

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université Mouloud Mammeri de Tizi Ouzou



Faculté de génie électrique et de l'informatique

Département d'électrotechnique

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du Diplôme d'Ingénieur d'Etat

en Electrotechnique

Option : Réseaux électriques

Thème

**Etude du régime transitoire dans les
réseaux MT**

Proposé et dirigé par :

Mr.: MUFIDZADA N.A

Réalisé par :

Mme: Medjkane Hayette

Promotion : 2010/2011

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE	1
Chapitre I : Réseaux de distribution moyenne tension	
I.1. Les différents réseaux électriques	2
I.1.1. Introduction	2
I.1.2. Le réseau de transport et d'interconnexion	3
I.1.3. Le réseau de répartition	4
I.1.4. Le réseau de distribution MT	5
I.1.5. Le réseau de distribution BT	5
I.2. La nature du courant électrique	6
I.3. La planification des réseaux	6
I.4. Le distributeur	6
I.4.1. Sa raison d'être	6
I.4.2. Le métier	7
I.4.3. Des objectifs différents selon les niveaux d'électrification	7
I.4.4. Des situations variables dans les pays industrialisés	8
I.4.5. Son évolution fournir une énergie de qualité	8
I.5. La nature des défauts dépend du type de réseau	9
I.5.1. Un besoin d'informations	10
I.6. Les topologies des réseaux électriques MT	10
I.6.1. Introduction	11
I.6.2. Les critères de choix d'une topologie	12
I.6.3. Eléments dépendants de la topologie choisie	12
I.6.4. Les schémas topologiques de réseaux MT	13
I.6.4.1. Schéma radial	14
I.6.4.2. Schéma boucle ouverte	15
I.6.4.3. Schéma double dérivation	16
I.6.4.4. Les schémas des liaisons à la terre du neutre	17
I.7. La distribution publique MT	19
I.7.1. Les postes sur les réseaux MT	19
I.7.2. Le poste HT/MT en distribution publique	19
I.7.3. Le poste MT/MT en distribution publique	20

I.7.4. Le poste MT/BT en distribution Publique.....	20
I.7.5 .Autres ouvrages MT.....	21
I.8. L'appareillage MT.....	21
I.8.1. Disjoncteur MT.....	22
I.8.2. Interrupteur MT.....	22
I.9. Les lignes aériennes	23
I.9.1. Les pylônes.....	23
I.9.3. Les chaines d'isolateurs	23
I.9.4. Les câbles de gardes.....	23
I.10. Les lignes souterraines	24
I.10.1. Les câbles isolés.....	24
I.10.2. L'installation.....	24
I.11. Transformateur de puissance.....	25
I.11.1. Définition	25
I.11.2. Constitution.....	25
I.11.2.1. Le circuit magnétique	25
I.11.2.2. Les enroulements	26
I.11.3. Le transformateur triphasé	27
I.11.3.1. Description sommaire d'un transformateur triphasé	27
I.11.3.2. Remarque très importante.....	29
I.11.3.3. Couplage des enroulements	29
I.11.3.3.1. Groupement en ETOILE	30
I.11.3.3.2. Groupement en TRIANGLE	31
I.11.3.3.3. Groupement en ZIG-ZAG	32
I.11.3.3.4. Remarques	33
I.11.3.4. Choix des couplages	33
I.12. Régime de neutre des réseaux MT	36
I.12.1. Introduction	36
I.12.2. Le rôle du régime du neutre	36
I.12.3. Conséquences du régime du neutre.....	36
I.12.4. Régimes de neutre MT.....	37
I.12.4.1. Neutre isolé.....	37
I.12.4.2. Mise à la terre du neutre par bobine d'extinction.....	38
I.12.4.3. Neutre relié directement à la terre	38

I.12.4.4. Neutre relié à la terre par impédance.....	39
I.13.Réseaux MT	40
I.13.1. Réseaux MT aérien.....	40
I.13.1.1. Réseau de type nord-américain.....	40
I.13.1.2. Réseau de type européen	41

Chapitre II : Introduction aux courants de courts-circuits

II.1. Introduction	42
II.2. Définitions.....	42
II.3. Effets des courants de court-circuit.....	42
II.4. Caractérisation des courts-circuits	43
II.5. La valeur maximale du courant de court-circuit	45
II.6. Choix du courant maximal de court-circuit	45

Chapitre III : Calcul des courants de courts-circuits monophasé et triphasé

III.1. Introduction	49
III.2. Schéma électrique équivalent	49
III.3. Lignes électriques aériennes et câbles	54
III.4. Données sur le réseau électrique considéré.....	55
III.4.1. Les alternateurs A1 et A2	55
III.4.2. Les transformateurs T1, T2, T3, T4 et T5	55
III.4.3. Les lignes l1 et l2.....	56
III.4.4. La ligne l3.....	56
III.4.5. La charge 1	56
III.4.6. La charge2	56
III.5. Calcul de courant de court-circuit triphasé	56
III.5.1. Calcul des valeurs relatives des réactances	56
III.5.2. Choix des valeurs de bases	56
III.6. Calcul de courant de court-circuit monophasé	60
III.6.1. Calcul de la réactance homopolaire équivalente	60

Chapitre IV : Surtension lors de débranchement du court-circuit triphasé

I. Définitions	62
IV.2. Surtension par ferorésonance	63
IV.3. Surtensions de manœuvre.....	65
IV.3.1. Surtension de commutation en charge normale	65
IV.3.2. Surtensions provoquées par l'établissement et l'interruption de petits courants inductifs	65
IV.3.2.1. Le réamorçage	66
IV.3.2.2. Le préamorçage	68
IV.3.3. Surtension provoquée par les manœuvres sur des circuits capacitifs.....	69
IV.4.4. Conséquences d'un claquage.....	71
IV.5. Réduction des risques et des niveaux de surtensions	72
IV.5.1. Surtension due à la ferorésonance.....	72
IV.5.2. Surtension provoquée par la coupure de courants capacitifs	73
IV.5.3. Surtension provoquée par l'enclenchement d'une ligne à vide.....	73
IV.6. Etude de surtension d'amorçage d'arc lors de débranchement de court- circuit triphasé.....	73
IV.6.1.Schéma équivalent du réseau	73
IV.6.2.Calcul des paramètres du réseau	73
IV.6.2.1.calcul des paramètres des lignes l1 et l2.....	74
IV.6.2.2.calcul des paramètres des charges	75
IV.6.3.Simulation et interprétation des résultats	76
CONCLUSION	82
Bibliographie	83

Introduction générale

Introduction générale

Il ne suffit pas de produire l'énergie électrique dans les centrales, il faut aussi l'amener jusqu'à l'utilisateur. Ainsi pour atteindre l'adéquation entre la production et la consommation, qui se traduit par la performance économique, la structure électrique d'un pays est généralement décomposée en plusieurs niveaux correspondant à différents réseaux électriques.

Ces réseaux électriques sont souvent exposés à des phénomènes dangereux de toute nature, telle que les surintensités, les surcharges, et les surtensions, qui peuvent engendrer des défauts sur les points sensibles du réseau, ce qui provoque des dangers sur les équipements. C'est pour cela qu'il faut que toute installation électrique soit protégée contre ces phénomènes et ceci, sauf exception, chaque fois qu'il y a une discontinuité électrique, ce qui correspond le plus généralement à un changement de section des conducteurs.

Dans notre travail, nous allons calculer les courants de courts-circuits monophasé et triphasé et étudier les surtensions d'amorçage d'arc lors de débranchement de court-circuit triphasé sur un réseau MT de tension nominale 110kV. Pour mieux approfondir dans mon étude j'ai partagé mon travail en quatre chapitres.

Dans le premier, on fait une étude générale sur les réseaux électriques MT (topologie, régime du neutre, distribution publique....)

Dans le second, on introduit les courants de court-circuits (définition, effets, caractérisation...)

Puis on calcule les courants de court-circuit monophasé et triphasé.

Enfin, le dernier chapitre a été réservé pour l'étude des surtensions d'amorçage d'arc produite dans le réseau considéré lors de débranchement de court-circuit triphasé est réalisée par le logiciel PSPICE. Et on termine par une conclusion générale.

I.1. les différents réseaux électriques

I.1.1. Introduction

Il ne suffit pas de produire le courant électrique dans les centrales, il faut aussi l'amener jusqu'à l'utilisateur final. Ainsi pour atteindre l'adéquation entre la production et la consommation, qui se traduit par la performance économique, la structure électrique d'un pays est généralement décomposée en plusieurs niveaux correspondant à différents réseaux électriques. Il est à noter qu'il n'existe aucune structure unique à travers le monde, et que le découpage en plusieurs réseaux avec les niveaux de tension associés peut être différent selon les pays. Mais en général, le nombre de niveaux de tensions est limité à trois ; d'ailleurs en 1983 la publication CEI 38 a formulé des recommandations pour les niveaux de tension des réseaux 50 et 60 Hz. Cependant, afin de mieux comprendre les intérêts de ce découpage, les paragraphes suivants présentent chaque réseau avec :

- Sa finalité,
- Son niveau de tension,
- Sa structure.

I.1.2. Le réseau de transport et d'interconnexion

La dispersion géographique entre les lieux de production et les centres de consommation, l'irrégularité de cette consommation et l'impossibilité de stocker l'énergie électrique nécessitent un réseau électrique capable de la transporter sur de grandes distances et de la diriger. Ses lignes atteignent des milliers de kilomètres, par exemple 20 000 km

Pour le réseau 400 kV français la finalité de ce réseau est triple :

- Une fonction de "transport" dont le but est d'acheminer l'électricité des centrales de production aux grandes zones de consommation ;
- Une fonction "d'interconnexion nationale" qui gère la répartition de l'offre en orientant la production en fonction de la répartition géographique et temporelle de la demande ;
- Une fonction "d'interconnexion internationale" pour gérer des flux d'énergie entre les pays en fonction d'échanges programmés ou à titre de secours.

En général, seuls quelques abonnés très forte consommation sont raccordés sur ces réseaux.

La structure de ces réseaux est essentiellement de type aérien.

Les tensions sont généralement comprises entre 225 et 400 kV, quelques fois 800 kV (ex : 765 kV en Afrique du sud).

L'utilisation de ces tensions élevées est liée à un objectif économique. En effet pour une puissance donnée, les pertes en ligne par effet Joule sont inversement proportionnelles au carré de la tension

$P = k / U^2$, avec:

U = tension du réseau,

K = une constante fonction de la ligne.

De plus les puissances transportées sont telles, que l'utilisation d'une tension basse entraînerait des sections de câble tout à fait inadmissibles.

L'usage des tensions élevées se trouve donc imposé malgré les contraintes d'isolement qui se traduisent par des coûts de matériel plus importants, la solution la plus facile étant l'utilisation de lignes aériennes.

Dans tous les cas, le choix d'une tension de transport est avant tout un compromis technico-économique, fonction des puissances à transporter et des distances à parcourir. L'aspect sûreté est fondamental sur ces réseaux. En effet toute défaillance à ce niveau entraîne d'importants défauts d'alimentation pour l'ensemble des points de consommation. Ainsi en 1965, 30 millions de personnes ont été privées d'électricité pendant 12 heures aux Etats-Unis.

Les protections de ces réseaux doivent donc être très performantes. Quant à leur exploitation, elle est assurée au niveau national par un centre de conduite ou dispatching à partir duquel l'énergie électrique est surveillée et gérée en permanence

I.1.3. Le réseau de répartition

La finalité de ce réseau est avant tout d'acheminer l'électricité du réseau de transport vers les grands centres de consommation. Ces centres de consommation sont :

- Soit du domaine public avec l'accès au réseau de distribution MT,
- Soit du domaine privé avec l'accès aux abonnés à grande consommation (supérieur » 10 MVA) livrés directement en HT.

Dans un pays le nombre de ces abonnés est très faible (ex: 600 en France). Il s'agit essentiellement d'industriels tels la sidérurgie, la cimenterie, la chimie, le transport ferroviaire,...La structure de ces réseaux est généralement de type aérien (parfois souterrain à proximité de sites urbains). Dans ce domaine, les politiques de respect de l'environnement et de protection des sites (zones protégées) s'opposent souvent à la construction des lignes.

En conséquence, la pénétration du réseau de répartition jusque dans les zones à forte densité de population est de plus en plus difficile et coûteuse.

Les tensions sur ces réseaux sont comprises entre 25 kV et 275 kV. Les protections sont de même nature que celles utilisées sur les réseaux de transport, les centres de conduite étant régionaux.

I.1.4. Le réseau redistribution MT

Ce niveau dans la structure électrique d'un pays sera plus détaillé ultérieurement dans ce chapitre. Aussi seuls quelques éléments simples d'identification sont indiqués ici. La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de répartition aux points de moyenne consommation. Ces points de consommation sont:

- Soit du domaine public, avec accès aux postes de distribution publique MT/BT,
- Soit du domaine privé, avec accès aux postes de livraison aux abonnés à moyenne consommation. Le nombre de ces abonnés ne représente qu'un faible pourcentage du nombre total des consommateurs livrés directement en BT. Ils sont essentiellement du secteur tertiaire, tels les hôpitaux, les bâtiments administratifs, les petites industries, ...La structure est de type aérien ou souterrain. Les tensions sur ces réseaux sont comprises entre quelques kilovolts et 40 kV. Les protections sont moins sophistiquées que dans le cas des réseaux précédents. En ce qui concerne l'exploitation de ces réseaux, elle peut être assurée manuellement ou de plus en plus, par télécommande à partir de centres de conduite fixes et embarqués dans des véhicules. Mais pour tenir compte des besoins spécifiques à la conduite des réseaux de distribution MT, ces centres de conduite sont différents de ceux utilisés sur les réseaux de transport et de répartition. La multiplicité et la dispersion géographique des points de télé conduite, la gestion de plusieurs centres de conduite simultanés, le nombre et la qualification des exploitants nécessitent des solutions adaptées : ergonomie et convivialité des postes de travail, outils d'aide à la conduite, outils de configuration des centres de conduite, et gestion des différents supports de transmission utilisés.

I.1.5. Le réseau de distribution BT

La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de distribution MT aux points de faible consommation dans le domaine public avec l'accès aux abonnés BT. Il représente le dernier niveau dans une structure électrique. Ce réseau permet d'alimenter un nombre très élevé de consommateurs correspondant au domaine domestique. Sa structure, de type aérien ou souterrain, est souvent influencée par l'environnement. Les tensions sur ces réseaux sont comprises entre 100 et 440 V. Ces réseaux sont le plus souvent exploités manuellement.

I.2. La nature du courant électrique

Les transferts d'énergie sur ces différents réseaux sont réalisés via le courant électrique. Les liaisons par courant continu ou HVDC (high voltage direct current) sont utilisées pour les échanges entre pays uniquement au niveau des réseaux de transport. Le choix de cette technique permet d'optimiser l'utilisation des câbles d'énergie, en particulier en supprimant les effets de «peau». De telles liaisons intercontinentales voir continentales existent, par exemple une liaison (300 MW/200 kV) relie l'Italie à la Sardaigne via la Corse. Dans les autres cas, en particulier les réseaux MT de distribution publique, les liaisons sont réalisées par courant alternatif. En effet, sur ces réseaux, l'utilisation du courant continu ne serait pas rentable

- Pertes réduites sur des réseaux courts (inférieurs à 100 km),
- Installations rendues plus coûteuses (nécessité de nombreux convertisseurs continu / alternatif). De plus, le courant alternatif est très bien adapté aux nombreux (transformateurs) durant le cheminement de l'énergie électrique. A quelques exceptions près et en dehors du continent américain où est généralisée l'utilisation du 60 hertz, la fréquence du courant est 50 hertz

Noter le cas du Japon où la moitié du pays est en 60 hertz, et l'autre moitié 50 hertz

I.3. La planification des réseaux

La mise en place et l'évolution de la structure d'un réseau d'alimentation électrique d'un pays correspond aux opérations de planification. Pour les réseaux de transport et de répartition, ces opérations sont généralement centralisées, car :

- Les décisions menant à une modification de la structure de tels réseaux, par exemple l'introduction d'un nouveau poste HT/MT, imposent la prise en compte de nombreux paramètres, techniques et économiques ;
- Le nombre de ces paramètres avec leurs interactions éventuelles nécessitent l'assistance d'outils informatiques, l'utilisation de base de données et de systèmes experts. Pour les réseaux de distribution MT et BT, la planification est par contre souvent décentralisée.

I.4. Le distributeur

I.4.1. Sa raison d'être

La raison d'être des distributeurs d'énergie électrique est de fournir de l'énergie électrique aux consommateurs en tenant compte de plusieurs objectifs tels que :

- Continuité et qualité de service,
- Sécurité des biens et des personnes,
- Souplesse et confort d'exploitation,
- Compétitivité commerciale.

I.4.2. Le métier

Si la fourniture d'électricité est satisfaisante dans les pays industrialisés, le taux d'électrification demeure encore variable dans certains pays.

I.4.3. Des objectifs différents selon les niveaux d'électrification...

Pour les pays non électrifiés à 100 %, l'objectif prioritaire reste l'amélioration de ce taux d'électrification. Pour cela, la majorité des investissements est consacrée à la construction de réseaux et d'ouvrages

Cependant les capacités de financement, quelques fois réduites, peuvent amener des solutions axées sur la simplification de la structure des réseaux au détriment de la performance. De même, une disponibilité et une compétence du personnel quelque fois limitées peuvent conduire à une exploitation simplifiée.

I.4.4. Des situations variables dans les pays industrialisés

Dans les pays électrifiés à 100%, les utilisations de l'énergie électrique sont très dissemblables :

- Les consommations nationales d'énergie électrique sont très différenciées. Ces différences sont dues à la taille du pays, à sa croissance économique et au poids du secteur industriel
- Les consommations par habitant peuvent varier dans un rapport 10 entre certains pays. Ces écarts sont dus principalement à la politique tarifaire des distributeurs, mais aussi aux conditions climatiques.

Le métier de distributeur MT n'est pas uniforme : il est souvent étendu à la distribution BT - Basse Tension- et dans certains cas il est aussi responsable de la production et du transport, par exemple :

- Au Japon, neuf compagnies régionales privées assurent chacune pour sa zone les activités de production, transport et distribution.
- En Allemagne environ mille entreprises opèrent dans le domaine de la distribution d'électricité. A peu près 1/3 possèdent leurs propres installations de production.
- En Grande-Bretagne la production est à la charge de deux compagnies (NP - National Power- et PG -Power Genn-). Le transport est assuré par la société NGC -National Grid Cie- et la distribution par environ douze Regional Electricities Cie. Cette organisation est issue de la loi de privatisation des distributeurs anglais votée en 1990. En Italie une loi a fondé l'E.N.E.L. en 1962. Il s'agit d'un service public chargé de la

production, du transport et de la distribution ; il gère environ 80%de l'électricité distribuée en Italie.

- En France la situation est similaire avec l'E.D.F. Ainsi il apparait au travers de ces quelques exemples, que le nombre d'intervenants, en particulier dans la distribution MT peut être très variable selon les pays

Dans le cas de la distribution MT, le distributeur a, en général, la responsabilité complète du réseau, depuis le poste HT/MT jusqu'au poste de transformation MT/BT. De plus le métier de distributeur intègre maintenant une offre commerciale avec la vente du «produit électricité», sous forme de kWh. Il doit donc améliorer sans cesse la qualité de ce produit pour répondre aux exigences de ses différentes clientèles, et rester compétitif vis-à-vis des autres sources d'énergie. Cet objectif conduit les distributeurs à envisager plusieurs niveaux de prix liés à différents niveaux de qualité du kWh vendu. Par ailleurs, le réseau de distribution électrique constitue lui-même un capital important pour le distributeur. Il doit rentabiliser au maximum cet investissement, et c'est pourquoi les besoins des distributeurs intègrent de plus en plus, les notions de gestion d'énergie. Enfin le distributeur a un rôle social et politique important, rôle qui peut infléchir ses choix, ou du moins leurs priorités, en voici deux exemples :

- L'alimentation de nouveaux clients peut nécessiter une extension du réseau,
- Le coût du kWh peut être limité pour intégrer une politique économique gouvernementale.

I.4.5. Son évolution fournir une énergie de qualité

De plus en plus, le distributeur d'énergie est conduit à fournir un produit électricité de qualité.

Pour cela il doit :

- Réduire les coupures d'alimentation en nombre et en durée vis-à-vis de ses abonnés,
- En minimiser les conséquences
- Eviter les perturbations, telles que fluctuations de tension et de fréquence au temps de fonctionnement d'un réenclencheur.

I.5. La nature des défauts dépend du type de réseau

Pour les abonnés, les conséquences de ces phénomènes dépendent avant tout de la nature du défaut. Un défaut peut être ;

- Selon sa durée, fugitive ou permanente ;

- Selon la nature de l'incident, monophasé ou triphasé. Un défaut fugitif se traduit souvent par une coupure brève de l'ordre de quelques 100 ms, essentiellement au temps de fonctionnement d'un réenclencheur. Un défaut permanent implique une coupure longue de quelques minutes à quelques heures ; il nécessite une intervention humaine. Les réseaux aériens naturellement beaucoup plus exposés que les réseaux souterrains nécessitent des solutions spécifiques aux problèmes rencontrés tels que :
 - Branches d'arbre tombant sur une ligne aérienne ;
 - Oiseaux se posant sur la ligne ou ses supports ;
 - Défauts dus à la foudre, au vent, au gel, à la neige
- . Par suite, la nature des défauts est différente sur les réseaux aériens et souterrains :
 - Sur les réseaux aériens, les défauts sont majoritairement fugitifs (80 à 90 %) et monophasés (75 %) car souvent liés aux orages, à un fil tombé au sol, ou au contournement d'un isolateur par exemple.
 - Sur les réseaux souterrains, les défauts sont majoritairement permanents (100 %) et polyphasés (90 %) car souvent consécutifs au sectionnement d'un câble.

I.5.1. Un besoin d'informations

L'importance de la compréhension des incidents en réseau justifie de plus en plus un besoin d'informations que les distributeurs satisfont par des études statistiques. Ces travaux d'analyse ont pour but de :

- Classifier et codifier les incidents,
- Déterminer leurs origines et causes,
- Traiter statistiquement les fréquences d'occurrences,
- Rechercher les corrélations,
- Etudier comparativement la performance de différentes topologies,
- Analyser les résultats selon les matériels installés et les méthodes d'exploitation utilisées.

Ces statistiques sont un outil d'aide aux distributeurs pour la conception, l'exploitation et la maintenance des réseaux de distribution publique. De plus afin de pouvoir décider des meilleures solutions, la qualité de service doit pouvoir être quantifiée et mesurée, et non plus approchée de manière subjective. Pour cela nouveaux outils (à base de modèles mathématiques) sont créés, avec en particulier la notion «d'énergie non distribuée». E.D.F

utilise notamment pour la mesure du coût la non qualité en distribution aérienne MT la formule :

$A*N*N*P + B*N*P*T$, avec N = nombre de coupures permanentes par départ,

P = puissance moyenne par départ en KW,

T = temps moyen d'interruption par défaut,

A et B = coefficients de valorisation économique (en 1990, pour EDF en France A = 6 FF / kW et B = 13.5 FF / kWh). Mais la mesure de la qualité de service peut nécessiter la prise en compte de paramètres plus nombreux. La complexité des formules de calcul et les simulations à effectuer, justifient alors le développement d'outils logiciels de plus en plus performants pour aider à la décision. Pour mesurer la fiabilité de la fourniture d'énergie au client résidentiel BT, les distributeurs préfèrent utiliser le critère de «degré d'indisponibilité» : il s'agit du temps cumulé annuel durant lequel un client moyen est privé d'électricité en raison d'un défaut sur le réseau électrique (HT, MT ou BT). Enfin, il est important de noter que de nombreux incidents chez un abonné BT sont dus au réseau MT (60 % selon une étude de l'EDF).

I.6. Les topologies des réseaux électriques MT

I.6.1. Introduction

Par topologie d'un réseau électrique il faut comprendre l'ensemble des principes (schéma, protection, mode d'exploitation) utilisés pour véhiculer l'énergie électrique en distribution publique. Dans la pratique, pour un distributeur, définir une topologie revient à fixer un certain nombre d'éléments physiques en tenant compte de critères liés à des objectifs visés et à des contraintes techniques.

Ces éléments étant fortement corrélés entre eux, le choix d'une topologie est toujours le résultat de compromis technico-économiques. La traduction graphique d'une topologie sera un schéma de type unifilaire simplifiée.

I.6.2. Les critères de choix d'une topologie

Le choix d'une topologie répond à des objectifs :

- Assurer la sécurité des personnes et des biens,
- Obtenir un niveau de qualité de service
- Assurer le résultat économique souhaité.

Mais il doit aussi se soumettre à des impératifs :

- Etre en adéquation avec la densité d'habitat et de consommation, aussi appelée densité de charge qui joue un rôle de plus en plus prépondérant. Exprimée en MVA/km², cette densité permet d'appréhender les différentes zones géographiques de consommation en termes de concentration de charge. Une des segmentations utilisées par certains distributeurs consiste à définir deux types de zone de consommation :
 - zone à faible densité de charge : < 1 MVA/km²,
 - zone à forte densité de charge > 5 MVA/km².
- Tenir compte de l'étendue géographique, du relief et des difficultés de Construction,
- Satisfaire aux contraintes d'environnement, en particulier climatiques (températures minimale et maximale, fréquence des orages, neige, vent, etc.) et respect du milieu.

I.6.3. Eléments dépendants de la topologie choisie

Le choix d'une topologie fixe les principaux éléments de conception d'une distribution, à savoir :

- Les puissances appelées et la valeur maximale des courants de défaut à la terre, ex. : en MT, l'EDF limite la valeur de ces courants à 300 A sous 20 kV en aérien et à 1000 A en souterrain ;
- La tension de service, ex. : en MT le Japon distribue en 6,6 kV, la Grande-Bretagne en 11 et 33 kV et la France majoritairement en 20 kV ;
- La tenue aux surtensions et la coordination des isolements, ainsi que les protections contre les surtensions d'origine atmosphérique,
- Le (ou les) schéma des liaisons à la terre, ainsi que le nombre de fils distribués,
- La longueur maximale des départs (quelques dizaines de kilomètres en MT),
- Le type de distribution : aérien ou souterrain Le type d'exploitation : manuelle, automatique, téléconduite. Il est important de remarquer que :
- Le choix du courant de court-circuit a des répercussions sur la tenue des matériels utilisés sur le réseau,
- Le choix de la valeur de tension est toujours le résultat d'un compromis entre les coûts de réalisation et d'exploitation du réseau,
- le choix du niveau d'isolement des matériels obéit généralement à des normes internationales et nationales,
 - Le choix d'une distribution en aérien ou en souterrain influe beaucoup sur le coût d'installation et la qualité de service (ex: coûts d'une tranchée / sensibilité aux

défauts fugitifs...). En MT, dans les pays industrialisés, ce choix peut être synthétisé en trois cas :

- Milieu urbain à forte densité avec une distribution souterraine,
- Milieu suburbain à forte densité avec une distribution souterraine ou aéro-souterraine,
- Milieu rural à faible densité avec une distribution aérienne. Cependant il est à noter qu'historiquement, pour des raisons de coûts d'installation, de nombreux milieux urbains sont en distribution aérienne, c'est le cas au Japon et aux Etats-Unis.

I.6.4. Les schémas topologiques de réseaux MT

Le choix des schémas est important pour un pays : en particulier pour les réseaux MT car ils sont très longs. Ainsi par exemple, l'ensemble de la structure MT en France est d'environ 570 000 km, celle de l'Italie de 300 000 km et celle de la Belgique aux alentours de 55 000 km. Plusieurs topologies existent,

- Topologie boucle fermée, de type maillé,
- Topologie boucle ouverte, de type maillé simplifié,
- Topologie boucle ouverte,
- Topologie radiale.

D'autres topologies sont aussi appliquées, par exemple la double dérivation sur les réseaux MT français. Bien qu'aucune ne soit «normalisée» en MT, les distributeurs s'appuient sur deux topologies de base : radiale et boucle ouverte. Chacune de ces deux topologies sera donc abordée plus en détail et définie par :

- Son principe de fonctionnement,
- Son schéma unifilaire-type,
- Son application-type,
- Ses points forts et points faibles.

I.6.4.1. Schéma radial

Ce schéma est aussi appelé en antenne. Son principe de fonctionnement est à une seule voie d'alimentation. Ceci signifie que tout point de consommation sur une telle structure ne peut être alimenté que par un seul chemin électrique possible. Il est de type arborescent Cette arborescence se déroule à partir des points d'alimentation, qui sont constitués par les postes de

distribution publique HT/MT ou MT/MT. Ce schéma est particulièrement utilisé pour la distribution de la MT en milieu rural. En effet il permet facilement, et à un moindre coût, d'accéder à des points de consommation de faible densité de charge et largement répartis géographiquement.

Très souvent un schéma radial est lié à une distribution de type aérien. Ses points forts et faibles sont résumés dans le tableau.

I.6.4.2 .Schéma boucle ouverte

Il est aussi appelé coupure d'artère. Son principe de fonctionnement est à deux voies d'alimentation. Ceci signifie que tout point de consommation sur cette structure peut être alimenté par deux chemins électriques possibles, sachant qu'en permanence seul un de ces deux chemins est effectif, le secours étant réalisé par cette possibilité de bouclage. Dans un tel schéma, il y a toujours un point d'ouverture dans la boucle (d'où le nom de boucle ouverte aussi utilisé pour cette solution), ce qui revient à un fonctionnement équivalent à deux antennes.

Le schéma unifilaire-type est évidemment une boucle sur laquelle sont connectés les points de consommation qui peuvent être des postes de distribution publique MT/BT, et des postes de livraison pour un abonné en MT. Chaque point (entre 15 et 25 points par boucle) est raccordé sur la boucle par deux interrupteurs MT. Tous ces interrupteurs sont fermés, excepté l'un d'eux qui constitue le point d'ouverture de la boucle et définit le chemin d'alimentation pour chaque point de consommation. Ce point d'ouverture peut être déplacé dans la boucle, en particulier lors des manœuvres de reconfiguration de réseau faisant suite à un défaut.

Très souvent ce schéma est associé à une distribution de type souterrain. Il est typiquement utilisé en milieu urbain à forte densité,

Les schémas radial et boucle ouverte sont donnés sur la figure I.1.

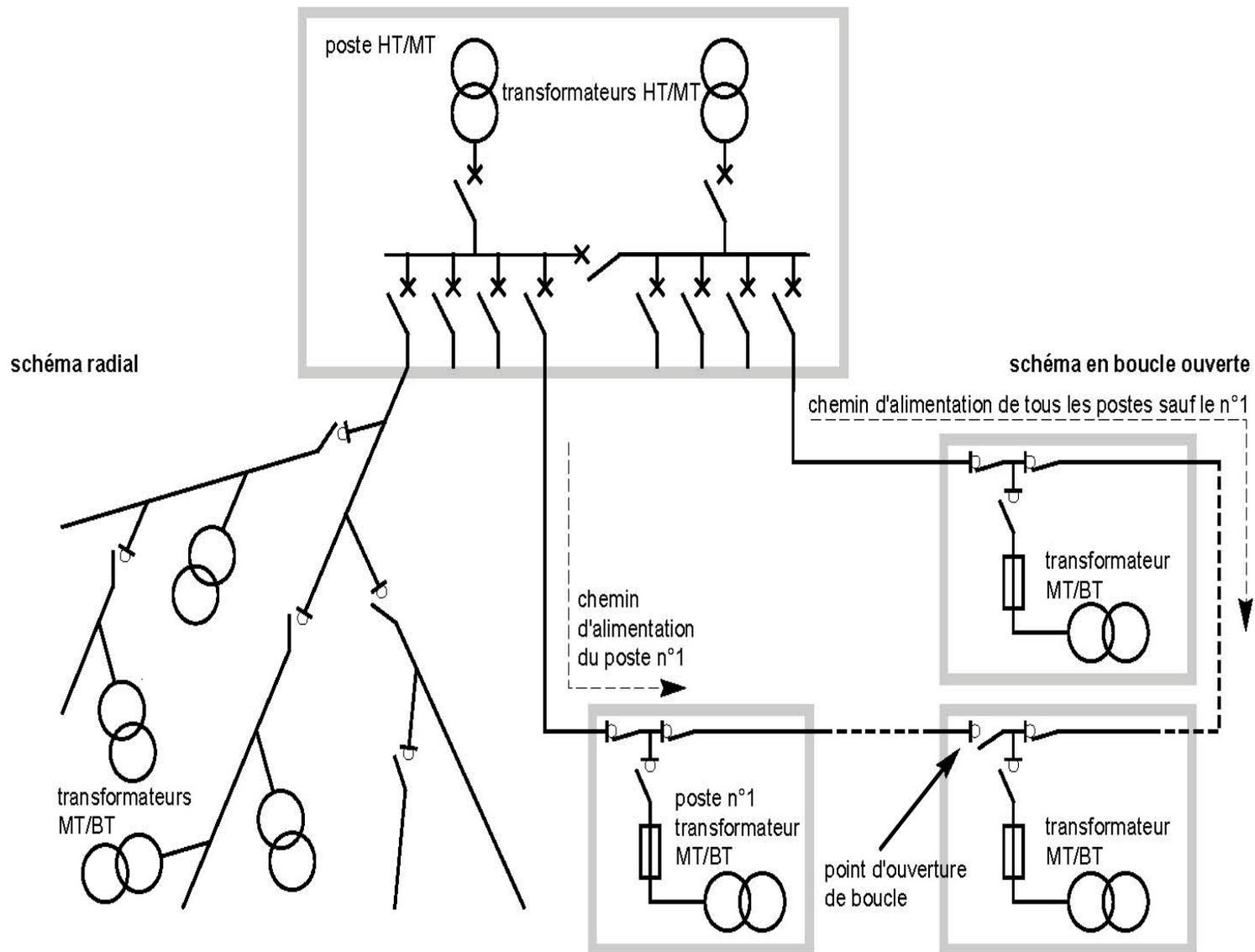


Fig.-I.1: Les deux schémas de base d'un réseau de distribution MT, radial (ou en antenne) et en boucle ouverte (ou coupure d'artère)

I.6.4.3 .Schéma double dérivation

Ce schéma peu être utilisé est essentiellement exploité dans la région parisienne par EDF, il est présenté par la figure 11.

Le principe mis en œuvre est le suivant :

- Le réseau MT est dédoublé, il comporte deux circuits A et B normalement en permanence sous tension,
- Tout poste MT/BT
 - Est raccordé sur les deux câbles MT («A» et «B»), mais n'est effectivement connecté qu'à un seul câble (interrupteur MT fermé sur le câble «A»),
 - Est équipé d'un automatisme local simple,
- En cas de défaut sur le câble «A »l'automatisme détecte l'absence de tension sur ce câble, vérifie la présence d'une tension sur le câble «B» et donne alors des ordres d'ouverture pour un interrupteur MT puis de fermeture pour l'autre interrupteur MT

Le schéma double dérivation et représenté sur la figure I.2.

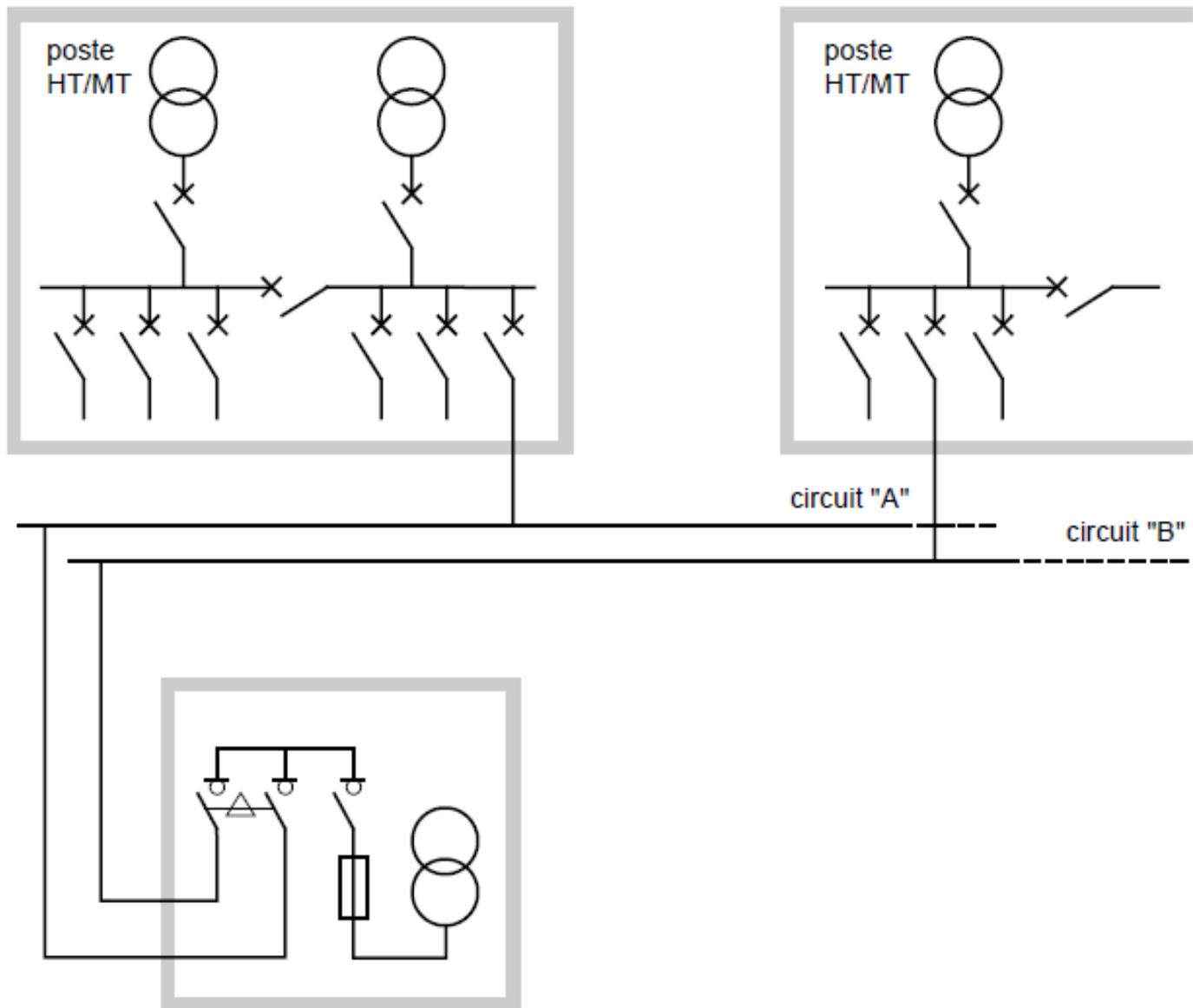


Fig. I.2. Schéma de distribution en double dérivation

I.6.4.4. Les schémas des liaisons à la terre du neutre

Le choix du schéma des liaisons à la terre du neutre (ou régime du neutre MT) définit entre autres les valeurs des surtensions et des courants de défaut qui pourront exister sur un réseau dans le cas de défaut à la terre. Il faut remarquer que ces deux paramètres sont antinomiques, à savoir que l'obtention d'une faible valeur de courant entraîne le risque d'une surtension élevée, et réciproquement.

Ces valeurs imposeront alors les contraintes électriques que devront tenir les matériels électrotechniques.

Mais par ce choix du schéma de liaison, simultanément, sont sélectionnées les solutions possibles pour la protection du réseau électrique, et influencées les méthodes d'exploitation.

Le tableau ci-dessous résume les caractéristiques principales de différentes structures et leur comparaison.

Les points forts et faibles des différents schémas sont donnés dans le tableau suivant

Architecture	Utilisation	Avantages	Inconvénients
Radiale			
Simple antenne	Processus non exigeants en continuité d'alimentation Ex. : cimenterie	Structure la plus simple Facile à protéger Coût minimal	Faible disponibilité d'alimentation Temps de coupure sur défaut éventuellement long Un seul défaut entraîne la coupure de l'alimentation d'antenne
Double antenne	processus continu : sidérurgie, pétrochimie	Bonne continuité d'alimentation Maintenance possible du jeu de barres du tableau principal	Solution coûteuse Fonctionnement partiel du jeu de barres en cas de maintenance
Double dérivation	Réseaux étendus Extensions futures limitées	Bonne continuité d'alimentation Simplicité des protections	Nécessité de fonctions d'automatisme
En boucle			
Boucle ouverte	Réseaux très étendus Extensions futures importantes Charges concentrées sur différentes zones d'un site	Moins coûteux que la boucle fermée Simplicité des protections	Coupure d'alimentation d'un tronçon sur défaut pendant reconfiguration de boucle Nécessité de fonctions d'automatisme
Boucle fermée	Réseaux à grande continuité de service Réseaux très étendus Charges concentrées sur différentes zones d'un site	Bonne continuité d'alimentation Pas de nécessité de fonctions d'automatisme	Solution coûteuse Complexité du système de protection
Production interne d'énergie			
Production locale	Sites industriels au processus auto producteur d'énergie Ex. : papeterie, sidérurgie	Bonne continuité d'alimentation Coût de l'énergie (énergie fatale)	Solution coûteuse
Remplacement (normal/secours)	Sites industriels et tertiaires Ex. : hôpitaux	Bonne continuité d'alimentation des départs prioritaires	Nécessité de fonctions d'automatisme

I.7. La distribution publique MT

I.7.1. Les postes sur les réseaux MT

Un poste ou ouvrage est une entité physique définie par sa localisation et ses fonctionnalités dans les réseaux électriques.

La vocation d'un poste est avant tout d'assurer la transition entre deux niveaux de tension et d'alimenter l'utilisateur final.

I.7.2. Le poste HT/MT en distribution publique

Cet ouvrage est présent dans toute structure électrique d'un pays ; il est situé entre le réseau de répartition et le réseau de distribution MT. Sa fonction est d'assurer le passage de la HT ($\gg 100$ kV) à la MT ($\gg 10$ kV).

Son schéma type comporte deux arrivées HT, deux transformateurs HT/MT, et de 10 à 20 départs MT. Ces départs alimentent des lignes en aérien et des câbles en souterrain.

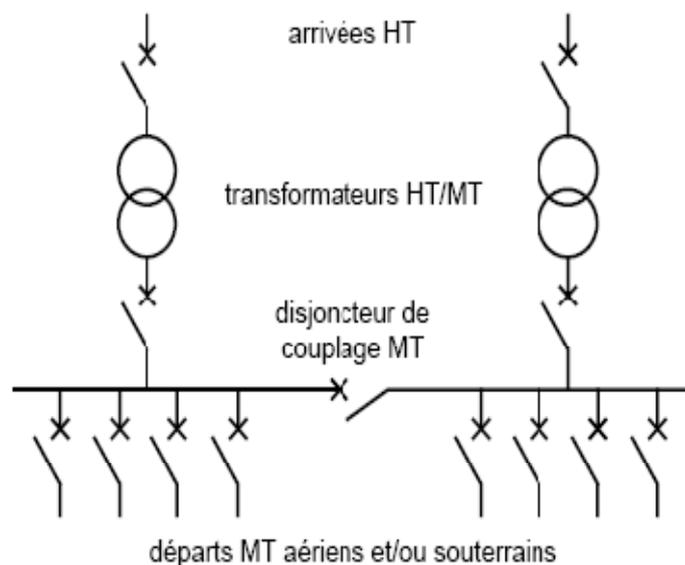


Fig. I.3. Poste HT/MT en distribution publique

I.7.3. Le poste MT/MT en distribution publique

Cet ouvrage peut réaliser deux fonctions :

- assurer la démultiplication des départs MT en aval des postes HT/MT Dans ce cas, le poste ne comporte aucun transformateur. Il est constitué de deux arrivées MT et de 8 à 12 départs MT. Ce type de poste est présent dans quelques pays, comme l'Espagne, la Belgique, l'Afrique du sud.
- assurer le passage entre deux niveaux MT. De tels postes MT/MT intègrent des transformateurs. Ils sont nécessaires dans certains pays qui utilisent deux niveaux successifs de tension sur leur réseau MT, c'est le cas par exemple de la Grande-Bretagne où le réseau MT est décomposé en deux niveaux avec le 11 kV et le 33 kV. Leur schéma type s'apparente à celui du poste HT/MT.

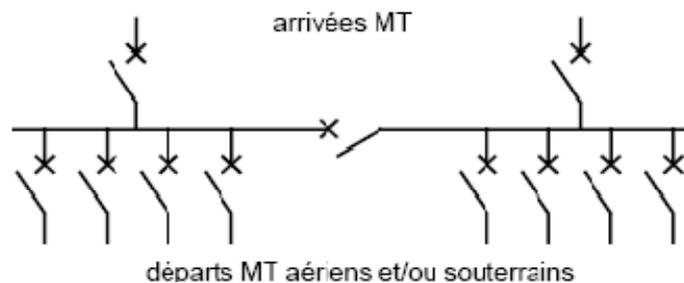


Fig. I.4. Poste MT/MT en distribution publique

I.7.4. Le poste MT/BT en distribution Publique

Localisé entre le réseau de distribution MT et le réseau de distribution BT, cet ouvrage assure le passage de la MT (» 10 kV) à la BT (» 100 V).

Le schéma type de ce poste est évidemment beaucoup plus simple que celui des ouvrages précédents. En particulier, l'appareil de base MT utilisé est l'interrupteur et non plus le disjoncteur.

Ces postes sont constitués de quatre parties :

- l'équipement MT pour le raccordement au réseau amont,
- le transformateur de distribution MT/BT,
- le tableau des départs BT comme points de raccordement du réseau aval de distribution (en BT),

- et de plus en plus souvent une enveloppe extérieure préfabriquée (métallique ou de plus en plus souvent en béton) qui contient les éléments précédents.

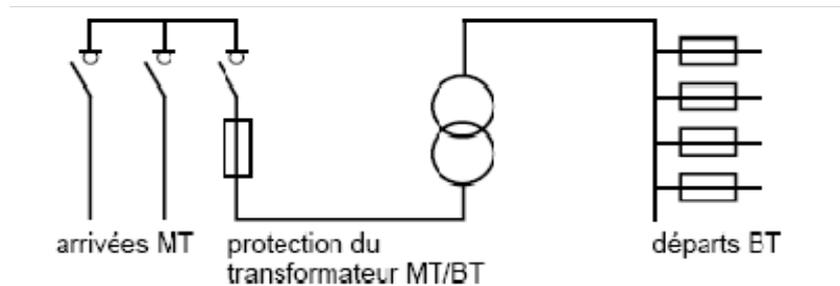


Fig. I.5. Poste MT/BT en distribution publique

I.7.5 .Autres ouvrages MT

En dehors des postes déjà cités, il existe d'autres ouvrages MT situés principalement sur les réseaux aériens.

Souvent mono fonction, ils sont destinés:

- Soit à la protection, c'est le cas des fusibles et des reclosers
- Soit à l'exploitation, c'est le cas des interrupteurs télécommandés.

L'interrupteur MT télécommandé entre dans le cadre de la télé conduite des réseaux. Il permet les opérations de reconfiguration rapides sans déplacement de l'exploitant.

I.8. L'appareillage MT

L'appareillage MT permet de réaliser les trois fonctions de base suivantes :

- Le sectionnement qui consiste à isoler une partie d'un réseau pour y travailler en toute sécurité,
- La commande qui consiste à ouvrir ou fermer un circuit dans ses conditions normales d'exploitation,
- la protection qui consiste à isoler une partie d'un réseau en situation anormale.

Il se présente essentiellement sous trois formes :

- d'appareils en séparé (fixés directement sur un mur et protégés d'accès par une porte grillagée),
- d'enveloppes métalliques (ou cellules MT) contenant ces appareils,
- de tableaux MT qui sont des associations de plusieurs cellules.

L'utilisation des appareils en séparé est de plus en plus rare ; seuls quelques pays, tels la Turquie ou la Belgique, utilisent encore cette technologie.

Parmi tous les appareils existants, deux sont plus particulièrement utilisés dans l'appareillage MT, il s'agit du disjoncteur et de l'interrupteur. Ils sont presque toujours complétés par d'autres appareils (unités de protection et contrôle-commande, capteurs de mesure,...) qui composent leur équipement associé.

I.8.1. Disjoncteur MT

Cet appareil, dont la fonction principale est la protection, assure également la fonction commande, et suivant son type d'installation le sectionnement

Les disjoncteurs MT sont presque toujours montés dans une cellule MT.

I.8.2. Interrupteur MT

Cet appareil, dont la fonction principale est la commande, assure aussi souvent la fonction sectionnement. De plus, il est complété de fusibles MT pour assurer la protection des transformateurs MT/BT (30% des utilisations des interrupteurs MT).

En ce qui concerne les cellules MT, leurs enveloppes métalliques sont spécifiées par la publication CEI 298 qui distingue quatre types d'appareillage, chaque type correspondant à un niveau de protection contre la propagation d'un défaut dans la cellule.

Cette protection réalisée par un cloisonnement de la cellule prévoit trois compartiments de base.

- Le compartiment appareillage contenant l'appareil (disjoncteur MT interrupteur MT,...),
- le compartiment jeu de barres MT pour les liaisons électriques entre plusieurs cellules MT.

I.9. Les lignes aériennes

Pylônes, câbles conducteurs et isolateurs constituent les éléments de base d'une installation aérienne.

I.9.1. Les pylônes

Les pylônes ont pour fonction de maintenir les câbles à une distance minimale de sécurité du sol et des obstacles d'environnements, afin d'assurer la sécurité des personnes et des installations situées au voisinage des lignes.

Le choix des pylônes se fait en fonction des lignes à réaliser, de leur environnement et des contraintes mécaniques liées au terrain et aux conditions climatiques de la zone. Leur silhouette est caractérisée par la disposition des câbles conducteurs.

I.9.2. Les câbles conducteurs

Les câbles conducteurs utilisés pour acheminer le courant sont portés par les pylônes. Le courant utilisé étant triphasé, il y a trois câbles (ou faisceaux de câbles) conducteurs par circuit. Les lignes sont soit simples (un circuit), soit doubles (deux circuits par file de pylônes). Chacune des phases peut utiliser 1, 2, 3 ou 4 câbles conducteurs, appelés faisceaux.

Les câbles conducteurs sont « nus » c'est-à-dire que leur isolation électrique est assurée par l'air. La distance des conducteurs entre eux et avec le sol garantit la bonne tenue de l'isolement. Cette distance augmente avec le niveau de tension.

I.9.3. Les chaînes d'isolateurs

Les chaînes d'isolateurs, généralement en verre, assurent l'isolement électrique entre le pylône et le câble sous tension. Ils sont d'autant plus nombreux que la tension est élevée.

I.9.4. Les câbles de gardes

Les câbles de garde, qui ne transportent pas de courant, sont disposés au-dessus des câbles conducteurs et ont pour rôle de les protéger contre la foudre.

I.10. Les lignes souterraines

Chaque installation souterraine doit adapter son mode de pose en fonction du cadre de l'implantation.

I.10.1. Les câbles isolés

Alors que les conducteurs électriques sont « nus » en aérien, ils ont besoin d'un isolant spécifique en souterrain. Il s'agit de matériaux synthétiques (polyéthylène ou polyéthylène réticulé) dont l'épaisseur augmente avec la tension.

Les câbles à isolants synthétiques constituent la technologie la plus couramment utilisée aujourd'hui. La variation de leur composition (plomb, aluminium, cuivre) conditionne leur poids et leur capacité à supporter des intensités plus ou moins élevées.

Cependant, en 400 000 volts, la technique souterraine est difficile à mettre en œuvre (emprise au sol, refroidissement du câble) car elle est mal adaptée aux contraintes d'exploitation du réseau interconnecté. Enfin, son coût, très élevé, reste un écueil majeur.

I.10.2. L'installation

RTE pratique plusieurs modes de pose en fonction de la nature du câble utilisé, du milieu traversé et des obstacles rencontrés. Les plus couramment utilisés sont :

La pose en caniveau, qui consiste à mettre les câbles dans des caniveaux en béton armé remplis de sable et munis d'un couvercle. Cette pose est utilisée là où la durée d'ouverture de la tranchée n'est pas contraignante ;

La pose en fourreau, qui consiste à mettre les câbles dans des fourreaux pré-intégrés dans des blocs de béton. Cette pose est utilisée pour les passages sous chaussée ou les zones à fort encombrement du sous-sol ;

La pose en mortier maigre, qui consiste à installer les câbles directement dans un mortier maigre (uniquement pour les 63 000 et 90 000 volts). Cette technique se prête bien à la pose "mécanisée" qui est possible lorsque le sous-sol n'est pas encombré, c'est-à-dire dans les zones rurales ;

La pose en galerie, qui consiste à regrouper les câbles dans des galeries souterraines. Ce procédé est utilisé à la sortie des postes de transformation urbains.

I.11. Transformateur de puissance

I.11.1. Définition

Un transformateur électrique est un convertisseur permettant de modifier les valeurs de tension et d'intensité du courant délivrées par une source d'énergie électrique alternative, en un système de tension et de courant de valeurs différentes, mais de même fréquence et de même forme. Il effectue cette transformation avec un excellent rendement. Il est analogue à un engrenage en mécanique (le couple sur chacune des roues dentées étant l'analogie de la tension et la vitesse de rotation étant l'analogie du courant).

Dans un transformateur statique, l'énergie est transférée du primaire au secondaire par l'intermédiaire du circuit magnétique que constitue la carcasse du transformateur. Ces deux circuits sont alors magnétiquement couplés. Ceci permet de réaliser un isolement galvanique entre les deux circuits. Dans une commutatrice, l'énergie est transmise de manière mécanique entre une génératrice et un moteur électrique.

I.11.2. Constitution

Il est constitué de deux parties essentielles, le circuit magnétique et les enroulements.

I.11.2.1. Le circuit magnétique

Le circuit magnétique d'un transformateur est soumis à un champ magnétique variable au cours du temps. Pour les transformateurs reliés au secteur de distribution, cette fréquence est de 50 ou 60 hertz. Le circuit magnétique est généralement feuilleté pour réduire les pertes par courants de Foucault, qui dépendent de l'amplitude du signal et de sa fréquence. Pour les transformateurs les plus courants, les tôles empilées ont la forme de E et de I, permettant ainsi de glisser une bobine à l'intérieur des fenêtres du circuit magnétique ainsi constitué.

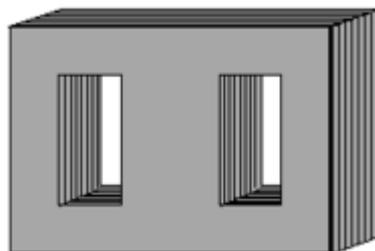


Fig. I.6. Schéma de la carcasse d'un transformateur monophasé bas de gamme.

A noter que dans les culasses qui joignent les colonnes le flux est perpendiculaire au sens de laminage. Le matériau magnétique n'est pas utilisé au mieux, l'orientation moléculaire étant défavorable au passage du flux. Il existe donc des circuits en anneau torique, constitués par l'enroulement d'une bande de tôle magnétique offrant toujours le même sens d'orientation au flux.

Ces circuits magnétiques se nomment des tores. Le bobinage des tores étant plus délicat, le prix des transformateurs toroïdaux est nettement plus élevé.

Pour les fréquences moyennes (400Hz à 5000Hz) la tôle au silicium à grains orientés en épaisseur de 10/100 mm est utilisée sous forme de circuits en "C".

Pour les fréquences moyennes et les hautes fréquences (≤ 100 kHz) l'emploi des ferrites s'impose.

Pour les fortes puissances les circuits magnétiques sont constitués avec des tôles droites ou biseautées. Ces tôles sont empilées de façon à former un noyau de toutes ces tôles en fer au silicium existant en épaisseur de 0,2-0,3-0,5 mm; elles sont, soit non isolées (pour petite puissance), soit isolées par une très fine couche de vernis. Enfin leur qualité est précisée par leurs pertes en W/kg à une induction donnée de 1 Tesla. Il existe des tôles de 0,6 W/Kg jusqu'à 2,6 W/Kg de façon courante.

I.11.2.2. Les enroulements

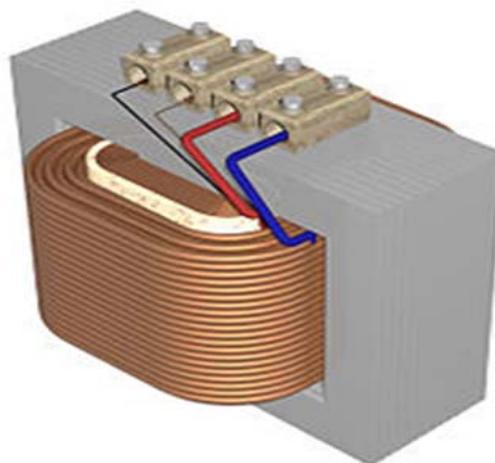


Fig. I.7. Schéma des enroulements dans un transformateur électrique

Le conducteur électrique utilisé dépend des applications, mais le cuivre est le matériau de choix pour toutes les applications à fortes puissances. Les fils électriques de chaque tour doivent être isolés les uns des autres afin que le courant circule dans chaque tour. Pour des petites puissances, il suffit d'utiliser des conducteurs amagnétiques émaillés pour assurer cette isolation ; dans les applications à plus fortes puissances mais surtout à cause d'une tension d'utilisation élevée on entoure les conducteurs de papier diélectrique imprégné d'huile minérale. Pour des fréquences moyennes et hautes on utilise des conducteurs multibrins pour limiter l'effet de peau ainsi que les pertes par courants de Foucault; tandis que pour les fortes puissances on cherche à minimiser ces pertes induites dans les conducteurs par l'emploi de fils méplats de faible épaisseur voir de véritables bandes de cuivre ou d'aluminium.

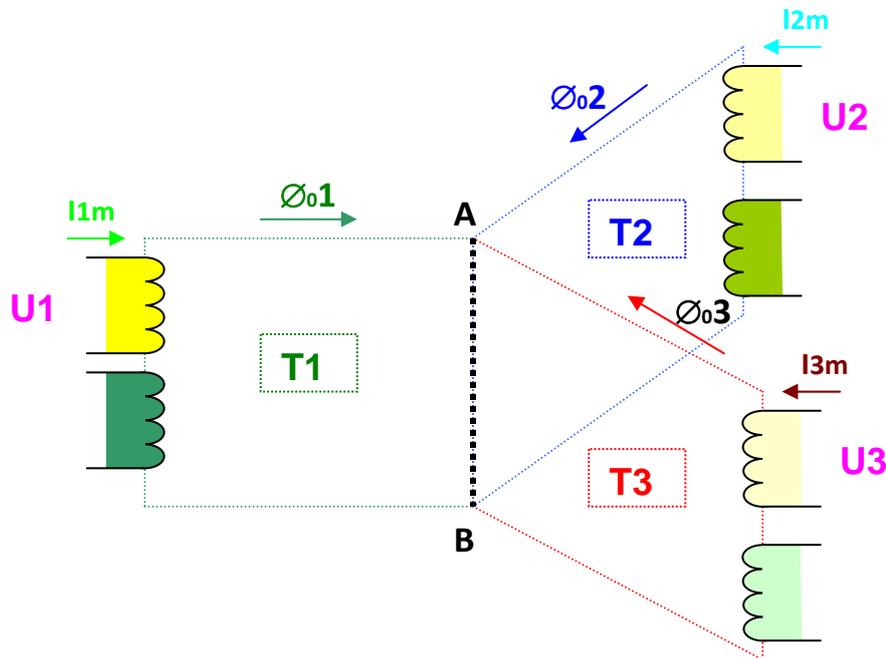
Les enroulements du primaire ou du secondaire peuvent avoir des connexions externes, appelées prise, à des points intermédiaires de l'enroulement afin de permettre une sélection de rapport de tension. Les prises peuvent être connectées à un changeur automatique de prises en charge pour le contrôle de la tension du circuit de distribution. Les transformateurs à fréquences audio, utilisés pour la distribution de l'audio à des haut-parleurs, ont des prises afin de permettre l'ajustement de l'impédance de chacun des haut-parleurs. Un transformateur à prise médiane est souvent utilisé dans les amplificateurs de puissance audio. Les transformateurs de modulation dans les transmetteurs à modulation d'amplitude sont très similaires.

I.11.3. Le transformateur triphasé

I.11.3.1. Description sommaire d'un transformateur triphasé

Dans les réseaux électriques triphasés, on pourrait parfaitement envisager d'utiliser trois transformateurs, un par phase. Dans la pratique, l'utilisation de transformateurs triphasés (un seul appareil regroupe les 3 phases) est généralisée : cette solution permet la conception de transformateurs bien moins coûteux, avec en particulier des économies au niveau du circuit magnétique. Les transformateurs monophasés ne sont en fait guère utilisés, sauf pour de très grosses puissances apparentes (typiquement supérieures à 500 MVA), où le transport d'un gros transformateur triphasé est problématique et incite à l'utilisation de 3 unités physiquement indépendantes.

Un transformateur triphasé = TROIS transformateurs MONOPHASE

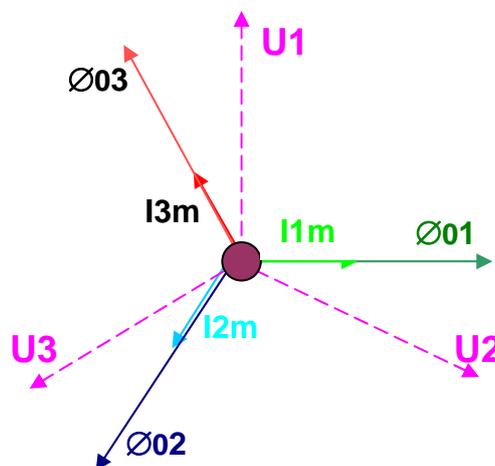


Considérons trois transformateurs monophasés identiques. Les secondaires étant ouverts, alimentons les trois bobines primaires par des tensions triphasées **U1**, **U2**, **U3** ; les bobines primaires sont alors parcourues par des courants triphasés **I1m**, **I2m** et **I3m**, respectivement déphasé de 90° sur U1, U2 et U3.

Ces courants engendrent des flux \varnothing_{01} , \varnothing_{02} et \varnothing_{03} en phase avec eux.

Quand on fait la somme vectorielle de ces flux passants dans le **noyau central A B**

$\varnothing_T = \varnothing_{01} + \varnothing_{02} + \varnothing_{03}$ comme ils sont décalés entre eux de 120° , la somme est nulle.



Donc nous pouvons éliminer le noyau AB. Le transformateur est assez encombrant, en pratique, pour le réduire, on raccourcit les traverses d'un des trois transformateurs monophasés pour en arriver à les supprimer complètement.

On obtient donc le transformateur triphasé suivant :

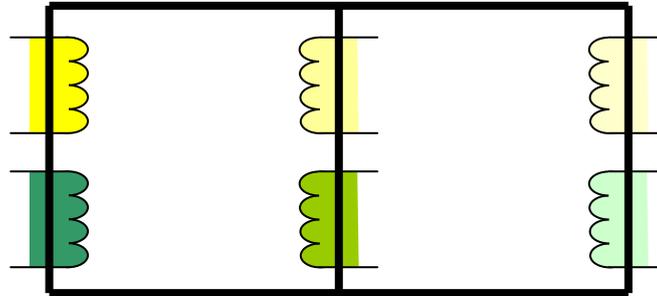


Fig. I.8. Transformateur triphasé

Le circuit magnétique du transformateur 2 est moins long que celui des transformateurs 1 et 3, donc le courant I_{2m} sera plus petit que I_{1m} et I_{3m} (20 à 30 % plus petit). En charge l'inégalité des courants est insignifiante car I_m est négligeable vis-à-vis du courant nominal I . Cette inégalité peut encore être réduite en augmentant la section des traverses par rapport à celle du noyau.

I.11. 3.2. Remarque très importante

Un transformateur triphasé doit être considéré comme l'assemblage de trois transformateurs monophasés : chaque colonne représente un transformateur ayant n_1 spires au primaire et n_2 spires au secondaire.

En conséquence, tout ce qui a été dit au sujet du transformateur monophasé (théorie, diagrammes à vide et en charge) s'applique à chacune des phases du transformateur triphasé.

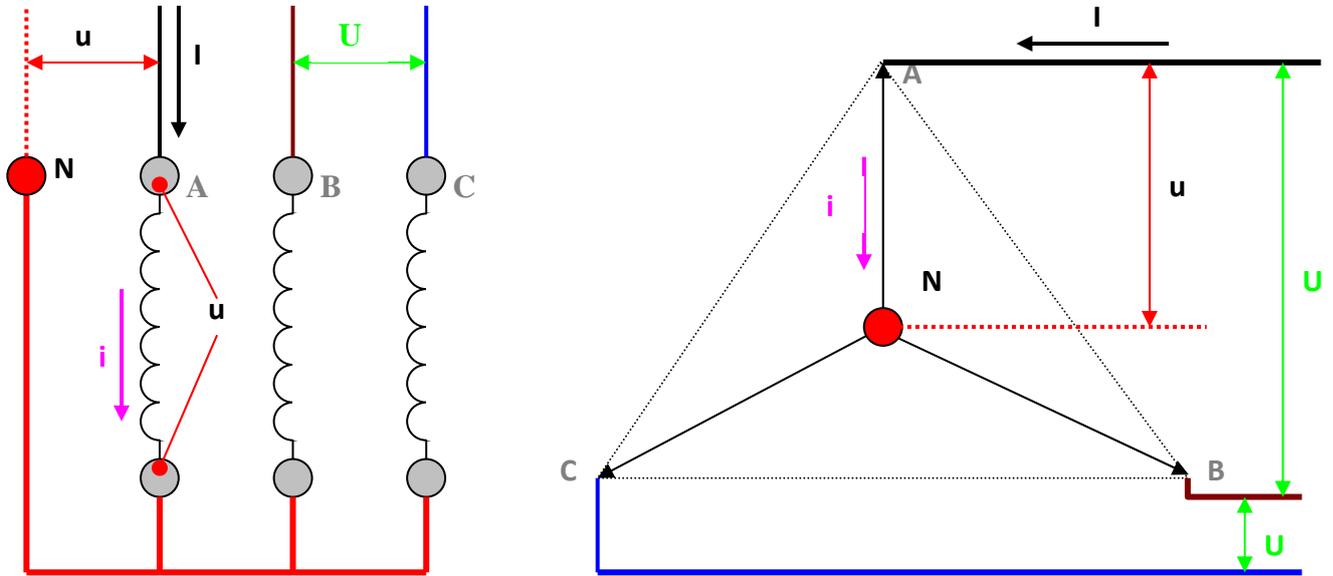
En particulier le rapport de transformation est toujours égal à : $m = n_1 / n_2$

I.11.3.3. Couplage des enroulements

Les enroulements peuvent être groupés de trois façons différentes :

- Groupement en ETOILE
- Groupement en TRIANGLE
- Groupement en ZIG-ZAG

I.11.3.3.1. Groupement en ETOILE



Constatations

Nous voyons que dans le cas du couplage étoile :

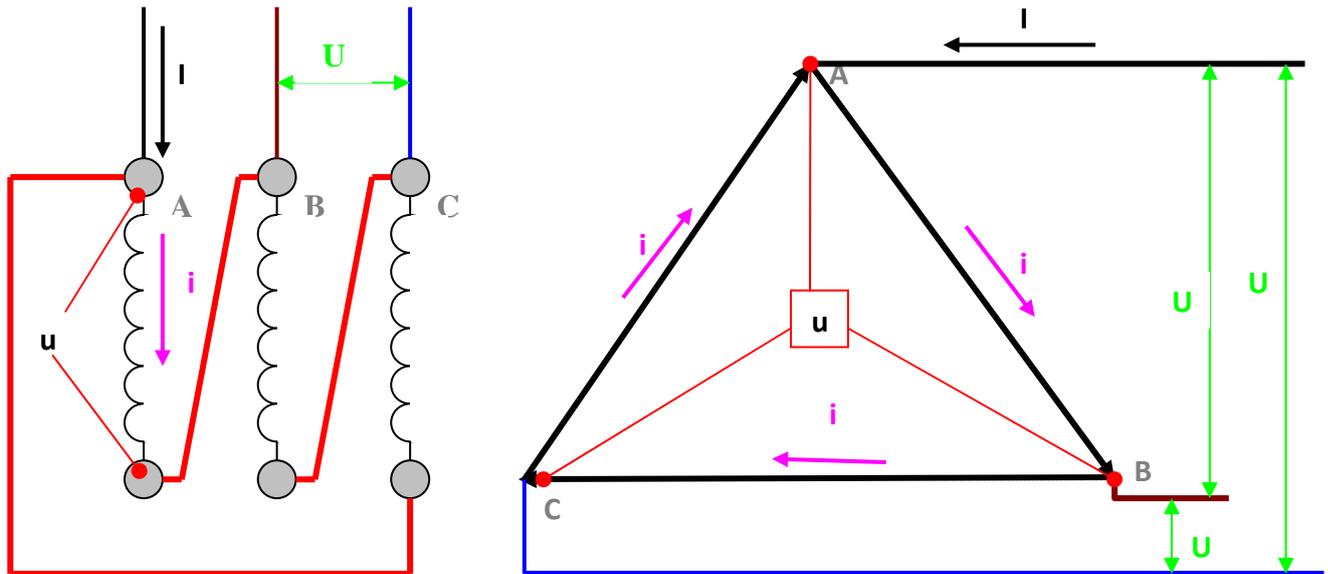
- La tension par enroulement est :

$$u = \frac{U}{\sqrt{3}}$$

- Le courant dans l'enroulement est :

$$i = I$$

I.11.3.3.2. Groupement en TRIANGLE



Constatations

Nous voyons que dans le cas du couplage triangle :

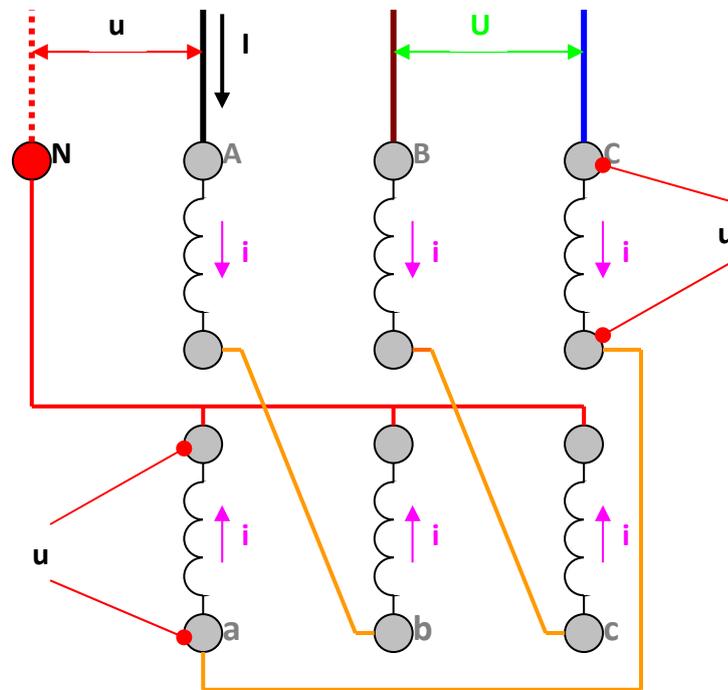
- Le courant dans l'enroulement est :

$$i = \frac{I}{\sqrt{3}}$$

- La tension par enroulement est :

$$u = U$$

I.11.3.3.3. Groupement en ZIG-ZAG



Constatations

Ce groupement est un cas particulier du groupement en étoile, où chacune des branches est constituée par deux demi-enroulements portés par des noyaux différents

Nous voyons que dans le cas du couplage Zig-Zag :

- Le courant dans l'enroulement est :

$$i = \frac{I}{\sqrt{3}}$$

- La tension par enroulement est :

$$u = \frac{U}{\sqrt{3}}$$

I.11.3.3.4. Remarques

Les lettres minuscules représentent les grandeurs de courant ou de tension dans l'enroulement.

Les lettres majuscules représentent les grandeurs de courant ou de tension de phase ou de ligne.

Pour différencier les enroulements nous utiliserons :

Au primaire les lettres majuscules (A, B, C)

Au secondaire les lettres minuscules (a, b, c)

I.11.3.4. Choix des couplages

Un couplage triangle est utilisé au primaire d'un transformateur abaisseur de tension pour la distribution électrique. Il est très utilisé dans la distribution de l'électricité. En effet, on remarque que les lignes électrique de ERDF sont composées de trois lignes, d'où le terme de ligne triphasée. Il n'y a pas de neutre

Un couplage étoile permet d'avoir accès à deux tensions différentes : la tension ligne à ligne (400 Volts en Europe) et la tension ligne à neutre (230 Volts en Europe). Il est très utilisé dans le transport de l'électricité. Il est souvent monté au secondaire des transformateurs de distribution. Permettant ainsi de raccorder le neutre à la terre au niveau du transformateur et de fournir des abonnements monophasés aux riverains.

Les transformateurs avec un couplage Zig-Zag étaient autrefois utilisés pour équilibrer le courant entre les trois phases au primaire d'un transformateur de distribution quand toute la consommation électrique d'un quartier était concentrée sur une ou deux phases

Pour un même transformateur, on peut utiliser les mêmes groupements ou des groupements différents pour les enroulements primaires et secondaires. Les plus fréquemment utilisés sont :

GROUPEMENTS	
PRIMAIRE	SECONDAIRE
ETOILE	ETOILE

Considérations (utilisation)

Ce type de couplage est favorable pour les hautes tensions. La tension par enroulement n'est que $u = U/\sqrt{3}$

Possibilité de diminuer l'isolation des lignes si l'on place le point neutre à la terre.

GROUPEMENTS	
PRIMAIRE	SECONDAIRE
TRIANGLE	TRIANGLE

Considérations (utilisation)

Ce type de couplage est favorable pour les fortes intensités. Le courant dans l'enroulement n'est que $i = I/\sqrt{3}$

Utilisation en usines.

GROUPEMENTS	
PRIMAIRE	SECONDAIRE
TRIANGLE	ETOILE

Considérations (utilisation)

Permet la distribution à quatre fils. Impossibilité de mettre le neutre haute tension à la terre.

GROUPEMENTS	
PRIMAIRE	SECONDAIRE
ETOILE	ZIG-ZAG

Considérations (utilisation)

Ce mode de groupement permet comme le précédent, une distribution quatre fils.

Ce couplage, en faisant agir chaque phase sur deux noyaux différents évite l'inconvénient du couplage étoile-étoile.

L'inconvénient est le poids du cuivre plus important car plus de spires ; donc le prix.

Ce type de couplage est utilisé pour les éclairages dans les lignes.

I.12. Régime de neutre

I.12.1. Introduction

Physiquement, le neutre est le point commun de trois enroulements montés en étoile. Il peut être sorti ou non, distribué ou non. En moyenne tension, la distribution du neutre est exceptionnelle en France; par contre, elle est très fréquente aux U.S.A. La connexion du neutre à la terre peut être réalisée directement, ou par l'intermédiaire d'une résistance ou d'une réactance.

Dans le premier cas, on dit que l'on a un neutre direct à la terre

Et dans le second cas, que le neutre est impédant.

Lorsqu'il n'existe aucune liaison intentionnelle entre le point neutre et la terre, on dit que le neutre est isolé.

I.12.2. Le rôle du régime du neutre

Dans un réseau, le régime du neutre joue un rôle très important. Lors d'un défaut d'isolement, ou de la mise accidentelle d'une phase à la terre, les valeurs prises par les courants de défaut, les tensions de contact et les surtensions sont étroitement liées au mode de raccordement du neutre à la terre.

Un neutre direct à la terre contribue à limiter les surtensions ; par contre, il engendre des courants de défaut très importants. Au contraire, un neutre isolé limite les courants de défaut à des valeurs très faibles, mais favorise l'apparition de surtensions élevées.

Un neutre direct à la terre, ou faiblement impédant, impose un déclenchement dès l'apparition du premier défaut d'isolement.

L'importance des dommages que subissent certains équipements tels que les moteurs et les alternateurs présentant un défaut d'isolement interne, est également lié au régime du neutre.

I.12.3. Conséquences du régime du neutre

Dans un réseau à neutre direct à la terre, une machine affectée d'un défaut d'isolement est fortement endommagée en raison de la valeur élevée des courants de défaut.

Dans un réseau à neutre isolé ou fortement impédant, les dommages sont au contraire réduits, mais il est nécessaire que les équipements aient un niveau d'isolement compatible avec le niveau des surtensions pouvant se développer dans ce type de réseau.

Le régime du neutre a également une influence importante sur la nature et le niveau des perturbations électromagnétiques générées dans une installation électrique.

Les schémas favorisant des courants de défaut élevés et leur circulation dans les structures métalliques des bâtiments sont très perturbateurs.

Au contraire, les schémas qui tendent à réduire ces courants et qui garantissent une bonne équipotentialité des masses sont peu perturbateurs

Le régime du neutre a également une influence importante sur la nature et le niveau des perturbations électromagnétiques générées dans une installation électrique

I.12.4. Régimes de neutre MT

Le choix du régime du neutre d'un réseau MT engage l'avenir, car chaque système entraîne l'installation de matériels spécifiques pour le niveau d'isolement, les conditions d'exploitation et d'entretien, les systèmes de protection contre les défauts.

Le système de neutre adopté doit être cohérent avec la structure du réseau MT (niveau de tension, longueur des départs, réseau souterrain ou aérien, densité de charge) et a une incidence sur les niveaux de sécurité et de qualité de service.

On rencontre ainsi à travers le monde des systèmes variés

I.12.4.1. Neutre isolé

L'intérêt de ce système est de favoriser une bonne qualité de service. En cas de défauts entre phase et terre, il permet d'éviter des déclenchements, les courants de défauts étant limités à des valeurs très faibles (sauf lorsque les départs, surtout s'ils sont constitués de câbles souterrains, sont longs et la tension de desserte élevée, auquel cas le courant capacitif devient non négligeable). Mais, pour bénéficier de cet avantage, une surveillance attentive est nécessaire de manière à éviter le maintien prolongé d'un défaut entre phase et terre ; sinon, on risquerait trop souvent l'apparition de court-circuit biphasé, en cas de nouveau défaut à la terre sur une des autres phases.

En revanche, la montée des phases saines à la tension composée nécessite l'utilisation d'un matériel sur isolé, ou bien d'un dispositif d'élimination des défauts associé à la surveillance de l'isolement entre phase et terre.

De plus, le système à neutre isolé a l'inconvénient de générer des surtensions importantes en régime transitoire (lors de manœuvres).

I.12.4.2. Mise à la terre du neutre par bobine d'extinction (dite de Petersen)

Le principe consiste à insérer, entre le point neutre du réseau et la terre, une bobine dont la réactance est telle qu'il y ait résonance, à la fréquence industrielle, avec la capacité homopolaire du réseau.

Le courant de défaut est donc nul lorsqu'un conducteur est relié accidentellement à la terre.

Ce système ne fait pas l'objet des limitations rencontrées avec le neutre isolé, mais nécessite une réadaptation de la valeur de la réactance de la bobine à chaque changement de configuration du réseau.

Il présente, sur le plan de la qualité de service, l'avantage, grâce à l'extinction spontanée des arcs engendrés sur défauts entre phase et terre, de ne pas perturber la distribution comme dans le cas du neutre isolé.

Il présente néanmoins les mêmes inconvénients, les surtensions transitoires au moment des manœuvres étant toutefois un peu moins élevées.

I.12.4.3. Neutre relié directement à la terre

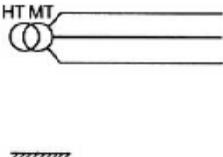
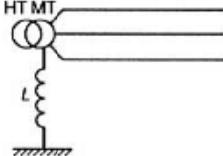
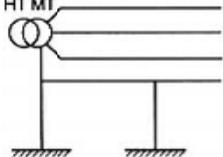
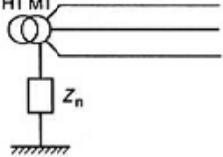
Cette technique engendre des courants de défauts entre phase et terre très importants. C'est pourquoi, pour des raisons de sécurité, afin de limiter le retour du courant par le sol, on installe un conducteur de neutre relié à la terre de proche en proche et par lequel circule une part notable du courant de défaut. Ce système présente l'avantage de minimiser les surtensions éventuelles. Il conduit à des déclenchements fréquents, mais permet une élimination sélective des défauts, en utilisant par exemple des fusibles adaptés en différents emplacements des départs. Les courants de court-circuit élevés entraînent des contraintes importantes sur les matériels. Ce système nécessite une surveillance de la continuité du conducteur de neutre. Une rupture de celui-ci serait dangereuse, entraînant de forts gradients de potentiel autour des connexions de terre, liés aux courants élevés d'écoulement à la terre. La présence du conducteur de neutre permet la réalisation de dérivations monophasées (système à neutre distribué)

I.12.4.4. Neutre relié à la terre par impédance

L'intérêt de cette impédance est de limiter les valeurs des courants de court-circuit sur défauts entre phase et terre, tout en ayant des surtensions modérées. Les valeurs relativement peu élevées des courants de défauts ne nécessitent pas l'ajout d'un conducteur de neutre.

Ce système est un compromis entre ceux décrits aux paragraphes 12.4.2 et 12.4.3, conduisant à des contraintes raisonnables de tenue des matériels aux courts-circuits et permettant un fonctionnement fiable des systèmes de protection aptes notamment à déceler les défauts résistants. Néanmoins, il conduit à des déclenchements en cas de défaut.

Le tableau suivant résume les différents régimes du neutre MT et les pays utilisateurs

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

(1) ancienne République fédérale d'Allemagne.

I.13.Réseaux MT

I.13.1Réseaux MT aérien

Ce sont essentiellement des impératifs d'ordre géographique qui ont influencé la conception technique et structurelle des réseaux aériens MT, en particulier l'étendue des territoires, la densité des populations et la puissance unitaire des clients à desservir. C'est ainsi que sont nées deux doctrines :

— la doctrine nord-américaine, à neutre distribué

— la doctrine française et, en général, européenne (à trois fils, le neutre n'étant pas distribué.

En général, les structures développées dans le monde peuvent s'apparenter à l'une ou l'autre de ces doctrines.

I.13.1.1. Réseau de type nord-américain

Cette conception est quelquefois présente dans des pays sous influence Nord-américaine (ex : Tunisie). Elle repose sur les principes suivants :

- Distribution maximale en MT, en limitant la longueur des départs BT pour réduire les pertes ;
- Distribution du neutre MT avec une mise à la terre régulière (Ex : tous les 300 mètres) ;
- Lignes MT triphasées sur l'ossature principale, avec dérivations en triphasé, biphasé ou monophasé pour les branchements MT/BT.

Un tel concept réduit les coûts des lignes, les pertes et les surtensions dues aux défauts. Mais il nécessite une grande qualité des mises à la terre du neutre.

Pour obtenir un degré de sécurité des personnes satisfaisant, il est nécessaire d'inclure de nombreux appareils MT (Fusibles, Reclosers,...). Cependant, dans certains cas, l'appareillage de protection est réduit à des fusibles de type cut-out l'investissement financier est alors limité, mais au détriment de la performance et de la sécurité (risque d'incendie).

La conception du plan de protection et contrôle-commande est complexe au niveau de la sélectivité entre les différents organes de protection.

De même, l'exploitation et la maintenance de tels réseaux sont plus contraignantes que pour les réseaux réalisés selon le schéma de l'EDF :

- Un personnel très qualifié (entretien de l'appareillage, réglage des protections,...) est nécessaire,

- Des stocks importants en rechanges (différents calibres de fusibles,...)doivent être prévus.

Cette solution se justifie surtout dans des pays de très grande superficie et d'une densité de charge faible (ex : Etats-Unis et Canada en milieu rural).

Le schéma de ce réseau est représenté sur la figure I.9.

I.13.1.2. Réseau de type européen

La conception européenne se distingue de la doctrine nord-américaine essentiellement par le fait qu'au poste source le point neutre est relié à la terre par une impédance, limitant ainsi le courant de défaut entre phase et terre. Ce choix résulte notamment de considérations axées sur la fiabilité et la sécurité des personnes. Le départ type est constitué :

— d'une ossature principale de relativement forte section (conducteurs en alliage d'aluminium de 148 mm²) et de bonne fiabilité ;

— de lignes de dérivations secondaires de section plus faible (54 mm²), de technologie allégée et économique, alimentant des grappes de plusieurs postes MT/BT

À titre d'exemple, les réseaux aériens français classiques (de conception antérieure à 1985) sont constitués de départs MT (trois fils), de structure arborescente. Ils sont équipés en conducteurs nus ou, exceptionnellement, en conducteurs isolés (par exemple en zone boisé).Le schéma de ce réseau est représenté sur la figure I.10.

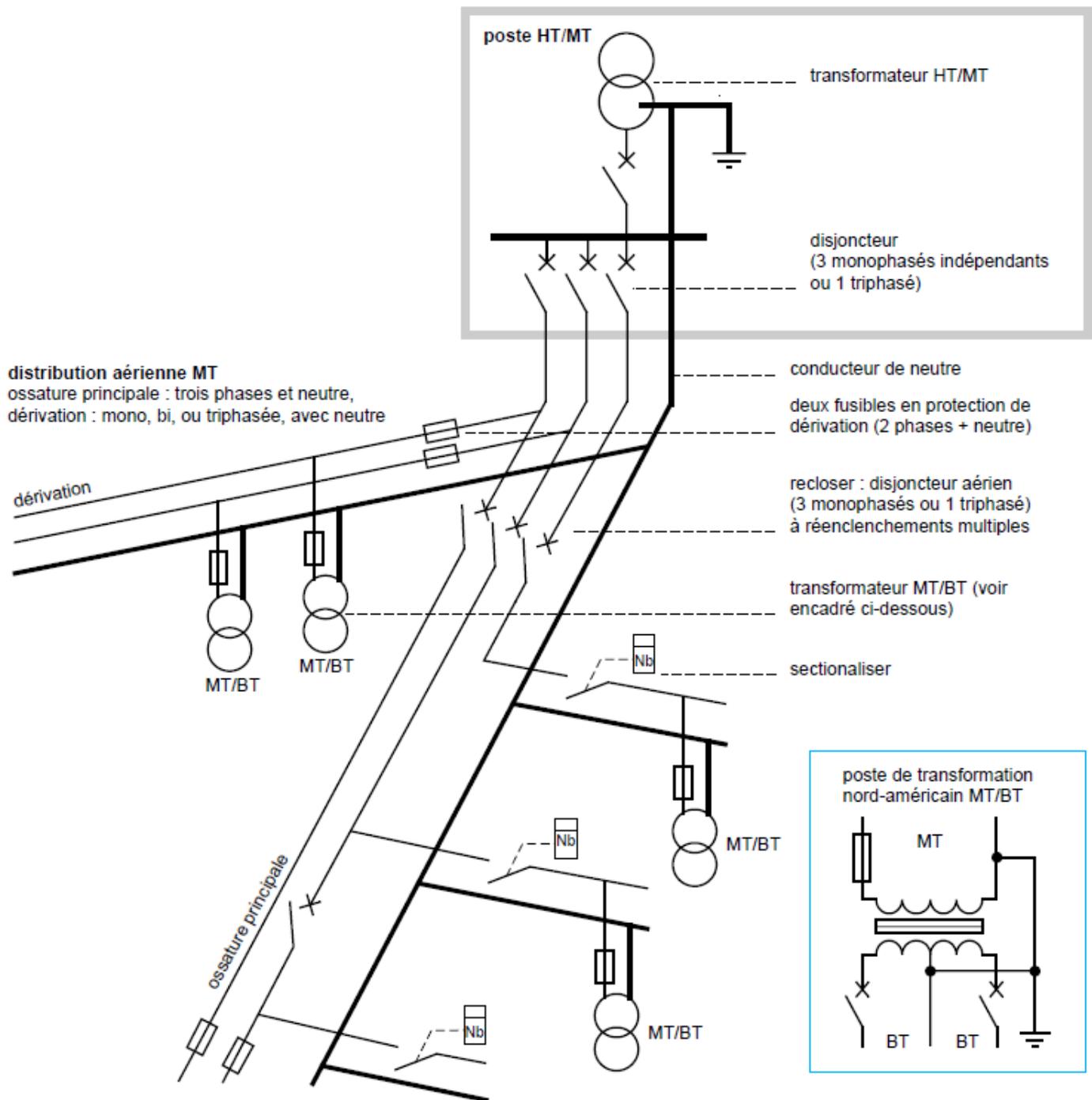


Fig. I.9. Schéma (détaillé par phase) de distribution MT aérienne nord-américaine

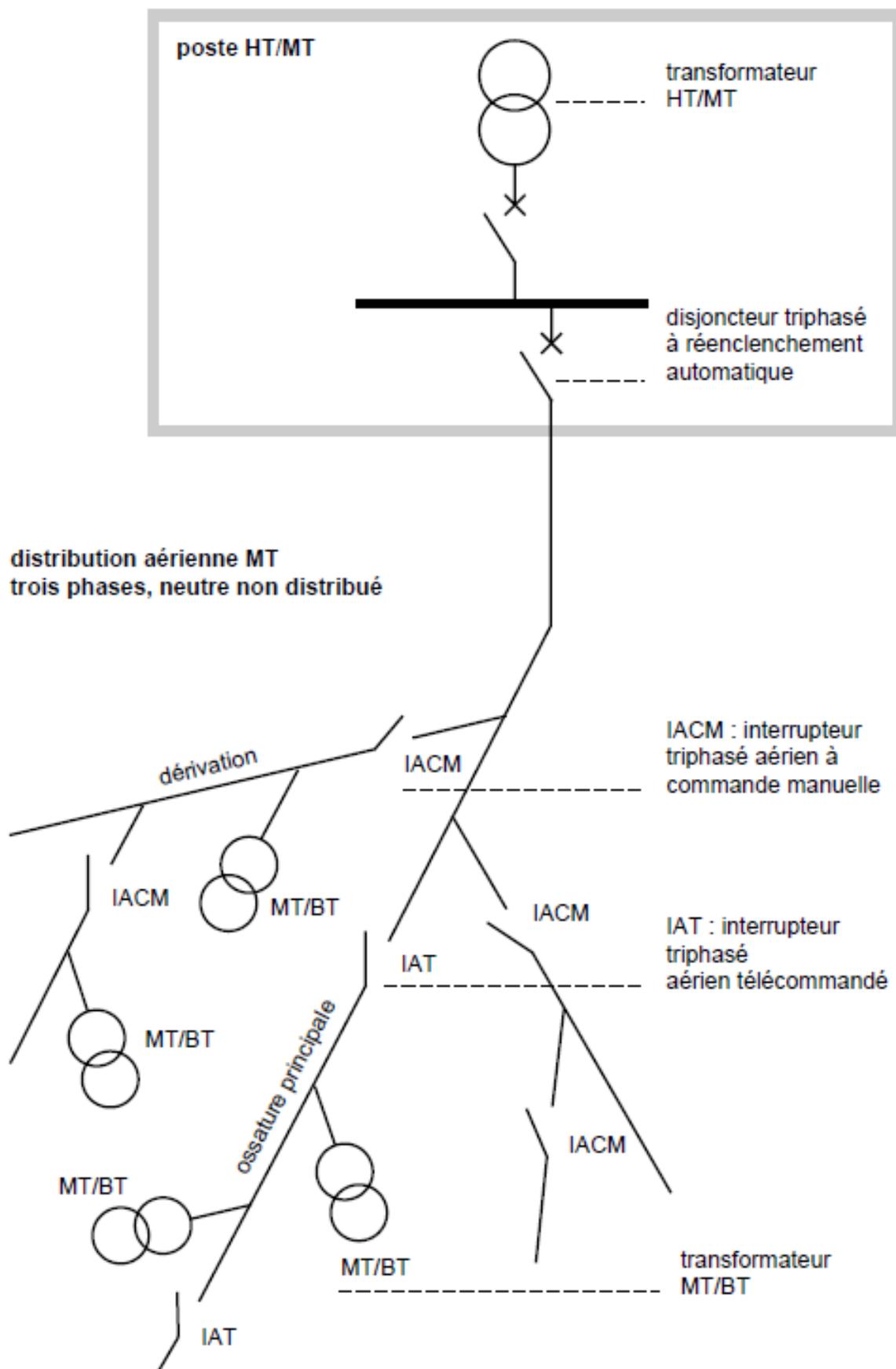


Fig. I.10. Schéma de distribution aérienne MT européen

II.1. Introduction

Toute installation électrique doit être protégée contre les courts-circuits et ceci, sauf exception, chaque fois qu'il y a une discontinuité électrique, ce qui correspond le plus généralement à un changement de section des conducteurs.

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.

II.2. Définitions

- Un court-circuit est une liaison accidentelle entre conducteurs à impédance nulle.
- Un court-circuit 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 : auto extincteur 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
- Les causes de court-circuit sont d'origines mécanique (coup de pelle, branche, animal), électrique (dégradation d'isolant, surtension), erreur humaine de l'exploitante.

II.3. Effets des courants de court-circuit

Les conséquences des courts-circuits sont souvent graves et dramatiques :

- Le court-circuit perturbe l'environnement du réseau autour du point de défaut par le creux de tension brutal qu'il entraîne,
- Il contraint à mettre hors service, par le jeu des protections appropriées, une partie souvent importante du réseau,
- Tous les matériels et liaisons (câbles, lignes) traversés par le court-circuit subissent une forte contrainte mécanique (efforts électrodynamiques) qui peut entraîner des ruptures, une contrainte thermique pouvant entraîner la fusion des conducteurs et la destruction des isolants,

- Au point de défaut se manifeste le plus souvent un arc électrique de forte énergie, dont les effets destructeurs sont très importants, et qui peut se propager très rapidement.

Malgré la probabilité de plus en plus faible d'apparition d'un court-circuit dans les installations modernes, bien conçues et bien exploitées, les conséquences graves qui peuvent en résulter incitent à tout mettre en œuvre pour détecter et éliminer très rapidement tout court-circuit.

La connaissance de la valeur du courant de court-circuit en différents points du réseau est une donnée indispensable pour définir les câbles, jeux de barres et tous matériels d'interruption et de protection ainsi que leurs réglages.

II.4. Caractérisation des courts-circuits

Plusieurs types de courts-circuits peuvent se produire dans un réseau électrique

- **court-circuit triphasé** : il correspond à la réunion des trois phases ; il est celui provoquant généralement les courants les plus élevés
- **court-circuit monophasé terre** : il correspond à un défaut entre une phase et la terre ; il est le plus fréquent
- **court-circuit biphasé isolé** : il correspond à un défaut entre deux phases sous tension composée. Le courant résultant est plus faible que dans le cas du défaut triphasé, sauf lorsqu'il se situe à proximité immédiate d'un générateur
- **court-circuit biphasé terre** : il correspond à un défaut entre deux phases et la terre

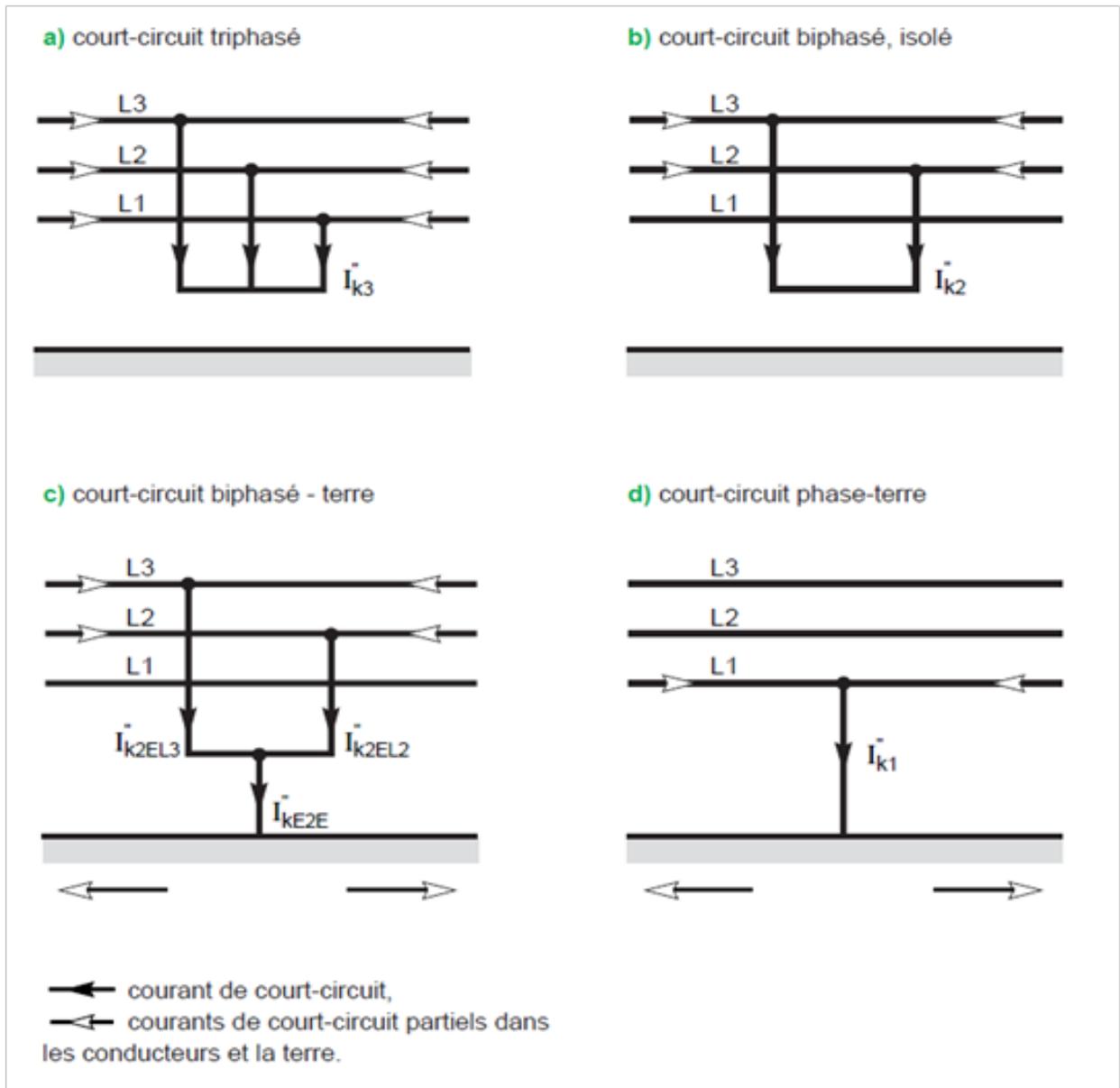


Fig.-II.1- les différents courts-circuits et leurs courants

Le courant de court-circuit en un point d'un réseau s'exprime par la valeur efficace I_k (en kA) de sa composante alternative.

II.5. La valeur maximale du courant de court-circuit

La valeur instantanée maximale que peut atteindre le courant de court-circuit est la valeur de crête de la première demi-alternance. Cette valeur de crête peut être beaucoup plus élevée que deux fois I_k en raison de la composante continue IDC amorti qui peut se superposer à la composante alternative.

Cette composante continue dépend de la valeur instantanée de la tension à l'instant initial du court-circuit, et des caractéristiques du réseau. Ce dernier est défini par la puissance de court-circuit, selon l'expression :

$$S_{cc} = 3 \cdot U_n \cdot I_k \text{ (en MVA).}$$

Cette valeur fictive n'a aucune réalité physique ; c'est une grandeur conventionnelle pratique assimilable à une puissance apparente.

II.6. Choix du courant maximal de court-circuit

De court-circuit P_{cc} maximal admissible est une caractéristique essentielle à prendre en compte lors de la conception d'un réseau de distribution, les conséquences qui en découlent étant particulièrement importantes. Le choix du courant de court-circuit maximal admissible est un compromis technico-économique.

Une puissance de court-circuit P_{cc} élevée a des avantages et des inconvénients.

Au titre des avantages :

— elle permet d'atténuer l'influence des clients susceptibles de faire remonter des perturbations sur le réseau, le rapport des impédances du réseau amont et du client perturbateur étant diminué ; cela permet donc d'améliorer la pureté de l'onde de tension ;

— elle favorise le bon fonctionnement des télécommandes centralisées du type signal porteur à 175 ou 188 Hz superposé à la tension à 50 Hz du réseau d'énergie

Par ailleurs, sur des réseaux conçus pour supporter une valeur importante de P_{cc} , il est possible d'utiliser, pour les postes sources, des transformateurs de puissances élevées (de faible impédance interne), sans avoir à mettre en place des dispositifs de limitation des courants de court-circuit (tels que des réactances limitatives insérées en série en sortie de transformateur).

Introduction aux courants de courts-circuits Chapitre II

L'augmentation des densités de charges à desservir à tendance à accroître corrélativement l'intérêt d'une valeur admissible élevée de Pcc (aspect économique).

Au titre des inconvénients, une valeur élevée de Pcc a des conséquences néfastes sur les éléments constitutifs du réseau lors de courts-circuits éventuels, puisqu'elle se traduit par :

— des effets d'échauffement, dus à l'arc et aux surintensités dans les circuits alimentant le défaut ;

— des effets électrodynamiques dans les conducteurs traversés par les courants de défauts.

Ces effets sont proportionnels au carré du courant de court-circuit, mais ils dépendent aussi de la durée du passage du courant. Il faut prendre en compte une durée de l'ordre 0,1_0,3 seconde pour l'élimination du défaut, afin de permettre un fonctionnement sélectif des protections.

Il y a lieu de noter également des effets d'induction pouvant affecter les lignes de télécommunication et autres canalisations avoisinantes (gaz, par exemple).

III.1. Introduction

Le problème considéré dans ce chapitre est l'étude d'un défaut créé dans un poste d'un réseau électrique. Le schéma du réseau à étudier est représenté sur la figure III.1. On étudie les courts-circuits triphasés et monophasé ayant lieu par exemple sur les jeux de barres de BT du poste P 3 (point k) et les surtensions lors de déclenchements de ces formes de courts-circuits

III.2. Schéma électrique équivalent

A partir du schéma de calcul, on construit le schéma équivalent sur lequel on change toutes les liaisons magnétiques par des liaisons électriques.

Sur le schéma équivalent, on représente les sources pas F.E.M (Force Electromotrice) et leurs réactances d'induction internes, tous les autres éléments à savoir : les transformateurs, les lignes, ...etc..., sont remplacés uniquement par leurs réactances d'induction internes. Le schéma équivalent du schéma de réseau a étudié est représenté sur la figure III.2.

Les calculs des courants de défauts triphasés dans le réseau électrique considéré se font par l'utilisation des valeurs relatives car le réseau électriques considéré a une tension nominale supérieure à 1000V.

Dans ce dernier cas, les valeurs relatives doivent être réduites à la condition de base (**les conditions de point court-circuit**).

Pour calculer les courants de courts-circuits triphasés on utilise les quatre (4) grandeurs suivantes :

S : Puissance apparente en (MVAR)

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

Tel que :

P : Puissance active en (MW)

Q : puissance réactive en (MeV)

U : Tension composé en (kV)

I : Intensité du courant électrique en (kA)

X : Réactance en (Ω)

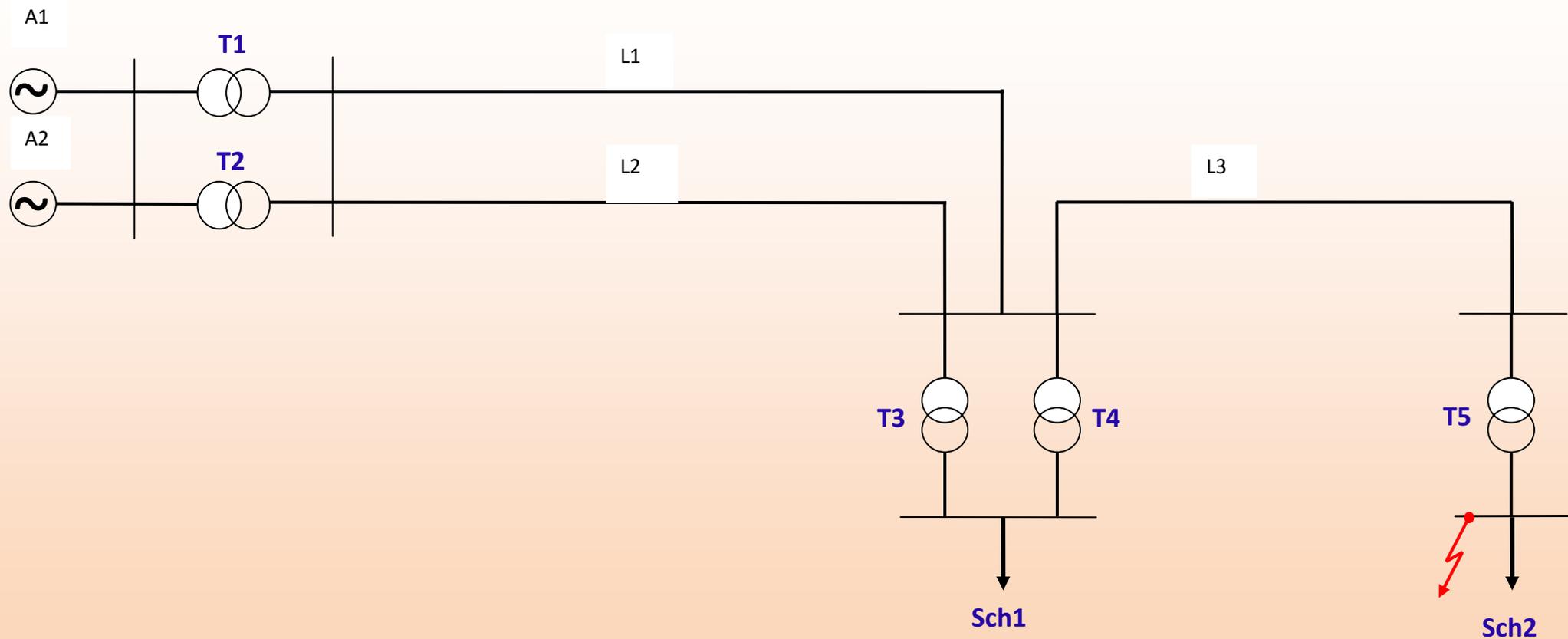


Fig.III.1. schéma du réseau électrique a étudié

Pour déduire ces valeurs relatives à la condition de base, il faut choisir quatre (4) grandeurs de base :

S_b : Puissance apparente de base

U_b : Tension composée de base

I_b : Intensité du courant électrique de base

X_b : Réactance de base

$$S_b^* = \frac{S}{S_b} \quad S_b^* : \text{Puissance de base relative}$$

$$U_b^* = \frac{U}{U_b} \quad U_b^* : \text{Tension de base relative}$$

$$I_b^* = \frac{I}{I_b} \quad I_b^* : \text{Intensité de base relative}$$

$$X_b^* = \frac{X}{X_b} = X \frac{U_b^2}{S_b} \quad X_b^* : \text{Réactance de base relative}$$

Il suffit de choisir deux(2) grandeurs de base, les autres peuvent être déduites par calcul.

Généralement on choisit arbitrairement : S_b et U_b

Pour la puissance de base S_b , il commode d'utiliser les valeurs 10, 100, 1000 MVA.

Pour la tension de base U_b , on utilise les valeurs moyennes des tensions nominales des points de court-circuit :

0,4 ; 3,15 ; 6,3 ; 10,5 ; 13,8 ; 15,75 ; 18 ; 20 ; 24 ; 37 ; 115 ; 154 ; 230 ; 340;515 ; 770 KV

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b}$$

$$X_b = \frac{U_b}{\sqrt{3}I_b} = \frac{U_b^2}{S_b}$$

Si on utilise les valeurs nominales comme des valeurs de base, on aura :

$$S_n^* = \frac{S}{S_n} \quad S_n^* : \text{Puissance de base nominale}$$

$$U_n^* = \frac{U}{U_n} \quad U_n^* : \text{Tension de base nominale}$$

$$I_n^* = \frac{I}{I_n} \quad I_n^* : \text{Intensité de base nominale}$$

$$X_n^* = \frac{X}{X_n} = X \frac{U_n^2}{S_n} \quad X_n^* : \text{Réactance de base nominale}$$

D'où :

$$S = S_n S_n^*$$

$$U = U_n U_n^*$$

$$I = I_n I_n^*$$

$$X = X_n^* \frac{S_n}{U_n^2}$$

Sachant que : $U_b = U_n$ alors :

$$U_b^* = \frac{U}{U_b} = \frac{U_n U_b}{U_b} = U_n^*$$

$$I_b^* = \frac{I}{I_b} = \frac{I_n I_n^*}{I_b} = I_n^* \frac{\frac{S_n}{\sqrt{3}U_n}}{\frac{S_b}{\sqrt{3}U_b}} = I_n^* \frac{S_n}{S_b}$$

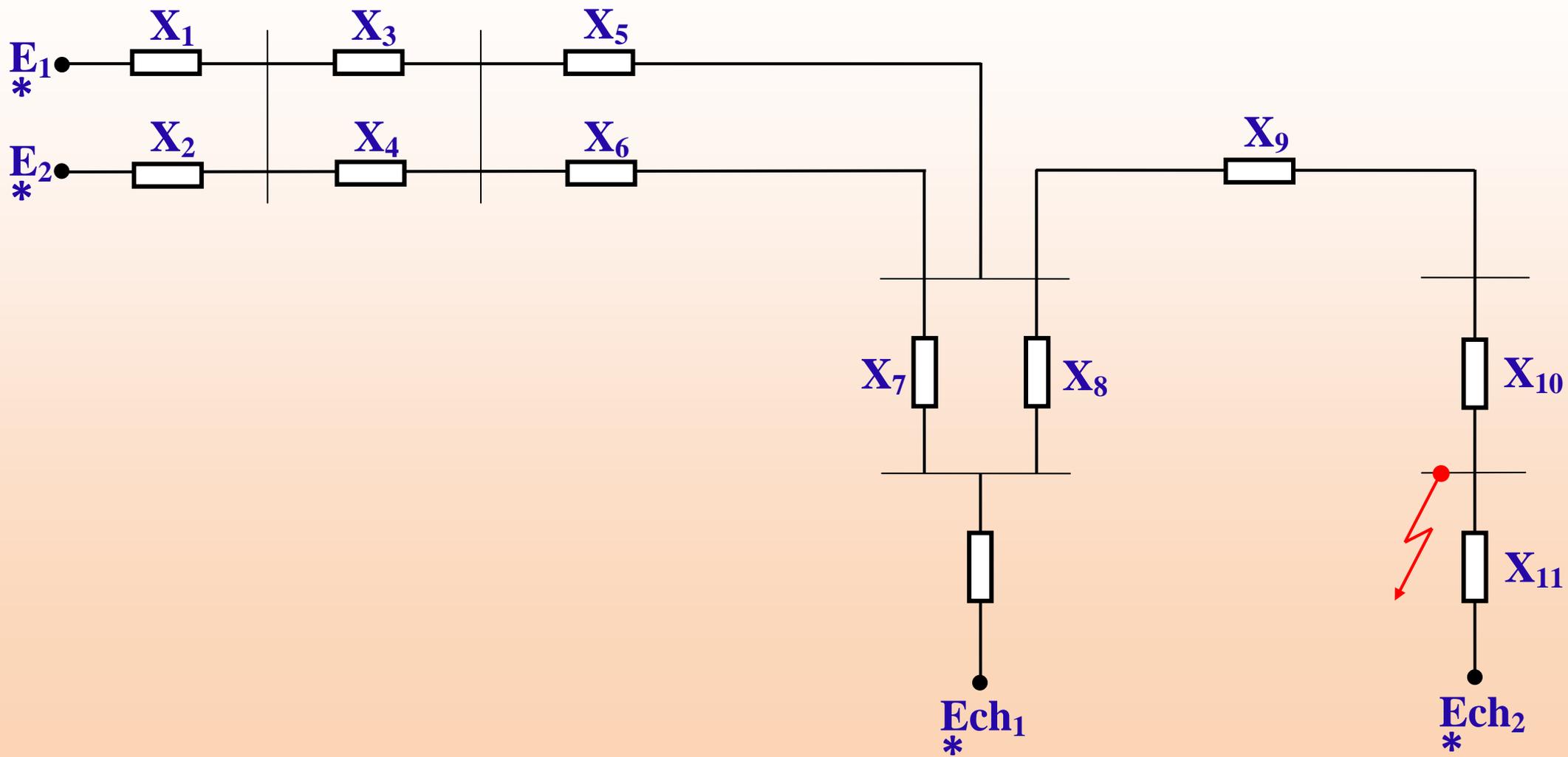
$$X_b^* = X \frac{U_b^2}{S_b} = X_n^* \frac{S_n}{U_n^2} \frac{U_b^2}{S_b} = X_n^* \frac{S_n}{S_b}$$

On a donc :

$$U_b^* = U_n^*$$

$$I_b^* = I_n^* \frac{S_n}{S_b}$$

$$X_b^* = X_n^* \frac{S_n}{S_b}$$



III.3. Lignes électriques aériennes et câbles

Les lignes aériennes et les câbles sont caractérisés par leurs réactances d'inductance et réactances de capacité. Dans les calculs des courts circuits, on peut utiliser les valeurs illustrées dans le tableau suivant :

Tension (KV)		X_0 (Ω /Km)	$B_0 \cdot 10^{-6}$ ($1/\Omega \cdot \text{Km}$)
L.E.A	6 – 220	0,40	2,70
	220 – 500	0,32	3,60
	500	0,30	3,78
	750	0,28	4,00
Câbles	6 – 10	0,08	—
	35	0,12	—
	110	0,18	—

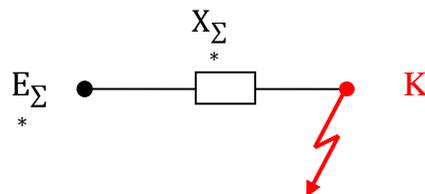
Pour les lignes de longueur inférieure à 150 Km et de tension inférieure ou égale à 220 KV, on néglige les capacités de ces lignes et on calcul X_l comme suit :

$$X_l = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_b}{U_b^2}$$

Pour les lignes de longueur supérieure à 150 Km et de tension supérieure à 220 kV, il faut tenir compte de leurs capacités et dans le calcul on introduit le schéma équivalent de la forme **T** ou π dans le schéma de calcul.

Les transformations du schéma :

Pour trouver X_Σ il faut simplifier le schéma considéré jusqu'à avoir le schéma suivant :



Le courant de court-circuit triphasé se calcul par la formule suivante :

$$I_{cc} = I_b \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma}^*}$$

III.4. Donnés sur le réseau électrique considéré

III.4.1. Les alternateurs A1 et A2

Puissance active nominale $P_n = 63MWT$

Facteur de puissance $\cos\varphi = 0,8$

Réactance directe $X_d = 0,2$

Tension nominale $U_n = 10,5KV$

III.4.2. Les transformateurs T1, T2, T3, T4 et T5

Puissance apparente nominale $S_n = 40MVA$

Tension nominale $U_n = 115/10,5KV$

Tension de court-circuit $U_{cc} = 10,5\%$

III.4.3. Les lignes l1 et l2

Type AA-150

Longueur $L = 100 \text{ Km}$

$r_0 = 0,21\Omega/Km$

$x_0 = 0,4\Omega/Km$

$b_0 = 2,71 \cdot 10^{-6} \text{ 1}/\Omega \cdot Km$

III.4.4. La ligne l3

Type AA-95

Longueur $L = 60 \text{ Km}$

$$r_0 = 0,33 \Omega / \text{Km}$$

$$x_0 = 0,4 \Omega / \text{Km}$$

$$b_0 = 2,71 \cdot 10^{-6} \text{ 1}/\Omega \cdot \text{Km}$$

III.4.5. La charge 1

$$S_n = 18 \text{ MVA}$$

$$X_{ch} = 0,35$$

III.4.6. La charge 2

$$S_n = 15 \text{ MVA}$$

$$X_{ch} = 0,35$$

III.5. Calcul de courant de court-circuit triphasé**III.5.1. Calcul des valeurs relatives des réactances****III.5.2. Choix des valeurs de bases**

$$S_b = 100 \text{ MVA}$$

$$U_b = U_K = 10,5 \text{ V}$$

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,505 \text{ KA}$$

$$E_1^* = E_2^* = 1$$

$$X_1^* = X_2^* = X_{al}^* = X_d'' \frac{S_b}{S_n}$$

$$X_{1*} = X_{2*} = X_{al*} = 0,2 \frac{100}{78,75} = 0,254$$

$$X_{3*} = X_{4*} = X_{tr*} = \frac{U_{cc} S_b}{100 S_n}$$

$$X_{3*} = X_{4*} = X_{tr*} = \frac{10,5}{100} \frac{100}{40} = 0,263$$

$$X_{5*} = X_{6*} = X_{l1*} = X_0 l_1 \frac{S_b}{U_b^2}$$

$$X_{5*} = X_{6*} = X_{l1*} = 0,4 \cdot 100 \frac{100}{115^2} = 0,302$$

$$X_{9*} = X_{l2*} = X_0 l_2 \frac{S_b}{U_b^2}$$

$$X_{9*} = X_{l2*} = 0,4 \cdot 60 \frac{100}{115^2} = 0,18$$

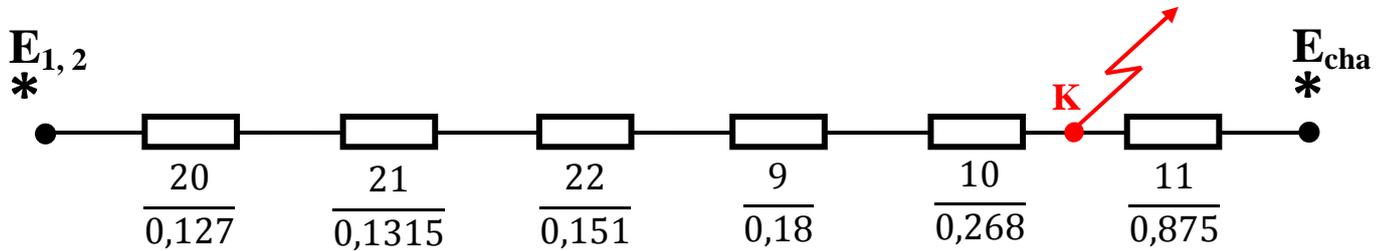
$$X_{10*} = X_{tr5*} = \frac{U_{cc} S_b}{100 U_b^2}$$

$$X_{10*} = X_{tr5*} = \frac{10,5}{100} \frac{100}{40} = 0,263$$

$$E_{ch*} = 0,85$$

$$X_{11*} = X_{ch*} = X_{ch} \frac{S_b}{S_n}$$

$$X_{11}^* = X_{ch}^* = 0,35 \frac{100}{40} = 0,875$$



$$X_{20}^* = \frac{X_1^*}{2} = \frac{0,254}{2} = 0,127$$

$$X_{21}^* = \frac{X_3^*}{2} = \frac{0,263}{2} = 0,1315$$

$$X_{22}^* = \frac{X_5^*}{2} = \frac{0,302}{2} = 0,151$$

$$X_{23}^* = X_{20}^* + X_{21}^* + X_{22}^* + X_9^* + X_{10}^*$$

$$X_{23}^* = 0,127 + 0,1315 + 0,151 + 0,18 + 0,263 = 0,8525$$

$$I_{cc1} = I_b \frac{E_{1,2}}{X_{23}^*} = 5,505 \frac{1}{0,8525}$$

$$I_{cc1} = 6,458 \text{ KA}$$

$$I_{cc2} = I_b \frac{E_{ch}}{X_{11}^*} = 5,505 \frac{0,85}{0,875}$$

$$I_{cc2} = 5,348 \text{ KA}$$

$$I_{cc} = I_{cc1} + I_{cc2} = 6,458 + 5,348$$

$$I_{cc} = 11,806 \text{ KA}$$

C'est la valeur initiale de composante périodique

La composante apériodique se calcul par la formule suivante

$$i_{ap} = \sqrt{2} I_{cc} e^{-0,01/T}$$

Pour T=0,01

$$i_{ap} = \sqrt{2} 11,806 e^{-1} = 6,160 \text{ KA}$$

La valeur maximale

$$I_{max} = \sqrt{2} I_{cc} (1 + e^{-\frac{0,01}{T}})$$

$$I_{max} = \sqrt{2} 11,806 (1 + e^{-1}) = 22,857 \text{ KA}$$

III.6. Calcul de courant de court-circuit monophasé

Pour calculer le courant de court-circuit monophasé on prend les lignes 11 et 12 comme une seule ligne à deux circuits, alors : $x_0 = 4,7x_d$ et on prend la ligne 13 étant une seule ligne donc $x_0 = 3x_d$.

Avec :

x_d : Réactance directe

x_0 : Réactance homopolaire

x_i : Réactance inverse

$x_i = x_d$

Le schéma de calcul est donné sur la figure III .3

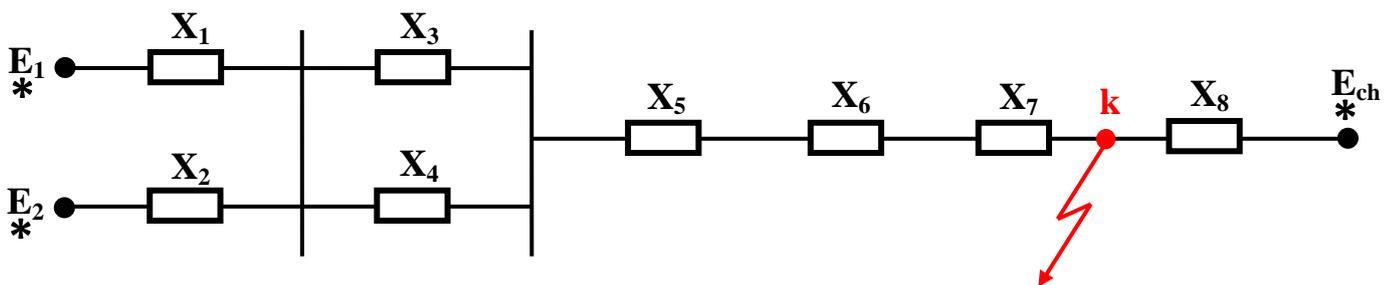


Fig.III.3 Schéma de calcul de courant de court-circuit monophasé

III.6.1. Calcul de la réactance homopolaire équivalente

$$x_{oT1} = x_{oT2} = x_1 = 0,263$$

$$x_{ol1} = x_{ol2} = x_3 = 4,7 * 0,302 = 1,4194$$

$$x_{ol3} = x_5 = 3 * 0,18 = 0,54$$

$$x_{oT5} = x_{6,7} = 2 * 0,263 = 0,526$$

$$x_{och} = x_8 = 0,875$$

$$x_{oT1T2} = \frac{0,263}{2} = 0,1315$$

$$x_{ol1l2} = \frac{1,4194}{2} = 0,7097$$

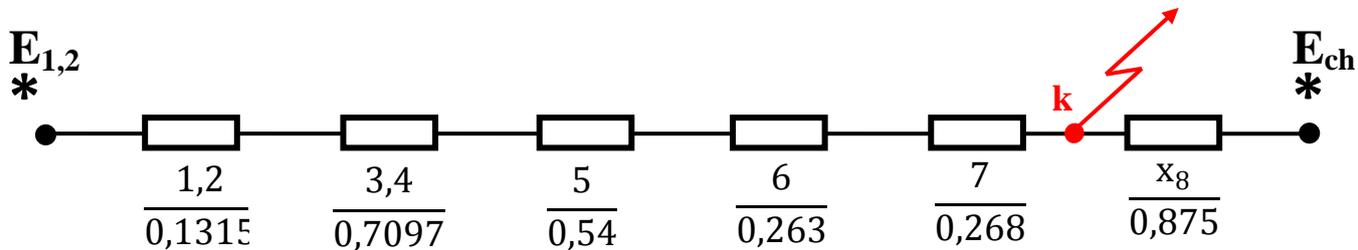


Fig. III.4 Schéma de calcul simplifié

$$x_{o1} = x_{oT1T2} + x_{ol1l2} + x_{ol3} + x_{oT5}$$

$$x_{o1} = 0,1315 + 0,7097 + 0,54 + 0,526 = 1,9072$$

$$x_o = \frac{x_o \varepsilon_1 x_{och}}{x_o \varepsilon_1 + x_{och}}$$

$$x_o = \frac{1,9072 * 0,875}{1,9072 + 0,875} = 0,5998$$

Le courant de court-circuit monophasé se calcul par la formule suivante :

$$I_{cc} = 3 I_d$$

$$\text{Avec : } I_d = \frac{E_d}{X_d + X_i + X_o}$$

$$E_d = E_{ph} = 1$$

$$I_d = \frac{1}{0,4318 + 0,4318 + 0,5998}$$

$$I_d = 0,683 \text{ KA}$$

$$I_{cc} = 3 * 0,683 = 2,050 \text{ KA}$$

I. Définitions

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

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

Leur caractère varié et aléatoire les rend difficiles à caractériser et n'autorise qu'une approche statistique en ce qui concerne leur durée, leurs amplitudes et leurs effets.

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

Les perturbations peuvent conduire à :

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

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

Les surtensions sont classées selon plusieurs critères, dans notre étude on s'intéresse au classement selon la localisation de l'origine de la surtension, à savoir **interne** ou **externe** au réseau électrique, et plus spécifiquement, on s'intéresse aux **surtensions internes** qui sont :

- La surtension de ferrorésonance ;
- La surtension de manœuvre ;
- La surtension d'amorçage d'arc.

IV.2. Surtension par ferrorésonance

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

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

$$(U_L - 1 / CW . i) = f(i) ;$$

- La première est une droite de pente $1 / CW$
- La seconde présente un coude de saturation,
- Et la dernière permet de visualiser deux points de fonctionnement (O et B) pour lesquels la tension aux bornes de l'ensemble LC est nulle et deux autres points de fonctionnement stables M et P ; N est un point d'équilibre instable.

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

Ces surtensions, font apparaître un risque de claquage diélectrique, ainsi qu'un danger pour les éventuels récepteurs en parallèle sur C . Mais généralement, les puissances mises en jeu sont assez réduites ($1/2 C V^2$ avec C faible), et ne sont susceptibles d'endommager que les matériels fragiles. C'est au concepteur de matériel d'évaluer et de limiter ce risque.

Note

La ferrorésonance, dépendant de la variable, peut se produire pour une large bande de fréquence.

Une démonstration analogue peut être réalisée dans un cas de résonance parallèle.

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

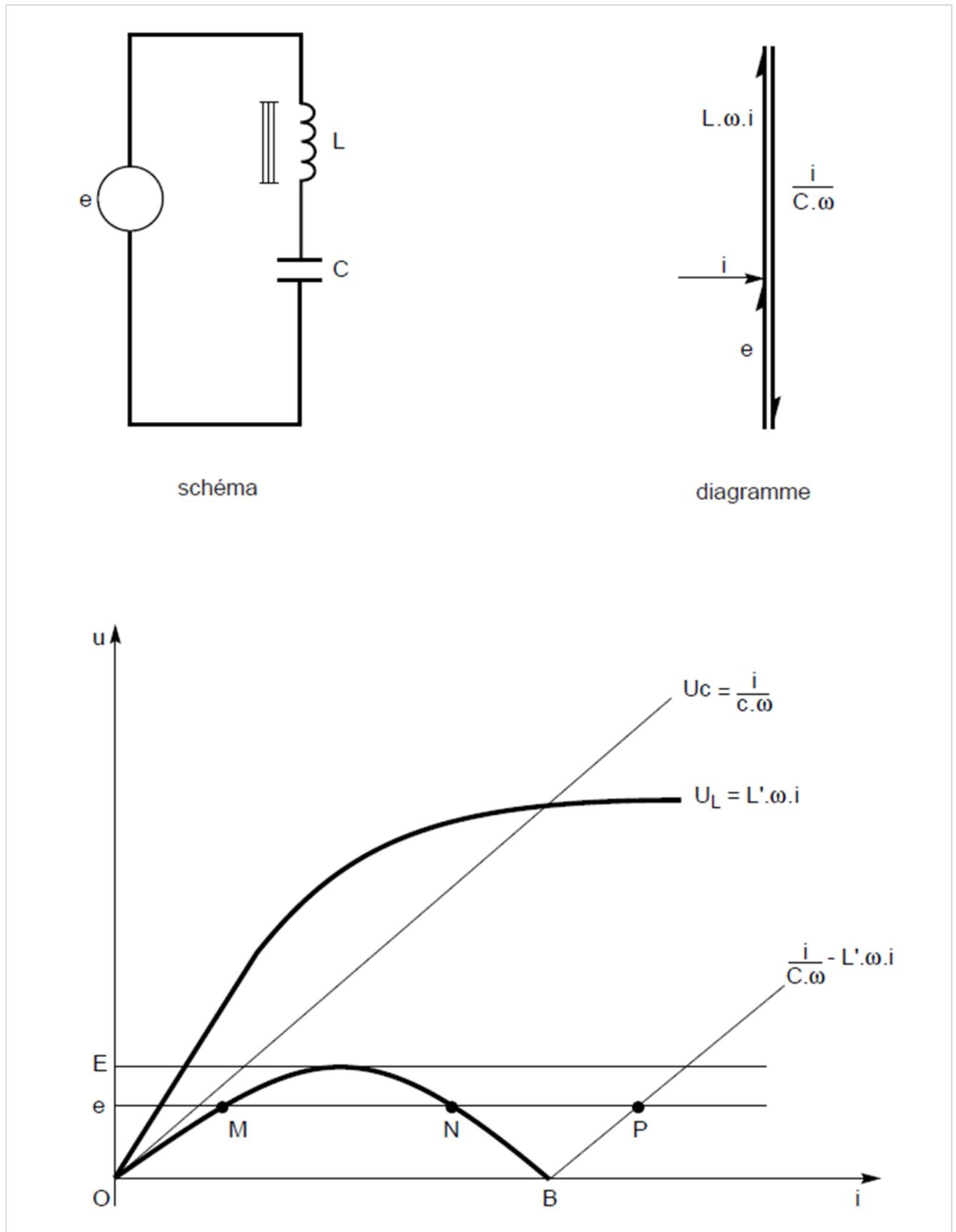


Fig.-IV.1- Principe de la ferrorésonance

IV.3. Surtensions de manœuvre

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

IV.3.1. Surtension de commutation en charge normale

Une charge «normale» à un facteur de puissance supérieur à 0,7.

La coupure ou l'établissement des courants de charge ne posent pas de problème majeur car les disjoncteurs fonctionnent quand ces courants passent à zéro

Le coefficient de surtension (rapport de l'amplitude de la tension transitoire et de la tension de service) varie entre 1,2 et 1,5 mais la coupure brusque d'un courant inductif ou capacitif crée des surtensions considérables.

IV.3.2. Surtensions provoquées par l'établissement et l'interruption de petits courants inductifs

Ce type de surtension a trois phénomènes générateurs :

L'arrachement du courant, le réamorçage et le préamorçage.

Le schéma de la figure IV.2 représente un réseau alimentant une charge à travers un disjoncteur et comporte :

- une source de tension sinusoïdale d'inductance $L1$ et de capacité $C1$,
- un disjoncteur D , non dissociable de ses éléments parasites $Lp1$ et $Cp1$,
- une charge inductive $L2$ dont on ne peut ignorer la capacité répartie symbolisée par un condensateur $C2$,
- enfin, une inductance de ligne $L0$, généralement négligeable.
- arrachement du courant Lors de la coupure de courants de faibles valeurs, notablement inférieurs au courant nominal du disjoncteur, l'arc qui apparaît occupe un faible volume. Il est soumis à un refroidissement important lié à la capacité du disjoncteur à interrompre des courants très supérieurs. De ce fait, il devient instable et sa tension peut présenter des variations relatives importantes, alors que sa valeur absolue reste très inférieure à la tension du réseau (cas du SF6 ou du vide).

Ces variations de f.e.m. peuvent générer dans les capacités proches, parasites ou volontaires, des courants oscillatoires dont la fréquence est élevée : l'amplitude de ces courants peut devenir non négligeable devant le courant 50 Hz et atteindre 10 % de sa valeur. La superposition du courant 50 Hz et de ce courant haute fréquence dans le disjoncteur va entraîner l'existence de plusieurs passages à zéro du courant, au voisinage du zéro de l'onde fondamentale.

Le disjoncteur, peu sollicité par ces courants de faibles valeurs, est souvent capable de couper au premier zéro de courant qui se présente. A cet instant, les courants dans les circuits du générateur et de la charge ne sont pas nuls. La valeur instantanée i de l'onde 50Hz lors de l'extinction de l'arc est dite «courant arracher». En fonction de la nature des impédances mises en jeu, résistives ou inductives essentiellement, l'énergie piégée dans le circuit diffère. Dans le cas de petits courants inductifs, nous avons une charge présentant une inductance élevée qui, à l'instant d'extinction de l'arc, aura une énergie donnée par $:\frac{1}{2}L_2I^2$

Le circuit L2 C2 se retrouve en régime d'oscillations libres, peu amorti, et la valeur crête V de la tension qui apparaîtra aux bornes de C2 est approchée par l'hypothèse de conservation d'énergie $:\frac{1}{2}L_2I^2 = \frac{1}{2}C_2V^2$

Si C2 n'est constituée que de capacités parasites par rapport aux masses, la valeur de V peut devenir dangereuse pour les isollements présents dans les matériels (disjoncteur ou charge). Le circuit du générateur a un comportement équivalent, mais sa self est généralement très inférieure et les tensions apparaissant aux bornes de C1 sont donc plus faibles.

IV.3.2.1. Le réamorçage

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

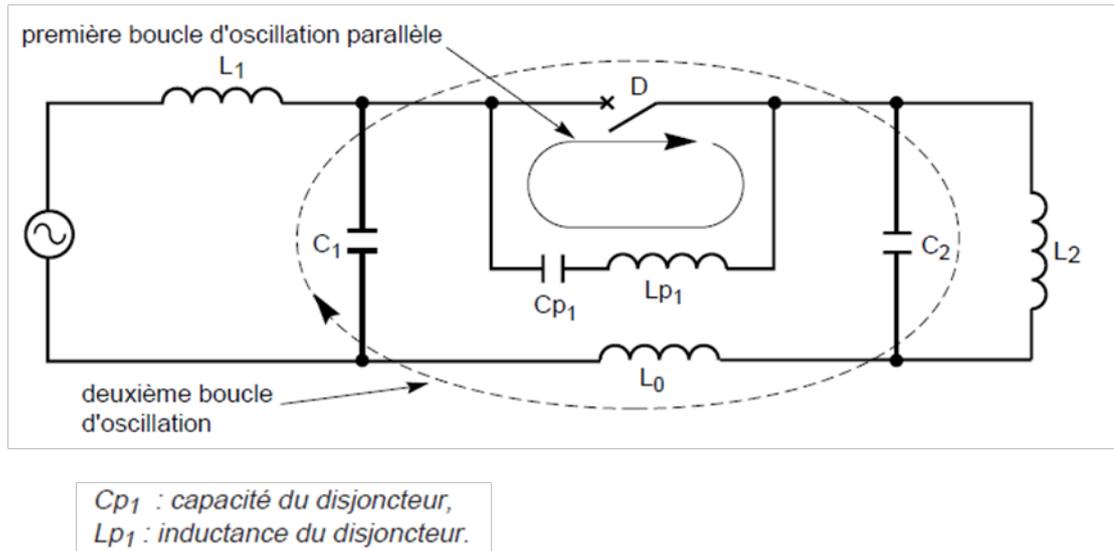


Fig.-IV.2 : Circuit équivalent pour l'étude des surtensions provoquées par l'interruption de courants inductifs

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

✓ **dans la boucle**

D - Lp₁ - Cp₁ :

$$F_{P1} = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_{P1} \cdot C_{P1}}}$$

De l'ordre de quelques MHz.

✓ **dans la boucle**

D - C₁ - L₀ - C₂

$$F_{P2} = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_0 \cdot C_1 \cdot C_2}}$$

De l'ordre de 100 à 500 kHz.

✓ **dans l'ensemble du circuit,**

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

De l'ordre de 5 à 20 kHz.

Apparaissent alors des réamorçages multiples (hachage), jusqu'à ce que l'écartement des contacts, qui va croissant, les rende impossibles. Ils sont caractérisés par des trains d'onde haute fréquence d'amplitude croissante. Ces trains de surtensions en amont et en aval du disjoncteur peuvent donc être très dangereux pour les matériels comportant des bobinages. Il convient de ne pas confondre avec ce qui est appelé le «réallumage» qui correspond à la réapparition d'une onde de courant à fréquence industrielle et donc à un échec de la coupure sur le zéro de l'onde de courant.

IV.3.2.2. Le préamorçage

Lors de la fermeture d'un appareil (interrupteur, contacteur ou disjoncteur) il arrive un instant où la tenue diélectrique entre contacts devient inférieure à la tension appliquée. Pour les appareils à fermeture rapide, par rapport au 50 Hz, le comportement est fonction de l'angle de phase lors de la manœuvre. Un arc s'établit alors entre les contacts et le circuit voit une impulsion de tension correspondant à l'annulation brutale de la tension aux bornes de l'appareil. Cette impulsion peut entraîner l'oscillation des circuits parallèles existants (décharge oscillante des capacités parasites) ainsi que des réflexions sur des ruptures d'impédance, et donc l'apparition de courants de fréquence élevée, par rapport au 50 Hz, au travers de l'arc.

Si la manœuvre de l'appareil est lente, par rapport à ce phénomène, on peut obtenir des passages par zéro du courant d'arc par superposition du courant haute fréquence et du courant 50 Hz naissant. L'extinction éventuelle de l'arc, en fonction des caractéristiques de l'appareillage, va alors entraîner un comportement analogue à celui décrit lors des phénomènes précédents. Toutefois, la tenue diélectrique entre contacts diminuant au fur et à mesure de la fermeture, les surtensions successives décroissent jusqu'à la fermeture complète. Ce phénomène est très complexe.

IV.3.3.Surtension provoquée par les manœuvres sur des circuits capacitifs

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

- **Mise sous tension de batteries de condensateurs.**

Lors de la mise sous tension de batteries de condensateurs, à priori sans charge initiale et dans le cas d'un appareil à manœuvre lente, un amorçage se produit entre les contacts au voisinage de la crête de l'onde 50 Hz. Il apparaît alors une oscillation amortie du système LC de la figure 6. La fréquence de cette oscillation est généralement nettement supérieure à la fréquence du réseau et l'oscillation de tension est sensiblement centrée autour de la valeur crête de l'onde 50 Hz. La valeur de tension maximale observée est alors de l'ordre de deux fois la valeur crête de l'onde 50 Hz.

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

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

L'amorçage entre contacts se produit au voisinage d'une crête de polarité opposée (claquage sous une contrainte de deux fois la tension crête).

L'oscillation précédemment décrite se produit avec une impulsion initiale doublée. La valeur de tension maximale observée peut alors approcher trois fois la tension de crête 50 Hz.

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

- **Mise sous tension de lignes ou câbles à vide.**

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

La superposition de l'échelon incident et de l'échelon réfléchi amène une contrainte en tension égale à deux fois l'échelon appliqué, aux amortissements près, et en faisant l'hypothèse que le 50 Hz est assimilable à du continu au regard de ces phénomènes. Ce type de comportement étant lié aux capacités et selfs réparties des conducteurs considérés, les lignes aériennes présentent en plus un couplage entre phases rendant la modélisation assez complexe. C'est surtout dans les lignes de transport (THT) que ce phénomène de réflexion est à prendre en compte, vu le faible écart relatif entre tension de service et tension d'isolement.

- **Coupure de circuits capacitifs.**

La coupure de circuits capacitifs pose généralement peu de difficultés. En effet, les capacités restant chargées à la valeur de crête de l'onde 50 Hz après l'extinction de l'arc au zéro de courant, la réapparition de tension aux bornes de l'appareillage se fait selon une onde à 50 Hz. Toutefois, une demi-période après la coupure, l'appareil est soumis à une tension différentielle égale à deux fois la tension crête. S'il n'est pas à même de supporter cette contrainte (ouverture encore insuffisante par exemple) un réallumage peut se produire. Celui-ci est suivi, sous réserve que le circuit le permette (circuit monophasé ou à neutre relié), d'une inversion de tension aux bornes des condensateurs les amenant au maximum à une charge de trois fois la tension de crête.

Le courant s'interrompt à nouveau et un nouveau réallumage peut se produire sous une valeur de cinq fois la tension crête à la demi-période suivante. Ce comportement peut donner lieu à une escalade très importante et doit être évité par un choix d'appareillage permettant de ne pas avoir de réallumage.

Les surtensions qui en résultent dépendent, entre autres :

- ✓ Des caractéristiques du disjoncteur (propriétés diélectriques, aptitude à interrompre un courant haute fréquence ...),
- ✓ De l'impédance caractéristique des câbles,
- ✓ Des fréquences propres du circuit de charge. D'un calcul très difficile, la prédétermination des surtensions ne peut en général pas se faire car elle fait intervenir des éléments non chiffrables et variables d'un site à l'autre, et elle nécessite un modèle mathématique poussé de la chambre de coupure.

Les surtensions de préamorçage affectent particulièrement, en HT ou MT, les transformateurs à vide lors de leur mise sous tension, et les moteurs au démarrage

IV.4. Conséquences d'un claquage

Une défaillance diélectrique (claquage ou amorçage) peut provoquer :

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

En Haute tension

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

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

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

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

En Moyenne tension

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

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

En Basse tension

Dans la pratique, plus la tension de service est faible, plus les conséquences d'un claquage sont limitées en termes de distribution de puissance. Mais le développement des systèmes et équipements électroniques est à l'origine de nombreux incidents consécutifs à des surtensions. En effet, le niveau de tenue aux perturbations n'est pas toujours spécifié ou n'est pas coordonné avec le niveau correspondant à son installation. Or ces systèmes interfèrent de plus en plus dans l'intégrité d'une installation, d'une production, ou d'une gestion, les conséquences économiques pour l'entreprise concernée peuvent donc être graves.

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

IV.5. Réduction des risques et des niveaux de surtensions

Vis-à-vis des différentes surtensions examinées, précédemment des solutions simples peuvent être envisagées dès les premiers projets d'installation

IV.5.1. Surtension due à la ferrorésonance

Le seul moyen de s'en affranchir totalement est que $1/CW$ soit égale à LW Cependant d'autres solutions sont envisageables et, en particulier, en MT où Une discordance entre les trois phases peut se produire dans le cas de protection par interrupteur à commande phase par phase ; il faut rechercher la plus grande simultanéité possible lors de l'enclenchement des 3 phases du réseau (appareillage omnipolaire); l'enclenchement d'un transformateur à vide peut être le phénomène transitoire qui provoque la ferrorésonance; pour l'éviter, il faut réduire les capacités en rapprochant par exemple l'appareillage de mise sous tension du transformateur.

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

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

IV.5.2. Surtension provoquée par la coupure de courants capacitifs

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

IV.5.3. Surtension provoquée par l'enclenchement d'une ligne à vide

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

IV.6. Etude de surtension d'amorçage d'arc lors de débranchement de court-circuit triphasé

IV.6.1. Schéma équivalent du réseau

Le schéma équivalent est représenté sur la figure IV.

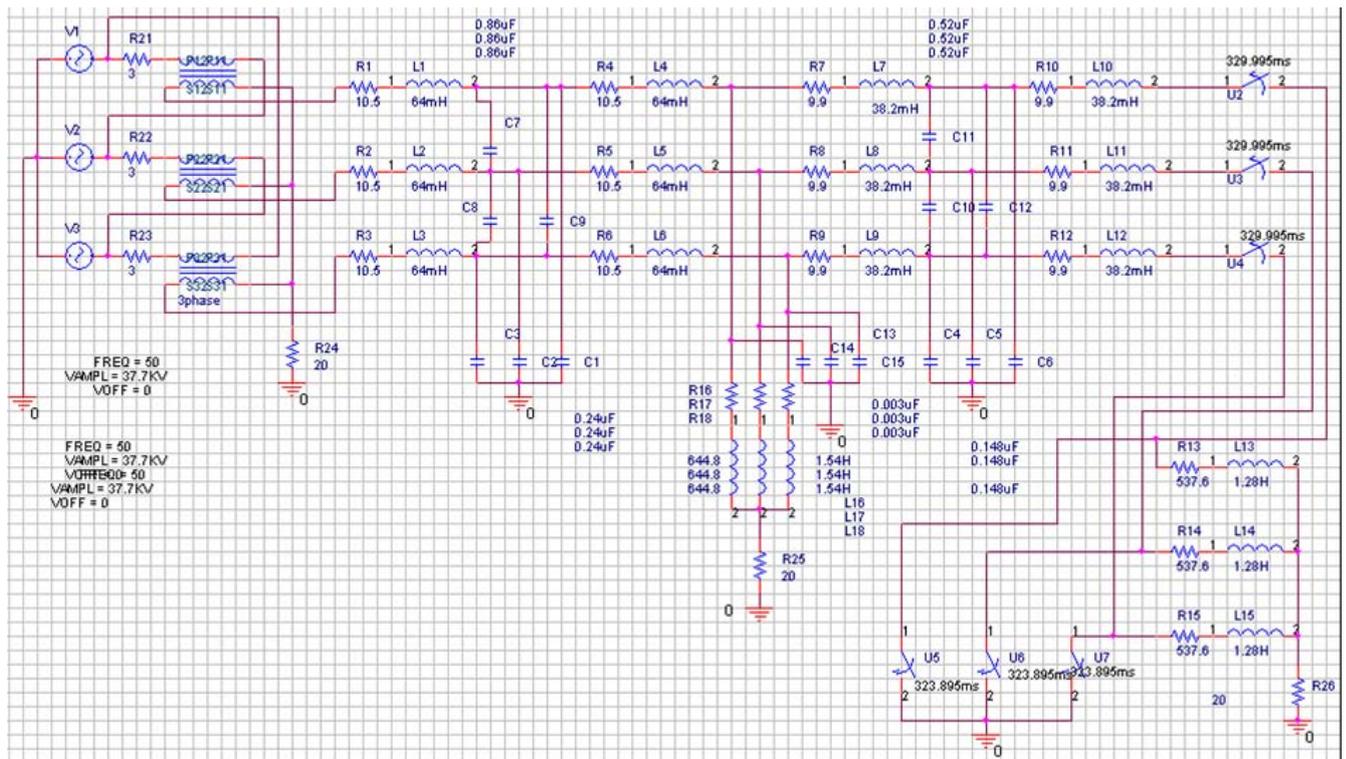


Fig. IV.3. Schéma équivalent du réseau a étudié

IV.6.2. Calcul des paramètres du réseau

IV.6.2.1. calcul des paramètres des lignes l1 et l2

Ligne 1

$$r = r_0 l = 0,21 * 100 = 21 \Omega$$

$$x = x_0 l = 0,4 * 100 = 40 \Omega$$

$$B = B_0 l = 2,71 * 10^{-6} * 100 = 2,71 * 10^{-4} \text{ 1}/\Omega$$

$$R = \frac{r}{2} = \frac{21}{2} = 10,5 \Omega$$

$$X = \frac{x}{2} = \frac{40}{2} = 20 \Omega$$

$$L = \frac{X}{\omega} = \frac{20}{314} = 0,064 \text{ H}$$

$$C = \frac{B}{\omega} = \frac{2,71 * 10^{-4}}{314} = 0,86 \mu\text{F}$$

$$C_{Pt} = \frac{C}{3,5} = \frac{0,86}{3,5} = 0,245 \mu\text{F}$$

Ligne 2

$$r = r_0 l = 0,21 * 60 = 19,8 \Omega$$

$$x = x_0 l = 0,4 * 60 = 24 \Omega$$

$$B = B_0 l = 2,71 * 10^{-6} * 60 = 1,626 * 10^{-4} \text{ 1}/\Omega$$

$$R = \frac{r}{2} = \frac{19,8}{2} = 9,9 \Omega$$

$$X = \frac{x}{2} = \frac{24}{2} = 12 \Omega$$

$$L = \frac{X}{\omega} = \frac{12}{314} = 0,038 \text{ H}$$

$$C = \frac{B}{\omega} = \frac{1,626 * 10^{-4}}{314} = 0,52 \mu\text{F}$$

$$C_{Pt} = \frac{C}{3,5} = \frac{0,52}{3,5} = 0,148\mu\text{F}$$

IV.6.2.2.calcul des paramètres des charges

Charge 1

$$S_n = 18\text{MVA}$$

$$\cos\varphi = 0,8$$

$$S_1 = \sqrt{3} * U * I_1$$

$$I_1 = \frac{18 * 10^3}{\sqrt{3} * 110} = 94,47\text{KA}$$

$$Z_1 = \frac{U_{Ph}}{I_1} = \frac{110 * 10^3}{\sqrt{3} * 94,47} = 672 \Omega$$

$$Z_1 = R_1 + jX_1 = Z_1 \cos\varphi + j Z_1 \sin\varphi$$

$$Z_1 = 672 * 0,8 + j 672 * 0,6 = 537,6 + j403,2$$

$$R_1 = 537,6 \Omega$$

$$X_1 = 403,2 \Omega$$

$$L_1 = 1,284 \text{H}$$

Charge 2

$$S_n = 15\text{MVA}$$

$$S_2 = \sqrt{3} * U * I_2$$

$$I_2 = \frac{15 * 10^3}{\sqrt{3} * 110} = 78,7\text{KA}$$

$$Z_2 = \frac{U_{Ph}}{I_2} = \frac{110 * 10^3}{\sqrt{3} * 78,7} = 806 \Omega$$

$$Z_2 = R_2 + jX_2 = Z_2 \cos \varphi + j Z_2 \sin \varphi$$

$$Z_2 = 806 * 0,8 + j 806 * 0,6 = 644,6 + j483,6$$

$$R_2 = 644,6 \Omega$$

$$X_2 = 483,6 \Omega$$

$$L_2 = 1,54 H$$

IV.7.Simulation et interprétation des résultats :

Mon étude est faite par une méthode mathématique en utilisant le logiciel Orcad 10.5

(PSpice)

On fait les calculs (simulation) afin d'étudier les surtensions lors de débranchement des courants de court-circuits triphasés pour les différentes valeurs de phases de court-circuit (φ_{cc})

Le courant de court-circuit et l'élimination de ce court-circuit sont modélisés par six commutateurs U2 –U7 sur le schéma de calcul, les commutateurs U5, U6, et U7 sont utilisés pour créer le court-circuit. Puis on débranche ce court-circuit à l'aide des commutateurs U2, U3 et U4.

L'augmentation des courants de courts-circuits et des tensions pour différentes phases de court-circuit sont représentés sur les figures 1 ÷ 6

Pour $\varphi=0^\circ$

On crée le court-circuit à l'instant $t=323.895ms$ et on le débranche à $t=329.895ms$

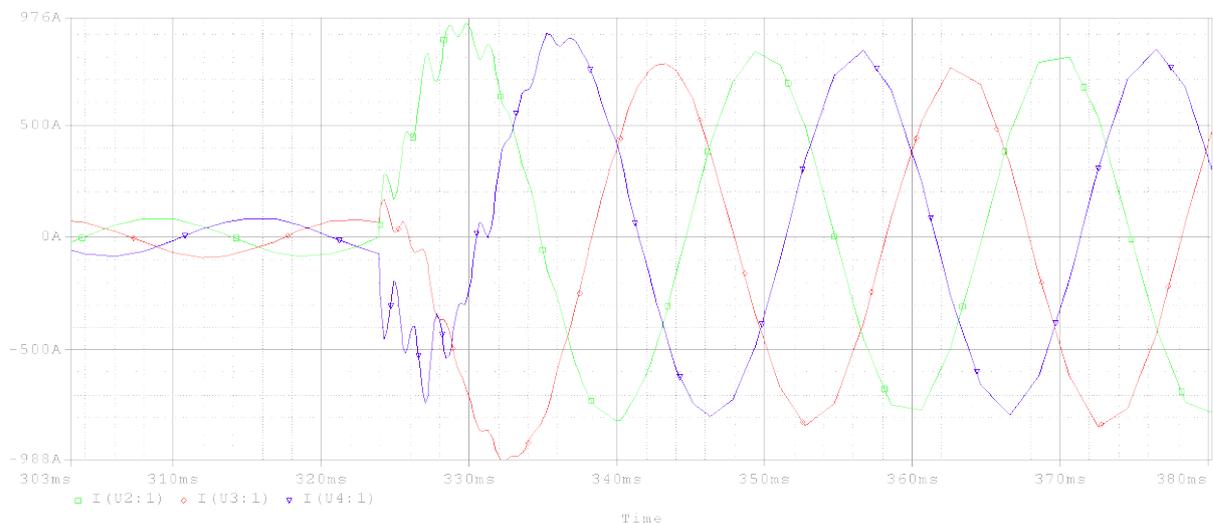


Fig. (1) : les courants de C.C triphasé (t=323.895mS)

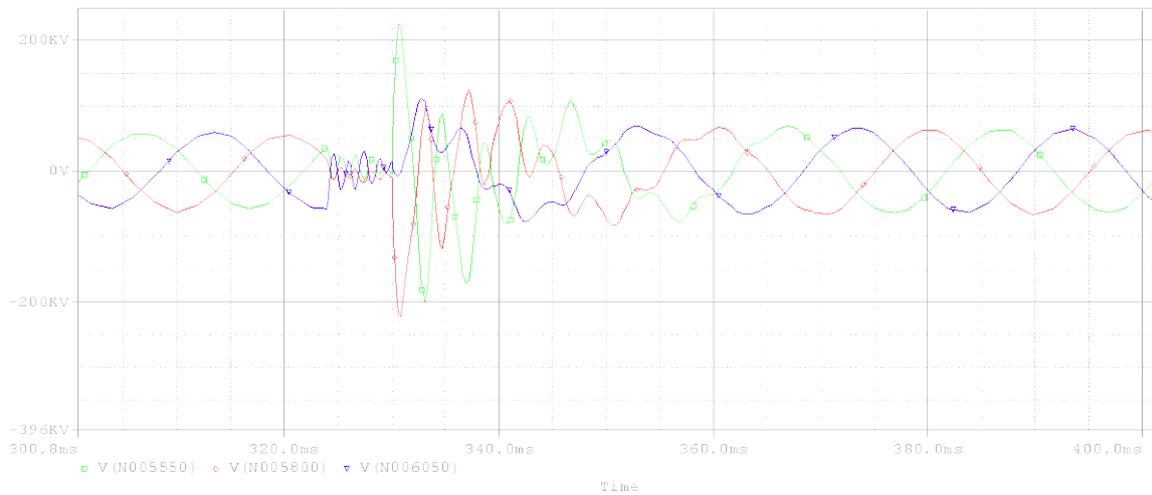


Fig. (2) :les surtensions de débranchement de c .c (t=329.895ms)

Les résultats trouvés : courants de c.c triphasé à t=323.895ms et les tensions de débranchement de c .c à t=329.895ms

Phase 1:

$$I_{cc}=951.762A, U_{deb\ cc}=224.458kV$$

Phase 2 :

$$I_{cc}=994.805A, U_{deb\ cc}=220.028kV$$

Phase : 3

$$I_{cc}=907.413A, U_{deb\ cc}=110.286Kv$$

Pour $\varphi=45^\circ$

On crée le court-circuit à l'instant t=326.209mS et on le débranche à t=332.209ms

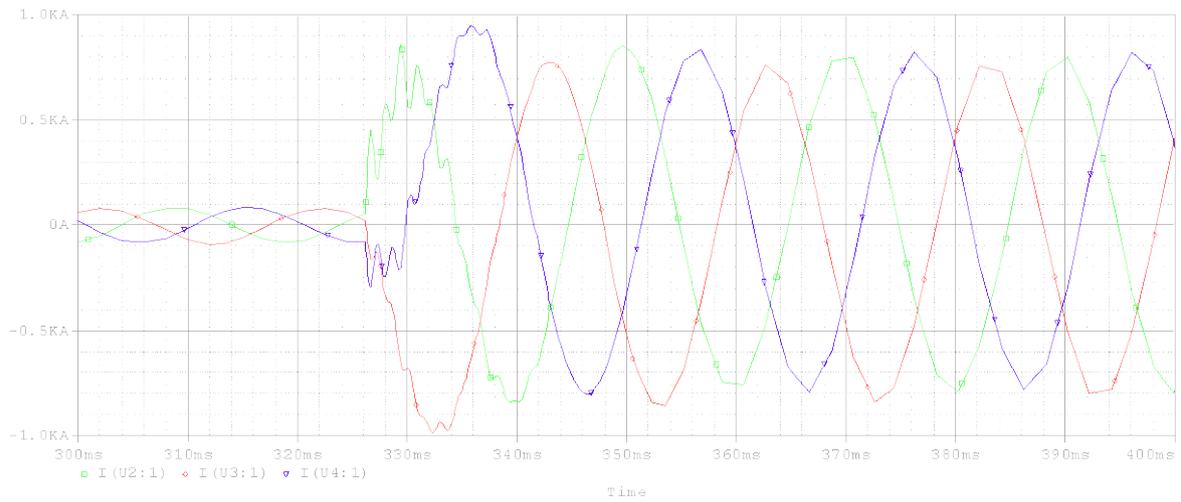


Fig. (3) : les courants de C.C triphasé (t=326.209ms)

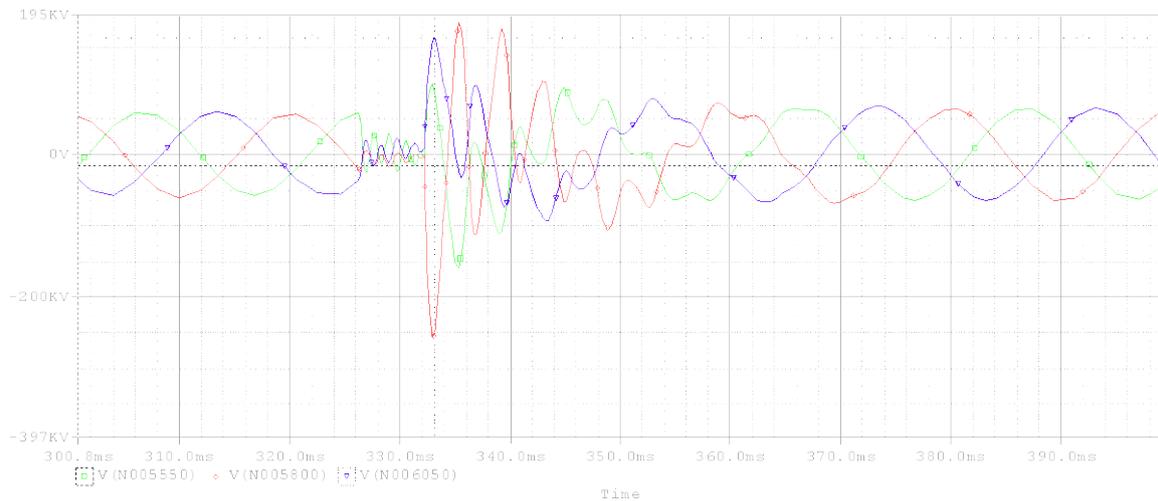


Fig. (4) :les tensions de débranchement de c.c (t=332.209ms)

Les résultats trouvés : courants de c.c triphasé à t=326.209ms et les tensions de débranchement de c.c à t=332.309ms

Phase 1 :

$$I_{cc}=862.781A, U_{deb\ cc}=159.539kV$$

Phase 2 :

$$I_{cc}=987.531A, U_{deb\ cc}=256.156kV$$

Phase : 3

$I_{cc}=944.267A$, $U_{deb\ cc}=163.475kV$

Pour $\varphi=90^\circ$

On crée le court-circuit à l'instant $t=328.523ms$ et on le débranche à $t=334.309ms$

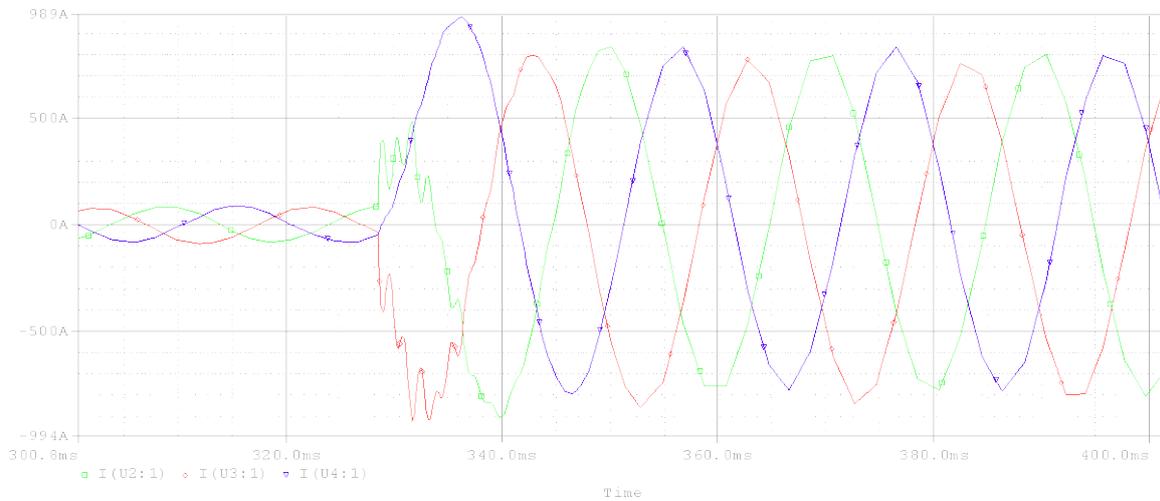


Fig. (5) : les courants de C.C triphasé ($t=328.523$)

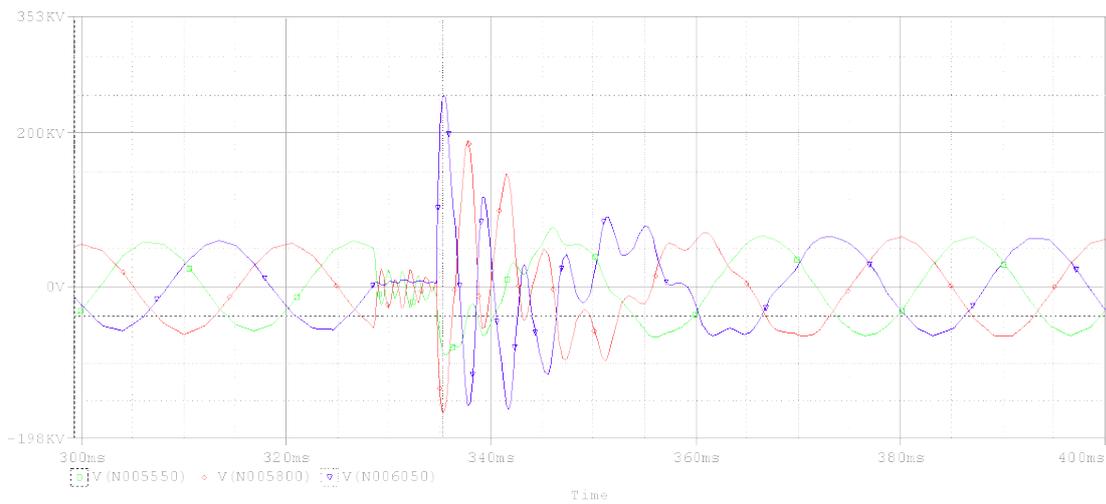


Fig. (6) :les tensions de débranchement de c.c ($t=334.309ms$)

Les résultats trouvés : courants de c.c triphasé à $t=328.523$ et les tensions de débranchement de c.c à $t=334.309\text{ms}$

Phase 1 :

$$I_{cc}=905.027\text{A}, \quad U_{deb\ cc}=89.527\text{kV}$$

Phase 2 :

$$I_{cc}=921.284\text{A}, \quad U_{deb\ cc}=190.646\text{kV}$$

Phase : 3

$$I_{cc}=977.149\text{A}, \quad U_{deb\ cc}=250.169\text{kV}$$

Interprétation des résultats

Comme le montrent les figures (1,3 et 5) lors d'établissement de court-circuit les trois courants des trois phases augmentent. Pour $\varphi_{cc}=0^\circ$ les valeurs des courants sont respectivement 951.762A, 994.805A, 907.413A, pour $\varphi_{cc}=45^\circ$ elles sont 862.781A, 987.531A, 944.267A et pour $\varphi_{cc}=90^\circ$ 905.027A, 921.284A et 977.149A.

Lors d'extinction de court-circuit créée après 3ms de sa création comme le montre les figures (2, 4,6), les courants des trois phases deviennent nuls et les surtensions des trois phases augmentent. Pour $\varphi_{cc}=0^\circ$ les valeurs sont respectivement 223.113kV, 217.889kV et 110.200kV pour $\varphi_{cc}=45^\circ$ elles sont 159.539kV, 256.156kV et 163.475kV et pour $\varphi_{cc}=90^\circ$ 89.527kV, 190.646kV et 250.169 kV

Comme on voit l'influence de l'angle de court-circuit n'est pas considérable on ce qui concerne les facteurs de surintensité ils sont tous presque les mêmes ils atteignent 12 donc le courant de court-circuit augmente douze fois le courant nominal,

L'augmentation des surtensions atteint presque trois fois la tension nominale

Conclusion Générale

Dans ce projet on a considéré les défauts provoqué par les courts-circuits triphasé et monophasé, et les conséquences produites par leurs actions.

Les calculs des courants de courts-circuits sont faits par la méthode classique.

On considère le réseau ayant quatre postes électriques qui sont liée entre eux par quatre lignes .Ce réseau fonctionne avec le neutre mis à la terre, on suppose que le court-circuit est arrivé au poste c sur les jeux de barre de basse tension (point K)

Les résultats des calculs montrent, que dans le cas de court-circuit triphasé le courant augmente jusqu'au 11.802 kA c.à.d. augmentation du courant plus de dix puissance deux fois le courant nominal comme on voit cette augmentation est assez considérable dans le cas de court-circuit monophasé car le courant de court-circuit atteint 2kA donc 24 fois le courant nominal

La création de court-circuit et la coupure de courant de court-circuit triphasé est modélisé par la méthode mathématique, en utilisant le logiciel PSpice.

Les résultats de ces calculs montrent que le débranchement d'une charge augmente la tension sur les jeux de barre du poste B jusqu'à 256 kV c.à.d. la coupure d'un courant du caractère inductif crée une surtension presque trois fois la tension de phase

Les résultats obtenus représentent bien la création et l'élimination de court-circuit dans les réseaux électriciens

Perspectives :

Mon espoir c'est que ce modeste travail servira les prochains travaux complémentaires dans ce sujet en ce qui concerne :

Influence de débranchement des courants de courts-circuits monophasé biphasé et biphasé-terre sur les régimes transitoires des réseaux électriques fonctionnant avec différents régimes du neutre.

Bibliographie

- [1] CT 155 édition septembre 1991, Schneider électrique
- [2] THEODOR .WILDI, électrotechnique 4^{ème} édition ISBN : DBU2-8041-4892-0, P :
- [2] VALENTIN .CRASTAN « Les réseaux d'énergie électrique ». Tome 1
- [3] MUFIDZADA .N.A « les cours de réseaux électrique » 4^{ème} Années ETH. UMMTO
- [4] Cahier Technique Schneider Electric n° 158 / p.4. Guide de conception des réseaux électriques industriels T & D 6 883 427/A
- [5] FULCHIRON. « Les surtensions et coordination de l'isolement », CT151, Schneider Electric, édition 1992.
- [6] FRANCOIS GERARD. « Généralités sur la foudre et les surtensions » .ADEE ELECTRIC .Octobre 2008.
- [7] Guide de conception des réseaux électriques industriels T & D 6 883 427/A
- [8] FREDERICH MACIELA « Parafoudres » Technique de l'ingénieur, génie électrique, doc D4522.
- [9] HENRY NEY « équipement de puissance » Paris 1988.
- [10] RAHMANI.S, OUMZAOUECHE .B, « INFLUENCE DU CABLE SUR LES SURTENSIONS DANS UN SYSTEME LIGNE –CABLE-TRASFORMATEUR » .Mémoire d'ingénieur en électrotechnique, université mouloud Mammeri de tiziouzou .

Bibliographie

[11] : Michel GRACIET & Joseph PINEL « Protection contre les perturbations ». Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique Doc. D 5 170

[12] SCHNEIDER ELECTRIQUE. « LES REGIMES DE NEUTRE »

[13].Cahier technique « distribution de l'énergie électrique », SCHNEIDER électrique.

[14] DEDIER.FULCHIRON, « choix de base des réseaux électriques moyenne tension de distribution publique », D.P ARTICLE SCHNEIDER ELECTRIQUE.

[15] DYMOKHOVSKAYA .L.F « Les surtensions internes dans les lignes de transport », Moscou, «energiga», 1972

[16] MAYKOPAR .A.C? « Décharge en arc dans les lignes de transport », Moscou « Energiga »,1965.