette modification n'est pas sans effet sur le dimensionnement des chambres de coupure des disjoncteurs, car l'énergie de l'arc est d'autant plus grande que l'asymétrie du courant est importante. Ceci a deux conséquences sur le principe de coupure choisi :

- La surpression qui sera nécessaire pour l'extinction de l'arc devra être plus importante.
- Une augmentation de l'énergie de la commande.

Il est donc évident que la connaissance exacte des paramètres de fonctionnement du réseau, en particulier sa constante de temps a une influence non négligeable sur le dimensionnement de la chambre de coupure du disjoncteur, donc sur le coût de l'équipement.

### ✓ **Coupe des courants capacitifs**

Les réseaux électriques haute tension et particulièrement ceux dont la tension de service est 420 ou 550 kV comportent des lignes aériennes de grande longueur.

La manœuvre à vide de ces lignes provoque lors de l'ouverture l'apparition d'une charge piégée pouvant atteindre 1 pu et lors de la fermeture une surtension sur la ligne d'autant plus contraignante que la charge piégée est importante. La surtension peut dépasser dans certains cas 3 pu ce qui est incompatible avec la coordination électrique du réseau.

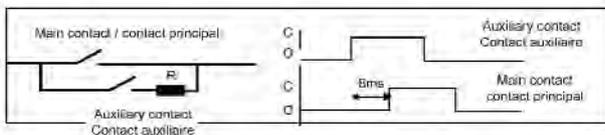
Différentes solutions sont proposées pour réduire ces surtensions.

#### **Utilisation de parafoudre entre phase et terre**

La surtension peut être maîtrisée par l'utilisation d'un nombre adéquat de parafoudres placés à chaque extrémité de la ligne ou si le besoin l'exige en différents points de celle-ci. Le parafoudre limitera en son point de connexion la surtension à son niveau de protection mais le jeu des réflexions d'onde le long de la ligne provoquera localement des surtensions limitées, mais supérieures à la tension de protection du parafoudre.

#### **Utilisation de résistance de fermeture**

Un dispositif mécanique lié au mouvement des parties actives de la chambre de coupure insère avant la fermeture des contacts principaux une résistance dont la valeur est voisine de celle de l'impédance d'onde de la ligne.



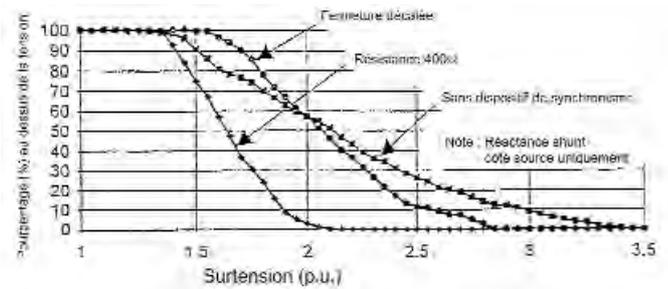
Le temps d'insertion de la résistance est de l'ordre de 8 ms

Les études de réseaux permettent d'évaluer la nécessité de l'utilisation de résistance de fermeture par des calculs statistiques de surtensions en prenant en compte la dispersion des temps mécaniques entre pôles et des temps d'insertion.

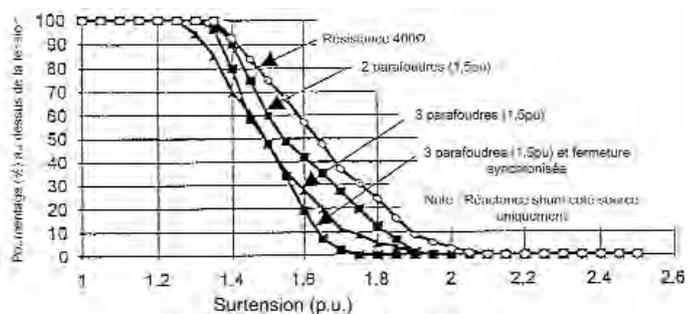
#### **Utilisation de la synchronisation**

La synchronisation des disjoncteurs consiste à provoquer la fermeture de la chambre de coupure à un instant précis de la tension du réseau, pour que, compte tenu de la tension résiduelle de la ligne, la surtension soit minimale. Pour réaliser correctement cette opération le dispositif de synchronisation doit prendre en compte le niveau de la charge piégée et parfois les variations du temps de fermeture en fonction de la pression de la commande, de la pression SF6 et de la tension d'alimentation de la bobine de déclenchement.

Il peut parfois être nécessaire de combiner ces différents moyens de réduction des surtensions pour atteindre le niveau demandé par les spécifications des clients.



Répartition statistique de la surtension lors d'une re fermeture triphasée avec charge piégée



## ✓ Coupure des courants inductifs

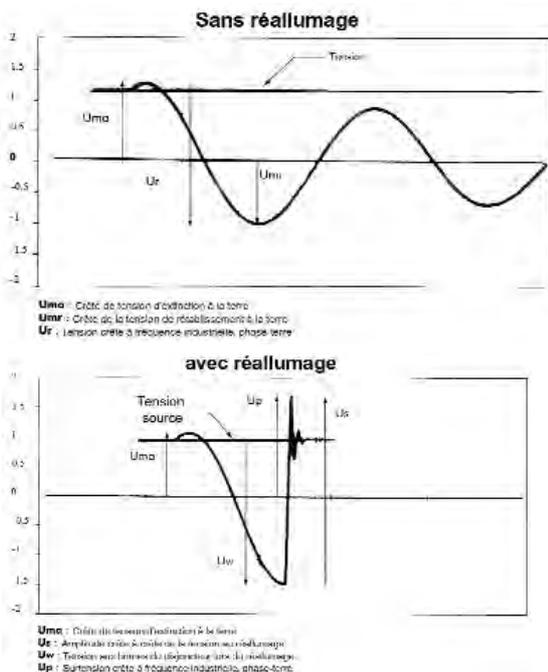
La coupure des courants inductifs de faible valeur par les disjoncteurs conçus pour interrompre de forts courants de défaut est à l'origine de surtensions qui par leur amplitude et leur raideur, peuvent être dangereuses pour les équipements manœuvrés.

Les réseaux électriques comportant des ligne de grande longueur utilisent des réactances shunts pour compenser la puissance réactive capacitive de la ligne. En fonction de la variation de charge de la ligne, l'exploitant peut être amené à raccorder ou isoler les réactances plusieurs fois par jour.

En pratique, lors de la coupure des faibles courants inductifs, il se crée une instabilité de l'arc électrique qui apparaît entre les contacts du disjoncteur. En raison de la puissance de soufflage de l'arc, nécessaire pour la coupure des courants de court-circuit, l'extinction du courant sera plus ou moins prématurée par rapport à son passage naturel par zéro. Ce phénomène est appelé "phénomène d'arrachement".

L'énergie restant dans la réactance se décharge dans le circuit oscillant formé par son inductance et les capacités parasites (capacité de l'inductance, capacité de répartition du disjoncteur etc.). Des surtensions oscillatoires, de quelques KHz, vont se développer dans la réactance et entre les contacts du disjoncteur.

Lorsque pour certains temps d'arc la surtension aux bornes du disjoncteur dépasse la tenue diélectrique de l'espace entre contacts, la probabilité d'amorçage n'est plus nulle. Ce phénomène donne naissance à de nouvelles surtensions à front raide dont les fréquences peuvent atteindre plusieurs Mhz. On conçoit alors que la répétition des surtensions à front raide puisse se révéler dangereuse pour les équipements.



La valeur du courant arraché est donnée par la formule suivante :

$$I_{ch} = \lambda \sqrt{n} * C$$

$I_{ch}$  = courant arraché       $\lambda$  = coef d'arrachement  
 $n$  = nombre de chambres       $C$  = capacité parallèle

On peut estimer la valeur de la surtension phase/terre par la relation

$$V_m = \sqrt{1 + (L/C) (I_{ch}^2 / V_s^2)}$$

$V_m$  = surtension phase/terre  
 $L$  = inductance de la réactance  
 $C$  = capacité équivalente de la réactance  
 $V_s$  = tension au moment de la coupure

Le rapport technique CEI 1233 définit la méthode d'essai permettant de réaliser les essais de coupure de courants inductifs sur les disjoncteurs. Ce guide présente, à partir des résultats d'essai, la méthode de calcul du coefficient d'arrachement propre au disjoncteur.

La surtension et les contraintes spécifiques appliquées aux réseaux ne peuvent pas être déterminées lors des essais, car le circuit d'essai ne peut pas prendre en compte tous les paramètres du réseau. Cependant la connaissance du coefficient d'arrachement du disjoncteur et par conséquent celle du courant arraché permet de calculer à l'aide d'un logiciel de calcul de réseaux comme EMTP, les surtensions et les oscillations de tension aux bornes des réactances.

Afin de réduire les contraintes provoquées par la coupure des petits courants inductifs, les constructeurs proposent différents moyens permettant de réduire les surtensions.

### Résistance d'ouverture

Le principe de la résistance d'ouverture est très voisin de celui décrit pour la coupure des courants capacitifs au § 3-3-2 avec un contact principal et un contact auxiliaire.

La séquence de manœuvre comporte une première phase où le contact principal s'ouvre, ne laissant que la résistance insérée dans le circuit. Dans la deuxième phase la coupure du courant inductif est fait par le contact auxiliaire au travers de la résistance.

Par la présence de la résistance, La fréquence des oscillations lors des réamorçages et la surtension résultante de la coupure sont fortement réduites.

La solution avec résistance d'ouverture, très répandue pour les disjoncteurs à air comprimé, n'est pas utilisée sur les disjoncteurs à SF6 car la valeur du courant arraché est beaucoup plus faible.

### Parafoudres aux bornes des disjoncteurs

La limitation de la surtension peut être obtenue par l'installation de varistances aux bornes des chambres de coupure des disjoncteurs. Une attention particulière doit être portée sur le dimensionnement thermique de la varistance, car d'une part, dans cette configuration elle est insérée de façon permanente sur le réseau lorsque le disjoncteur est ouvert, et d'autre part le disjoncteur doit être exclusivement utilisé pour la mise en et hors service des réactances. Toutes autres opérations pourraient conduire à des contraintes trop importantes sur la varistance.

Ce principe efficace a déjà été mis en service jusqu'à des tensions de réseau de 800 kV.



### Manœuvre synchronisée

Comme il a été précisé en début du paragraphe, les réamorçages se produisent lorsque la tension rétablie est supérieure à la tension de tenue diélectrique entre contacts du disjoncteur. Le réamorçage se traduit par une oscillation de tension haute fréquence sévère pour les enroulements de la réactance.

Le système de synchronisation à l'ouverture détermine, à partir du temps mécanique d'ouverture du disjoncteur et de la mesure du courant sur l'une des phases, l'instant d'ouverture des contacts pour que, au moment du rétablissement de tension, la distance entre contacts soit suffisante pour éviter un réamorçage. Ceci impose en fait au disjoncteur d'ouvrir avec un temps d'arc supérieur au temps d'arc mini sans réamorçage.

### ✓ Coupure basse température

Le développement de disjoncteurs fonctionnant à basse température est nécessaire pour répondre au marché présentant des conditions d'exploitation pouvant aller jusqu'à -50°C.

La grande partie du marché des disjoncteurs est développée pour des conditions d'utilisation de -25°C à -30 °C. Plusieurs solutions sont mises en oeuvre pour faire face aux demandes allant de -40 °C à -50 °C.

Le tableau suivant donne pour différentes températures minimales garanties, la pression relative de SF6 à 20 °C permettant à cette température minimum de rester en phase gazeuse.

Température minimum garantie	-50°C	-40°C	-30°C	-20°C
Pression SF6 à 20°C (bar relatif)	2.1	3.4	5.1	7.4

Les performances en coupure des disjoncteurs à SF6 sont directement liées à la densité de SF6. Par conséquent un disjoncteur développé pour répondre aux spécifications d'un marché -30 °C ( démonstration des performances pour une pression mini de SF6 de 5.1 bars rel) ne peut en aucun cas répondre sans modification à une spécification -40 ou -50 °C.

La première solution pour répondre à ce besoin est de développer une chambre spécifique. Mais compte tenu de la faible densité de SF6, il sera nécessaire de compenser par un important taux de compression dans la chambre et une utilisation maximum de l'énergie de l'arc. Très vite la mise en application de ces solutions conduit à un coût important de la fonction coupure.

Une deuxième solution, mise en application sur les disjoncteurs Dead Tank consiste à chauffer la cuve avec des ceintures chauffantes afin que la température interne ne soit pas inférieure à la température minimum de service du disjoncteur. Ainsi cette solution permet d'étendre les performances d'un Dead Tank -30 °C jusqu'à -40 °C voir -50 °C. Il est évident qu'une telle solution ne se prête pas pour les disjoncteurs conventionnels dans la mesure où l'enveloppe de la chambre de coupure (porcelaine) n'est pas au potentiel de la terre.

Pour ce type de disjoncteur, l'utilisation de mélanges gazeux permet de répondre au problème. Le mélange SF6 + CF4 permet d'utiliser un disjoncteur standard.

Le CF4 est un gaz qui ne se liquéfie pas pour les pressions couramment rencontrées dans les disjoncteurs et qui possède des caractéristiques diélectriques assez proches de celles du SF6. De plus ce gaz possède des caractéristiques de coupure également très voisines de celles du SF6. Ainsi le mélange SF6 + CF4 permet d'utiliser un disjoncteur initialement conçu pour une température supérieure avec du SF6 pur à une température de -40 et -50 °C.

La pression totale du mélange sera la somme :

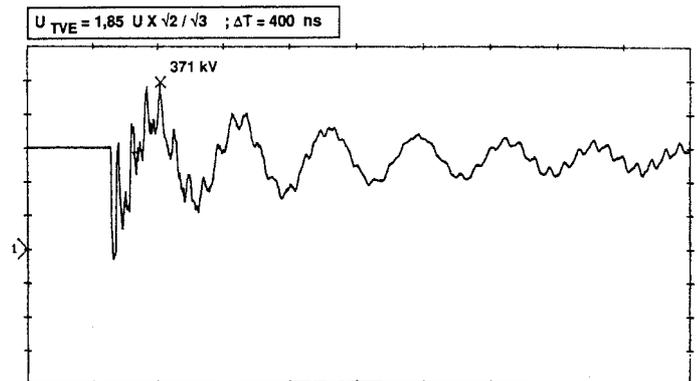
- D'une pression partielle de SF6 égale à celle définie dans le tableau ci dessus pour la température minimale garantie de fonctionnement,
- Et d'un complément en CF4 pour que la pression totale du mélange soit au moins égale à la pression minimum de fonctionnement de l'appareil initialement conçu pour du SF6 pur.

A titre d'exemple pour un disjoncteur -30 °C SF6 pur à 5.1 bars le mélange équivalent pour -50 °C sera constitué de :  
 SF6 = 2.1 bars  
 CF4 = ≥ 3 bars

Compte tenu des performances un peu plus faible du CF4, le complément en CF4 est fait pour que la pression totale soit un peu plus importante que la pression sous SF6 pur

Chaque réamorçage correspond à l'application d'un saut de tension qui se propagera dans le blindé et qui du fait des ruptures d'impédance de l'appareillage s'amplifiera en fonction des multiples réflexions et transmissions d'ondes.

La forme de l'onde est la suivante. Elle se compose de fréquences pouvant dépasser la dizaine de MHz.



Lors du réamorçage le courant d'arc est de très faible valeur et produit un arc grêle et instable qui peut évoluer en un amorçage à la masse.

Sur ce point les constructeurs et exploitants se sont penchés pour établir la procédure d'essais décrite dans la norme CEI 1259 garantissant pour les trois configurations suivantes :

- Manœuvre d'un jeu de barres de faible longueur
- Manœuvre d'une jeu de barres de grande longueur
- Manœuvre d'un jeu de barre relié à un disjoncteur ouvert comportant des capacités de répartition,

qu'en aucun cas, pendant la manoeuvre d'ouverture ou de fermeture du sectionneur, l'arc entre contacts ne dégénère en un arc à la masse.

Un géométrie appropriée des contacts et des capots diélectriques du sectionneur permet une répartition du champ électrique adaptée au maintien de l'arc entre les contacts.

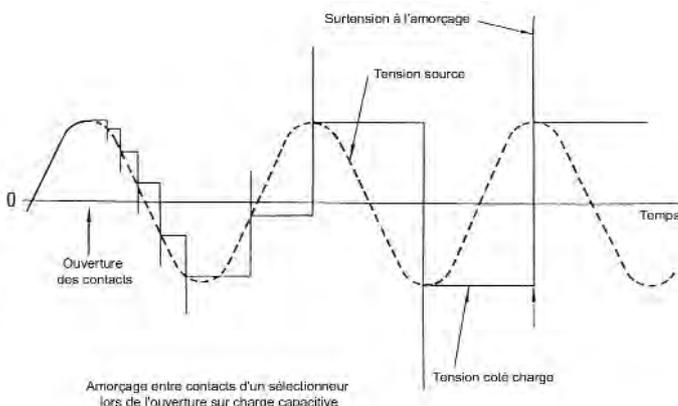
### ✓ **Coupage des courants de transfert de barres**

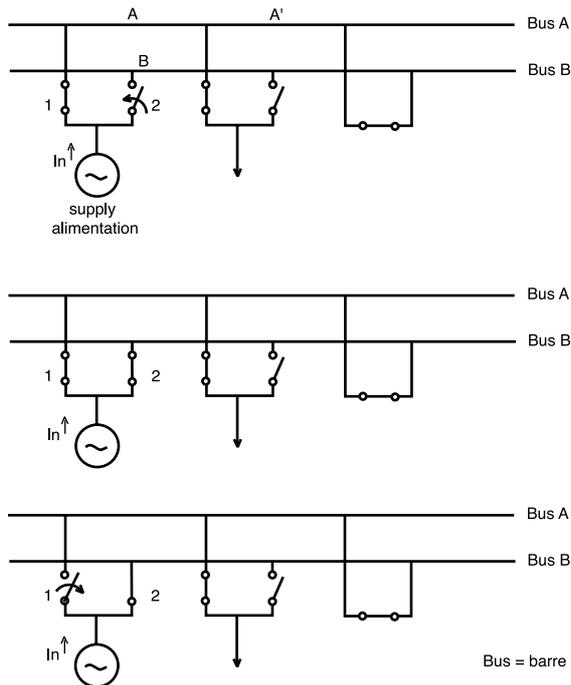
Dans les postes à deux jeux de barres, les sectionneurs de départ permettent de commuter d'un jeu de barres à l'autre en suivant la procédure suivante.

## 3.2.4. ADAPTATION DES SECTIONNEURS AUX CONTRAINTES DU RESEAU

### ✓ **Coupage des courants capacitifs**

L'une des particularités des postes sous enveloppe métallique est d'être constitués de portions de jeux de barres isolés au SF6, encadrés par des sectionneurs. La mise en et hors tension de ces jeux de barres par le sectionneur est analogue à la manoeuvre d'un sectionneur raccordé à une capacité équivalente à celle du jeu de barres ( de l'ordre de 50 pF/m) et provoque un grand nombre de réamorçages entre les contacts.



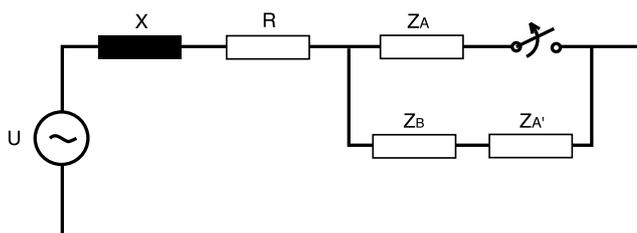


Séquence de coupure

Le courant se répartit entre les deux sectionneurs en fonction de l'inductance de la boucle.

De façon approchée la valeur du courant et de la tension rétablie sont définis par les formules suivantes.

$$I_{\text{disconnector}} = I_n \frac{Z_B + Z_{A'}}{Z_A + Z_B + Z_{A'}}$$



La coupure des courants de transfert de barres nécessite d'être prise en compte de par un dispositif adapté afin que les contacts permanents restent, lors des manœuvres, dans un état compatible avec la fonction de passage permanent du courant sans échauffement excessif.

En appliquant les essais de la norme CEI 1128 qui définit, pour chaque niveau de tension, la valeur du courant de transfert et celle de la tension d'essai, les constructeurs d'appareillage peuvent démontrer la performance des sectionneurs.

## ✓ Concept sectionneur disjoncteur

Pour tenir compte du souhait formulé par les exploitants d'accroître la sécurité des postes électriques tout en réduisant leur encombrement, une nouvelle évolution a été réalisée dans l'appareillage électrique avec le développement du principe du sectionneur-disjoncteur.

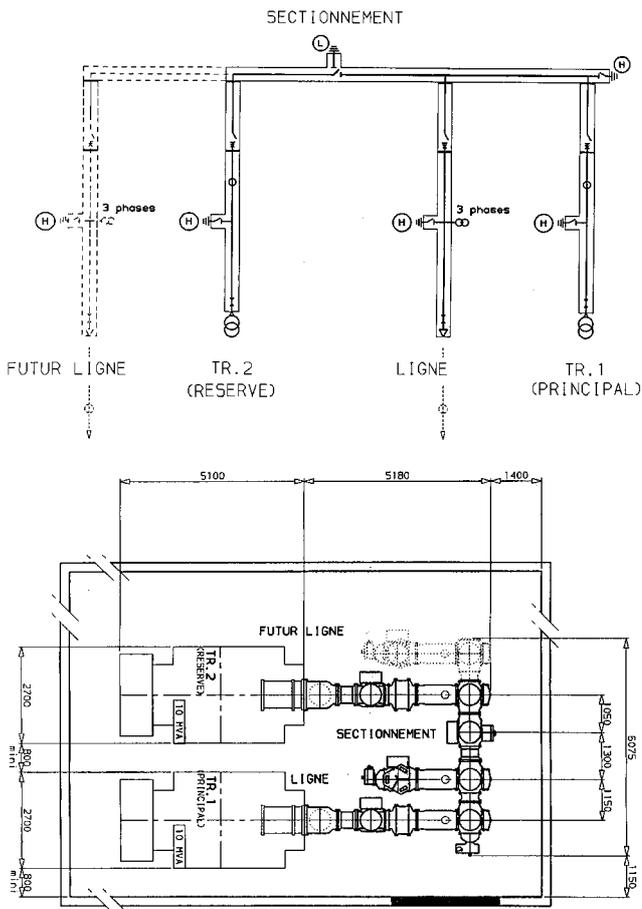
Ce concept regroupe en un seul appareil deux fonctions, celle du disjoncteur et celle du sectionneur. On réalise ainsi la coupure des courants de défauts (fonction du disjoncteur) tout en assurant, en position ouvert, une tenue diélectrique égale à celle d'un sectionneur.

Un sectionneur-disjoncteur permet :

- de limiter les risques de mauvaises manœuvres. Dans un poste comportant des sectionneurs et des disjoncteurs, une grande partie des défauts d'exploitation sont dus à de fausses manœuvres d'appareil au nombre desquelles figurent les manœuvres en charge des sectionneurs. Avec son pouvoir de coupure, le sectionneur-disjoncteur permet de s'affranchir de ce risque.
- d'optimiser et de simplifier l'architecture des postes en supprimant les fonctions sectionneurs en amont et en aval des disjoncteurs (Voir figure p 36). En coupant le courant de défaut, le sectionneur-disjoncteur assure sur sa distance d'ouverture une tenue diélectrique égale à celle d'un sectionneur. La suppression des sectionneurs en amont et en aval du disjoncteur réduit aussi les risques de fausses manœuvres sur site.

Il est à noter que cette évolution va dans le sens de l'évolution des normes sur l'appareillage. Les sectionneurs sont en effet amenés à répondre à de nouvelles exigences qui nécessitent la mise en place de dispositifs d'aide à la coupure, ce qui rapproche de plus la fonction sectionneur de celle du disjoncteur.

Des essais mécaniques, de coupure et surtout d'usure électrique combinant une série de coupures équivalente à une durée de vie de l'appareil de 25 ans et une sanction diélectrique ont permis de qualifier le concept de sectionneur-disjoncteur. De plus en l'absence de normalisation internationale, les exigences propres aux disjoncteurs et aux sectionneurs ont été vérifiées. Pour les exigences communes aux deux fonctions, les valeurs les plus contraignantes ont été réalisées.



exemple de schéma de poste 72.5/100 kV utilisant des sectionneurs- disjoncteurs

### 3.3. TRANSFORMATEURS

#### 3.3.1. MODÉLISATION ÉLECTROMAGNÉTIQUE POUR LA CONCEPTION DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE

Le transformateur a été inventé il y a plus de cent ans. Toutefois, un transformateur de puissance demeure un appareil complexe dont la conception nécessite de prendre en compte simultanément de nombreux aspects des sciences de l'ingénieur.

Pour résumer en quelques mots, un transformateur de puissance est typiquement un appareil à la fois électrique et magnétique. Il est normalement prévu pour fonctionner plus de 30 ans, avec un haut degré de fiabilité. Pendant tout ce temps, il doit supporter des contraintes internes, thermiques et mécaniques. Il doit être parfaitement fiable, afin de ne pas compromettre la transmission de la puissance dans le réseau où il est installé. En particulier il doit supporter des surtensions atmosphériques et de manœuvre, de valeurs définies.

Dans le domaine des hautes tensions, les transformateurs de grande puissance ont atteint des puissances unitaires dépassant 1000 MVA. Dans plusieurs pays, les tensions de service des réseaux électriques atteignent 800 kV.

A ce stade de développement technique, les matériaux qui constituent les appareils doivent être parfaitement maîtrisés. Au niveau de la conception, des calculs manuels ne suffisent plus pour bien étudier toutes les caractéristiques techniques contractuelles.

Grâce aux récents développements en termes de matériel et de logiciels, les programmes informatiques offrent de plus en plus de marge de manœuvre, en fournissant des outils inestimables pour nos laboratoires et bureaux d'études

#### 3.3.2. PROBLÈMES ÉLECTROMAGNÉTIQUES À BASSE FRÉQUENCE DANS LA CONCEPTION DES TRANSFORMATEURS

Qu'il s'agisse de l'étude du champ électrique ou bien de celle du champ magnétique, on a recours aux équations bien connues de Maxwell. Elles sont couramment résolues dans des programmes informatiques, où la méthode des éléments finis et la méthode des équations intégrales de frontières sont utilisées en deux dimensions et en trois dimensions.

##### ✓ Calculs de champs électriques

Les équations de Maxwell se réduisent au système suivant :

$$E = - \text{Grad } V$$

$$\text{Div} (\epsilon \cdot \text{Grad } V) = 0$$

Où E est le champ électrique, V est le potentiel électrique et  $\epsilon$  est la permittivité électrique.

Dans le processus de résolution, on prend en compte la géométrie réelle, plus ou moins complexe, et la permittivité électrique de chaque composant.

De cette façon, le constructeur peut valider de nouvelles conceptions, en s'appuyant sur son expérience industrielle.

##### ✓ Calculs de champs magnétiques

Comme on l'a rappelé dans une partie précédente, la valeur du flux magnétique de fuite est une donnée fondamentale pour le concepteur de transformateurs de puissance.

En effet, l'induction magnétique de fuite est une donnée de base pour le calcul de l'impédance de fuite, des efforts en court-circuit, des pertes dues à la charge et donc de l'échauffement des bobinages.

Au niveau des parois de cuve, la valeur du flux de fuite détermine si ces parois doivent ou non être protégées par un blindage magnétique.

Une approche magnéto-statique suffit habituellement pour analyser le champ magnétique de fuite.

Les équations de Maxwell conduisent alors à résoudre les relations suivantes :

$$\mathbf{B} = \text{Rot } \mathbf{A}$$

$$\text{Rot } (1/\mu \text{ Rot } \mathbf{A}) = \mathbf{J}$$

où  $\mathbf{A}$  est le potentiel vecteur,  $\mathbf{B}$  est l'induction magnétique,  $\mathbf{J}$  est la densité des courants d'alimentation, et  $\mu$  est la perméabilité magnétique. La solution qui utilise la formulation mathématique précédente conduit à des calculs rapides pour les problèmes en deux dimensions.

Mais pour les problèmes en trois dimensions, cela consomme beaucoup de ressources de l'ordinateur. Cela est dû au fait qu'il faut calculer les trois composantes du potentiel vecteur. Une méthode plus efficace consiste à utiliser des potentiels scalaires.

A chaque endroit où il n'y a pas de courant, le champ magnétique dans les matériaux peut être décrit comme dérivant d'un potentiel scalaire  $\phi$  :

$$\mathbf{H} = - \text{Grad } \phi$$

$$\mathbf{B} = \mu \mathbf{H}$$

$$\text{Div } (\mu \text{ Grad } \phi) = 0$$

Dans l'huile, où sont situées les bobines, le champ magnétique peut être écrit sous la forme de la somme de deux termes. L'un est dû aux bobines seules, en ne tenant pas compte de la présence des matériaux magnétiques, et l'autre dérive d'un potentiel scalaire  $\phi$  :

$$\mathbf{H} = \mathbf{H}_{\text{bobine}} + \mathbf{H}_r$$

$$\mathbf{H}_r = - \text{Grad } \phi$$

$$\mathbf{H}_{\text{bobine}} (\text{M}) = 1/4\pi \iiint_V \vec{J} \wedge \frac{\vec{PM}}{PM^3} dV$$

$$\mathbf{B} = \mu_0 \mathbf{H}$$

$$\text{Div } (\mathbf{H}_{\text{bob}} - \text{Grad } \phi) = 0$$

Une telle méthode est utilisée dans les logiciels 3D, pour analyser par exemple le champ magnétique dans un transformateur de puissance cuirassé. Ces calculs peuvent être utilisés dans des projets de Recherche et Développement, ou pour des études sortant de l'ordinaire.

### 3.3.3. MODÉLISATIONS ÉLECTROMAGNÉTIQUES À HAUTE FRÉQUENCE POUR LA CONCEPTION DES TRANSFORMATEURS

L'isolation interne des transformateurs de puissance doit être conçue pour supporter des valeurs données de surtensions. Ces surtensions peuvent être définies comme des phénomènes électromagnétiques transitoires, avec une large gamme de fréquences, atteignant des millions de hertz.

Pour des fréquences aussi élevées, il est difficilement pensable de recourir aux outils précédents, avec éléments finis.

Cela est dû à la très faible pénétration du flux magnétique dans les parties conductrices du transformateur. D'autre part, si les équations de Maxwell devaient être résolues localement, les effets diélectriques et magnétiques devraient être pris en compte simultanément.

On a donc eu recours à une description du transformateur sous forme de circuits électriques équivalents.

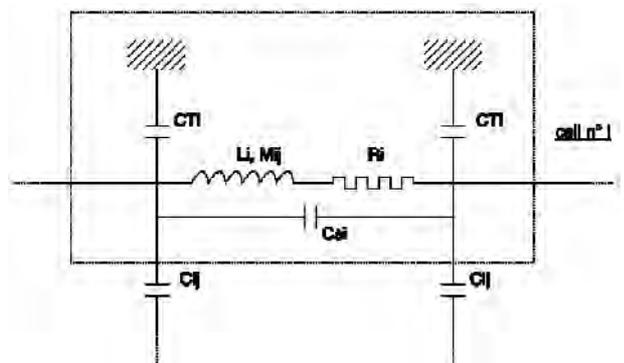
Sur le marché, on dispose de programmes tels que EMTP pour l'étude des régimes transitoires dans les réseaux électriques. Malheureusement ce sont des programmes trop généraux. Aujourd'hui, ils ne sont pas adaptés aux besoins des concepteurs de transformateurs. Une des raisons est la taille des problèmes à résoudre. On doit aussi mentionner que la dépendance en fréquence des phénomènes physiques ne peut pas être prise en compte de manière simple.

Depuis de nombreuses années, les constructeurs français ont développé des logiciels spécifiques adaptés à la conception de leur transformateurs. Ces logiciels sont dédiés au dimensionnement des enroulements pour les phénomènes à haute fréquence.

Dans la phase de description, le transformateur est représenté par un assemblage de circuits électriques élémentaires, comprenant des résistances  $R$ , des inductances et mutuelles  $L$ , et des capacités  $C$ . On peut aller jusqu'à modéliser les différentes spires pour étudier les contraintes entre deux spires.

La variation des paramètres en fonction de la fréquence est prise en compte.

Dans la phase de résolution, on calcule le spectre du signal d'entrée, en utilisant la transformation de Fourier.



On calcule alors la réponse du réseau, à chaque nœud du circuit électrique. Ensuite, on utilise la transformation de Fourier inverse, pour traduire la réponse en une fonction du temps.

L'exemple qui suit concerne un transformateur 300 MVA de type cuirassé, de tension 500 / 138 / 34.5 kV avec couplage YN yn d1.

## 34 PARAFODRES

Les réseaux électriques véhiculent des surtensions qui sont :

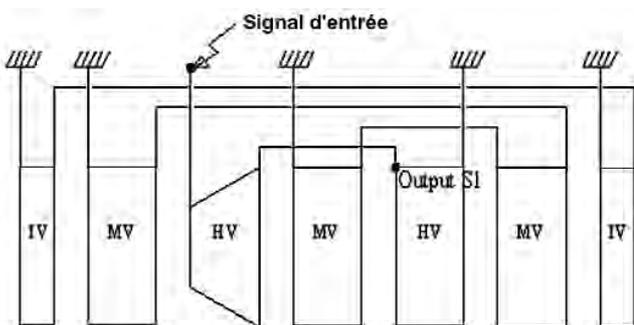
- d'origine atmosphérique, dues à la foudre
- internes aux réseaux, dues à des manœuvres d'appareils de coupures.

Ces surtensions peuvent provoquer de graves avaries sur les matériels reliés aux réseaux : transformateurs, disjoncteurs, postes sous enveloppes métalliques, ...

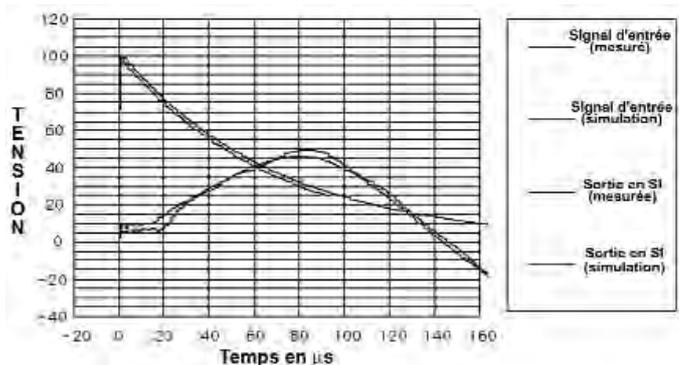
Divers moyens ont été mis en œuvre pour limiter ces surtensions à des niveaux compatibles avec la tenue diélectrique des matériels : éclateurs, parafoudres à éclateurs, .... Ceux-ci sont aujourd'hui presque complètement supplantés par les parafoudres à oxyde métallique sans éclateur. En effet ces appareils ne provoquent pas d'interruption de service comme les éclateurs et présentent une fiabilité supérieure à celle des parafoudres à éclateurs puisqu'ils comportent 2 à 3 fois moins de pièces.

Les parafoudres comprennent:

- La partie active, composée d'un empilage de varistances à caractéristique fortement non-linéaire : quand la tension appliquée double, le courant qui traverse ces varistances est multiplié par plus d'un million. La partie active détermine les niveaux de protection aux diverses formes d'onde incidentes, la tenue sous la tension permanente, sous les surtensions temporaires ainsi que la capacité d'absorption d'énergie.



Transformateur 300 MVA de type cuirassé



Réponse aux surtensions

### 3.34. TENUE AUX COURTS-CIRCUITS DES TRANSFORMATEURS

L'aptitude des transformateurs à supporter les courts-circuits est un élément essentiel de fiabilité pour les utilisateurs.

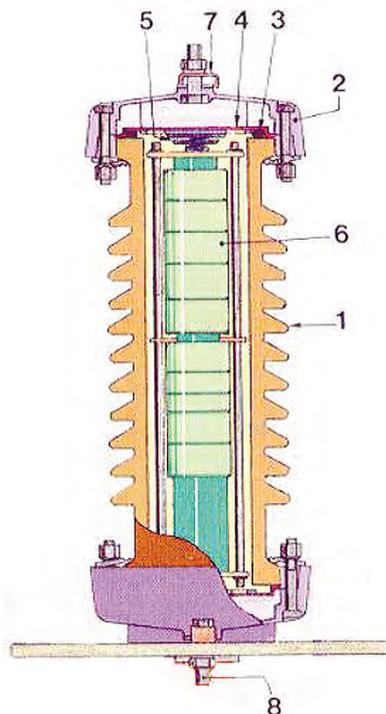


Transformateur élévateur 360 MVA-400kV essai de court-circuit

Ce point est développé dans le Thème 2.2 relatif aux sous-stations HT/MT.

Les points de vue théoriques et expérimentaux sont les mêmes dans le cas THT/HT. On peut souligner que les fabricants français ont essayé avec succès leurs transformateurs de puissance les plus élevées, notamment les transformateurs élévateurs de centrales nucléaires 360 et 570 MVA - 400 kV.

Ces essais montrent leur savoir-faire et leur expérience dans la conception et la production de transformateurs de très grande puissance.



- 1 - Éclateur
- 2 - Isolateur
- 3 - Isolateur
- 4 - Isolateur
- 5 - Isolateur
- 6 - Membrane de sécurité
- 7 - Sortie de pression
- 8 - Résistance
- 9 - Isolateur
- 10 - Isolateur
- 11 - Isolateur
- 12 - Isolateur
- 13 - Isolateur
- 14 - Isolateur
- 15 - Isolateur
- 16 - Isolateur
- 17 - Isolateur
- 18 - Isolateur
- 19 - Isolateur
- 20 - Isolateur
- 21 - Isolateur
- 22 - Isolateur
- 23 - Isolateur
- 24 - Isolateur
- 25 - Isolateur
- 26 - Isolateur
- 27 - Isolateur
- 28 - Isolateur
- 29 - Isolateur
- 30 - Isolateur
- 31 - Isolateur
- 32 - Isolateur
- 33 - Isolateur
- 34 - Isolateur
- 35 - Isolateur
- 36 - Isolateur
- 37 - Isolateur
- 38 - Isolateur
- 39 - Isolateur
- 40 - Isolateur
- 41 - Isolateur
- 42 - Isolateur
- 43 - Isolateur
- 44 - Isolateur
- 45 - Isolateur
- 46 - Isolateur
- 47 - Isolateur
- 48 - Isolateur
- 49 - Isolateur
- 50 - Isolateur
- 51 - Isolateur
- 52 - Isolateur
- 53 - Isolateur
- 54 - Isolateur
- 55 - Isolateur
- 56 - Isolateur
- 57 - Isolateur
- 58 - Isolateur
- 59 - Isolateur
- 60 - Isolateur
- 61 - Isolateur
- 62 - Isolateur
- 63 - Isolateur
- 64 - Isolateur
- 65 - Isolateur
- 66 - Isolateur
- 67 - Isolateur
- 68 - Isolateur
- 69 - Isolateur
- 70 - Isolateur
- 71 - Isolateur
- 72 - Isolateur
- 73 - Isolateur
- 74 - Isolateur
- 75 - Isolateur
- 76 - Isolateur
- 77 - Isolateur
- 78 - Isolateur
- 79 - Isolateur
- 80 - Isolateur
- 81 - Isolateur
- 82 - Isolateur
- 83 - Isolateur
- 84 - Isolateur
- 85 - Isolateur
- 86 - Isolateur
- 87 - Isolateur
- 88 - Isolateur
- 89 - Isolateur
- 90 - Isolateur
- 91 - Isolateur
- 92 - Isolateur
- 93 - Isolateur
- 94 - Isolateur
- 95 - Isolateur
- 96 - Isolateur
- 97 - Isolateur
- 98 - Isolateur
- 99 - Isolateur
- 100 - Isolateur

● L'enveloppe peut être de deux types :

- l'enveloppe de type "ouvert" est constituée d'un ou plusieurs éléments en série. Ces éléments comprennent des isolateurs en porcelaine ou en matériau synthétique et des pièces d'extrémité généralement métalliques. L'enveloppe, munie d'ailettes, protège la partie active des agressions extérieures : pluie, brouillard, pollutions diverses, .... Elle est généralement équipée d'un limiteur de pression qui interdit l'explosion de l'isolateur en cas de surcharge. L'atmosphère à l'intérieur de l'enveloppe est généralement constituée d'air sec ou d'azote.

- l'enveloppe de type "blindé" est constituée d'une cuve métallique au potentiel de la terre. A l'intérieur, la partie active est maintenue en place par un tube ou des tirants isolants. Pour les parafoudres de tensions assignées élevées, il peut être nécessaire d'utiliser un montage en "zigzag" de la partie active pour en réduire la hauteur. Les parafoudres blindés sont en principe parties intégrantes d'un poste blindé. L'atmosphère intérieure est composée de SF6.

● L'enveloppe se termine par une prise de courant côté tension et une prise de terre. Elle est équipée ou non d'un anneau de répartition chargé d'assurer la distribution de tension le long du parafoudre.

Par ailleurs les parafoudres sont utilisés pour la protection des points neutres ou de matériels particuliers tels que compensateurs série ou parallèle, station de conversion, ... ; dans les 2 derniers cas, du fait de l'énergie à écarter, ils comportent généralement plusieurs empilage de varistances en parallèle - quelquefois plus de 100.

Pour bénéficier pleinement des qualités des parafoudres à oxyde métallique sans éclateurs, quelques précautions d'installation doivent être prises :

- Les connexions doivent être aussi courtes et rectilignes que possible afin de ne pas introduire, en série avec le parafoudre, une inductance parasite trop importante qui dégraderait le niveau de protection du réseau.

- Les parafoudres doivent être le plus près possible des installations à protéger pour éviter les effets de réflexion d'onde aux lieux de changements d'impédance d'onde. Le calcul de la coordination de l'isolement peut dans certains cas être assez complexe, notamment dans le cas d'un postes blindé de grande dimensions.

## **3.5. SYSTEME DE CONDUITE ET SURVEILLANCE - TECHNOLOGIE NUMERIQUE**

Le système de conduite et surveillance a subi depuis une dizaine d'années une fabuleuse évolution car il a au vrai sens du terme changé de nature. On est passé d'une technologie dite conventionnelle (électro-mécanique/électronique) à une technologie numérique.

### **3.5.1. LE SYSTEME DE CONDUITE ET DE SURVEILLANCE**

La technologie conventionnelle était (est) constituée de relais auxiliaires, boutons (commandes et positions), indicateurs à aiguilles (mesures), boîtes noires électroniques, lampes (alarmes), filerie, bornes, le tout installé dans des armoires.

On distingue des armoires dites :

- de conduite
- d'automatisme
- de comptage
- de protection
- etc.

Chaque armoire est reliée avec les autres et avec les appareils haute tension par des câbles isolés BT multi conducteurs.

Chaque armoire reçoit par ailleurs des équipements auxiliaires, l'énergie BT dont elle a besoin.

**La technologie numérique** apporte au contrôle commande traditionnel :

- un gain, en principe de coût, car il permet une réduction d'espace donc de génie civil et de câblage très appréciable.

- mais l'intérêt est ailleurs :

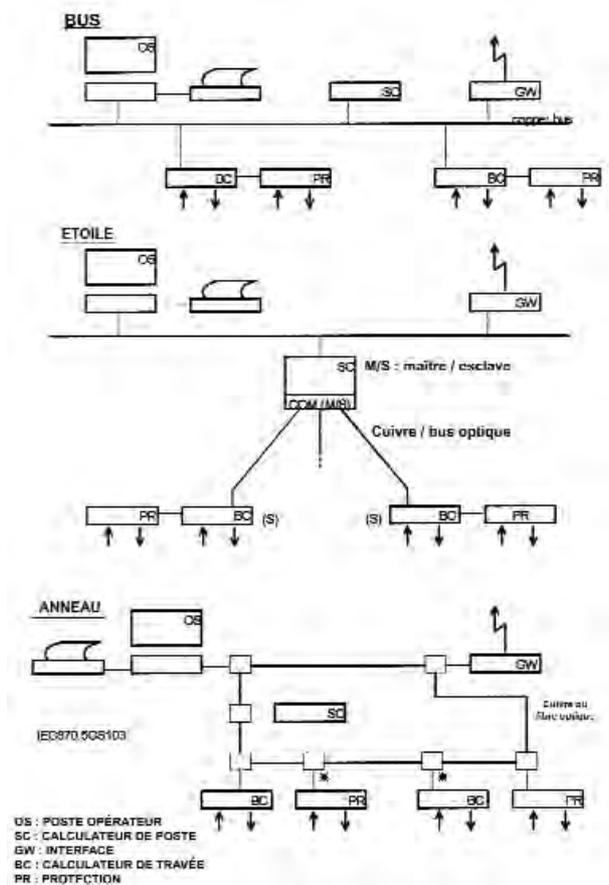
L'informatique apporte une souplesse et une capacité à traiter des fonctions quasi sans limites et de toute façon quasi impossible à réaliser en traditionnel, citons par exemple :

- la souplesse : un changement de schéma est en principe un changement de programmation
- la capacité d'archiver, traiter l'information à l'infini
- la possibilité d'échange en temps réel un grand nombre d'informations localement (via un bus local LAN) ou hors postes (avec d'autres centres) via un réseau national (WAN)

- la possibilité de télécharger, télémaintenir, télérégler (des protections par exemple) à distance
- la capacité de s'autodiagnostiquer c'est-à-dire informer un niveau supérieur d'une défaillance locale. Rappelons, en effet, qu'un poste étant un système dormant, il est important de connaître son réel état pour être en mesure d'être opérationnel au moment voulu
- la possibilité de remonter des rapports, fichiers, messages, à l'usage de la conduite, de la maintenance, du service de facturation, du service ingénierie.

Un système de contrôle et supervision numérique met en œuvre les éléments suivants (voir aussi schéma).

### ✓ Architecture fonctionnelle (voir schéma des topologies)



- Le poste opérateur (OS : Operating Station)

C'est l'interface homme machine qui permet de piloter le poste (process HT).

C'est un PC ou une station de travail qui visualise à l'écran :

- 1) Les unifilaires du poste avec pour information dynamique
  - les positions des appareils HT
  - les mesures I, U, P, Q,  $\cos \phi$ , fréquence
- 2) Les listes d'alarmes
- 3) Différentes informations système,
- 4) Le traitement du signal tel que la perturbographie, la surveillance réseau (Vh, Ih, Vi/Vd),
- 5) Le relevé de la variation avec le temps de la puissance active, réactive...
- 6) Le comptage (énergie)

- Le calculateur de poste (SC : Station Computer)  
Il gère les fonctions communes aux postes et intègre éventuellement le frontal de communication dans les topologies en étoile

- Le calculateur de travées (BC : Bay Computer)  
Il gère les fonctions de la travée

- Les interfaces (gateway - GW)
  - avec le dispatching
  - avec le système de protection

- Les utilitaires
  - le système d'impression : exploitation et système
  - l'horloge synchronisée par radio ou satellite

- les bus qui interconnectent ces sous ensembles ; on peut avoir 3 ou 2 ou 1 niveaux de bus suivant la spécificité du système et les performances des bus utilisés.

- 3 ou 2 niveaux pour les grands systèmes THT
- 2 ou 1 niveaux pour les moyens/petits systèmes HT/MT

Différentes topologies existent :

- topologie bus )
- topologie radiale )
- topologie en annexe )

- Atelier de configuration et simulation

Dans un système numérique deux sous systèmes ont une place à part :

- **l'atelier de configuration**

C'est la machine qui permet de configurer le système et l'application du processus HT/MT.

- **le simulateur**

Il permet de s'assurer en usine de la bonne configuration système et applicative du système de contrôle numérique, avant de transporter ce dernier sur le site.

✓ **Fonctions de conduite et surveillance**

A côté des fonctions classiques, type Scada, c'est à dire des fonctions de :

- conduite *ouvrir, fermer, afficher une consigne...*
- signalisation *position d'appareil, alarmes ...*
- mesure *I, U, P, Q, cos φ, f*
- comptage *(le compteur est externe ou intégré)*

Sont intégrées dans les protections et/ou calculateurs de travées, les automatismes ou fonctions suivantes :

- enregistreur d'évènement
- verrouillage
- régleur en charge
- mise en // transfo
- défaillance disjoncteur
- vérification de synchronisme
- réenclencheur
- mise en service automatique d'une ligne etc.

**3.5.2. INTERFACES AVEC LES SYSTÈMES :**

✓ **Avec le dispatching**

Cet interface assure la communication avec l'extérieur ; c'est en général une station de travail qui assure une fonction de convertisseur de protocole.

Poste et dispatching n'utilisent pas forcément le même protocole. Il y a donc lieu de faire une conversion. De là l'intérêt de protocoles normalisés. Citons par exemple les protocoles CEI en voie d'être largement reconnus.

CEI	870.5	CS 101
CEI	870.6	TASE 1 ELCOM
		TASE2 ICCP

Le poste peut être vu par le dispatching

- soit comme un RTU
- soit comme un serveur de données

**Le poste vu comme un RTU (Remote Terminal Unit)**

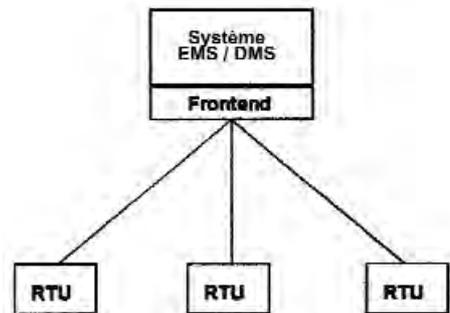
Le poste vu du dispatching peut être vu comme un RTU, auquel cas le dispatching communique avec le poste en point à point (réseau radial, communication essentiellement de type maître esclave-polling).

Le protocole normalisé et largement répandu est le CEI 870.5 CS 101 (logiciel à 3 couches OSI).

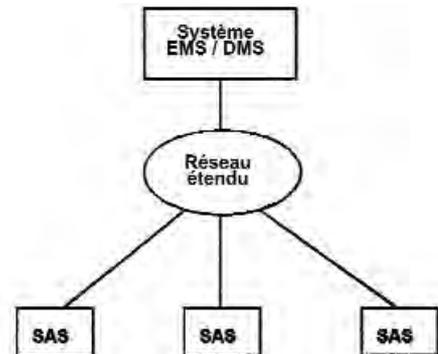
**Le poste vu comme un SAS**

Le poste peut être aussi vu du dispatching comme un serveur de données (SAS : Substation Automation Server) qui communique au travers d'un réseau étendu (WAN). Le protocole utilisé est un protocole à sept couches OSI (pour des besoins de routage en particulier). Les protocoles normalisés sont:

- CEI 870.6	TASE1	ELCOM
	ou	TASE2
		ICCP



RTU = Remote Terminal Unit



SAS = Substation Automation Server

**Télécommunications**

La communication entre poste et dispatching met en jeu les ressources des télécommunications et leurs différents media :

- Réseaux téléphoniques
- Réseaux hertziens
- Réseaux optiques

...

Cet aspect est développé dans le Thème 4.1.

## ✓ Avec les protections

Les protections constituant un système à part entière qui est amené de plus en plus à communiquer avec le système de conduite et surveillance. C'est là un point de jonction important comme on peut l'imaginer. Il convient d'être conscient des types d'échange mis en jeu entre ces deux systèmes.

Soit        A le système de conduite et surveillance  
              B le système de protection

Le système de protection (B) échange avec (A) système de contrôle

- Des signaux lents :
  - perturbographie                      B → A
  - téléchargement (télé réglage)      A → B
  - remontées d'états, d'alarmes      B → A
  
- Des signaux rapides :
  - échange inter protection (défaillance disjoncteur)  
B/A A/B
  
- Des signaux temps réels avec le process HT et le calculateur de travées :
  - check synchro
  - réenclencheur

Les signaux lents et rapides utilisent le protocole CEI 870.5 CS103, les échanges temps réels :

- le fil à fil.



**Gimélec**

French Electrical Equipment and Industrial Electronics Manufacturers' Association  
Groupement des Industries de Matériels d'Équipement Électrique et de l'Électronique Industrielle Associée

11-17 rue Hamelin • 75783 Paris Cedex 16 • France  
Tel. : +33 1 45 05 70 77 • Fax : +33 1 47 04 68 57 • Web site : [www.gimelec.fr](http://www.gimelec.fr)



**GROUPE RENAISSANCE**  
COMMUNICATION  
Conception • Réalisation • Édition  
58 rue Beaubourg • 75003 Paris • France  
Tél : (1) 42 71 62 42 • Fax : (1) 42 71 62 32

<http://fribok.blogspot.com/>

2.3



# Somme

Jean-Claude TURPAIN

*SCHNEIDER ELECTRIC*

Daniel NOEL  
Michel ROCHET

*ALSTOM*  
*ALSTOM*



# mairie

Corinne DUPUY  
Eric GRATON  
Gilles CALAME  
Didier FULCHIRON  
Laurent GUISE

FRANCE TRANSFO  
SAE GARDY  
SCHNEIDER ELECTRIC  
SCHNEIDER ELECTRIC  
SCHNEIDER ELECTRIC

Patrick MAVILLAZ  
Jean-Robert HYVERNAT  
Hechmi M'NASRI  
  
Thierry GRIMA

SCHNEIDER ELECTRIC  
SIMPLEX  
SOULÉ MATÉRIEL  
ÉLECTRIQUE  
TRANSFIX TOULON

**1. Introduction .....p 4**

**2. Fonctionnalité des postes sur réseaux MT p 5**

**3. Besoins et contraintes .....p 7**

3.1. GÉNÉRALITÉ

3.2. QUALITÉ DE L'ÉNERGIE

3.3. MAINTENABILITÉ

3.4. EXPLOITATION

3.5. INSTALLATION ET ENVIRONNEMENT

3.6. NORMES ET RÉGLEMENTATION

**4. Différents types de postes MT/BT .....p 10**

4.1. RÉSEAUX DE DISTRIBUTION PUBLIQUE

4.2. RÉSEAUX PRIVÉS

**5. Techniques utilisées dans les postes MT/BT .....p 14**

5.1. APPAREILLAGE MT

5.2. LES TRANSFORMATEURS

5.3. APPAREILLAGE BT

5.4. POSTES PRÉFABRIQUÉS

5.5. TÉLÉCONDUITE

**6. Conclusion .....p 31**

# 1. Introduction

Le poste MT/BT, interface entre les réseaux de distribution MT et BT, est au cœur de la distribution électrique de puissance, au plus près des utilisations de l'énergie électrique en basse tension.

Les Distributeurs d'Électricité et les utilisateurs ont le souci d'une énergie de qualité au coût optimum (le coût s'entendant ici comme coût complet, incluant bien sûr l'investissement initial, mais également les coûts d'exploitation, entretien, maintenance). Outre ces exigences légitimes, les matériels mis en œuvre sur les réseaux de distribution électrique devront offrir des capacités d'évolution pendant toute leur durée de vie (le plus souvent de l'ordre de 30 ans).

Pour atteindre ces objectifs, il est nécessaire de prendre en compte tous les composants des réseaux de distribution électrique et en particulier les plus proches des utilisations terminales.

Le poste MT/BT est à ce titre l'un des composants essentiels sur lequel portent les efforts des utilisateurs et des constructeurs en vue de progresser en qualité tout en gardant la maîtrise des coûts.

Les constructeurs français, conscients de ces attentes et de leurs évolutions, ont le souci d'apporter des réponses adaptées aux différents cas de figure. La communication suivante se veut avant tout un large tour d'horizon des besoins et solutions en la matière.

## *2. Fonctionnalités des postes sur réseaux MT*

On trouve sur les réseaux de distribution publique ou privée divers postes moyenne tension. Chacun joue un rôle différent en fonction du type de réseau et de son positionnement sur celui-ci.

Le poste MT/BT s'adapte à tous les modes d'exploitation et doit pour cela remplir les fonctions suivantes :

- Distribuer une puissance et protéger les départs en BT
- Isoler le poste du réseau en cas de défaut
- Gérer le réseau MT en cas de défaut
- Gérer le réseau MT et le poste par téléconduite

Nous pouvons donc classer les postes par rapport aux réseaux sur lesquels ils sont utilisés ainsi que par les fonctions qu'ils remplissent.



## 3. Besoins et contraintes

### 3.1. GÉNÉRALITÉS

La réalisation d'un poste MT/BT implique la connaissance préalable :

- Des besoins à satisfaire (puissance, disponibilité de l'installation, maintenabilité, exploitation,...) ;
- Des normes de référence et des textes réglementaires (niveau de tension, qualité de la fourniture, puissance de court-circuit,...) ;
- Des besoins spécifiques liés aux utilisations (variations de tension tolérées, compensation de l'énergie réactive, immunité des récepteurs aux perturbations, réglementation liée à la sécurité des installations,...) ;
- Des contraintes d'installation et d'environnement.

### 3.2. QUALITÉ DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

Les réseaux de distribution publique ou privée sont sources de perturbation de caractère continu ou simplement transitoire. Les plus importantes en termes de conception ou d'exploitation de réseau sont :

- Les creux de tension ou ses variations brusques ;
- Les surtensions ;
- Les harmoniques, en particulier de rang impair (3, 5,...)
- Les phénomènes haute fréquence ;

Le tableau ci-après précise pour chacune d'elles les principaux effets et les remèdes correspondants.

PERTURBATIONS	EFFETS NÉFASTES	REMÈDES
Creux de tension	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Appel de courant risque de déclenchement</li> <li>■ Rupture de process</li> <li>■ Destruction informatique</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Délestage et relestage automatiques</li> <li>■ Onduleur</li> <li>■ Onduleur</li> </ul>
Surtensions	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Foudre et surtensions de manoeuvre</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Tests de conformité normalisées à fréquence industrielle et/ou de choc (Uimp)</li> <li>■ Règles de coordination d'isolement (CEI 947)</li> </ul>
Courants et tensions harmoniques	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Échauffement des moteurs</li> <li>■ Phénomène de résonance</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Surdimensionnement des composants (conducteurs d'alimentation, générateurs,...)</li> <li>■ Transfo d'isolement</li> </ul>
Perturbations Haute fréquence	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Rebondissement des contacteurs</li> <li>■ Rayonnement (émetteur radio)</li> <li>■ Décharges électrostatiques</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Appareils conformes aux directives européennes</li> <li>■ Utilisation de filtres haute fréquence</li> <li>■ Mise à la terre des extrémités des charpentes métalliques et maillage des liaisons équipotentielles</li> <li>■ Utilisation de fibres optiques sur grandes longueurs</li> </ul>

### 3.3. MAINTENABILITÉ

L'utilisateur doit définir le niveau de maintenabilité des installations en fonction :

- De ses besoins de disponibilité ;
- Des moyens de dépannage ou de secours qu'il est susceptible de mettre en œuvre ;
- De la qualifications des exploitants.

Les interventions de maintenance se répartissent en :

- Entretien courant ;
- Maintenance programmée ;
- Dépannage.

Suivant leur nature ces interventions peuvent imposer des coupures de courant, donc des contraintes qui doivent être prises en compte lors de la conception des installations à travers l'étude de fiabilité et de disponibilité. L'évolution des exigences en la matière conduit à des solutions nécessitant peu voire pas de maintenance et, en contrepartie, des besoins en matière de téléalarme, télégestion, voire d'autodiagnostic. La publication CEI 706 (Guide de maintenabilité des matériels) donne des recommandations pour la normalisation des procédures de maintenabilité.

### 34. EXPLOITATION

L'exploitation de l'installation peut être assurée par l'utilisateur lui-même ou par un prestataire de service.

Les modes de conduite, de maintenance et de dépannage sont liés au niveau de formation et d'habilitation du personnel. Les interventions en cours d'exploitation sur les installations électriques ne peuvent être effectuées que par du personnel spécialisé ayant reçu une formation adaptée et habilité réglementairement.

La recherche de la continuité de service appropriée aux contraintes de l'installation s'obtient par :

- La division des installations et la subdivision des circuits (notamment en BT) ;
- L'utilisation de plusieurs sources et/ou d'alimentations de remplacement ;
- Le choix des liaisons à la terre (cf. 3.5 Contraintes d'installation) ;
- La sélectivité des protections.

La gestion intégrée de l'alimentation électrique concourt également à la continuité de service par anticipation des

événements, diagnostic rapide en cas d'incident et, suivant les cas, soit reconfiguration automatique ou par téléconduite des réseaux MT et BT en vue de la reprise de service, soit mise en sécurité des installations. Elle permet par ailleurs d'optimiser les coûts énergétiques.

### 3.5. INSTALLATION ET ENVIRONNEMENT

L'environnement immédiat de l'installation intervient dans le choix des matériels :

- Les caractéristiques des matériels ainsi que leurs conditions de mise en œuvre doivent tenir compte des influences extérieures :
  - conditions climatiques (température ambiante, pollution, humidité,..) ;
  - environnement (altitude, risques de séisme, d'incendie, de foudroiement,...) ;

ainsi que rappelé en tête des principales publications CEI des matériels correspondants.

- Il convient également de tenir compte des conditions d'utilisation, notamment :
  - la compétence des exploitants ;
  - la fréquence des risques de contact des personnes avec le potentiel de terre.
- Il y a lieu par ailleurs de tenir compte des contraintes provenant de l'installation elle-même vis-à-vis de l'environnement, telles que :
  - la compatibilité électromagnétique (CEM) ;
  - l'esthétique ;
  - le niveau de bruit ;
  - les conditions de dépose de l'installation en fin de vie prenant en compte le retraitement, le recyclage et l'élimination éventuelle des composants.
- Enfin des dispositions doivent être prises pour assurer :
  - la sécurité des exploitants et du public pendant la construction de l'ouvrage et son exploitation ;
  - la protection des biens (ouvrages et récepteurs) ;

Le choix de schémas de liaisons à la terre adaptés à chaque contexte permet de répondre cas par cas aux conséquences éventuelles des défauts électriques entre phases et terre sur la sécurité des personnes et la continuité de service.

Ce choix influe sur :

- Le dimensionnement du matériel ;
- Le couplage des transformateurs.

En fonction des buts recherchés ce choix est à faire parmi les solutions suivantes :

- Neutre isolé ;
- Neutre direct à la terre ;
- Neutre mis à la terre par impédance ;
- Neutre mis à la terre par réactance accordée ou bobine de Petersen (dans le cas de la MT seulement).

En BT, afin de limiter l'étendue des conséquences d'un défaut, il peut être intéressant de fragmenter le réseau en lots homogènes, chacun d'eux disposant d'un schéma de liaison à la terre approprié (îlotage).

### 3.6. NORMES ET RÉGLEMENTATIONS

Si le poids des réglementations et habitudes locales reste important dans le cas des postes MT/BT, la normalisation internationale, s'appuyant sur les publications CEI, s'impose de plus en plus dans tous les pays.

Par ailleurs l'évolution vers des solutions clés en mains (postes préfabriqués) se confirme de jour en jour.

Le tableau ci-après mentionne les principales normes de référence en la matière :

<p><b>NORMES GÉNÉRIQUES</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ CEI 529</li> </ul>	<p>Degrés de protection procurés par les enveloppes (code IP)</p>	
<p><b>NORMES SPÉCIFIQUES</b></p>	<p><b>Appareillage MT</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ CEI 694</li> </ul> <p>Clauses communes pour les normes de l'appareillage à haute tension</p>	<p><b>Transformateur MT/BT</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ CEI 76</li> </ul> <p>Transformateurs de puissance (de type immergé)</p>	<p><b>Appareillage BT</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ CEI 439-1</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>● ensemble d'appareillage a basse tension</li> <li>● Ensembles de série et ensembles dérivés de série</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ CEI 298</li> </ul> <p>Appareillages sous enveloppe métallique</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ CEI 726</li> </ul> <p>Transformateurs de puissance de type sec</p>	



## 4. Différents types de postes MT/BT



## 4.1. RÉSEAUX DE DISTRIBUTION PUBLIQUE

### 4.1.1. POSTE DE STRUCTURE

Les postes de structure répondent à la fonction de gestion du réseau manuelle ou télécommandée, ils ne disposent pas de transformateur.

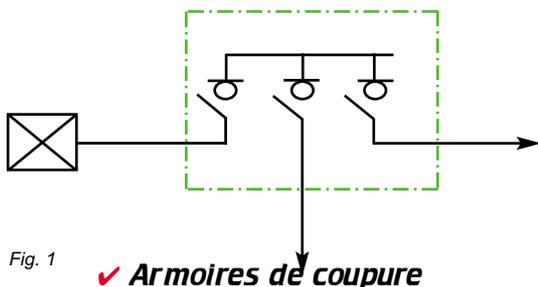
Placés sur le réseau ils abritent des appareils de coupure MT servant à :

- Fractionner les artères pour faciliter la recherche des défauts,
- Isoler des tronçons pour permettre des opérations d'exploitation.

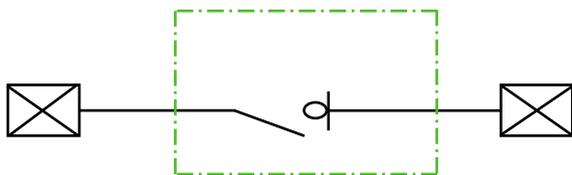
On distingue plusieurs types :

#### ✓ Postes d'étoilement

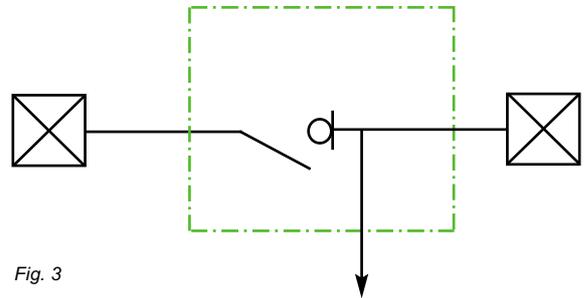
Ils permettent à partir de l'artère des extensions dans plusieurs directions pouvant être isolées les unes par rapport aux autres par des interrupteurs - sectionneurs.



Positionnées sur les artères elle permettent de tronçonner celles-ci en deux parties.



Dans certains cas à cette fonction est associée une dérivation permettant un départ en antenne raccordé par prises embrochables.



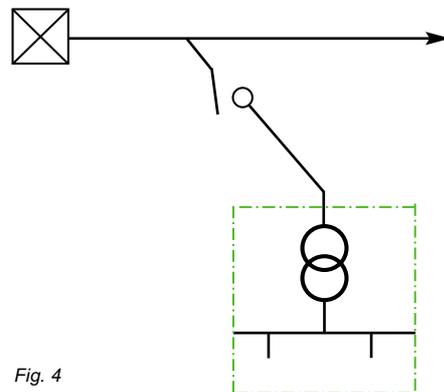
### 4.1.2. POSTES MT/BT

Les postes MT/BT répondent à la fonction de distribution de la puissance BT et de protection des départs BT. Équipés d'appareillages de coupure MT ils assurent la gestion du réseau en manuel ou télécommandé.

On distingue plusieurs types :

#### ✓ Postes MT/BT sur réseaux aériens

Généralement ils sont proposés sans appareillage de coupure MT, cette fonction étant réalisée en amont sur le réseau. Ils sont composés d'un transformateur sur poteau et d'un coffret BT.



#### ✓ Postes MT/BT sur réseaux souterrains

#### ✓✓ Postes socles

A l'identique du précédent ils sont généralement proposés sans appareillage de coupure MT. Ils sont composés d'un transformateur et d'un coffret BT. L'ensemble est monobloc pouvant être installé avec ou sans génie civil spécifique (dalle de propreté, cuvelage,...)

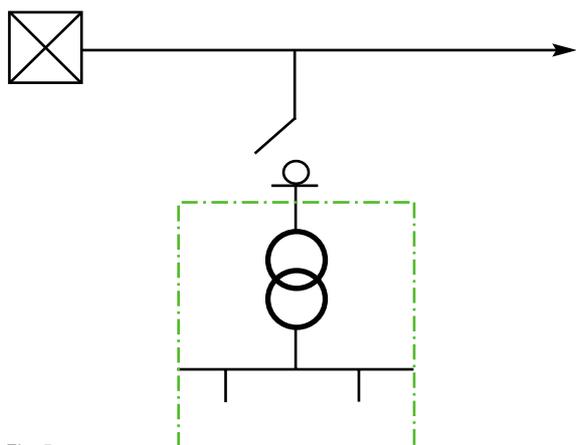


Fig. 5

### ✓✓ Postes en coupure d'artère

Ils sont composés d'un transformateur, d'un tableau BT et généralement de deux interrupteurs sectionneurs pour manœuvrer l'artère et d'un interrupteur fusible ou disjoncteur en protection du transformateur.

L'ensemble est le plus souvent regroupé en une cabine préfabriquée.

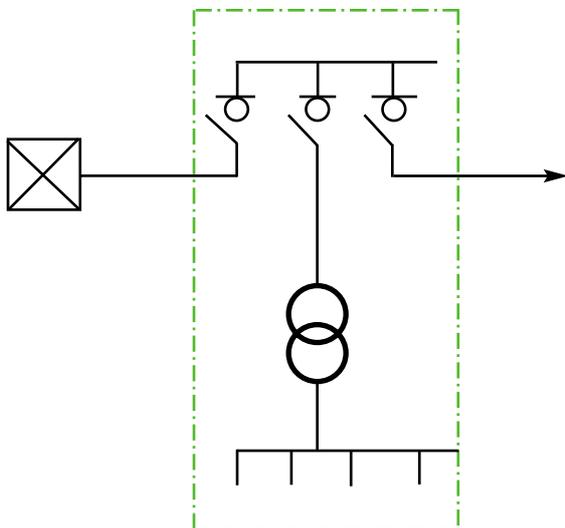


Fig. 6

## 4.2. RÉSEAUX PRIVÉS

Les postes assurent la répartition de l'énergie électrique entre les différents point d'utilisation d'une installation industrielle ou tertiaire nécessitant une puissance importante.

On distingue plusieurs types :

- Postes MT/BT alimentés à partir du réseau distribution publique,
- Postes MT/BT alimentés à partir du réseau de distribution publique et d'une source autonome d'énergie.

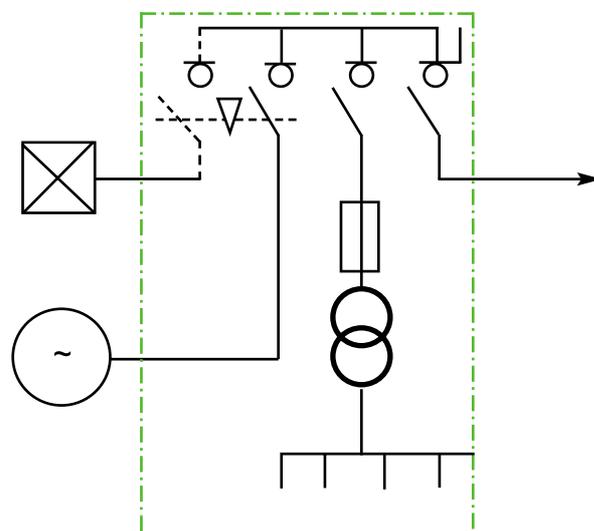


Fig. 7

Ils sont composés d'un transformateur, d'un tableau BT adaptés aux contraintes spécifiques du réseau : process industriel, exploitation, généralement de deux interrupteurs sectionneurs pour manœuvrer l'artère et d'un interrupteur fusible ou disjoncteur en protection du transformateur et en arrivée de la source autonome éventuelle.

En complément : le comptage MT, BT, les automatismes de transfert de source d'alimentation.

L'ensemble est le plus souvent regroupé en une cabine préfabriquée.







## 5.1. APPAREILLAGE MT

### 5.1.1. GÉNÉRALITÉS

L'appareillage présent sur les réseaux de distribution est principalement destiné à permettre des modifications de schéma d'exploitation. Le besoin de modifier le schéma peut être lié à des situations d'incident, dans lesquelles on cherche à isoler un tronçon défectueux, à des opérations de maintenance, pour lesquelles on réorganise le réseau afin de maintenir l'alimentation de tous les clients, ou encore à une volonté d'optimisation de fonctionnement par répartition des charges. L'appareillage est donc toujours situé à des points stratégiques du réseau, en fonction du schéma électrique et de la topologie. C'est l'appareillage qui permet l'exploitation du réseau et, à ce titre, il doit répondre à un certain nombre de fonctions et de critères de sécurité et de disponibilité. Les manœuvres sont peu fréquentes - quelques unes par an en moyenne - et les contraintes en service sont plus de type diélectriques et liées au vieillissement que liées à une grande endurance mécanique. Les appareillages de protection transformateur, sur les réseaux souterrains, ne manœuvrent quasiment jamais car le taux de défaillance des transformateurs est très faible et il n'y a pas de raison pour couper l'alimentation de la clientèle hors situation d'incident.

### 5.1.2. APPAREILLAGES POUR RÉSEAUX AÉRIENS

L'appareillage présent sur les réseaux aériens permet de modifier la structure du réseau arborescent ou bien d'isoler une dérivation ou un groupe de transformateurs. Il s'agit principalement d'interrupteurs-sectionneurs, à coupure dans l'air ou à coupure enfermée selon les performances nécessaires. Les matériels correspondants sont conçus pour être installés sur les poteaux ou portiques, bien que parfois des fonctions équivalentes soient réalisées avec des matériels de type "souterrain" installés au sol.

Les différents types de matériels pour réseaux aériens sont présentés de manière approfondie dans le thème 3 auquel le lecteur intéressé pourra se référer.

### 5.1.3. APPAREILLAGES POUR RÉSEAUX SOUTERRAINS

#### ✓ Conception et construction

Les postes raccordés au réseau souterrain, qu'il s'agisse de postes MT/MT ou de postes MT/BT, comprennent généralement un tableau MT constitué principalement d'interrupteurs-sectionneurs et d'interrupteurs-fusibles.

Ces tableaux sont divisés en compartiments métalliques entièrement fermés qui contiennent l'ensemble des connexions et appareils. Dans ces tableaux simples et nécessitant peu d'entretien dans des conditions normales d'exploitation, il n'est pas jugé utile de rendre débrochables certains éléments. Aussi, la séparation des différents compartiments est-elle réalisée par des dispositifs de sectionnement qui sont soit conçus pour rétablir la continuité des enveloppes en position d'ouverture (sectionneurs rotatifs par exemple), soit protégés par des enveloppes en matériaux synthétiques (interrupteur-sectionneur dans le SF6 par exemple).

Sauf exception, les appareillages utilisés dans les postes raccordés au réseau souterrain sont dans une des deux catégories suivantes (selon CEI298) : compartimenté ou bloc.

● Les cellules modulaires :

Elles constituent des unités transportables séparément qui peuvent être reliées entre elles sur site par des jeux de barres. Cette conception permet la réalisation de systèmes complets et évolutifs capables de répondre à tous types de schémas de distribution MT, tant pour des besoins de distribution publique que pour des besoins industriels. Les sectionneurs et les interrupteurs-sectionneurs qui équipent ces ensembles comportent, par conception, une fonction cloisonnement qui fait de ces cellules des appareillages compartimentés.

● Les postes compacts ou monoblocs :

La plupart des réseaux de distribution publique en zones urbaines sont réalisés en boucles moyenne tension exploitées ouvertes. Cela entraîne que la plupart des tableaux MT sont constitués de deux (voire trois) fonctions de raccordement au réseau et d'une (voire deux) fonctions de protection de transformateur. Les postes compacts sont donc conçus pour répondre à ce besoin spécifique avec des caractéristiques optimisées.

Dans le domaine des techniques de coupure et d'isolation en appareillage moyenne tension, les deux techniques d'origine (l'air et l'huile) ont été progressivement remplacées par le SF6. L'isolation dans l'air est utilisée dans les tableaux modulaires, mais la coupure est maintenant exclusivement dans le SF6. L'utilisation du SF6 permet à la fois des encombrements plus faibles et une sécurité accrue, vis à vis du risque d'incendie.

✓ **Appareillage à isolement dans l'air (tableaux modulaires)**

Les tableaux correspondants répondent à la CEI298 qui normalise l'appareillage sous enveloppe métallique. Ils sont constitués d'unités fonctionnelles et divisés en compartiments entièrement fermés sur toutes leurs faces, y compris la face inférieure de l'enveloppe. Chaque compartiment contient un ensemble de connexions ou d'appareils. On distingue le plus souvent deux catégories de compartiments :

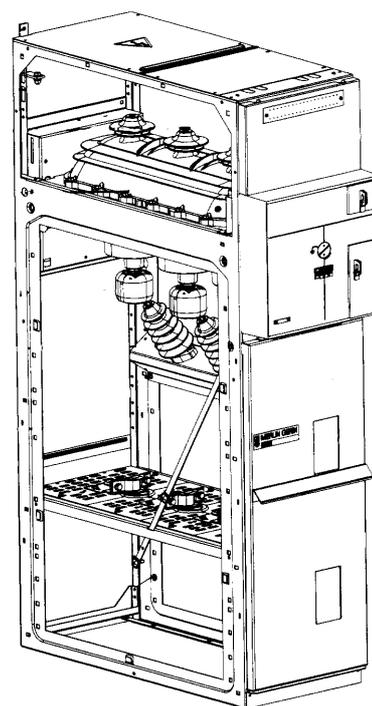


Figure 8 : cellule modulaire "raccordement réseau"

- Les compartiments d'accès autorisé en exploitation, sous réserve des opérations de mise hors tension et à la terre, qui contiennent :
  - les dispositifs de raccordement de câbles, réalisés principalement par des extrémités unipolaires d'intérieur, sur ce type de matériel.
  - les fusibles
  - les disjoncteurs
  - les transformateurs de courant et de tension pour le comptage et/ou la protection.

Les sectionneurs sont exclusivement utilisés en association avec des fonctions disjoncteurs ou dans les unités fonctionnelles "transformateurs de tension".

Dans les matériels actuels, les fonctions interrupteurs assurent également le sectionnement des circuits et sont donc systématiquement des interrupteurs-sectionneurs.

Dans le cas des cellules équipées d'interrupteurs à coupure dans le SF6, l'enveloppe en résine synthétique assure le cloisonnement entre les compartiments jeu de barres et raccordements.

- Les compartiments d'accès interdit en exploitation, qui sont les compartiments jeu de barres. Ces compartiments ne doivent renfermer que le jeu de barres et d'éventuels contacts robustes et manœuvrables hors charge. Il est interdit d'incorporer dans ces compartiments des appareils nécessitant de l'entretien. Ces compartiments sont fermés sur toutes leurs faces mais ne sont pas cloisonnés entre chaque unité fonctionnelle (cellule).

Un caisson basse tension, optionnel, permet d'installer sur chaque cellule des auxiliaires à basse tension, des appareils de mesure et des relais. Ce compartiment est accessible en exploitation normale.

Les exemples de cellules présentés sur les figures 1 et 2 répondent à la plupart des normes internationales, ainsi qu'à certaines spécifications de distributeurs d'énergie. Leur conception, de largeur réduite, permet leur intégration dans des locaux exigus et difficiles d'accès, ou dans des postes préfabriqués. Ils comportent chacun un interrupteur-sectionneur dans le SF6 avec une enveloppe en résine synthétique, complété au besoin par d'autres appareillages : fusibles, transformateurs de mesure, disjoncteur ou contacteur SF6.

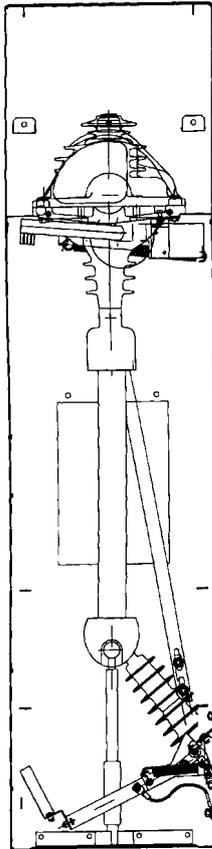


Figure 9 : coupe d'une cellule interrupteur-fusibles de protection transformateur

Ils se différencient par la fonction sectionneur de terre, celle-ci pouvant être soit dans le SF6 et faisant partie de l'interrupteur-sectionneur (figure 8, qui illustre une fonction de raccordement au réseau), soit dans l'air et séparé de l'interrupteur-sectionneur (figure 9, qui illustre un interrupteur-fusibles de protection transformateur).

Les performances de ces catégories de matériel permettent de couvrir la quasi-totalité des cas de réseaux de distribution moyenne tension.

### ✓ Appareillages compacts, ou monoblocs, à isolement dans le SF6

Les matériels correspondants répondent également à la CEI298 des appareillages sous enveloppe métallique. Leur conception les destine principalement aux postes MT/BT simples sur réseaux en coupure d'artère. Ils sont constitués d'un ensemble monobloc comportant généralement 3 ou 4 fonctions, interrupteurs-sectionneurs pour la manœuvre du réseau et protections du ou des transformateurs. La protection des transformateurs peut être proposée par combinés interrupteurs-fusibles ou par disjoncteur. L'ensemble est, à priori, non extensible et transportable sur le site d'utilisation en un seul colis, prêt à être posé, fixé et raccordé.



Figure 10 : tableau r interrupteurs et un d transformateur

Toutes les fonctions nécessaires (y.c. sectionneurs de terre) ainsi que les liaisons correspondantes (jeux de barres et connexions) sont enfermées dans une enveloppe métallique ou métallisée, remplie de SF6 assurant les deux aspects de diélectrique et de milieu de coupure. Cette enveloppe est scellée à vie (système à pression scellé, tel que défini dans la CEI). Seuls les fusibles, pour des nécessités d'accès en cas de remplacement, sont contenus dans des compartiments séparés, isolés dans l'air et étanches. Ces compartiments ne sont accessibles que lorsque l'interrupteur correspondant est ouvert et que les sectionneurs de terre placés en amont et en aval sont fermés.

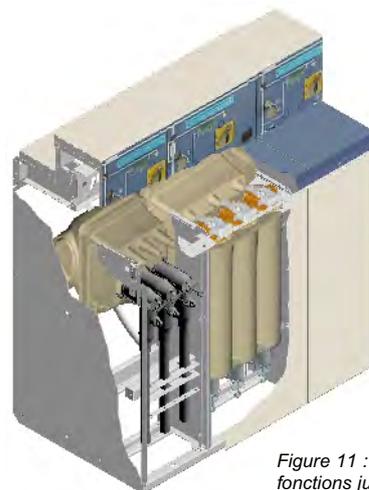


Figure 11 : tableau monobloc à fonctions juxtaposées avec combiné interrupteur-fusibles

Les raccordements des différents câbles sont effectués par des connecteurs embrochables à champ dirigé, utilisant des traversées 400 ou 630 A pour les câbles réseau et 50 ou 200 A pour les câbles de départ transformateur.

Une telle conception compacte et à champ dirigé assure l'absence totale de ligne de champ électrique dans l'air ambiant et confère à ce type d'appareillage une insensibilité totale aux conditions d'environnement, ainsi que la capacité à supporter une immersion accidentelle en service. Des moyens d'accès électrique aux conducteurs du réseau permettent de procéder à des opérations de recherche de défaut ou de vérification diélectrique des câbles.

Les deux exemples présentés sur les figures 10 et 11 se différencient par l'enveloppe étanche remplie de SF6 qui renferme les fonctions d'interrupteurs-sectionneurs, de sectionneurs de terre et le jeu de barres. Le premier exemple (figure 10) comportent des fonctions juxtaposées dans une cuve unique. Le deuxième exemple (figure 11) comporte plusieurs ampoules juxtaposées, comprenant chacune un interrupteur-sectionneur, son sectionneur de terre et une portion du jeu de barres, maintenues par une ossature métallique.

## 5.2. LES TRANSFORMATEURS DE DISTRIBUTION : IMMERGES OU SECS ENROBES

### 5.2.1. INTRODUCTION

La première génération de transformateur de distribution était de type immergé. Les transformateurs secs enrobés sont apparus en Europe il y a quelques dizaines d'années. Leur évolution vers cette nouvelle génération de transformateurs a marqué une étape décisive : amélioration du comportement au feu, avancée dans les conditions d'installation des transformateurs.

### 5.2.2. RAPPEL SUR LES TRANSFORMATEURS IMMERGÉS

La technologie "Immergé" reste la plus utilisée et représente environ 80 % du marché mondial des transformateurs de distribution. La distribution d'énergie de base utilise cette technologie qui bénéficie d'une longue expérience notamment dans la distribution publique et l'industrie. Ces transformateurs peuvent être équipés de relais de protection contre les défauts internes et les surcharges pour assurer la protection des biens et des personnes ainsi que de bac de rétention pour assurer la protection de l'environnement.

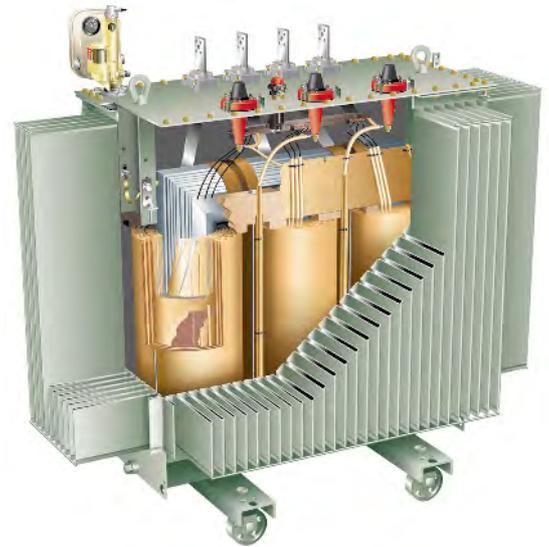


Figure 12 : transformateur immergé

En Europe, les liquides diélectriques utilisés pour l'isolation et le refroidissement des transformateurs immergés sont : l'huile minérale, l'huile silicone, les esters.

L'huile minérale, issue du raffinage du pétrole, est principalement employée. L'huile silicone et les esters sont des liquides de synthèse apparus il y a quelques dizaines d'années dans le but d'améliorer le comportement au feu des transformateurs immergés.

La norme NF C 27-300 et la CEI 1100 (EN 61100) définissent la classification au feu de ces liquides, en fonction de leurs caractéristiques. Ces caractéristiques sont : le point de feu, et le pouvoir calorifique.

- le point de feu d'un liquide est la température à laquelle le liquide dégage des vapeurs qui sont le siège d'une combustion permanente après inflammation par une flamme. Le point de feu est significatif de la facilité d'inflammation d'un liquide.
- le pouvoir calorifique est la quantité de chaleur dégagée par le liquide lors de sa combustion.
- Classification : la classification des isolants liquides est définie par une lettre suivie d'un chiffre.
  - classe 0, si le point de feu est inférieur ou égal à 300°C.
  - classe K, si le point de feu est supérieur à 300°C.
  - classe L, si l'isolant liquide n'a pas de point de feu mesurable.

- Classification suivant le pouvoir calorifique inférieur - Trois classes sont définies :
  - > classe 1, si le pouvoir calorifique inférieur est supérieur ou égal à 42 MJ/kg.
  - > classe 2, si le pouvoir calorifique inférieur est inférieur à 42 MJ/kg.
  - > classe 3, si le pouvoir calorifique inférieur est inférieur à 32 MJ/kg.

La classification des différents liquides cités est donc :

nature du liquide	point de feu (°C)	pouvoir calorifique (MJ/kg)	classification
huile minérale	180	48	O1
huile silicone	340	27-28	K3
ester	310	34-37	K2

### 5.2.3. INTÉRÊT DU TRANSFORMATEUR SEC ENROBÉ

La technologie "sec" reste la moins utilisée, elle représente 20 % du marché mondial des transformateurs de distribution. Elle est utilisée en majorité dans le tertiaire et également dans l'industrie, là où le besoin de sécurité des biens et des personnes est primordial. En exemple, nous pouvons citer les immeubles de grande hauteur où l'immersion est interdit dans beaucoup de pays, les établissements recevant du public où les contraintes d'installation sont importantes pour les immergés et où le bilan économique global d'installation conduit à choisir le transformateur sec enrobé efficacement ignifugé. Il est généralement équipé d'une protection thermique contre les surcharges.



Fig. 13 : transformateur sec enrobé Trihal

Dans le transformateur sec enrobé, l'isolation est apportée par l'enrobage des enroulements et par l'air, qui remplit également la fonction refroidissement du transformateur.

L'absence de liquide élimine le risque de fuite et donc de pollution froide.

L'intérêt de ce type de transformateur réside dans le fait qu'il présente une masse relativement faible d'isolants et qu'il représente un dégagement d'énergie en cas de combustion réduite.

En effet, comparons le pouvoir calorifique d'une résine époxyde d'enrobage aux liquides diélectriques présentés plus haut :

nature de l'isolant	pouvoir calorifique (MJ/kg)
huile minérale	48
ester	27-28
huile silicone	34-37
résine époxyde	11

Cette performance de la résine époxyde s'explique par le fait que la résine, matériau organique est fortement chargée par des matériaux inertes.

Compte tenu des masses respectives des liquides diélectriques et de la résine d'enrobage des transformateurs, l'énergie dégagée par la combustion d'un transformateur 630 kVA serait :

nature de l'isolant	énergie de combustion (MJ/kg)
huile minérale	14 000
ester	12 000
huile silicone	9 000
résine époxyde	1 500

Ces chiffres montrent que la contribution à l'intensité d'un incendie d'un transformateur sec enrobé est bien plus faible.

### ✓ **Intérêt du transformateur sec enrobé à comportement au feu amélioré**

Nous venons de voir que le transformateur sec enrobé présente naturellement un avantage en ce qui concerne le comportement au feu.

Néanmoins, cet avantage n'a pas été jugé suffisant, en particulier pour que le transformateur enrobé puisse être présenté comme un substitut du transformateur au PCB. Dans les années 80, ont été développés des transformateurs enrobés à comportement au feu amélioré.

La normalisation européenne et française a créé une classification de comportement au feu et défini ainsi la classe F1 :  
(extrait norme NF C 52-726)

*Classe F1 : Transformateur soumis au risque de feu.*

*Une inflammabilité restreinte est exigée.*

*L'auto-extinction du feu (un incendie limité est permis avec une consommation d'énergie négligeable) doit se produire dans une période de temps spécifiée...*

*L'émission de substances toxiques et de fumées opaques doit être réduite au minimum.*

*Les matériaux et produits de combustion doivent être pratiquement sans halogène et ne doivent contribuer à un feu extérieur que par une quantité limitée d'énergie thermique.*

Cette définition souligne les points forts des transformateurs enrobés de classe F1 : extinction naturelle, faibles opacité et toxicité des fumées.

### ✓ **Description de l'essai F1**

L'essai consiste à exposer une maquette représentative d'une phase complète du transformateur à une double source d'incendie.

L'essai est effectué dans une cabine dont l'entrée d'air est contrôlée, et munie d'un conduit d'échappement des fumées.

La double source d'incendie est composée d'un panneau électrique radiant et d'un volume d'alcool adapté à la taille de la maquette.

Au temps  $t = 0$ , le panneau est alimenté et l'alcool est enflammé. La maquette est soumise aux flammes d'alcool pendant un temps de l'ordre de 20 minutes et à la chaleur du panneau radiant pendant 40 minutes.

Pendant l'essai, sont mesurés :

- l'échauffement des fumées
- l'opacité des fumées

Les sanctions de l'essai sont :

- échauffement des fumées :
  - valeur maximale :  $\leq 420$  K
  - valeur à  $t = 45'$  :  $\leq 140$  K
  - valeur à  $t = 60'$  :  $\leq 80$  K
- facteur de transmission optique :
  - valeur moyenne :  $\leq 20$  %

L'essai consiste à vérifier l'extinction naturelle de la maquette dans un temps maximal de 60 minutes.

### ✓ **Ignifugation des transformateurs secs enrobés : intérêt de l'alumine Tri hydratée**

L'amélioration du comportement au feu des transformateurs enrobés est obtenue principalement par l'ignifugation de la résine époxyde d'enrobage des bobinages.

Cette ignifugation peut être obtenue par l'introduction d'une charge active : l'Alumine Tri hydratée.

*Les propriétés ignifugeantes de l'Alumine Tri hydratée sont dues à 3 effets "anti-feu" qui apparaissent en présence d'un incendie.*

Ces 3 effets "anti-feu" apparaissent quand l'enrobage chargé d'Alumine Tri hydratée est exposé à une flamme. Chimiquement, un processus de calcination se déroule dans lequel l'Alumine Tri hydratée est peu à peu transformée en oxyde d'aluminium et en vapeur d'eau :



*1er effet "anti-feu" : formation d'un bouclier réfractaire en alumine.*

L'oxyde d'alumine généré forme une couche de protection à la surface du système d'enrobage qui crée ainsi un bouclier réfractaire.

*2ème effet "anti-feu" : création d'une barrière de vapeur d'eau*

Lors de sa décomposition, l'Alumine Tri hydratée libère environ 35 % de vapeur d'eau qui est évacuée en surface de l'enrobage.

Cette couche de vapeur empêche l'oxygène de l'air d'atteindre la résine d'enrobage et par conséquent empêche sa combustion.

### 3ème effet "anti-feu" : réduction de la température

Le processus de calcination de l'Alumine Tri hydratée est une réaction endothermique (qui absorbe de l'énergie). De ce fait, la température de la résine d'enrobage est abaissée malgré la présence des flammes, ce qui limite la combustion.

L'extinction naturelle de la résine est assurée par ces trois phénomènes.

#### ✓ **Quels sont les atouts des transformateurs de la classe de feu F1?**

- En cas d'incendie, ils présentent une faible contribution à cet incendie.
- En cas de défaut interne du transformateur :
  - le défaut initiera difficilement l'inflammation
  - il y aura extinction naturelle à la disparition du défaut
  - il n'y aura pas d'explosion de cuve
  - il n'y aura pas d'épanchement de liquide

#### ✓ **Conditions d'installation des transformateurs enrobés de classe de feu F1**

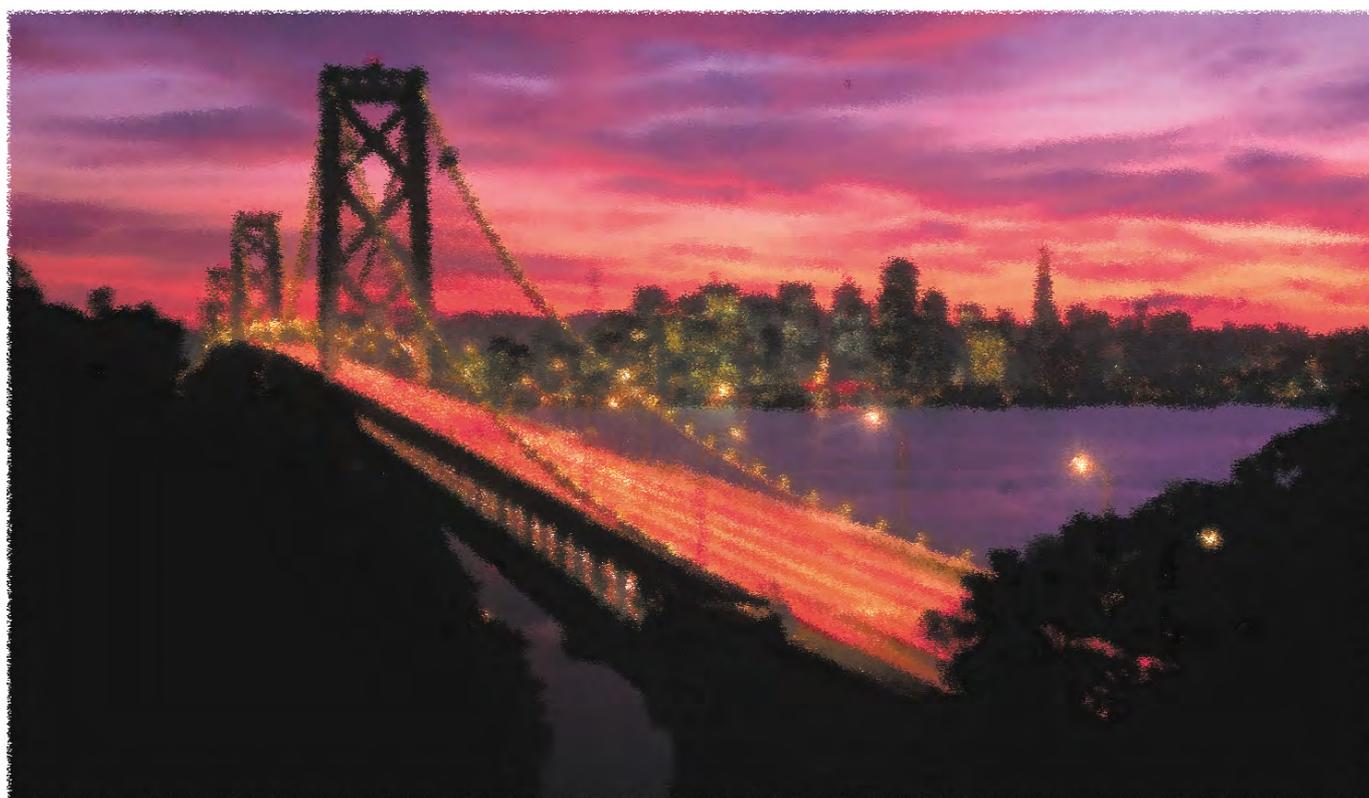
Le projet de norme d'installation électrique pour EN 50179 définit les dispositions d'installations à prendre, dans sa partie "protection contre l'incendie".

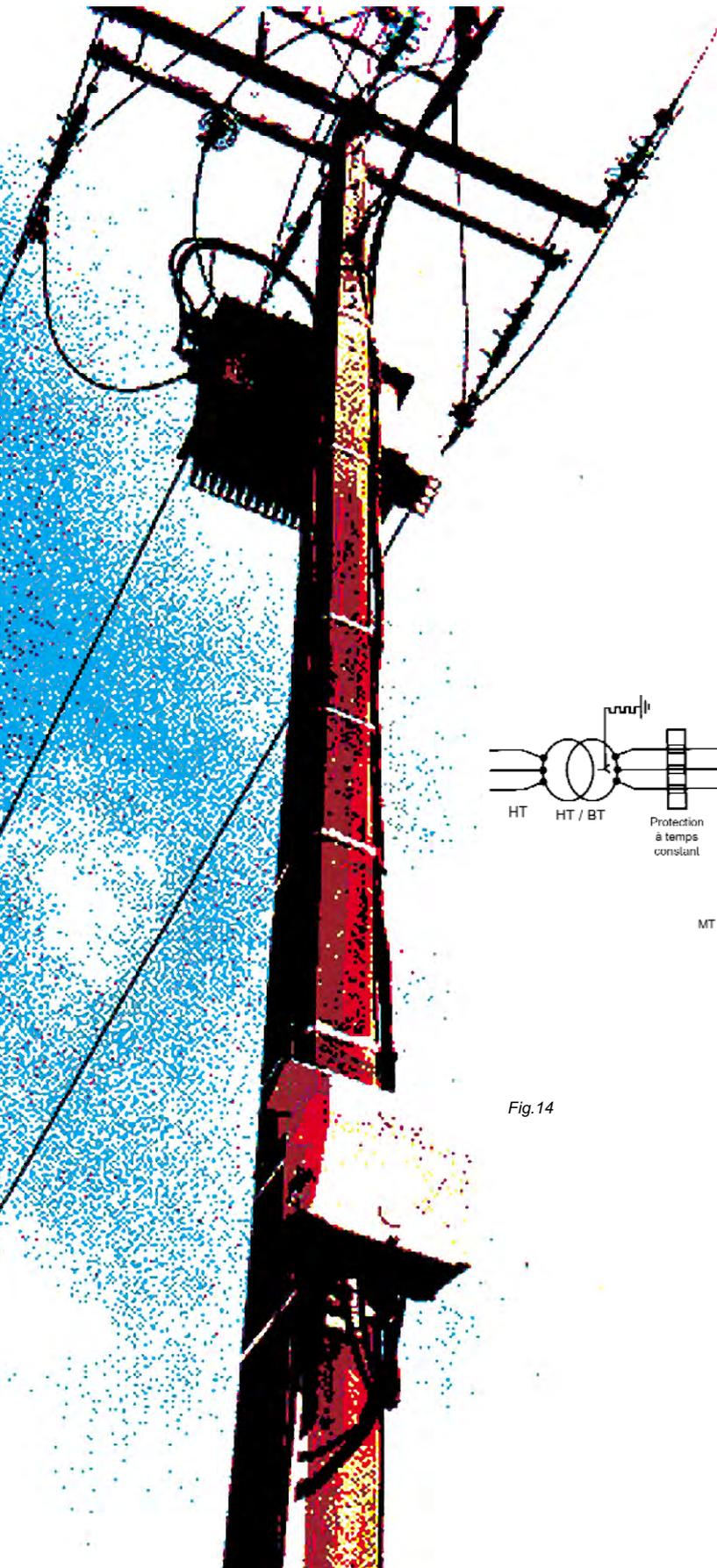
Des distances de sécurité sont définies entre transformateurs, et entre transformateur et bâtiment pour tous les différents types de transformateurs immergés et de type sec.

Seuls les transformateurs enrobés de classe au feu F1 sont dispensés de ces mesures de protection.

#### ✓ **Les transformateurs immergés sont généralement utilisés. Les transformateurs secs enrobés sont réservés aux applications de sécurité.**

- Les transformateurs immergés sont généralement utilisés dans la distribution publique.
- Compte tenu de leurs performances, les transformateurs enrobés de classe de feu F1, sont installés dans les environnements où la sécurité est primordiale comme les Immeubles de Grande Hauteur, les établissements recevant du public et dans les industries sensibles.
- Pour faire le choix entre les deux technologies, il est important de réaliser un bilan économique d'installation intégrant les protections à ajouter à l'installation dans le cas d'un immergé pour répondre aux normes d'installation locales.





### 5.3. APPAREILLAGE BT

#### 5.3.1. DISJONCTEUR POUR TRANSFO : HAUT DE POTEAU BIPHASÉ ET TRIPHASÉ

Les distributeurs d'énergie, répondant toujours aux besoins d'électrification des zones urbaines à forte densité de consommation (réseaux triphasés), s'attachent aujourd'hui de plus en plus à l'électrification des zones rurales.

Leur objectif est de permettre l'accès de ces zones à l'électricité, élément majeur du développement social et économique.

Besoins dispersés, investissements importants et revenus faibles rendent nécessaire l'utilisation de solutions techniques et économiques adaptées (réseaux biphasés).

Vous trouverez ci-après les deux solutions répondant à ces besoins.

#### ✓ Disjoncteur BT triphasé

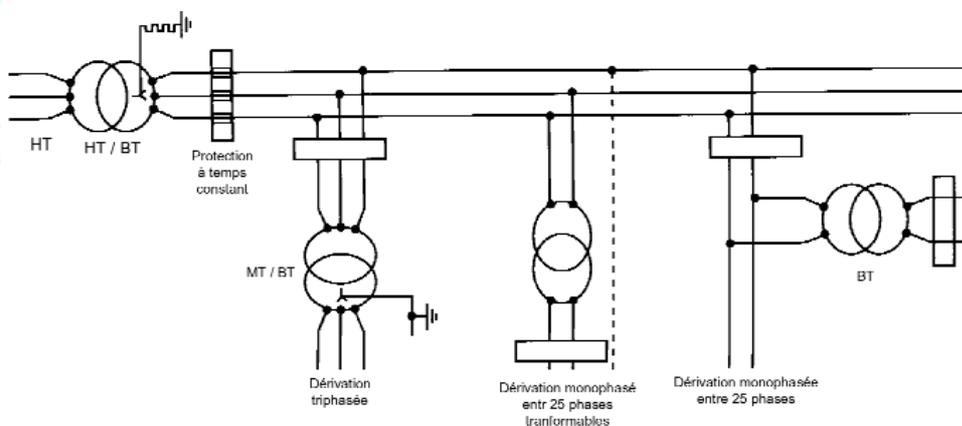


Fig.14

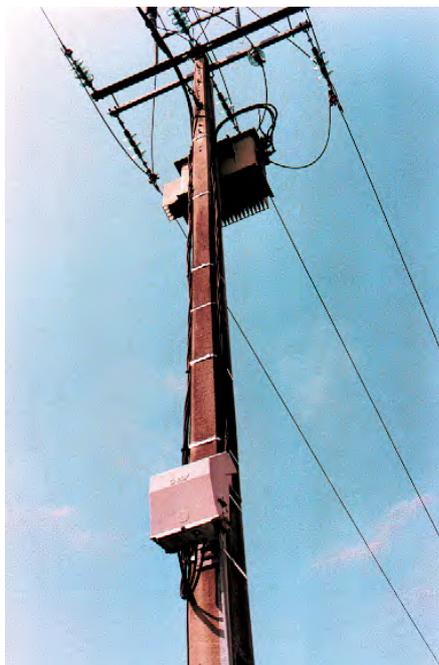
Protection de transformateurs par relais à image thermique

Dans les réseaux de distribution ruraux ou semi - urbains (faible foisonnement des utilisateurs), le rendement maximal et la parfaite protection des transformateurs MT/BT triphasés (de 25 à 200 KVA) imposent la prise en compte des éléments principaux suivants :

- taux de déséquilibre des phases
- influence de l'état de charge initiale
- influence de température ambiante

L'une des meilleures solutions existantes à ce jour et respectant ces contraintes est dite à " Image Thermique ". Celle-ci permet d'exploiter la totalité de la puissance installée, surtout en régime déséquilibré et d'optimiser ainsi le capital investi dans le parc de transformateurs.

Fig. 15 : JUMIEGES (France)



Cette solution repose sur l'analogie thermique entre le transformateur et le bloc sonde du relais déclencheur. Ceci permet au disjoncteur de déclencher suivant la charge globale du transformateur (en fonction de sa température) et non seulement en fonction d'une seule phase en surcharge.

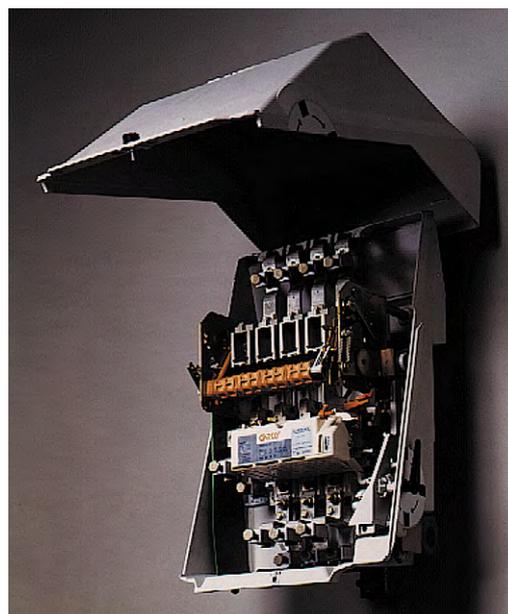


Fig. 16 : disjoncteur BT



Fig. 17 : bloc déclencheur à Image Thermique

Les avantages de la protection à " Image Thermique " :

- gain d'exploitation : jusqu'à 30 %
- investissement retardé : 1 à 2 ans
- qualité de service : meilleure continuité

### ✓ Disjoncteur BT biphasé

La mise en place de réseaux biphasés permet de réduire de 30 à 50 % le coût des réseaux électriques en zones rurales peu denses.

Le disjoncteur B.T. Biphasé est l'un des éléments prenant part à l'élaboration de ces réseaux.

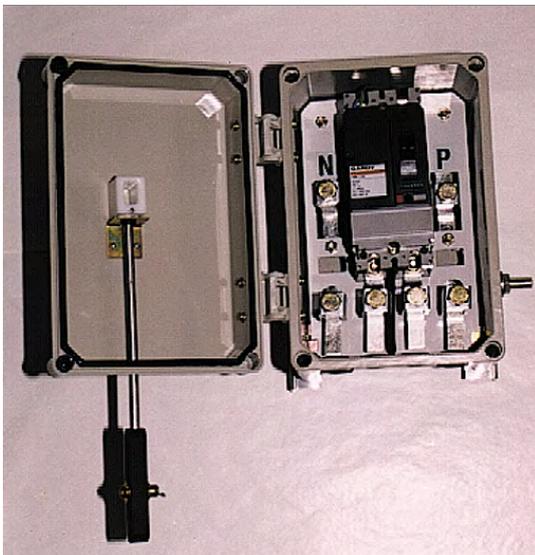
Ses fonctions :

- protection du transformateur M.T./ B.T.
- protection des câbles aval
- protection contre les surtensions par éclateur en mode fermé
- protection contre les surtensions par la mise à la terre du neutre en mode ouvert



Descriptif :

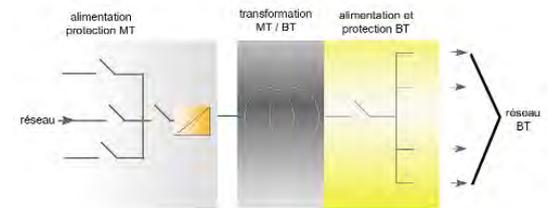
- fixation sur poteau bois/béton
- commande mécanique directe ou avec tringlerie
- 2 départs séparés
- raccordement du second départ sous tension en toute sécurité
- coffret IP 54 (hors zone de raccordement)
- sélectivité par rapport aux protections en aval
- puissance de 5 à 50 Kva



### 5.3.2. TABLEAUX B.T. POUR POSTES DE DISTRIBUTION PUBLIQUE



Comme il a été décrit précédemment, la distribution publique en zone urbaine se fait en réseaux souterrains par l'intermédiaire de poste M.T./ B.T.



En aval des transformateurs de 100 à 1000 KVA, la distribution B.T. est réalisée grâce au Tableau Urbain Réduit : T.U.R.

- Ses principales fonctions sont :
  - assurer l'alimentation B.T. des abonnés
  - répartir la distribution en multipliant le nombre de départs
  - assurer la coupure générale basse tension
  - couper, isoler et condamner chaque départ
- Ses avantages :
  - intervention sous tension
  - coupure de la seule phase en défaut
  - encombrement réduit
  - conception adaptée à la configuration du poste
  - nombre de départs évolutif
  - robustesse
  - sécurité d'exploitation
  - sans entretien
  - économique
  - options :
    - comptage
    - 10 / 12 départs



Puissance maxi du transformateur	=< 250 KVA	=< 400 KVA	=< 630 KVA	=< 1000 KVA
type de tableau	TUR 4 - 800 D	TUR 4 - 800 I	TUR 8 - 1200 I	TUR 8 - 1800 I
organe de manoeuvre	Disjoncteur 400A	Interrupteur 800 A	Interrupteur 1200 A	Interrupteur 1800 A
In	400	800	1200	1800
pouvoir de coupure A	2000	800	1200	1800
avec fusibles HPC tenue aux ICC	10 KA eff.	16 KA eff.	25 KA eff.	32 KA eff.
pouvoir de fermeture	20 KA crête	32 KA crête	52 KA crête	72 KA crête
nombre de départs	4	4	4 / 8	8 / 12
raccordement amont	1 x 240 mm <sup>2</sup>	2 x 240 mm <sup>2</sup>	2 x 240 mm <sup>2</sup>	4 x 240 mm <sup>2</sup> ou 2 x 630 mm <sup>2</sup>

### 5.3.3 LE TABLEAU BT EN AVAL DU POSTE MT/BT

Le tableau BT situé dans, ou à proximité du poste MT/BT, est destiné à mettre à disposition d'un utilisateur une source d'énergie BT.

Point terminal de distribution MT, le tableau BT est devenu le véritable centre nerveux de toute l'activité en aval.

Ce tableau doit apporter le même niveau de sécurité et de continuité de service que l'étage MT.

● Besoins principaux des utilisateurs de l'énergie électrique :

- Sécurité des personnes et des biens
- Continuité de service, évolutivité

● sécurité des personnes et des biens

Le tableau BT doit apporter les fonctionnalités suivantes :

- regroupement de l'ensemble de l'appareillage de commande, protection et sectionnement pour permettre un fonctionnement en local ou à distance optimisé
- protection des personnes et de l'environnement extérieur contre des effets liés à l'utilisation de l'énergie électrique à l'intérieur du tableau (contacts directs et indirects, CEM, arc interne, effets calorifiques...)
- protection des éléments internes du tableau contre les agressions extérieures (pénétration des corps solides, des liquides, protection contre les chocs, protection contre la CEM, séisme, vibrations...)

➤ architecture adaptée aux contraintes d'installations et d'utilisation (subdivision des circuits, organisation des appareils d'arrivée et de départ ainsi que les raccordements associés...)

➤ organisation des flux calorifiques internes pour éviter de perturber le fonctionnement de l'appareillage (disjoncteurs, contacteurs, relayage...) du tableau et assurer une bonne tenue au vieillissement de l'ensemble

● continuité de service, évolutivité

Le tableau BT doit apporter les fonctionnalités suivantes :

- fonctionnement sur des contraintes réseau fortes (In, Icc, proximité du transformateur MT/BT, harmoniques...)
- fonctionnement avec un haut niveau de sûreté industrielle pour garantir le non déclenchement des appareils de tête en cas de défaut en aval (sélectivité)
- distribution de puissance (disjoncteurs) et contrôle commande moteur (association disjoncteur/ contacteur/ relais thermique) pour des tableaux en départs centralisés
- exploitation, maintenance, et évolutivité de l'installation en fonction de la fréquence d'utilisation et des besoins de l'utilisateur, ceci étant maintenant caractérisé par la notion nouvelle d'Indice de Service IS. (voir document GIMELEC)
- raccordement à un superviseur en amont, ou fonctionnement en gestion intégrée interne au tableau (TGI).

● Le tableau BT et sa norme



Fig. Fig 24

Le tableau BT est géré par une norme spécifique qui a pour but d'apporter la sécurité aux exploitants. Cette norme, la CEI 60439-1, est reconnue internationalement, elle comporte 8 chapitres essentiels à connaître lors de la rédaction du cahier des charges du tableau BT.

- sommaire :
  - Généralités
  - Définitions
  - Classification des ensembles
  - Caractéristiques électriques des ensembles
  - Renseignements à donner sur l'ensemble
  - Conditions d'emploi
  - Dispositions constructives
  - Prescriptions concernant les essais

Parmi ces chapitres quelques points sont particulièrement pertinents :

- les Ensembles de Série (ES) et Ensembles Dérivés de Série (EDS); apportant une garantie de bon fonctionnement (7 essais de type et 3 essais de routine requis par la norme)
- les températures maximales admissibles (températures de surface des éléments accessibles : tôles extérieures, organes de commande, élévation de température à l'intérieur de l'enveloppe) contribuant à la sécurité et la continuité de service
- les indices de protection :
  - IP pour la pénétration des corps solides et liquides à l'intérieur des ensembles
  - IK pour la tenue aux chocs mécaniques

- une lettre optionnelle (A, B, C ou D) améliorant la protection des personnes
- les formes (cloisonnements) référencées de 1 à 4 (de niveau " a " ou " b "), permettant de faire varier la maintenabilité et l'évolutivité du tableau
- les types de connexions électriques des points de raccordement (bornes puissances et auxiliaires) :
  - F pour connexions fixes
  - D pour connexions déconnectables
  - W pour connexions débroschables.

● Conclusions :

L'utilisateur dispose ainsi d'un choix de tableaux CONCEPTEUR- CONSTRUCTEUR regroupés au sein du GIMELEC, lui permettant d'optimiser sa Sûreté Industrielle selon ses besoins spécifiques.

La SURETÉ est l'équilibre entre les BESOINS de l'utilisateur (sécurité et disponibilité) et les MOYENS offerts par le constructeur (fiabilité et maintenabilité).

## 54. POSTES PRÉFABRIQUÉS :

Traditionnellement les postes MT/BT sont réalisés localement, en utilisant des composants : tableaux MT, BT, transformateur, etc.. regroupés dans une enveloppe ayant pour rôle la protection des équipements internes contre les influences externes et d'assurer un degré de protection vis à vis du public. Réalisés suivant des plans spécifiques avec des matériaux locaux : béton ou autres, ces enveloppes peuvent comporter différents compartiments cloisonnés ou non par du grillage, ce sont les postes maçonnés et grillagés.

Les postes fabriqués, câblés et testés chez le constructeur, regroupant le transformateur, l'appareillage BT et MT, les connexions et les équipements auxiliaires, limitent les temps d'étude et de réalisation. La fiabilité de l'ensemble est accrue, les clients bénéficient ainsi de la garantie constructeur pour l'ensemble.

Les postes sont installés dans des emplacements accessibles au public ils doivent donc assurer la sécurité des personnes dans les conditions de service normales tout en maintenant leur niveau de caractéristique technique.

**Les postes préfabriqués sont une alternative qui apporte une solution industrielle pour la réalisation des postes MT/BT.**

**La norme internationale de référence est la CEI 1330.**

## 54.1. LA GAMME ET L'ARCHITECTURE

La puissance distribuée est généralement limitée à 1600 kVA sous une tension maximum de 36 kV.

Les postes préfabriqués peuvent être situés au niveau du sol ou partiellement au-dessous du niveau du sol.

## 54.2. DEUX GRANDES FAMILLES

On distingue deux familles de postes préfabriqués :

- Sans enveloppe additionnelle,
- Avec enveloppe additionnelle.

### ✓ Sans enveloppe

C'est le transformateur qui sert de base; il supporte l'appareillage MT et BT; le même diélectrique peut être utilisé pour le transformateur et l'appareillage MT.

Malgré un indice de protection élevé permettant une utilisation en extérieur sans enveloppe le poste nécessite une zone grillagée pour en limiter les accès.

On distingue deux grands types :

- Avec appareillage MT c'est le "transformer package substation"
- Sans appareillage MT c'est le 'poste socle'.

### ✓ Avec enveloppe

En fonction des règles d'exploitation locales on distingue deux grandes familles.



Fig. 24

- Poste à couloir de manœuvre : afin de permettre à l'exploitant de réaliser toutes les opérations de maintenance, de manœuvre,... à l'intérieur du poste.
- Poste manœuvrable de l'extérieur : différents accès extérieurs permettent à l'exploitant de réaliser les opérations de maintenance, de manœuvre, sans pénétrer dans le poste.

### ✓✓ Postes à couloir de manœuvre

Généralement ils sont composés de deux zones disposant chacune d'un accès individuel :

- La première zone permet la mise en place du transformateur, son réglage et sa maintenance.
- La seconde zone permet l'accès au tableau MT, au tableau BT, au coffret de téléconduite ainsi qu'à l'ensemble des auxiliaires et accessoires de sécurité.

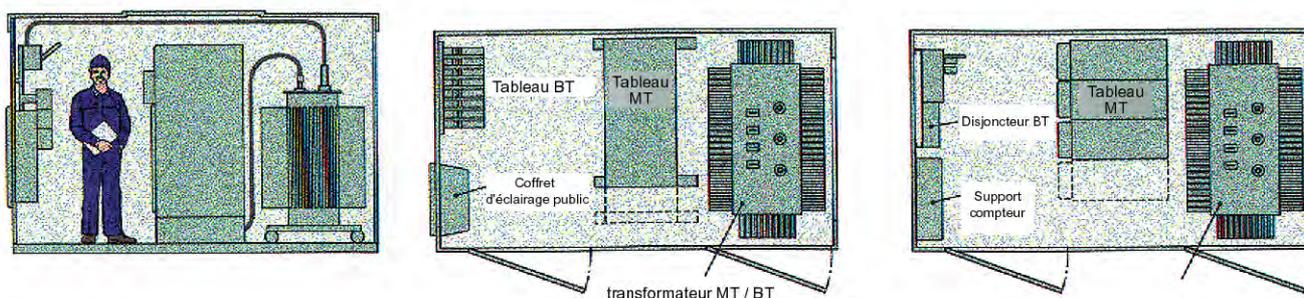
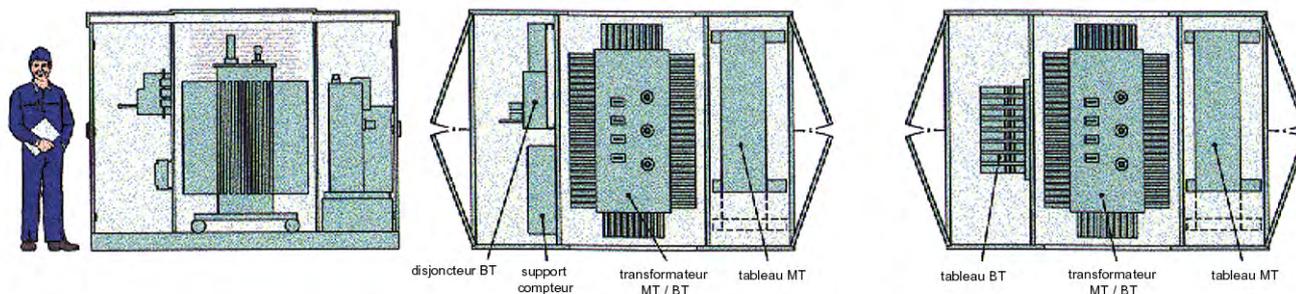


Fig 25. : PAC

### ✓✓ Postes sans couloir de manoeuvre



Généralement ils sont composés de trois compartiments distincts :

- Compartiment transformateur
- Compartiment MT
- Compartiment BT, téléconduite, auxiliaires et accessoires.

### ✓✓ Nature des enveloppes

En fonction des contraintes climatiques des sites d'installation, des habitudes locales, et des moyens industriels disponibles, l'enveloppe d'un poste MT/BT peut être réalisée dans divers matériaux :

#### ● Métal

Ce matériau confère au poste une caractéristique de légèreté, l'utilisation de l'aluminium accentue ce paramètre tout en ajoutant une excellente tenue à la corrosion.

La technique de production correspondante ne nécessite pas de gros investissements et permet ainsi une adaptation plus aisée aux spécificités locales.

#### ● Béton

Ce matériau confère au poste une excellente tenue mécanique et à la corrosion; seul le poids et l'investissement de moulage peuvent être des contraintes et limiter son utilisation.

#### ● Panneaux sandwich

Ce matériau assure une excellente isolation thermique et peut répondre à des conditions d'exploitation par température basse ou haute.

#### ● Composite

Ce matériau assure une excellente tenue aux atmosphères corrosives et peut répondre à des conditions d'exploitation dans des environnements sévères.

### ✓✓ Classe des enveloppes

Trois classes d'enveloppe sont proposées par la norme, 10, 20 et 30; elles correspondent chacune au niveau maximum de sur-échauffement du transformateur et du tableau BT engendré par l'enveloppe elle-même, sur-échauffement préjudiciable à la durée de vie des composants du poste.

La classe 10 donnera les meilleures conditions pour obtenir la plus grande fiabilité des équipements internes.

## 54.3. SÉCURITÉ

Avec ou sans enveloppe le poste MT/BT doit être sans risque pour le public et les exploitants.

Aussi les contraintes sur le poste sont de plus en plus importantes

### ✓ Indice de protection

La généralisation de l'indice de protection IP 2 X (suivant CEI 529 : non pénétration d'un doigt) est un minimum aussi bien pour le poste lui-même que pour ses composants.

### ✓ Respect de l'environnement

Dans le cas d'utilisation d'un transformateur immergé le bac de rétention d'huile fait partie des "accessoires" qui composent aujourd'hui le poste MT/BT et qui répond au besoin de protection de l'environnement par la récupération de l'huile du diélectrique en cas de défaillance du transformateur.

### ✓ Tenue à l'arc interne

La tenue à l'arc interne est un concept qui répond à un besoin de sécurité des exploitants et du public, en effet :

- La présence du poste MT/BT dans les zones urbaines ou périurbaines renforce chez les Distributeurs d'Énergie le souci de la protection du public en cas d'explosion accidentelle.
- De même les Distributeurs d'Énergie ont le souci de la sécurité des exploitants, tout particulièrement lors des manœuvres d'appareillage MT.

La suppression de tous risques en cas de défaut interne d'un des composants du poste est une caractéristique auquel le poste doit se conformer, des dispositions particulières sont prises pour conférer au poste une caractéristique de tenue à l'arc interne.

La tenue à l'arc interne de l'appareillage MT est définie par la CEI 298. La tenue à l'arc interne du poste MT/BT est définie par la CEI 1330, l'appareillage étant testé dans le volume réduit du poste MT/BT où les effets de l'arc interne sont accrus. Cela implique donc une solution technique adaptée qui s'intègre dans la conception du poste préfabriqué.

La tenue à l'arc interne du poste MT/BT n'est qu'une étape vers des postes où les critères de sécurité (la tenue au feu,...) prendront une place de plus en plus importante à l'avenir.

## 5.4.4. INTÉGRATION DANS L'ENVIRONNEMENT

Le poste préfabriqué doit satisfaire des contraintes de plus en plus importantes d'intégration dans l'environnement et répondre ainsi à des critères d'esthétique.

Sa conception industrielle permet d'assurer une qualité dans le choix et le suivi des matériaux utilisés et d'envisager des réalisations répondant aux contraintes locales.



Fig. 27 : poste préfabriqué adapté à l'environnement

## 5.5. TÉLÉ-CONDUITE

Les distributeurs d'énergie subissent des pressions financières et/ou externes croissantes. Ce facteur conjugué au développement et à la diffusion des techniques numériques, les ont conduit à considérer la Protection et le Contrôle Commande des réseaux de distribution comme des sujets essentiels, ayant un impact important sur des critères vitaux d'exploitation.

En fait, l'utilisation de ces techniques et systèmes permettent au distributeur d'énergie :

- D'améliorer le service et la satisfaction client
  - réduction des temps d'interruption
  - engagement sur la qualité de l'énergie (fréquence, tension, ...)
- D'optimiser l'exploitation et l'utilisation du réseau
  - gestion optimisée des équipes de terrain
  - réduction des pertes
  - augmentation de la qualification du personnel
  - optimisation de la maintenance.
- De réduire les contraintes budgétaires par une maîtrise des coûts et investissements
  - amélioration des conditions de commercialisation de l'énergie et réduction des aléas et des achats d'énergie produite
  - report sans risque des dépenses jusqu'au moment où cela est réellement nécessaire
  - prévisions de charge :

Le terme de "Protection, Contrôle-Commande" regroupe un grand nombre de systèmes.

- Ainsi ce terme regroupe :
  - les capteurs
  - les équipements de protection
  - les équipements de mesure et de comptage
  - les équipements de niveau baie ou tableau, comme les " Bay controller "
  - les équipements de niveau poste, comme les interfaces de téléconduite RTU (Remote Terminal Unit), les automatismes de conduite de poste, les interfaces opérateurs graphiques ou les contrôleurs de postes
  - les systèmes de téléconduite de réseau.
- Ces systèmes sont utilisés dans les réseaux MT aux niveaux :
  - postes HT/BT ou MT/MT
  - réseau MT
  - postes MT/BT.

La téléconduite de réseau est une solution qui permet aux utilisateurs de gérer le réseau électrique depuis un poste de commande centralisé. Il s'avère qu'afin de pouvoir manœuvrer efficacement l'appareillage à distance, les distributeurs d'énergie doivent disposer de plus en plus d'information.

Un système typique de téléconduite (ici avec deux niveaux de commande - il peut être plus simple ou plus complexe selon la taille du réseau à commander) est le suivant :

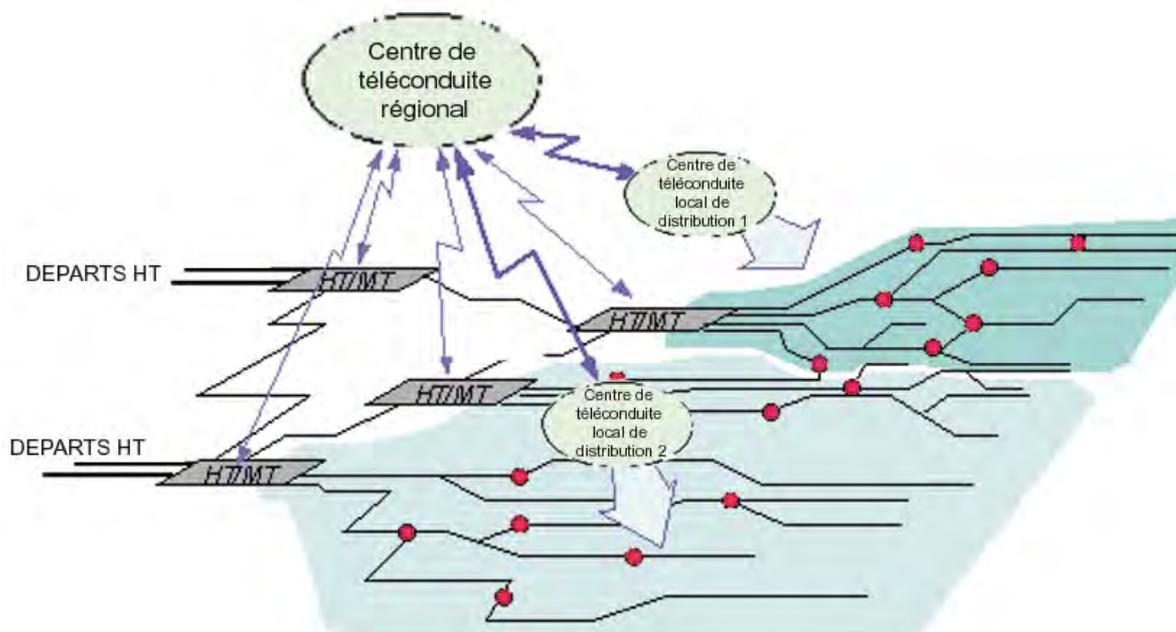


Fig. 28

L'architecture globale du système de traitement de l'information peut être représentée comme suit :

Les appareils et la technologie utilisés dans une telle architecture sont décrits en détail au chapitre 4.2.

Les principaux points clés sur lesquels les distributeurs d'énergie devront veiller afin de transformer leur projet d'investissement en succès y sont mis en avant.

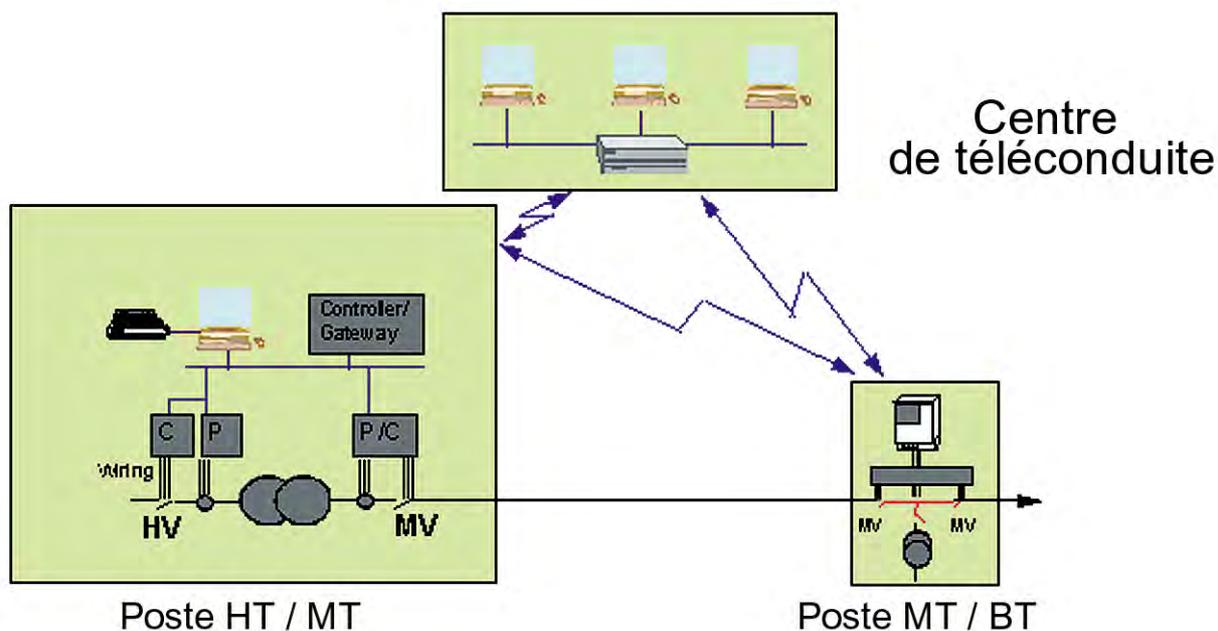


Fig. 29

## 6. Conclusion

L'évolution des postes MT/BT s'est accélérée au cours des dernières années du fait :

- De la montée des exigences des utilisateurs en matière de sécurité des personnes (personnels d'exploitation et public);
- De l'évolution des réseaux de distribution moyenne tension (notamment à travers la mise en souterrain des réseaux aériens et par le développement de modes de distribution " allégés " - réseaux MT biphasés - pour l'électrification des zones rurales);
- Du développement de la téléconduite;
- De l'évolution du contrôle-commande de l'appareillage et des postes suite à l'introduction du relayage numérique.

Les contraintes économiques, auxquelles sont de plus en plus confrontés les Distributeurs d'Énergie et les utilisateurs, mettent encore plus que par le passé l'accent sur :

- L'amélioration de la disponibilité de l'énergie qui se traduit par :
  - un développement soutenu de la téléconduite des réseaux MT et de la gestion intégrée des installations MT/BT;
  - des exigences croissantes en matière de fiabilité et de maintenabilité des matériels et des ouvrages;
- La réduction du coût complet des ouvrages, portant non seulement sur l'investissement d'origine, mais incluant également toutes les phases du cycle de vie des ouvrages (exploitation, entretien, maintenance, modifications,..., voire recyclage ou élimination en fin de vie).

Ainsi le poste MT/BT est de plus en plus au centre des préoccupations tant des concepteurs que des utilisateurs.



**Gimélec**

French Electrical Equipment and Industrial Electronics Manufacturers' Association  
Groupement des Industries de Matériels d'Équipement Électrique et de l'Électronique Industrielle Associée

11-17 rue Hamelin • 75783 Paris Cedex 16 • France  
Tel. : +33 1 45 05 70 77 • Fax : +33 1 47 04 68 57 • Web site : [www.gimelec.fr](http://www.gimelec.fr)



**GROUPE RENAISSANCE**  
COMMUNICATION

Conception • Réalisation • Édition  
58 rue Beaubourg • 75003 Paris • France  
Tél : (1) 42 71 62 42 • Fax : (1) 42 71 62 32



h //fri ok bl m/