

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE**  
**MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE**  
**SCIENTIFIQUE**

**UNIVERSITE MOULOU D MAMMERI DE TIZI-OUZOU**  
**FACULTE DE GENIE ELECTRIQUE ET DE L'INFORMATIQUE**  
**DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE**



## **Mémoire de Fin d'Etude**

**En vue de l'Obtention du Diplôme d'Ingénieur d'Etat en Electrotechnique**  
**Option : Réseaux**

### **Thème**

**Etude & Dimensionnement du Poste de Transformation**  
**400/220 KV de Sidi-Ali-Boussidi**

**Sujet Proposé par :**

Mr : R. MOKHTARI  
Ingénieur d'Etudes Direction de l'Engineering  
KDL/P SONELGAZ

**Encadré par :**

Mr S. RABAHALLAH

**Sujet Réalisé par :**

Melle N. BOUBRIT  
Mr S. BOUCIF

**Promotion 2007-2008**

## *Remerciements*

Nous tenons à remercier vivement notre promoteur Mr Mokhtari ainsi que notre co-promoteur Mr Rabahallah, pour leurs orientations et leurs aides tout au long de notre travail.

Nous tenons à remercier également Mr Abbas pour ces précieux conseils.

Notre gratitude va aussi à tous les enseignants qui ont contribués à notre formation.

## Table des matières

### Chapitre I : Présentation et structure générale des postes et réseaux électriques

Introduction	3
1- Structure des réseaux	3
1-1- Topologie des réseaux	3
1-2- Imperfection des réseaux	4
2- Nature et différents types de postes	5
2-1- Nature des postes	5
2-2- Mode d'exploitation des postes	5
2-3- Types de postes	6
3- Principaux schémas des postes	6
3-1- Schéma à un disjoncteur par départ	6
3-1-1- Schéma à un jeu de barres	6
3-1-2- Schéma à jeux de barres multiples	7
3-1-3- Schéma avec jeu de barres de transfert	8
3-2- Schéma à deux disjoncteurs par départ	8
3-3- Schéma en boucle	9
4- Etude comparative des différentes dispositions des phases	9
4-1- Disposition à phases séparées	9
4-2- Disposition à phases associées	9
4-3- Disposition à phases mixtes	10
5- Constitution d'un poste et description de ses appareils	12
5-1- Jeux de barres	12
5-2- Sectionneurs	12
5-3- Disjoncteurs	12
5-4- Transformateurs de mesures	15
5-4-1- Transformateurs de courant	15
5-4-2- Transformateurs de tension	21
5-5- Parafoudre	22
5-6- Transformateur de puissance	26
6- Critères de choix d'un schéma électrique d'un poste	28
Conclusion	30

### Chapitre II : Présentation du poste 400 / 220 KV de SIDI ALI BOUSSIDI :

Introduction	31
1- Informations principales sur le poste	31
2- Composition du poste :	31
2-1- Etage 400 KV :	
2-1-1 Constitution de l'étage	31
2-1-2 Consistance des travées	31
2-2 Etage 220 KV	32
2-2-1 Constitution de l'étage	32
2-2-2 Consistance des travées	32
3- Disposition constructive du poste :	33
3-1 Conditions de construction du poste :	33
3-1-1 Condition de constructions liées à la tension	33
3-1-2 Condition de constructions liées à la sécurité du personnel d'exploitation	38
3-1-3- Conditions de construction liées aux effets thermiques du courant	40
3-1-4- Conditions de construction liées aux contraintes mécaniques exercées sur les ouvrages	40
3-1-5- Conditions de construction liées à l'exploitation	41
3-2- Réalisation des étages 400 et 220 KV du poste extérieur	41
3-2-1- Etage 400 KV	41
3-2-2- Etage 220 KV	42
4- Présentation des schémas de base du poste	42
Conclusion	43

## Chapitre III : Calcul des courants nominaux et des courants de court-circuit :

Introduction	44
1- Généralités	44
a- Définition	44
b- Différents types de court-circuit	44
c- Caractéristiques des courts-circuits	45
d- Conséquences des défauts	45
e- Méthode de calcul des courants de court-circuit selon la CEI 60909	46
2- Construction du schéma équivalent	49
3- Détermination des paramètres du schéma	50
4- Calcul des courants nominaux	51
5- Calcul des grandeurs de base	53
6- Calcul des facteurs d'impédance	54
7- Calcul des réactances d'induction	56
8- Construction du schéma de calcul	58
a- Schéma de calcul direct	58
b- Schéma de calcul homopolaire	59
9- Calcul des courants de court-circuit au point « K1 »	59
9-1- Calcul du courant de court-circuit triphasé	59
9-1-1- Calcul du courant périodique initial	61
9-1-2- Calcul du courant de choc	61
9-1-3- Calcul des courants périodique et apériodique correspondant à l'instant de séparation des contacts du disjoncteur	61
9-2- Calcul du courant de court-circuit monophasé	63
9-2-1- Calcul du courant périodique initial	63
9-2-2- Calcul des courants périodique et apériodique correspondant à l'instant de séparation des contacts du disjoncteur	63
10- Calcul des courants de court-circuit au point « K2 »	63
10-1- Calcul du courant de court-circuit triphasé	63
10-1-1- Calcul du courant périodique initial	64
10-1-2- Calcul du courant de choc	64
10-1-3- Calcul des courants périodique et apériodique correspondant à l'instant de séparation des contacts du disjoncteur	64
10-2- Calcul du courant de court-circuit monophasé	65
10-2-1- Calcul du courant périodique initial	66
10-2-2- Calcul des courants périodique et apériodique correspondant à l'instant de séparation des contacts du disjoncteur	66
11- Calcul du pourcentage de la composante apériodique par rapport à la composante périodique	66
12- Vérification de la stabilité thermique	66
Conclusion	68

## Chapitre IV : Choix et dimensionnement des équipements

Introduction	69
1- Disjoncteurs	69
1-1- Caractéristiques assignées des disjoncteurs	69
1-2- Conditions de choix des disjoncteurs	71
1-3- Choix des disjoncteurs du niveau 400 KV	71
1-4- Choix des disjoncteurs du niveau 220 KV	72
2- Sectionneurs	73
2-1- Caractéristiques assignées des sectionneurs	73
2-2- Choix des sectionneurs du niveau 400 KV	73
2-3- Choix des sectionneurs du niveau 220 KV	73
3- Transformateurs de mesures	74
3-1- Transformateur de courant	74
3-1-1- Caractéristiques assignées d'un TC	74
3-1-2- Choix des TC	76
a) Choix du TC de la travée départ ligne 400 KV	76

b) Tableau récapitulatif du choix de tout les TC du poste	78
3-2 - Transformateur de tension	78
3-2-1- Caractéristiques assignées	79
3-2-2- Choix des TT	79
a) Choix du TT de la travée départ ligne 400 KV	79
b) Tableau récapitulatif du choix de tout les TT du poste	80
4- Parafoudre	81
4-1- Caractéristiques assignées des parafoudres :	81
4-2- Choix des parafoudres	81
5- Connexions aériennes	81
5-1- Echauffement provoqué par le passage du courant	82
a)- Travée ligne 400 KV	82
b)- Tableau récapitulatif des résultats de calcul de toutes les travées	87
5-2- Effet couronne	88
a)- Travée ligne 400 KV	88
b)- Tableau récapitulatif des résultats de calcul de toutes les travées	88
6- Elaboration d'un programme de calcul informatique pour le dimensionnement électrique des connexions aériennes.	90
Conclusion	92

### **Annexe : Généralités sur les équipements basse tension et systèmes de protection**

Introduction	94
1- Installations de conduite et de contrôle	94
2- Services auxiliaires	98
2-1- Rôle	98
2-2- Unités d'auxiliaires (UA)	98
3- Protection	100
3-1- Définition du système de protection	100
3-2- Plan de protection	101
3-3- Fonction de la protection	101
3-4- Types de protection	102
3-5- Sélectivité	106
3-5-1- Définition de la sélectivité	106
3-5-2- Différents types de sélectivité	106
3-6- Protection des jeux de barres	111
3-7- Protection des lignes	113
3-8- Protection des transformateurs	114
Conclusion	118

## Introduction

L'énergie électrique est un facteur essentiel pour le développement et l'évolution des sociétés, que ce soit sur le plan de l'amélioration des conditions de vie ou sur le développement des activités industrielles. Elle est devenue une énergie indispensable par sa souplesse d'utilisation et par la multiplicité des domaines d'activité où elle intervient.

L'introduction d'un niveau de tension supérieur dans le système électrique de Sonelgaz, en l'occurrence le 400 kV, répond au besoin de disposer d'un réseau national fiable et robuste, en vue de faire face à la demande sans cesse croissante avec les meilleures conditions de qualité de service et de sécurité d'alimentation.

Elle s'intègre également dans le contexte du développement des interconnexions internationales, particulièrement avec la mise en œuvre de la boucle électrique autour de la Méditerranée et les possibilités qu'elle offre en terme de renforcement des réseaux et des échanges potentiels d'énergie.

Par ailleurs, la possibilité qu'offre l'ouverture du secteur de l'électricité en Algérie, notamment en matière de développement des activités de production et de commercialisation de l'électricité au niveau des marchés maghrébins et européens, milite aussi pour l'introduction d'un nouveau palier de tension, en vue d'augmenter les capacités d'échanges d'énergie à travers les interconnexions internationales, tout en répondant aux exigences de sécurité de fonctionnement de l'ensemble interconnecté Maghrébin et méditerranéen.

C'est ainsi qu'il ressort, à travers les différentes études menées ces dernières années, la nécessité de réaliser une dorsale 400 kV s'étendant d'est en ouest. Les prémices de ce futur réseau 400 kV ont commencé à voir le jour à partir de l'année 2002, avec la réalisation des liaisons suivantes :

- Deux lignes d'interconnexion avec le réseau maghrébin( Dorsale Nord), à savoir :
  - a) La ligne Algérie - Tunisie entre El-hadjar (Algérie) – Djendouba (Tunisie),
  - b) La ligne Algérie - Maroc entre Sidi Ali Boussidi (Algérie) – Bourdim (Maroc),

Notre étude porte sur le dimensionnement d'un poste d'interconnexion de 400/200 KV. Sachant que la montée en 400 KV exige de nouvelles considérations car les améliorations techniques apportées au matériel et aux installations sont liées à une élévation du niveau de sécurité, le choix de l'équipement et de la structure du poste devient primordial pour une bonne exploitation du réseau.

Notre travail, débutera par une vue globale sur l'architecture des réseaux électriques, leurs modes d'exploitation ainsi qu'une description générale des équipements THT et leur fonctionnement, puis nous axerons notre étude sur le poste d'interconnexion 400/220 kV de Sidi Ali Boussidi dont on établira les schémas de base ainsi que l'architecture du poste tout en respectant les règles de normalisation de la CEI et de l' AFNOR.

Après description du poste et détermination des distances d'isolation à respecter (chapitre II), nous ferons un choix minutieux de l'appareillage électrique du poste (chapitre IV) sur la base du calcul des courants court-circuit, et les efforts électrodynamiques et thermiques auxquels il sont soumis (chapitre III) où un programme informatique a été élaboré a cette fin.

Sachant q'une bonne exploitation du poste passe par un plan de protection efficace des équipements THT, nous estimons nécessaire de la développer en Annexe

Nous finirons par une conclusion générale qui portera sur la nécessité d'un bon dimensionnement et les difficultés auxquelles nous avons été confrontés.

## Introduction

Les sources de production d'énergie électrique sont généralement éloignées des centres de consommation, c'est-à-dire des centres industriels et des villes. L'énergie est acheminée à distance par des liaisons électriques à grand flux qui remplissent une fonction de transport d'énergie.

Afin de garantir la sécurité d'alimentation, il est utile de pouvoir faire transiter l'énergie électrique par des voies différentes, pour pallier l'avarie éventuelle de l'une d'elles. En outre, une exploitation économique veut que l'on utilise en priorité les unités de production au coût de revient le plus faible du fait de leur puissance, de leur âge ou de la nature du combustible. Ces deux considérations, technique et économique, conduisent à raccorder entre elles les liaisons électriques pour constituer des nœuds électriques qui permettent de mettre en commun toutes les sources de production et qui assurent ainsi une fonction d'interconnexion entre régions et entre pays frontaliers.

Le souci de réduire le nombre et le volume des infrastructures d'équipement à construire, la volonté de limiter les pertes d'énergie imposent sur les grandes distances de transporter l'énergie électrique à des tensions élevées dites à très haute tension (THT). Il est donc nécessaire d'élever la tension à la sortie des groupes de production puis, après son transport, de l'abaisser par plusieurs transformations successives pour alimenter les réseaux de répartition, puis les réseaux de distribution.

Les fonctions mises en évidence précédemment sont réalisées grâce à des lignes aériennes, des lignes souterraines et des transformateurs de puissance qui forment des réseaux de différentes tensions dont les nœuds et les points de transformation sont les postes.

## 1- Structure des réseaux [1]

### 1-1 Topologie des réseaux :

Les réseaux de transport d'énergie et d'interconnexion sont, par nature, constitués d'ouvrages capables de forts transits et maillés. Les liaisons forment des boucles dont la grande majorité a des côtés communs, réalisant ainsi une structure semblable aux mailles d'un filet (figure I-1-a). Les réseaux de répartition (figure I-1-b) qu'ils alimentent ont fréquemment une structure bouclée et peuvent alors être exploités soit en boucle fermée, le réseau est dit bouclé, soit en boucle ouverte, le réseau est alors dit débouclé. Certaines alimentations se font aussi en antenne ou encore en piquage en prélevant une partie de l'énergie circulant sur une ligne reliant deux postes.

Ces réseaux de répartition à caractère régional fournissent l'énergie aux réseaux de distribution qui sont des réseaux à moyenne tension (MT) assurant l'alimentation d'un grand nombre d'utilisateurs soit directement, soit après transformation en basse tension (BT). Leur configuration et leur mode d'exploitation sont variables. On peut trouver, selon les pays, des réseaux maillés exploités débouclés, des réseaux à structure radiale (figure I-1-d), des réseaux à structure arborescente (figure I-1-c).

D'une façon générale, ce sont les caractéristiques des sources de production, les besoins des utilisateurs et l'expérience d'exploitation qui, ajoutés à des considérations économiques, conduisent à choisir la structure topologique des réseaux en s'efforçant de réduire l'incidence des défaillances dont ils peuvent être l'objet.

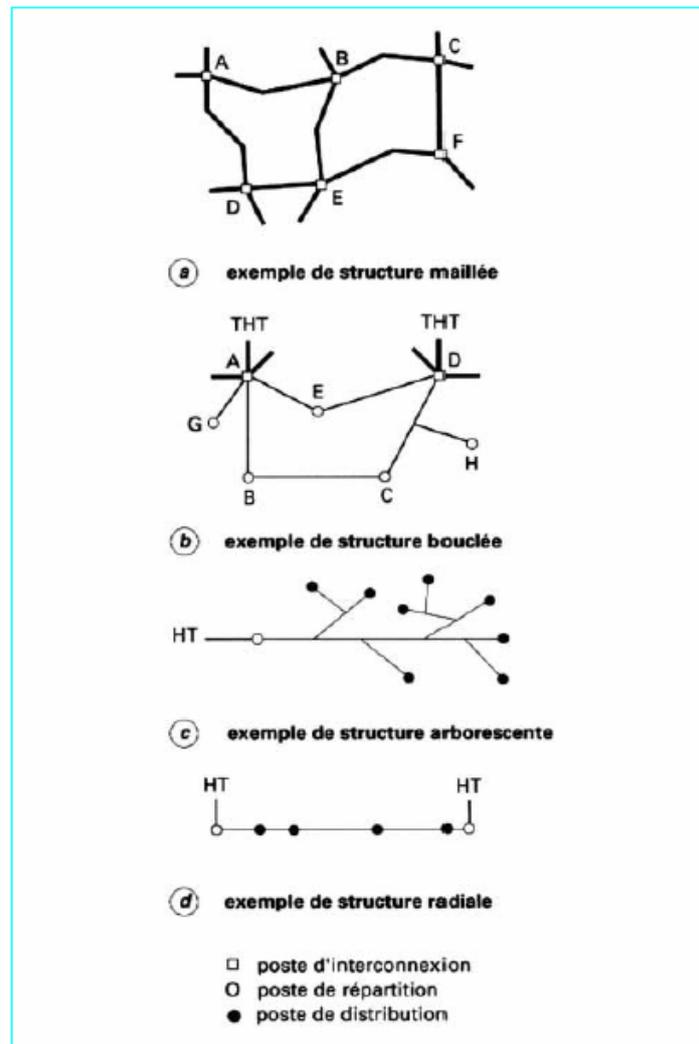


Figure I-1. Topologie des réseaux.

### 1-2 Imperfections des réseaux :

Pour des raisons techniques et économiques, il n'est pas possible de construire des réseaux exempts de défauts de fonctionnement. Leurs éléments constitutifs sont conçus, construits et entretenus de façon à réaliser le meilleur compromis entre coût et risque de défaillance. Il en résulte que des défauts ou incidents peuvent venir perturber le bon fonctionnement des installations.

Parmi les causes d'incidents susceptibles d'affecter les réseaux, citons les perturbations atmosphériques, qui peuvent induire des défauts d'isolement des parties sous tension (foudre) ou, dans les cas extrêmes, mettre en péril la tenue mécanique des ouvrages (vent, neige, givre).

Les courts-circuits qui s'ensuivent ont sur l'ensemble de la chaîne production-transport-consommation des effets néfastes, en particulier :

- Des risques de perte de stabilité du réseau ;
- Des contraintes thermiques et mécaniques sur le matériel ;
- Une dégradation de la qualité de la fourniture ;
- Des tensions induites perturbant les circuits de télécommunication.

Ils créent en outre des risques sur l'environnement des ouvrages, notamment des possibilités d'électrocution.

La structure topologique d'un réseau permet d'agir de plusieurs manières sur les contraintes subies par les ouvrages et sur la qualité de l'énergie délivrée, par exemple en fractionnant les réseaux, en assurant la possibilité de secours par des réseaux voisins ou en multipliant les sources d'alimentation.

Rappelons que les réseaux doivent, de surcroît, être équipés des systèmes de protection aussi sélectifs que possible, afin d'éliminer d'une manière sûre et dans les plus brefs délais, en cas de défaut, l'élément affecté et lui seul. C'est dans les postes qu'on trouve ces dispositifs.

Dans l'organisation d'un réseau, les postes sont donc des points névralgiques, puisque, du fait de leur fonction d'interconnexion et de transformation, la défaillance de l'un d'eux peut provoquer la mise hors service de nombreuses lignes et compromettre les liaisons entre réseaux de tensions différentes.

## 2- Natures et différents types des postes [1]

### 2-1 Nature des postes :

On distingue, suivant les fonctions qu'ils assurent, plusieurs natures de postes :

- Les postes à fonction d'interconnexion, qui comprennent à cet effet un ou plusieurs points communs triphasés appelés jeu de barres, sur lesquels différents départs (lignes, transformateurs, etc.) de même tension peuvent être aiguillés ;
- Les postes de transformation, dans lesquels il existe au moins deux jeux de barres à des tensions différentes liés par un ou plusieurs transformateurs ;
- Les postes mixtes, les plus fréquents, qui assurent une fonction dans le réseau d'interconnexion et qui comportent en outre un ou plusieurs étages de transformation.

### 2-2 Modes d'exploitations des postes :

Pour satisfaire à tout instant la demande dans les meilleures conditions de coût et de qualité de service, il est nécessaire que des centres de conduite reçoivent des informations en permanence des réseaux et des groupes de production, les traitent pour concevoir les actions à engager et émettent les ordres correspondants.

À cette fin, on superpose au réseau de transport d'énergie, un circuit de télécommunication qui relie les différents niveaux de contrôle et de commande aux postes.

En fonction du niveau de tension et du type d'exploitation, on distingue :

- Les postes gardiennés, comportant du personnel d'exploitation présent durant les heures ouvrables et logé sur place ;
- Les postes télécommandés, exploités soit à partir d'un autre poste gardienné, soit à partir d'un bureau de conduite centralisé et qui n'ont donc pas de personnel sur place, sauf pour des interventions particulières ;
- Les postes téléalarmés, qui, dans le cas où la reprise automatique de service ne s'effectue pas, font parvenir une signalisation en un lieu où séjourne du personnel d'intervention.

Ces derniers postes ne comportent généralement que des installations modestes nécessitant un nombre de manœuvres réduit, les postes importants étant, suivant les conditions locales, soit gardiennés, soit télécommandés.

### 2-3 Types de postes :

On distingue suivant l'adaptation au site :

#### a) Poste extérieur :

Installation électrique non protégée contre les intempéries (cas des installations H.T et T.H.T).

#### b) Poste intérieur :

Installation électrique réalisée à l'intérieur d'un bâtiment qui la protège contre les intempéries (cas des installations M.T).

#### c) Poste blindé :

La particularité d'une installation électrique de ce type réside dans le fait que les différents appareils (Jeux de barres, sectionneur, disjoncteur et réducteur de mesures) nécessaires à sa construction sont enfermés dans une enceinte métallique étanche mise à la terre.

### 3- Principaux schémas des postes [1]

Nous pouvons caractériser les postes selon trois principes de conception :

- Les postes à un disjoncteur par départ ;
- Les postes à plusieurs disjoncteurs par départ ;
- Les postes en boucle.

#### 3-1 Schéma à un disjoncteur par départ :

##### 3-1-1 Schéma à un jeu de barres :

Ce schéma simple (fig.I-2) présente de sérieux inconvénients lorsqu'il faut assurer la continuité du service en toutes circonstances.

En effet, on constate que :

- Un incident sur le jeu de barres (ou lors de son entretien) entraîne la mise hors tension de tout le poste.
- Ce schéma ne permet pas l'alimentation indépendante de cellules par des sources différentes.

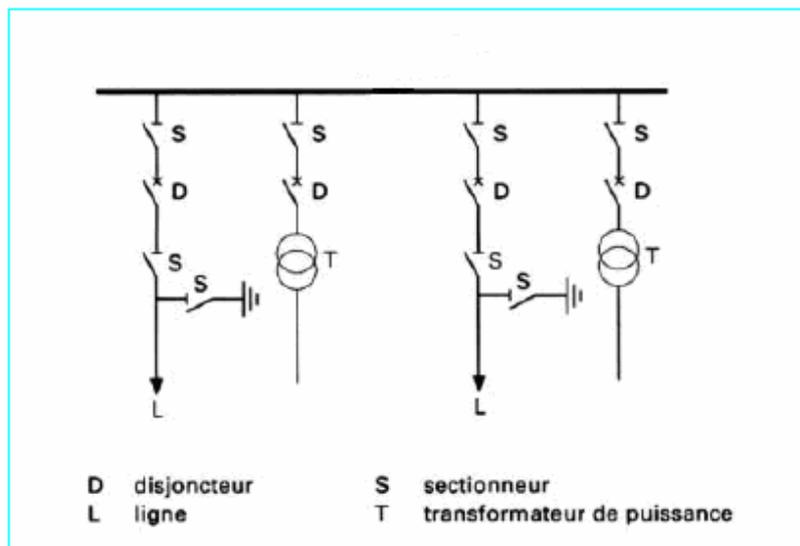


Figure I-2. Schéma à un jeu de barres

### 3-1-2 Schémas à jeux de barres multiples :

Les schémas à jeux de barres multiples avec un disjoncteur par départ permettent d'assurer la continuité du service en cas d'indisponibilité de l'un d'eux et la marche en réseau séparé après séparation électrique des jeux de barres.

Il est intéressant, du point de vue de l'exploitation des réseaux, de pouvoir réaliser plusieurs nœuds électriques séparés à partir d'un même jeu de barres ou de relier entre eux deux ou plusieurs jeux de barres. La réalisation de ces configurations est le rôle des tronçonnements et sectionnements de barres et des couplages.

#### ▪ Schéma à deux jeux de barres :

Ce schéma (fig.I-3) comprend deux jeux de barres qui peuvent être mis en parallèle par un disjoncteur de couplage et sont éventuellement sectionnables. Deux exploitations en fonctionnement normal sont envisageables :

- Si les deux sommets sont raccordés par le disjoncteur de couplage, l'apparition d'un défaut sur un jeu de barres entraîne, par suite du fonctionnement des protections, l'ouverture du disjoncteur de couplage et l'on perd l'ensemble des cellules raccordées au jeu de barres en défaut.
- L'exploitation du poste en deux sommets séparés permet d'obtenir une bonne souplesse d'exploitation mais au détriment de la sécurité de fonctionnement.

La cellule de couplage permet de pallier l'indisponibilité d'un disjoncteur d'un départ. À cet effet, un jeu de barres (fig.I-4) doit être libéré de toutes les cellules qui lui sont raccordées à l'exception de la cellule ayant son disjoncteur défaillant. Ce disjoncteur est shunté, si les réducteurs de mesure et les dispositifs de protection associés de la cellule peuvent rester en service : seuls, les ordres de déclenchement sont transférés sur le disjoncteur de la cellule de couplage. Cette opération est un exemple de transfert d'un départ.

Ce schéma de poste, très efficace tout en restant relativement simple, est très utilisé en Algérie.

#### ▪ Schéma à trois jeux de barres :

Au schéma précédent est ajouté un troisième jeu de barres relié aux différents départs par des sectionneurs d'aiguillage. Ce jeu de barres permet l'entretien de l'un des deux autres jeux de barres sans diminuer la souplesse d'exploitation de l'ouvrage et peut être utilisé pour transférer un départ en cas de défaillance d'un disjoncteur.

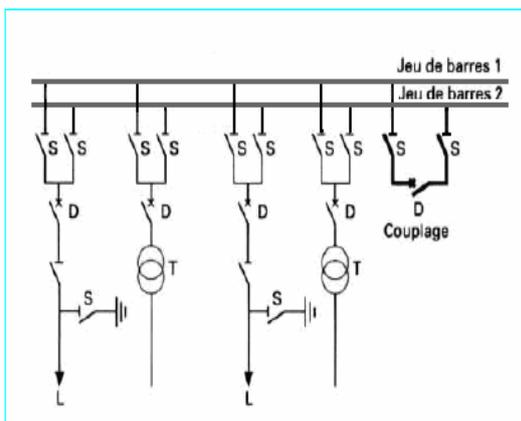


Figure I-3. Schéma à deux jeux de barres

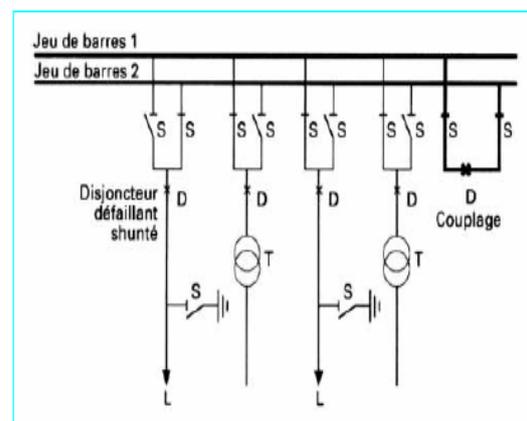


Figure I-4. Exemple de transfert d'un départ

### 3-1-3 Schéma avec jeu de barres de transfert :

Ce schéma (fig.I-5) comprend un jeu de barres dit de transfert raccordé aux autres jeux de barres par un disjoncteur de transfert spécialisé équipé de protections.

L'intérêt de ce schéma réside dans la possibilité d'entretenir le matériel d'une cellule ou de remédier très facilement à sa défaillance en dérivant l'ouvrage sur le jeu de barres de transfert.

Il est alors possible d'intervenir sur un élément quelconque de la cellule mise hors tension. En revanche, le coût d'installation d'un jeu de barres de transfert est pratiquement équivalent à celui d'un jeu de barres normal.

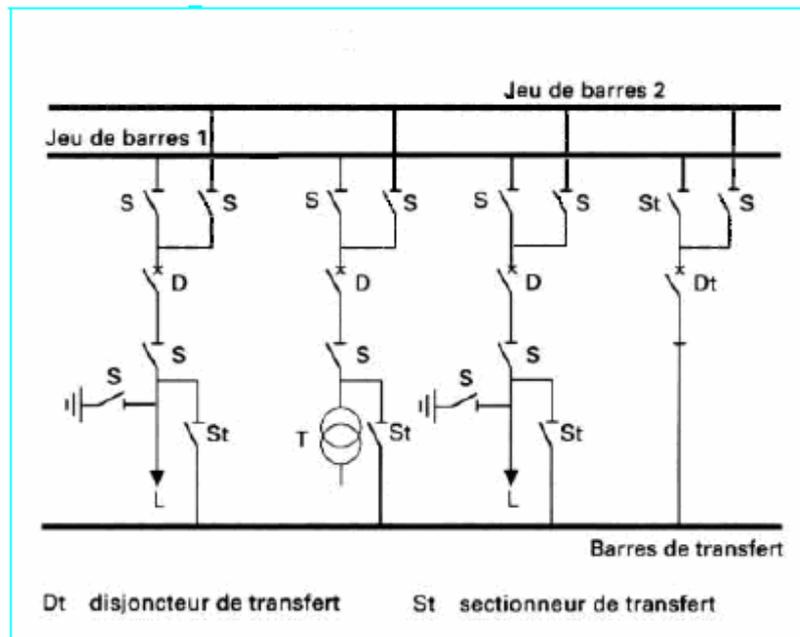


Figure I-5. Schéma avec jeu de barres de transfert

### 3-2 Schéma à deux disjoncteurs par départ :

Il permet, en cas de défaut sur un jeu de barres, de déconnecter les cellules raccordées à ce jeu de barres et de conserver l'alimentation par l'autre jeu de barres sans interruption de service.

Il comprend deux jeux de barres et l'aiguillage sur chaque jeu de barre est réalisé par un disjoncteur (fig.I-6).

Il donne le choix à l'exploitant entre sécurité et souplesse :

- Sécurité, lorsque tous les disjoncteurs sont fermés ; un défaut sur un jeu de barres exige alors l'ouverture de tous les disjoncteurs raccordés à ce jeu de barres, mais tous les départs restent en service sur l'autre jeu de barres ;
- Souplesse, lorsqu'un seul disjoncteur par départ est fermé; dans ce cas, le fonctionnement est celui, classique, d'un poste à un disjoncteur par départ.

Malgré un coût élevé, ce schéma ne permet pas d'obtenir simultanément souplesse et sécurité. Comme dans le cas précédent, un défaut sur une cellule exige, en situation de sécurité, l'ouverture de deux disjoncteurs.

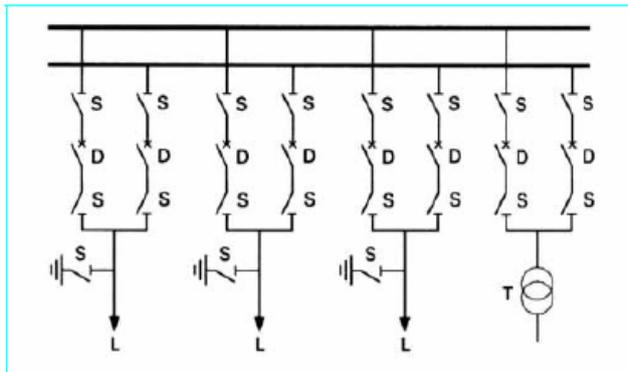


Figure I-6. Schéma à deux disjoncteurs par départ

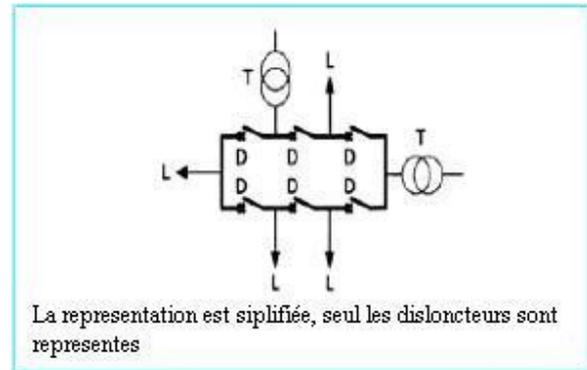


Figure I-7. Schéma en boucle

### 3-3 Schéma en boucle :

Les postes en boucle comportent des disjoncteurs placés en série sur un ou plusieurs jeux de barres bouclés. Le nombre de disjoncteurs est égal au nombre de cellules (fig.I-7). Les disjoncteurs doivent être calibrés pour l'intensité totale du courant les traversant.

Ce schéma ne permet pas l'alimentation séparée de cellules quelconques par une source déterminée et présente à cet égard une faible souplesse d'exploitation.

Un disjoncteur peut être retiré pour entretien mais en rompant la boucle. L'apparition d'un défaut scinderait alors le poste en deux parties.

Néanmoins, ils existent d'autres principes de conception tels que les schémas à disjoncteurs shunt utilisés dans les réseaux moyenne tension, et les schémas en antenne adoptés pour des postes ayant une fonction d'alimentation régionale.

## 4- Etude comparative des différentes dispositions des phases [1]

En général, on peut rencontrer trois schémas d'installation pour les constructions des postes à plusieurs jeux de barres, qui diffèrent par la disposition des phases (fig.I-8).

### 4-1 Disposition à phases séparées :

On dit qu'un poste à une disposition à phases séparées (fig.I-8-a) lorsque les conducteurs et les appareils de chaque phase ont été groupés de façon qu'il existe une séparation marquée entre les différentes phases du poste.

Cette disposition a été conçue afin d'empêcher l'apparition de tout défaut polyphasé, mais engendre une mauvaise utilisation de l'assiette du terrain.

### 4-2 Dispositions à phases associées :

On dit qu'un poste à une disposition à phases associées (fig.I-8-b) lorsque les conducteurs et les appareils des différentes phases sont placés côte à côte. Dans la tête de cellule de ligne, les pôles de chaque appareil (sectionneurs de ligne, réducteurs de mesure, disjoncteurs) sont disposés les uns à côté des autres, suivant une perpendiculaire à l'axe de la cellule. Cette disposition ne permet pas non plus une bonne utilisation du terrain et nécessite un arrangement particulier pour implanter deux cellules face à face lorsque le poste comporte plusieurs jeux de barres, en revanche elle est parfaitement intelligible.

#### 4-3 Disposition à phases mixtes :

On dit qu'un poste a une disposition à phases mixtes (fig.I-8-c) lorsque les conducteurs et les appareils des têtes de travée (têtes de cellule) ainsi que les liaisons aux sectionneurs d'aiguillage sont associés comme dans la disposition à phases associées alors qu'au contraire, pour les jeux de barres, les phases sont séparées et les jeux de barres regroupés par phases de même indice, d'où le nom de phases mixtes. Chaque cellule se présente alors sous la forme :

- Pour la tête de travée, d'un rectangle ;
- Pour la partie jeux de barres, d'un triangle, dans lequel sont installés les sectionneurs d'aiguillage. Il est, de ce fait, possible d'accoler les deux triangles appartenant à deux cellules opposées, d'où une bonne utilisation du terrain correspondant à la zone des jeux de barres. De plus, cette disposition facilite la réalisation des couplages en extrémités de jeux de barres. C'est ce type de disposition qui est retenu pour tous les postes THT à 220 et 400 KV.

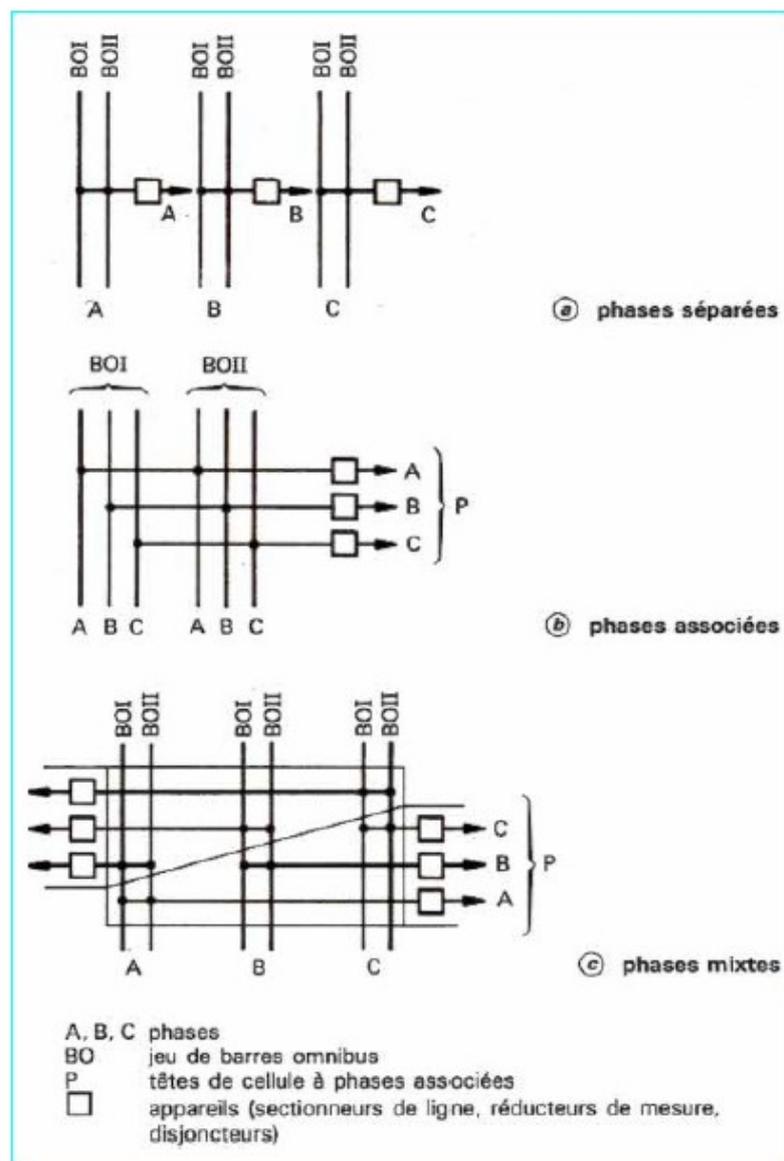


Figure I-8- Différentes dispositions des phases.

**Remarque**

Dans les postes HT, THT, on utilise le plus souvent les dispositions à phases mixtes et celle à phases associées, dans le tableau qui suit, on donne une description comparative entre les deux dispositions :

<b>Tableau comparatif des dispositions des phases associées-mixtes</b>		
<b>Famille</b>	<b>Phases associées</b>	<b>Phases mixtes</b>
<i>Avantages</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>☐ Schéma intelligible.</li> <li>☐ Réalisation aisée des travaux d'extension des travées et des jeux de barres.</li> <li>☐ Facilité de travail et d'entretien particulièrement des jeux de barres et des sectionneurs d'aiguillage.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>☐ Réalisation aisée des travaux d'extension des travées et des jeux de barres.</li> <li>☐ Surface particulièrement réduite.</li> </ul>
<i>Inconvénients</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>☐ Nombre maximal possible de jeu de barres prédéterminé.</li> <li>☐ Type de poste en longueur nécessitant une grande surface.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>☐ Nombre maximal de jeu de barres prédéterminé.</li> <li>☐ Utilité de matérialiser au sol la ligne de séparation des deux travées opposées.</li> <li>☐ Difficulté d'interprétation du schéma électrique.</li> </ul>

## 5- Constitution d'un poste et description de ses appareils

La parfaite maîtrise de l'énergie électrique exige la possession de tous les moyens nécessaires à la commande et au contrôle de la circulation du courant dans les innombrables circuits qui vont de la centrale de production jusqu'à la plus modeste utilisation terminale.

Cette délicate mission incombe fondamentalement à l'appareillage électrique.

Le rôle de ce dernier consiste à assurer en priorité la protection automatique de ces circuits contre tous les incidents pouvant en perturber le fonctionnement ou constituant un danger pour les exploitants et les utilisateurs. Bien entendu, l'appareillage électrique doit aussi permettre d'effectuer sur commande les différentes opérations entraînant la modification de la configuration du réseau.

Par ses deux fonctions complémentaires de commande volontaire et de sécurité automatique, l'appareillage électrique contribue hautement à la qualité de la disponibilité du réseau et à sa sûreté d'emploi, éléments fondamentaux du service attendu par la clientèle.

C'est assez dire l'importance du rôle de l'appareillage de manœuvre et de protection, dont la vertu principale est d'intervenir intelligemment et sans défaillance.

### 5-1 Jeux de barres :

Ce sont des barres conductrices sur lesquelles sont connectés les lignes et les transformateurs du réseau. Ils sont constitués de barres tubes profilés divers posés sur des supports isolants. Ces barres jouent le rôle de nœuds entre la réception et la distribution de l'énergie électrique.

Les principaux problèmes posés par l'emploi des jeux de barres peuvent se regrouper en deux catégories :

- les conditions d'équilibre thermique avec leur environnement immédiat, qui déterminent les courants admissibles, pour une température acceptable du matériau; elles sont soumises à l'influence de nombreux facteurs ;
- les conditions de réalisation mécanique, en fonction des contraintes susceptibles de leur être appliquées, tant en service normal qu'en cas de défaut (court-circuit).

### 5-2 Sectionneurs : [7]

Parmi les constituants classiques d'appareillage, seuls les sectionneurs échappent à la contrainte d'avoir à dominer un arc de coupure ou de fermeture. Ils sont en effet prévus pour ouvrir ou fermer les circuits lorsque ces derniers ne sont parcourus par aucun courant.

Ce sont, avant tout, des organes de sécurité chargés d'isoler, par rapport au reste du réseau, un ensemble de circuits, un appareil, une section de ligne ou de câble, afin de permettre au personnel d'exploitation d'y accéder sans danger. On distingue principalement deux familles de sectionneurs :

#### a) Sectionneurs d'aiguillage (ou sectionneurs barre) :

Parmi ces sectionneurs on a :

- *Sectionneurs à ouverture dans un plan vertical* : Le déplacement du couteau se fait dans un plan vertical (fig.I-9).

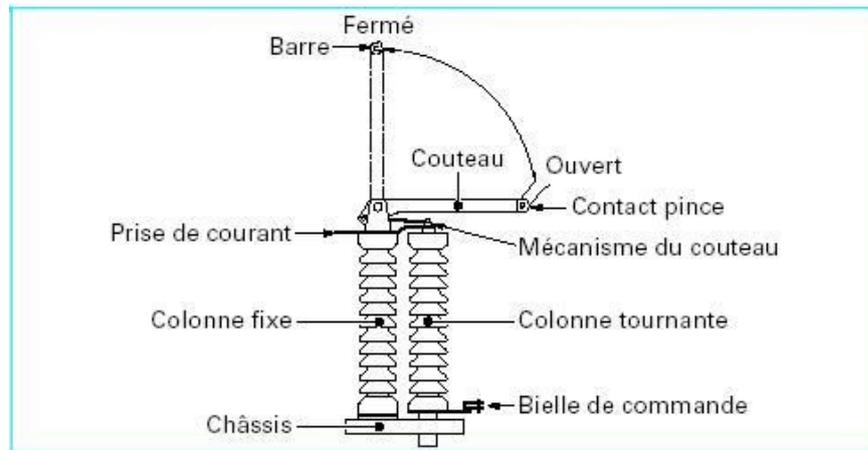


Figure I-9. Sectionneur à ouverture verticale

- *Sectionneurs à ouverture dans un plan horizontal (à deux colonnes)* : Parmi les plus simples et les plus abondants sur le réseau ; appareils à commande rotative ( $90^\circ$ ), ils ont l'inconvénient d'avoir un encombrement important, les bras engageant la distance entre phases en position d'ouverture (fig.I-10).

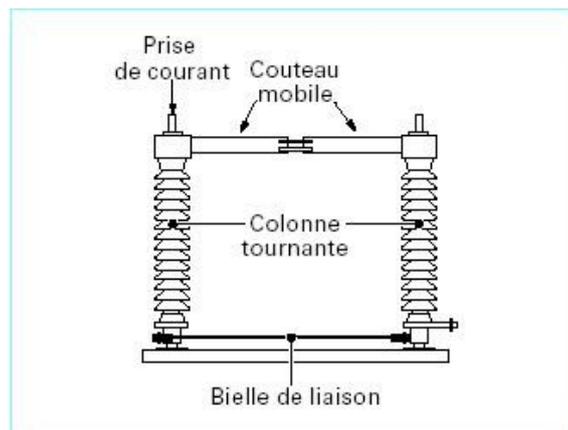


Figure I-10. Sectionneur à ouverture horizontale

- *Sectionneurs pantographes* : De faible encombrement, permettant de raccorder directement des conducteurs situés à des niveaux différents (fig.I-11)

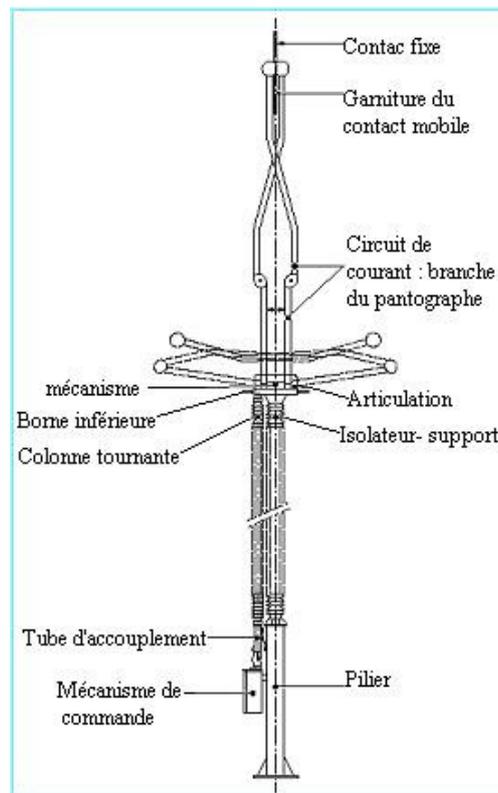


Figure I-11. Sectionneur pantographe

b) *Sectionneurs de ligne* : Parmi ces sectionneurs on a :

- *Sectionneurs de ligne et de mise à la terre de la ligne* : Auxquels, on associe, un « sectionneur de mise à la terre », ils sont destinés à isoler et à mettre à la terre la ligne concernée. Ce sectionneur d'isolement n'existe pas dans les cellules « Transformateurs ». Parmi ces sectionneurs de mise à la terre on distingue :

- *Les couteaux de mise à la terre* : Qui, associés aux sectionneurs à deux colonnes, sont destinés à la mise à la terre des lignes lors des consignations d'ouvrages et pour lesquels on n'exige aucune performance électrique.
- *Les sectionneurs « MALT »* : Qui diffèrent des précédents par leur aptitude à supporter les courants de court-circuit très élevés susceptibles d'apparaître dans l'ouvrage.

La commande de la manœuvre est manuelle, elle s'opère alors localement soit par levier direct, soit par manivelle avec boîte de démultiplication de l'effort, mais il existe toujours un dispositif de secours à manœuvre électrique.

- *Sectionneurs à rupture brusque* : De moins en moins utilisés, sectionneurs auxquels on a adjoint un dispositif permettant la coupure de courants de faible intensité ; une des formes les plus répandues de ces appareils est élaborée à partir d'un sectionneur à ouverture verticale.

### 5-3 Disjoncteurs : [5]-[8]- [6]

Un disjoncteur est destiné à établir, supporter et interrompre des courants, sous sa tension assignée (tension maximale du réseau), dans les conditions normales de service et dans les conditions anormales spécifiées (court-circuit, discordance de phases...).

C'est l'appareil de protection par excellence, capable d'une totale capacité d'intervention sans provoquer de surtension excessive sur le réseau. À un disjoncteur est très généralement associée une intelligence, système de protection et de relayage, détectant un défaut et élaborant des ordres au disjoncteur pour éliminer automatiquement le défaut ou pour remettre en service un circuit lorsque le défaut présente un caractère fugitif ou a été éliminé par un autre disjoncteur.

Les disjoncteurs peuvent maintenant être équipés de matériels électroniques permettant à tout moment de connaître leur état (usure, pression de gaz pour la coupure...), ce qui permet à l'exploitant de programmer les opérations de maintenance et éventuellement de détecter, par des dérives de caractéristiques, et de prévenir un risque de défaillance.

Nous pouvons classer les disjoncteurs selon plusieurs critères tels que :

- Le critère d'utilisation : disjoncteurs de ligne, de générateur, de réactances
- Le critère de tension : valeur de la tension assignée maximale du réseau.
- Le critère d'installation : extérieure, intérieure, blindée.
- Le critère de technique de coupure : air comprimé, SF6, vide, huile .....



Figure I-12. Disjoncteur à SF6

Vue l'utilisation prédominante du disjoncteur à SF6 en THT, une description détaillée du mode de fonctionnement de ce dernier se révèle nécessaire.

### 5-3-1 Disjoncteur à SF6 :

#### a) Hexa fluorure de Soufre (SF6) :

Dans les conditions normales de température et de pression, le SF6 est un gaz incolore, inodore, inerte et incombustible. Sa densité est élevée du fait de sa masse moléculaire importante. Ce sont ses excellentes propriétés chimiques, diélectriques et thermiques qui ont conduit à son utilisation comme agent d'isolation et d'extinction de l'arc.

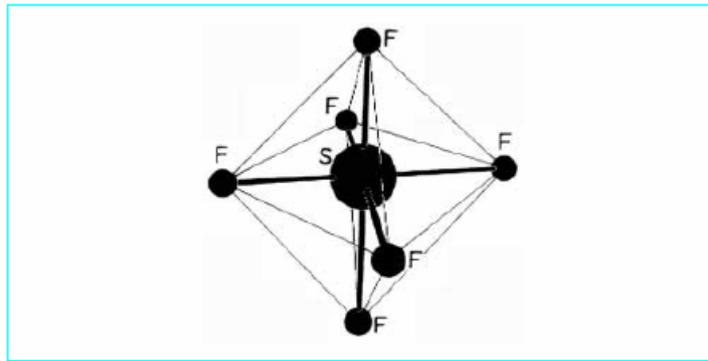


Figure I-13. Molécule de SF6

#### b) Types de disjoncteurs à SF6 : Il existe deux types de disjoncteurs à SF6

##### ▪ Disjoncteur à soufflage autopneumatique :

Pendant la manœuvre de déclenchement (ouverture), le disjoncteur produit lui-même la compression du gaz nécessaire au soufflage de l'arc. Le déplacement relatif du cylindre de soufflage par rapport au piston fixe crée une surpression dans le cylindre qui s'évacue à l'intérieur de la buse et refroidit l'arc.

Ces chambres de coupure sont dites à double soufflage, car le refroidissement de l'arc nécessaire à son extinction est obtenu par un premier soufflage exercé vers le haut de la buse isolante et par un second dirigé vers le bas à l'intérieur du contact d'arc mobile.

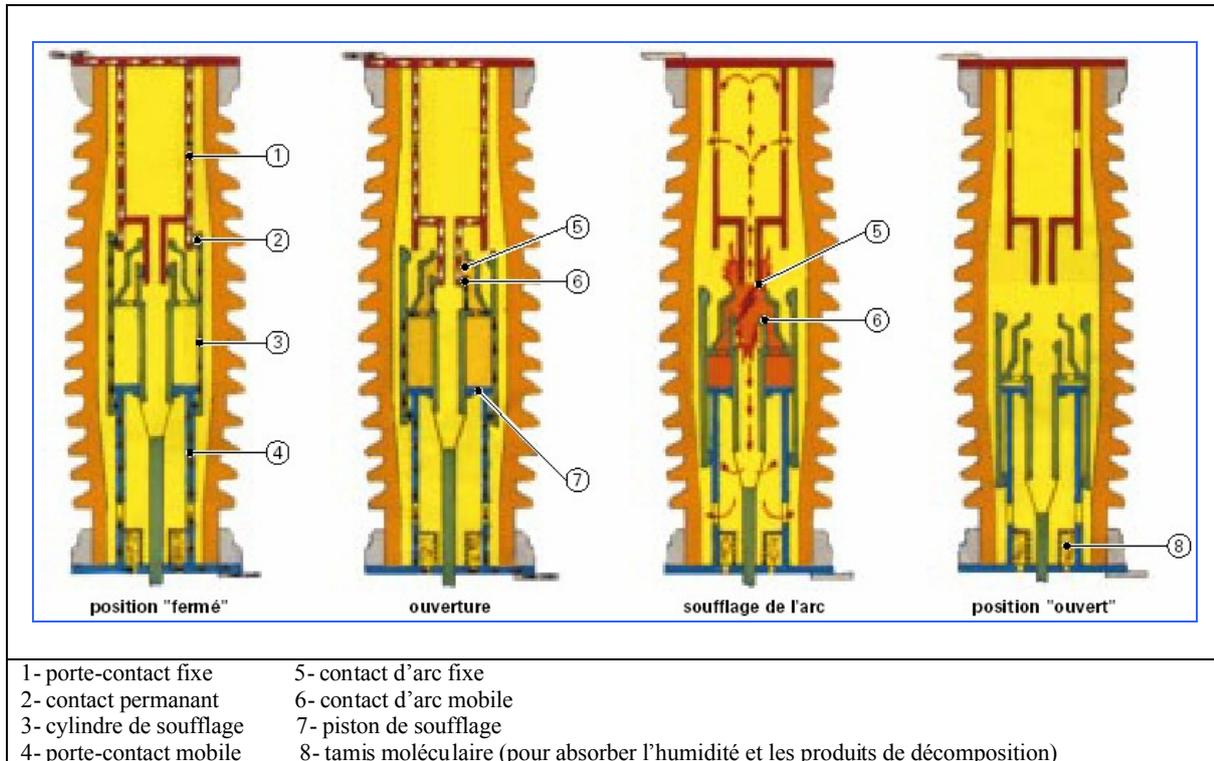


Figure I-14. Chambre de coupe du disjoncteur à soufflage autopneumatique

▪ *Disjoncteur à autosoufflage :*

L'autosoufflage s'est substitué en grande partie au soufflage autopneumatique pour la coupure des forts courants, la coupure des courants faibles étant toujours obtenue dans la majorité des cas par un soufflage autopneumatique.

- ❖ En coupure de faibles courants, le clapet s'ouvre sous l'effet de la surpression générée dans le volume de compression. Le soufflage de l'arc s'effectue comme dans un disjoncteur à soufflage autopneumatique grâce à la compression de gaz obtenue par pistonnage.
- ❖ Dans le cas d'une coupure de forts courants, l'énergie d'arc produit une forte surpression dans le volume d'expansion, ce qui entraîne la fermeture du clapet et isole le volume d'expansion du volume de compression. La surpression nécessaire à la coupure est obtenue par une utilisation optimale de l'effet thermique de l'arc.

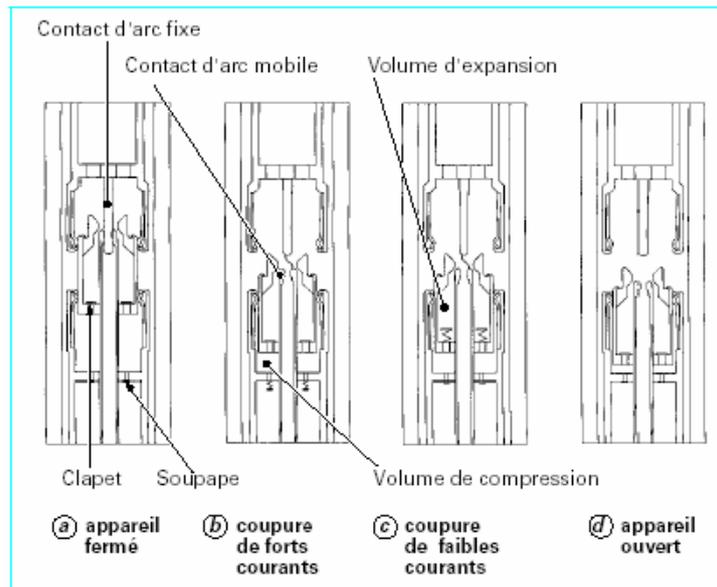


Figure I-15. Chambre de coupure du disjoncteur à autosoufflage

*c) Organes de manœuvre du disjoncteur :*

Le fonctionnement du disjoncteur est assuré par des organes de manoeuvre (ou de commande) qui fournissent l'énergie nécessaire pour effectuer soit des opération d'ouverture et de fermeture soit des cycles de manoeuvre tels que fermeture-ouverture.

La manoeuvre est obtenue en donnant un ordre (impulsion électrique) sur un électro-aimant qui libère un accrochage permettant ainsi de délivrer l'énergie contenue dans des ressorts (commande à ressorts) ou dans un fluide sous pression (commande oléopneumatique).

Dans le cas d'une commande à ressorts (fig.I-16) la libération de l'accrochage provoque la détente du ressort d'enclenchement, la fermeture du disjoncteur et l'armement du ressort de déclenchement. Il est alors possible d'effectuer un déclenchement du disjoncteur en libérant l'accrochage, puis d'effectuer un nouveau cycle de fermeture-ouverture.

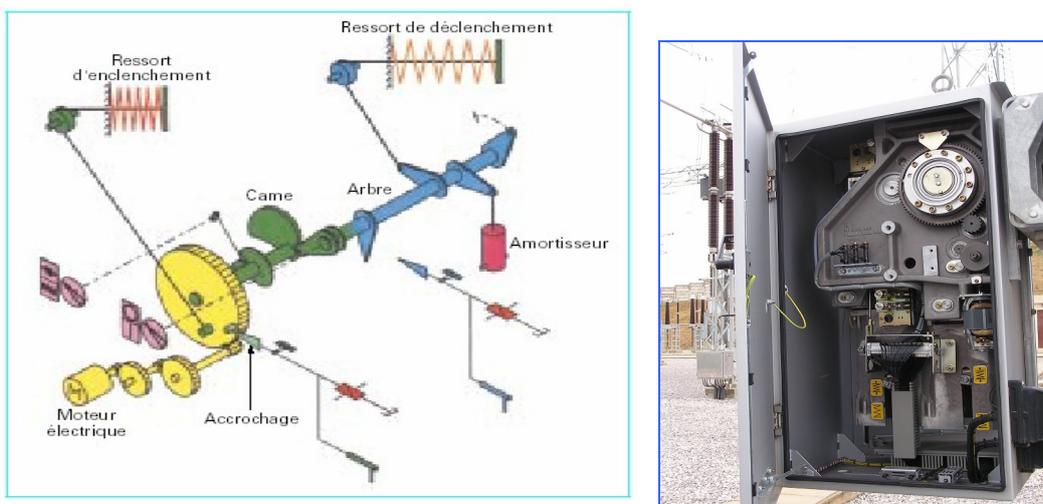


Figure I-16. Organes de manoeuvre du disjoncteur

Le choix définitif des disjoncteurs se fera lors du dimensionnement selon la valeur du courant de court-circuit et des caractéristiques assignées.

#### 5-4 Transformateur de Mesure : [11]- [13]- [14]

Les équipements chargés du comptage de l'énergie et de la protection du réseau sont des dispositifs de mesure à basse tension (BT) précis, rapides mais délicats ; ils utilisent de plus en plus de composants électroniques et sont fonctionnellement reliés à des automatismes numériques dont la fiabilité n'est assurée que par la mise en œuvre dans un environnement électrique et climatique sain.

Les grandeurs mesurables par ces dispositifs sont à relativement faible niveau, soit typiquement de l'ordre de 1 A pour les courants et de 100 V pour les tensions.

Il est indispensable d'utiliser un dispositif intermédiaire entre la ligne (ou le câble) et les équipements à basse tension, pour les deux raisons suivantes :

- Réduction des valeurs des courants et des tensions à des valeurs compatibles avec les appareils de mesure et de protection ;
- Découplage de ces appareils vis-à-vis des hautes tensions, permanentes ou transitoires, des réseaux.

Ce dispositif, appelé souvent réducteur de mesure, est chargé de délivrer aux équipements BT un courant ou une tension de bas niveau, qui donne une image fidèle du courant et de la tension.

#### a) Transformateur de courant :

Cet appareil comporte deux circuits, un primaire et un secondaire, et un circuit magnétique. Il délivre un signal secondaire de même nature que la grandeur primaire à mesurer ; c'est une source de courant. Bien qu'il ne soit pas linéaire et que sa plage d'utilisation soit limitée par les phénomènes de saturation magnétique, c'est aujourd'hui le type d'appareil le plus employé en THT.

Un TC peut comporter plusieurs secondaires, chacun d'eux étant dédié à une fonction précise, mesure ou protection.

- Secondaire «mesure» : Sa plage de précision est étroite. Elle est généralement limitée à des courants inférieurs au courant primaire assigné.
- Secondaire «protection» : Dans ce cas la plage de précision est très large. Elle atteint très souvent une à vingt fois le courant primaire assigné.

La conception d'un tel secondaire est très différente selon le mode de fonctionnement, régime permanent ou transitoire, auquel il est destiné.



Figure I-17. Transformateur de courant

Il existe deux types de transformateurs de courant :

- Les transformateurs de type primaire bobiné ; utilisés pour les courants de faible intensité.
- Les transformateurs de type primaire à barre ; utilisés pour les courants supérieurs à 100 A, le primaire ne comporte qu'un tour (fig.I-18) le câble ou la barre conduisant le courant passe dans la fenêtre d'un circuit magnétique toroïdal, sur le tore l'enroulement secondaire est bobiné très soigneusement.

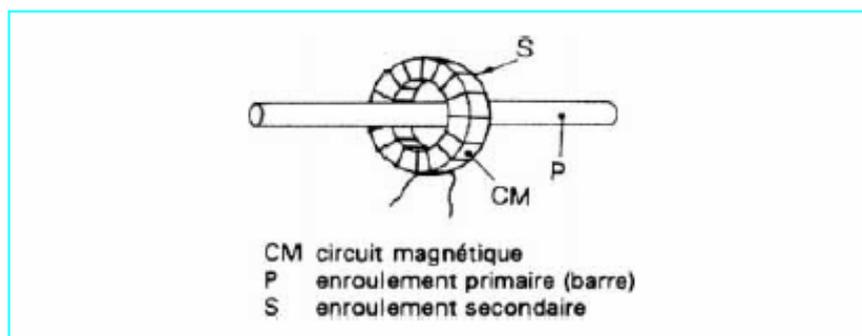


Figure I-18. Transformateurs de type primaire à barre

### Remarque

On peut mettre sans danger le secondaire d'un transformateur de courant en court-circuit mais il ne faut jamais le laisser en circuit ouvert.

b) Transformateur de tension :

Ce transformateur de mesure a une tension secondaire pratiquement proportionnelle à celle du primaire et en phase avec celle-ci .Il a pour rôle de délivrer à son secondaire une image fidèle de celle qui circule dans le conducteur HT concerné, mais aussi d'assurer l'isolement entre la HT et les circuits de mesure et de protection, et de les protéger de toute détérioration lorsque survient un défaut sur le réseau HT.

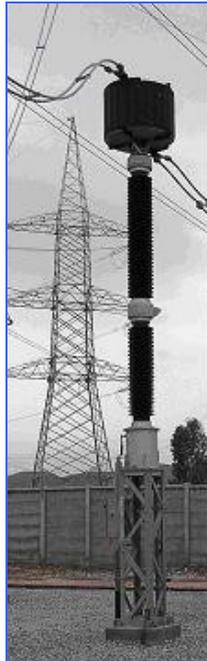


Figure I-19. Transformateur de tension avec circuit bouchon

Il existe principalement deux types de transformateurs de tension utilisés dans les équipements de protection :

- Le transformateur électromagnétique :

Ce transformateur est le même qu'un transformateur conventionnel ; il en diffère uniquement par l'accent différent qui est mis sur le refroidissement, l'isolation et les aspects mécaniques

(fig.I-20).

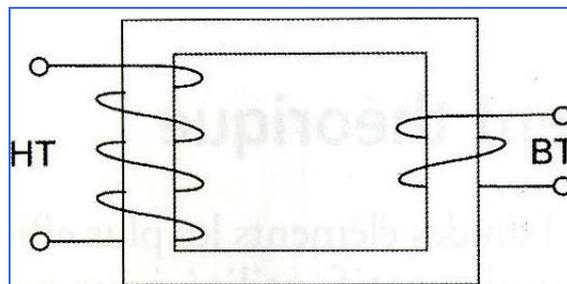


Figure I-20. Transformateur électromagnétique

- Le transformateur à condensateur TCT :

Il est plus fréquemment utilisé dans les réseaux THT, ici la partie primaire se compose de capacités connectées en série pour diviser la tension primaire et la ramener à une valeur de convenance (fig.I-21). Les condensateurs permettent aussi l'injection de signaux haute fréquence (HF) dans les conducteurs des lignes HT pour la communication entre les sous-stations.

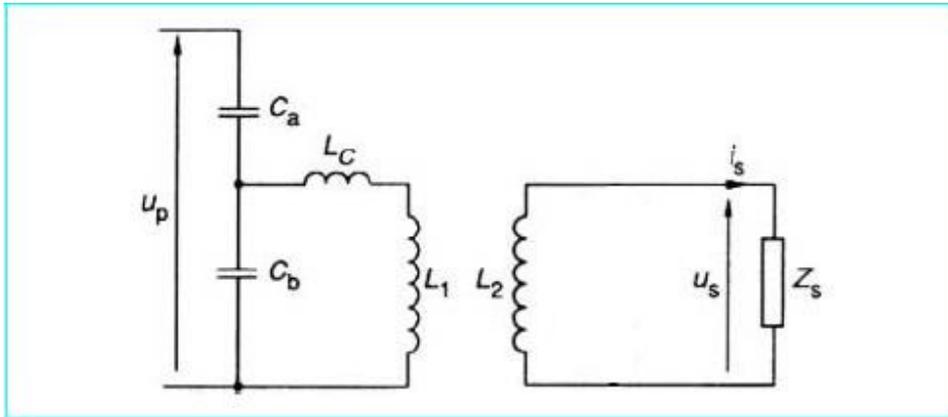


Figure I-21. Transformateur à condensateur TCT

5-5 *Circuit bouchon* :

Les lignes de transport d'énergie constituent un support fiable pour l'échange d'informations entre centres de production et de consommation. Ces informations (téléphone, transmission de données, téléprotection, etc.) sont transmises au moyen de systèmes à courants porteurs, dans une bande de fréquence située approximativement entre 40 et 500 kHz, d'où la nécessité d'installer un circuit bouchon (filtre LC) afin de bloquer les signaux ayant des fréquences différentes de 50 Hz ce qui permet au TC d'effectuer des mesures fiables.

5-6 *Parafoudre* : [9]

Les parafoudres sont des dispositifs statiques chargés de limiter, en un point donné du réseau, l'amplitude des surtensions qui peuvent se produire. La limitation de surtensions est faite en écoulant l'énergie à la terre.

Ces surtensions peuvent être soit d'origine atmosphérique, c'est à dire externes, soit consécutives à des manœuvres de l'appareillage ou à des phénomènes de résonance, auquel cas elles sont dites internes.

- Les appareils les plus simples sont les éclateurs qui présentent cependant l'inconvénient de rester conducteurs après amorçage et nécessitent donc l'intervention d'un disjoncteur pour l'élimination du courant de défaut qui résulte de leur fonctionnement.



Figure I-22. Parafoudre

- Les appareils plus perfectionnés, sont les parafoudres, et on distingue deux types de parafoudres :

a) *Les parafoudres au carbure de Silicium et à éclateurs :*

▪ *Constitution :*

Ce parafoudre est constitué d'une ou plusieurs résistances non linéaires (au SiC), associées en série avec un ou plusieurs éclateurs à soufflage magnétique. L'ensemble est placé dans une enveloppe isolante étanche remplie d'un gaz sec (air ou azote) pour éviter la corrosion des éclateurs. Pour diminuer et stabiliser les tensions d'amorçage on adjoint à cet ensemble des condensateurs permettant de maîtriser la tension appliquée à chaque éclateur. (Fig.I-23)

▪ *Principe de fonctionnement :*

En régime permanent (fig.I-23-a), le parafoudre est parcouru par le très faible courant (de l'ordre du milliampère) drainé par le système de répartition de tension.

Lorsque survient une surtension supérieure au niveau d'amorçage (fig.I-23-b), les éclateurs s'amorcent et le courant augmente alors rapidement. La bobine présente vis-à-vis de ce courant une impédance élevée et le courant s'écoule par l'intermédiaire des résistances non linéaires placées en parallèle sur la bobine de soufflage.

Après le passage de la surtension (fig.I-23-c), les éclateurs fortement ionisés ne se désamorcent pas. Le courant traversant le parafoudre est alors issu du réseau. Son amplitude et ses variations sont beaucoup plus faibles, si bien que l'impédance de la bobine diminue considérablement et celle-ci va être, à son tour, parcourue par le courant. Sous l'effet du champ magnétique créé par cette bobine, l'arc est étiré dans la chambre en céramique. La tension d'arc augmente.

Lorsque la tension d'arc atteint la tension appliquée au parafoudre, celui-ci se désamorce et retrouve le régime permanent (fig.I-23-d).

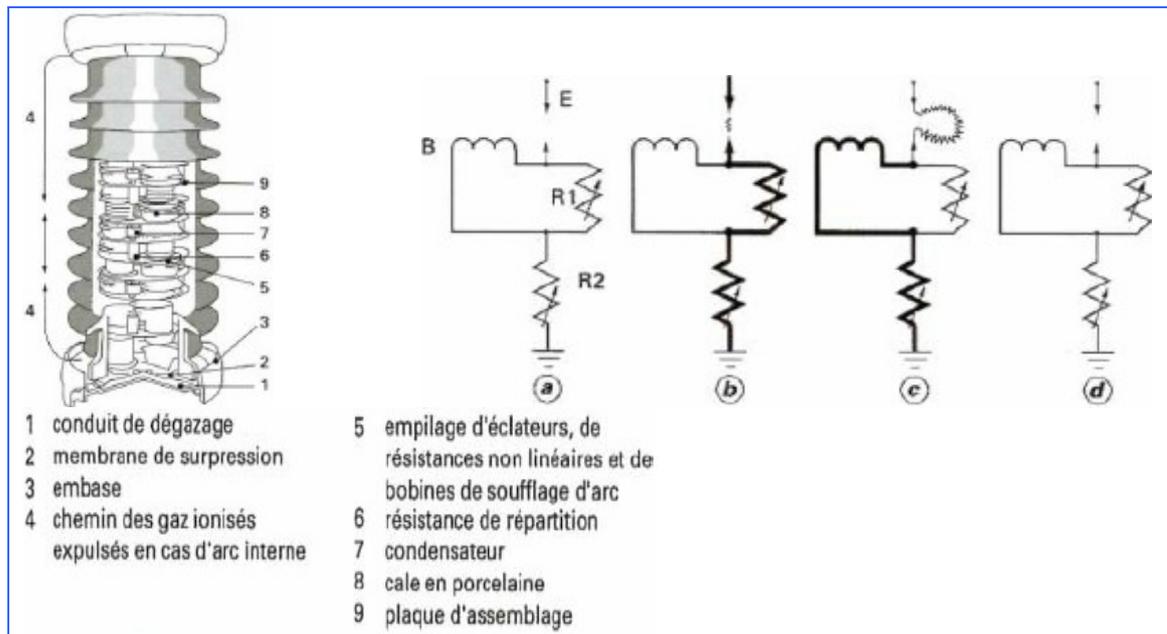


Figure I-23. Parafoudre à carbure de silicium

*b) Les parafoudres à oxyde de zinc (ZnO) :*

Ils sont constitués uniquement de varistances et remplacent de plus en plus les parafoudres à résistances variables et éclateurs. L'absence d'éclateur fait que le parafoudre à ZnO est continuellement conducteur mais, sous la tension nominale du réseau protégé, avec un courant de fuite à la terre très faible (inférieur à 10 mA). Leur principe de fonctionnement est très simple et repose sur la caractéristique fortement non linéaire des varistances à ZnO. Lorsqu'une surtension apparaît, la résistance diminue rapidement, la varistance écrête la surtension en lui livrant un chemin préférentiel pour écouler l'énergie correspondante vers la terre. Cette non linéarité est telle que la résistance passe de 1,5 MΩ à 15Ω (fig.I-24).

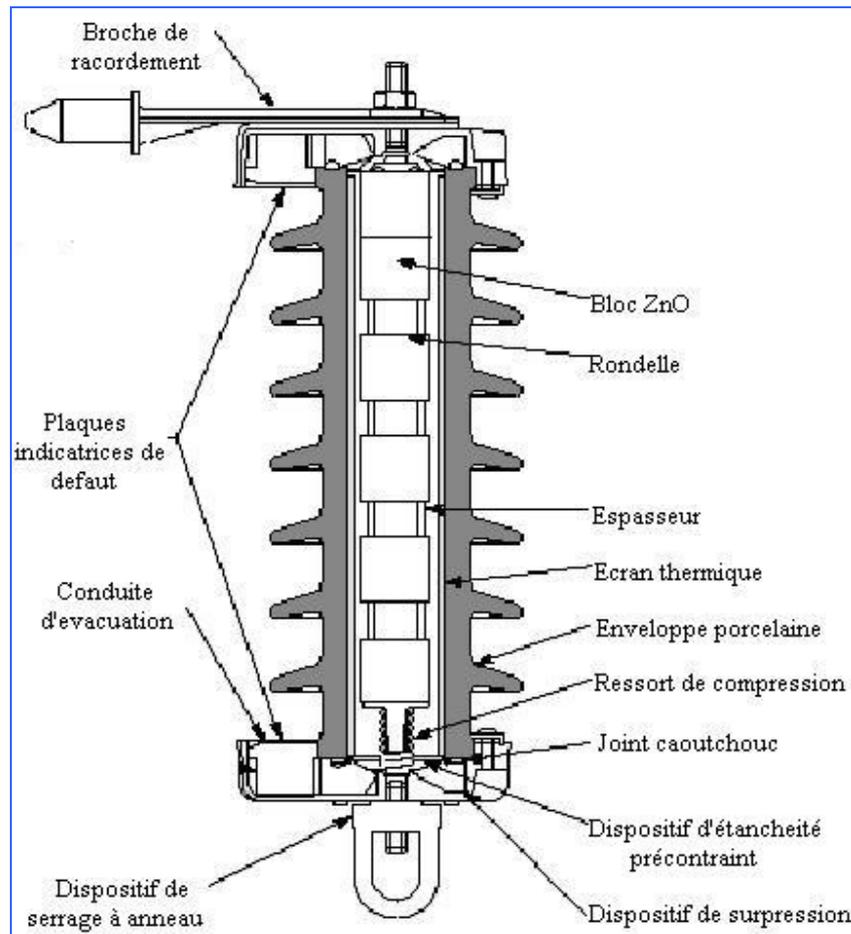


Figure I-24. Parafoudre à oxyde de zinc

Le choix du dispositif de protection, éclateur ou parafoudre, peut être effectué sur la base des critères :

- Economique, car l'éclateur est moins cher que le parafoudre ;
- Technique, car l'éclateur provoque une interruption de service (assurant donc une moins bonne protection).

Tout dépend ensuite du type de réseau et du niveau d'isolement des différents matériels à protéger.

### 5-7 Transformateur de puissance :

Le transformateur de puissance est l'équipement le plus important dans un poste de transformation, son coût est extrêmement élevé et son immobilisation en cas d'incident est toujours très longue, Son rôle est d'élever ou d'abaisser la tension d'un niveau à un autre tout en permettant le transit de très fortes puissances.



Figure I-25. Transformateur de puissance

Dans la constitution d'un poste, nous avons souvent recours aux autotransformateurs qui présentent l'avantage d'être moins onéreux (en vue de la quantité de cuivre à utiliser) et moins encombrants (la présence d'un seul enroulement) et qui peuvent faire transiter de très grandes puissances avec un meilleur rendement.

Les autotransformateurs présentent aussi un inconvénient, ils constituent une liaison directe entre les réseaux reliés au primaire et au secondaire, d'où risque de surtensions dangereuses pour le réseau à basse tension car celle-ci est nettement inférieure à la haute tension. Mais ce problème est réglé du point de vue technique, par l'utilisation de parafoudres à oxyde de zinc qui restent très efficaces contre les surtensions.

#### 5-7-1 - Constitution générale d'un transformateur : [20]

Un transformateur comprend :

- a) Un circuit magnétique fermé, en tôles d'aciers minces assemblées de telle sorte que les entrefers soient réduits au minimum.
- b) Un enroulement primaire et un enroulement secondaire et éventuellement un enroulement tertiaire

Ces enroulements (sans contact électrique entre eux) sont répartis sur les noyaux du circuit magnétique. Ils ont toujours des nombres de spires différents.

c) Les accessoires, qui comprennent généralement :

- La cuve en tôle mince
- Le couvercle avec les bornes : primaires, secondaires, tertiaires et neutres
- L'huile de refroidissement
- Un conservateur d'huile

- Des ventilateurs pour le refroidissement de l'huile
- Des transformateurs de courants appelés « buschings » installés à l'intérieur des transformateurs.

En 400 kV, le type de transformateur est conditionné tout d'abord par les obstacles rencontrés lors du transport à savoir :

- La hauteur des ponts qui est limitée à 4,8 m ;
- La largeur des routes à 3,2 m ;
- Poids par essieu 12 tonnes.

#### 5-7-2 - Enroulement tertiaire :

Comme ce sont des transformateurs monophasés, le couplage sera réalisé à l'extérieur sur un jeu de barres.

#### 5-7-3 - Le refroidissement :

Les pertes dans les circuits magnétiques (hystérésis et courant de Foucault) et par effet Joule dans les enroulements, provoquent des échauffements. Pour éviter la détérioration des isolants, on refroidit les transformateurs ce qui permet, en plus, une meilleure utilisation des matériaux.

##### ▪ Les différents modes de refroidissement :

Le refroidissement des transformateurs sera réalisé par circulation naturelle de l'huile et de l'air, qui est un mode de fonctionnement « ONAN / ONAF » (Oil normale Air normal / Oil normale Air forcé), l'huile circulant dans une batterie de radiateurs accolés à la cuve. Chaque élément sera raccordé à la cuve au moyen de tubulures haute et basse de raccordement, comprenant chacune une vanne d'isolement, et comportera un bouchon de purge. Des ventilateurs soufflent l'air sur chaque groupe de radiateur.

OFAF : (Oil forcé Air forcé) est le mode de refroidissement qui convient le mieux pour les grandes puissances. L'aéroréfrigérant est composé d'un faisceau de tubes à ailettes, à grande surface d'échange, dans lequel circule l'huile à refroidir. Ce faisceau est ventilé énergiquement par des ventilateurs disposés sur la grande face de l'appareil, l'huile est mise en circulation forcée par des pompes.

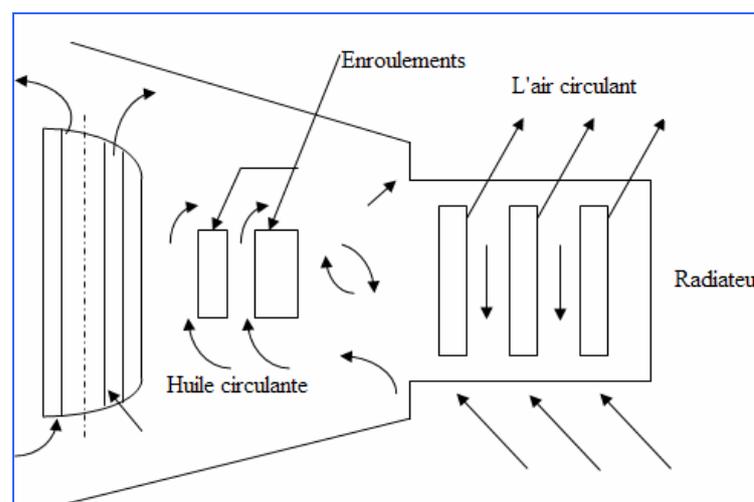


Figure I-26. Schéma de circulation de l'huile et de l'air

## 6- Critères du choix du schéma électrique d'un poste [1]

Le choix d'un schéma électrique de poste est une tâche complexe demandant la prise en considération de nombreuses conditions techniques, historiques et économiques.

Il est donc utile de définir les critères usuels de jugement des schémas de poste dont la combinaison permet au concepteur d'approcher la fonction recherchée.

Notons que certains critères ont des conséquences opposées, d'où la nécessité de faire des priorités et de trouver des compromis.

### 6-1- Critères de Fonctionnement :

Les critères de fonctionnement caractérisent l'aptitude du poste à remplir par sa structure et son système de protection, la fonction pour laquelle il a été conçu. Cette exigence technique fondamentale peut être caractérisée par la sécurité et la sûreté de fonctionnement de l'ouvrage, qui assurent au poste l'élimination des défauts en créant le minimum de perturbations.

#### ▪ Sécurité :

Assurer la continuité de service en cas de défaut. Par exemple, sur une ligne à deux circuits, on cherche, en cas de défaut sur un circuit, à maintenir en service le second circuit.

#### ▪ Sûreté :

Le critère de sécurité n'a de sens que dans la mesure où la fiabilité des circuits à haute et très haute tension et celle du système de protection permettent d'assurer une sûreté de fonctionnement suffisante. La probabilité de défaillance d'un disjoncteur n'est pas nulle et le risque d'une mauvaise élimination croît donc avec le nombre de disjoncteurs à ouvrir.

### 6-2- Critères d'exploitation :

#### ▪ Souplesse d'exploitation :

Pour assurer la sécurité d'alimentation en faisant face, d'une part, aux aléas de production et de consommation et, d'autre part, aux indisponibilités d'éléments du réseau, l'exploitant est amené à constituer sur un même site plusieurs nœuds électriques.

Cette exigence conduirait à installer dans un poste un nombre de sommets d'autant plus élevé que le nombre de combinaisons de liaisons raccordées est grand.

#### ▪ Manœuvres usuelles d'exploitation :

Les structures envisagées et le schéma électrique doivent permettre une exécution simple et rapide des manœuvres en régime normal d'exploitation en limitant les incidences sur les ouvrages non intéressés par la manœuvre.

### 6-3- Critère d'évolution :

Un poste est généralement réalisé en plusieurs étapes successives, décalées dans le temps, et souvent dépendant de la construction d'autres ouvrages associés.

L'aptitude à l'évolution d'un poste permet en particulier :

- De raccorder les lignes nouvelles dans de bonnes conditions et de pouvoir augmenter le nombre de sommets électriques lors de travaux d'extension.
- De minimiser les temps de coupure et les modifications d'ouvrages existants pour la réalisation de nouvelles étapes ;

*6-4- Critère Coût :*

Le coût peut être approché grossièrement, à partir du schéma électrique, en comptabilisant le nombre d'appareils à haute et très haute tension qui seront nécessaires à son fonctionnement.

*6-5- Critère de l'adaptation au site :*

Les exigences globales énumérées précédemment permettent au concepteur d'opérer un premier tri ; après quoi, il définit généralement des critères prenant en compte les implantations physiques différentes auxquelles peut conduire chaque schéma de principe. Parmi ces critères peuvent être citées l'accessibilité pour les opérations d'entretien du matériel, la surface nécessaire à l'implantation de l'ouvrage et la complexité d'installation des matériels.

**Conclusion**

Une conception de réseau électrique bien maîtrisée permet d'assurer, au moindre coût et dans les meilleures conditions d'exploitation, un fonctionnement optimal en régime permanent et en régime perturbé du réseau.

Le meilleur coût n'est pas nécessairement celui qui correspond à un investissement initial minimal, mais plutôt de concevoir le réseau électrique qui s'avère le plus économique compte tenu de l'investissement initial, des coûts d'exploitation et des pertes de production.

Les meilleures conditions d'exploitation permettent d'obtenir une continuité d'alimentation des récepteurs compatibles avec les exigences des installations, ceci pour obtenir une productivité et une sécurité maximale des personnes et des biens.

Les nouvelles générations d'appareils et d'équipements électriques sont conçues pour dialoguer, au travers de bus de communication numériques, avec un ou plusieurs postes de conduite. Et c'est l'ensemble de deux réseaux, réseau d'énergie et réseau d'informations, d'un coût d'investissement acceptable, qui permet la satisfaction optimale des besoins des utilisateurs.

## Introduction

La décision de construire un nouveau poste est avant tout dictée par des besoins essentiellement techniques. Une fois cette décision prise, le problème qui se pose alors est de trouver, un terrain suffisamment grand pour y construire le poste, et permettre l'arrivée et le départ des lignes.

Le plus intéressant est d'installer le futur poste sur un site proche des couloirs des lignes existantes, voire si possible à leur intersection. Lorsqu'il est impossible de trouver un tel emplacement, le choix du terrain résulte alors d'un compromis harmonieux entre des facteurs techniques, économiques, administratifs et d'environnement.

### 1- Informations principales sur le poste

Le poste de transformation de SIDI ALI BOUSSIDI situé à SIDI-BEL-ABBES est un poste gardienné extérieur à deux niveaux de tensions :

- Un étage 400 KV destiné à l'interconnexion du réseau de transport Algérien avec l'Europe via le Maroc (Bourdim 1&2) et à l'évacuation de la puissance de la centrale de Terga, ainsi qu'à l'interconnexion avec le poste de Hassi ameur.
- Un étage 220 KV destiné à l'interconnexion national (région ouest) avec les postes de Beni saf, Tlemcen, Benbadis, Saida, Sidi Bel Abbes ainsi qu'au renforcement de l'alimentation en énergie électrique de la région.

### 2- Composition du poste extérieur : poste 400/220 KV

#### 2-1- Etage 400 KV :

##### 2-1-1 Constitution de l'étage :

- 01 double jeu de barres, avec un potentiel Barre sur chaque barre ;
- 03 travées Autotransformateurs ATR 1, ATR 2, ATR 3 ;
- 02 arrivées groupes (Terga 1&2) ;
- 03 travées départ ligne (Hassi Ameur 1 et Bourdim 1&2) ;
- 01 travée couplage ;
- 04 travées de réserves non équipées (prévoir espace) ;
- 02 travées réserves partiellement équipées (sectionneur de barres) ;
- 02 travées réserves complètement équipées (Hassi Ameur 2 et Terga 3)

##### 2-1-2 Consistance des travées :

###### Travée départ ligne :

- 06 sectionneurs pantographe de barres (SAp)
- 06 sectionneurs de mise à la terre (ST)
- 01 disjoncteur mono-tripolaire (DJ)
- 03 transformateurs de courant (TC)
- 01 sectionneur tripolaire de ligne avec couteaux de mise à la terre (SLT)
- 03 transformateurs de tension capacitifs (TCT)
- 03 circuits Bouchons (CB) avec 03 dispositifs de couplage HF
- 03 parafoudres (Pa)

###### Travée Autotransformateur :

- 06 sectionneurs pantographes de barres ;
- 01 disjoncteur tripolaire ;
- 06 sectionneurs de mise à la terre ;
- 03 parafoudres ( $U_n = 400$  KV) ;
- 03 Autotransformateurs de puissance monophasés ;

- 01 sectionneur tripolaire d'isolement ;
- 01 transformateur de courant type tore pour la masse ;
- 01 transformateur de courant type tore pour la protection du neutre ;
- 01 sectionneur de neutre (MALT) ;
- 03 transformateurs de courant ;
- 03 parafoudres ( $U_n = 220$  KV) ;
- 01 parafoudre ( $U_n = 220$  KV) pour le neutre commun ;
- 03 parafoudres ( $U_n = 31,5$  KV).

*Travée couplage :*

- 06 sectionneurs monopolaire de barres types pantographe
- 06 sectionneurs de mise à la terre
- 01 disjoncteur tripolaire
- 03 transformateurs de courant

2-2- Etage 220 kV :

2-2-1 *Constitution de l'étage :*

- 01 double jeu de barres avec potentiel barre sur chaque barre.
- 03 travées arrivée autotransformateurs ;
- 09 travées départ lignes (Tlemcen, Sidi-Bel-Abbes 1&2, Mascara, Beni-Saf Saida 1&2 et Ben-Badis 1&2) ;
- 01 travée couplage ;
- 04 travées départs lignes réserves non équipées (prévoir espace).

2-2-2 *Consistance des travées :*

*Travée arrivée autotransformateur :*

- 02 sectionneurs de barres
- 01 disjoncteur tripolaire
- 01 sectionneur tripolaire de ligne avec couteaux de mise à la terre
- 03 transformateurs de courant à deux enroulements de protection et un enroulement de mesure
- 03 transformateurs de tension capacitifs

*Travée couplage :*

- 02 sectionneurs tripolaires
- 01 disjoncteur tripolaire
- 03 transformateurs de courant

*Travée départ ligne :*

- 02 sectionneurs
- 01 disjoncteur mono-tripolaire
- 01 sectionneur tripolaire
- 03 transformateurs de courant à deux enroulements protection et à un enroulement mesure
- 03 transformateurs de tension capacitifs
- 03 circuits Bouchons
- 03 dispositifs de couplage HF

### 3- Disposition constructive du poste [2]

#### 3-1 Conditions de construction du poste :

Pour construire un poste à haute tension, il faut disposer et dimensionner au mieux un certain nombre de composants permettant de réaliser le schéma électrique adapté.

Pour cela il est impératif de répondre à des conditions dictées par le double souci de la sécurité d'exploitation et du moindre coût de réalisation qui sont :

#### 3-1-1 Conditions de construction liées à la tension :

##### 3-1-1-1 Distance électrique minimale entre phase et masse ou entre phases :

Chaque réseau est d'abord caractérisé par sa tension nominale  $U_n$ , et la tension la plus élevée pour le matériel, mais il faut aussi considérer :

- La tension de tenue à fréquence industrielle  $U_{Ti}$  ;
- La tension de tenue aux chocs de foudre  $U_{Tf}$  ;
- La tension de tenue aux chocs de manoeuvre  $U_{Tm}$  ;

Les valeurs retenues pour le dimensionnement sont précisées dans le tableau (II-1) conformément aux normes NF C 10-100 et UTE C 10-100 qui résultent de la publication 71 de la CEI.

Tableau II-1. Caractéristiques d'isolement des postes à isolement dans l'air				
Tension composée nominale (KV)	Tension composée la plus élevée pour le matériel (KV)	Tension de tenue de fréquence industrielle Ph-m $U_{Ti}$ (KV)	Tension de tenue aux chocs de foudre ph-m $U_{Tf}$ (KV)	Tension de tenue aux chocs de manoeuvre ph-m $U_{Tm}$ (KV)
220	245	460	1050	-
400	420	520	1424	1050
		630 <sup>(1)</sup>	1425 <sup>(1)</sup>	1575 <sup>(1)</sup>

(1) : valeur de tension entre phases.

On calcule les distances d'isolement minimales  $d$  (entre phase et masse ou entre phases) pour supporter les tensions de tenue au moyen des formules suivantes :

$$U_{Ti} = 0,94 k \frac{3400}{1+(8/d)} ; \quad (\text{II-1})$$

$$U_{Tf} = 0,96 (360 - 150 k) d ; \quad (\text{II-2})$$

$$U_{Tm} = 0,88 k \frac{3400}{1+(8/d)} ; \quad (\text{II-3})$$

Les tensions sont exprimées en KV et les distances en mètres, le paramètre «  $k$  » est appelé facteur d'intervalle. Les exemples suivants indiquent les valeurs de  $k$  habituellement considérées :

- Pour l'intervalle pointe sous tension-plan,  $k = 1$  ;
- Pour l'intervalle conducteur-sol,  $k = 1,10$  ;
- Pour l'intervalle conducteur-structure métallique,  $k = 1,32$  ;
- Pour l'intervalle conducteur-conducteur,  $k = 1,58$ .

Par application des formules précédentes, la plus grande des valeurs de « d » définit pour chaque tension nominale la distance électrique minimale entre phase et masse (**DM**) ou entre phases. Le tableau (II-2) donne les valeurs retenues pour le dimensionnement des ouvrages.

<b>Tableau II-2. Distances électriques minimales</b>			
Tension composée nominale (KV)	Tension composée la plus élevée pour le matériel (KV)	Distance minimale entre Phase et masse <b>DM</b> (m)	Distance minimale entre Phases (m)
220	245	2,14	2,47
400	420	2,90 <sup>(1)</sup>	4,00
		3,50 <sup>(2)</sup>	

(1) : Pour un intervalle conducteur - structure métallique ;

(2) : Pour un intervalle conducteur - plan.

### 3-1-1-2 Tenue sous pollution des isolateurs :

- *Ligne de fuite unitaire de l'isolateur :*

Le tenue sous pollution d'un isolateur caractérise la possibilité qu'il a de tenir en milieu pollué, les contraintes électriques qui apparaissent sur le réseau ; On caractérise la pollution d'un site par un degré de pollution saline équivalente S (exprimé en Kg de sel / mètre cube d'eau), Le tableau (II-3) définit 4 classes de pollution et dans chacune d'elles on impose à l'isolateur une longueur de ligne de fuite minimale unitaire  $l_{\min}$ , exprimé en Cm / KV<sub>eff</sub> de la tension composée la plus élevée du réseau.

<b>Tableau II-3. Niveaux de pollution</b>			
Classe de pollution	Longueur de ligne de fuite minimale unitaire $l_{\min}$ (Cm / KV <sub>eff</sub> )	Exemples d'environnements	Salinité équivalente S (Kg/ m <sup>3</sup> )
1 (faible)	1,6	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Zones sans industries et avec une faible densité d'habitations équipées d'installations de chauffage</li> <li>-Zones avec une faible densité d'industries ou d'habitations avec installations de chauffage mais soumises fréquemment aux vents et/ou aux pluies</li> <li>-Régions agricoles</li> <li>-Régions montagneuses</li> <li>-Toutes ces zones doivent être situées à des distances d'au moins 10 à 20 km de la mer et ne doivent pas être exposées aux vents venant directement de la mer</li> </ul>	$S < 7$
2 (moyen)	2,0	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Zones avec industries ne produisant pas de fumées particulièrement polluantes et/ou avec une densité moyenne d'habitations équipées d'installations de chauffage</li> <li>-Zones à forte densité d'habitations et/ou d'industries mais soumises fréquemment aux vents et à des chutes de pluies</li> <li>-Zones exposées au vent de mer, mais pas trop proches de la côte [distances d'au moins quelques kilomètres]</li> </ul>	$7 \leq S < 20$
3 (fort)	2,5	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Zones à forte densité d'industries et banlieues de grandes villes avec une forte densité d'installations de chauffage polluantes</li> <li>-Zones situées près de la mer ou en tout cas exposées à des vents relativement forts venant de la mer</li> </ul>	$20 \leq S < 80$
4 (très fort)	3,1	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Zones généralement peu étendues, soumises à des poussières conductrices et à des fumées industrielles produisant des dépôts conducteurs particulièrement épais</li> <li>-Zones généralement peu étendues, très proches de la côte et exposées aux embruns et aux vents très forts et polluants venant de la mer</li> <li>-Zones désertiques caractérisées par de longues périodes sans pluie, exposées aux vents forts transportant du sable et du sel, soumises à une condensation régulière</li> </ul>	$S \geq 80$

Dans notre cas la région de Sidi-Ali-Boussidi est de classe 4, le tableau (II-4) définit les longueurs minimales de lignes de fuite  $L_{\min}$  des chaînes d'isolateurs et des supports isolants pour les deux niveaux de tensions 220 et 400 KV.

Tableau II-4. Longueur minimale de la ligne de fuite			
Tension composée nominale (KV)		220	400
Tension composée la plus élevée pour le matériel (KV)		245	420
Classe de pollution	$l_{\min}$ (cm / KV)	$L_{\min}$ (cm)	
4	3,1	760	1302

La longueur minimale de la ligne de fuite doit être corrigée en fonction du diamètre moyen  $\varnothing_m$  de l'isolateur. La valeur du coefficient multiplicateur  $f$  est donnée dans le tableau (II-5).

Tableau II-5. Valeur du coefficient multiplicateur $f$ de longueur minimale de ligne de fuite en fonction du diamètre $\varnothing_m$ de l'isolateur			
$\varnothing_m$ [cm]	< 30	30 et 50	> 50
$f$	1	1,1	1,2

### Remarque

Les isolateurs choisis dans notre cas ont un coefficient multiplicateur  $f = 1$ .

Le diamètre moyen se calcule comme indiqué sur la figure (II-1) :

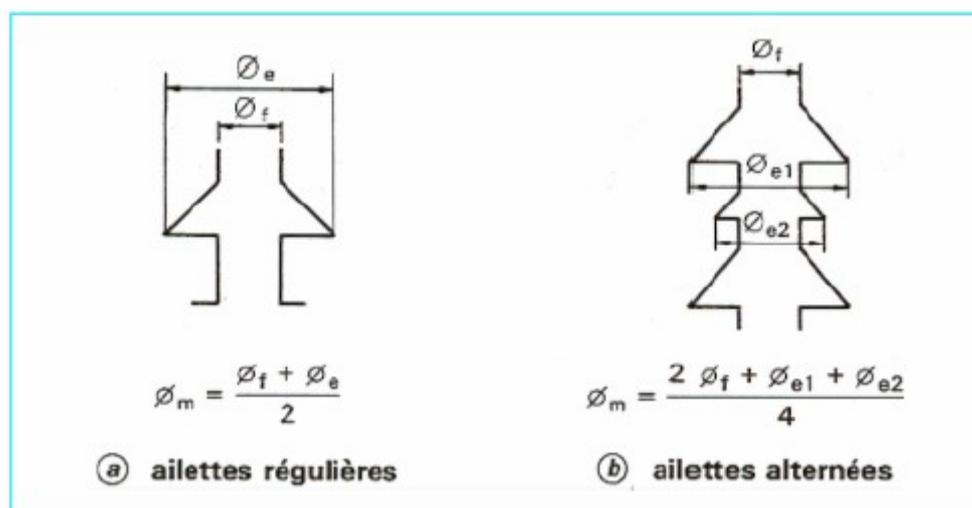


Figure II-1. Calcul du diamètre moyen d'un isolateur

Après avoir calculé et corrigé la longueur de la ligne de fuite de l'isolateur, il faut vérifier la conformité de l'isolateur établie par les mesures indiquées dans les publications CEI 815 et CEI 507. Ces dernières concernent les paramètres du profil de l'isolateur donnés dans la figure (II-2).

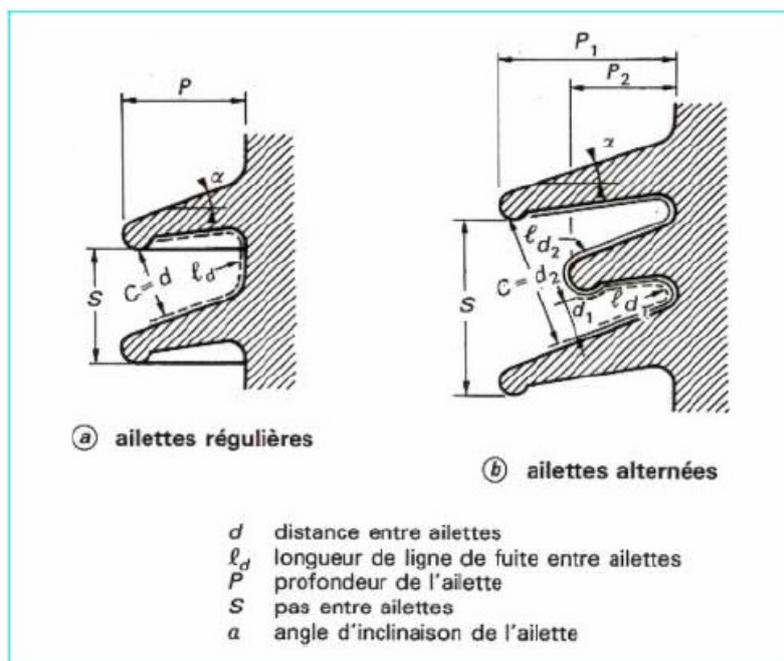


Figure II-2. Caractéristiques de profil de l'isolateur

Le tableau (II-6) donne les mesures de conformités pour les paramètres de profil de l'isolateur :

Tableau II-6. Mesures de conformité pour les paramètres de profil de l'isolateur			
Paramètres	Profil déclaré conforme sans justification particulière	Profil devant être soumis à l'accord <sup>(1)</sup>	Profil refusé
Distance minimale entre ailettes <i>C</i>	$C \geq 30\text{mm}$	$20\text{mm} \leq C < 30\text{mm}$	$C < 20\text{mm}$
Rapport $\frac{S}{P}$ du pas à la profondeur de l'ailette	$\frac{S}{P} \geq 0.8$	$0.65 \leq \frac{S}{P} < 0.8$	$\frac{S}{P} < 0.65$
Rapport $\frac{\ell_d}{C}$ de la ligne de fuite entre ailettes à la distance <i>C</i>	$\frac{\ell_d}{C} \leq 4$	$4 \leq \frac{\ell_d}{C} < 5$	$\frac{\ell_d}{C} \geq 5$
Différence ( $P_1 - P_2$ ) entre profondeur de 2 ailettes	$P_1 - P_2 \geq 15\text{mm}$	-	$P_1 - P_2 \leq 15\text{mm}$
Angle d'inclinaison des ailettes $\alpha$	$\alpha \geq 5^\circ$	-	-
Facteur de profil $P_f$ : $P_f = \frac{2p+s}{\ell_d}$ pour ailettes régulières $P_f = \frac{2p_1+2p_2+s}{\ell_d}$ pour ailettes alternées	Pour pollution 1 ou 2 $P_f > 0.8$	-	$P_f \leq 0.8$
	Pour pollution 3 $P_f > 0.7$	-	$P_f \leq 0.7$

(1) L'accord sera prononcé soit sur des références d'exploitation du produit en réseau, soit après essais sous pollution artificielle.

### 3-1-2 Conditions de construction liées à la sécurité du personnel d'exploitation :

Afin de garantir la sécurité du personnel d'exploitation habilité (exploitant ou organisme d'état), on est amené à respecter des distances de sécurité lors de la conception du poste. Pour cela on définit les distances suivantes :

- *Distance opérateur :*

Pour un matériel donné, qui nécessite normalement des interventions d'entretien ou de dépannage pendant sa durée de vie, on admet à l'opérateur, après mise hors tension de la cellule de pouvoir évoluer dans une zone autour de l'appareil dont les dimensions sont donnée dans le tableau (II-7) suivant :

Tableau-II-7. Distance de sécurité (Figure II-3)			
Distance		220 KV	400 KV
$Z_1+DLV$	[m]	5,00	6,00
$Z_2+D$	[m]	3,60	4,70

Avec :

- DLV : Distance limite de voisinage, elle est déterminée en fonction de la tension.

DLV = 4,00 m en 400 KV;

DLV = 3,00 m en 220 KV;

$Z_1 = 2,00$  m ;

$Z_2 = 1,20$  m.

- D : Distance appliquée qui permet au personnel travaillant d'être libéré des soucis permanant du respect de la DMA.

D = DMA + 1,00 m en 400 KV

D = DMA + 0,80 m en 220 KV

On définit la DMA comme la distance minimale d'approche, elle est de 2,50 m en 400 KV et de 1,60 m en 220 KV.

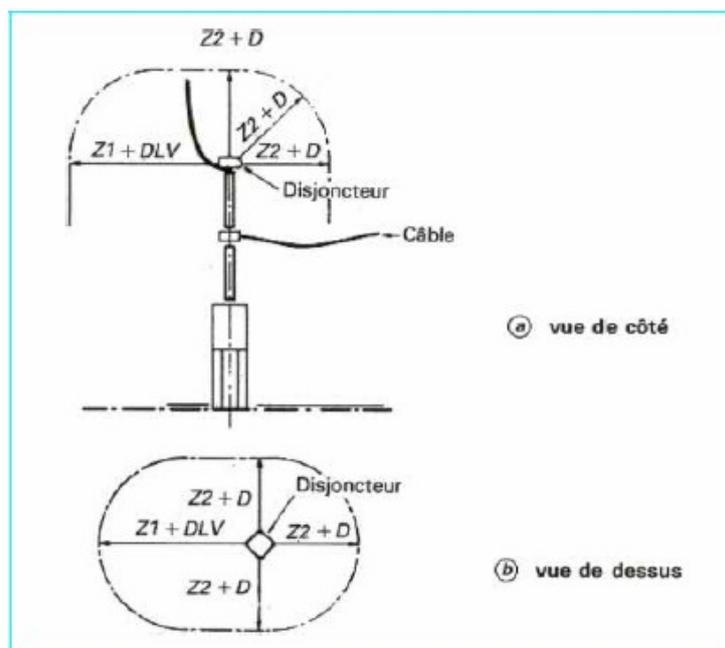


Figure II-3. Distances de sécurité

### Remarque

Les distances de sécurité s'appliquent entre les bords et non entre les axes des pièces sous tension. Lorsque une partie sous tension est un conducteur souple (câble), les distances de sécurité s'appliquent à partir de la position la plus défavorable que peut prendre cette connexion sous l'effet du vent.

- *Largeur et hauteur de passage pour la manutention du matériel :*

La largeur des passages qui servent au transport du matériel à proximité des parties sous tension est déterminée par la largeur maximale du colis  $L_c$  transporté sur le véhicule le plus large 2,50 m à laquelle on ajoute de part et d'autre la distance minimale à la masse (DM) plus une distance de sécurité de 0,5 m.

La hauteur des passages qui servent au transport du matériel au dessous des parties sous tension est égale à la hauteur maximale du plateau d'un véhicule routier 1,5 m et du colis le plus haut de l'ouvrage à laquelle on ajoute la distance minimale d'approche (DM)

(Figure II-4). Ces deux contraintes sont superposées et définissent ainsi le gabarit de circulation routière dans les installations.

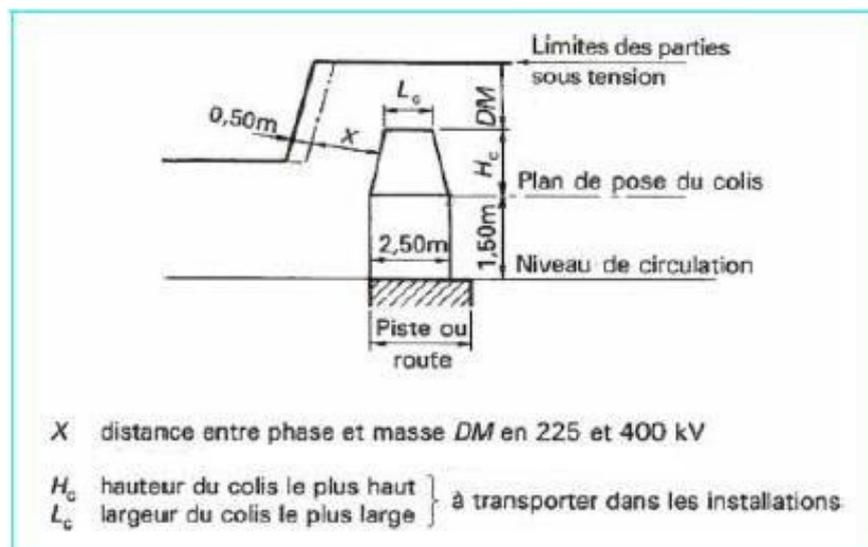


Figure II-4. Largeur et hauteur des passages au-dessus des pistes

- *Hauteur des conducteurs au dessus du sol :*

Un élévateur de personne à nacelle en position repliée (3,30 m), doit pouvoir circuler sous les conducteurs et en dehors des pistes et routes. Le chauffeur, habilité, doit s'assurer que le trajet qu'il emprunte ne conduit pas le véhicule à s'approcher au moins de DMA des conducteurs, et à s'approcher d'au moins de DM des colonnes isolantes.

La hauteur de ces connexions doit donc être au minimum de 4,90 m en 220 KV et de 5,8m en 400 KV.

En dehors des zones de circulation susceptibles d'être utilisées par un véhicule, les parties sous tension devront être au dessus du niveau de circulation à une distance supérieure à la somme du gabarit conventionnel vertical d'un opérateur (2,25 m) et de la distance minimale à la masse DM soit 4,39 m en 220 KV et 5,75 m en 400 kV (voir figure II-5)

- *Hauteur des embases des colonnes isolantes :*

Les embases ont une hauteur de 2,25 m (voir figure II-5).

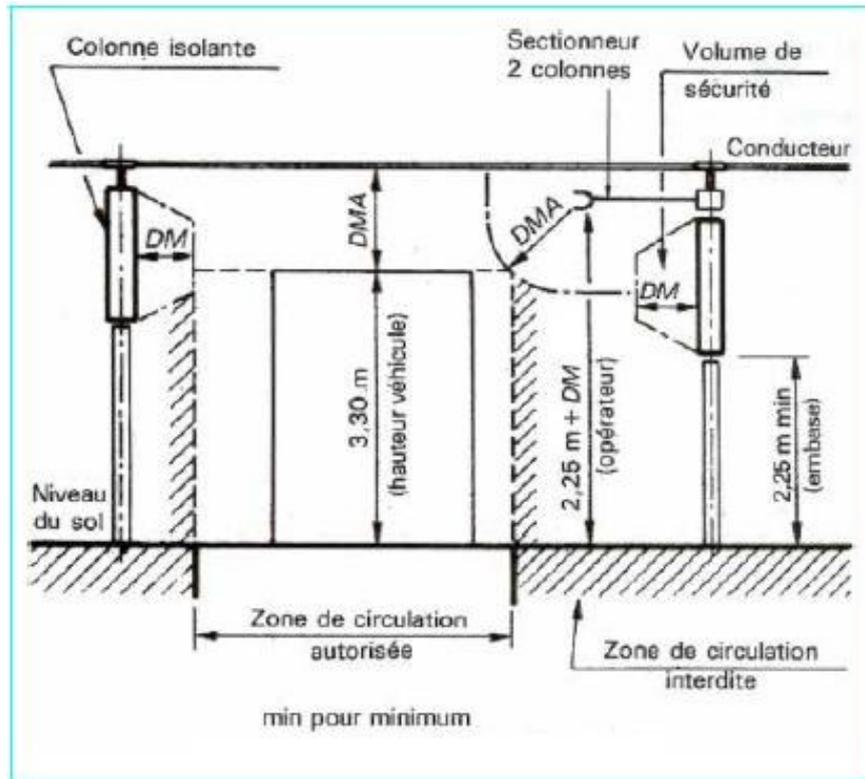


Figure II-5. Circulation des véhicules et des opérateurs sous les barres à 220 et 400 kV

### 3-1-3 Conditions de construction liées aux effets thermiques du courant :

Le passage du courant dans les conducteurs en câble ou en tube (connexions de lignes ou jeux de barres) provoque un effet thermique ayant pour conséquences :

- un allongement des conducteurs ;
- une perte des caractéristiques de tenue mécanique des conducteurs ;
- un vieillissement des contacts électriques.

Il convient donc de dimensionner les conducteurs et les contacts de façon à limiter l'échauffement dans les trois régimes (permanent, de surcharge et de court-circuit) de fonctionnement électrique du poste (voir chap.IV).

### 3-1-4 Conditions de construction liées aux contraintes mécaniques exercées sur les ouvrages :

Les conditions à respecter pour assurer la résistance mécanique des ouvrages résultent des efforts de service, ces conditions dépendent des matériaux et des matériels constituant les ouvrages de postes. Elles sont de quatre types :

- Condition d'effort maximal admissible ;
- Condition de contrainte maximale admissible ;
- Condition de flèche maximale admissible ;
- Condition de stabilité des massifs de fondation.

### 3-1-5 Conditions liées à l'exploitation :

Il s'agit des conditions suivantes :

- la possibilité de travailler sur l'un des jeux de barres, l'autre restant, sous tension ;
- la possibilité de travailler dans une cellule mise hors tension, les cellules voisines restant sous tension ;
- la clarté et la lisibilité de l'installation (disposition du matériel sur le site) ;
- l'adoption de structures où les matériels sont accessibles pour l'entretien à partir des moyens courants d'élévation (échelle, nacelle) ;
- la simplicité des manœuvres d'exploitation ;
- la pose depuis le sol des verrouillages mécaniques de sécurité (cadenas) pour rendre impossible la fermeture d'un sectionneur condamné ouvert ;
- la possibilité de manutentionner le matériel sans recourir à des moyens de fortune ;
- la facilité de circulation dans l'enceinte de l'ouvrage ;
- la prise en compte des extensions ou des réaménagements de l'ouvrage, sans démolition.

### 3-2- Réalisation des étages 400 et 220 KV du poste extérieur :

La technologie choisie pour la structure des jeux de barres peut utiliser ;

- des tubes posés sur des colonnes isolantes ;
- des tubes posés sur des sectionneurs d'aiguillage ;
- des câbles tendus entre des charpentes.

Les connexions transversales de raccordement des cellules aux sectionneurs d'aiguillage (liés aux jeux de barres) sont situées soit au-dessus, soit au-dessous du niveau des jeux de barres et perpendiculairement à ceux-ci. Lorsque les connexions transversales sont situées au-dessus des jeux de barres, elles sont généralement souples (câbles) et tendues entre des charpentes. Lorsque les connexions transversales sont situées au-dessous des jeux de barres, elles sont rigides (tubes) et posées sur des colonnes isolantes.

Les *barres hautes* impliquent en général l'utilisation de sectionneurs d'aiguillage pantographes et les *barres basses* celle de sectionneurs d'aiguillage à deux colonnes.

#### 3-2-1- Etage 400 KV :

L'étage 400 KV est réalisé selon une disposition à phases associées et à barres hautes rigides, les sectionneurs d'aiguillage sont de type pantographe.

Cette disposition est réalisée avec des jeux de barres principaux rigides qui sont situés en partie haute de l'étage à une hauteur de 12 m, et les connexions transversales qui assurent les liaisons entre les disjoncteurs des cellules et les sectionneurs d'aiguillage sont également rigides, elles sont situées en parties basses de l'étage, perpendiculairement aux jeux de barres à une hauteur de 6,20 m (voir vue en coupe, SLB-405.1).

Les jeux de barres principaux et les connexions transversales sont constitués de tubes qui reposent sur les colonnes isolantes et les sectionneurs pantographes respectivement, au moyen de raccords. Les diamètres extérieurs des tubes sont choisis dans la gamme des tubes habituellement installés dans les postes ; ils sont de 200 mm pour les jeux de barres et de 120 mm pour les connexions transversales.

Les cotes principales tiennent compte du gabarit des appareils, des distances d'isolement et de la sécurité au regard des efforts électrodynamiques (§ 3-1) ; on a retenu :

- 22,75 m pour la largeur d'une cellule de ligne (pas de travée) ;
- 8,00 m pour la distance entre les deux jeux de barres ;
- 6,00 m pour la distance entre phases (voir vue en plan; SLB-400).

### 3-2-2- Etage 220 KV :

L'étage 220 KV est réalisé selon une disposition à phases associées et à barres basses.

Dans cette disposition, les sectionneurs d'aiguillage sont des sectionneurs à deux colonnes et les jeux de barres sont supportés par des pillards (colonnes isolantes), ayant une hauteur de 5m.

Les liaisons entre les disjoncteurs des cellules et les sectionneurs d'aiguillage sont réalisées au moyen :

- De câbles transversaux tendus au-dessus des jeux de barres entre les portiques d'ancrage des lignes de 15,00 m de hauteur.

- De câbles de descente aux sectionneurs d'aiguillage et aux disjoncteurs des cellules, ces câbles étant raccordés sur les connexions transversales tendues (voir vue en coupe, SLB-404).

Les jeux de barres ont un diamètre de 120 mm et les conducteurs transversaux ont une section de  $2 \times 851 \text{ mm}^2$  ; Pour les cotes principales, on a retenu :

- 15,00 m pour la largeur d'une cellule de ligne (pas de travée) ;
- 7,20 m pour la distance entre les deux jeux de barres ;
- 4,00 m pour la distance entre phases (voir vue en plan, SLB-403).

## 4- Présentation des schémas de base du poste

4-1- *Plan de masse* : SLB-100.

4-2- *Vue en plan 400 KV* : SLB-400.

4-3- *Vue en coupe 400 KV* : SLB-405.1.

4-4- *Schéma unifilaire 400 KV* : SLB-600.1.

4-5- *Vue en plan 220 KV* : SLB-403.

4-6- *Vue en coupe 220 KV* : SLB-404.

4-7- *Schéma unifilaire 220 KV* : SLB-600.2A.

**Conclusion**

On a vu dans ce chapitre, que la réalisation d'un poste est liée à des spécifications techniques et économiques dont il faut faire un compromis, afin de satisfaire toutes les conditions de construction, dictées par le double souci de la sécurité d'exploitation et du moindre coût de réalisation.

## Introduction

Le dimensionnement d'une installation électrique et des matériels à mettre en œuvre, la détermination des protections des personnes et des biens, nécessitent le calcul des courants de court-circuit en tout point du réseau.

Toute installation électrique doit être protégée contre les courts-circuits. L'intensité du courant de court-circuit est à calculer aux différents étages de l'installation ; ceci pour pouvoir déterminer les caractéristiques du matériel qui doit supporter ou couper ce courant de défaut.

### 1- Généralités [12]

#### a) Définition :

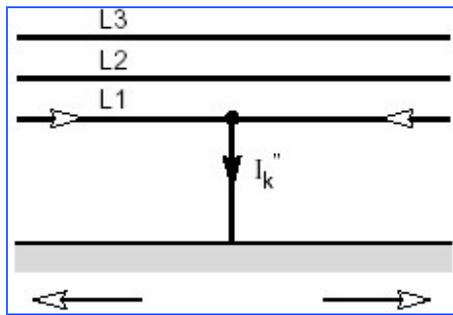
Un court-circuit est une liaison accidentelle entre conducteurs à impédance nulle (court-circuit franc) ou non (court-circuit impédant), il peut être interne s'il est localisé au niveau d'un équipement, ou externe s'il se produit dans les liaisons. La durée d'un court-circuit est variable, il est autoextincteur si le défaut est trop court pour déclencher la protection ; fugitif lorsque éliminé après déclenchement et réenclenchement de la protection ; permanent s'il ne disparaît pas après déclenchement de la protection.

#### b) Différents types de court-circuit :

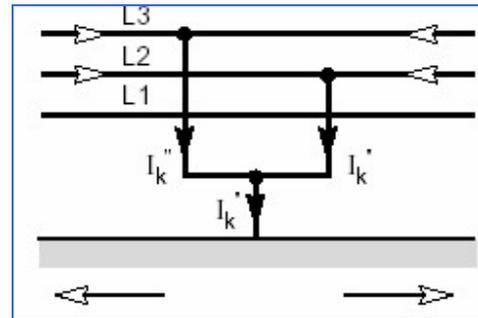
On distingue principalement, trois types de court-circuit ;

- Monophasé : Il correspond à un défaut entre une phase et la terre ; il est le plus fréquent (80 % des cas) ;
- Biphasé : Ces défauts peu fréquents (15 % des cas), dégénèrent souvent en défauts triphasés. Le courant résultant est plus faible que dans le cas du défaut triphasé, sauf lorsqu'il se situe à proximité immédiate d'un générateur, il existe deux types de court-circuit biphasé :
  - Biphasé terre : Il correspond à un défaut entre deux phases avec une liaison à la terre.
  - Biphasé isolé : Il correspond à un défaut entre deux phases sous tension composée.
- Triphasé : Ce défaut est très rare (5 % des cas), il correspond à la liaison des trois phases ; il est celui provoquant généralement les courants les plus élevés.

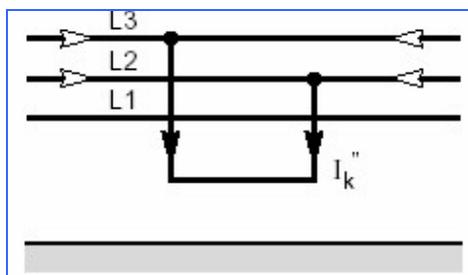
Ces différents défauts sont représentés sur la figure (III-1) suivante.



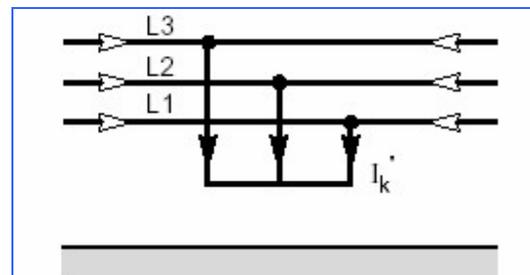
a) Court-circuit monophasé



b) Court-circuit biphasé terre



c) Court-circuit biphasé isolé



d) Court-circuit triphasé

← Courant de court-circuit.

← Courants de court-circuit partiels dans les conducteurs et la terre.

Figure III-1. Les différents courts-circuits et leurs courants.

#### c) Caractéristiques des court-circuits :

Ils sont principalement caractérisés par :

- Leurs durées : autoextincteur, fugitif ou permanent ;
- Leurs origines : mécaniques (rupture de conducteurs, liaison électrique accidentelle entre deux conducteurs par un corps étranger conducteur tel que outils ou animaux), surtensions électriques d'origine interne ou atmosphérique, ou à la suite d'une dégradation de l'isolement, consécutive à la chaleur, l'humidité ou une ambiance corrosive ;
- Leurs localisations : interne ou externe à un équipement.

#### d) Conséquences des défauts :

Elles sont variables selon la nature et la durée des défauts, le point concerné de l'installation et l'intensité du courant :

- Au point de défaut, la présence d'arcs de défaut, entraîne la détérioration des isolants, fusion des conducteurs, incendie et danger pour les personnes ;
- Pour le circuit défectueux les efforts électrodynamiques, entraînent la déformation des jeux de barres, arrachement des câbles ;
- Suréchauffement par augmentation des pertes joules, avec risque de détérioration des isolants ;
- Les creux de tension pendant la durée d'élimination du défaut, de quelques millisecondes à quelques centaines de millisecondes ;

- La mise hors service d'une plus ou moins grande partie du réseau suivant son schéma et la sélectivité de ses protections ;
- L'instabilité dynamique et la perte de synchronisme des machines ;
- Les perturbations dans les circuits de contrôle commande.

e) *Méthode de calcul des courants de court-circuit selon la CEI 60909 :*

Les règles de calcul des courants de court-circuit dans les installations électriques ont été définies dans la norme CEI 60909 éditée en 2001.

Le calcul effectif des courants de court-circuit en divers points d'un réseau peut rapidement devenir un travail laborieux lorsque l'installation est complexe. L'utilisation de logiciels spécialisés permet d'effectuer ces calculs plus rapidement.

Cette norme, applicable à tous les réseaux triphasés radiaux ou maillés, 50 ou 60 Hz et jusqu'à 550 kV, est générale et précise par excès. Elle permet de traiter les différents types de courts-circuits, symétriques ou asymétriques, francs, pouvant se produire dans une installation.

À l'apparition d'un défaut, le courant d'établissement du court-circuit dans le circuit est fonction du temps et comprend deux composantes (fig. III-2) :

- ✓ L'une alternative (périodique), décroissante jusqu'à sa valeur établie, due aux différentes machines tournantes et fonction de la combinaison de leurs constantes de temps,
- ✓ L'autre continue (apériodique), décroissante jusqu'à zéro, due à l'établissement du courant et fonction des impédances du circuit.

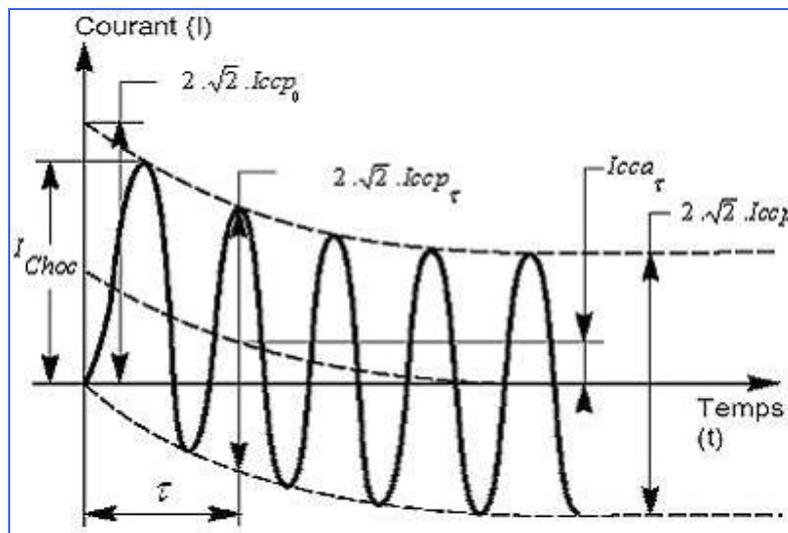


Figure III-2. Représentation graphique des grandeurs d'un court-circuit selon la CEI 60909

Pratiquement, on définit les grandeurs de court-circuit utiles à la détermination des matériels et du système de protection :

- ✓  $I_{ccp_0}$  : Valeur efficace du courant périodique initial ;
- ✓  $I_{ccp_\tau}$  : Valeur efficace du courant périodique coupé par l'appareil de manœuvre à la séparation du premier pôle à l'instant  $\tau$  (retard minimal) ;

- ✓  $I_{cca\tau}$  : Valeur continue du courant (valeur apériodique) à l'instant  $\tau$  ;
- ✓  $I_{cc\tau_{max}}$  : Valeur de crête du courant à l'instant  $\tau$  ;
- ✓  $I_{Choc}$  : Valeur maximale du courant périodique à la première crête (courant de choc)

Le calcul de ces courants est indiqué dans le tableau (III-1) suivant, pour les courts-circuits triphasé et monophasé.

Tableau III-1. [19]					
Type de court-circuit	$I_{ccp_0}$	$I_{ccp_\tau}$	$I_{cca\tau}$	$I_{cc\tau_{max}}$	$I_{Choc}$
Triphasé	$\frac{C \cdot Un}{\sqrt{3} X_d}$	$\mu \cdot I_{ccp_0}$	$\sqrt{2} \cdot I_{ccp_0} \cdot e^{-\frac{\tau}{Ta}}$	$\sqrt{2} I_{ccp_\tau} + I_{cca\tau}$	$K \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ccp_0}$
Monophasé	$\frac{C \cdot \sqrt{3} \cdot Un}{2 \cdot X_d + X_0}$	$\mu \cdot I_{ccp_0}$	$\sqrt{2} \cdot I_{ccp_0} \cdot e^{-\frac{\tau}{Ta}}$	$\sqrt{2} I_{ccp_\tau} + I_{cca\tau}$	-

Avec :

- $X_d$  : Réactance directe équivalente en amont du point de court-circuit.
- $X_0$  : Réactance homopolaire équivalente en amont du point de court-circuit.
- $C$  : Coefficient de tension (voir tableau III-2)
- $\tau = t_{0r} + t_{0p}$  : Temps mort minimal qui est égal à la durée d'ouverture minimale du premier pôle ( $t_{0p}$ ) du disjoncteur, dont la valeur dépend du type du disjoncteur, à laquelle on ajoute une demi période (valeur normalisée) de la fréquence assignée ( $t_{0r}$ ). La durée  $t_{0r}$ , appelé « temps relais », correspond à la durée nécessaire pour que l'ordre soit transmis au disjoncteur après détection du défaut ;
- $\mu$  : Facteur fonction du temps mort minimal  $\tau$  et du rapport ( $I_{ccp_0} / I_n$ ), (fig.III-3) qui traduit l'influence des réactances subtransitoire et transitoire, et  $I_n$  est le courant nominal assigné de l'alternateur. On tient compte de ce facteur uniquement dans le cas où le défaut est proche des alternateurs, dans le cas contraire on prend  $\mu=1$ .
- $Ta$  : Constante de temps, normalisée à 60 ms pour des tensions assignées égales à 420 kV, et 160 ms pour 245 KV ;
- $K$  : Facteur fonction des rapports R / X, calculé par la formule approchée suivante :

$$K = 1.02 + 0,98 \cdot e^{-3 \cdot Ta}$$

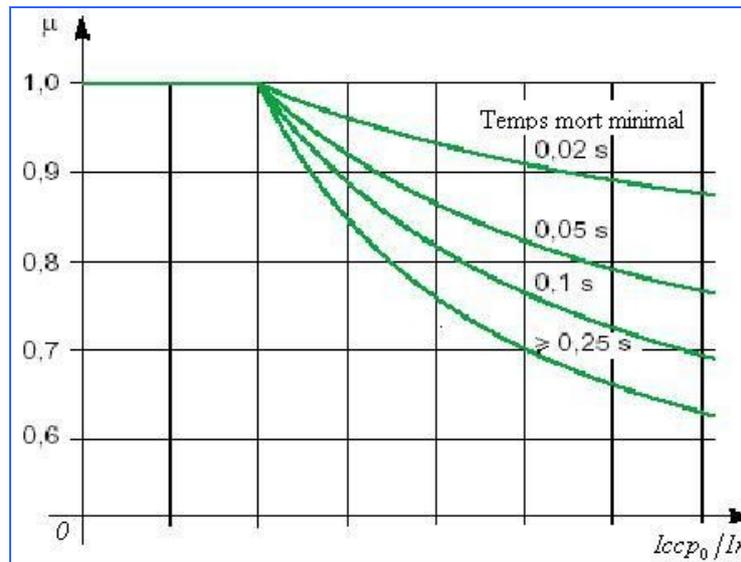


Figure III-3. Facteur  $\mu$  pour le calcul du courant de court-circuit coupé  $I_{ccp\tau}$  (selon la CEI 909).

**Remarque 1 :**

- Si  $X_0 > X_d$  (cas général) :  $I_{mono} < I_{tri}$  ;
- Si  $X_0 = X_d$  :  $I_{mono} = I_{tri}$  ;
- Si  $X_0 < X_d$  :  $I_{mono} > I_{tri}$ .

Le principe de la méthode, basée sur le théorème de superposition de Thevenin et la décomposition en composantes symétriques, est d'appliquer au point de court-circuit une source de tension équivalente pour ensuite déterminer le courant ; le calcul se déroule en trois étapes :

1. Définir la source de tension équivalente appliquée au point en défaut ; elle représente la tension existant juste avant le court-circuit : c'est la tension nominale corrigée du facteur « C » qui tient compte des variations de la source, des changeurs de prises transformateurs, du comportement subtransitoire des machines.
2. Calculer les impédances, vues du point en défaut, de chaque branche arrivant en ce point ; le calcul se fait en négligeant, pour les systèmes directs et inverses, les capacités de ligne et les admittances des charges non tournantes en parallèle.
3. Connaissant la tension et les impédances, calculer les valeurs caractéristiques maximales et minimales des courants de court-circuit.

**Remarque 2**

Les impédances, directe inverse et homopolaire des transformateurs, et directe des générateurs doivent être attribuées d'un facteur de correction  $K_T$ , et  $K_G$  respectivement.

Avec :

$$\text{➤ } K_T = \frac{0.95 \cdot C}{1 + 0.6 \cdot X_T^*} \quad (X_T^* \text{ est la réactance relative du transformateur})$$

$$\text{➤ } K_G = \frac{C}{1 + X_d^{*''} \cdot \sin\varphi} \quad (X_d^{*''} \text{ est la réactance subtransitoire relative de l'alternateur})$$

2- Construction du schéma équivalent

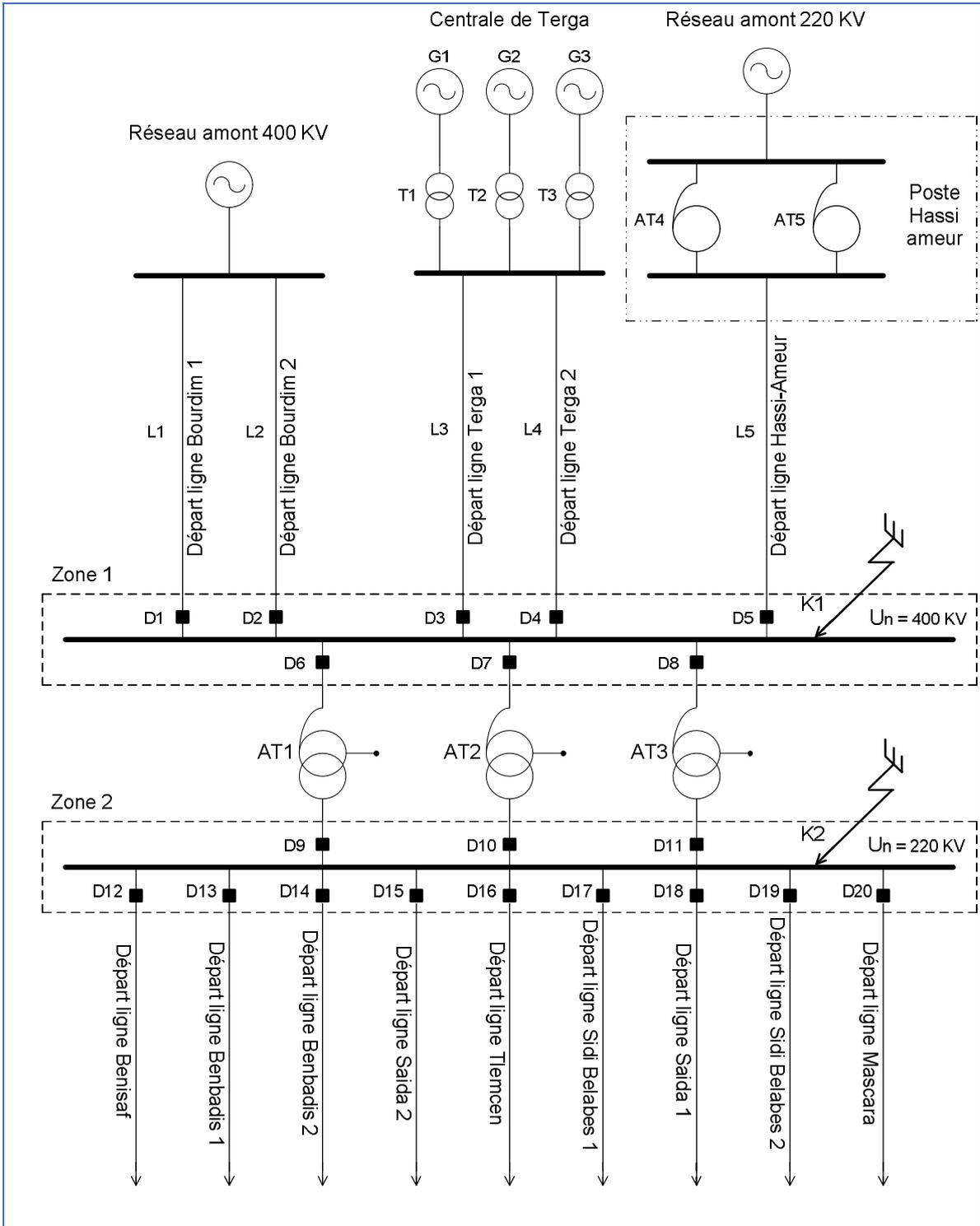


Figure III-4. Schéma équivalent

### 3- Détermination des paramètres des équipements du schéma

#### a) Alternateurs :

$$G_1, G_2, G_3 : P_n = 400 \text{ MW}, X_d'' = 0.219, U_n = 20 \text{ KV}, \cos\varphi = 0.9, X_o^* = 0.093 ;$$

#### b) Transformateurs :

$$T_1, T_2, T_3 : S_n = 445 \text{ MVA}, U_n = 400/220 \text{ KV}, U_{cc\%} = 16\%, X_o = X_d, \text{ couplage (Dyn11)} ;$$

#### c) Autotransformateurs :

$$\begin{aligned} AT_1, AT_2, AT_3 : S_n = 300 \text{ MVA}, S_H = S_M = 300 \text{ MVA}, S_B = 99 \text{ MVA}, \text{ couplage (YNa0d11)}, \\ U_n = 400/220/31,5 \text{ KV}, U_{cc(H-M)\%} = 14\%, U_{cc(H-B)\%} = 21.5\%, \\ U_{cc(M-B)\%} = 16\%, X_o(H-M)\% = 14\%, X_o(H-B)\% = 22\%, X_o(M-B)\% = 16\% ; \\ AT_4, AT_5 : S_n = 500 \text{ MVA}, U_n = 400/220 \text{ KV}, U_{cc\%} = 14\%, X_o = X_d, \text{ couplage (YNyn)} ; \end{aligned}$$

#### d) Lignes :

$$\begin{aligned} L_1, L_2 : X_o = 0.42 \Omega / \text{KM}, \ell = 140 \text{ Km}, U_n = 400 \text{ KV}, X_o = 3 X_d ; \\ L_3, L_4 : X_o = 0.42 \Omega / \text{KM}, \ell = 70 \text{ Km}, U_n = 400 \text{ KV}, X_o = 3 X_d ; \\ L_5 : X_o = 0.42 \Omega / \text{KM}, \ell = 100 \text{ Km}, U_n = 400 \text{ KV}, X_o = 3 X_d ; \end{aligned}$$

#### e) Réseau amont 400 KV :

$$S_{cc} = 28 \text{ GVA}, U_n = 400 \text{ KV}, X_o = 3 X_d ;$$

#### f) Réseau amont 220 KV :

$$g) S_{cc} = 12 \text{ GVA}, U_n = 220 \text{ KV}, X_o = 3 X_d ;$$

#### h) Valeurs moyennes des tensions nominales :

Les valeurs moyennes des tensions nominales sont obtenues, en multipliant ces dernières par un facteur « C » de tension, dont l'introduction dans les calculs est nécessaire pour tenir compte :

- Des variations de tension dans l'espace et dans le temps,
- Des changements éventuels de prises des transformateurs,
- Du comportement subtransitoire des alternateurs et des moteurs.

Selon les calculs à effectuer et les niveaux de tension considérés, les valeurs normatives de ce facteur de tension sont indiquées dans le tableau (III-2) suivant :

Tableau III-2 [19]			
Tension nominale entre phases		Facteur de tension $C^{(1)}$	
		Icc max	Icc min
100 V < $U_n$ < 1 KV	Si tolérance $\pm 6\%$	1,05	0,95
	Si tolérance $\pm 10\%$	1,1	0,95
1 KV < $U_n$ < 550 KV		1,1	1

(1) Valeurs du facteur de tension « C » selon la norme (CEI 60909).

**Remarque :**

Les courants maximaux permettent de déterminer les caractéristiques assignées des matériels électriques, et les minimaux sont nécessaires au calibrage des protections de surintensité. Dans notre cas on se limitera au calcul des courants maximaux, avec un facteur de tension  $C = 1,1$ .

**4- Calcul des courants nominaux**

4-1- Travées Autotransformateurs : ATR1, ATR2, ATR3 400/220/31,5 kV, 300 MVA :

Le courant nominale des travées autotransformateurs correspond au courant nominal primaire des autotransformateurs :

- Fonctionnement à 100% du régime nominal (OFAF) :

$$S_n = \sqrt{3} U_n I_n \Rightarrow I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} U_n}$$

AN : 
$$I_n = \frac{300 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 10^3} = 433 \text{ A}$$

- Fonctionnement à 60% du régime nominal (ONAF) :

$$I_n = 433 \times \frac{60}{100} = 259,807 \text{ A}$$

- Fonctionnement à 25% du régime nominal (ONAN) :

$$I_n = 433 \times \frac{25}{100} = 108,253 \text{ A}$$

4-2- Travées lignes 400 kV :

➤ Travée départ ligne Hassi-Ameur : 
$$I_n = \frac{S_{n_{AT4}} + S_{n_{AT5}}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{2 \cdot 500 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 10^3} = 1443,375 \text{ A}$$

➤ Travée arrivée groupes Terga : 
$$I_n = \frac{1}{2} \frac{S_{n_{T1}} + S_{n_{T2}} + S_{n_{T3}}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1}{2} \frac{3 \cdot 445 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 10^3} = 963,453 \text{ A}$$

➤ Travée départ ligne Bourdim : 
$$I_n = \frac{1}{2} [(1443,375 + 2 \times 963,453) - (3 \times 433)] = 1035,64 \text{ A}$$

4-3- Travée couplage 400 KV :

Le courant nominal de la travée couplage 400 KV, est le double du plus élevé de celui de la travée ligne 400KV.

$$I_n = 2 \times 1443,375 = 2886,75 \text{ A}.$$

4-4- Jeu de barres 400 KV :

Pour le calcul du courant nominal dans un jeu de barres, on applique la loi des nœuds, en prenant soit la somme des courants sortants ou la somme des courants rentrants.

Dans notre cas on considère les hypothèses suivantes :

- Le courant dans la travée départ ligne Hassi-Ameur est rentrant.
- Les courants des deux travées arrivées groupes Terga 1&2 sont rentrants.
- Les courants des deux travées Bourdim 1&2 sont sortants.
- Les courants des trois travées autotransformateurs sont sortants.

Dans ce cas on aura :

$$I_n = 1443,375 + 2 \times 963,453 = 3370,281 \text{ A}$$

**Remarque :**

Les courants dans les travées départs lignes (Hassi-Ameur et Bourdim) peuvent avoir n'importe quel sens, mais les hypothèses posées dans le calcul du courant nominal dans le jeu de barres 400 KV restent vraies, du moment que les deux départ lignes Hassi-Ameur et Bourdim ne peuvent jamais débiter en même temps sur le jeu de barres 400 KV.

*4-5- Travées arrivées Autotransformateurs ATR1, ATR2, ATR3 :*

Le courant nominal de ces travées correspond au courant nominal secondaire des autotransformateurs :

- *Fonctionnement à 100% du régime nominal (OFAF) :*

$$AN : \quad I_n = \frac{300 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 10^3} = 787,296 \text{ A}$$

- *Fonctionnement à 60% du régime nominal (ONAF) :*

$$I_n = 787,296 \times \frac{60}{100} = 472,377 \text{ A}$$

- *Fonctionnement à 25% du régime nominal (ONAN) :*

$$I_n = 787,296 \times \frac{25}{100} = 196,824 \text{ A}$$

*4-6- Travées lignes 220 KV :*

Pour calculer les courants nominaux des travées 220 KV, il faut connaître les caractéristiques des différentes charges (Benisaf, Saida, Tlemcen, Sidi-Belabes, Mascara), ce qui n'est malheureusement pas connu, mais d'après les données de l'opérateur système (Dispacheur national), ces courants ne dépasseront pas 1000 A, pour cela on prendra un conducteur ayant un courant nominal  $I_n = 2000 \text{ A}$  capable de faire transiter les courants débités par les autotransformateurs.

*4-7- Travée couplage 220 KV :*

Dans ce cas aussi le courant nominal, est le double du plus élevé de celui de la travée ligne 220 KV.

$$I_n = 2 \times 1000 = 2000 \text{ A} .$$

*4-8 Jeu de barres 220 KV :*

Pour le jeu de barres 220 KV, on considère les hypothèses suivantes :

- Les courants de toutes les travées départs lignes sont sortants.
- Les courants des travées arrivées autotransformateurs sont rentrants.

Dans ce cas on aura :

$$I_n = 3 \times 787,296 = 2361,887 \text{ A} .$$

- Dans le tableau (III-3) suivant on donne les valeurs des courants nominaux normalisés, ainsi que les caractéristiques des connexions utilisées.

Tableau III-3 Récapitulatif des courants nominaux			
Travées	Types de connexions utilisées	Caractéristiques des connexions	Courants nominaux normalisés [A]
Travées lignes 400 kV	Souple	Almélec 2×851mm <sup>2</sup>	2000
	Rigide	AGS 120×8 (mm.mm)	
Jeu de barres 400 KV	Rigide	AGS 250×8 (mm.mm)	5000
Travée couplage 400 KV	Souple	Almélec 4×851mm <sup>2</sup>	4000
	Rigide	AGS 250×8 (mm.mm)	
Travées Autotransformateurs	Souple	Almélec 2×851mm <sup>2</sup>	2000
	Rigide	AGS 120×8 (mm.mm)	
Travées arrivées Autotransformateurs	Souple	Almélec 2×570 mm <sup>2</sup>	262
	Rigide	AGS 100×6 (mm.mm)	
Travées lignes 220 KV	Souple	Almélec 2×851mm <sup>2</sup>	2000
	Rigide	AGS 120×8 (mm.mm)	
Jeu de barres 220 KV	Rigide	AGS 160×8 (mm.mm)	4000
Travée couplage 220 KV	Souple	Almélec 4×851mm <sup>2</sup>	4000
	Rigide	AGS 160×8 (mm.mm)	

**Remarque :**

Pour les travées arrivées autotransformateurs on a utiliser un conducteur Almélec 2×570 mm<sup>2</sup>, ayant un courant nominal supérieur à celui du régime (ONAN) des autotransformateurs, mais qui est capable de faire transiter les courants des autres régimes de fonctionnement (voir chap. IV).

**5- Calcul des grandeurs de base**

➤ Puissance de base choisie :  $S_b = 1000 \text{ MVA}$

➤ Tensions de base choisies :  $U_{b_{K1}} = 400 \text{ KV}$

$$U_{b_{K2}} = 220 \text{ KV}$$

➤ Tensions de base affectées du facteur de tension « C » :  $U_{b_{K1}} = 1,1 \times 400 = 440 \text{ KV}$

$$U_{b_{K2}} = 1,1 \times 220 = 242 \text{ KV}$$

➤ Courants de base :  $I_{b_{K1}} = \frac{S_b}{\sqrt{3} U_{b_{K1}}} = \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 440 \cdot 10^3} = 1,312 \text{ KA}$

$$I_{b_{K2}} = \frac{S_b}{\sqrt{3} U_{b_{K2}}} = \frac{1000 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 242 \cdot 10^3} = 2,386 \text{ KA}$$

**6- Calcul des facteurs d'impédance :**

Avant de calculer les réactances, il faut d'abord déterminer les facteurs de correction pour les alternateurs et les transformateurs.

- *Alternateurs G1, G2, G3 :*

$$K_G = \frac{C}{1 + X_{*T}'' \sin \varphi} = \frac{1,1}{1 + 0,219 \cdot 0,436} = 1,004$$

- *Transformateurs T1, T2, T3 :*

$$\left\{ \begin{array}{l} K_T = \frac{C}{1 + 0,6 X_{*T}} \\ X_{*T} = \frac{U_{cc\%} S_b}{100 S_n} = \frac{16 \cdot 1000 \cdot 10^6}{100 \cdot 445 \cdot 10^6} = 0,36 \end{array} \right\} \Rightarrow K_T = \frac{1,1}{1 + 0,6 \cdot 0,36} = 0,905$$

- *Autotransformateurs AT4, AT5 :*

$$\left\{ \begin{array}{l} K_{AT} = \frac{C}{1 + 0,6 X_{*AT}} \\ X_{*AT} = \frac{U_{cc\%} S_b}{100 S_n} = \frac{14 \cdot 1000 \cdot 10^6}{100 \cdot 500 \cdot 10^6} = 0,28 \end{array} \right\} \Rightarrow K_{AT} = \frac{1,1}{1 + 0,6 \cdot 0,28} = 0,94$$

- *Autotransformateurs AT1, AT2, AT3 :*

$$U'_{cc(M-B)\%} = U_{cc(M-B)\%} \frac{S_M}{S_B} = 16 \frac{300 \cdot 10^6}{99 \cdot 10^6} = 48,48 \%$$

$$U'_{cc(H-B)\%} = U_{cc(H-B)\%} \frac{S_H}{S_B} = 21,5 \frac{300 \cdot 10^6}{99 \cdot 10^6} = 65,15 \%$$

$$\left\{ \begin{array}{l} K_{ATd_H} = \frac{C}{1 + 0,6 X_{*H}^d} \\ K_{ATd_M} = \frac{C}{1 + 0,6 X_{*M}^d} \\ K_{ATd_B} = \frac{C}{1 + 0,6 X_{*B}^d} \\ X_{*H}^d = \frac{1}{200} (Ucc_{(H-M)\%} + U'cc_{(H-B)\%} - U'cc_{(M-B)\%}) \frac{S_b}{Sn} \\ \quad = \frac{1}{200} (14 + 65,15 - 48,48) \frac{1000 \cdot 10^6}{300 \cdot 10^6} = 0,51 \\ X_{*M}^d = \frac{1}{200} (Ucc_{(H-M)\%} - U'cc_{(H-B)\%} + U'cc_{(M-B)\%}) \frac{S_b}{Sn} \\ \quad = \frac{1}{200} (14 - 65,15 + 48,48) \frac{1000 \cdot 10^6}{300 \cdot 10^6} = 0 \\ X_{*B}^d = \frac{1}{200} (-Ucc_{(H-M)\%} + U'cc_{(H-B)\%} + U'cc_{(M-B)\%}) \frac{S_b}{Sn} \\ \quad = \frac{1}{200} (-14 + 65,15 + 48,48) \frac{1000 \cdot 10^6}{300 \cdot 10^6} = 1,66 \end{array} \right\} \Rightarrow \left\{ \begin{array}{l} K_{ATd_H} = \frac{1,1}{1 + 0,6 \cdot 0,51} = 0,842 \\ K_{ATd_B} = \frac{1,1}{1 + 0,6 \cdot 1,66} = 0,55 \end{array} \right\}$$

$$Xo'_{(H-M)\%} = Xo_{(H-M)\%} \cdot \frac{S_M}{S_B} = 16 \cdot \frac{300 \cdot 10^6}{99 \cdot 10^6} = 48,48 \%$$

$$Xo'_{(H-B)\%} = Xo_{(H-B)\%} \cdot \frac{S_H}{S_B} = 22 \cdot \frac{300 \cdot 10^6}{99 \cdot 10^6} = 66,66 \%$$

$$\left. \begin{aligned}
 K_{ATO_H} &= \frac{C}{1 + 0,6 X_{*H}} \\
 K_{ATO_M} &= \frac{C}{1 + 0,6 X_{*M}} \\
 K_{ATO_B} &= \frac{C}{1 + 0,6 X_{*B}} \\
 X_{*H} &= \frac{1}{200} (X_{(H-M)\%} + X'_{(H-B)\%} - X'_{(M-B)\%}) \frac{S_b}{S_n} \\
 &= \frac{1}{200} (14 + 66,66 - 48,48) \frac{1000 \cdot 10^6}{300 \cdot 10^6} = 0,53 \\
 X_{*M} &= \frac{1}{200} (X_{(H-M)\%} - X'_{(H-B)\%} + X'_{(M-B)\%}) \frac{S_b}{S_n} \\
 &= \frac{1}{200} (14 - 66,66 + 48,48) \frac{1000 \cdot 10^6}{300 \cdot 10^6} = 0 \\
 X_{*B} &= \frac{1}{200} (-X_{(H-M)\%} + X'_{(H-B)\%} + X'_{(M-B)\%}) \frac{S_b}{S_n} \\
 &= \frac{1}{200} (-14 + 66,66 + 48,48) \frac{1000 \cdot 10^6}{300 \cdot 10^6} = 1,66
 \end{aligned} \right\} \Rightarrow \left\{ \begin{aligned}
 K_{ATO_H} &= \frac{1,1}{1 + 0,6 \cdot 0,53} = 0,83 \\
 K_{ATO_B} &= \frac{1,1}{1 + 0,6 \cdot 1,66} = 0,55
 \end{aligned} \right.$$

## 7- Calcul des réactances d'induction

➤ Réseau amont 400 KV :

$$X_{*1} = \frac{S_b}{S_{cc}} = \frac{1000 \cdot 10^6}{28 \cdot 10^9} = 0,0357$$

$$X_o = 3 X_d = 3 \cdot 0,0357 = 0,107$$

➤ Lignes  $L_1, L_2$  :

$$X_{*2} = X_{*3} = \frac{X_o \ell S_b}{(1,1 Un)^2} = \frac{0,42 \cdot 130 \cdot 1000 \cdot 10^6}{(1,1 \cdot 400 \cdot 10^3)^2} = 0,282$$

$$X_o = X_o \cdot 3 \cdot X_d = 3 \cdot 0,282 = 0,846$$

➤ Alternateurs :  $G_1, G_2, G_3$  :

$$X_{*4} = X_{*5} = X_{*6} = K_G \cdot X_d'' \frac{S_b}{S_n} = 1,004 \cdot 0,219 \frac{1000 \cdot 10^6}{400 \cdot 10^6} \cdot 0,9 = 0,494$$

$$X_o = X_o = X_o = X_o \frac{S_b}{S_n} = 0,093 \frac{1000 \cdot 10^6}{400 \cdot 10^6} \cdot 0,9 = 0,209$$

➤ Transformateurs :

$$X_{*7} = X_{*8} = X_{*9} = K_T \cdot X_{*T} = 0,905 \cdot 0,36 = 0,326$$

$$X_{*7}^{O} = X_{*8}^{O} = X_{*9}^{O} = 0,326$$

➤ Lignes  $L_3, L_4$  :

$$X_{*10} = X_{*11} = \frac{X_0 \ell S_b}{(1,1 Un)^2} = \frac{0,42 \cdot 70 \cdot 1000 \cdot 10^6}{(1,1 \cdot 400 \cdot 10^3)^2} = 0,15$$

$$X_{*10}^{O} = X_{*11}^{O} = 3 \cdot X_{*d} = 3 \cdot 0,15 = 0,45$$

➤ Réseau amont 220 KV :

$$X_{*12} = \frac{S_b}{S_{cc}} = \frac{1000 \cdot 10^6}{12 \cdot 10^9} = 0,0833$$

$$X_{*12}^{O} = 3 \cdot X_{*d} = 3 \cdot 0,0833 = 0,25$$

➤ Autotransformateurs AT4, AT5 :

$$X_{*13} = X_{*14} = K_{AT} \cdot X_{*AT} = 0,94 \cdot 0,28 = 0,263$$

$$X_{*13}^{O} = X_{*14}^{O} = 0,263$$

➤ Ligne  $L_5$  :

$$X_{*15} = \frac{X_0 \ell S_b}{(1,1 Un)^2} = \frac{0,42 \cdot 100 \cdot 1000 \cdot 10^6}{(1,1 \cdot 400 \cdot 10^3)^2} = 0,21$$

$$X_{*15}^{O} = 3 \cdot X_{*d} = 3 \cdot 0,21 = 0,63$$

➤ Autotransformateurs AT1, AT2, AT3 :

$$X_{*16} = X_{*19} = X_{*22} = K_{ATd_H} X_{*H}^d = 0,842 \cdot 0,51 = 0,43$$

$$X_{*16}^{O} = X_{*19}^{O} = X_{*22}^{O} = K_{ATO_H} X_{*H}^O = 0,83 \cdot 0,53 = 0,44$$

$$X_{*17} = X_{*20} = X_{*23} = K_{ATd_M} X_{*M}^d = 0$$

$$X_{*17}^{O} = X_{*20}^{O} = X_{*23}^{O} = K_{ATO_M} X_{*M}^O = 0$$

$$X_{*18} = X_{*21} = X_{*24} = K_{ATd_B} X_{*B}^d = 0,55 \cdot 1,66 = 0,913$$

$$X_{*18}^{O} = X_{*21}^{O} = X_{*24}^{O} = K_{ATO_B} X_{*B}^O = 0,55 \cdot 1,66 = 0,913$$

**8- Construction du schéma de calcul**

- Schéma direct :

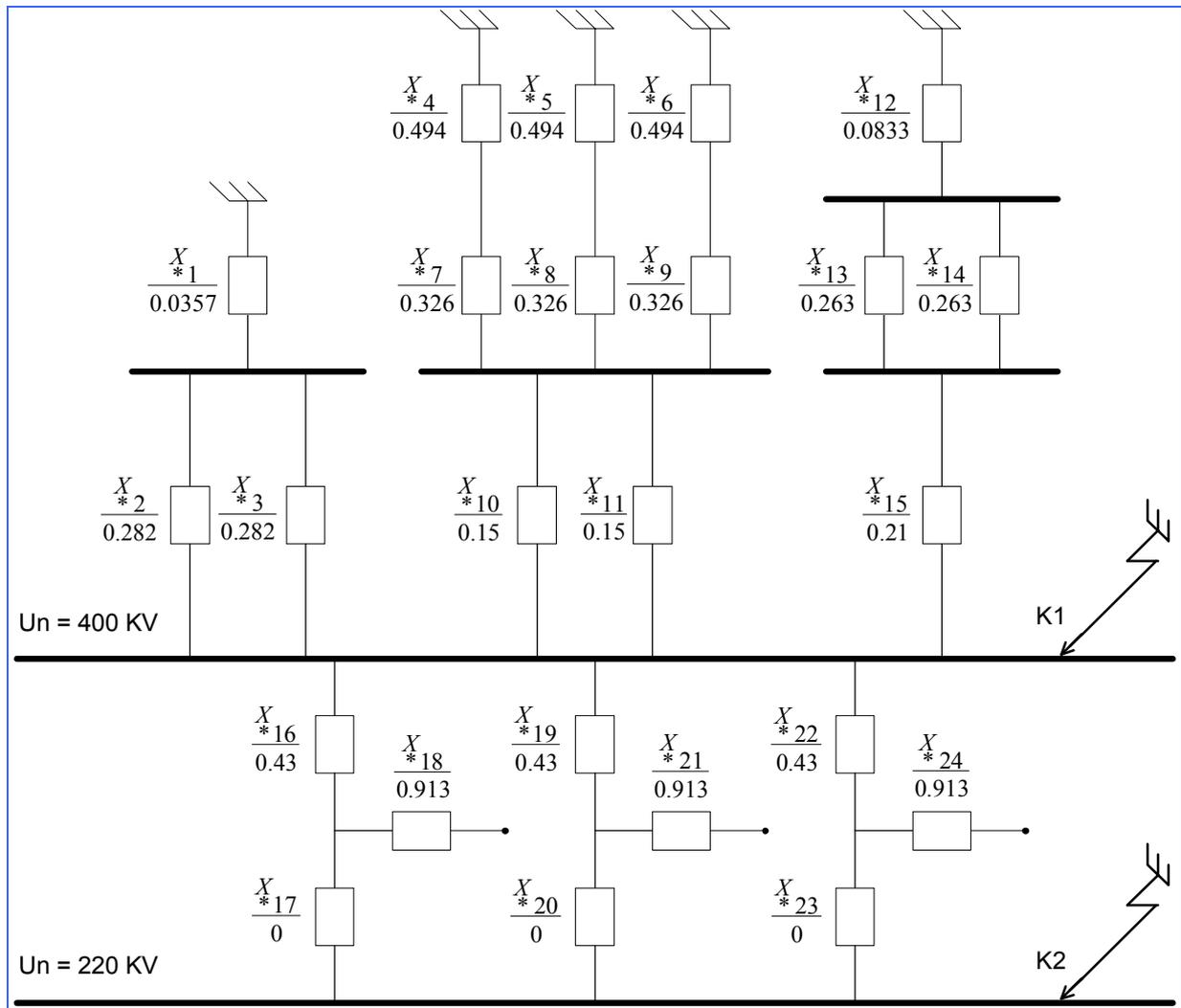


Figure III-5. Schéma de calcul direct

▪ Schéma homopolaire :

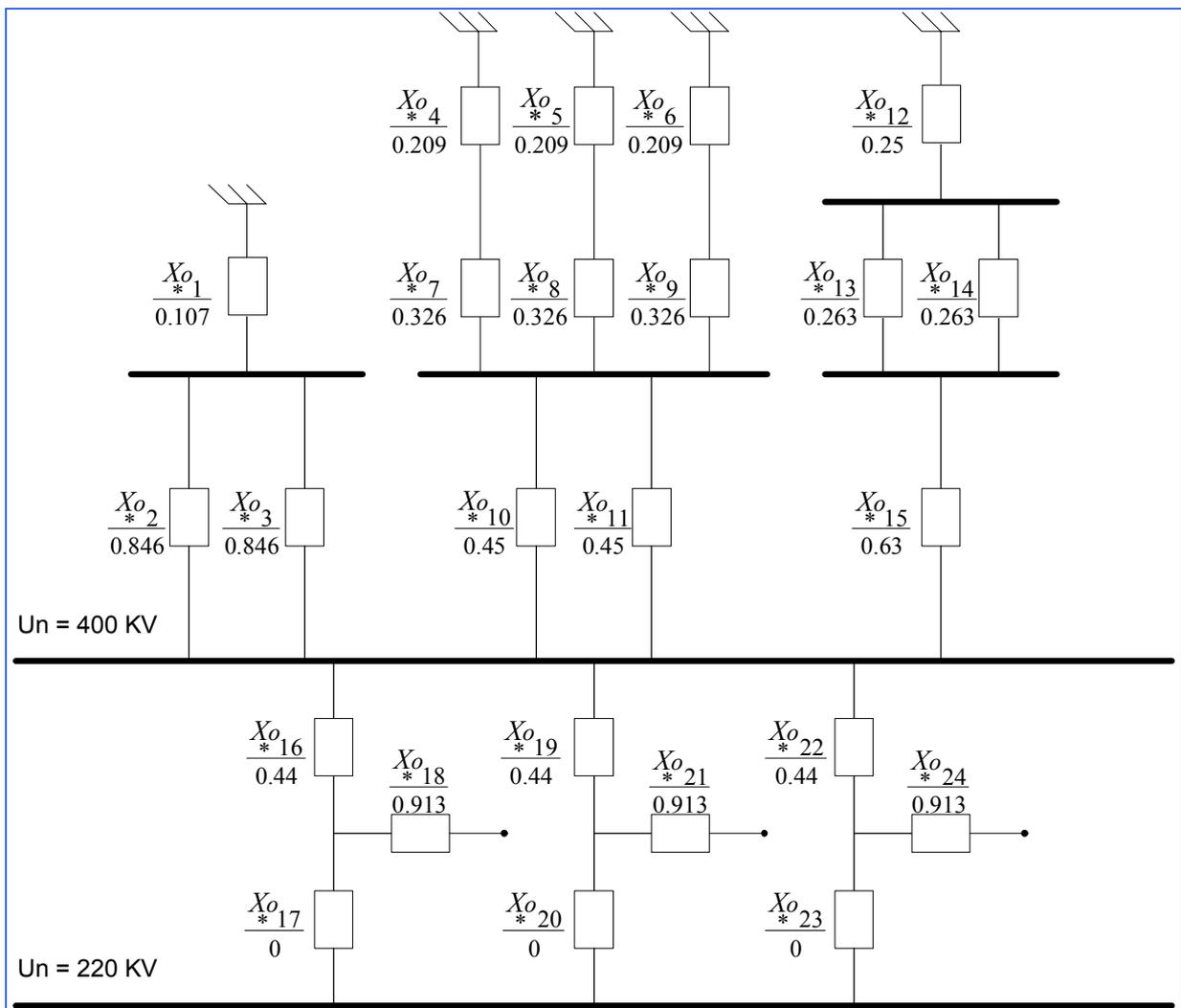


Figure III-6. Schéma de calcul de l'impédance homopolaire.

**9- Calcul des courants de court-circuit au point « K1 »**

Dans le cas où on considère le point de court-circuit « K1 », il faut prendre en compte uniquement les réactances qui sont en amont du point de court-circuit.

9-1- Calcul du courant de court-circuit triphasé :

Pour le calcul du courant de court-circuit triphasé, il faut avant tout déterminer la réactance directe équivalente, calculée d'après le schéma de la figure (III-7) suivante :

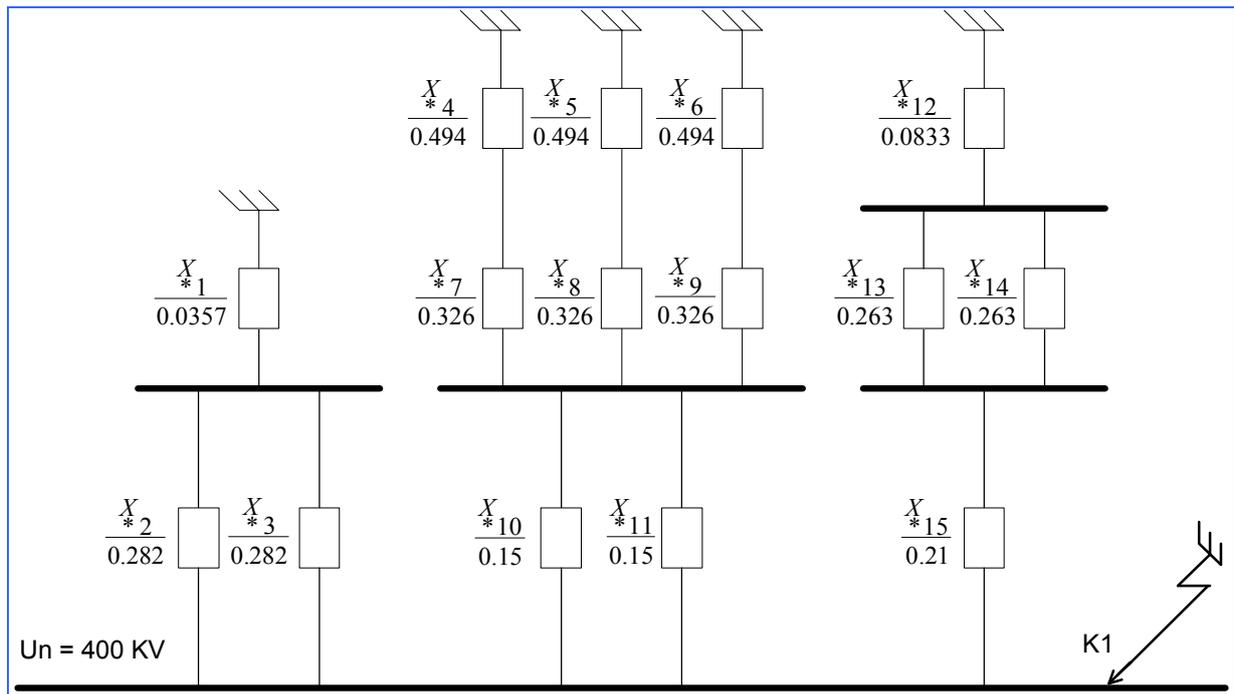


Figure III-7. Schéma de calcul relatif au point de court-circuit « K1 »

$$X_{*25} = X_{*1} + \frac{X_{*2}}{2} = 0,0357 + \frac{0,282}{2} = 0,176$$

$$X_{*26} = \frac{X_{*4} + X_{*7} + X_{*10}}{3} + \frac{X_{*11}}{2} = \frac{0,494 + 0,326 + 0,15}{3} + \frac{0,15}{2} = 0,348$$

$$X_{*27} = X_{*12} + \frac{X_{*13}}{2} + X_{*15} = 0,0833 + \frac{0,263}{2} + 0,21 = 0,425$$

$$X_{*28} = \frac{X_{*25} \cdot X_{*26} \cdot X_{*27}}{(X_{*25} \cdot X_{*26}) + (X_{*25} \cdot X_{*27}) + (X_{*26} \cdot X_{*27})} = \frac{0,176 \cdot 0,348 \cdot 0,425}{(0,176 \cdot 0,348) + (0,176 \cdot 0,425) + (0,348 \cdot 0,425)} = 0,091$$

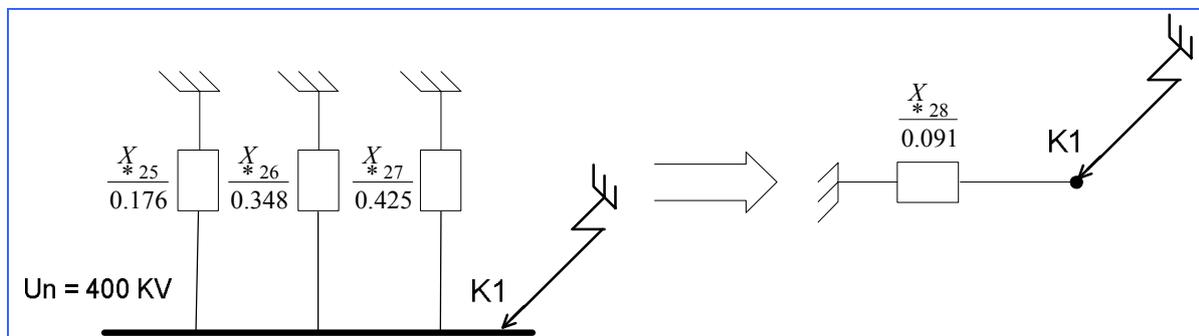


Figure III-8. Schéma de calcul simplifié.

9-1-1- Calcul de la valeur efficace du courant périodique initial :

$$I_{ccp_0} = \frac{Un}{\sqrt{3} \cdot X_{28}} = \frac{Un}{\sqrt{3} X_{*28} X_{b_{K1}}} = \frac{Un \sqrt{3} I_{b_{K1}}}{\sqrt{3} X_{*28} U_{b_{K1}}} = \frac{I_{b_{K1}}}{X_{*28}} = \frac{1,312}{0,091} = 14,417 \text{ KA}$$

9-1-2- Calcul du courant de choc :

$$K = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3 \cdot Ta} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3 \cdot 0,06} = 1,84$$

$$I_{Choc} = K \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ccp_0} = 1,84 \cdot \sqrt{2} \cdot 14,417 = 37,51 \text{ KA}$$

9-1-3- Calcul des courants périodique et apériodique ainsi que la valeur de crête correspondant à l'instant ( $\tau$ ), de séparation des contacts du disjoncteur :

Dans notre cas on est loin des alternateurs, donc le courant périodique correspondant à l'instant de séparation des contacts du disjoncteur, est égal au courant de l'instant initial c'est-à-dire qu'on prendra  $\mu = 1$ . Pour le calcul du courant apériodique on prendra

$$\tau = t_{or} + t_{op} = 0.032 \text{ s}$$

Avec :

- ✓  $t_{or} = 0.01 \text{ s}$  (valeur normalisée par la CEI); qui correspond au temps de fonctionnement du relais.
  - ✓  $t_{op} = 0.022 \text{ s}$  (valeur normalisée pour les disjoncteurs à SF6 400 KV) ; qui correspond au temps d'ouverture du disjoncteur.
- Courant périodique :  $I_{ccp_\tau} = \mu \cdot I_{ccp_0} = 1 \cdot 14,417 = 14,417 \text{ KA}$
  - Courant apériodique :  $I_{cca_\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{ccp_0} \cdot e^{\frac{-\tau}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 14,417 \cdot e^{\frac{-0,032}{0,06}} = 11,96 \text{ KA}$
  - Courant de crête :  $I_{cc_{\tau_{max}}} = \sqrt{2} I_{ccp_\tau} + I_{cca_\tau} = \sqrt{2} 14,417 + 11,96 = 32,35 \text{ KA}$

9-2- Calcul du courant de court-circuit monophasé :

Pour le calcul du courant de court-circuit monophasé, il faut déterminer dans ce cas la réactance homopolaire équivalente, calculée d'après le schéma de la figure (III-9) suivante :

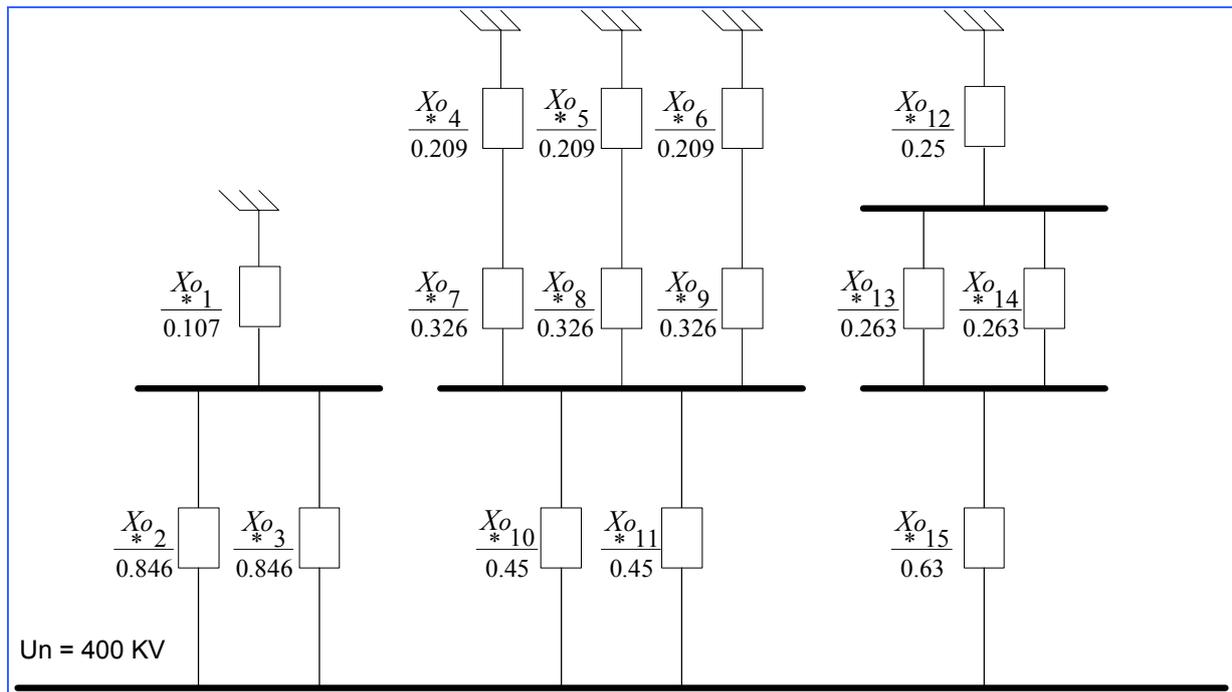


Figure III-9. Schéma de calcul de l'impédance homopolaire relatif au point de court-circuit « K1 »

$$X_{*25}^{Xo} = X_{*1}^{Xo} + \frac{X_{*2}^{Xo}}{2} = 0,107 + \frac{0,846}{2} = 0,53$$

$$X_{*26}^{Xo} = \frac{X_{*4}^{Xo} + X_{*7}^{Xo}}{3} + \frac{X_{*10}^{Xo}}{2} = \frac{0,209 + 0,326}{3} + \frac{0,45}{2} = 0,403$$

$$X_{*27}^{Xo} = X_{*12}^{Xo} + \frac{X_{*13}^{Xo}}{2} + X_{*15}^{Xo} = 0,25 + \frac{0,263}{2} + 0,63 = 1,0115$$

$$X_{*28}^{Xo} = \frac{X_{*25}^{Xo} \cdot X_{*26}^{Xo} \cdot X_{*27}^{Xo}}{(X_{*25}^{Xo} \cdot X_{*26}^{Xo}) + (X_{*25}^{Xo} \cdot X_{*27}^{Xo}) + (X_{*26}^{Xo} \cdot X_{*27}^{Xo})}$$

$$= \frac{0,53 \cdot 0,403 \cdot 1,0115}{(0,53 \cdot 0,403) + (0,53 \cdot 1,0115) + (0,403 \cdot 1,0115)} = 0,186$$

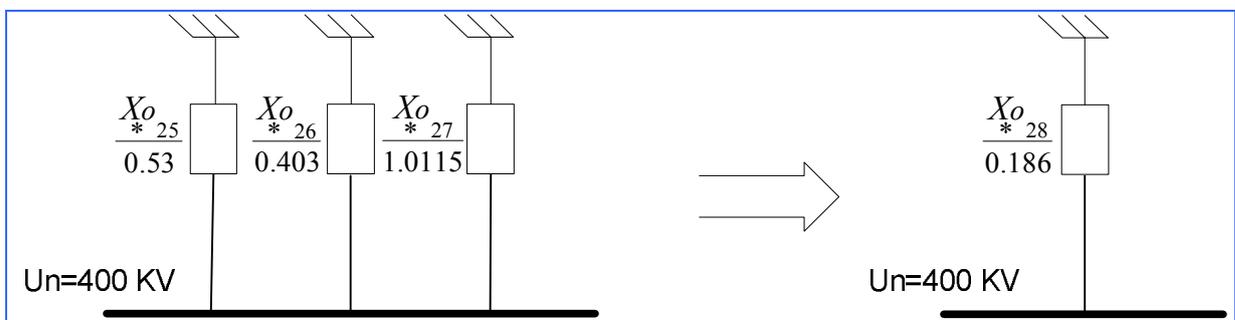


Figure III-10. Schéma de calcul simplifié.

9-2-1- Calcul de la valeur efficace du courant périodique initial :

$$I_{ccp_0} = \frac{\sqrt{3} \cdot Un}{2 \cdot X_{28} + X_{o_{28}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot Un}{(2 \cdot X_{*28} + X_{o_{*28}}) \cdot X_{b_{k1}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot Un \cdot \sqrt{3} \cdot I_{b_{k1}}}{(2 \cdot X_{*28} + X_{o_{*28}}) \cdot U_{b_{k1}}} = \frac{3 \cdot I_{b_{k1}}}{(2 \cdot X_{*28} + X_{o_{*28}})}$$

$$= \frac{3 \cdot 1,312}{(2 \cdot 0,091 + 0,186)} = 10,695 \text{ KA}$$

9-2-2- Calcul des courants périodique et apériodique ainsi que la valeur de crête correspondant à l'instant ( $\tau$ ), de séparation des contacts du disjoncteur :

Le courant périodique monophasé ne change pratiquement pas dans le temps, donc la valeur périodique à l'instant  $\tau$ , est égale à la valeur périodique initiale.

- Courant périodique :  $I_{ccp_\tau} = I_{ccp_0} = 10,695 \text{ KA}$
- Courant apériodique :  $I_{cca_\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{ccp_0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 10,695 \cdot e^{\frac{-0,032}{0,06}} = 8,873 \text{ KA}$
- Courant de crête :  $I_{cc\tau_{\max}} = \sqrt{2} I_{ccp_\tau} + I_{cca_\tau} = \sqrt{2} 10,695 + 8,873 = 24 \text{ KA}$

### 10- Calcul des courants de court-circuit au point « K2 »

Dans le cas ou on considère le point de court-circuit « K2 », il suffit d'ajouter uniquement aux réactances directe et homopolaire calculées précédemment, les réactances directe et homopolaire, des autotransformateurs en parallèle respectivement.

10-1- Calcul du courant de court-circuit triphasé :

Comme dans le cas précédent déterminons la réactance directe équivalente d'après le schéma de la figure III-11 suivante :

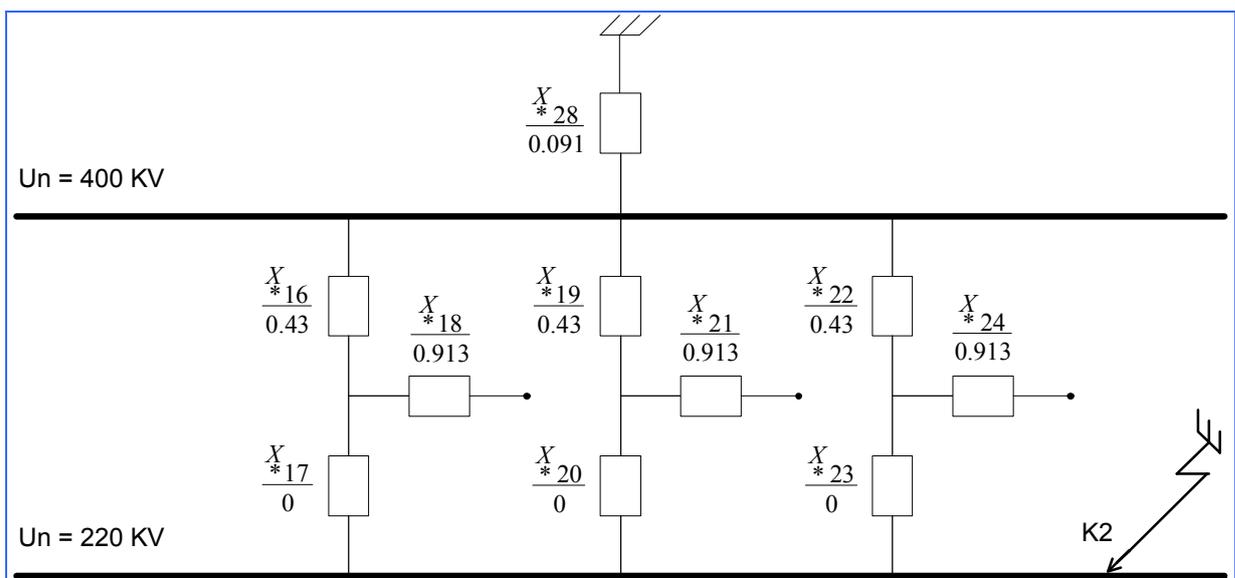


Figure III-11. Schéma de calcul relatif au point de court-circuit « K2 ».

Dans notre cas on ne prendra pas en considération les réactances du tertiaire, et sachant que les réactances de l'enroulement secondaire sont nulles, donc il ne reste plus qu'à mettre en parallèle les réactances de l'enroulement primaire, auxquelles on ajoute la réactance  $X_{*28}$ .

$$X_{*29} = \frac{X_{*16}}{3} = \frac{0,43}{3} = 0,143$$

$$X_{*30} = X_{*28} + X_{*29} = 0,091 + 0,143 = 0,234.$$

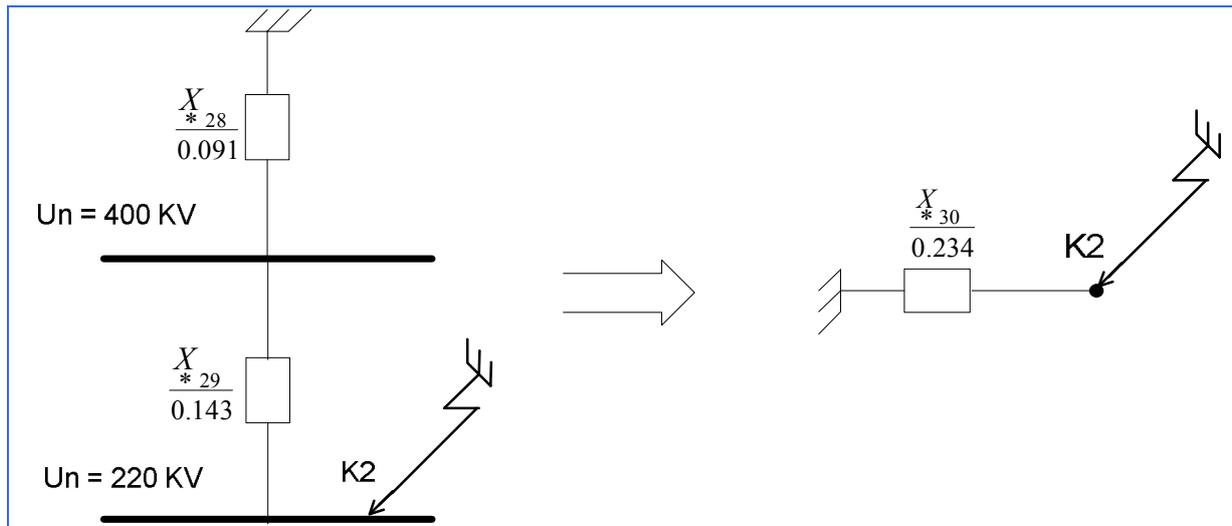


Figure III-12. Schéma de calcul simplifié

10-1-1- Calcul de la valeur efficace du courant périodique initial :

$$I_{ccp_0} = \frac{Un}{\sqrt{3} \cdot X_{*30}} = \frac{Un}{\sqrt{3} X_{*30} X_{b_{K2}}} = \frac{Un \sqrt{3} I_{b_{K2}}}{\sqrt{3} X_{*30} U_{b_{K2}}} = \frac{I_{b_{K2}}}{X_{*30}} = \frac{2,386}{0,234} = 10,196 \text{ KA}$$

10-1-2- Calcul du courant de choc :

$$K = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3 \cdot T_a} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3 \cdot 0,16} = 1,626$$

$$I_{Choc} = K \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ccp_0} = 1,626 \cdot \sqrt{2} \cdot 10,196 = 23,451 \text{ KA}$$

10-1-3- Calcul des courants périodique et apériodique ainsi qu la valeur de crête correspondant à l'instant ( $\tau$ ), de séparation des contacts du disjoncteur :

Dans ce cas, pour les disjoncteurs à SF6, 220 KV,  $t_{0p} = 0.021$  s. Donc la valeur de l'instant  $\tau$  sera :

$$\tau = t_{0r} + t_{0p} = 0.01 + 0.021 = 0.031 \text{ s.}$$

- Courant périodique :  $I_{cc\tau} = \mu \cdot I_{ccp_0} = 1 \cdot 10,196 = 10,196 \text{ KA}$
- Courant apériodique :  $I_{cca\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{ccp_0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 10,196 \cdot e^{\frac{-0,031}{0,16}} = 11,879 \text{ KA}$
- Courant de crête :  $I_{cc\tau_{max}} = \sqrt{2} I_{cc\tau} + I_{cca\tau} = \sqrt{2} 10,196 + 11,879 = 26,298 \text{ KA}$

10-2- Calcul du courant de court-circuit monophasé :

Déterminons la réactance homopolaire équivalente d'après le schéma de la figure III-13 suivante :

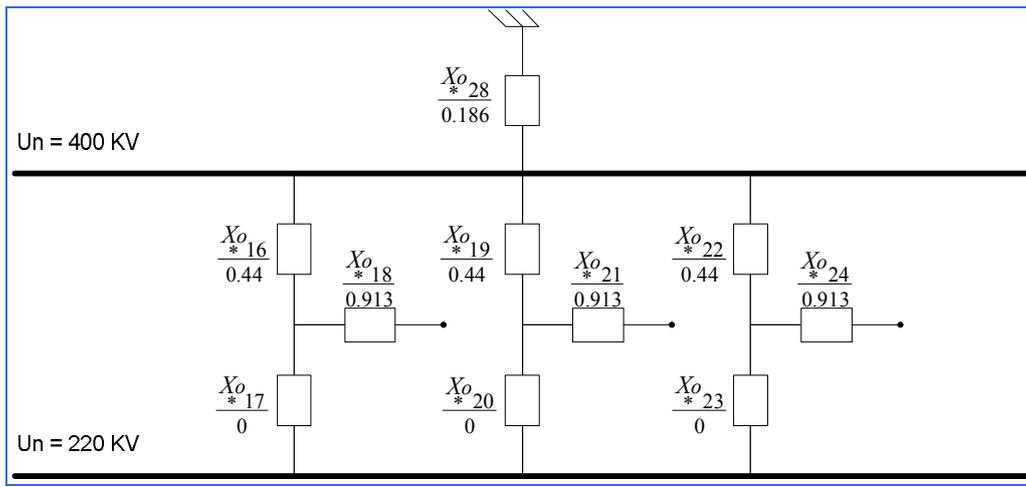


Figure III-13. Schéma de calcul de l'impédance homopolaire relatif au point de court-circuit « K2 ».

$$X_{o*29} = \frac{X_{o*16}}{3} = \frac{0,44}{3} = 0,146$$

$$X_{o*30} = X_{o*28} + X_{o*29} = 0,186 + 0,146 = 0,332$$

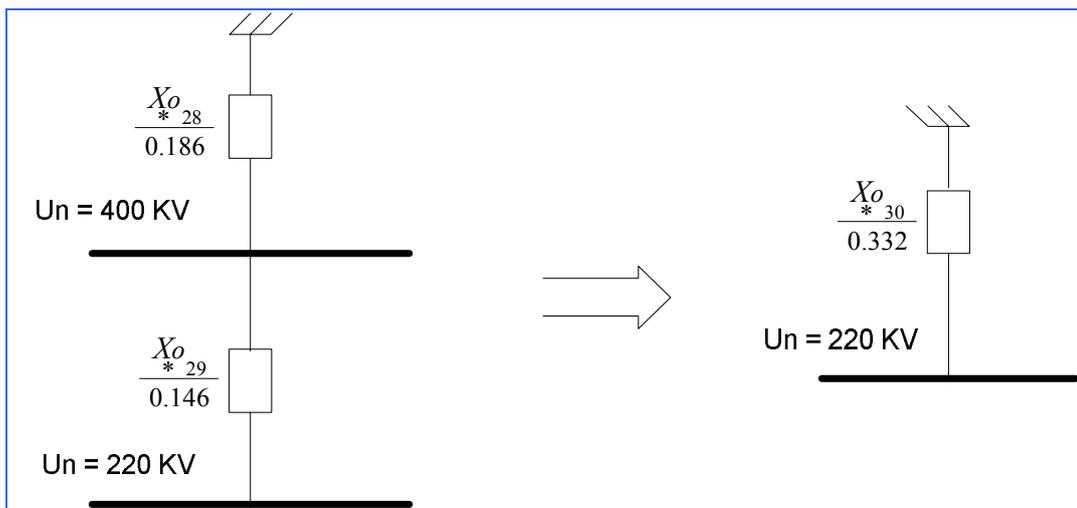


Figure III-14. Schéma de calcul simplifié.

10-2-1- Calcul de la valeur efficace du courant périodique initial :

$$I_{ccp_0} = \frac{\sqrt{3} \cdot Un}{2 \cdot X_{30} + X_{o_{30}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot Un}{(2 \cdot X_{*30} + X_{o_{*30}}) \cdot X_{b_{K2}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot Un \cdot \sqrt{3} \cdot I_{b_{K2}}}{(2 \cdot X_{*30} + X_{o_{*30}}) \cdot U_{b_{K2}}} = \frac{3 \cdot I_{b_{K2}}}{(2 \cdot X_{*30} + X_{o_{*30}})}$$

$$= \frac{3 \cdot 2,386}{(2 \cdot 0,234 + 0,332)} = 8,947 \text{ KA}$$

10-2-2- Calcul des courants périodique et apériodique correspondant à l'instant ( $\tau$ ), de séparation des contacts du disjoncteur :

Le courant périodique monophasé ne change pratiquement pas dans le temps, donc la valeur périodique à l'instant  $\tau$ , est égale à la valeur périodique initiale.

- Courant périodique :  $I_{ccp_\tau} = I_{ccp_0} = 8,947 \text{ KA}$
- Courant apériodique :  $I_{cca_\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{ccp_0} \cdot e^{\frac{-\tau}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 8,947 \cdot e^{\frac{-0,031}{0,16}} = 10,424 \text{ KA}$
- Courant de crête :  $I_{cc\tau_{\max}} = \sqrt{2} I_{ccp_\tau} + I_{cca_\tau} = \sqrt{2} \cdot 8,947 + 10,424 = 23,077 \text{ KA}$  .

## 11- Calcul du pourcentage de la composante apériodique par rapport à la composante périodique

a) Pour le niveau de tension 400 KV :

$$\beta_{\%} = \left( \frac{I_{cca_\tau}}{\sqrt{2} I_{ccp_\tau}} \right)_{\%} = 100 \cdot e^{\frac{-\tau}{Ta}} = 100 \cdot e^{\frac{-0,032}{0,06}} = 58,66 \%$$

b) Pour le niveau de tension 220 KV :

$$\beta_{\%} = \left( \frac{I_{cca_\tau}}{\sqrt{2} I_{ccp_\tau}} \right)_{\%} = 100 \cdot e^{\frac{-\tau}{Ta}} = 100 \cdot e^{\frac{-0,031}{0,16}} = 82,386 \%$$

## 12- Calcul de la tenue thermique

Le passage du courant de défaut dans les connexions (lignes, jeux de barres, contacts des disjoncteurs, etc....) provoque un effet thermique (élévation de la température) ayant pour conséquences :

- Un allongement des conducteurs ;
- Une perte des caractéristiques de tenue mécanique des conducteurs ;
- Un vieillissement accéléré des contacts électriques.

Il convient donc de dimensionner les conducteurs et les contacts de façon à limiter l'échauffement, et cela en vérifiant la stabilité thermique de ces connexions, que l'on calcule en régime adiabatique (sans échange de chaleur avec le milieu extérieur) par la formule suivante :

$$I_{th} = I_{ccp_0}^2 \cdot t_{\text{déf}} \quad [KA^2 \cdot s]$$

Avec :

- $t_{\text{déf}}$  : Temps de défaut, qui représente le temps mort minimal ( $t_{0r} + t_{0p}$ ), auquel on ajoute la constante de temps  $Ta$ , dans le cas où le défaut est loin des alternateurs.

**Remarque :**

Pour le courant  $I_{ccp_0}$ , il faut prendre le plus élevé entre le court-circuit monophasé et triphasé, dans notre cas on prendra le triphasé.

a) Pour le niveau de tension 400 KV :

$$I_{th} = (14,417)^2 \cdot (0,032 + 0,06) = 19,122 \text{ KA}^2 \cdot s$$

b) Pour le niveau de tension 220 KV :

$$I_{th} = (10,196)^2 \cdot (0,031 + 0,16) = 19,856 \text{ KA}^2 \cdot s$$

**Conclusion**

Il existe différentes méthodes de calcul du courant de court-circuit, qui ont trouvé place dans les normes, notamment celle des composantes symétriques qui a été développée dans ce chapitre.

Plusieurs de ces méthodes normalisées ont été conçues de telle sorte que le courant de court circuit puisse être calculé à la main ou à l'aide d'une calculatrice. La révision de ces normes a souvent conduit à faire évoluer ces méthodes pour les rendre plus précises et représentatives de la réalité mais a eu pour conséquence de les rendre moins pratiques, comme le montrent les évolutions récentes de la CEI 60909, réservant un calcul manuel aux cas les plus simples.

Avec le développement d'outils informatiques sans cesse plus performants, les concepteurs d'installations électriques ont conçu des logiciels pour leurs propres besoins. Ainsi de nombreux logiciels conformes aux normes sont disponibles, tel Ecodial en basse tension créé et commercialisé par Schneider Electric.

Tous ces logiciels de calcul des courants de court-circuit servent essentiellement à :

- Déterminer des pouvoirs de coupure et de fermeture des appareils ainsi que les tenues électromécanique et thermique des équipements ;
- Calculer les réglages des relais de protection et les calibres des fusibles, afin d'assurer une bonne sélectivité dans le réseau électrique.

Il n'en demeure pas moins vrai que tous les logiciels, bien que très performants, ne sont que des outils. Leur exploitation, pour être efficace, nécessite donc une compétence professionnelle d'expertise préalablement acquise par des études, un savoir-faire et une expérience.

## Introduction

Pour un bon fonctionnement du poste, il est nécessaire de choisir convenablement les différents appareils qui font partie des éléments constructifs du poste et qui permettent l'obtention de la mesure et la sécurité souhaitées.

### 1- Disjoncteurs [5]

#### 1-1 –Caractéristiques assignées des disjoncteurs :

Les conditions d'emploi de l'appareillage à haute tension sont extrêmement variées. Cela oblige à utiliser, pour caractériser un appareil, tout ou une partie des nombreuses définitions des performances, que l'on appelle caractéristiques assignées.

Une valeur assignée est la valeur d'une grandeur fixée, pour un fonctionnement spécifié d'un matériel. Les caractéristiques assignées des disjoncteurs sont :

- Tension assignée (tension nominale  $U_n$ ) :  
La tension assignée d'un appareil est la valeur maximale de la tension du réseau dans lequel il peut être installé.
- Niveau d'isolement assigné :  
Le niveau d'isolement d'un appareil est défini par les valeurs suivantes :
  - Tension de tenue de courte durée à fréquence industrielle ;
  - Tension de tenue aux chocs de foudre ;
  - Eventuellement, de la tension de tenue aux chocs de manœuvre.

Ces valeurs caractérisent les contraintes diélectriques auxquelles il est susceptible d'être soumis en service et qu'il est capable de supporter avec une très grande probabilité de réussite.

- fréquence assignée :  
Les valeurs normales de la fréquence assignée à l'appareillage à haute tension sont 50 et 60 Hz.
- Courant assigné en service continu (courant nominal  $I_n$ ) :  
Le courant assigné en service continu correspond au courant que l'appareil peut supporter indéfiniment dans des conditions normales de service. Sous l'effet du courant permanent, les différentes parties de l'appareil s'échauffent, mais elles ne doivent pas présenter d'échauffement supérieur aux valeurs fixées par la norme CEI 60694. Ces valeurs sont déterminées de manière à garantir qu'il n'y aura pas de modification des performances consécutive à cet échauffement.
- Courant de tenue thermique :  
Il correspond au courant que l'appareil peut supporter pendant une durée supérieure ou égale au temps de fonctionnement des protections, sans provoquer d'échauffement excessif dont les limites sont fixées par la CEI 60694.
- Courant de tenue dynamique :  
Il correspond au courant que l'appareil peut supporter pendant une durée supérieure ou égale au temps de fonctionnement des protections, sans provoquer d'efforts électrodynamiques excessifs entre les pôles du disjoncteur.

- Valeur de crête du courant admissible assigné :  
Elle correspond à la valeur maximale de la composante périodique, à laquelle on ajoute la valeur de la composante apériodique à l'instant de séparation des contacts du disjoncteur.
- Pouvoir de coupure assignée en court-circuit :  
Le pouvoir de coupure assigné en court-circuit est la valeur la plus élevée du courant de court-circuit que le disjoncteur doit être capable d'interrompre dans les conditions d'emploi et de fonctionnement fixées par la norme CEI 60056.  
Le pouvoir de coupure assigné en court-circuit est caractérisé par deux valeurs :
  - La valeur efficace de sa composante périodique ;
  - Le pourcentage de la composante apériodique, par rapport à la composante périodique ;
- tension de rétablissement assignée :  
C'est la tension qui apparaît entre les contacts du disjoncteur après l'interruption du courant.
- Pouvoir de fermeture assigné en court-circuit :  
Il correspond à la capacité du disjoncteur de fermer sur court-circuit. La valeur de ce pouvoir de fermeture est supérieure à celle du pouvoir de coupure, elle est généralement égale à celle du courant de tenue dynamique.  
En effet, lors d'une fermeture sur court-circuit, le contact mobile doit vaincre la pression des gaz chauds de l'arc de préamorçage, l'effort de répulsion des contacts, puis l'effort de pénétration dans les contacts fixes. L'énergie nécessaire à l'enclenchement sur court-circuit est donc toujours supérieure à celle qui est nécessaire pour l'enclenchement à vide.
- séquence de manœuvres assignée :  
Une séquence de manœuvres est une succession de manœuvres spécifiées à des intervalles de temps donnés. Il existe deux variantes de séquences de manœuvres assignées où :  
O représente une manœuvre d'ouverture ;  
CO : représente une manœuvre de fermeture suivie immédiatement (c'est-à-dire sans délai intentionnel) d'une manœuvre d'ouverture.

- t – CO – t' – CO :

Avec :

t' = 3 min ; de plus :

t = 3 min, pour les appareils prévus pour la refermeture automatique ordinaire.

t = 0,3 s, pour les appareils prévus pour fonctionner en refermeture automatique rapide.

Au lieu de t' = 3 min, d'autres valeurs (t' = 15 s et t' = 1 min) sont aussi utilisées pour les appareils prévus pour fonctionner en refermeture automatique rapide.

- CO – t'' – CO :

Avec :

t'' = 15 s.

- durée de coupure assignée :  
La durée de coupure est l'intervalle de temps entre l'instant de mise sous tension du déclencheur d'ouverture et l'instant d'extinction finale de l'arc dans tous les pôles de l'appareil. Elle est égale à la somme de la durée d'ouverture (intervalle de temps jusqu'à

la séparation des contacts) et de la durée d'arc (intervalle de temps entre la séparation des contacts et l'instant d'extinction de l'arc).

Pour assurer la stabilité des réseaux HT, la durée de coupure doit être inférieure à une valeur maximale fixée par l'exploitant. Elle s'exprime habituellement en nombre de cycles à fréquence industrielle (2 cycles ou 2,5 cycles suivant les cas). En règle générale, une durée de coupure de 3 cycles est jugée suffisante, sauf dans les réseaux à très haute tension où une durée de coupure de 2 cycles est souvent exigée.

➤ nombre de manœuvres mécaniques :

Des essais mécaniques de l'appareillage doivent être effectués (si applicables) pour démontrer sa robustesse et sa capacité à fonctionner de manière satisfaisante pendant toute sa durée de vie en service qui est de l'ordre de 25 ans.

Ces essais se composent de 2 000 manœuvres d'ouverture et de 2 000 manœuvres de fermeture. L'essai de type d'endurance mécanique est un des éléments permettant de démontrer la fiabilité de l'appareillage.

1-2 Conditions de choix des disjoncteurs :

Les disjoncteurs doivent être choisis en fonction des paramètres de la travée ou il sera installé, d'après les conditions spécifiées dans le tableau (IV-1) suivant :

Tableau IV-1. Conditions de choix des disjoncteurs		
Paramètres de la travée	Paramètres du disjoncteur	Conditions de Choix
Tension nominale ( $Un_{travée}$ )	Tension assignée ( $Un_{disj}$ )	$Un_{disj} = Un_{travée}$
Courant nominal le plus élevé ( $In_{travée}$ )	Courant en service continu ( $In_{disj}$ )	$In_{travée} < In_{disj}$
Courant de court-circuit périodique le plus élevé à l'instant $\tau$ ( $Iccp_{\tau}$ )	Pouvoir de coupure assignée ( $I_{déc}$ )	$Iccp_{\tau} < I_{déc}$
Pourcentage de la composante aperiodique ( $\beta_{travée\%}$ )	Pourcentage de la composante aperiodique ( $\beta_{disj\%}$ )	$\beta_{travée\%} > \beta_{disj\%}$
Valeur crête du courant de court-circuit à l'instant $\tau$ ( $Icc\tau_{max}$ )	Valeur crête du courant admissible assigné ( $I_{crête adm}$ )	$Icc\tau_{max} < I_{crête adm}$
Courant de choc ( $I_{Choc}$ )	Tenue électrodynamique ( $I_{dyn}$ )	$I_{Choc} < I_{dyn}$
Tenue thermique ( $I_{th travée}$ )	Tenue thermique ( $I_{th disj}$ )	$I_{th travée} < I_{th disj}$

1-3 Choix des disjoncteurs du niveau 400 KV :

Les disjoncteurs D<sub>1</sub> à D<sub>8</sub> seront choisis d'après les valeurs des courants calculés au chapitre (III), en respectant les conditions spécifiées précédemment, les résultats sont donnés dans le tableau (IV-2) suivant :

**Tableau IV-2. Tableau récapitulatif du choix des disjoncteurs 400 KV**

Paramètres de la travée calculés		Paramètres du disjoncteur		Conditions de Choix	Résultats
Grandeurs	Valeurs	Grandeurs	Valeurs		
$Un_{travée}$ [KV]	400	$Un_{disj}$ [KV]	400	$Un_{disj} = Un_{travée}$	Vérifié
$In_{travée}$ [A]	1443,37	$In_{disj}$ [A]	2000	$In_{travée} < In_{disj}$	Vérifié
$Iccp_{\tau}$ [KA]	14,417	$I_{déc}$ [KA]	40	$Iccp_{\tau} < I_{déc}$	Vérifié
$\beta_{travée\%}$ (%)	58,66	$\beta_{disj\%}$ (%)	41,42	$\beta_{travée\%} > \beta_{disj\%}$	Vérifié
$Icc_{\tau_{max}}$ [KA]	32,35	$I_{crête adm}$ [KA]	80	$Icc_{\tau_{max}} < I_{crête adm}$	Vérifié
$I_{Choc}$ [KA]	37,51	$I_{dyn}$ [KA]	100	$I_{Choc} < I_{dyn}$	Vérifié
$I_{th_{travée}}$ [KA <sup>2</sup> .s]	19,122	$I_{th_{disj}}$ [KA <sup>2</sup> .s]	1600	$I_{th_{travée}} < I_{th_{disj}}$	Vérifié

## 1-4 Choix des disjoncteurs du niveau 220 KV :

Les résultats du choix des disjoncteurs D<sub>9</sub> à D<sub>20</sub>, sont donnés dans le tableau (IV-3) suivant :

**Tableau IV-3. Tableau récapitulatif du choix des disjoncteurs 220 KV**

Paramètres de la travée calculés		Paramètres du disjoncteur		Conditions de Choix	Résultats
Grandeurs	Valeurs	Grandeurs	Valeurs		
$Un_{travée}$ [KV]	220	$Un_{disj}$ [KV]	220	$Un_{disj} = Un_{travée}$	Vérifié
$In_{travée}$ [A]	1000	$In_{disj}$ [A]	2000	$In_{travée} < In_{disj}$	Vérifié
$Iccp_{\tau}$ [KA]	10,196	$I_{déc}$ [KA]	31,5	$Iccp_{\tau} < I_{déc}$	Vérifié
$\beta_{travée\%}$ (%)	82,386	$\beta_{disj\%}$ (%)	79,58	$\beta_{travée\%} > \beta_{disj\%}$	Vérifié
$Icc_{\tau_{max}}$ [KA]	26,298	$I_{crête adm}$ [KA]	80	$Icc_{\tau_{max}} < I_{crête adm}$	Vérifié
$I_{Choc}$ [KA]	23,451	$I_{dyn}$ [KA]	100	$I_{Choc} < I_{dyn}$	Vérifié
$I_{th_{travée}}$ [KA <sup>2</sup> .s]	19,856	$I_{th_{disj}}$ [KA <sup>2</sup> .s]	992,25	$I_{th_{travée}} < I_{th_{disj}}$	Vérifié

## 2- Sectionneurs [5]

### 2-1- Caractéristiques assignées des sectionneurs :

- Tension assignée (tension nominale  $Un$ ) ;
- Niveau d'isolement assigné ;
- fréquence assignée ;
- Courant assigné en service continu (courant nominal  $In$ ) ;
- Courant de tenue thermique ;
- Courant de tenue dynamique.

### Remarque :

Les définitions de ces caractéristiques sont les mêmes que celle des disjoncteurs.

### 2-2- Choix des sectionneurs du niveau 400 KV :

Les sectionneurs seront choisis d'après les valeurs des courants calculés au chapitre (III), en respectant les conditions spécifiées précédemment, les résultats sont donnés dans le tableau (IV-4) suivant :

Tableau IV-4. Choix des sectionneurs 400 KV					
Paramètres de la travée calculés		Paramètres du sectionneur		Conditions de Choix	Résultats
Grandeurs	Valeurs	Grandeurs	Valeurs		
$Un_{travée}$ [KV]	400	$Un_{sec}$ [KV]	400	$Un_{disj} = Un_{travée}$	Vérifié
$In_{travée}$ [A]	1443.37	$In_{sec}$ [A]	2000	$In_{travée} < In_{disj}$	Vérifié
$I_{Choc}$ [KA]	37,51	$I_{dyn}$ [KA]	100	$I_{Choc} < I_{dyn}$	Vérifié
$I_{th_{travée}}$ [KA <sup>2</sup> .s]	19,122	$I_{th_{sec}}$ [KA <sup>2</sup> .s]	1600	$I_{th_{travée}} < I_{th_{disj}}$	Vérifié

### 2-3- Choix des sectionneurs du niveau 220 KV :

Les résultats du choix des sectionneurs, sont donnés dans le tableau (IV-5) suivant :

Tableau IV-5. Choix des sectionneurs 220 KV					
Paramètres de la travée calculés		Paramètres du sectionneur		Conditions de Choix	Résultats
Grandeurs	Valeurs	Grandeurs	Valeurs		
$Un_{travée}$ [KV]	220	$Un_{sec}$ [KV]	220	$Un_{disj} = Un_{travée}$	Vérifié
$In_{travée}$ [A]	1000	$In_{sec}$ [A]	2000	$In_{travée} < In_{disj}$	Vérifié
$I_{Choc}$ [KA]	23,451	$I_{dyn}$ [KA]	80	$I_{Choc} < I_{dyn}$	Vérifié
$I_{th_{travée}}$ [KA <sup>2</sup> .s]	19,856	$I_{th_{sec}}$ [KA <sup>2</sup> .s]	992,25	$I_{th_{travée}} < I_{th_{disj}}$	Vérifié

**Remarque :**

Pour les disjoncteurs et les sectionneurs des deux travées couplages, les courants nominaux sont de 4000 A (supérieur aux courants nominaux des travées couplages 400 et 220 KV calculés au chapitre III) pour les deux étages 400 et 220 KV. Tandis que les autres paramètres restent inchangés.

**3- Transformateurs de mesures [20]**

Les transformateurs de mesure remplissent une fonction importante dans les installations de production et de distribution de l'énergie, les phénomènes se produisant dans le réseau doivent être exactement mesurés et transmis à l'enroulement secondaire des appareils raccordés et ce aussi bien en service normal qu'en cas de perturbation.

*3-1 - Transformateur de courant :*

Un transformateur de courant est un transformateur dans lequel le courant secondaire est pratiquement proportionnel au courant primaire et en phase avec celui-ci. La construction des transformateurs de courant diffère en fonction de leur destination. Ils peuvent représenter un ou plusieurs enroulements secondaires. Les transformateurs utilisés en THT ont généralement quatre enroulements secondaires (un pour la mesure, et trois pour la protection), possédant un noyau de mesure facilement saturable et cela vu que les appareils qui y sont raccordés ne peuvent résister aux forts courants, tandis que le noyau de protection à une saturation tardive afin d'assurer le fonctionnement du dispositif de protection en cas de défaut. Il faut faire très attention à la saturation du noyau magnétique car celle-ci fausse complètement les mesures, et donne une image incorrecte du courant primaire. Les causes éventuelles qui donnent naissance à ce phénomène sont :

- Une composante continue (apériodique) existant dans le courant primaire.
- Une fréquence trop basse.
- Un courant primaire trop élevé.
- L'impédance du circuit de mesure est trop élevée.

*3-1-1- Caractéristiques assignées d'un TC :*

Les TC sont caractérisés dans la pratique par les grandeurs suivantes : (d'après les normes NFC 42-502 et CEI 185) :

➤ *Tension assignée du TC :*

C'est la tension de service à laquelle le primaire du TC est soumis.

Rappelons que le primaire est au potentiel de la HT et que le secondaire (qui ne doit jamais être ouvert) a généralement une de ses bornes à la terre.

Comme pour tout matériel, on définit également une tension maximale de tenue pendant 1 mn à fréquence industrielle et une tension maximale de tenue à l'onde de choc.

➤ *Le rapport nominal de transformation  $K_n$  :*

Il est donné généralement sous la forme :  $K_n = \frac{I_{n_p}}{I_{n_s}}$

Où  $I_{n_p}$  et  $I_{n_s}$  ont des valeurs normalisées (voir normes NF C 42-502 CEI 185).

➤ *La classe de précision nominale X :*

Il y a deux formulations, suivant l'utilisation du TC en mesure ou en protection :

- Pour les TC de mesure :

$$\text{L'erreur en module : } \varepsilon_M = \left( \frac{Kn \cdot I_s - I_p}{I_p} \right) \cdot 100;$$

$$\text{L'erreur en phase : } \varepsilon_\varphi = \text{Arg}[\bar{I}_s] - \text{Arg}[\bar{I}_p];$$

Il est donné une classe de précision  $X$  (généralement 0,5 ou 1) qui exprime des valeurs limites de l'erreur en module et de l'erreur de déphasage en fonction du taux de charge  $N$  ( $N$  variant de 0,1 à 1,2) :

$$N = \frac{I_p}{In_p} ; \quad X = N \cdot \varepsilon_M ;$$

Pour  $N = 1$  on a  $X = \varepsilon_M$

(par exemple pour  $N = 1$ , en classe 0,5 on aura  $\varepsilon_M = 0,5\%$ )

- Pour les TC de protection :

$$\text{L'erreur composée : } \varepsilon_c = 100 \frac{1}{I_p} \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (Kn i_p - i_s)^2 dt}$$

Où :  $I_p$  est la valeur efficace du courant primaire.

$i_p$  et  $i_s$  sont les valeurs instantanées des courants primaire et secondaire.

Le TC de protection est caractérisé par trois symboles Y, P,  $F_p$  :

Y = taux d'erreur (on choisit 5 ou 10),

P = protection,

$F_p$  = facteur limite de précision qui exprime les valeurs limites des erreurs  $\varepsilon_M, \varepsilon_\varphi, \varepsilon_c$  en fonction du taux de charge  $N$ .

(Par exemple en classe 10P5, pour  $I_p = 5 \cdot In_p$ , on a  $\varepsilon_c = 10\%$ ).

➤ *La puissance de précision  $S_n$  :*

Exprimée en VA, elle indique la puissance que le secondaire peut délivrer en respectant la classe de précision, elle représente donc la consommation totale du circuit secondaire.

➤ *La tenue électrodynamique :*

Elle correspond au courant que l'appareil peut supporter pendant une durée supérieure ou égale au temps de fonctionnement des protections, sans provoquer d'efforts électrodynamiques excessifs entre les pôles du disjoncteur.

➤ *La tenue thermique :*

Elle correspond au courant que l'appareil peut supporter pendant une durée supérieure ou égale au temps de fonctionnement des protections, sans provoquer d'échauffement excessif dont les limites sont fixées par la CEI 60694.

3-1-2- *Choix des TC :*

Le choix des TC se fait selon les paramètres suivants :

- La tension nominale  $U_n$  ;
- Le courant nominale  $I_n$  ;
- La puissance de précision  $S_n$  ;

Comme on voit, pour le choix des TC il faut déterminer avant tout la puissance de précision pour chaque niveau de tension.

a) *Choix du TC de la travée départ ligne 400 KV :*

Déterminons la puissance de précision  $S_{n_{ch}}$  :

Pour le calcul de la puissance de précision on doit tenir compte de la consommation des appareils de chaque enroulement secondaire, ainsi que des pertes dans la filerie.

- *Calcul des pertes dans la filerie :*

Pour la liaison entre le TC et les appareils, on utilise un câble en cuivre de section

$S = 6 \text{ mm}^2$ , de résistivité  $\rho = 18,8 \text{ } \Omega \cdot \text{mm} / \text{Km}$ , de longueur  $L = 2 \times 80 \text{ m}$ , traversé par un courant  $I = 1 \text{ A}$ .

$$R = \frac{\rho \cdot L}{S} = \frac{18,8 \cdot 160 \cdot 10^{-3}}{6} = 0,5 \text{ } \Omega$$

$$S_{\text{perte}} = R \cdot I^2 = 0,5 \cdot 1^2 = 0,5 \text{ VA}$$

➤ *Enroulement mesure :*

L'enroulement mesure est destiné à l'alimentation d'une unité de travée et de deux compteurs d'énergie, le bilan des puissances est donné dans le tableau (IV-6).

<b>Tableau IV-6. Bilan des puissances des appareils de l'enroulement mesure</b>		
<b>Appareils</b>	<b>Nombre</b>	<b>Puissance [VA]</b>
Compteurs d'énergie	2	$2 \times 4$
Unité de travée	1	0,16
Filerie	2	0,5
<b>Total</b>		<b>8,66</b>

➤ *Enroulement protection principale :*

L'enroulement protection principale est destiné à l'alimentation de la protection de distance, la protection complémentaire, le localisateur de défauts, et le réenclencheur. Le bilan des puissances est donné dans le tableau (IV-7).

<b>Tableau IV-7. Bilan des puissances des appareils de l'enroulement protection principale</b>		
<b>Appareils</b>	<b>Nombre</b>	<b>Puissance [VA]</b>
Protection de distance	1	0,16
Protection complémentaire	1	0,16
Localisateur de défaut	1	0,16
Réenclencheur	1	0,16
Fillerie	2	0,5
<b>Total</b>		1,14

➤ *Enroulement protection de réserve :*

L'enroulement protection de réserve est destiné à l'alimentation de la protection différentielle longitudinale, et de la protection défaillance disjoncteur. Le bilan des puissances est donné dans le tableau (IV-8).

<b>Tableau IV-8. Bilan des puissances des appareils de l'enroulement protection de réserve</b>		
<b>Appareils</b>	<b>Nombre</b>	<b>Puissance [VA]</b>
Protection différentielle longitudinale	1	0,1
Protection défaillance disjoncteur	1	0,1
Filerie	2	0,5
<b>Total</b>		0,7

➤ *Enroulement protection barre :*

L'enroulement protection barre est destiné à l'alimentation de la protection des jeux de barre. Le bilan des puissances est donné dans le tableau (IV-9).

<b>Tableau IV-9. Bilan des puissances des appareils de l'enroulement protection barre</b>		
<b>Appareils</b>	<b>Nombre</b>	<b>Puissance [VA]</b>
Protection des jeux de barre	1	0,1
Filerie	2	0,5
<b>Total</b>		0,6

D'après la valeur la plus élevée des puissances calculées des quatre enroulements ( $S_{n_{ch\ max}}$ ), et les grandeurs nominales calculées au chapitre (III), on donne les résultats du choix du TC de la travée départ ligne 400 KV dans le tableau (IV-10) suivant :

**Tableau IV-10. Choix du TC de la travée départ ligne 400 KV**

Paramètres de la travée calculés		Paramètres du TC		Conditions de Choix	Résultats
Grandeurs	Valeurs	Grandeurs	Valeurs		
$Un_{travée}$ [KV]	400	$Un_{TC}$ [KV]	400	$Un_{TC} = Un_{travée}$	Vérifié
$In_{travée}$ [A]	1443,37	$In_p$ [A]	2000	$In_{travée} < In_p$	Vérifié
$Sn_{ch\ max}$ [VA]	8,66	$Sn_{TC}$ [VA]	30	$Sn_{ch} < Sn_{TC}$	Vérifié

Les classes de précisions choisies sont :

- Pour l'enroulement mesure : 0,2.
- Pour les enroulements protection : 5P20.

b) Tableau récapitulatif du choix de tout les TC du poste :

Un calcul similaire au précédent nous permet de choisir les autres TC du poste. Les résultats sont donnés dans le tableau (IV-11).

**Tableau IV-11. Récapitulatif du choix des TC**

Travées	Paramètres des travées calculés			Paramètres des TC choisis				
	$Un_{travée}$ [KV]	$In_{travée}$ [A]	$Sn_{ch\ max}$ [VA]	$Un_{TC}$ [KV]	$In_p$ [A]	$Sn_{TC}$ [VA]	Classe	
							Mesure	Protection
Travée ligne 400 KV	400	1443,37	8,66	400	2000	30	0,2	5P20
Travée couplage 400 KV	400	2886,75	8,51	400	4000	30	0,5	5P20
Travée autotransformateur	400	433	8,23	400	600	30	0,5	5P20
Travée ligne 220 KV	220	1000	4,62	220	1200	30	0,5	5P20
Travée couplage 220 KV	220	2000	4,55	220	2400	30	0,5	5P20
Travée arrivée autotransformateur	220	787,296	4,28	220	1000	30	0,5	5P20

### 3-2 - Transformateur de tension :

Un transformateur de tension est un transformateur dans lequel la tension secondaire est pratiquement proportionnelle à la tension primaire et en phase avec celle-ci. Il a pour tâche de transformer la tension du réseau en une tension mesurable, alimentant les appareils de mesure et de protection.

Il existe deux types de transformateurs de tension

- Les transformateurs de tension magnétique (TT).
- Les transformateurs de tension capacitifs (TTC).

### 3-2-1- Caractéristiques assignées :

- La tension assignée
- Le rapport nominale de transformation (  $Kn = \frac{Un_p}{Un_s}$  )
- La classe de précision nominale
- La puissance de précision nominale
- La tenue électrodynamique
- La tenue thermique.

#### Remarque :

Les définitions de ces caractéristiques sont les mêmes que celles du TC. En ce qui concerne la classe de précision des TT destinés pour la protection, elle ne contient pas de facteur limite de précision ( $F_p$ ), c'est-à-dire qu'elle est caractérisée uniquement par les deux symboles Y et P.

### 3-2-2- Choix des TT :

Le choix des TT se fait selon les paramètres suivants :

- La tension nominale  $Un$
- La puissance de précision  $Sn$

Comme dans le cas précédent pour le choix des TT il faut déterminer la puissance de précision pour chaque niveau de tension.

#### a) Choix du TT de la travée départ ligne 400 KV :

Dans ce cas pour la détermination de la puissance de précision, on tiendra compte uniquement de l'enroulement mesure, car la protection est numérique, elle est alimentée par les TC uniquement, c'est-à-dire que l'enroulement protection du TT n'est pas alimenté.

L'enroulement mesure du TT est destiné à l'alimentation d'une unité de travée, deux compteurs d'énergie, un réenclencheur, un localisateur de défaut, une protection complémentaire, une protection de distance, et une protection différentielle longitudinale. Le bilan des puissances est donné dans le tableau (IV-12).

Tableau IV-12. Bilan des puissances des appareils de l'enroulement mesure		
Appareils	Nombre	Puissance [VA]
Compteurs d'énergie	2	$2 \times 4$
Unité de travée	1	0,16
Réenclencheur	1	0,16
Localisateur de défaut	1	0,16
Protection complémentaire	1	0,16
Protection de distance	1	0,16
Protection différentielle longitudinale	1	0,1
<b>Total</b>		8,9

▪ Calcul des pertes dans la filerie :

$$\left\{ \begin{array}{l} S_{\text{perte}} = R \cdot I_s^2 = \frac{\Delta U_s}{\sqrt{3}} \cdot I_s \\ S_{\text{consommée}} = \frac{U_s}{\sqrt{3}} \cdot I_s \Rightarrow I_s = \frac{\sqrt{3} \cdot S_{\text{consommée}}}{U_s} \\ \Delta U_s = \frac{U_s \cdot (\Delta U_s)\%}{100} \end{array} \right\} \Rightarrow S_{\text{perte}} = \frac{U_s \cdot (\Delta U_s)\%}{\sqrt{3} \cdot 100} \cdot \left( \frac{\sqrt{3} \cdot S_{\text{consommée}}}{U_s} \right)^2$$

$$\Rightarrow S_{\text{perte}} = \frac{100 \cdot 0,1}{\sqrt{3} \cdot 100} \cdot \left( \frac{\sqrt{3} \cdot 8,9}{100} \right)^2 = 1,37 \cdot 10^{-3} \text{ VA.}$$

$$S_{n_{ch}} = S_{\text{consommée}} + S_{\text{perte}} = 8,9 + 1,37 \cdot 10^{-3} = 8,901 \text{ VA}$$

On donne les résultats du choix du TT 400 KV dans le tableau (IV-13) suivant :

Tableau IV-13. Choix du TT de la travée départ ligne 400 KV						
Paramètres de la travée calculés		Paramètres du TT		Conditions de Choix	Résultats	
Grandeurs	Valeurs	Grandeurs	Valeurs			
$Un_{\text{travée}}$ [KV]	400	$Un_{TC}$ [KV]	400	$Un_{TC} = Un_{\text{travée}}$	Vérifié	
$Sn_{ch}$ [VA]	8,901	$Sn_{TC}$ [VA]	100	$Sn_{ch} < Sn_{TC}$	Vérifié	

Les classes de précision choisies sont :

- Pour l'enroulement mesure : 0,2.
- Pour l'enroulement protection : 3P.

b) Tableau récapitulatif du choix de tout les TT du poste :

Un calcul similaire au précédent nous permet de choisir les autres TT du poste. Les résultats sont donnés dans le tableau (IV-14).

Tableau IV-14. Récapitulatif du choix des TT						
Travées	Paramètres des travées calculés		Paramètres des TC choisis			
	$Un_{\text{travée}}$ [KV]	$Sn_{ch \text{ max}}$ [VA]	$Un_{TC}$ [KV]	$Sn_{TC}$ [VA]	Classe	
					Mesure	Protection
Travée ligne 400 KV	400	8,901	400	100	0,2	3P
Jeux de barre 400 KV	400	0,16	400	100	0,5	3P
Travée Arrivée autotransformateur	220	4,9	220	100	0,5	3P
Travée ligne 220 KV	220	4,9	220	100	0,5	3P
Jeux de barre 220 KV	220	0,16	220	100	0,5	3P

#### 4- Parafoudre [5]

##### 4-1- Caractéristiques assignées des parafoudres :

Les parafoudres sont caractérisés par les paramètres suivants :

- Tension maximale de service permanent : c'est la tension maximale qu'un parafoudre est capable de supporter en régime permanent pour des conditions ambiantes et une durée de vie données.
- Tension assignée : Elle est définie par rapport à la tenue du parafoudre aux surtensions temporaires. Disons que c'est la surtension maximale à fréquence industrielle que l'on peut appliquer pendant 10 s à un parafoudre, qui vient juste d'absorber une forte énergie, sans constater d'emballlement thermique.
- Courant nominal de décharge : C'est la valeur de crête d'une onde de courant de 8/20  $\mu$ s de forme bi-exponentielle, qui sert à classer le parafoudre. Il est habituellement compris entre quelques kilos ampères et quelques dizaines de kilo Ampères.
- Niveau de protection : C'est la tension résiduelle apparaissant aux bornes du parafoudre pour une onde de courant de forme et d'amplitude données. Ainsi, le niveau de protection au choc de manœuvre est généralement défini pour des ondes rectangulaires dont l'amplitude peut varier de quelques centaines à quelques kilos Ampères. Le niveau de protection au choc de foudre se rapporte généralement au courant nominal de décharge.
- Capacité d'absorption d'énergie : Elle est traduite soit par la tenue à des ondes de courant de forme rectangulaire dont la durée et l'amplitude définissent la sévérité, soit par la capacité du parafoudre à décharger une ligne électrique de longueur, d'impédance d'onde et de tension de charge données.

##### 4-2- Choix des parafoudres :

Le choix des parafoudres se fait uniquement selon la tension nominale. Dans notre cas on a deux niveaux de tension, donc on choisira deux parafoudres à oxyde de zinc ayant une enveloppe en porcelaine de tension 400 et 220 KV.

#### 5- Connexions aériennes [17]-[18]- [10]

Une ligne aérienne est construite pour transporter une puissance électrique et est dimensionnée en fonction des intensités de courant admissibles dans ses conducteurs. Ceux-ci s'échauffent principalement par effet Joule et se refroidissent par convection. L'ensoleillement provoque également une élévation de la température des conducteurs, compensée, en partie, par une émission de rayonnement dans l'infrarouge. La température atteinte par les câbles, du fait de ces phénomènes, doit rester en toutes circonstances inférieure à des valeurs limites au-delà desquelles :

- la pérennité de l'ouvrage serait compromise par un vieillissement trop rapide des matériaux constituant le câble et les manchons ;
- la sécurité de fonctionnement serait insuffisante par suite de l'accroissement des flèches et de la probabilité importante d'amorçage avec des constructions qui en résulterait. La température de répartition ne doit, en aucun cas, être dépassée.

Ces risques impliquent que, en dehors de toute considération économique ou de sécurité d'alimentation de la clientèle, l'intensité du courant transitant dans les conducteurs reste

impérativement inférieure à des valeurs maximales, fonction des caractéristiques de la ligne et des conditions climatiques.

Il existe principalement deux types de connexion aérienne :

- Les connexions en câbles que l'on rencontre dans un poste peuvent être regroupées en trois catégories :
- Les connexions tendues entre charpentes, ainsi que les câbles de garde qui constituent le réseau aérien de protection contre les coups de foudre ;
- Les connexions semi-tendues entre les appareils HT, dont la longueur et la tension mécanique sont relativement faibles ;
- Les descentes souples qui relient les connexions tendues aux appareils HT.

Ces connexions sont réalisées en conducteurs homogènes en alliage d'aluminium (Almélec), à l'exception des câbles de garde qui comportent une âme d'acier.

- Les connexions en tubes qui sont utilisés pour la réalisation des jeux de barres, de certaines connexions transversales et de liaisons entre appareils. Ils présentent les avantages suivants :

- Une grande rigidité et donc une flèche minimale ;
- Une indéformabilité qui permet de respecter plus facilement les distances électriques ;
- Une section généralement importante qui autorise le passage de fortes intensités de courant.

D'une façon générale, ils sont réalisés en alliage d'aluminium AGS qui contient, outre l'aluminium, 0,6 % de silicium et 0,7 % de magnésium.

Le choix des câbles et des tubes est effectué à partir de l'étude de trois paramètres :

- L'échauffement provoqué par le passage du courant ;
- La tension mécanique ;
- L'effet couronne.

On se contentera dans notre cas, de l'étude de l'échauffement provoqué par le passage du courant, et de l'effet couronne.

#### 5-1- Echauffement provoqué par le passage du courant :

##### a)- Travée ligne 400 KV :

Les liaisons souples sont réalisées avec deux conducteurs Almélec 851 mm<sup>2</sup> par phase.

##### ➤ Données :

Intensité du rayonnement solaire :	$W_s = 900 \text{ W} / \text{m}^2$
Température ambiante :	$T_0 = 55 \text{ }^\circ\text{C}$
Vitesse du vent :	$V = 1 \text{ m} / \text{s}$
Diamètre du conducteur :	$\phi = 0,03794 \text{ m}$
Nombre de conducteurs :	$N = 2$
Résistance du câble en courant continu :	$R_{20^\circ} = 0,0391 \text{ } \Omega / \text{Km}$
Masse linéique :	$P = 2,354 \text{ Kg} / \text{m}$
Pouvoir émissif par rapport au corps noir :	$\varepsilon = 0,6$
Coefficient d'absorption solaire :	$\gamma = 0,5$
Coefficient de température de la résistance à 20°C :	$\alpha = 0,00403 \text{ }^\circ\text{K}^{-1}$
Chaleur massique :	$C = 890 \text{ J} \cdot \text{Kg}^{-1} \cdot \text{ }^\circ\text{K}^{-1}$
Température maximale autorisée (en régime permanent) :	$T_{\text{max}} = 90 \text{ }^\circ\text{C}$

Température maximale autorisée (après court-circuit) :	$T_{cc\max} = 200 \text{ } ^\circ\text{C}$
Intensité du courant nominale de la travée	$I_n = 2000 \text{ A}$
Intensité du courant de court-circuit :	$I_{cc} = 40 \text{ KA}$
Durée du court-circuit :	$t_{cc} = 1 \text{ s}$
Constante de Stephan Boltzmann :	
$\sigma = 5,67 \cdot 10^{-8} \text{ W} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{K}^{-4}$	
Conductivité thermique du film d'air en contact avec le conducteur	
$\lambda = 0,02585 \text{ W} \cdot \text{m}^{-1} \cdot \text{ } ^\circ\text{K}^{-1}$	

➤ *Calcul de l'ampacité des conducteurs :*

▪ *Puissance de rayonnement solaire :*

$$P_{sol} = \gamma \cdot \phi \cdot W_s = 0,5 \cdot 0,03794 \cdot 900 = 17,073 \text{ W / m}$$

▪ *Puissance rayonnée :*

$$P_{ray} = \sigma \cdot \pi \cdot \phi \cdot \varepsilon \cdot (T_{\max}^4 - T_0^4) = 5,67 \cdot 10^{-8} \cdot \pi \cdot 0,03794 \cdot 0,6 \cdot ((90 + 273)^4 - (55 + 273)^4) \\ = 23,473 \text{ W / m}$$

▪ *Puissance dissipée par convection :*

$$P_{conv} = \lambda \cdot Nu \cdot (T_{\max} - T_0) \cdot \pi$$

$$\left. \begin{array}{l} Nu = 0,65 \cdot Re^{0,2} + 0,23 \cdot Re^{0,61} \\ Re = 1,644 \cdot 10^9 \cdot V \cdot \phi \cdot (T_0 + 0,5 \cdot (T_{\max} - T_0))^{-1,78} \\ = 1,644 \cdot 10^9 \cdot 1 \cdot 0,03794 \cdot (328 + 0,5 \cdot (363 - 328))^{-1,78} = 1890,43 \end{array} \right\} \Rightarrow Nu = 25,87$$

$$\Rightarrow P_{conv} = 0,02585 \cdot 25,87 \cdot (363 - 328) \cdot \pi = 73,53 \text{ W / m}$$

▪ *Résistance du conducteur à la température  $T_{\max}$  :*

$$R_{T_{\max}} = R_{20^\circ} \cdot (1 + \alpha \cdot (T_{\max} - 293^\circ)) = 0,0391 \cdot 10^{-3} \cdot (1 + 0,00403 \cdot (363 - 293^\circ)) = 5,013 \cdot 10^{-5} \text{ } \Omega / \text{m}$$

▪ *Calcul du courant admissible du conducteur à la température ambiante  $T_0 = 55 \text{ } ^\circ\text{C}$  :*

$$P_J + P_{sol} = P_{ray} + P_{conv} \Rightarrow P_J = P_{ray} + P_{conv} - P_{sol} \Rightarrow R_{T_{\max}} \cdot I_{adm}^2 = P_{ray} + P_{conv} - P_{sol}$$

$$\Rightarrow I_{adm} = \sqrt{\frac{P_{ray} + P_{conv} - P_{sol}}{R_{T_{\max}}}} = \sqrt{\frac{23,473 + 73,53 - 17,073}{5,013 \cdot 10^{-5}}} = 1262,717 \text{ A}$$

Pour les deux conducteurs  $2 \times 851 \text{ mm}^2$ , le courant admissible sera :

$$I_{adm} = 2 \times 1262,717 = 2525,434 \text{ A}$$

- Le courant admissible des conducteurs de la travée ligne 400 KV, est supérieur à l'intensité du courant de surcharge  $I_{sur} = 1,25 \times I_n = 1,25 \times 2000 = 2500$  A, conformément aux spécifications du cahier des charges (fascicule 3).

➤ *Calcul de la température des conducteurs en régime permanent :*

$$P_J + P_{sol} - P_{ray} - P_{conv} = 0$$

$$P_J = R_{20^\circ} \cdot (1 + \alpha \cdot (T - 293)) \cdot I_n^2 = -7,0689 + 0,1575 \cdot T$$

$$P_{sol} = \gamma \cdot \phi \cdot W_s = 17,073 \text{ W / m}$$

$$P_{ray} = \sigma \cdot \pi \cdot \phi \cdot \varepsilon \cdot (T^4 - T_0^4) = 4,0549 \cdot 10^{-9} \cdot T^4 - 46,933$$

$$P_{conv} = \lambda \cdot Nu \cdot (T - T_0) \cdot \pi$$

$$Nu = 0,65 \cdot Re^{0,2} + 0,23 \cdot Re^{0,61}$$

$$Re = 1,644 \cdot 10^9 \cdot V \cdot \phi \cdot (T_0 + 0,5 \cdot (T - T_0))^{-1,78}$$

$$= 5,646 \cdot 10^9 \cdot V \cdot \phi \cdot (T + T_0)^{-1,78}$$

$$\Rightarrow Nu = 0,65 \cdot (5,646 \cdot 10^9 \cdot V \cdot \phi \cdot (T + T_0)^{-1,78})^{0,2} + 0,23 \cdot (5,646 \cdot 10^9 \cdot V \cdot \phi \cdot (T + T_0)^{-1,78})^{0,61}$$

$$\Rightarrow Nu = 57,977 \cdot (V \cdot \phi)^{0,2} \cdot (T + T_0)^{-0,356} + 204,31 \cdot 10^3 \cdot (V \cdot \phi)^{0,61} \cdot (T + T_0)^{-1,0858}$$

$$\Rightarrow Nu = 30,135 \cdot (T + 328)^{-0,356} + 27,767 \cdot 10^3 \cdot (T + 328)^{-1,0858}$$

$$\Rightarrow P_{conv} = \left[ 2,447 \cdot (T + 328)^{-0,356} + 2,255 \cdot 10^3 \cdot (T + 328)^{-1,0858} \right] \cdot (T - 328)$$

$$\Rightarrow P_{conv} = 2,447 \cdot \frac{(T - 328)}{(T + 328)^{0,356}} + 2,255 \cdot 10^3 \cdot \frac{(T - 328)}{(T + 328)^{1,0858}}$$

$$P_J + P_{sol} - P_{ray} - P_{conv} = 0$$

$$\Leftrightarrow -7,0689 + 0,1575 \cdot T + 17,073 - 4,0549 \cdot 10^{-9} \cdot T^4 + 46,933 - \left[ 2,447 \cdot \frac{(T - 328)}{(T + 328)^{0,356}} + 2,255 \cdot 10^3 \cdot \frac{(T - 328)}{(T + 328)^{1,0858}} \right] = 0$$

$$\Rightarrow -4,0549 \cdot 10^{-9} \cdot T^4 + 0,1575 \cdot T + 56,9371 - \left[ 2,447 \cdot \frac{(T - 328)}{(T + 328)^{0,356}} + 2,255 \cdot 10^3 \cdot \frac{(T - 328)}{(T + 328)^{1,0858}} \right] = 0$$

Pour résoudre cette équation, on utilisera la méthode de Newton-Raphson, qui permet d'approcher par itération la valeur de la température T, au moyen de la relation suivante :

$$T_{K+1} = T_K - \frac{f(T_K)}{f'(T_K)}$$

Dans toutes les méthodes itératives, il est nécessaire, pour éviter une divergence de la solution, de bien choisir la valeur initiale. Celle-ci peut être obtenue graphiquement.

Dans une première étape, on se propose de tracer la courbe représentative de la fonction  $f(T)$ .

Pour ce faire, on utilisera MATLAB, en créant un fichier de commande (script), qu'on appellera « *fichier fonction* », ayant les instructions suivantes :

## Fichier fonction . m

```
%tracé de la fonction f
T=0:1:1000;
f = -0.0000000040549*(T).^4 + 0.1575*T + 56.9371 - ((2.447*(T-328).*(T+328).^-0.356) + (2.255*1000*(T-328).*(T+328).^-1.0858));
Plot (T, f), grid
Title ('Tracé de la fonction f (T)')
Xlabel ('T')
Ylabel ('f')
```

Le tracé de la fonction  $f(T)$  est donné dans la figure (IV-1).

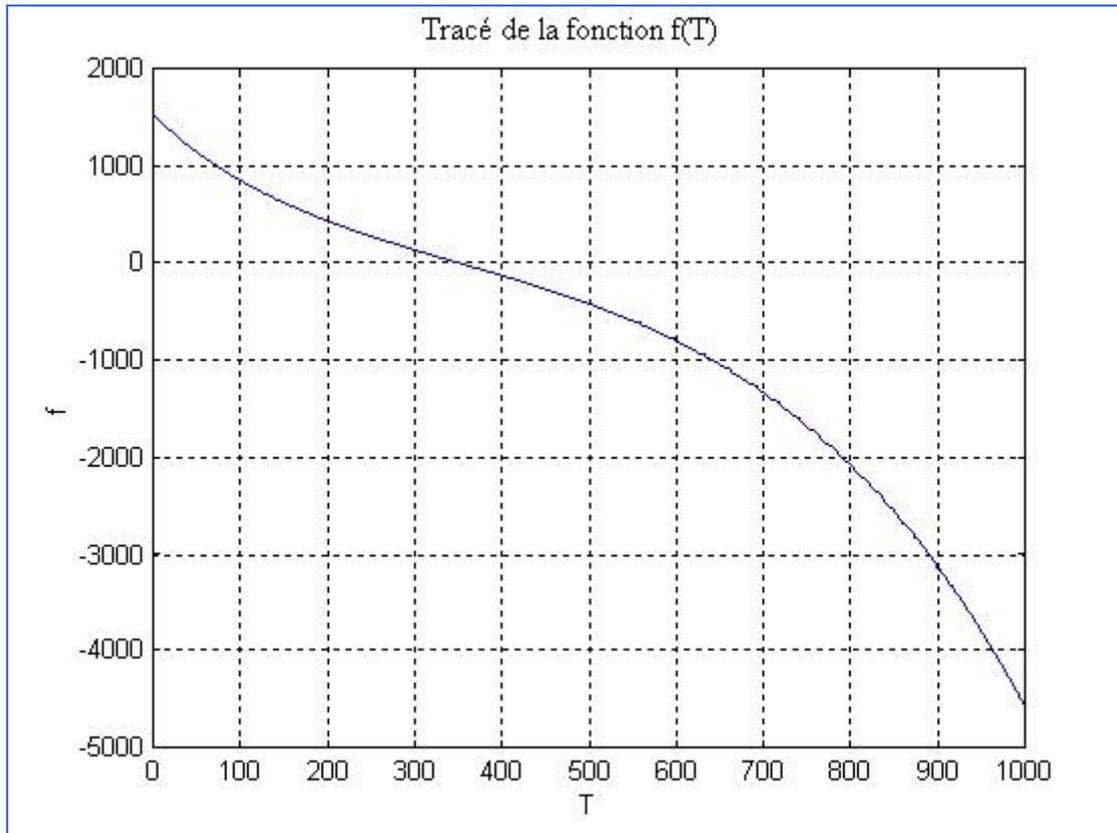


Figure (IV-1)

Au vu de la courbe de  $f$  ci-dessus, il est judicieux de choisir une valeur initiale  $T_i = 350^\circ$ .

La fonction dérivée  $g = f'$  a pour expression :

$$g(T) = -1,622 \cdot 10^{-8} \cdot T^3 + 0,1575 - \left[ 2,447 \frac{\left(1 - 0,356 \frac{(T-328)}{(T+328)}\right)}{(T+328)^{0,356}} + 2,255 \cdot 10^3 \frac{\left(1 - 1,0858 \frac{(T-328)}{(T+328)}\right)}{(T+328)^{1,0858}} \right]$$

*Fichier fonction . m (suite)*

```

%solution de l'équation
clear T
T (1) =350;
for k = 2:10;
    f = -0.0000000040549*(T(k-1)).^4 + 0.1575*T(k-1) + 56.9371 -
        ((2.447*(T(k-1)-328).*(T(k-1)+328).^-0.356) + (2.255*1000*(T(k-1)-
        328).*(T(k-1)+328).^-1.0858));
    g = -0.00000001622*(T(k-1)).^3 + 0.1575 - (2.447*(1-0.356*(T(k-1)-
        328)/(T(k-1)+328)).*(T(k-1)+328).^-0.356 + 2.255*1000*(1-1.0858*(T(k-1)-
        328)/(T(k-1)+328)).*(T(k-1)+328).^-1.0858);
    T (k) =T (k-1)-f/g;
end
Plot (T), grid, hold on
Plot (T, 'o'), hold off
Title ('évolution de la solution : méthode de Newton-Raphson')
Disp ('les valeurs successives sont:')
T

```

L'exécution du programme ci-dessus donne les résultats suivants :

les valeurs successives sont:

T =

Columns 1 through 7

350.0000 351.5726 351.5726 351.5726 351.5726 351.5726 351.5726

Columns 8 through 10

351.5726 351.5726 351.5726

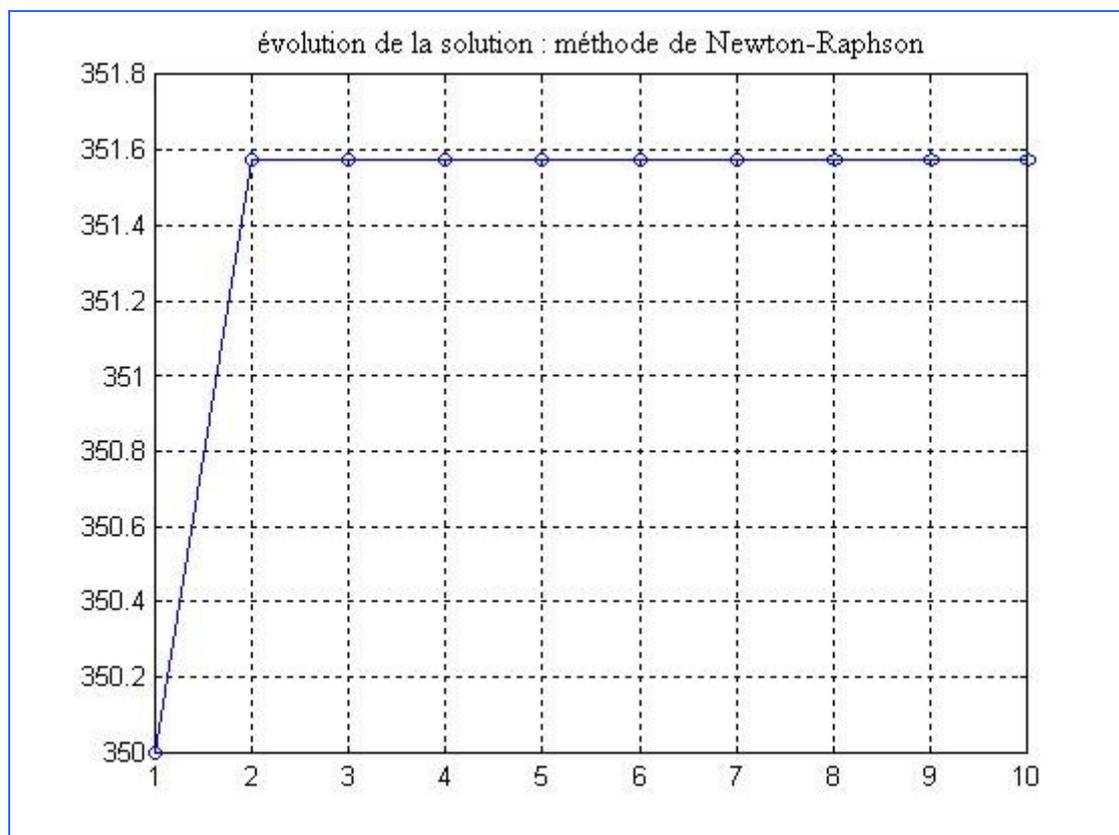


Figure (IV-2)

On remarque qu'il y a convergence au bout de la deuxième itération, les résultats sont donnés en ° K, la température correspondante en ° C sera :

$$T [^{\circ}\text{C}] = T [^{\circ}\text{K}] - 273 = 351,5726 - 273 = 78,57 \text{ } ^{\circ}\text{C}$$

« T » est inférieure à la température maximale autorisée en régime permanent.

$$T_{pér} < T_{\max}$$

➤ *Calcul de la température des conducteurs en régime de court-circuit :*

L'hypothèse adiabatique se traduit par la relation suivante :

$$T = \frac{1}{\alpha} \left\{ e^{\tau} \cdot [1 + \alpha \cdot (T_{pér} - 293)] - 1 \right\} + 293$$

$$\text{Avec : } \tau = \alpha \cdot \left( \frac{I_{cc}}{N} \right)^2 \frac{R_{20^{\circ}} \cdot t_{cc}}{P \cdot C} = 0,00403 \cdot \left( \frac{40 \cdot 10^3}{2} \right)^2 \cdot \frac{0,0391 \cdot 10^{-3} \cdot 1}{2,354 \cdot 890} = 0,03 \text{ s}$$

$$T_{pér} = 351,5726 \text{ } ^{\circ}\text{K}$$

$$\Rightarrow T = \frac{1}{0,00403} \left\{ e^{0,03} \cdot [1 + 0,00403 \cdot (351,5726 - 293)] - 1 \right\} + 293 = 360,913 \text{ } ^{\circ}\text{K}$$

$$\Rightarrow T [^{\circ}\text{C}] = 360,913 - 273 = 87,91 \text{ } ^{\circ}\text{C}$$

« T » est inférieure à la température maximale autorisée en régime de court-circuit.

$$T_{cc} < T_{cc\max}$$

b)- *Tableau récapitulatif des résultats de calcul de toutes les travées :*

Pour les autres travées, les calculs sont similaires à ceux de la travée ligne 400 KV. Les résultats sont donnés dans le tableau (IV-15).

Tableau IV-15. Récapitulatif des résultats des calculs					
Travées	Caractéristiques des conducteurs	$I_{adm}$ [A]	$T_{pér}$ [°C]	$T_{cc}$ [°K]	$I_n$ [A]
Travées lignes 400 kV	Almélec 2×851mm <sup>2</sup>	2525	78,57	87,9	2000
	AGS 120×8 (mm.mm)	3273	73,18	76,4	
Jeu de barres 400 KV	AGS 250×8 (mm.mm)	6797	78,56	79	5000
Travée couplage 400 KV	Almélec 4×851mm <sup>2</sup>	5050	78,58	80,89	4000
	AGS 250×8 (mm.mm)	6797	78,56	74,3	
Travées Autotransformateurs	Almélec 2×851mm <sup>2</sup>	2525	73,18	87,9	2000
	AGS 120×8 (mm.mm)	3273	78,58	76,4	
Travées arrivées Autotransformateurs	Almélec 2×570 mm <sup>2</sup>	1948	61,20	73,5	262
	AGS 100×6 (mm.mm)	2452	63,66	68,6	
Travées lignes 220 KV	Almélec 2×851mm <sup>2</sup>	2525	78,58	84,4	2000
	AGS 120×8 (mm.mm)	3273	73,18	75,2	
Jeu de barres 220 KV	AGS 160×8 (mm.mm)	4184	87,69	88,8	4000
Travée couplage 220 KV	Almélec 4×851mm <sup>2</sup>	5050	78,58	80	4000
	AGS 160×8 (mm.mm)	4184	87,69	88,8	

## 5-2- Effet couronne :

## a) Travée ligne 400 KV :

Pour vérifier la limitation des perturbations radioélectriques de la connexion souple  $2 \times 851 \text{ mm}^2$  ALMELEC, on utilisera la formule de Peek simplifiée sous conditions atmosphériques normales et au niveau de la mer :

$$U = 3,5 \cdot d_e \cdot \log\left(\frac{2 \cdot D}{d_e}\right);$$

Avec :

- $U$  : Tension entre phases du matériel [KV] ;
- $d_e$  : Diamètre équivalent des ou du conducteur [mm] ;
- $D$  : Distance d'axe à axe des conducteurs [mm].

## ➤ Données :

Distance d'axe à axe des conducteurs	$D = 6000 \text{ mm}$ ;
Diamètre d'un conducteur élémentaire	$d = 37,94 \text{ mm}$ ;
Nombre de conducteurs dans le faisceau	$n = 2$ ;
Distance entre deux conducteurs consécutifs	$D_f = 400 \text{ mm}$ ;
Coefficient de correction d'altitude à 900 m	$k = 0,89$ .

## ➤ Calcul du diamètre équivalent :

Le diamètre équivalent se calcule d'après la formule suivante :

$$d_e = D_f \cdot \left(\frac{n \cdot d}{D_f}\right)^{\frac{1}{n}} = 400 \cdot \left(\frac{2 \cdot 37,94}{400}\right)^{\frac{1}{2}} = 174,218 \text{ mm}.$$

➤ Calcul de la tension  $U$  :

$$U = 3,5 \cdot d_e \cdot \log\left(\frac{2 \cdot D}{d_e}\right) \times k = 3,5 \cdot 174,218 \cdot \log\left(\frac{2 \cdot 6000}{174,218}\right) \times 0,89 = 997,5 \text{ KV}$$

La tension d'apparition des perturbations radioélectriques est supérieure à la tension maximale du réseau (420 KV).

Donc la configuration de l'arrangement de câble  $2 \times 851 \text{ mm}^2$  avec un entraxe (entretoise) de 400 mm convient.

## b) Tableau récapitulatif des résultats de calcul de toutes les travées :

Pour les autres travées, les calculs sont similaires à ceux de la travée ligne 400 KV. Les résultats sont donnés dans le tableau (IV-16).

<b>Tableau IV-16. Récapitulatif des résultats des calculs</b>			
<b>Travées</b>	<b>Caractéristiques des conducteurs</b>	<b>Tension d'apparition de l'effet couronne [KV]</b>	<b>Tension maximale de la travée [KV]</b>
Travées lignes 400 kV	Almélec 2×851mm <sup>2</sup>	997,5	420
Travée couplage 400 KV	Almélec 4×851mm <sup>2</sup>	1610,6	420
Travées Autotransformateurs	Almélec 2×851mm <sup>2</sup>	997,5	420
Travées arrivées Autotransformateurs	Almélec 2×570 mm <sup>2</sup>	651	245
Travées lignes 220 KV	Almélec 2×851mm <sup>2</sup>	704	245
Travée couplage 220 KV	Almélec 4×851mm <sup>2</sup>	961	245

## 6- Elaboration d'un programme de calcul informatique pour le dimensionnement électrique des connexions aériennes

```

%Affectation des valeurs aux différentes variables

T0=input('veuillez introduire la valeur de la Température ambiante [°K] :
T0 =');
D=input('veuillez introduire la valeur du diamètre du conducteur [m] : D
=');
N=input('veuillez introduire le nombre de conducteurs: N= ');
R20°=input('veuillez introduire la valeur de la résistance du conducteur à
20°C [Ohm/m] : R20° = ');
P=input('veuillez introduire la valeur de la masse linéique du Conducteur
[Kg/m] : P = ');
Alpha=input('veuillez introduire la valeur du Coefficient de température
[1/°K] : Alpha = ');
C=input('veuillez introduire la valeur de la chaleur massique[J/Kg.°K] : C
=');
In=input('veuillez introduire la valeur du courant nominal [A] : In = ');
Icc=input('veuillez introduire la valeur du courant de court-circuit [A] :
Icc = ');

%.....
%valeur des constantes utilisées
% intensité du rayonnement solaire
Si=900;
%vitesse du vent
V=1;
%Coefficient d'émissivité par rapport au corp noir
Ke=0.6;
%Coefficient d'absorption du rayonnement solaire
Gamma=0.5;
%Temperature maximale autorisée (°K)
Tmax=363;
%Temperature maximale autorisée en court-circuit(°K)
Tccmax=473;
%Durée du court-circuit
tcc=1;
%Constante Stefan Boltzman
S=5.67*10^-8;
%Conductivité thermique du film d'air en contact avec le conducteur
Lamda=0.02585;
%.....
%Calcul de l'ampacité des conducteurs

%Puissance du rayonnement solaire
Psol=Gamma*D*Si;
%Puissance rayonnée
Pray=S*pi*D*Ke*(Tmax^4-T0^4);
%Résistance du conducteur à la température T0
RTmax=R20°*(1+Alpha*(Tmax-293));
%puissance dissipée par convection
Re=1.644*10^9*V*D*(T0+0.5*(Tmax-T0))^-1.78;
Nu=0.65*Re^0.2+0.23*Re^0.61;
Pconv=Lamda*Nu*(Tmax-T0)*pi;
%Calcul de l'intensité admissible
Iadm=((Pray+Pconv-Psol)/RTmax)^0.5;
Iadm=Iadm*N;
disp('L'intensité admissible du conducteur [A] est:')
Iadm
%.....

```

```

%Calcul de la température en régime permanent
T(1)=350;
for k=2:10;
f=Gamma*D*Si+R20*(1+Alpha*(T(k-1)-293))*In^2-S*pi*D*Ke*(T(k-1).^4-T0^4)-
Lamda*(0.65*(1.644*10^9*V*D*(0.5*(T(k-1)+T0)).^-
1.78).^0.2+0.23*(1.644*10^9*V*D*(0.5*(T(k-1)+T0)).^-1.78).^0.61)*(T(k-1)-
T0)*pi;
g=R20*Alpha*In^2-4*S*pi*D*Ke*(T(k-1)).^3-pi*Lamda*((57.977*D^0.2*(T(k-
1)+T0).^(-0.356)*(1-((T(k-1)-T0)/(T(k-
1)+T0))*0.356)+(204.308*10^3*D^0.61*(T(k-1)+T0).^(-1.0858)*(1-((T(k-1)-
T0)/(T(k-1)+T0))*1.0858));
T(k)=T(k-1)-f/g;
end
T(10)=T(10)-273;
disp('La température en régime permanent [°C] est:')
T(10)
%.....
%Calcul de la température en régime de court-circuit

Tho=Alpha*(Icc/N)^2*R20*tcc/(P*C);
Tcc=1/Alpha*(exp(Tho)*(1+Alpha*(T(10)-20))-1)+20;
disp('La temperature en régime de court-circuit [°C] est:')
Tcc

```

**Conclusion**

Une conception de réseau électrique bien maîtrisée permet d'assurer, au moindre coût et dans les meilleures conditions d'exploitation, un fonctionnement optimal en régime permanent et en régime perturbé du réseau.

Le meilleur coût n'est pas nécessairement celui qui correspond à un investissement initial minimal, mais plutôt de concevoir le réseau électrique qui s'avère le plus économique compte tenu de l'investissement initial, des coûts d'exploitation et des pertes de production.

Les meilleures conditions d'exploitation permettent d'obtenir une continuité d'alimentation des récepteurs compatibles avec les exigences des installations, ceci pour obtenir une productivité et une sécurité maximale des personnes et des biens.

## Conclusion générale

L'étude et le dimensionnement des équipements THT d'un poste repose sur un choix technico-économique conformément aux normes internationales CEI et de l'AFNOR.

Cette étude nous a conduit à connaître les postes électriques, les organes qui les constituent et leurs modes d'exploitation. Nous avons admis que le calcul des courants de court-circuit permet un dimensionnement efficace des composants du poste et un choix judicieux du système de protection permet de préserver l'équipement contre divers types de défaut.

Les difficultés auxquelles nous avons été confronté sont liées au calcul du courant de court-circuit et au dimensionnement des conducteurs. Ces derniers exigent un calcul minutieux prenant en considération plusieurs facteurs de correction et exigent une bonne maîtrise d'un logiciel de calcul tel Matlab pour la résolution d'équations complexes, souvent non linéaires ne pouvant être résolue à la main.

Une fois ces problèmes levés, le choix des équipements THT se révèle moins complexe. On note, toutefois, un surdimensionnement de ces derniers. En effet, l'Algérie étant en pleine révolution industrielle, la naissance d'une nouvelle aire d'investissement incite Sonelgaz à intégrer dans son plan de planification, des projets d'extension du réseau et obligeant ainsi les anciennes installations à supporter des charges supplémentaires.

L'informatique s'est intégrée naturellement dans l'analyse des réseaux électriques. De ce fait l'établissement d'un programme informatique visant le calcul de l'échauffement thermique des conducteurs afin de prévoir les défaillances dues aux surcharges conforte l'exploitant dans sa tâche. Nous recommandons comme perspective de recherche, l'élaboration d'un programme permettant le calcul du courant de court circuit en tout point du réseau. Il n'en demeure pas moins vrai que tous les logiciels, bien que très performants, ne sont que des outils. Leur exploitation, pour être efficace, nécessite donc une compétence professionnelle préalablement acquise par des études, un savoir-faire et une expérience.

Par cette présente thèse, nous espérons avoir été plus explicite quant à l'étude des postes d'interconnexions.

## Introduction

Un système électrique est conçu pour générer une puissance électrique en quantité suffisante pour satisfaire la demande actuelle et prévisionnelle d'une zone donnée, pour l'acheminer vers différents secteurs où elle sera utilisée et ensuite la distribuer dans ces secteurs de manière permanente.

Pour garantir un retour maximum sur l'investissement que représentent les équipements constituant le système et pour assurer la satisfaction des utilisateurs grâce à un service fiable, tout le système doit être maintenu en fonctionnement permanent sans pannes majeures.

Cet objectif est réalisable grâce à un système qui consiste à anticiper tous les effets possibles ou toutes les défaillances qui peuvent entraîner un arrêt de longue durée d'un système qui, à son tour, imposera une plus grande période de remise en état. L'idée principale est de restreindre les dérangements provoqués par de telles pannes à des zones limitées tout en maintenant la distribution aux autres zones. Un équipement spécial est normalement installé pour détecter les défaillances qui peuvent survenir éventuellement dans différentes sections d'un système et pour isoler les sections défectueuses pour que l'interruption soit limitée à un périmètre localisé. L'équipement spécial adopté pour détecter de telles défaillances est désigné comme « équipement de protection » et le système qui utilise un tel équipement est qualifié de « système de protection ».

### 1- Installations de conduite et de contrôle [4]

Les installations de conduite et de contrôle d'un poste ont pour but d'assurer la conduite, la protection et la reprise de service des différents constituants du poste, à savoir les lignes de transport et de distribution y aboutissant et ses éléments internes comme les jeux de barres ou les transformateurs. Pour ce faire, un poste est structuré en différentes fractions constituées d'un ensemble de matériels et de circuits à haute et basse tensions, lié géographiquement et fonctionnellement à une partie déterminée du poste.

Chacune de ces fractions appelées tranche électrique est organisée de telle manière qu'elle puisse être totalement isolée du reste de l'installation. Les limites d'une tranche sont donc définies par le fait que cet isolement ne doit pas compromettre le fonctionnement et le contrôle des installations qui restent en service.

Une tranche électrique comprend (fig.1) :

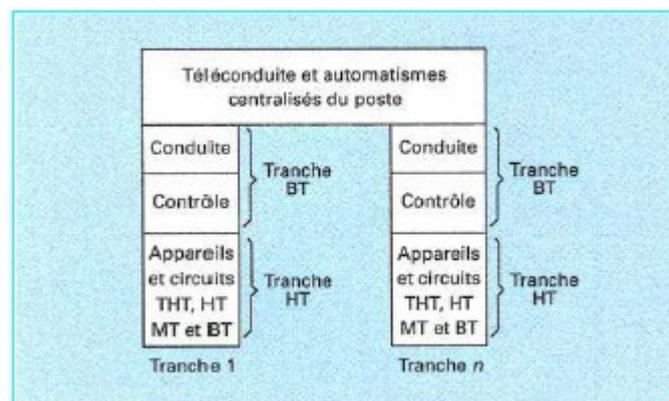


Figure 1. Structure d'une tranche électrique

- Une tranche haute tension, appelée également cellule (travée), constituée par l'ensemble du matériel THT, HT et MT (disjoncteurs, sectionneurs, transformateurs et réducteurs de mesure), par les liaisons THT, HT ou MT (jeux de barres ou câbles de puissance), mais aussi

par les équipements du réseau (matériel et liaisons BT) qui permettent la commande et le fonctionnement du matériel THT, HT ou MT ;

- Une tranche basse tension, constituée par le matériel et les circuits BT pour la conduite et le contrôle de la fraction du poste considéré. Du point de vue de l'installation du matériel, une tranche basse tension se décompose en deux parties.

- *La partie contrôle* : Constituée par des équipements assurant la surveillance, la protection et la reprise automatique de service du réseau. Ces équipements sont situés, à proximité de l'appareillage à haute tension contrôlé, dans des bâtiments de relaiage (BR) (fig. 2).

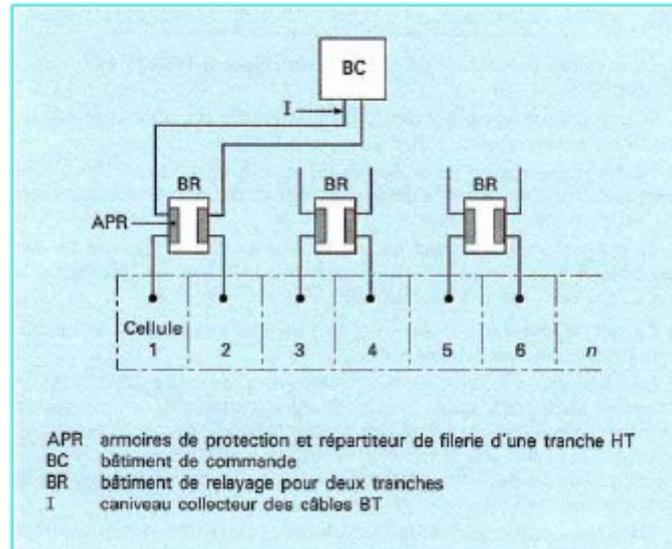


Figure 2. Principe d'installation en bâtiment de relaiage

Chaque bâtiment de relaiage contient plusieurs tranches contrôles et des équipements communs à ces tranches (fig. 3) qui sont :

- La batterie d'alimentation 48 V, située dans le local batterie accessible en face arrière du bâtiment ;
- Les matériels du châssis commun situé au fond du bâtiment (enregistreur de perturbations, chargeur 48 V, coffret de distribution du 48 V) ;
- Le poste téléphonique, appelé TPG, situé à l'entrée immédiate du bâtiment de relaiage.

Les circuits BT, émanant des coffrets de raccordement des appareils THT, HT et MT de chaque tranche HT, sont dirigés par tranchées et par caniveaux vers le bâtiment de relaiage où ils aboutissent dans l'armoire répartiteur de filerie. De cette armoire part, dans un caniveau collecteur, un câble à quartes servant de liaison entre la partie contrôle et la partie conduite située dans le bâtiment de commande.

**NB :**

Un câble à quartes est un câble BT de technologie téléphonique.

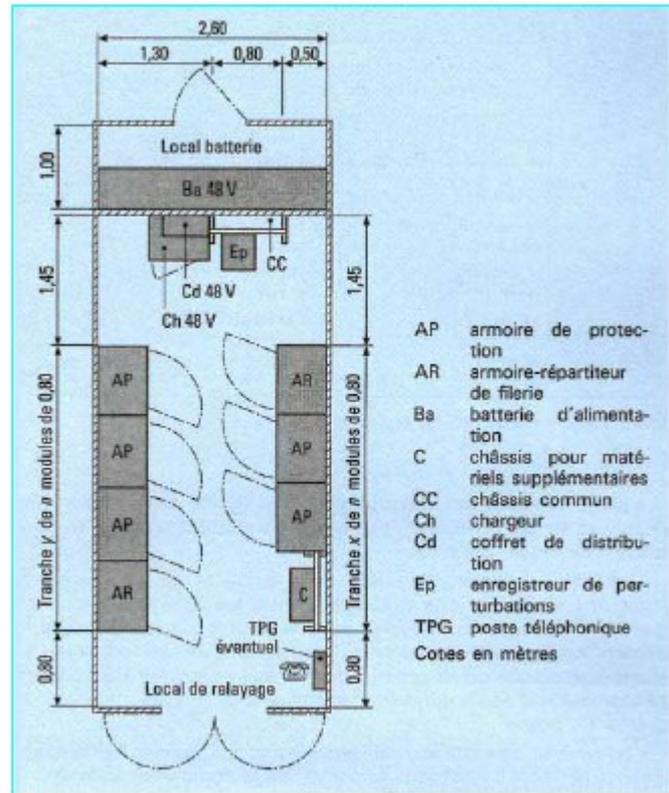


Figure 3. Bâtiment de relaiage pour deux tranches

- *La partie conduite* : Constituée par des équipements situés dans le bâtiment de commande du poste, qui permettent la conduite de la tranche électrique. Ce sont :
  - Un éventuel panier d'interface dont le rôle est le découplage et l'aiguillage des ordres et des informations échangées entre les équipements situés dans les bâtiments de relaiage extérieurs et ceux placés dans le bâtiment de commande, comme l'équipement de téléconduite, le tableau synoptique ou le consignateur d'états assurant l'acquisition et l'impression chronologique des signalisations des équipements de contrôle du poste ;
  - Un tableau synoptique (fig. 4), qui permet la conduite locale de la tranche électrique et comprend la commande et la signalisation des positions des appareils de la tranche haute tension, la commande et la signalisation des positions des automatismes et de certaines protections et les signalisations essentielles permettant l'exploitation de la tranche électrique. Chaque tranche a donc un fonctionnement indépendant et est reliée dans le bâtiment de commande aux équipements de téléconduite et aux automatismes centralisés du poste.

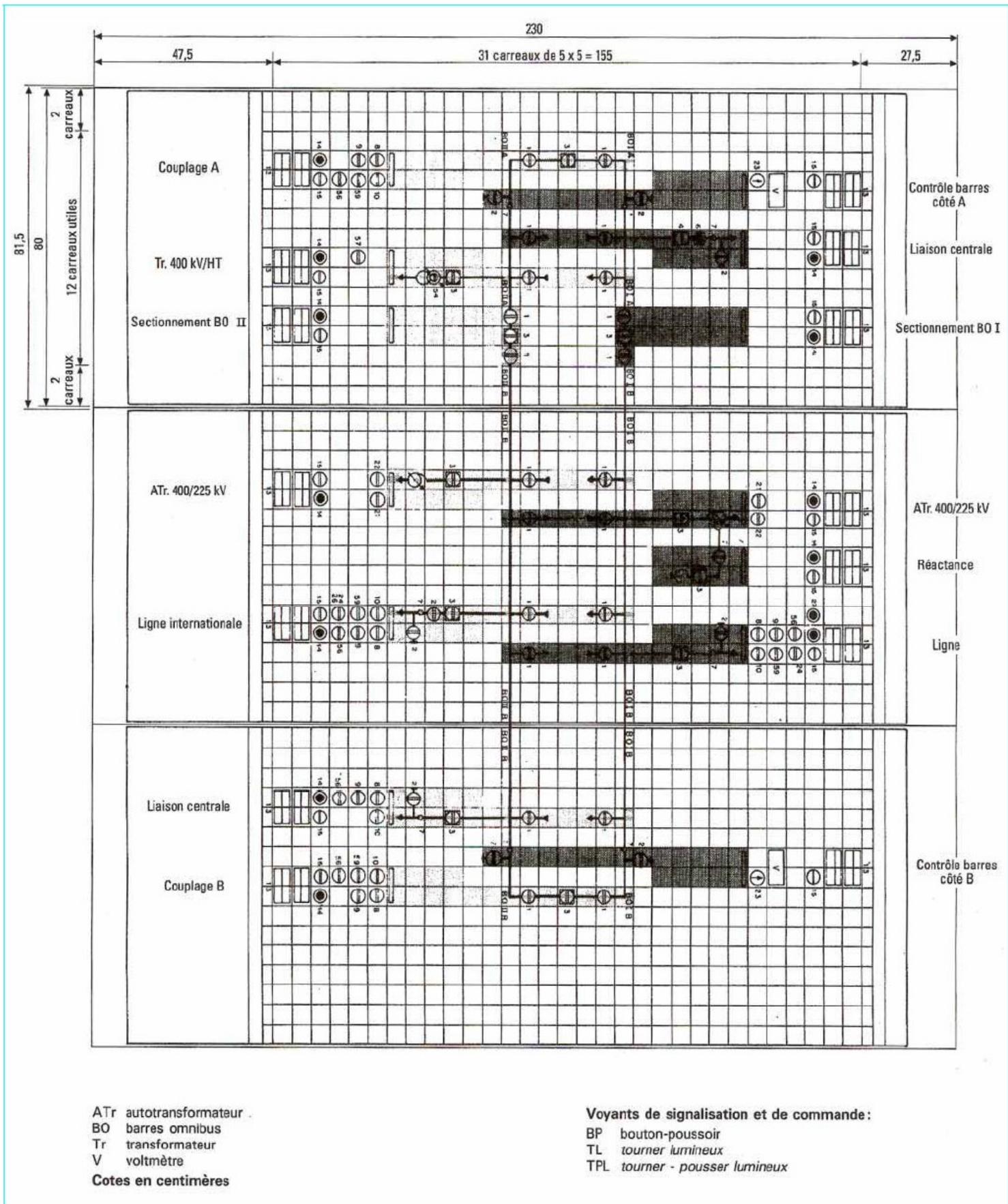


Figure 4. Exemple de tableau synoptique

## 2- Services auxiliaires [4]

L'exploitation d'un poste nécessite de disposer de différentes formes d'énergie en vue d'assurer des fonctions diverses (commandes, signalisations, transmissions, force motrice, éclairage, chauffage, etc.).

Les services auxiliaires regroupent les installations de production et de distribution de ces différentes formes d'énergie et permettent de fournir :

- Du courant alternatif à basse tension ;
- Du courant continu à basse tension ;
- De l'huile sous pression pour assurer l'isolement des câbles HT.

### 2-1- Rôle :

Les services auxiliaires distribuent l'énergie nécessaire aux matériels et équipements installés dans le poste, avec la qualité de service et la sécurité demandées. Ces services peuvent être classés en quatre familles.

- Les services relatifs à l'alimentation de l'appareillage auxiliaire du matériel à haute tension situé à l'extérieur :
  - Les moteurs et commandes des disjoncteurs et des sectionneurs ;
  - Les moteurs auxiliaires et les aéroréfrigérants des transformateurs ;
  - Les moteurs des groupes moto-pompes des câbles à huile ;
  - Les circuits de chauffage des coffrets et des armoires du matériel extérieur.
- Les services relatifs à l'alimentation des équipements de conduite et de contrôle des cellules haute tension situés dans les bâtiments de relayage extérieur ou centralisé :
  - Les équipements de contrôle (protections, automates et relayages).
- Les services relatifs à l'alimentation des équipements généraux situés dans le bâtiment de commande :
  - Les équipements de conduite et de surveillance ;
  - Les équipements de téléconduite à 175 Hz, émettant des ordres tarifaires à la clientèle MT et BT (postes comprenant des départs à moyenne tension) ;
  - Les équipements de téléconduite (télécommunications) ;
  - Les redresseurs (chargeurs) ;
  - Les clôtures des zones protégées.
- Les services relatifs à l'alimentation des installations annexes :
  - Le circuit de puissance et de traitement des huiles, les machines-outils ;
  - Le matériel de manutention : pont roulant, portique ;
  - Les circuits d'éclairage des installations extérieures et des bâtiments ;
  - Le chauffage des locaux.

### 2-2- Unités d'auxiliaires (UA) :

La défaillance des services auxiliaires d'un grand poste peut entraîner celle de tous les échelons de tension de l'ouvrage et provoquer ainsi des répercussions sur le réseau général d'interconnexion ; la sécurité d'exploitation ne peut donc pas être assurée à partir d'une installation unique de services auxiliaires. Pour augmenter la sécurité des grands postes, les services auxiliaires sont éclatés en plusieurs ensembles autonomes capables d'alimenter une partie des installations. Ces ensembles autonomes sont les unités d'auxiliaires UA (Fig. 5).

Chaque unité d'auxiliaires est composée :

- De sources à courant alternatif réseau, constituées, sauf exception, par deux transformateurs TSA 1 et TSA 2, auxquels sont associés les disjoncteurs généraux de protection des services auxiliaires ;
- De la source à courant alternatif secouru, composée d'un groupe électrogène GE et de son armoire de contrôle et de transfert ;
- De deux jeux de barres I et II de distribution des courants alternatifs ;
- D'un dispositif de permutation automatique PA des sources à courants alternatifs du *réseau* et du groupe électrogène.

Ces équipements d'auxiliaires sont regroupés dans les locaux d'un bâtiment autonome, appelé bâtiment d'unité auxiliaire, ou sont installés dans les locaux du bâtiment de commande dans le cas de postes de faible importance.

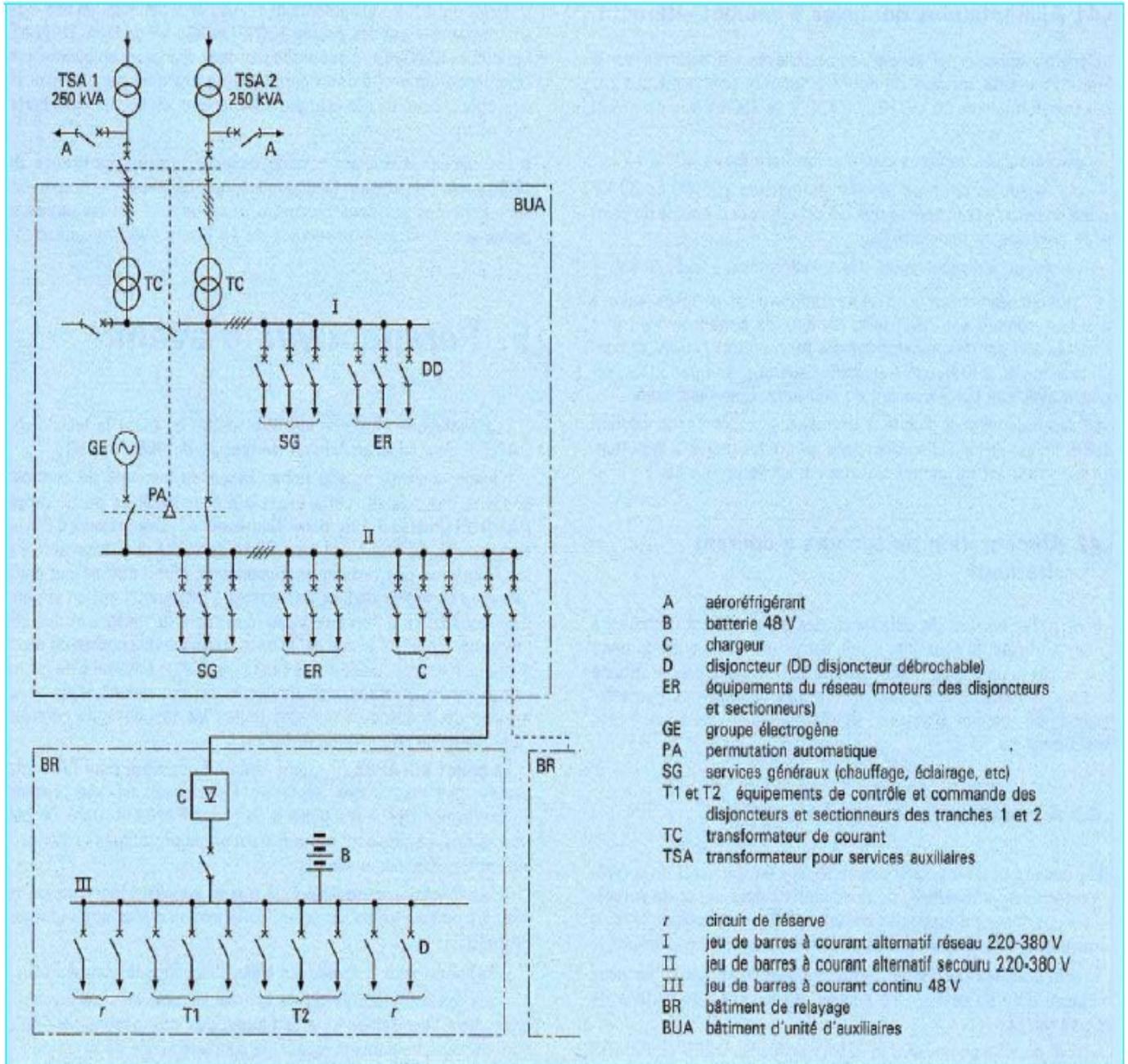


Figure 5. Unité d'auxiliaires avec alimentation en courant continu 48 V.

### 3- Protection [15] - [16]

#### 3-1- Définition du système de protection :

Le système de protection se compose d'une chaîne constituée des éléments suivants (Fig. 6) :

- Capteurs de mesure – courant et tension – fournissant les informations de mesure nécessaires à la détection des défauts ;
- Relais de protection, chargés de la surveillance permanente de l'état électrique du réseau, jusqu'à l'élaboration des ordres d'élimination des parties défectueuses, et leur commande par le circuit de déclenchement ;

- Organes de coupure dans leur fonction d'élimination de défaut : disjoncteurs, interrupteurs-fusibles, contacteurs-fusibles.

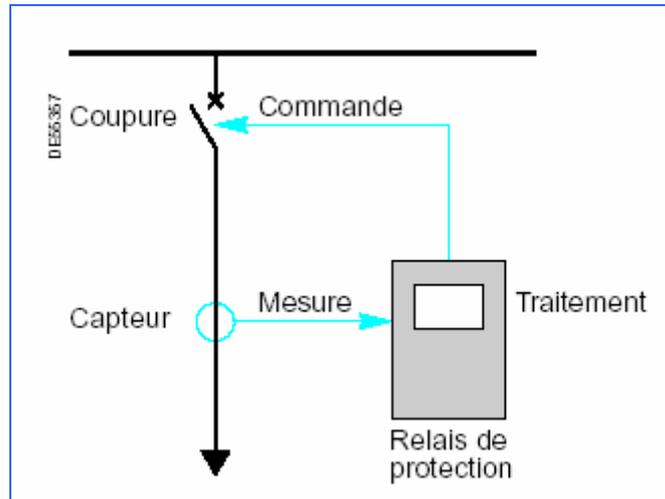


Figure 6. Chaîne de protection

### 3-2- Plan de protection :

Le plan de protection définit les dispositifs de protection contre les principaux défauts affectant les réseaux et les machines :

- Les courts-circuits, entre phases et phase-terre ;
- Les surcharges ;
- Les défauts propres aux machines tournantes.

Pour établir un plan de protection, les paramètres suivants sont à prendre en compte :

- L'architecture et la taille du réseau et ses différents modes d'exploitation ;
- Les schémas de liaison à la terre ;
- Les caractéristiques des sources de courant et leurs contributions en cas de défaut,
- Les types de charges,
- Le besoin de continuité de service.

### 3-3- Fonction de la protection :

Les relais de protection qui surveillent en permanence les grandeurs électriques du réseau, comportent des associations de fonctions élémentaires, dont la combinaison est adaptée aux éléments de réseau surveillés. Le relais comprend (fig. 7) :

- L'entrée analogique de mesure de la grandeur observée, issue du capteur ;
- Le résultat logique du traitement de la mesure (noté S) ;
- La sortie logique instantanée de la fonction de protection, à usage de signalisation par exemple (noté Si) ;
- La sortie logique temporisée de la fonction de protection, à usage d'action de commande de déclenchement du disjoncteur (noté St).

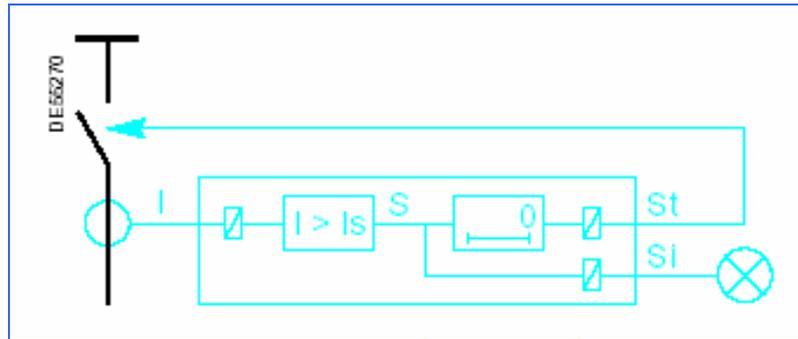


Figure 7. Principe de fonctionnement d'un relais  
(exemple de relais à maximum de courant ANSI 51)

### 3-4- Types de protection :

#### ➤ Protection différentielle :

Toute différence d'amplitude et de phase entre ces courants signale la présence d'un défaut, la protection ne réagit qu'aux défauts internes à la zone couverte et est insensible à tout défaut externe. Le déclenchement instantané est provoqué lorsque  $I_A - I_B \neq 0$ .

Le fonctionnement est possible à condition d'utiliser des transformateurs de courant spécifiquement dimensionnés, rendant insensible la protection aux autres phénomènes. La stabilité de la protection différentielle est sa capacité à rester insensible s'il n'y a pas de défaut interne à la zone protégée, même si un courant différentiel est détecté :

- Courant magnétisant de transformateur,
- Courant capacitif de ligne,
- Courant d'erreur dû à la saturation des capteurs de courant.

Il existe deux grands principes selon le mode de stabilisation :

- La protection différentielle à haute impédance ; le relais est connecté en série avec une résistance de stabilisation  $R_s$  dans le circuit différentiel (figures 8 et 9),
- La protection différentielle à pourcentage ; le relais est connecté indépendamment aux circuits des courants  $I_A$  et  $I_B$ . La différence des courants  $I_A - I_B$  est déterminée dans la protection, et la stabilité de la protection est obtenue par une retenue relative à la valeur du courant traversant.

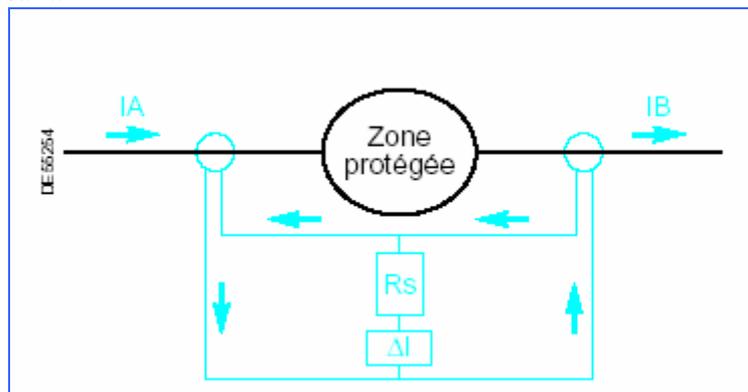


Figure 8. Protection différentielle à haute impédance

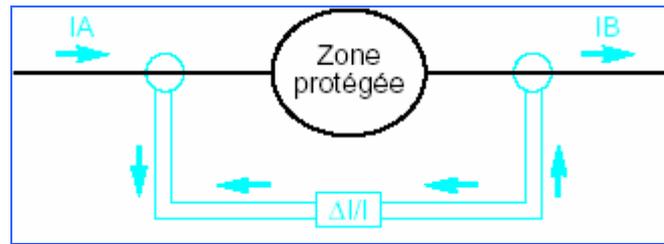


Figure 9. Protection différentielle à pourcentage

➤ *Protection directionnelle :*

Ce type de protection fonctionne à partir du courant, de la tension et du sens d'écoulement de l'énergie. Elle agit lorsque simultanément le courant ou la puissance dépasse un seuil et que l'énergie se propage dans une direction anormale.

Lorsque deux sources, deux liaisons, ou plus, fonctionnent normalement en parallèle, il y a un risque d'arrêt général de la distribution lors d'un défaut n'affectant qu'un de ces éléments. En effet, tous ces éléments sont parcourus par le courant de défaut, avec un changement de sens du courant dans l'élément défectueux (fig. 10).

Les protections directionnelles sont donc utilisées pour distinguer le seul élément défectueux et commander son isolement des autres éléments encore sains. Pour pouvoir isoler l'élément défectueux, ces dispositifs sont plus rapides que les protections à maximum de courant concernées par le même défaut.

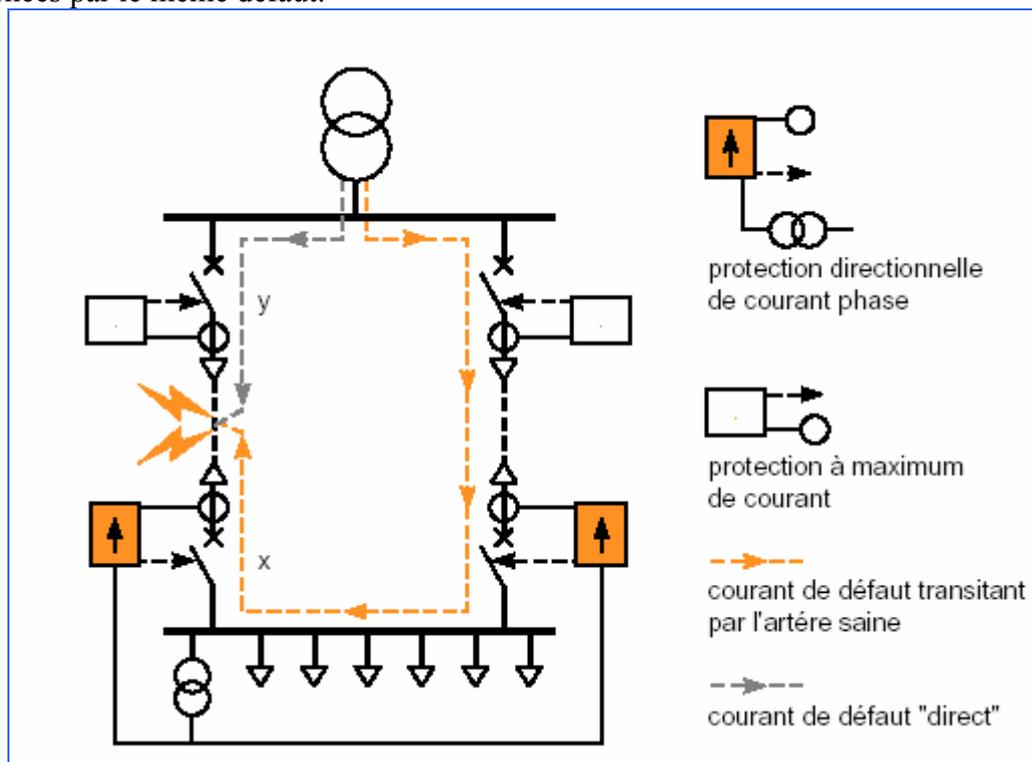


Figure 10. Protection directionnelle

➤ *Protection à maximum de courant :*

Elle utilise directement l'information «courant» délivrée au secondaire du TC, qu'elle compare au seuil de déclenchement, pour détecter les courants de court-circuit, de surcharge ou calculer l'état thermique d'une machine (fig. 11).

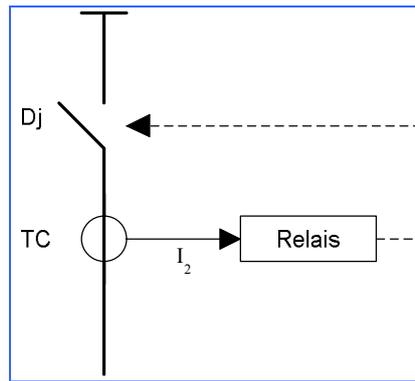


Figure 11. Protection à maximum de courant

➤ *Protection de distance*

Son application concerne les lignes HT des réseaux de transport d'énergie, et parfois certains réseaux de distribution. Son principe de fonctionnement consiste à :

- mesurer une impédance proportionnelle à la distance du point de mesure au défaut,
- délimiter des zones d'impédance correspondant à des tronçons de ligne de différentes longueurs (fig. 13),
- déclencher par zone avec temporisation.
- un cercle d'impédance à 80 % de la longueur de ligne (zone 1), à l'intérieur duquel est associé un déclenchement instantané,
- une couronne d'impédance comprise entre 80 % et 120 % de la longueur de ligne (zone 2), à laquelle est associé un déclenchement temporisé (200 ms),
- un cercle d'impédance à 120 % de la longueur de ligne (zone 3), à l'extérieur duquel est associé un déclenchement temporisé long de secours de la protection B à l'extérieur de AB,
- un cercle d'impédance à 120 % en aval pour assurer le secours de la protection en aval,
- Lorsqu'il y a communication entre les protections aux extrémités, on peut déclencher instantanément entre 0 et 100 %.

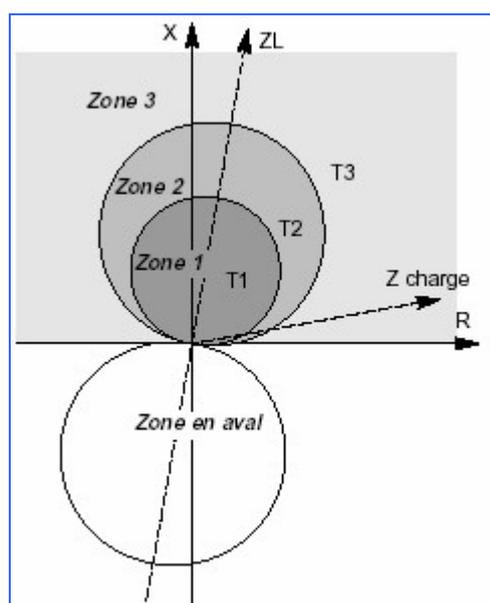


Figure 12. Cercle d'impédance

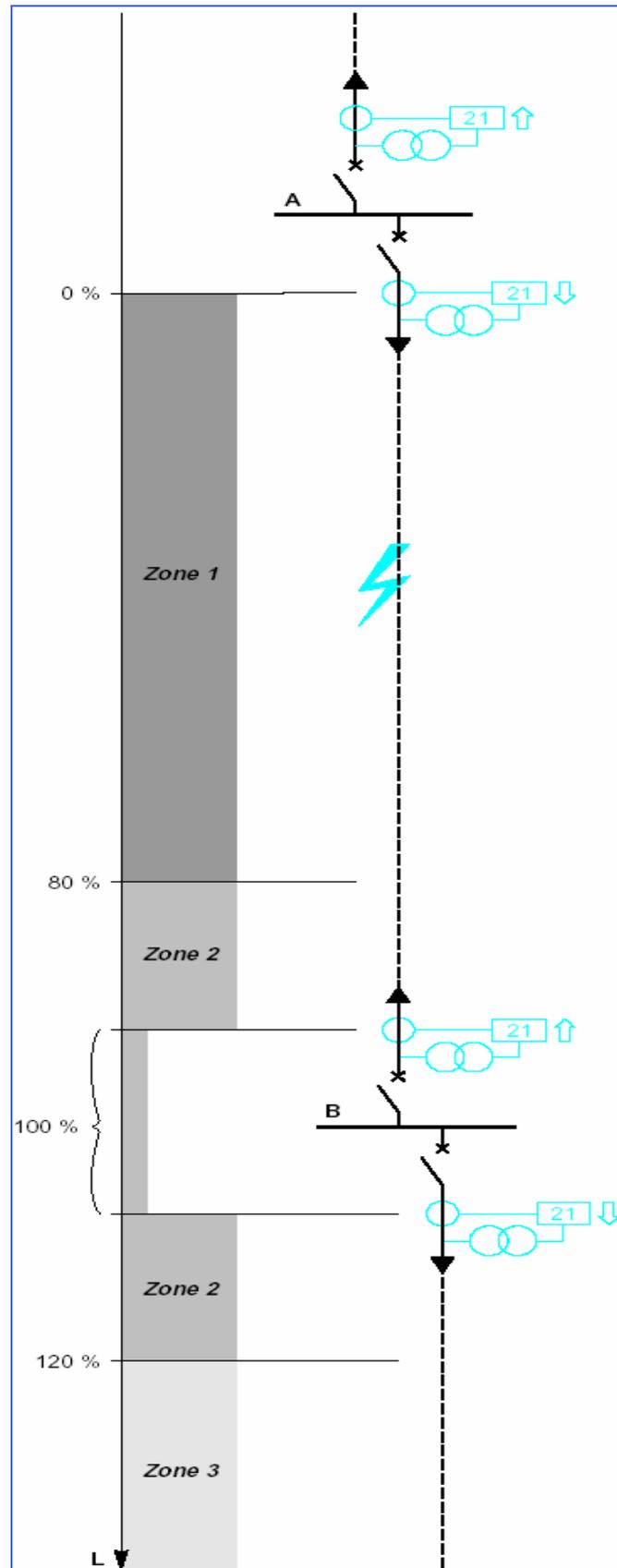


Figure 13. Principe de la protection de distance

➤ Relais BUCHHOLZ : (Protection Spécifique au transformateur)

La défaillance de l'isolation de l'enroulement aura pour résultat une certaine forme d'arc capable de décomposer l'huile en hydrogène, acétylène, méthane etc. La chaleur localisée peut également précipiter la décomposition de l'huile en gaz. La formation d'arc peut causer l'émanation rapide d'un grand volume de gaz et de vapeur d'huile. L'action peut être si violente que l'augmentation de la pression peut causer une montée d'huile dans le réservoir et un débordement dans le conservateur.

C'est un relais mécanique qui protège le transformateur contre les défauts internes. Il est monté sur une tubulure reliant la cuve du transformateur au conservateur d'huile.

Il renferme deux contacts, un pour l'alarme et l'autre pour le déclenchement. Son principe repose sur le fait qu'un défaut interne provoque un dégagement de gaz plus ou moins abondant et rapide, si la montée du gaz est lente cela donne lieu à une alarme due à un point chaud, mauvais contact, amorçage de très faible intensité.

Si la montée du gaz est brutale, il y aura une importante surpression interne provoquant ainsi un déclenchement (court circuit entre spire, amorçage à la masse).

### 3-5- Sélectivité :

#### 3-5-1- Définition de la sélectivité

La sélectivité consiste à ne mettre hors tension que la partie du réseau concernée par un défaut et seulement celle-ci. Elle organise les déclenchements, des différents dispositifs de protection

Pour cela chaque installation fait normalement l'objet d'une «étude de sélectivité». Son but est de confirmer que tout défaut envisageable sera bien éliminé dans les limites techniques fixées pour le matériel d'installation (ex. : pourvoir de coupure) et pour les utilisations (ex. durée maximale d'interruption). Pour ce faire, l'architecture la plus appropriée est recherchée en plaçant ou non des protections en tel ou tel point de l'arborescence du réseau électrique.

Dans la pratique, on effectue une étude de sélectivité qui consiste à déterminer les différents réglages (temporisations et seuils) des appareils de protection tout en vérifiant la compatibilité entre les temps d'intervention définis pour les appareils amont et ceux définis pour les appareils aval.

Une telle étude est un travail important car :

- Elle considère les différentes valeurs des courants de défaut pouvant apparaître en différents points d'un réseau ;
- Elle vérifie que chaque défaut probable peut être éliminé par deux protections différentes, pour palier l'éventuelle défaillance de la protection la plus proche ou d'un de ses éléments associés tels que filerie, réducteur, disjoncteur, connectique etc....

#### 3-5-2- Différents types de sélectivité :

##### ➤ Sélectivité Chronométrique :

###### ▪ Principe :

Il consiste à donner des temporisations différentes aux protections à maximum de courant échelonnées le long du réseau. Ces temporisations sont d'autant plus longues que le relais est plus proche de la source.

###### ▪ Mode de fonctionnement :

Ainsi, sur le schéma de la figure (14), le défaut représenté est vu par toutes les protections (en A, B, C, et D). La protection temporisée D ferme ses contacts plus rapidement que celle installée en C, elle-même plus rapide que celle installée en B etc.....

Après l'ouverture du disjoncteur D et la disparition du courant de défaut, les protections A, B, C qui ne sont plus sollicitées, reviennent à leur position de veille.

La différence des temps de fonctionnement  $\Delta T$  entre deux protections successives est l'intervalle de sélectivité.

▪ *Avantages :*

- Il assure son propre secours ; par exemple si la protection D est défaillante, la protection C est activée  $\Delta T$  plus tard ;
- Il est simple.

▪ *Inconvénients :*

Par contre, lorsque le nombre de relais en cascade est grand, du fait que la protection située le plus en amont a la temporisation la plus longue, on aboutit à un temps d'élimination de défaut prohibitif et incompatible avec la tenue des matériels au courant de court-circuit.

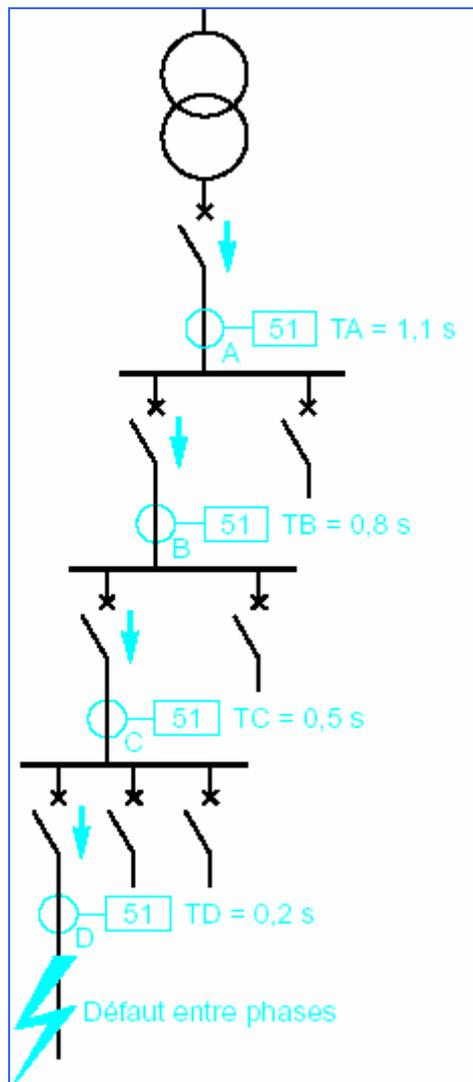


Figure 14. Principe de la sélectivité chronométrique

➤ *Sélectivité ampèremétrique :*

▪ *Principe :*

Il est basé sur le fait que dans un réseau, le courant de défaut est d'autant plus faible que le défaut est plus éloigné de la source.

- *Mode de fonctionnement :*

Une protection ampèremétrique est disposée au départ de chaque tronçon, son seuil est réglé à une valeur inférieure à la valeur de court-circuit minimal provoqué par un défaut sur la section surveillée, et supérieure à la valeur maximale du courant provoqué par un défaut situé en aval (au-delà de la zone surveillée).

- *Avantages :*

Ainsi réglée, chaque protection ne fonctionne que pour les défauts situés immédiatement en aval de sa position, à l'intérieur de la zone surveillée ; elle est insensible aux défauts apparaissant au-delà. Pour des tronçons de lignes séparés par un transformateur, ce système est avantageusement utilisé car simple, de coût réduit et rapide (déclenchement sans retard).

Un exemple est donné (Figure 15) :

$$Icc_{B_{max}} < Is_A < Icc_{A_{min}}$$

$Is_A$  = intensité de réglage

$Icc_B$  = image au primaire, du courant de court-circuit maximum au secondaire.

Les temporisations TA et TB sont indépendantes, et TA peut être plus courte que TB.

- *Inconvénients :*

La protection située en amont (A) n'assure pas le secours de la protection située en aval (B). De plus, en pratique, il est difficile de définir les réglages de deux protections en cascade, tout en assurant une bonne sélectivité, lorsque le courant ne décroît pas de façon notable entre deux zones voisines ; ceci est le cas en moyenne tension, sauf pour des tronçons avec transformateur.

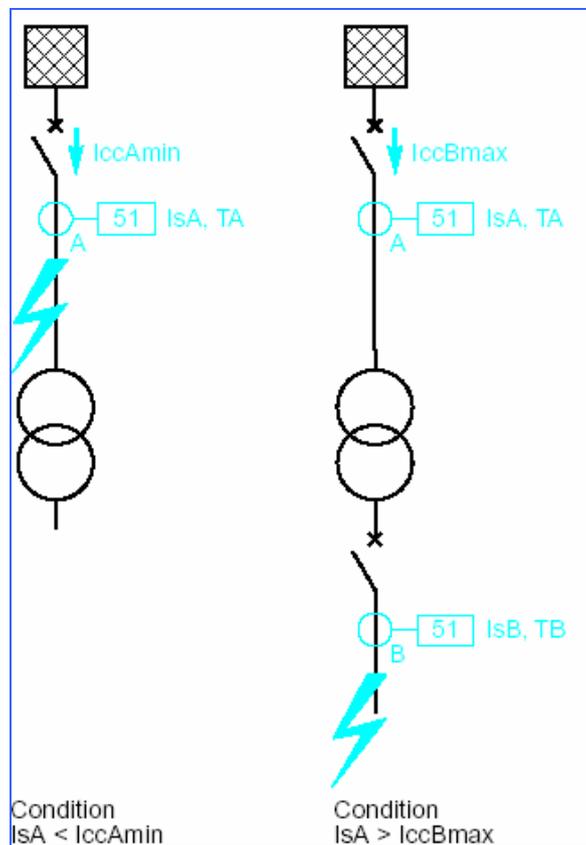


Figure 15. Fonctionnement d'une sélectivité ampèremétrique

➤ *Sélectivité logique :*

▪ *Principe :*

Ce système a été développé pour remédier aux inconvénients de la sélectivité chronométrique. Ce principe est utilisé lorsque l'on souhaite obtenir un temps court d'élimination de défaut (Figure 16).

▪ *Mode de fonctionnement :*

L'échange d'informations logiques entre protections successives permet la suppression des intervalles de sélectivité, et donc de réduire considérablement le retard de déclenchement des disjoncteurs situés les plus près de la source.

En effet, dans un réseau en antenne, les protections situées en amont du point de défaut sont sollicitées, celles en aval ne le sont pas ; cela permet de localiser sans ambiguïté le point de défaut et le disjoncteur à commander.

Chaque protection sollicitée par un défaut envoie :

- Un ordre d'attente logique à l'étage amont (ordre d'augmentation de la temporisation propre du relais amont),
- Un ordre de déclenchement au disjoncteur associé sauf s'il a lui-même reçu un ordre d'attente logique de l'étage aval.

Un déclenchement temporisé est prévu en secours.

Ce principe est illustré sur la figure (V-17) :

- A l'apparition d'un défaut à l'aval de B, la protection en B bloque la protection en A,
- Seule la protection en B provoque le déclenchement après TB, si toutefois elle n'a pas reçu d'ordre d'attente,
- La durée de l'ordre d'attente pour la protection en A est limitée à  $TB + T3$ , avec  $T3 \geq$  au temps d'ouverture et de coupure d'arc du disjoncteur B ;
- Ainsi en cas de non déclenchement du disjoncteur B défaillant, la protection A donne l'ordre de déclenchement en  $TB + T3$ ,
- A l'apparition d'un défaut entre A et B, la protection A déclenche après TA.

▪ *Avantages :*

Le temps de déclenchement est indépendant de la position du défaut dans la cascade de sélectivité, et du nombre de protections en cascade.

Ainsi est-il possible d'obtenir la sélectivité entre une protection amont de temporisation faible et une protection aval de temporisation élevée ; on peut par exemple prévoir une temporisation plus réduite à la source que près des récepteurs. De plus, ce système intègre par conception un secours.

▪ *Inconvénients :*

Ce dispositif nécessite la transmission des signaux logiques entre les différents étages de protection, donc l'installation de filerie supplémentaire ; cette contrainte est forte lorsque les protections sont éloignées, par exemple dans le cas de liaisons longues (plusieurs centaines de mètres).

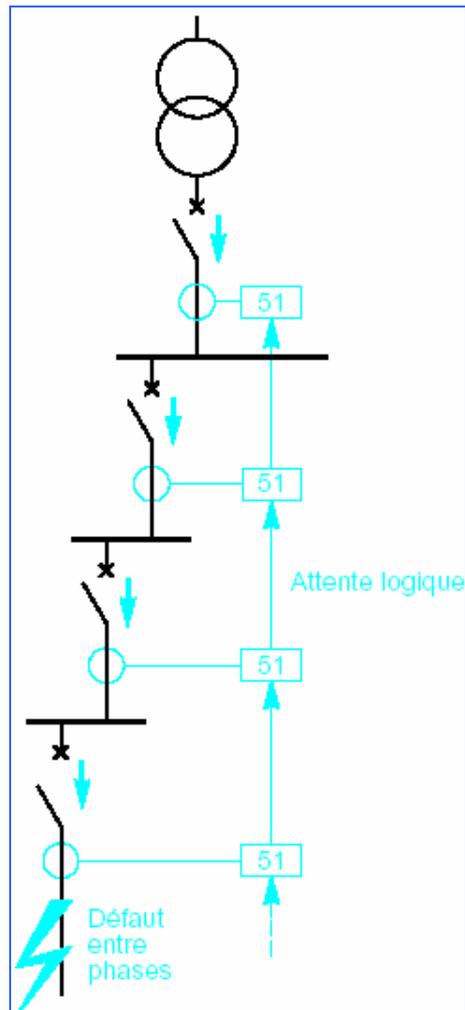


Figure 16. Principe de sélectivité logique

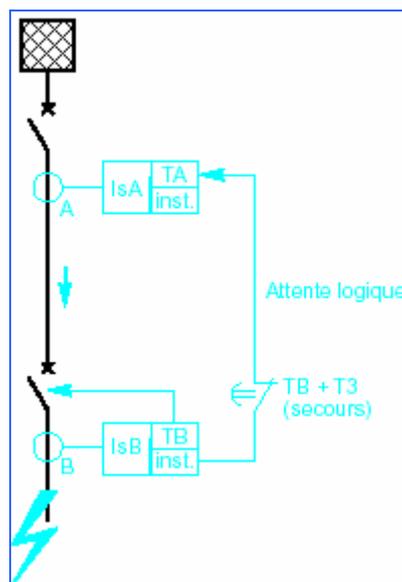


Figure 17. Fonctionnement d'une sélectivité logique

### Remarque

Il existe d'autres types de sélectivités telle que la sélectivité par protection différentielle et directionnelle, ainsi que les sélectivités combinées (ou mixtes), qui sont une combinaison de fonctions élémentaires de sélectivité procurant des avantages complémentaires aux sélectivités simples.

#### 3-6- Protection des jeux de barres :

##### ➤ Protection à maximum de courant :

Les protections à maximum de courant (ANSI 51) et à maximum de courant terre (ANSI 51N) appliquées en sélectivité chronométrique peuvent rapidement donner lieu à un temps d'élimination de défaut trop important compte tenu du nombre de niveaux de sélectivité.

Sur l'exemple (Figure 18), la protection B déclenche en 0,4 s lors d'un défaut jeu de barres en 1; sur un défaut jeu de barres en 2, la protection A déclenche en 0,7s, l'intervalle de sélectivité étant fixé à 0,3 s.

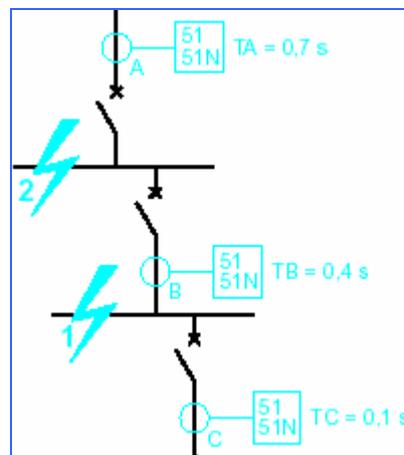


Figure 18 Sélectivité chronométrique

Aussi, la sélectivité logique (Figure 19) appliquée aux protections à maximum de courant apporte une solution simple à la protection des jeux de barres.

Un défaut en 3 est vu par la protection B qui émet un ordre d'attente logique vers la protection A. La protection B déclenche après 0,4 s. Mais un défaut en 4 n'est vu que par la protection A qui déclenche après 0,1 s ; un secours étant assuré en 0,7 s.

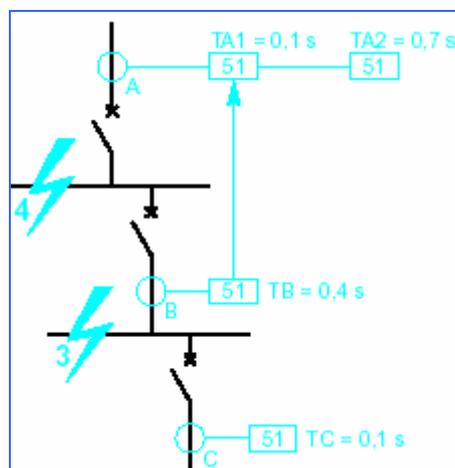


Figure 19. Sélectivité logique

➤ *Protection différentielle :*

La protection différentielle (ANSI 87B) fait la somme vectorielle par phase des courants entrant et sortant du jeu de barres ; lorsque le jeu de barres est sain, cette somme est nulle ; lorsque le jeu de barres est en défaut, cette somme n'est pas nulle, et on déclenche les disjoncteurs des alimentations du jeu de barres. Cette protection est sensible, rapide et sélective.

- La protection différentielle basse impédance à pourcentage consiste à élaborer la différence directement dans le relais ; le seuil de réglage est proportionnel au courant traversant ; on peut utiliser des TC de rapports différents, par contre le dispositif devient complexe lorsque le nombre d'entrées augmente.

- La protection différentielle haute impédance (Figure 20) consiste à élaborer la différence au niveau du câblage, une résistance de stabilisation étant insérée dans le circuit différentiel ; le dimensionnement des TC se fait en tenant compte de la saturation, suivant une règle donnée par le constructeur des relais de protection ; le seuil de réglage est fixé à environ  $0,5 I_n$  TC ; il est nécessaire d'utiliser des TC de calibres identiques.

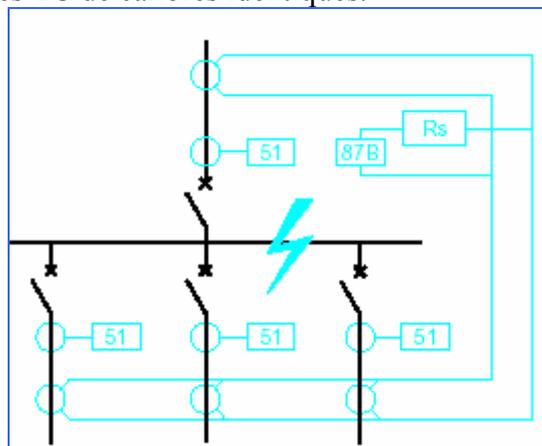


Figure 20. Protection différentielle

➤ *Protection défaillance disjoncteur :*

La fonction de défaillance disjoncteur (ANSI 50BF) permet de pallier la non-ouverture d'un disjoncteur défaillant dont le déclenchement a cependant été commandé, on déclenche les disjoncteurs adjacents d'arrivées.

L'exemple (Figure 21) montre que sur défaut en 1 et défaillance du disjoncteur commandé, la protection de défaillance du disjoncteur est plus rapide que l'action par la sélectivité chronométrique amont : 0,6 s au lieu de 0,7 s.

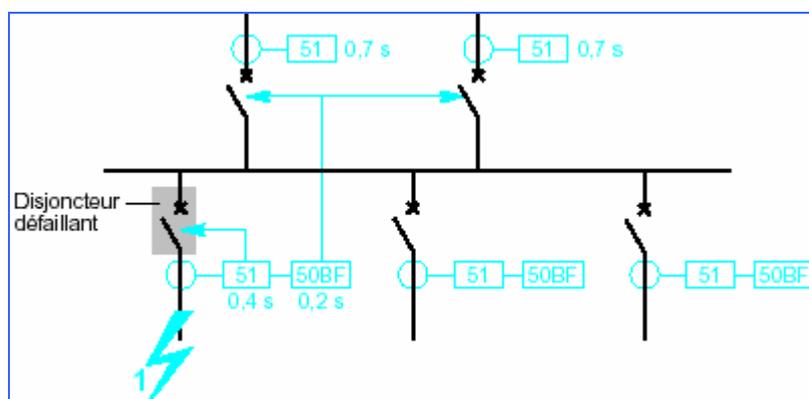


Figure 21. Protection défaillance disjoncteur

### 3-7- Protection des lignes :

#### ➤ Protection à maximum de courant :

- La protection à maximum de courant phase (ANSI 51) permet d'éliminer le court-circuit, le réglage de la temporisation étant adapté aux protections voisines.

Un défaut biphasé éloigné provoque une faible surintensité et un déséquilibre ; une protection de courant à maximum de composante inverse (ANSI 46) complète alors la protection de base (Figure 22).

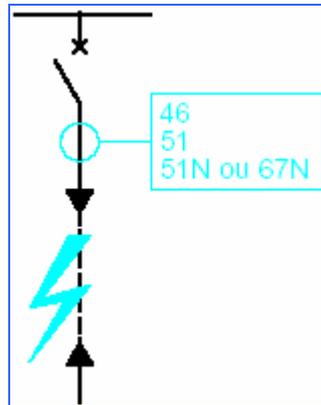


Figure 22. Protection à maximum de courant

#### ➤ Protection différentielle :

- Pour diminuer le temps d'élimination de défaut, on peut utiliser une protection différentielle (ANSI 87L) à pourcentage, activée lorsque le courant différentiel dépasse un certain pourcentage du courant traversant ; chaque extrémité de la liaison comporte un relais ; les échanges d'information entre relais se font par fil pilote (Figure 23).

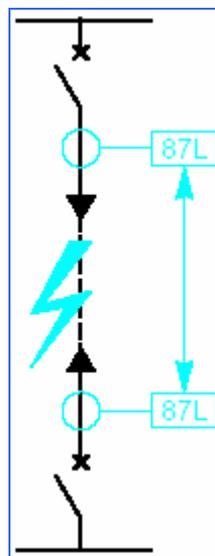


Figure 23. Protection différentielle

#### ➤ Protection de distance :

La protection de distance (ANSI 21) (décrite dans § 3-4), contre les défauts affectant des tronçons de ligne ou de câble, est utilisée dans le cas de réseau maillé (liaisons en parallèle, plusieurs sources). Elle est sélective, rapide, sans nécessité de sélectivité chronométrique ; sa

sensibilité est dépendante de la puissance de court-circuit et de la charge ; sa mise en œuvre est difficile lorsque la liaison n'est pas homogène (ligne aérienne + câble).

### 3-8- Protection des transformateurs :

#### ➤ Protection contre les surcharges :

La surintensité de longue durée peut être détectée par une protection à maximum de courant phase temporisée (ANSI 51), sélective avec les protections secondaires. On surveille la température du diélectrique (ANSI 26) pour les transformateurs à isolation liquide ou la température des enroulements (ANSI 49T) pour les transformateurs secs. On utilise une protection à image thermique (ANSI 49RMS) pour surveiller avec une meilleure sensibilité l'élévation de température.

#### ➤ Protection contre les courts-circuits :

Plusieurs protections peuvent être mises en œuvre.

- Pour les transformateurs dans l'huile, des dispositifs sensibles au dégagement de gaz et au déplacement d'huile (ANSI 63) provoqués par un court-circuit entre spires d'une même phase ou un court-circuit entre phases :

- Relais Buchholz pour les transformateurs HT/HT de type respirant ;
- Détecteurs de gaz et pression pour les transformateurs HT/BT de type étanche.

- La protection différentielle de transformateur (ANSI 87T) (Figure 24) qui assure une protection rapide contre les défauts entre phases. Elle est sensible et elle s'utilise pour les transformateurs vitaux de forte puissance.

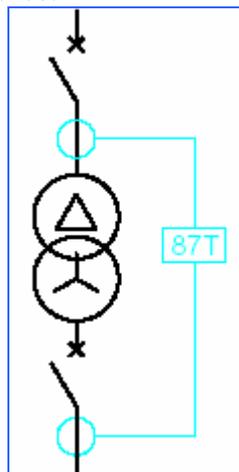


Figure 24. Protection différentielle

- Une protection à maximum de courant phase instantanée (ANSI 50) (Figure 25) associée au disjoncteur situé au primaire du transformateur assure la protection contre les courts-circuits violents au primaire. Le seuil de courant est réglé à une valeur supérieure au courant dû à un court-circuit au secondaire, la sélectivité ampèremétrique est ainsi assurée.

- Un fusible HT peut assurer la protection des transformateurs de petite puissance.

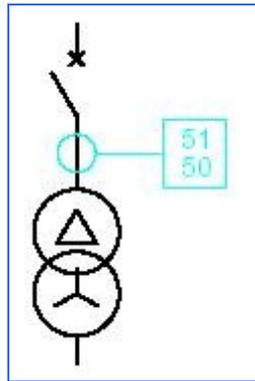


Figure 25. Protection à maximum de courant

➤ *Protection contre les défauts à la masse :*

- Masse cuve (Figure 26). Cette protection à maximum de courant faiblement temporisée (ANSI 51G) installée sur la connexion de mise à la terre de la masse du transformateur constitue une solution simple et efficace contre les défauts internes entre un enroulement et la masse ; elle nécessite d'isoler le transformateur par rapport à la terre. Cette protection est sélective, elle n'est sensible qu'aux défauts à la masse du transformateur des côtés primaire et secondaire.

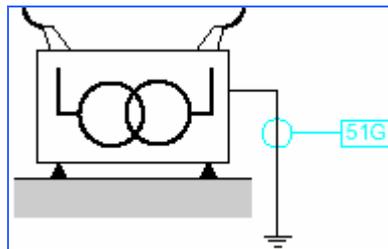


Figure 26. Protection de masse cuve du transformateur

**❖ Remarque sur le fonctionnement des transformateurs :****➤ Enclenchement des transformateurs : (effet Rush)**

La mise sous tension d'un transformateur provoque une pointe de courant transitoire d'enclenchement pouvant atteindre jusqu'à 20 fois le courant nominal avec des constantes de temps de 0.1 à 0.7 seconde ; ce phénomène est dû à la saturation du circuit magnétique qui provoque l'apparition d'un courant magnétisant important ; la valeur crête du courant est maximale lors d'un enclenchement effectué au passage à zéro de la tension et avec une induction rémanente maximale sur la même phase ; la forme d'onde du courant est riche en harmonique de rang 2. Ce phénomène correspond à une manœuvre normale d'exploitation du réseau ; il ne doit donc pas être vu comme un défaut par les protections qui devront laisser passer la pointe d'enclenchement. La protection différentielle devra être dotée d'un filtre de courant du 2<sup>ième</sup> harmonique qui la rend insensible à cet effet.

**➤ Surfluxage**

Une exploitation de transformateur à tension trop élevée ou à fréquence trop basse provoque un courant magnétisant excessif et entraîne une déformation de courant riche en harmonique de rang 5, de même la protection doit être dotée d'un filtre de courant du 5<sup>ième</sup> harmonique.

Les principales fonctions de protection sont indiquées dans le tableau ci-dessous, en précisant leur code selon la norme ANSI C37.2 ainsi qu'une brève définition ; le classement est fait selon l'ordre numérique.

Code ANSI	Libellé de la fonction	Définition
12	Survitesse	Détection de survitesse des machines tournantes
14	Sous-vitesse	Détection de sous-vitesse des machines tournantes
21	Protection de distance	Détection de mesure d'impédance
21B	Minimum d'impédance	Protection de secours des générateurs contre les courts-circuits entre phases
24	Contrôle de flux	Contrôle de surfluxage
25	Contrôle de synchronisme	Contrôle d'autorisation de couplage de deux parties de réseau
26	Thermostat	Protection contre les surcharges
27	Minimum de tension	Protection pour contrôle d'une baisse de tension
27D	Minimum de tension directe	Protection des moteurs contre un fonctionnement à tension insuffisante
27R	Minimum de tension rémanente	Contrôle de disparition de la tension entretenue par les machines tournantes après déconnexion de l'alimentation
27TN	Minimum de tension résiduelle harmonique 3	Détection de défaut d'isolement à la terre d'enroulements statoriques (neutre impédant)
32P	Maximum de puissance active directionnelle	Protection de contrôle de transfert maximal de puissance active
32Q	Maximum de puissance réactive directionnelle	Protection de contrôle de transfert maximal de puissance réactive
37	Minimum de courant phase	Protection triphasée contre les minima de courant
37P	Minimum de puissance active directionnelle	Protection de contrôle de transfert minimal de puissance active
37Q	Minimum de puissance réactive directionnelle	Protection de contrôle de transfert minimal de puissance réactive
38	Surveillance de température de paliers	Protection contre les échauffements anormaux des paliers des machines tournantes
40	Perte d'excitation	Protection des machines synchrones contre défaut ou perte d'excitation
46	Maximum de composante inverse	Protection contre les déséquilibres des courants des phases
47	Maximum de tension inverse	Protection de tension inverse et détection du sens de rotation inverse de machine tournante
48 - 51LR	Démarrage trop long et blocage rotor	Protection des moteurs contre le démarrage en surcharge ou sous tension réduite, et pour charge pouvant se bloquer
49	Image thermique	Protection contre les surcharges
49T	Sonde de température	Protection contre les échauffements anormaux des enroulements des machines
50	Maximum de courant phase instantanée	Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases
50BF	Défaillance disjoncteur	Protection de contrôle de la non-ouverture du disjoncteur après ordre de déclenchement
50N ou 50G	Maximum de courant terre instantanée	Protection contre les défauts à la terre : 50N : courant résiduel calculé ou mesuré par 3 TC 50G : courant résiduel mesuré directement par un seul capteur (TC ou tore)
50V	Maximum de courant phase à retenue de tension instantanée	Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases, à seuil dépendant de la tension
50/27	Mise sous tension accidentelle générateur	Détection de mise sous tension accidentelle de générateur
51	Maximum de courant phase temporisée	Protection triphasée contre les surcharges et les courts-circuits entre phases
51N ou 51G	Maximum de courant terre temporisée	Protection contre les défauts à la terre : 51N : courant résiduel calculé ou mesuré par 3 TC 51G : courant résiduel mesuré directement par un seul capteur (TC ou tore)
51V	Maximum de courant phase à retenue de tension temporisée	Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases, à seuil dépendant de la tension
59	Maximum de tension	Protection de contrôle d'une tension trop élevée ou suffisante
59N	Maximum de tension résiduelle	Protection de détection de défaut d'isolement
63	Pression	Détection de défaut interne transformateur (gaz, pression)
64REF	Différentielle de terre restreinte	Protection contre les défauts à la terre d'enroulements triphasés couplés en étoile avec neutre relié à la terre
64G	100 % stator générateur	Détection de défauts d'isolement à la terre des enroulements statoriques (réseau à neutre impédant)
66	Limitation du nombre de démarrages	Protection contrôlant le nombre de démarrages des moteurs
67	Maximum de courant phase directionnelle	Protection triphasée contre les courts-circuits selon le sens d'écoulement du courant
67N/67NC	Maximum de courant terre directionnelle	Protection contre les défauts à la terre selon le sens d'écoulement du courant (NC : Neutre Compensé)
78	Saut de vecteur	Protection de découplage à saut de vecteur
78PS	Perte de synchronisme (pole slip)	Détection de perte de synchronisme des machines synchrones en réseau
79	Réenclencheur	Automatisme de refermeture de disjoncteur après déclenchement sur défaut fugitif de ligne
81H	Maximum de fréquence	Protection contre une fréquence anormalement élevée
81L	Minimum de fréquence	Protection contre une fréquence anormalement basse
81R	Dérivée de fréquence (rocof)	Protection de découplage rapide entre deux parties de réseau
87B	Différentielle jeu de barres	Protection triphasée contre les défauts internes de jeu de barres
87G	Différentielle générateur	Protection triphasée contre les défauts internes d'alternateurs
87L	Différentielle ligne	Protection triphasée contre les défauts internes de ligne
87M	Différentielle moteur	Protection triphasée contre les défauts internes de moteur
87T	Différentielle transformateur	Protection triphasée contre les défauts internes de transformateur

**Conclusion**

La protection garantit que dans le cas d'un défaut apparaissant dans une partie du réseau, le reste du système est toujours sous tension et elle protège le système contre d'autres dommages causés par la défaillance. En conséquence, l'utilisation de matériels de protection est absolument nécessaire dans les systèmes électriques qui sont censés générer, transmettre et distribuer la puissance électrique avec un minimum d'interruptions et un minimum de temps de réparation.

L'évolution des protections à travers ces dernières années est impressionnante, en effet, à l'instar des autres techniques, le microprocesseur s'est introduit dans la protection et a ouvert la porte à de nouveaux horizons en améliorant la technique de mesure et augmentant ainsi la disponibilité et la fiabilité des équipements.

Ces nouvelles générations d'appareils et d'équipements électriques sont conçues pour dialoguer au travers de bus de communication numériques, avec un ou plusieurs postes de conduite. Et c'est l'ensemble de deux réseaux, réseau d'énergie et réseau d'informations, d'un coût d'investissement acceptable, qui permet la satisfaction optimale des besoins des utilisateurs.

## Bibliographie

### *Technique de l'ingénieur* (Edition 2007)

- [1] - Rôle et structure, Jean-Michel, Delbarr [D4570].
- [2] - Dispositions constructives René Blanc [D4572].
- [3] - Construction et équipement Denis Choiseau, Gérard Courtial, [D4574].
- [4] - Installation de conduite et de contrôle, Patrick Assailly, [D4576].
- [5] - Appareillage électrique d'interruption HT Partie 1 Denis Dufournet, [D4690].
- [6] - Appareillage électrique d'interruption HT Partie 2 Denis Dufournet, [D4692].
- [7] - Appareillage électrique d'interruption HT Partie 3 Denis Dufournet, [D4694].
- [8] - Appareillage électrique d'interruption a Haute Tension Yves Pelenc [D4700].
- [9] - Parafoudre Frederic Maciela [D755].
- [10] - Lignes aériennes Dimensionnement, André Chanal, [D4421].
- [11] -Transformateurs de mesure, Jean pierre, Dupraz, [D4720].

### *Document Schneider Electric*

- [12] - Cahier technique N°158 Calcul des courants de court-circuit  
Edition septembre 2005.
- [13] - Cahier technique N°164 Transformateurs de courant pour la HT  
Edition décembre 1992.
- [14] - Cahier technique N°170 Des transformateurs de courants aux capteurs hybrides en HT  
Edition décembre 1993.
- [15] - Cahier technique N°174 Protection des réseaux industriels et tertiaires, André Sastre  
Edition décembre 1994.
- [16] - Guide de la protection, Merlin Gérin, Edition 2005.

### *Normes CEI*

- [17] - Conducteurs pour lignes aériennes - méthodes de calcul applicables aux conducteurs câblés CEI 1597, Edition 1995.
- [18] - Courants de court-circuit, calcul des effets- Partie 1 : Définition et méthodes de calcul, CEI 865-1, Edition 1993.
- [19] - Calcul des courants de court-circuit, CEI 60909, Edition 2005.
- [20] - Cahier des charges Sonelgaz (Fascicule 3), Edition 1993.
- [21] - Apprendre et maîtriser MATLAB, M.Mokhtari, A.Mesbah.