الجمهورية الجزائريـة الديمقراطية الشعبية

République Algérienne Démocratique et Populaire

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

المركـــز الجـامعي نور البـشير – البيـــض-

Centre universitaire Nour El Bachir -El Bayadh-



Faculté de Technologie

Département de Génie Électrique

Polycopié de cours UEF 3.1.1

(3ème Année Licence ELT)

Intitulé

Réseaux Électriques

Dr.Smail Latifa

Maître de Conférences classe « B »

ANNÉE UNIVERSITAIRE 2025-2026

SOMMAIRE

Préface 2

Chapitre I : Généralités sur les Réseaux Electriques

I.1. Introduction 3

I.2. Rappel historique sur la production d'énergie et l'évolution des réseaux électriques 3

I.3. Organisation du réseau électrique 4

I.4. Centrales électriques 5

I.4.1. Centrales thermiques 6

I.4.2. Centrales nucléaires 7

I.4.3. Centrales éoliennes 8

I.4.4. Centrales solaires ou photovoltaïques 8

I.4.5. Centrales hydroélectriques 9

I.5. Postes électriques 9

I.6. Éléments principaux d'un poste électrique 10

I.6.1. Transformateur de puissance 11

I.6.2.Transformateurs de mesure (courant et tension) 12

I.6.3. Disjoncteur 13

I.6.4. Sectionneurs 14

I.6.5. Jeux de barres 14

I.4.6. Isolateurs 15

I.4.7. Autres appareillages d'un poste 16

Chapitre II: Modes de transport, répartition et distribution de l'énergie électrique

II.1. Introduction 21

II.2. Description des réseaux électriques 21

II.3. Structure des réseaux électriques 21

II.3.1. Production 22
II.3.2. Transport 22
II.3.3. Répartition 23
II.3.4. Distribution 23
II.4. Niveau de tension 23
II.5. Topologie des réseaux électriques 24
II.5.1. Réseau bouclé 24
II.5.2. Réseau maillé 25
II.5.3. Réseau radial 25
II.5.4. Réseau arborescent 25
II.6. Postes électriques 26
II.6.1. Postes de livraison HTB 28
II.6.2. **Postes sources HT/MT** 31
II.7. Réseaux MT 32
II.7.1. Postes MT/ BT ou HT 36
II.8. Réseaux BT 38
II.8.1. Alimentation des tableaux BT avec une seule source d'alimentation 39
II.8.2. Alimentation des tableaux BT par une double alimentation sans couplage 39
II.8.3. Alimentation des tableaux BT par une double alimentation avec couplage 40

Chapitre III : Modélisation des lignes électriques

III.1. Introduction 42
III.2. Composantes d'une ligne 42
II.3. Caractéristiques longitudinales 43
III.3.1. Résistance 43
III.3.2. Réactance longitudinale (Inductance) 45
III.3.3. Capacité d'une ligne 55
III.4. Circuit équivalent des lignes 61
III.4.1. Modélisation et performance des lignes électriques 61
III.5. Calcul des chutes de tension 65
III.5.1. Calcul de la chute de tension ΔU 68
III.5.2. Calcul à partir d'un tableau simplifié 69

III.6. Effet Ferranti **69**
III.6.1. Réduction de l'effet Ferranti **70**
III.7. Puissance transmises et compensation du facteur de puissance dans les lignes **70**
III.7.1. Puissance transmise par une ligne **70**
III.8. Compensation du facteur de puissance **72**
III.8.1.A. Compensation de l'énergie réactive **72**
III.8.1.B. Présentation **72**
III.8.1.C Facteur de puissance **73**
III.8.2. Avantages dus à l'amélioration du facteur de puissance **73**
III.8.3. Principe de la compensation **74**
III.8.4. Modes de compensation **75**
III .8.5. Calcul de la valeur des condensateurs selon le mode du couplage **76**

Chapitre IV: Transformateurs et système d'unité relative

IV.1. Généralités sur le Transformateur **78**
IV.2. Transformateur Monophasé **78**
IV.2.1. Principe de fonctionnement **78**
IV.2.2. Symbole **79**
IV.3. Transformateur parfait **79**
IV.3.1. Hypothèses simplificatrices **79**
IV.3.2. Relations entre les tensions **80**
IV.3.3. Formule de Boucherot **81**
IV.3.4. Relations entre les intensités **81**
IV.4. Transformateur réel **82**
IV.4.1 Relations du transformateur réel **82**
IV.5. Transformateur réel dans l'approximation de Kapp **83**
IV.6. Détermination des paramètres et pertes du transformateur **84**
IV.6.1. Essai à vide **84**
IV.6.2. Essai en court-circuit **85**
IV.7. Rendement du transformateur **86**

IV.8. Transformateurs triphasé **87**
IV.8.1. Couplage des enroulement **88**
IV.8.2. Rapport de transformation **89**
IV.8.3. Indice horaire **90**
IV.8.4. Couplages usuels des transformateurs triphasés **91**
IV.8.5. Plaque signalétique d'un transformateur triphasé **92**
IV.8.6. Couplage en parallèle des transformateurs **93**
IV.9. Principaux types de transformateurs **94**
IV.9.1. Transformateur de mesure de courant **94**
IV.9.2. Transformateurs de mesure de tension **95**
IV.9.3. Transformateurs avec régleur en charge **96**
IV.9.4. Transformateur à trois enroulement **97**
IV.9.5. Transformateur déphaseur **98**
IV.9.6. Autotransformateur **99**
IV.10. Système d'unité relative (PU) **100**

Chapitre V : Calcul des courants de court-circuit

V.1. Introduction **103**
V.2. Importance de calcul des courants de court-circuit **103**
V.3. Causes des courants de court-circuit **104**
V.4. Conséquences des défauts de court-circuit **104**
V.5. Les principaux défauts de court-circuit **105**
V.6. Caractéristiques des courts-circuits **106**
V.7. Etablissement de l'intensité de court-circuit **107**
V.7.1. Défaut éloigné des alternateurs **108**
V.7.2. Défaut à proximité des alternateurs **109**
V.8. Valeur du courant ICC **selon les différents types de court-circuit** **110**
V.8.1. Calcule des courants de court-circuit symétrique par la méthode des impédances **111**
V.8.2. Calcul des courants de court-circuit dans les réseaux radiaux à l'aide des composantes symétriques **114**
V.8.3. Décomposition d'un système triphasé en composantes symétrique **116**
V.9. Construction de réseaux séquentiels **118**

V.9.1. Court-circuit monophasé **119**
V.9.2. Court-circuit biphasé **120**
V.9.3. Court-circuit triphasé **124**
V.10. Impédances équivalentes des éléments du réseau **125**

Exercices, problèmes corrigés **129**

PRÉFACE

Les réseaux électriques constituent un élément essentiel pour assurer une alimentation fiable et de qualité en énergie. Leur étude occupe une place centrale dans la formation des étudiants en électrotechnique.

Ce document est conçu comme un **support de cours** destiné principalement aux étudiants de troisième année licence en **Électrotechnique**. Il a pour objectif de présenter de manière progressive et structurée les notions fondamentales relatives aux réseaux électriques, en combinant les aspects théoriques et pratiques. L'accent est mis à la fois sur la compréhension des concepts, les dérivations mathématiques et l'application des outils d'analyse. Bien qu'il n'ait pas un caractère exhaustif, ce support fournit une base solide pour l'apprentissage et l'approfondissement des systèmes électriques.

Le document est organisé en cinq chapitres :

- **Chapitre 1** : Généralités sur le système de puissance et introduction aux concepts de base relatifs à la structure du réseau électrique.
- **Chapitre 2** : Modes de transport, répartition et distribution de l'énergie électrique, avec la présentation des différentes topologies et architectures des réseaux.
- **Chapitre 3** : Étude des paramètres des lignes de transmission, incluant les caractéristiques longitudinales (résistance, inductance) et transversales (capacité, conductance), ainsi que le calcul du transit de puissance et des chutes de tension.
- **Chapitre 4** : Transformateurs, leur modélisation, la détermination de leurs paramètres, leurs modes de couplage et les principaux types, avec un accent mis sur le système d'unités relatives.
- **Chapitre 5** : Analyse des défauts équilibrés et déséquilibrés, et présentation de la technique des composantes symétriques qui permet de simplifier l'étude des circuits déséquilibrés

Chapitre I

Généralités sur les Réseaux Electriques

I.1. Introduction

L'énergie électrique joue un rôle fondamental dans le développement des sociétés modernes, que ce soit pour améliorer les conditions de vie ou pour soutenir les activités industrielles. Il est donc indispensable de produire l'électricité de façon efficace et continue. Pour répondre à la demande croissante, des centrales électriques ont été mises en place afin de générer de grandes quantités d'énergie. Une fois produite, celle-ci doit être transportée puis distribuée jusqu'aux consommateurs.

I.2. Rappel historique sur la production d'énergie et l'évolution des réseaux électriques

- **Avant l'électricité** : l'énergie provenait du bois, du charbon, de l'eau et du vent. Elle était utilisée localement (moulins, machines à vapeur) avec des puissances de quelques **kilowatts (kW)** seulement.
- **1879 – 1882 : Les premières centrales électriques**

La première centrale de Thomas Edison à New York (1882) fonctionnait en courant continu d'une puissance d'environ **33 kW**, destinée principalement à l'alimentation en éclairage public et privé.

- **La "guerre des courants" (1880 – 1895)**

L'introduction du courant alternatif par Tesla et Westinghouse a permis d'augmenter la puissance et surtout la distance de transport. Les premières lignes AC atteignaient déjà plusieurs **mégawatts (MW)**.

- **Début du XX^{e} siècle : Expansion des réseaux**

Les centrales thermiques au charbon se multiplient. On passe de quelques MW à des centrales capables de fournir **50 à 100 MW** chacune. Les réseaux commencent à s'interconnecter.

- **Années 1920 – 1950 : Développement de l'hydroélectricité et des lignes haute tension**

De grands barrages apparaissent, comme Hoover Dam (États-Unis, 1936) avec une puissance de **2 000 MW**. Le transport haute tension (jusqu'à 220 kV puis 400 kV) permet d'acheminer des centaines de MW sur de longues distances.

- **Années 1950 – 1970 : L'essor du nucléaire**

Les centrales nucléaires produisent dès les années 1970 des puissances unitaires de **500 à 1 000 MW** par réacteur, certains sites dépassant **3 000 MW** au total. Les réseaux nationaux deviennent interconnectés pour gérer ces grandes puissances.

- **Années 1980 – 2000 : Diversification et montée en échelle**

Les centrales thermiques au charbon ou au gaz atteignent plusieurs **gigawatts (GW)**. L'hydroélectricité continue de croître (le barrage d'Assouan : **2 100 MW**, le barrage d'Itaipu : **14 000 MW**). Les premières éoliennes ne dépassent pas **100 kW** à cette époque, et les centrales solaires quelques MW.

- **Depuis 2000 : Transition énergétique et réseaux intelligents**

Les renouvelables connaissent une croissance rapide. Les éoliennes terrestres atteignent **5 à 7 MW**, et en mer (offshore) plus de **12 MW**. Les grandes centrales solaires dépassent **1 000 MW** (Bhadla Solar Park en Inde : **2 245 MW**). Aujourd'hui, les réseaux électriques doivent gérer des productions allant de petits générateurs domestiques (quelques kW) à de vastes sites de plusieurs **gigawatts**.

I.3. Organisation du réseau électrique

Le réseau électrique regroupe l'ensemble des infrastructures qui assurent le transport de l'énergie depuis les centres de production (hydrauliques, thermiques, nucléaires, renouvelables…) jusqu'aux consommateurs (villes, usines, habitations). Il est composé de lignes fonctionnant à différents niveaux de tension et reliées entre elles par des postes électriques. Ces postes assurent à la fois la répartition de l'électricité et son passage d'un niveau de tension à un autre grâce aux transformateurs : élevée pour le transport afin de réduire les pertes, puis abaissée pour l'utilisation finale.

Un réseau électrique est organisé en plusieurs niveaux hiérarchiques afin d'acheminer l'énergie depuis les lieux de production jusqu'aux utilisateurs finaux :

1. **Production**

   L'électricité est produite dans différentes centrales (thermiques, hydrauliques, nucléaires, solaires, éoliennes, etc.) à des puissances élevées.

2. **Transport**

   L'énergie produite est transmise sur de longues distances par des lignes à haute tension (HT) et très haute tension (THT), ce qui permet de réduire les pertes par effet Joule.

3. **Répartition (ou sous-transport)**

   L'électricité est dirigée vers les grandes zones de consommation par des réseaux de tension intermédiaire, à travers des **postes de transformation** qui abaissent la tension.

4. **Distribution**

   L'énergie est distribuée aux utilisateurs (industriels, tertiaires et domestiques) à **moyenne tension (MT)** puis **basse tension (BT)**.

5. **Consommation**

   L'utilisateur final (habitations, usines, services) reçoit l'électricité au niveau de tension adapté à ses besoins (220/230 V en domestique, plusieurs kV en industriel).

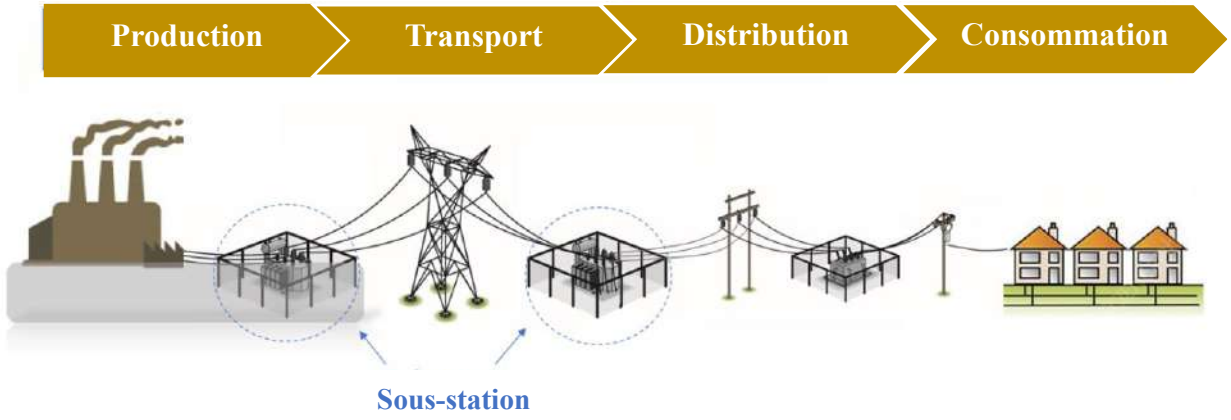


Figure I.1. Organisation d'un réseau électrique.

I.4. Centrales électriques

Une centrale électrique est une installation industrielle destinée à produire de l'électricité à partir de différentes sources d'énergie primaire (charbon, gaz, eau, vent, soleil, uranium…). Elle transforme l'énergie mécanique, thermique, chimique ou lumineuse en énergie électrique, le plus souvent au moyen d'une turbine couplée à un alternateur sauf les centrales photovoltaïques.

Il existe trois grands types de centrales électriques, classées selon la source d'énergie utilisée :

- **Les centrales thermiques** : elles produisent de l'électricité à partir de combustibles fossiles (charbon, gaz, fioul) ou de l'énergie nucléaire, en transformant la chaleur en énergie mécanique, puis en électricité.

- **Les centrales hydrauliques** : elles exploitent la force de l'eau (barrages, usines marémotrices) pour entraîner des turbines et générer de l'électricité.
- **Les centrales renouvelables** : elles utilisent directement des sources d'énergie naturelles comme le vent (éoliennes) ou le soleil (photovoltaïque, solaire thermique).

I.4.1. Centrales thermiques

Les centrales thermiques produisent de l'électricité à partir de la chaleur dégagée par la combustion de combustibles fossiles (charbon, gaz naturel, fioul) ou par la fission nucléaire dans le cas des centrales nucléaires.
Cette chaleur est utilisée pour chauffer de l'eau et produire de la vapeur sous pression c'est le principe de la cocotte-minute, la force de cette vapeur entraîne une turbine reliée à un alternateur afin de générer de l'électricité. A la sortie de la turbine la vapeur est refroidie pour se transformer en eau, puis renvoyée dans la chaudière.

Pour chauffer l'eau, plusieurs brûleurs sont installés dans une chaudière. Ces brûleurs peuvent être alimentés par différents combustibles tels que le fioul, le charbon pulvérisé ou le gaz naturel. La chaudière est constituée de milliers de tubes dans lesquels circule l'eau. Sous l'effet de la combustion, l'eau est portée à haute température, puis envoyée vers un ballon où elle est transformée en vapeur. Cette vapeur, sous haute pression, est dirigée vers une turbine. En se mettant en mouvement, la turbine convertit l'énergie thermique en énergie mécanique. Elle est couplée à un alternateur qui transforme cette énergie mécanique en énergie électrique par la rotation du rotor (partie mobile) à l'intérieur du stator (partie fixe). L'électricité produite est ensuite évacuée vers le réseau grâce à un transformateur.

On distingue principalement :

- **Les centrales thermiques classiques** (au charbon, gaz ou fioul) ;
- **Les centrales nucléaires**, qui utilisent l'énergie dégagée par la fission de l'uranium ;
- **Les centrales thermiques à cycle combiné**, qui améliorent le rendement en associant une turbine à gaz et une turbine à vapeur.

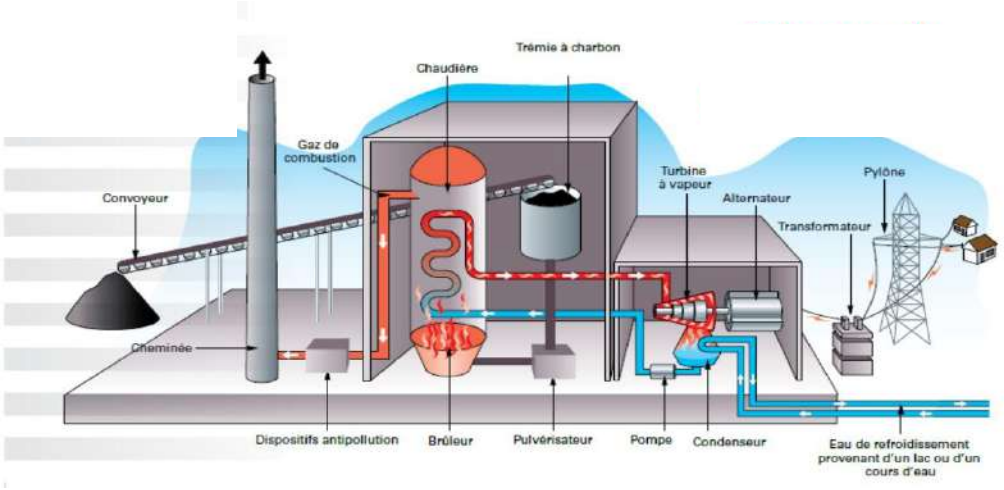


Figure I.2. Centrale thermique.

I.4.2. Centrales nucléaires

Les centrales nucléaires fonctionnent selon le même principe que les centrales thermiques à vapeur, mais la chaudière est remplacée par un réacteur nucléaire. Dans ce réacteur, la chaleur est produite par la fission nucléaire, c'est-à-dire la division du noyau d'atomes d'uranium ou de plutonium. L'énergie libérée chauffe un fluide qui produit de la vapeur, laquelle entraîne une turbine couplée à un alternateur, générant ainsi de l'électricité. La vapeur est ensuite condensée et renvoyée dans le circuit pour recommencer le cycle. Les installations mécaniques et électriques (turbine, alternateur, condenseur) sont donc similaires à celles d'une centrale thermique classique. Le rendement global généralement compris entre 30 % et 40 %. Toutefois, ces centrales nécessitent un système de refroidissement important, ce qui impose souvent une implantation à proximité d'un cours d'eau ou la présence d'une tour de refroidissement. Enfin, elles produisent des déchets radioactifs et comportent un risque potentiel d'accident.

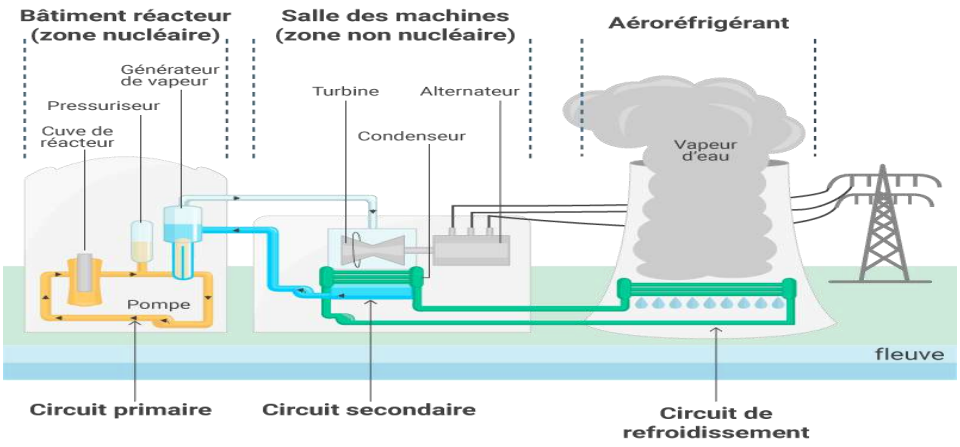


Figure I.3. Centrale nucléaire.

I.4.3. Centrales éoliennes

Une éolienne, ou aérogénérateur, est un dispositif qui capte l'énergie cinétique du vent pour la transformer d'abord en énergie mécanique grâce à ses pales reliées à un arbre de transmission, puis en énergie électrique via une génératrice.Le rendement énergétique et la puissance produite dépendent principalement de la vitesse du vent. Dans la plage de fonctionnement d'une éolienne, la puissance générée est approximativement proportionnelle au cube de cette vitesse, ce qui explique l'importance du choix du site d'implantation. Un dispositif de régulation permet d'obtenir une vitesse de rotation constante compatible avec la fréquence du réseau (50Hz)(Fig4)



Figure I.4. Centrale éolienne.

I.4.4. Centrales solaires ou photovoltaïques

L'énergie solaire photovoltaïque est produite à partir du rayonnement solaire grâce aux cellules photovoltaïques, qui sont les composants de base. Ces cellules utilisent l'effet photoélectrique pour convertir directement la lumière en électricité. Comme chaque cellule fournit une faible tension, elles sont assemblées pour former des modules solaires, lesquels regroupés constituent des panneaux photovoltaïques. L'électricité générée peut être consommée sur place, stockée dans des batteries ou injectée dans le réseau électrique.

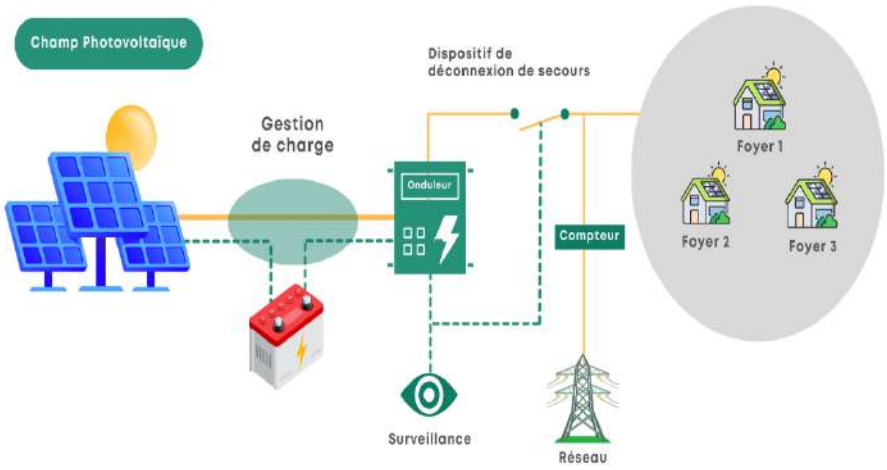


Figure I.5. Centrale solaire.

I.4.5. Centrales hydroélectriques

Les centrales hydroélectriques exploitent l'énergie potentielle de l'eau en mouvement pour produire de l'électricité. L'eau, mise en chute depuis un réservoir ou un cours d'eau, entraîne une turbine hydraulique qui convertit cette énergie en énergie mécanique. La turbine est couplée à un alternateur, lequel transforme l'énergie mécanique en énergie électrique. (Fig 6)

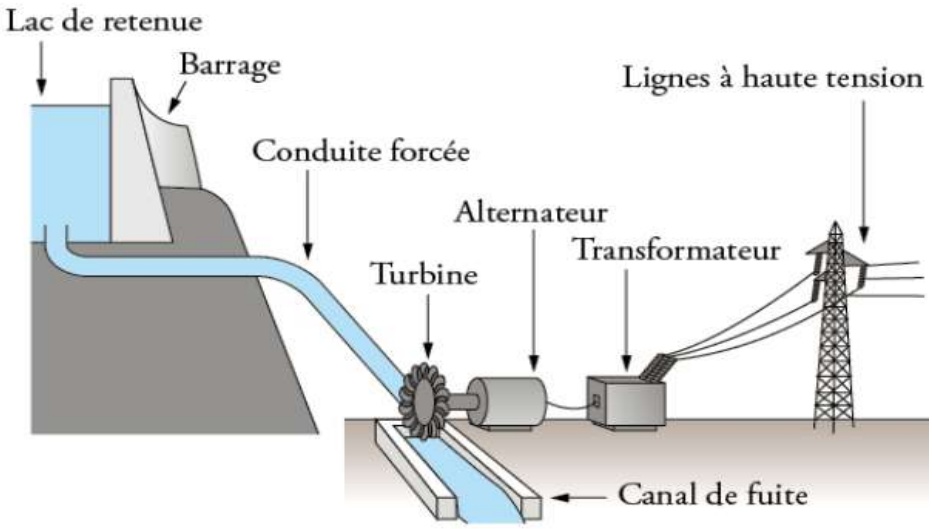


Figure I.6. Centrale hydroélectrique.

I.5. Postes électriques

Les postes électriques constituent des éléments essentiels du réseau électrique. Ils interviennent à la fois dans la transmission et dans la distribution de l'électricité. Leur rôle principal est d'élever la tension pour le transport sur de longues distances, puis de la rabaisser

afin de l'adapter à la consommation des usagers, qu'ils soient particuliers ou industriels. Situés aux extrémités des lignes de transmission ou de distribution, ces postes — souvent appelés *sous-stations* — remplissent plusieurs fonctions : adapter le niveau de tension aux caractéristiques des lignes et réseaux, orienter (ou aiguiller) l'électricité vers les différentes lignes, et assurer un suivi à distance du flux électrique.

On distingue principalement trois types de postes électriques selon leurs fonctions :

- Les postes d'interconnexion, qui assurent la liaison entre différentes parties du réseau de transport.
- Les postes de transformation, qui adaptent les niveaux de tension entre transport et distribution.
- Les postes mixtes, qui combinent les deux rôles précédents.

I.6. Éléments principaux d'un poste électrique

Un poste électrique est constitué de plusieurs équipements permettant de transformer, protéger, contrôler et acheminer l'énergie électrique (Fig 7)

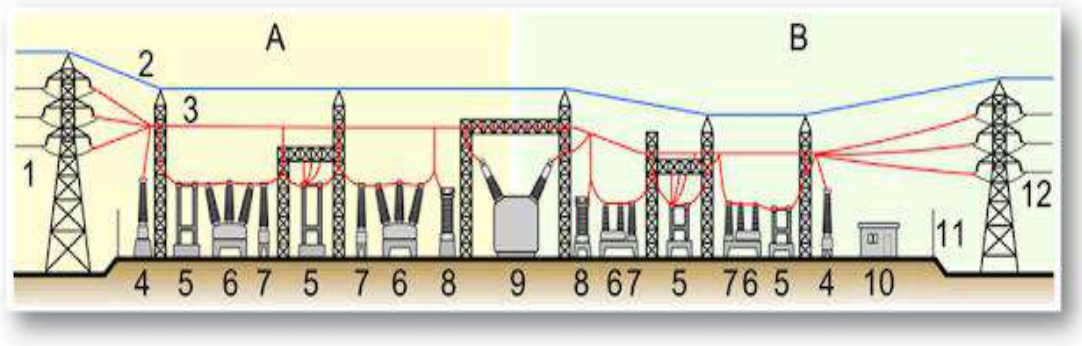


Figure I.7. Appareils électriques dans un poste (A : côté primaire, B : côté secondaire)

Les principaux éléments sont :

1. **Ligne électrique primaire** : ligne à haute ou très haute tension qui amène l'électricité au poste.
2. **Câble de garde** : câble situé au-dessus des lignes pour protéger contre la foudre.
3. **Ligne électrique** : conducteur principal qui transporte l'énergie électrique.
4. **Transformateur de tension (TT)** : réduit la tension à une valeur mesurable pour les systèmes de protection et de comptage.

5. **Sectionneur** : dispositif de coupure visible qui permet d'isoler électriquement une partie du circuit (non utilisable en charge).
6. **Disjoncteur** : appareil de protection qui coupe automatiquement le courant en cas de surcharge ou de court-circuit.
7. **Transformateur de courant (TC)** : réduit l'intensité du courant pour la mesure et la protection.
8. **Parafoudre** : protège les installations contre les surtensions causées par la foudre ou les manœuvres.
9. **Transformateur de puissance** : élève ou abaisse la tension pour l'adapter au transport ou à la distribution.
10. **Bâtiment secondaire** : abrite les équipements de commande, de contrôle et de protection (relais, SCADA, batteries, etc.).
11. **Clôture** : élément de sécurité empêchant l'accès non autorisé au poste.
12. **Ligne électrique secondaire** : ligne sortante qui redistribue l'électricité vers le réseau de transport ou de distribution.

I.6.1. Transformateur de puissance

Le transformateur de puissance est sans doute l'équipement qui a rendu possible l'essor et la généralisation des réseaux électriques en courant alternatif. Il a permis d'assurer le transport, la distribution et l'utilisation de l'énergie électrique à grande échelle.

Sa fonction principale est la modification de la tension électrique :

- Élévation de la tension : à la sortie des centrales, on augmente la tension (par exemple de 20 kV à 400 kV) afin de diminuer le courant et donc réduire les pertes Joule dans les lignes de transport.
- Abaissement de la tension : au plus près des consommateurs, on réduit la tension (par exemple de 63 kV à 20 kV) pour alimenter en toute sécurité les réseaux de distribution.



Figure I.8. Transformateurs de puissance.

I.6.2. Transformateurs de mesure (courant et tension)

Les transformateurs de mesure sont utilisés lorsqu'il est nécessaire de mesurer des tensions ou des courants trop élevés pour être directement appliqués aux appareils de mesure. Leur rôle principal est de réduire proportionnellement la grandeur électrique à mesurer (tension ou courant) tout en assurant une isolation galvanique entre le réseau haute tension et les instruments de mesure ou de protection. Ils doivent effectuer cette transformation sans déphasage notable. On distingue deux types principaux :

- ✓ **Transformateurs de tension (TT) :**

Les transformateurs de tension sont utilisés principalement sur les lignes à haute tension afin d'alimenter des appareils de mesure (comme les voltmètres et les wattmètres) ou de protection (relais). Leur rôle est de ramener la tension du réseau à une valeur standardisée, généralement de l'ordre d'une centaine de volts, et de protéger les instruments de la haute tension en assurant leur isolation.

- ✓ **Transformateur de courant (TI) :**

Les transformateurs de courants ont pour rôle de ramener à une valeur facilement mesurable les courants intenses circulant dans les lignes à haute ou à basse tension. Le primaire du TC est inséré en série avec la ligne dont on souhaite mesurer l'intensité, ce qui permet une mesure précise et fiable. Ces transformateurs sont exclusivement destinés à la mesure et à la protection, et leur puissance est généralement faible, comprise entre 15 et 200 VA. Le courant nominal de leur enroulement secondaire est standardisé entre 1 A et 5 A, ce qui facilite le raccordement aux appareils de mesure, de comptage et de protection.



(a) Transformateur de courant (b) Transformateur de tension

Figure I.9. Transformateurs de mesure.

I.6.3. Disjoncteur

Le disjoncteur est un élément essentiel de protection dans un réseau électrique. Il a pour rôle principal de protéger les installations contre les surcharges et les courants de défaut, tels que ceux causés par la foudre ou par un contact accidentel avec des obstacles (par exemple une branche d'arbre). Selon la définition de la Commission électrotechnique internationale, le disjoncteur est destiné à établir, supporter et interrompre des courants sous sa tension assignée, c'est-à-dire la tension maximale du réseau qu'il protège. Son fonctionnement s'effectue aussi bien dans des conditions normales de service, comme la connexion ou la déconnexion d'une ligne, que dans des conditions anormales, notamment lors de l'élimination d'un court-circuit. Grâce à ses caractéristiques, il constitue l'appareil de protection indispensable des réseaux à haute tension, puisqu'il est le seul capable d'interrompre efficacement un courant de court-circuit et d'éviter ainsi des dommages graves au matériel électrique connecté.



Figure I.10. Disjoncteurs.

I.6.4. Sectionneurs

Le sectionneur est un appareil électromécanique utilisé dans les postes électriques pour assurer la coupure visible d'un circuit et orienter le courant à l'intérieur du réseau. Contrairement au disjoncteur qui isole mais ne sépare pas physiquement, le sectionneur garantit une séparation mécanique effective, offrant ainsi une distance de sectionnement suffisante pour assurer la sécurité électrique. Sa fonction principale est de mettre hors service un élément du réseau, tel qu'une ligne à haute tension, un transformateur ou une partie de poste, afin de permettre à un opérateur d'intervenir en toute sécurité lors d'opérations de maintenance. Il peut également être utilisé pour isoler une partie défectueuse du réseau et maintenir le reste de l'installation en fonctionnement (figure I.11).



Figure I.11. Sectionneurs.

I.6.5. Jeux de barres

Dans la distribution électrique, un jeu de barres est un conducteur en cuivre ou en aluminium qui assure la conduction de l'électricité à l'intérieur d'un tableau électrique, d'un appareillage ou d'un poste électrique. Il peut se présenter sous forme de barres plates ou de tubes creux, considérés comme des conducteurs de faible impédance permettant de raccorder plusieurs circuits en différents points. En haute tension, les jeux de barres sont généralement installés sur des isolateurs lorsqu'ils sont rigides, ou tendus de manière flexible et suspendus à des structures métalliques par des chaînes isolantes. Ils jouent un rôle essentiel en reliant les différentes composantes d'un poste électrique, mais leur fragilité constitue une faiblesse majeure : en cas de court-circuit sur un jeu de barres, c'est l'ensemble du poste qui est mis hors service. Pour limiter ce risque et faciliter la maintenance, plusieurs jeux de barres sont souvent connectés en parallèle, garantissant la continuité de service même lors d'une intervention sur l'un d'eux (Fig I.12).



Figure I.12. Jeux de barres.

I.6.6. Isolateurs

Les isolateurs sont des composants électrotechniques utilisés pour fixer, maintenir et soutenir les conducteurs électriques nus, tout en assurant l'isolement électrique entre ceux-ci et leurs supports. On les retrouve principalement sur les lignes à haute tension et dans les postes électriques. En plus de leur rôle d'isolement, ils remplissent une fonction mécanique essentielle en supportant les efforts liés au poids des conducteurs et aux contraintes climatiques (vent, neige, givre) (figure I.13). Sur le réseau de transport, les isolateurs sont disposés en chaîne, dont la longueur dépend du niveau de tension :

Tension (KV)	63 KV	90 KV	225 KV	400KV
Nombre isolateurs	6	9	12	19

Leurs deux fonctions principales sont :

- **Empêcher le courant électrique** circulant dans les conducteurs de phase de passer dans les pylônes.
- **Assurer la fixation mécanique** des conducteurs de phase aux supports (pylônes ou structures du poste).

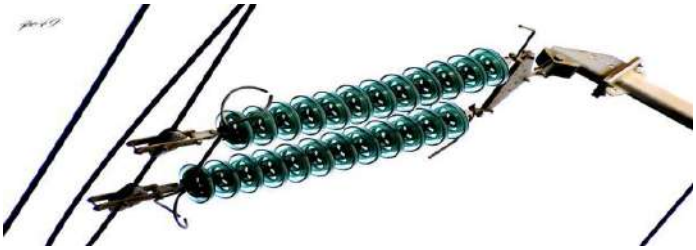


Figure I.13. Isolateurs.

II.6.7. Autres appareillages d'un poste

- **Supports**

Le rôle des pylônes électriques est de maintenir les câbles conducteurs à une distance minimale de sécurité par rapport au sol et aux obstacles environnants, afin de garantir la sécurité des personnes ainsi que la protection des installations voisines. Le choix du type de pylône dépend des caractéristiques de la ligne à réaliser, de l'environnement traversé et des contraintes mécaniques imposées par le terrain et les conditions climatiques locales. Leur forme et leur silhouette sont déterminées par la disposition des câbles conducteurs. En général, les pylônes sont construits sous forme de treillis en acier. Plus la tension de la ligne est élevée, plus l'envergure des pylônes est importante et plus leur hauteur doit être grande.

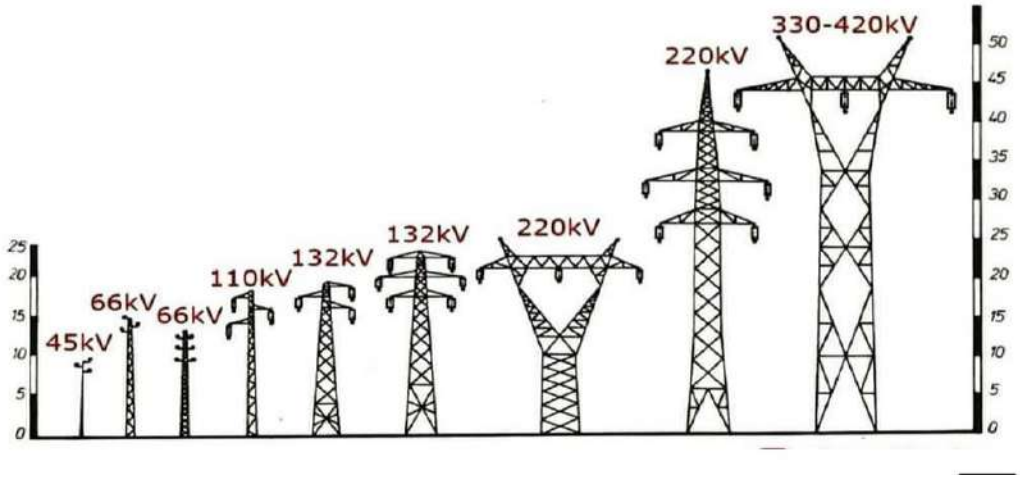


Figure I.14. Quelques structures de pylônes.

- **Câbles conducteurs**

Les câbles électriques utilisés pour le transport et la distribution de l'énergie peuvent être de deux types : aériens ou souterrains.

- Les câbles aériens, généralement nus, constituent les lignes de transport visibles. Leur isolement électrique est assuré par des isolateurs rigides ou suspendus, fixés sur des poteaux ou pylônes ancrés au sol par des fondations. Ces câbles sont composés de couches de brins conducteurs en aluminium, souvent renforcés par une âme en acier pour en augmenter la résistance mécanique, ou réalisés en alliage d'aluminium (Almélec) (figure I.15).

- Les câbles souterrains, plus coûteux et réservés principalement aux zones urbanisées, sont constitués de conducteurs en aluminium ou en cuivre, torsadés en hélice et recouverts d'un isolant. Cet isolant peut être en papier imprégné d'huile ou, de plus en plus fréquemment, en matériaux synthétiques. Enfin, leur protection externe est assurée par des gaines métalliques (plomb ou aluminium), elles-mêmes recouvertes de gaines synthétiques assurant une meilleure résistance mécanique et chimique (figure I.16).



Figure I.15. Conducteur d'une ligne aérienne

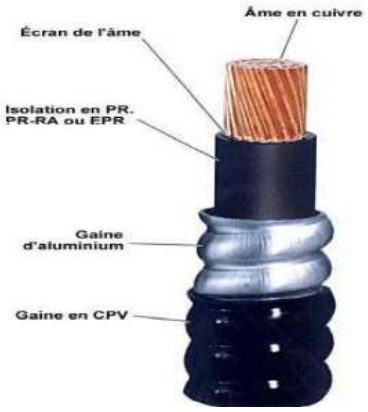


Figure I.16. Coupe d'un câble souterrain.

○ Câbles de garde

Les câbles de garde ne transportent pas de courant électrique. Placés au-dessus des conducteurs des lignes aériennes à haute tension, leur rôle principal est d'assurer une protection contre la foudre, en interceptant les décharges et en évitant que les conducteurs principaux ne soient directement frappés. Réalisés le plus souvent en acier, ils possèdent une grande résistance mécanique qui leur permet de supporter les contraintes dues aux conditions climatiques et aux efforts mécaniques (figure I.17).

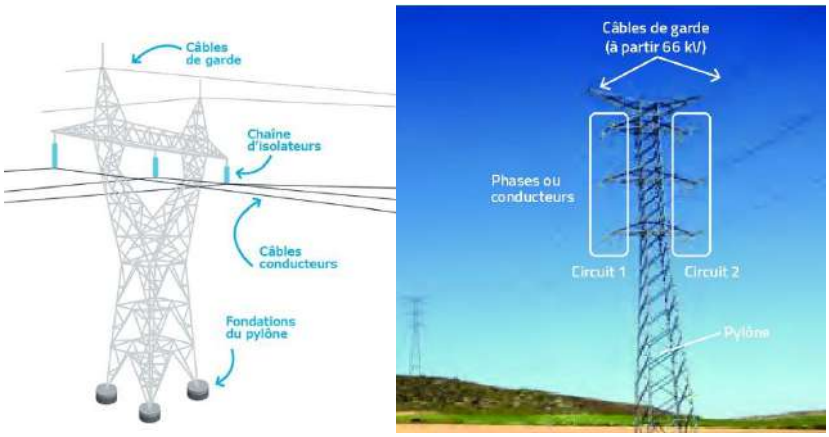


Figure I.17. Câble de garde.

- **Paratonnerre**

Le **paratonnerre** est un dispositif destiné à protéger les bâtiments et les structures contre les impacts directs de la foudre, en canalisant les charges électriques vers le sol de manière sûre. Son rôle n'est pas d'attirer la foudre, mais de la capter lorsqu'elle se manifeste à proximité, afin d'éviter qu'elle ne frappe aléatoirement et ne cause des dommages importants. Pour assurer une protection optimale, le paratonnerre est toujours installé sur la partie la plus élevée de l'édifice ou de la structure à protéger.



Figure I.18. Paratonnerre.

- **Parafoudre (ou parasurtenseur)**

Le parafoudre est un dispositif de protection qui limite les surtensions causées par la foudre ou par les manœuvres de commutation. Son principe de fonctionnement repose sur la dérivation du courant excédentaire vers la terre dès qu'une surtension apparaît. Le parafoudre est généralement constitué d'une partie supérieure connectée au conducteur de la ligne à protéger et d'une partie inférieure reliée à une prise de terre de faible résistance (souvent inférieure à 1 Ω) (figure I.19).



Figure I.19. Parafoudre.

- **Centre de dispatching**

Le centre de conduite réseau, appelé aussi dispatching, est une salle de contrôle moderne chargée de gérer à distance le réseau électrique haute et moyenne tension. Il surveille en temps réel l'état du réseau grâce à des systèmes informatiques (SCADA : Supervisory Control And Data Acquisition) qui permettent de superviser, contrôler et acquérir les données. Ces systèmes affichent notamment les valeurs de tension, de puissance ainsi que la position des équipements. Sa mission principale est d'assurer l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité, le maintien du plan de tension et la sécurité du transit sur le réseau interconnecté. Fonctionnant 24h/24 et 7j/7, le dispatching permet d'intervenir rapidement en cas de panne et garantit la continuité de l'alimentation électrique, notamment pour les réseaux de distribution et les consommateurs en haute tension.

Fonctionnement du SCADA

- **Supervision** : visualisation en direct des postes électriques, lignes et équipements.
- **Contrôle** : possibilité d'agir à distance (ouvrir/fermer un disjoncteur, modifier la tension, etc.).
- **Acquisition des données** : collecte automatique des informations sur les tensions, puissances, courants, états des appareils…
- **Alarmes** : signalement instantané des anomalies ou défauts sur le réseau.

- **Historique** : enregistrement et analyse des données pour optimiser l'exploitation.





Figure I.20. Centre de dispatching

.

Chapitre II

Modes de transport, répartition et distribution de l'énergie électrique

II.1. Introduction

Le transport et la distribution de l'électricité jouent un rôle essentiel dans le fonctionnement des réseaux électriques. En effet, l'électricité produite dans les centrales doit être acheminée sur de longues distances jusqu'aux consommateurs (industriels, tertiaires et résidentiels) avec un minimum de pertes et une qualité conforme aux normes. Pour assurer l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité, garantissant ainsi la performance économique, la structure électrique d'un pays est généralement organisée en plusieurs niveaux, chacun correspondant à un type de réseau électrique spécifique.

II.2. Description des réseaux électriques

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures (lignes, câbles, transformateurs, postes et équipements de contrôle) qui permettent d'acheminer l'électricité depuis les centrales de production jusqu'aux consommateurs. Il est organisé en plusieurs niveaux de tension (transport (HT et THT), répartition (HT et MT) et distribution (MT et BT)) afin d'assurer un approvisionnement fiable, continu et adapté aux besoins.

II.3. Structure des réseaux électriques

Un réseau électrique comprend quatre étapes : production, transport, répartition et distribution de l'électricité jusqu'aux usagers.

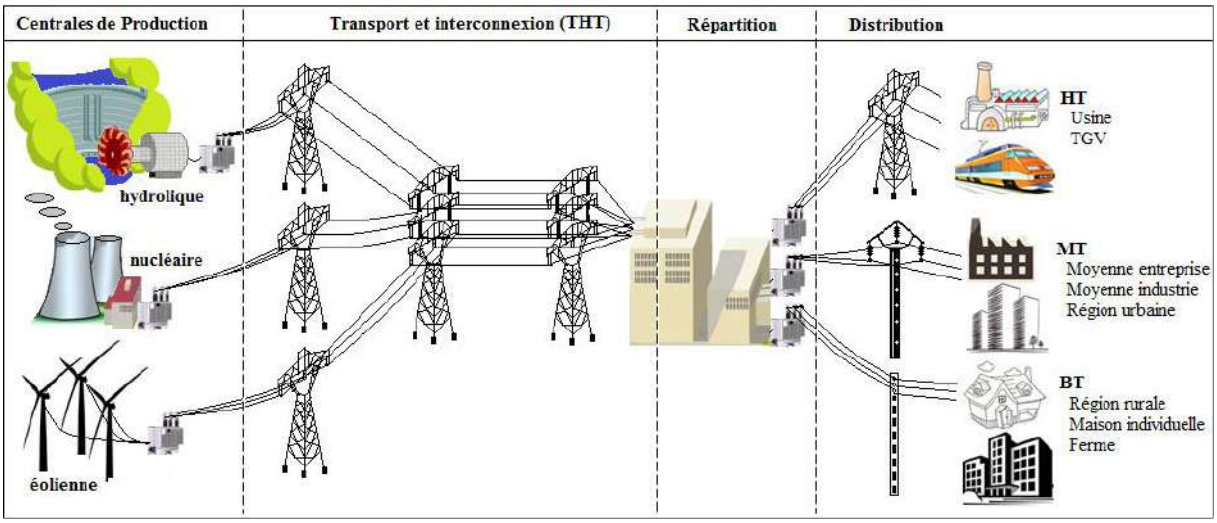


Figure II.1. Structure générale des réseaux électriques

II.3.1. Production

La production d'électricité consiste à générer la puissance active nécessaire pour couvrir la totalité de la consommation du réseau. Dans la majorité des cas, cette électricité est produite en systèmes triphasés grâce à des alternateurs entraînés par différentes sources d'énergie dites primaires (gaz naturel, charbon, eau, vent, soleil, etc.).

En Algérie, la production repose principalement sur les centrales thermiques à gaz, complétées par des centrales hydrauliques et, plus récemment, par des unités renouvelables :

- ✓ Centrale thermique de Hadjret Ennous (Tipaza) : 1 200 MW (gaz naturel).
- ✓ Centrale de Terga (Aïn Témouchent) : 1 200 MW (gaz naturel).
- ✓ Centrale de Koudiet Eddraouch (El Tarf) : 1 200 MW (gaz naturel).
- ✓ Centrale hydraulique de Koudiat Acerdoune (Bouira) : environ 100 MW.
- ✓ Centrale solaire de Hassi R'mel (Ghardaïa) : 150 MW (hybride solaire-gaz).
- ✓ Parc éolien d'Adrar : 10 MW.
- ✓ Centrale à cycle combiné de Naâma (Touifza, Mecheria) : d'une capacité de 1 163 MW, elle utilise les technologies gaz-vapeur pour optimiser l'efficacité.
- ✓ Centrale solaire photovoltaïque de Sedret-Leghzal (Naâma) : d'une puissance de 20 MW, elle participe à la diversification énergétique via les renouvelables.

II.3.2. Transport

Le transport de l'énergie électrique consiste à acheminer la puissance produite par les unités de production vers les zones de consommation. L'électricité est d'abord générée par les alternateurs sous une tension moyenne (12 à 15 kV), puis injectée dans le réseau de transport via des postes de transformation qui l'élèvent à des niveaux de haute ou de très haute tension, afin de limiter les pertes lors de son acheminement. Le choix de la tension dépend des distances et des puissances à transmettre : plus la distance et la puissance sont importantes, plus la tension doit être élevée. À titre d'exemple, en Algérie le réseau de transport utilise généralement 220 kV, avec certaines lignes atteignant 400 kV dans le sud. En Europe, la tension de transport atteint 400 kV, tandis qu'en Amérique du Nord elle peut atteindre jusqu'à 735 kV.

II.3.3. Répartition

Les réseaux de répartition assurent la liaison entre le réseau de transport et les réseaux de distribution. Leur rôle principal est d'acheminer l'électricité des lignes de transport vers les grands centres de consommation, grâce aux postes d'interconnexion THT/HT (ou HT/MT). Ils alimentent directement les gros consommateurs industriels sous haute ou moyenne tension et répartissent l'énergie dans les zones urbaines et rurales. Ces réseaux fonctionnent généralement en haute tension, comprise entre 30 kV et 150 kV (parfois jusqu'à 275 kV selon les pays).En Algérie, la répartition est réalisée sous une tension typique de **60 kV**, avec des réseaux majoritairement aériens et parfois souterrains dans les grandes agglomérations.

II.3.4. Distribution

Les réseaux de distribution ont pour mission d'alimenter l'ensemble des consommateurs résidentiels, commerciaux et industriels, amenant l'énergie depuis les réseaux de répartition jusqu'aux utilisateurs finaux.

On distingue deux sous-niveaux de tension dans la distribution :

- La moyenne tension (MT) : généralement comprise entre 1 kV et 30 kV (souvent 10, 20 ou 30 kV selon les pays). Elle est destinée principalement à l'alimentation des clients industriels de taille moyenne, des hôpitaux, des centres commerciaux et des postes de distribution publique.
- La basse tension (BT) : inférieure à 1 kV (230/400 V en Algérie et en Europe), utilisée pour l'alimentation directe des consommateurs résidentiels, des commerces et des petits ateliers.

La structure des réseaux de distribution peut être aérienne (en zones rurales et semi-urbaines, pour réduire les coûts) ou souterraine (dans les centres-villes pour des raisons de sécurité et d'intégration urbaine**).**

II.4. Niveau de tension

Les nouvelles normes en vigueurs en France (UTE C 18-510) et (NF C 15-100) définies les niveaux de tension alternative comme suit :

Tableau II.1. Domaines de tension

Domaine de tension		Valeur de la tension en VOLTS		Tension du réseau algérien
		En courant AC	**En courant DC**	
Très basse tension	**(TBT)**	$U \leq 50$	$U \leq 120$	--------
Basse tension (BT)	**BTA**	$50 < U \leq 500$	$120 < U \leq 750$	380
	BTB	$500 < U \leq 1000$	$750 < U \leq 1500$	--------
Haut tension (HT)	**HTA(MT)**	$1000 < U \leq 50\,000$	$1500 < U \leq 75\,000$	10000/30000
	HTB	$U > 50\,000$	$U > 75\,000$	600000-220000-400000

II.5. Topologie des réseaux électriques

La topologie d'un réseau électrique correspond à la manière dont les lignes, postes et équipements sont interconnectés. Elle varie en fonction du type de réseau (transport, répartition, distribution) et dépend de plusieurs critères techniques et économiques. Le choix de la topologie est guidé principalement par :

- Le niveau de fiabilité recherché : un réseau fortement maillé assure une meilleure continuité de service et limite les coupures en cas de défaut, contrairement à une topologie radiale plus simple mais plus vulnérable.
- La flexibilité et la maintenance : certaines structures permettent d'isoler plus facilement une partie du réseau pour effectuer des travaux, tout en maintenant l'alimentation des usagers.
- Les coûts d'investissement et d'exploitation : un réseau maillé ou en anneau offre une meilleure sécurité mais nécessite davantage de lignes, de postes et donc des coûts plus élevés.
- L'évolutivité : la capacité du réseau à intégrer de nouvelles charges, de nouvelles sources de production (notamment renouvelables), ou à s'adapter à la croissance urbaine et industrielle.

II.5.1. Réseau bouclé

La topologie en boucle est utilisée surtout dans les réseaux de répartition et de distribution MT. Les postes HT/MT sont reliés entre eux pour former des boucles, ce qui permet de maintenir l'alimentation même en cas de panne ou de maintenance. Cependant, tous les réseaux MT ne sont pas bouclés : en zone rurale, on utilise souvent des réseaux radiaux (plus simples

mais moins fiables), tandis qu'en zone urbaine ou industrielle, la boucle est privilégiée pour assurer la continuité du service (figure II.2.a).

II.5.2. Réseau maillé

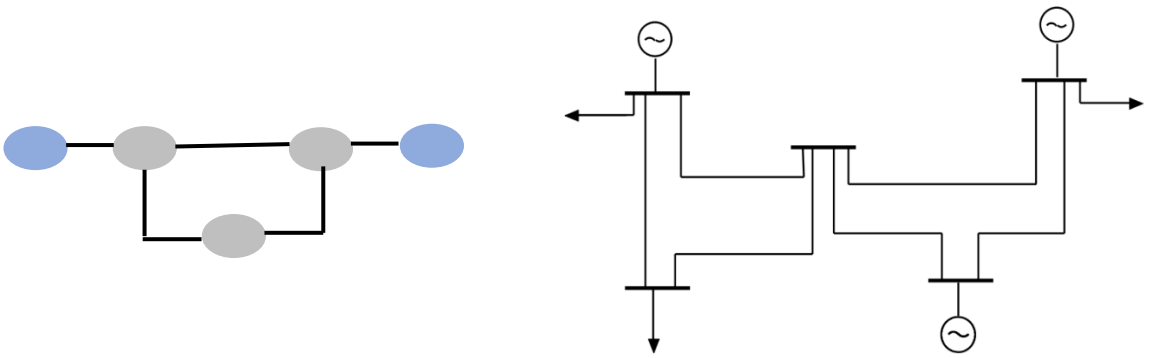
La topologie en maillage est la plus utilisée pour les réseaux de transport. Tous les centres de production et postes d'interconnexion THT sont reliés entre eux, ce qui crée un réseau fortement interconnecté. Cette structure garantit une grande fiabilité et permet de sécuriser l'alimentation en cas de défaillance d'une ligne. Cependant, elle demande une gestion et une surveillance à grande échelle, souvent nationale ou même continentale (figure II.2.b).

II.5.3. Réseau radial

La topologie radiale est la plus courante dans les réseaux de distribution MT et BT. Elle se compose d'une ligne principale alimentée par un poste source HT/MT, qui dessert plusieurs postes de distribution. En moyenne tension, cette structure peut être alimentée par les deux extrémités afin d'améliorer la continuité de service (figure II.2.c).

II.5.4. Réseau arborescent

Cette structure est couramment utilisée en milieu rural, et parfois en milieu urbain lorsque les charges ne sont pas très sensibles aux coupures. Elle consiste en un poste de répartition qui alimente plusieurs postes de distribution BT par des dérivations (piquages) effectuées le long des lignes MT/BT (figure II.2.d).



(a) Structure bouclée

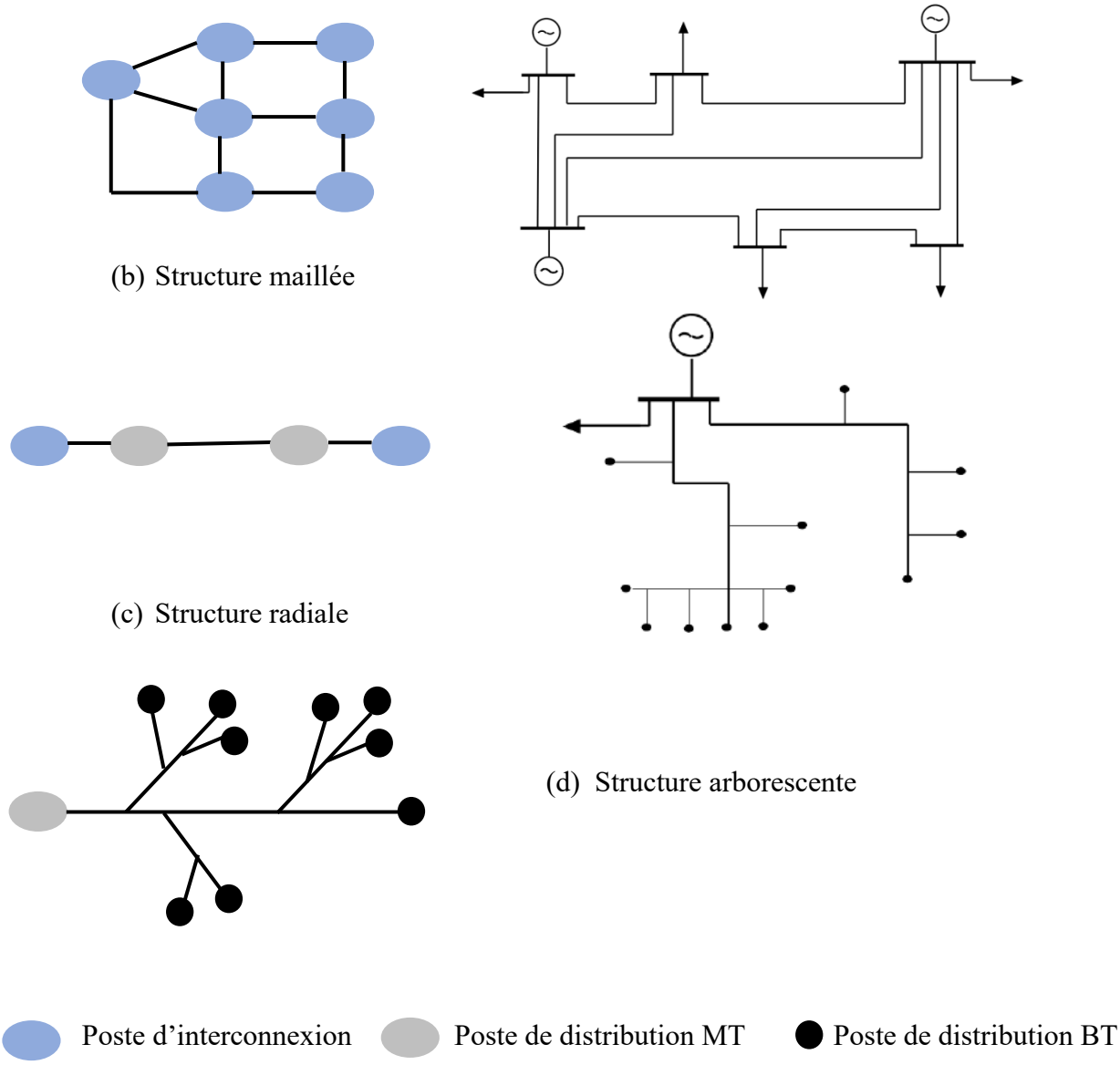


Figure II.2. Topologies des réseaux électriques.

II.6. Postes électriques

À la sortie des centrales de production, des postes de transformation élèvent la moyenne tension générée à un niveau de haute tension, indispensable pour assurer un transport économique de l'énergie électrique. Cette tension élevée est ensuite de nouveau abaissée dans d'autres postes de transformation, implantés à proximité des centres de consommation. Ces postes constituent ainsi les points de jonction entre les différents niveaux de tension du réseau. De manière générale, le réseau électrique s'organise de façon hiérarchisée, dans le sens du transit de l'énergie (figure II.1), et comprend les éléments suivants :

- **Les postes sources HT/MT ou THT/MT** : ils sont alimentés par le réseau de transport ou de répartition et assurent la transformation vers le niveau moyen de tension.
- **Le réseau MT** : constitué des départs en moyenne tension, issus des postes sources, réalisés sous forme de lignes aériennes ou de câbles souterrains.
- **Les postes MT/BT** : postes de distribution publique permettant l'abaissement de la tension pour l'alimentation en basse tension.
- **Le réseau BT** : dernier maillon du réseau, il alimente directement les branchements destinés à la clientèle.

Architectures des postes

Le choix de l'architecture d'un poste électrique repose sur plusieurs paramètres technico-économiques, tels que la fiabilité, la flexibilité, la facilité de maintenance, ainsi que les coûts d'investissement et d'exploitation.
La fiabilité et la flexibilité d'un poste dépendent principalement de son architecture interne, laquelle est définie par :

- Le nombre et la disposition des jeux de barres,
- Le nombre et la disposition des appareils de coupure (notamment les disjoncteurs),
- Et, éventuellement, le mode d'alimentation du poste (nombre et configuration des lignes).

D'un point de vue architectural, les postes électriques peuvent être classés en deux grandes familles, indépendamment de leur type :

- Postes à couplage de barres : les jeux de barres assurent le couplage entre les différents départs.
- Postes à couplage de disjoncteurs : ce sont les disjoncteurs qui assurent le couplage entre les différents départs.

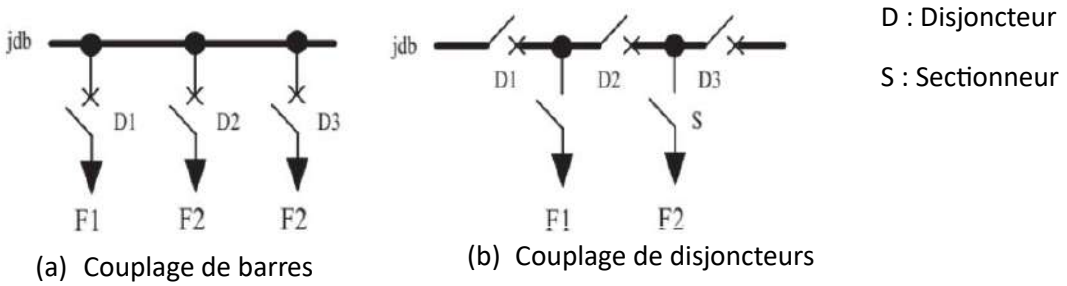


Figure II.3. Architectures des postes

☞ **Exemple :**

Du point de vue **fiabilité**, dans une architecture à couplage de barres, un défaut sur un départ (ex. **F1**) nécessite seulement l'ouverture de son disjoncteur (**D1**), mais en cas de maintenance de ce dernier, le départ est condamné. À l'inverse, dans une architecture à couplage de disjoncteurs, l'isolement du même défaut impose l'ouverture de **D1 et D2**, mais le départ **F1** peut rester alimenté lors de la maintenance grâce au second disjoncteur. Cette architecture est donc **plus fiable**, mais son **coût est plus élevé**, puisqu'elle demande davantage de disjoncteurs pour un même nombre de départs.

II.6.1. Postes de livraison HTB

Ces postes de livraison concernent en général des puissances supérieures à 10 MVA. L'installation du poste de livraison est comprise entre :

- D'une part, du point de raccordement au réseau de distribution HTB,
- D'autre part, jusqu'à la borne aval du ou des transformateurs HTB/HTA.

Les postes de livraison HTB peuvent être réalisés selon plusieurs configurations électriques. En pratique, les schémas les plus couramment rencontrés sont :

1. **Simple antenne :** une seule arrivée HTB alimente directement un ou plusieurs transformateurs HTB/HTA (figure II.4.a).

   ✓ **Principe** : l'alimentation est de type radial, sans secours ni redondance.
   ✓ **Caractéristiques** :

- Simplicité de réalisation,
- Coût réduit,
- Exploitation facile.

✓ **Limite** : en cas de défaut ou d'interruption sur la ligne d'alimentation, tout le poste est mis hors service, ce qui entraîne une coupure totale des charges alimentées.

2. **Double antenne** : deux arrivées distinctes assurent une alimentation de secours en cas de perte d'une source (figure II.4.b).

✓ **Principe** :

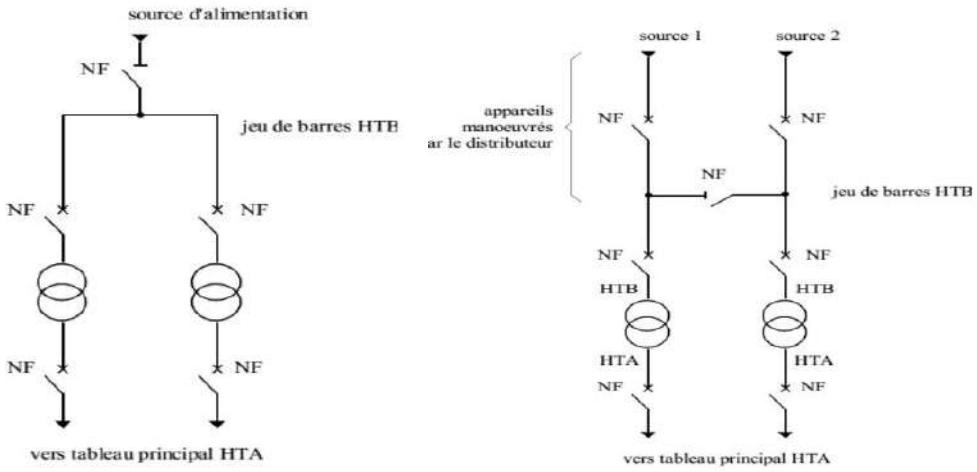
Chaque transformateur HTB/HTA est normalement alimenté par une seule antenne. En cas de défaut ou de coupure sur l'une des arrivées, l'autre peut assurer la continuité d'alimentation.

✓ **Caractéristiques** :

- Apporte une **sécurité accrue** par rapport à la simple antenne,
- Permet une **continuité partielle ou totale du service**,
- Plus coûteux que le schéma simple antenne en raison de la duplication des lignes.

✓ **Limite** :

La redondance n'est pas toujours totale : si les deux antennes proviennent du même poste source, elles restent vulnérables à une panne amont commune.



(a) Simple antenne (b) double antenne

Figure II.4. Alimentation d'un poste de livraison HTB.

3. Alimentation double antenne avec double jeu de barres

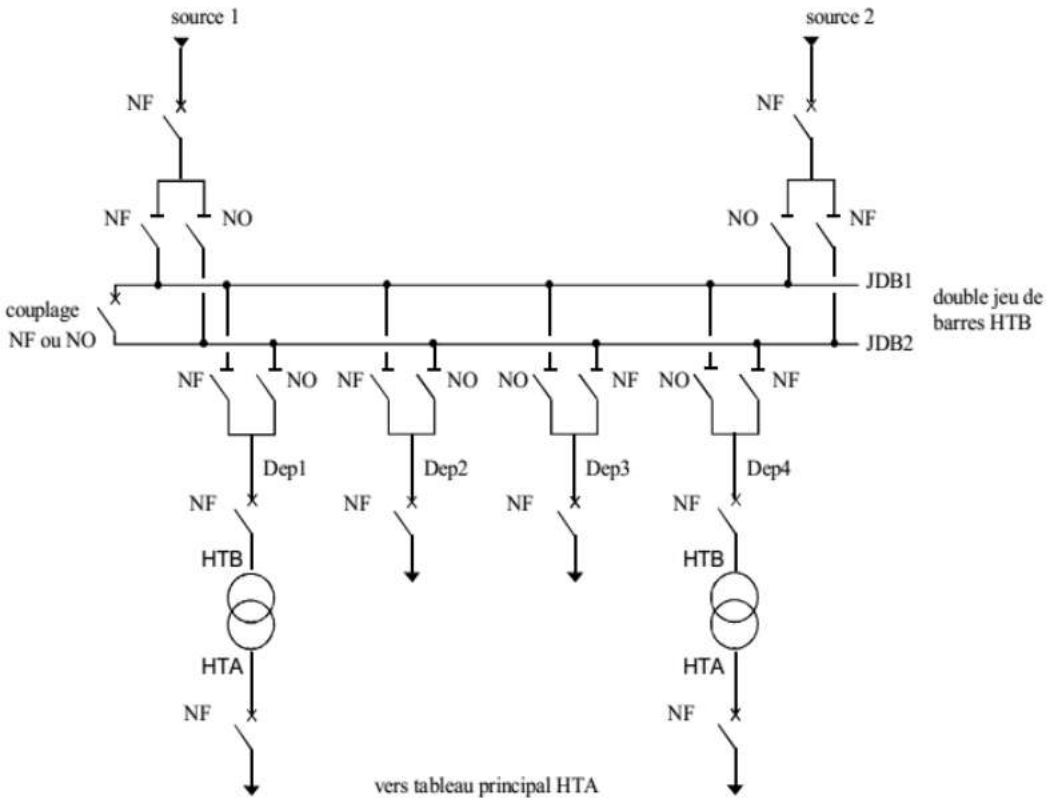


Figure II.5. Alimentation double antenne - double jeu de barres d'un poste de livraison HTB.

Mode d'exploitation :

- Normal : La source 1 alimente, par exemple, le jeu de barres JDB1 et les départs Dep1 et Dep2. La source 2 alimente, par exemple, le jeu de barres JDB2 et les départs Dep3 et Dep4. Le disjoncteur de couplage peut être maintenu fermé ou ouvert.

- Perturbé : En cas de perte d'une source, l'autre source assure la totalité de l'alimentation. En cas de défaut sur un jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), le disjoncteur de couplage est ouvert et l'autre jeu de barres alimente la totalité des départs.

- Avantages :

- **Disponibilité de l'alimentation** : la présence de deux antennes et d'un double jeu de barres garantit une continuité de service même en cas de perte d'une source ou de maintenance d'un jeu de barres.

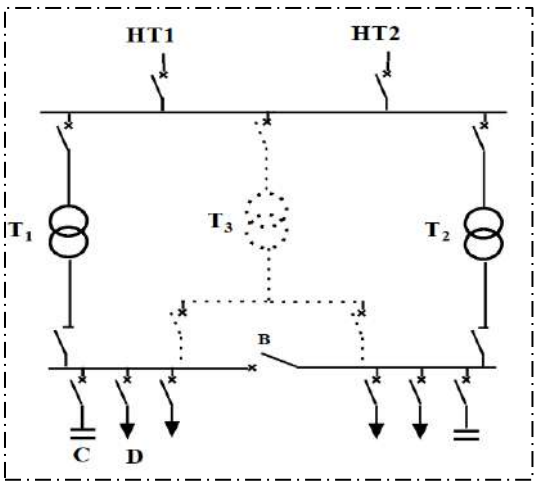
- Souplesse d'utilisation pour l'affectation des sources et des charges, et pour la maintenance des jeux de barres
- **Transfert sans interruption** : il est possible de réaliser un transfert de charge d'un jeu de barres à l'autre sans coupure, grâce au couplage temporaire des jeux de barres et à la manœuvre coordonnée des sectionneurs et disjoncteurs.

- **Inconvénient**
  - **Coût élevé** : cette architecture engendre un surcoût significatif par rapport à une configuration plus simple, telle que le poste à simple jeu de barres.

II.6.2. Postes sources HT/MT

Le réseau de distribution moyenne tension (MT) débute au niveau du poste source HT/MT**,** d'où partent plusieurs départs MT constitués de conducteurs et d'appareils de coupure. Ces départs assurent l'alimentation des charges en moyenne tension ou des postes de distribution publique (MT/BT)**.**

Un poste source est, dans sa configuration initiale, constitué d'un transformateur (T1) alimenté par une ligne haute tension (HT1). Avec l'augmentation des charges à desservir, un deuxième transformateur (T2) peut être ajouté, puis, en phase finale, un troisième transformateur (T3) est souvent installé en double attache pour accroître la sécurité d'exploitation. Parallèlement à l'ajout du second transformateur, une deuxième arrivée HT (HT2)**,** appelée *garantie ligne*, est généralement raccordée afin d'assurer la continuité de service en cas de défaut sur la première (figure II.6).



B : jeu de barres MT comportant deux demi-rame

C : cellule de condensateurs

D : départs MT

HT1, HT2 : arrivées HT

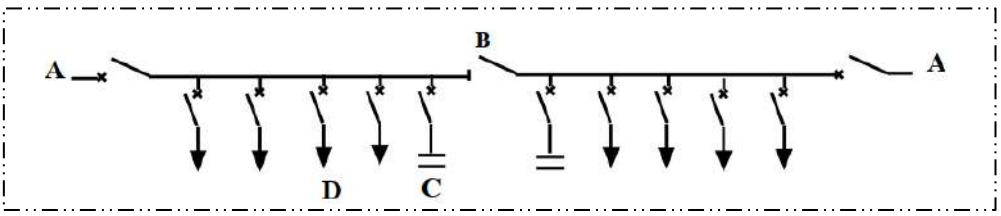
T_1, T_2 : transformateurs HT/MT

T3 : troisième transformateur raccordé en double attache

Figure II.6. Schéma d'un poste HT/MT

Les transformateurs alimentent un tableau MT qui constitue un jeu de barres organisé en rames. Chaque rame est composée d'une dizaine de cellules environ et est divisée en deux demi-rames, reliées entre elles par un organe de couplage appelé sectionneur de barre (figure II.7). Une demi-rame élémentaire comprend généralement :

- Une arrivée de transformateur,
- Plusieurs départs MT,
- Une cellule de condensateurs destinée à la compensation de l'énergie réactive,
- Eventuellement, un disjoncteur shunt.



A : arrivée de transformateur C : cellules de condensateurs B : couplage entre demi-rames D : départs HTA

Figure II.7. Schéma du principe d'une rame MT.

II.7. Réseaux MT

Le réseau de distribution moyenne tension (MT) présente généralement une structure arborescente radiale, pouvant être bouclé par une autre demi-rame ou par un poste source afin de renforcer la sécurité d'exploitation. Il se compose d'une ossature principale et de plusieurs dérivations. En fonction de la densité de charges à desservir, ce réseau peut être réalisé en lignes aériennes ou en câbles souterrains.

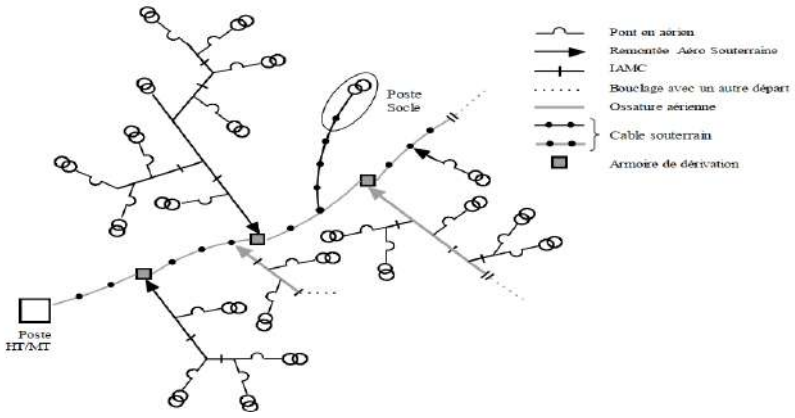


Figure II.8. Structure d'un départ MT .

1. Réseaux MT souterrains

Les réseaux MT souterrains se distinguent des réseaux aériens principalement par la durée plus longue des indisponibilités en cas d'avarie (10 à 20 h pour localiser et réparer), ainsi que pour la réalisation de travaux programmés. Leur fiabilité dépend du nombre de voies d'alimentation disponibles pour un même poste MT/BT :

- Une seule voie (structure radiale en antenne) est simple et économique mais proscrite en souterrain car elle ne permet pas de reprise de service.
- Les structures à deux voies sont les plus répandues, avec deux variantes : la double dérivation et la coupure d'artère.
- Les structures à voies multiples, plus rares, offrent une qualité de service supérieure.

➢ Réseau en double dérivation

Le réseau radial en antenne doublé est alimenté à partir du jeu de barres du poste source HT/MT. Chaque transformateur MT/BT y est raccordé à un câble de travail (CT) pour le fonctionnement normal et à un câble de secours (CS), activé en cas de défaut grâce à des dispositifs inverseurs (figure II.9). Cette architecture, bien que difficile à exploiter manuellement, est facilement automatisable et assure une meilleure continuité de service pour l'alimentation des postes MT/BT. Cependant, elle présente l'inconvénient d'exiger une longueur de câbles importante, ce qui en augmente le coût.

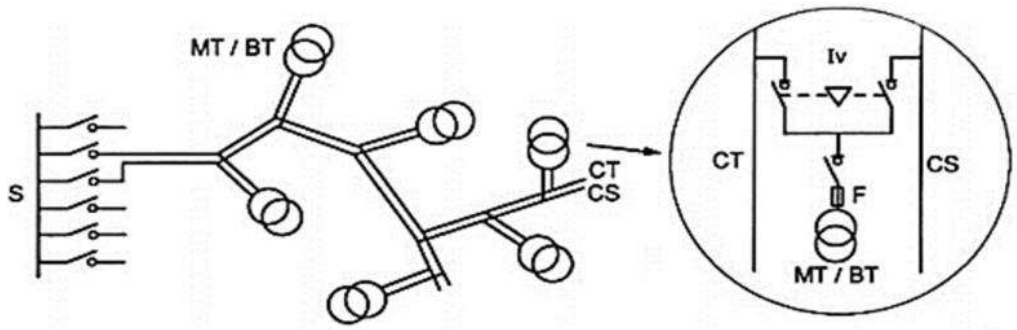


Figure II.9. Réseau en double dérivation.

- **Réseau en dérivation multiples**

Chaque poste source HTA/BT dispose de deux voies d'alimentation, elles-mêmes raccordées à plusieurs câbles (entre trois et six) issus du poste source HTB/HTA. En cas de défaut, la charge peut être transférée soit vers un câble de secours dédié, soit vers l'un des autres câbles assurant un secours intégré (figure II.10).

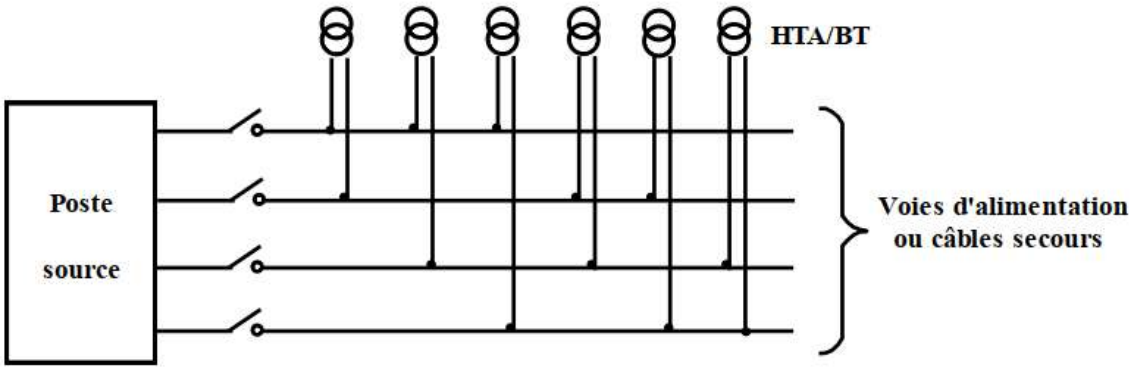


Figure II.10. Alimentation par voies multiples

- **Réseau en coupure d'artère**

Dans ce type de réseaux, les postes sources HT/MT sont interconnectés deux à deux par des circuits appelés artères (figure II.11). Les postes MT/BT sont directement raccordés à ces artères, lesquelles comportent un ou plusieurs organes de coupure, maintenus en position ouverte ou fermée selon les besoins d'exploitation, afin de conserver une structure radiale**.** Dans certains cas, la liaison entre postes HT/MT peut être renforcée par un câble de secours**.**

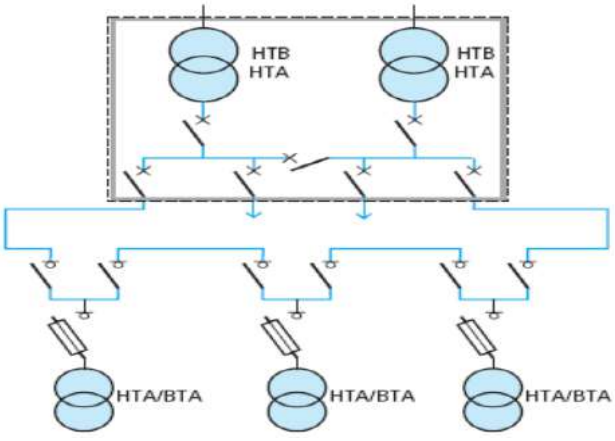


Figure II.11. Réseau HTA en coupure d'artère.

La structure en coupure d'artère présente plusieurs variantes, connues sous les appellations de fuseau**,** épi et boucle (ou pétale de marguerite)**.** Les figures II.12 illustrent ces trois configurations.

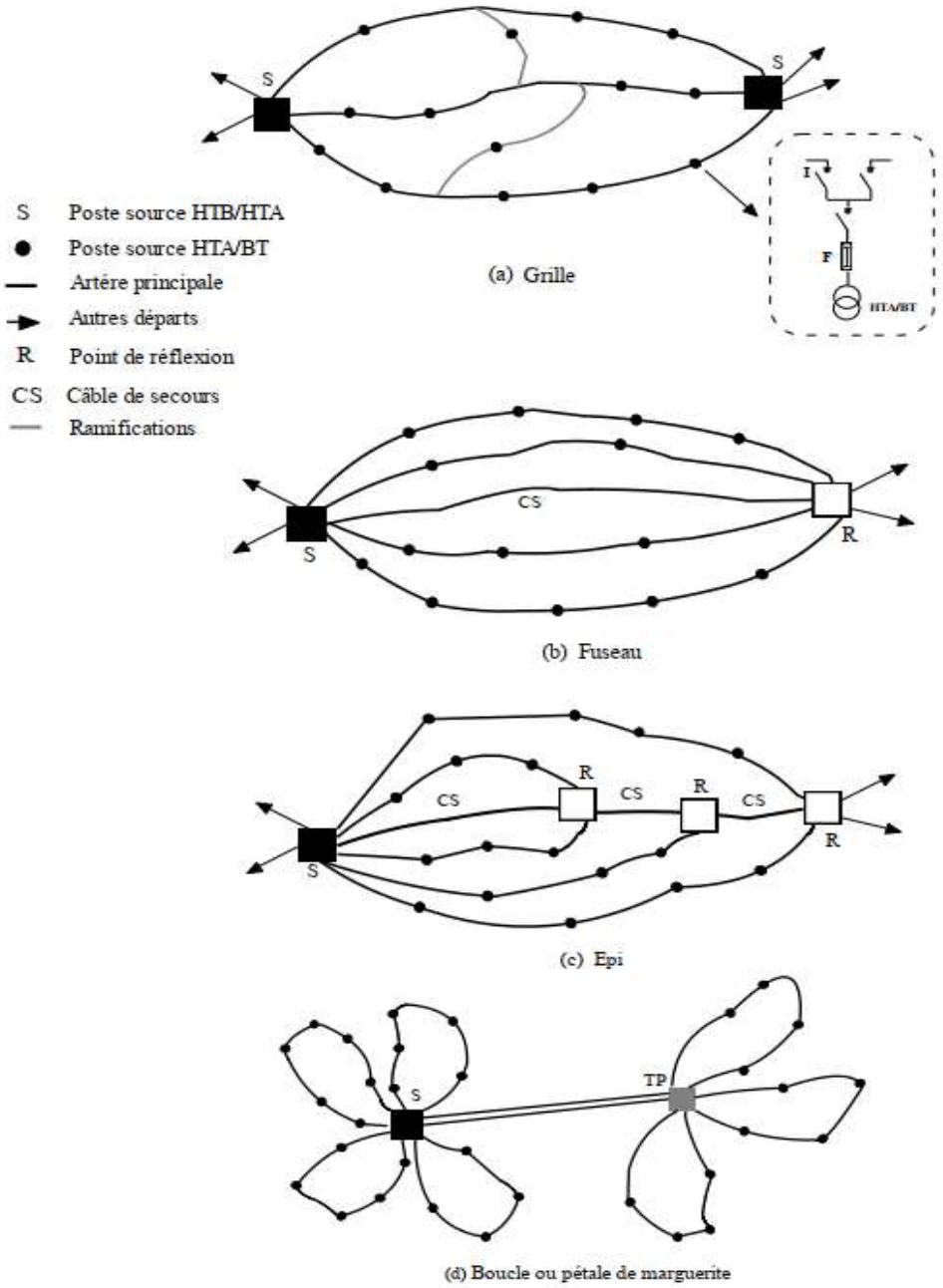


Figure II.12. Réseaux en coupure d'artère

II.7.1. Postes MT/ BT ou HTA

Les postes MT/BT constituent l'interface entre les réseaux moyenne tension (MT) et basse tension (BT). Leur rôle principal est la transformation de l'énergie MT en BT**,** auquel peuvent s'ajouter, selon les besoins, une fonction d'exploitation MT (point de coupure) et une fonction de répartition BT**.**

L'une de leurs caractéristiques essentielles est la puissance nominale, qui peut varier de quelques kVA à plusieurs MVA selon les contextes et les charges à desservir. On distingue ainsi différents types de postes MT/BT, présentant des niveaux de complexité croissants.

A. Poste sur poteau dit H61

Le poste aérien sur poteau est le type le plus simple de poste MT/BT, principalement utilisé en réseau aérien. Conçu comme une extension de la ligne, il regroupe sur un même poteau l'arrivée MT (en simple dérivation sans organe de coupure), un transformateur apparent, ainsi qu'une sortie BT équipée d'un disjoncteur placé en milieu de poteau (figure II.13). Ce disjoncteur assure une protection universelle contre les surintensités. Peu coûteux et facile à installer, ce type de poste a largement contribué à l'électrification rapide des zones rurales, grâce à sa simplicité et à sa souplesse d'exploitation. Les puissances normalisées des transformateurs utilisés sont de 63, 100 et 160 kVA.



Figure II.13. Poste sur poteau.

B. Poste bas simplifié sous capot

Le poste préfabriqué est destiné exclusivement aux réseaux aériens MT. Compact (environ **3** m² pour 1,50 m de hauteur) et simplifié, il délivre des puissances supérieures à celles du type H61, avec des valeurs normalisées de 160, 250 et 400 kVA, tout en restant économique. Le raccordement au réseau MT se fait par une descente aérosouterraine en câble sec, sans organe de coupure, et la connexion au transformateur est assurée par une prise embrochable). La répartition BT est réalisée à travers un ensemble équipé d'un organe de coupure et pouvant comporter jusqu'à quatre départs protégés par fusibles. Ce type de poste moderne a progressivement remplacé les anciennes cabines en maçonnerie traditionnelle, jugées coûteuses et aujourd'hui abandonnées.



Figure II.14. Poste bas simplifié sous capot.

C. Poste de type urbain raccordé en souterrain

Ils comportent un appareillage MT composé en général de deux arrivées MT (MT1, MT2) avec cellules interrupteur en technique protégée, et une cellule de protection du transformateur avec fusible et éventuellement un interrupteur

Le poste est prévu en général pour un seul transformateur, mais dans certains cas, il peut y en avoir plusieurs pour faire face à des charges ponctuelles importantes. Les puissances normalisées de transformateur sont : 250 ; 400 ; 630 et 1000 kVA



Figure II.15. Poste de type urbain raccordé en souterrain.

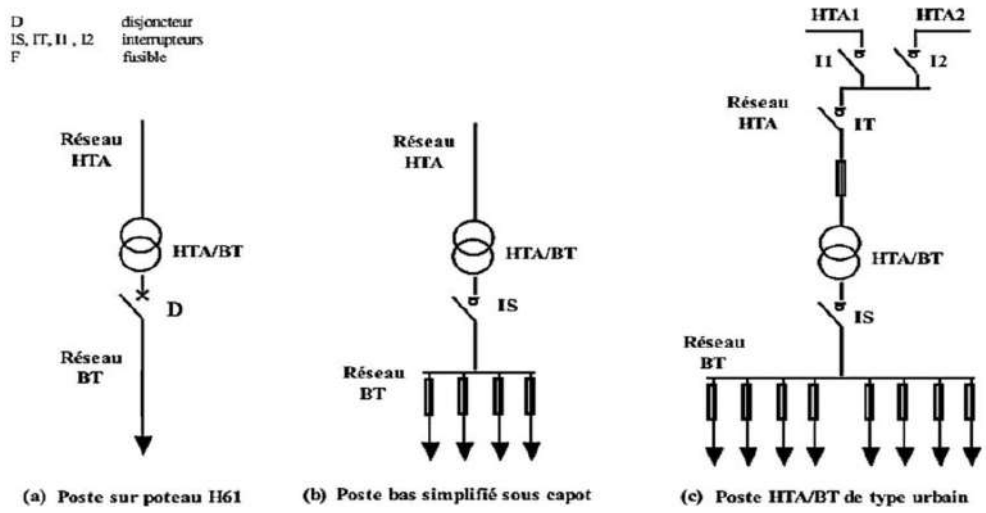


Figure II.16. Structures de postes HTA/BT.

II.8. Réseaux BT

Il existe différents modes d'alimentation des tableaux basse tension (BT), pouvant être assurés par une seule source ou par plusieurs sources. Selon les besoins en termes de continuité de service, de sécurité d'exploitation et de flexibilité, ces sources peuvent provenir du réseau public, de groupes électrogènes, ou encore d'unités de production décentralisée telles que les systèmes photovoltaïques, éoliens ou hybrides.

II.8.1. Alimentation des tableaux BT avec une seule source d'alimentation

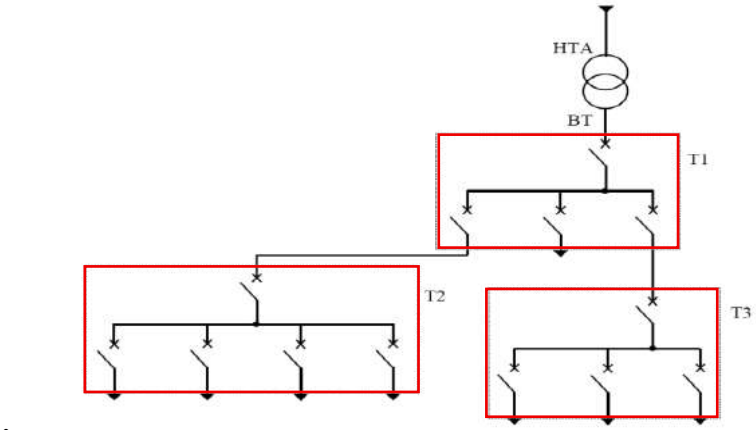


Figure II.17. Alimentation des tableaux BT avec une seule source d'alimentation.

Les tableaux T1, T2 et T3 sont alimentés par une seule source d'alimentation, ce qui définit un réseau de type radial arborescent. Dans ce mode de distribution, chaque tableau ne dispose que d'un seul chemin d'alimentation.

En cas de défaillance ou de coupure sur la source principale, le tableau concerné est immédiatement mis hors service et reste indisponible jusqu'à l'opération de réparation.

II.8.2. Alimentation des tableaux BT par une double alimentation sans couplage

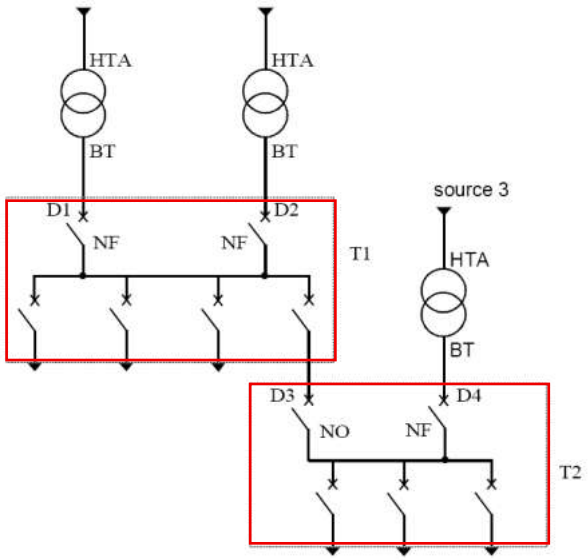


Figure II.18. Alimentation des tableaux BT par une double alimentation sans couplage.

Le tableau T1, de la figure II.18, bénéficie d'une double alimentation sans couplage par 2 transformateurs HTA/BT:

- Les deux sources alimentent T1 en parallèle.
- En fonctionnement normal, les deux disjoncteurs sont fermés (D1 et D2).

Le tableau T2 bénéficie d'une double alimentation sans couplage par un transformateur HTA/BT et par un départ issu d'un autre tableau BT :

- Une source alimente le tableau T2, la seconde assure le secours ;
- En fonctionnement normal, un seul disjoncteur est fermé (D3 ou D4).

II.8.3. Alimentation des tableaux BT par une double alimentation avec couplage

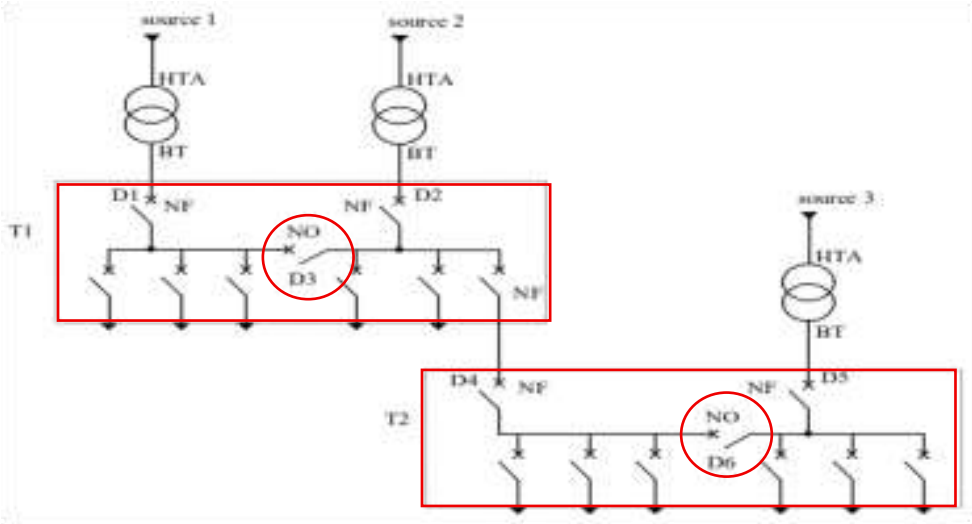


Figure II.19 Alimentation des tableaux BT par une double alimentation avec couplage.

Tableau T1

Le tableau T1 est alimenté par une double alimentation avec couplage, assurée par deux transformateurs HTA/BT.

- **Fonctionnement normal :** le disjoncteur de couplage **D3** est ouvert. Chaque transformateur prend en charge une section distincte du tableau, permettant une répartition équilibrée des charges.

- **En cas de perte d'une source :** le disjoncteur **D3** se ferme automatiquement, et le transformateur restant en service prend en charge l'alimentation de l'ensemble du tableau T1.

Tableau T2

Le tableau **T2** dispose également d'une double alimentation avec couplage, mais avec une configuration différente :

- La première source est un transformateur HTA/BT dédié.
- La seconde source provient d'un départ BT issu d'un autre tableau.
- **Fonctionnement normal :** le disjoncteur de couplage **D6** est ouvert, et chaque source alimente une section distincte du tableau.
- **En cas de perte d'une source :** le disjoncteur **D6** se ferme, permettant à la source restante d'assurer seule l'alimentation complète du tableau T2.

Chapitre III

Modélisation des lignes électriques

III.1. Introduction

Une ligne électrique à haute tension, aérienne ou souterraine, sert à transporter l'énergie électrique des générateurs vers les charges. Chaque ligne se distingue par ses caractéristiques propres : résistance, inductance et capacité.

Selon le principe de conservation de la puissance, l'utilisation de la haute tension présente deux avantages essentiels :

- L'augmentation de la tension réduit le courant,
- La diminution du courant permet d'employer des conducteurs de plus petite section.

Pour augmenter la capacité de transport d'énergie, les lignes de transmission peuvent utiliser plusieurs conducteurs par phase, regroupés sous forme de faisceaux.

III.2. Composantes d'une ligne

Une ligne de transmission est caractérisée par quatre paramètres électriques : la résistance (R), l'inductance (L), la capacité (C) et la conductance (G).

- Les paramètres séries longitudinaux sont la résistance et l'inductance (R, L), la réactance linéique $X' = j\omega L'$.

  $$Z'_{\text{longitudinale}} = R' + jX' \quad [\Omega/m] \qquad \textbf{III.1}$$

- Les paramètres parallèles transversaux sont la capacité et la conductance (C, G). L'admittance effective transversale composée de la susceptance linéique :

  $$Y' = j\omega C' \qquad [S/m] \qquad \textbf{III.2}$$

La conductance représente les courants de fuite entre conducteurs ou entre conducteurs et la terre, principalement à travers l'isolation des câbles et le long des isolateurs. Toutefois, dans le cas des lignes aériennes, ces fuites sont très faibles et la conductance est généralement négligée. Les impédances d'une ligne de transmission sont réparties uniformément sur toute sa longueur. Ainsi, la ligne peut être modélisée par une succession de sections identiques contenant R, L et C. Chaque section correspond à un tronçon de longueur donnée (par exemple 1 km), où r, X_L et X_C représentent respectivement les impédances de résistance, d'inductance et de capacité associées à cette portion de ligne (figure III.1).

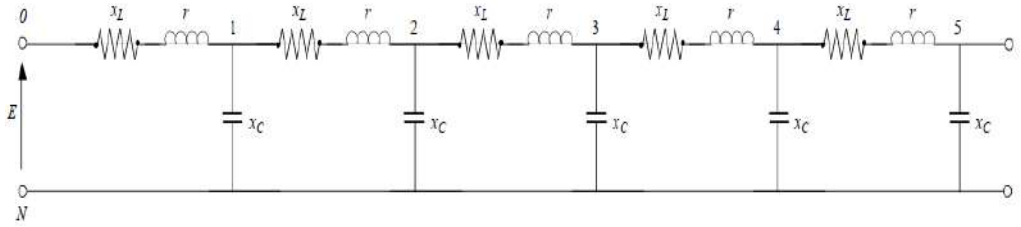


Figure III.1. Représentation par tronçon d'une ligne électrique.

On peut simplifier le modèle de la ligne en additionnant les résistances élémentaires pour obtenir une résistance totale R. De la même manière, la somme des inductances donne une réactance inductive totale X_L, et la somme des capacités fournit une réactance capacitive totale X_C.

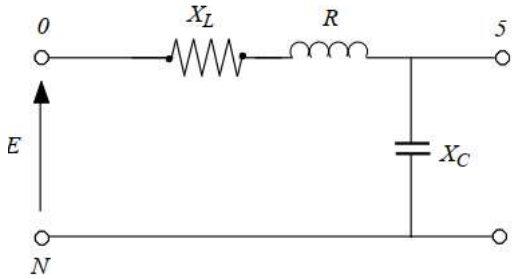


Figure III.2. Circuit équivalent d'une ligne électrique.

III.3. Caractéristiques longitudinales

III.3.1. Résistance

La résistance des conducteurs constitue la principale cause des pertes par effet Joule. Trois facteurs déterminent la valeur de la résistance d'un conducteur à une température donnée :

- **La nature du matériau**, caractérisée par sa résistivité.
- **La section du conducteur**, inversement proportionnelle à sa résistance.
- **La longueur du conducteur**, directement proportionnelle à sa résistance : plus le conducteur est long, plus sa résistance est élevée.

Lorsqu'un courant électrique circule dans un conducteur cylindrique homogène, il se répartit uniformément sur toute la section du conducteur (figureIII.3). La résistance rencontrée par ce courant continu, tenant compte des trois facteurs précédemment mentionnés, est donnée par la formule suivante :

$$R = \frac{\rho \times L}{S} \quad [\Omega] \qquad \textbf{III. 3}$$

Où ρ : est la résistivité du matériau (Ω.m), L : la longueur en (m) et S la section du conducteur en (m^2).



Figure III.3. Distribution uniforme du courant continue à l'intérieur d'un Conducteur cylindrique homogène.

- ✓ **Effet de la température**

La résistivité est en fonction de la température T et s'écrit :

$$\rho(T) = \rho(T_0) + [1 + \alpha(T - T_0)] \qquad \textbf{III.4}$$

Où :

- ρ (T_0) est la résistivité du conducteur à 20 °C [Ωm]
- α : est le coefficient de température [°C^{-1}] (α=0.004 °C^{-1} pour le Cu et Al).

La résistance du conducteur augmente avec l'augmentation de la température. Puisque la valeur de ρ est donnée à une température spécifique et que la ligne fonctionne à une température plus élevée, la résistance réelle (équation III.5) est supérieure à la valeur trouvée dans l'équation (III.3). Pour de petits changements de température, la résistance augmente linéairement à mesure que la température augmente (figure III.4).

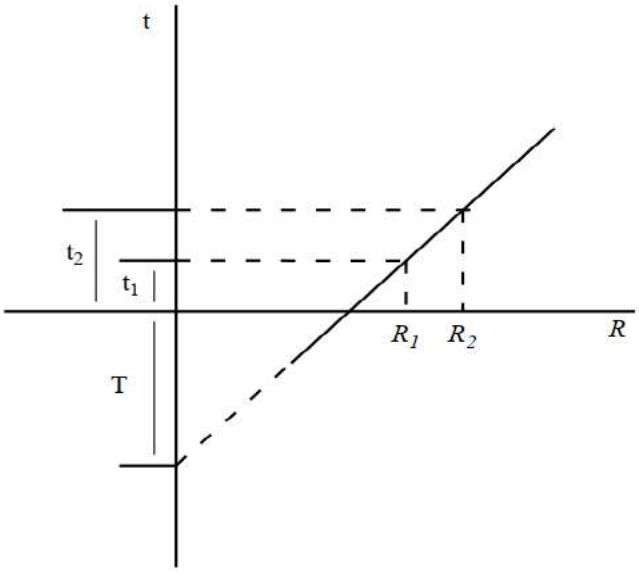


Figure III.4. Variation de la résistance d'un conducteur en fonction de la température.

$$\frac{R_2}{R_1} = \frac{T + t_2}{T + t_1} \qquad \textbf{III. 5}$$

D'où : R_1 et R_2 représentent respectivement les résistances du conducteur aux températures t_1 et t_2 (exprimées en °C), tandis que T désigne la constante caractéristique déterminée à partir du graphique. Les valeurs de la constante *T* en degrés Celsius sont les suivantes :

Température En °C	Nature de conducteur
234.5	Pour le cuivre recuit de 100% de conductivité
241	Pour le cuivre étiré de 97.3% de conductivité
228	Pour l'aluminium de (et ses alliages) ayant 61% de conductivité

Remarque : La résistance d'un conducteur dépend non seulement de sa résistivité, de sa longueur et de sa section, mais aussi de la fréquence (effet de peau), de la spirale des fils et de la température, qui tend à l'augmenter.

- ✓ **Influence de la fréquence : effet pelliculaire (ou effet Kelvin)**

En plus de l'influence des matériaux et de la température, la résistance d'un conducteur varie également avec la fréquence. En courant alternatif, la densité de courant n'est pas uniformément répartie dans la section du conducteur. Avec l'augmentation de la fréquence, la densité de courant se déplace progressivement vers la périphérie du conducteur, ce phénomène, appelé *effet de peau* ou *effet pelliculaire* (parfois nommé *effet Kelvin*).La surface conductrice réellement utilisée devient alors plus réduite, ce qui entraîne une augmentation de la résistance électrique et une modification de l'inductance du conducteur.

Le facteur de Kelvin est calculé à l'aide de l'expression suivante :

$$q = \pi \times d \sqrt{\frac{2.f10^{-5}}{\rho}} \qquad \textbf{III.6}$$

Avec :

- d : diamètre de conducteur en cm.
- f : fréquence du réseau en Hz.
- ρ : résistivité du métal (Ω. mm²/km).

III.3.2. Réactance longitudinale (Inductance)

Lorsqu'un courant circule dans un conducteur, il génère autour de celui-ci un champ magnétique composé de lignes de flux concentriques. Si le courant varie, le flux magnétique associé varie également, induisant ainsi une tension dans le circuit.

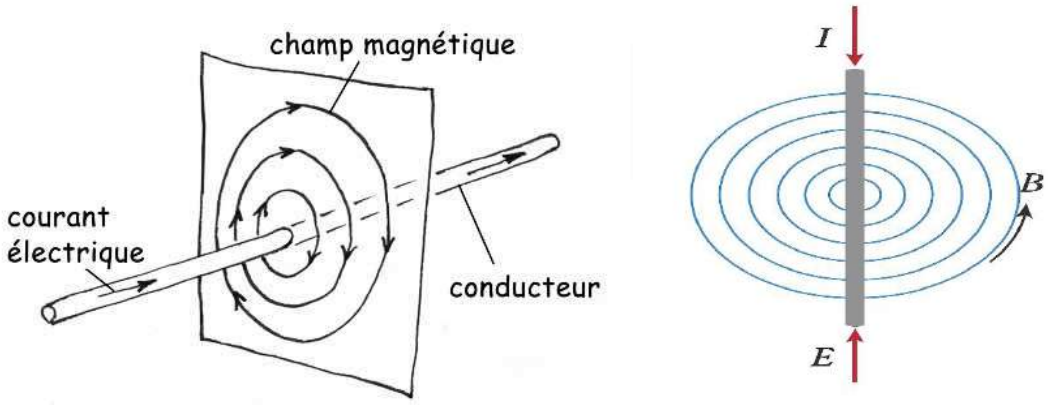


Figure III.5. Champ magnétique autour d'un conducteur parcouru par un courant électrique.

Par définition, pour un matériau non magnétique, l'inductance L se définit comme le rapport entre le flux magnétique total lié au conducteur et l'intensité du courant I qui le produit :

$$L = \frac{\lambda}{I} \qquad \textbf{III. 7}$$

Où :

λ : est la liaison de flux d'induction avec $\lambda = N\varphi$ *en [Wb / m].*

I : est le courant circulant dans le conducteur.

III.3.2.A. Inductance d'un conducteur simple

On considère un conducteur cylindrique, infiniment long, de rayon r et de section circulaire uniforme (figure III .6), parcouru par un courant total I.À l'intérieur de ce conducteur, à une distance x du centre, on définit le courant enfermé par un cercle de rayon x, noté I_x.

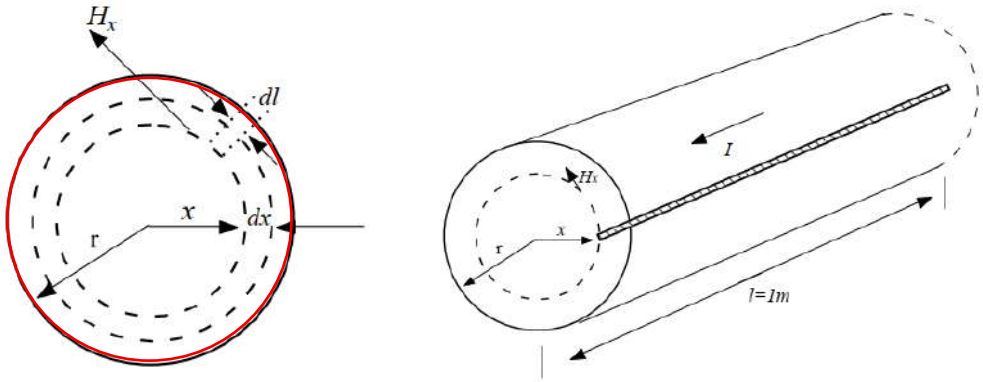


Figure III.6. Induction magnétique à l'extérieur d'un conducteur circulaire long.

En appliquant la loi d'Ampère le long d'un chemin circulaire de rayon x, où le champ magnétique H est constant :

$$\int_0^{2\pi x} H.dl = I_x \qquad \textbf{III. 8}$$

$$H_x.2\pi x = I_x \quad \textbf{III. 9}$$

$$H_x = \frac{I_x}{2\pi x} \quad (At/m) \quad \textbf{III. 10}$$

L'inductance du conducteur peut être définie comme la somme des contributions des liaisons de flux internes et externes au conducteur.

- ✓ **Inductance interne**

Pour déterminer l'inductance interne, on considère le champ magnétique produit à l'intérieur du conducteur, à une distance x de l'axe, sur une portion de longueur l.

En supposant une répartition uniforme du courant sur toute la section du conducteur, et en négligeant l'effet de peau, la densité de courant peut s'écrire :

$$\frac{I}{\pi r^2} = \frac{I_x}{\pi x^2} \quad \textbf{III. 11}$$

En remplaçant la valeur de *Ix* dans l'équation (III.10), nous aurons :

$$H_x = \frac{I}{2\pi r^2} x \quad \textbf{III. 12}$$

Pour un conducteur non magnétique, caractérisé par une perméabilité constante μ_0, la densité de flux magnétique à une distance x de l'axe s'exprime comme :$B_x = \mu_0 H_x$

$$B_x = \frac{\mu_0 I}{2\pi r^2} x \quad \textbf{III. 13}$$

Où μ_0 représente la perméabilité magnétique du vide (ou de l'air), dont la valeur est :

$\mu_0 = 4\pi \times 10^{-7}$ H/m

Le flux magnétique différentiel dφ, à travers une couronne élémentaire de rayon x, d'épaisseur dx et de longueur unitaire (l=1m), est donné par :

$$d\varphi = B_x.dS = B_x.dx.1 \quad \textbf{III. 14}$$

Supposant que la densité du courant est uniforme :

$$\frac{I}{\pi r^2} = \frac{I_x}{\pi x^2} \quad \rightarrow \quad I_x = \frac{x^2}{r^2} I \quad \textbf{III. 15}$$

Le flux différentiel dφ n'est lié qu'à la partie du conducteur comprise entre l'axe et le rayon x. Par conséquent, seule une fraction du courant total I est effectivement liée à ce flux.

$$d\lambda_x = \left(\frac{x^2}{r^2}\right) d\phi_x = \frac{\mu_0 I}{2\pi r^4} x^3 dx \quad \textbf{III. 16}$$

La liaison de flux total est le résultat de l'intégration de $d\lambda_x$ du 0 à *r* .

$$\lambda_{int} = \frac{\mu_0 I}{2\pi r^4} \int_0^r x^3 dx = \frac{\mu_0 I}{8\pi} \left(Wb/m\right) \quad \textbf{III. 17}$$

A partir de l'équation (III.7) l'inductance due à la liaison du flux interne est :

$$L_{int} = \frac{\lambda_{int}}{I} = \frac{\mu_0}{8\pi} = \frac{1}{2} \times 10^{-7} \quad \left(H/m\right) \quad \textbf{III. 18}$$

✓ **Inductance externe**

Considérons le champ magnétique extérieur H(x)d'un conducteur cylindrique long de rayon r. Pour un point situé à une distance x > r de l'axe (Figure III.7),Puisque le cercle au rayon x entoure tout le courant, $I_x = I$

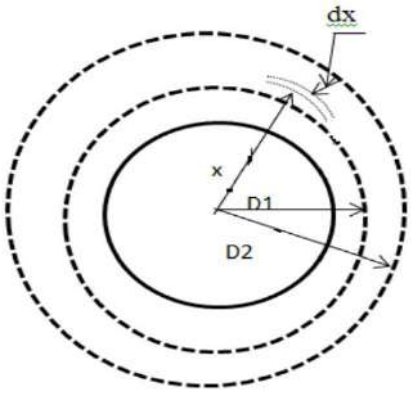


Figure III.7. Conducteur de section circulaire plein.

En remplace dans l'équation (III.10) le courant I_x par I, et la densité de flux au rayon x devient :

$$B_x = \mu_0 H_x = \frac{\mu_0 I}{2\pi x} \qquad \textbf{III.19}$$

Puisque le courant total *I* est entouré par le flux en dehors du conducteur, la liaison de flux $d\lambda_x$ est numériquement égal au flux $d\,\Phi x$. Comme pour le cas précédent :

$$d\lambda_x = d\varphi_x = B_x.dx.1 = \frac{\mu_0 I}{2\pi x}dx \qquad \textbf{III.20}$$

La liaison de flux externe entre deux points D_1 et D_2 est donnée par :

$$\lambda_x = \frac{\mu_0 I}{2\pi}\int_{D2}^{D1}\frac{1}{x}dx = 2.10^{-7} I\, ln\frac{D2}{D1} \qquad \textbf{III.21}$$

L'inductance entre deux points externes à un conducteur est :

$$L_{ext} = 2.10^{-7}\, ln\frac{D2}{D1} \qquad \textbf{III.22}$$

III.3.2.B. Inductance des lignes monophasé

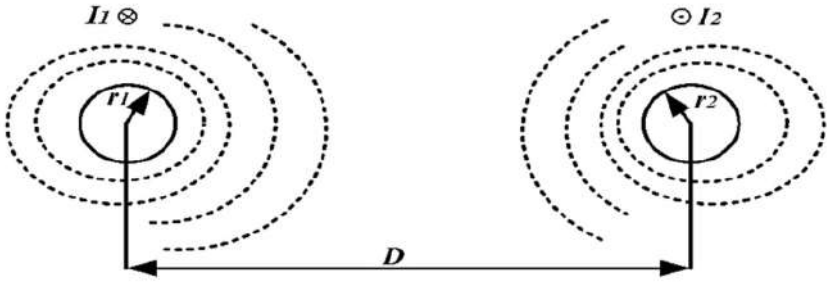


Figure III.8. Ligne monophasée à deux fils.

L'inductance totale du conducteur 1 est donc :

$$L_1 = \frac{1}{2}.10^{-7} + 2.10^{-7}\, ln\frac{D}{r_1}\ \left({}^{H}/_{m}\right) \qquad \textbf{III.23}$$

On peut également exprimer l'équation (III.23) sous la forme suivante :

$$L_1 = 2.10^{-7}\left[\frac{1}{4} + ln\frac{D}{r_1}\right]$$

$$= 2.10^{-7}\left[ln\, e^{1/4} + ln\frac{1}{r_1} + ln\frac{D}{1}\right] \qquad \textbf{III.24}$$

$$= 2.10^{-7}\left[ln\frac{1}{r_1 e^{-\frac{1}{4}}} + ln\frac{D}{1}\right]$$

Avec : $\boldsymbol{r_1}' = r_1 e^{-\frac{1}{4}}$

Donc l'inductance du conducteur 1 est :

$$L_1 = 2.10^{-7}\left[ln\frac{1}{\mathrm{r_1}'} + ln\frac{D}{1}\right]\left({}^{H}/_{m}\right) \qquad \textbf{III.25}$$

La même chose pour le deuxième conducteur :

$$L_2 = 2.10^{-7}\left[ln\frac{1}{\mathrm{r_2}'} + ln\frac{D}{1}\right]\left({}^{H}/_{m}\right) \qquad \textbf{III.26}$$

Si les deux conducteurs sont identiques $\boldsymbol{r_1}' = \boldsymbol{r_2}' = \boldsymbol{r}'$ et $L_1 = L_2 = L$ l'inductance par phase par mètre de longueur est donnée par :

$$L = 2.10^{-7}\left[ln\frac{1}{\mathrm{r}'} + ln\frac{D}{1}\right]\left({}^{H}/_{m}\right) \qquad \textbf{III.27}$$

$$L = 2.10^{-7}\left[ln\frac{D}{\mathrm{r}'}\right]\left({}^{H}/_{m}\right)$$

Le terme $r' = r\, e^{-1/4}$ est connue mathématiquement comme *RMG* (Rayon Moyen Géométrique) propre d'un cercle de rayon *r* , ou *GMR* (Geometric Mean Radius) et il est désigné par D_S. $D_S = r\, e^{-1/4}$

Donc l'inductance peut s'écrire :

$$L = 2.10^{-7} ln\frac{D}{D_s}\left({}^{H}/_{m}\right) \qquad \textbf{III.28}$$

$$L = 0{,}2\, ln\frac{D}{D_s}\left({}^{mH}/_{Km}\right)$$

III.3.2.C. Inductance d'une ligne triphasée symétrique

On considère une ligne triphasée composée de trois conducteurs identiques de rayon r, disposés symétriquement en triangle (Figure III.9). La ligne est parcourue par un système de courants équilibré (I_a ,I_b, I_c) vérifiant $I_a+I_b+I_c=0$.

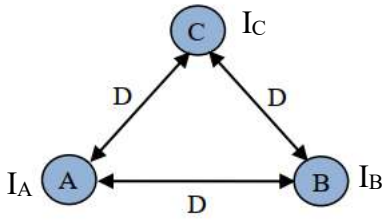


Figure III.9. Ligne triphasée avec espacement équilibré.

La liaison de flux totale du conducteur de phase a est :

$$\lambda_a = 2.10^{-7}\left[I_a\, ln\frac{1}{r'} + I_b\, ln\frac{1}{D} + I_c\, ln\frac{1}{D}\right] \qquad \textbf{III.29}$$

En substituant : $-I_a = I_b + I_c$

$$\lambda_a = 2.10^{-7}\left[I_a\, ln\frac{1}{r'} - I_a\, ln\frac{1}{D}\right] = 2.10^{-7}\left[I_a\, ln\frac{D}{r'}\right] \qquad \textbf{III.30}$$

À cause de la symétrie $\lambda_a = \lambda_b = \lambda_c$,et les trois inductances sont symétriques. Donc :

$$L = 2.10^{-7} ln\frac{D}{D_s}\left(^{H}/_{m}\right) \qquad \textbf{III.31}$$

$$L = 0{,}2\, ln\frac{D}{D_s}\left(^{mH}/_{Km}\right)$$

III.3.2.D. Inductance d'une ligne triphasée non symétrique (Ligne transposée)

Les lignes triphasées ne sont pas toujours disposées de manière parfaitement symétrique, ce qui entraîne un déséquilibre des inductances entre les différentes phases. Afin de compenser cette dissymétrie, on procède à une transposition des phases (voir Figure III.10), qui permet de rétablir l'équilibre. Dans ce cas, on introduit la notion de distance moyenne entre phases définissant une configuration équivalente plus régulière.

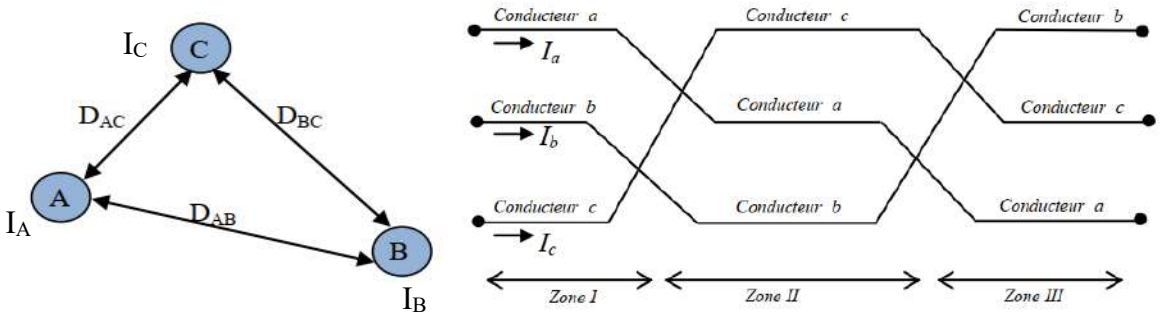


Figure III.10. Transposition des conducteurs d'une ligne triphasée.

Les liaisons de flux associées à chaque conducteur s'expriment par :

$$\lambda_a = 2.10^{-7}\left[I_a\, ln\frac{1}{r'} + I_b\, ln\frac{1}{D_{12}} + I_c\, ln\frac{1}{D_{13}}\right]$$

$$\lambda_b = 2.10^{-7}\left[I_a ln\frac{1}{D_{12}} + I_b\, ln\frac{1}{r'} + I_c\, ln\frac{1}{D_{23}}\right] \qquad \textbf{III.32}$$

$$\lambda_c = 2.10^{-7}\left[I_a ln\frac{1}{D_{13}} + I_b\, ln\frac{1}{D_{23}} + I_c\, ln\frac{1}{\mathrm{r}'}\right]$$

Pour un système triphasé équilibré, et en considérant Ia comme référence, les courants s'expriment ainsi :

$I_b = I_a\angle 240° = a^2 I_a$

$I_c = I_a\angle 120° = aI_a$

Avec: $a = 1\angle 120°\ et\ a^2 = 1\angle 240°$.

Donc :

$$L_a = \frac{\lambda_a}{I_a} = 2.10^{-7}\left[ln\frac{1}{\mathrm{r}'} + a^2 ln\frac{1}{D_{12}} + a\, ln\frac{1}{D_{13}}\right]$$

$$L_b = \frac{\lambda_b}{I_b} = 2.10^{-7}\left[a\, ln\frac{1}{D_{12}} + ln\frac{1}{\mathrm{r}'} + a^2\, ln\frac{1}{D_{23}}\right] \qquad \textbf{III.33}$$

$$L_c = \frac{\lambda_c}{I_c} = 2.10^{-7}\left[a^2\, ln\frac{1}{D_{13}} + a\, ln\frac{1}{D_{23}} + ln\frac{1}{\mathrm{r}'}\right]$$

Dans le cas d'une ligne transposée, l'inductance par phase est donnée par :

$$L = \frac{L_a + L_b + L_c}{3}$$

Et notons aussi que : $a^2 + a = -1$

$$L = \frac{2.10^{-7}}{3}\left[3\, ln\frac{1}{\mathrm{r}'} - ln\frac{1}{D_{12}} - ln\frac{1}{D_{23}} - ln\frac{1}{D_{13}}\right]$$

$$L = 2.10^{-7}\left[ln\frac{1}{\mathrm{r}'} - ln\frac{1}{(D_{12}D_{23}D_{13})^{\frac{1}{3}}}\right] \qquad \textbf{III.34}$$

$$L = 2.10^{-7}\, ln\frac{(D_{12}D_{23}D_{13})^{\frac{1}{3}}}{\mathrm{r}'}\ (H/m)$$

Ou l'inductance par phase par km est donnée par :

$$L = 0.2\, ln\frac{DMG}{D_s}\ \left({}^{mH}/_{Km}\right) \qquad \textbf{III.35}$$

Où : $DMG = \sqrt[3]{(D_{12}D_{23}D_{13}}$

Le *DMG* (Distance Moyenne Géométrique) ou *GMD* (Geometric Mean Distance) (en anglais) est la distance équivalente entre conducteurs. *DS* est le rayon moyen géométrique *RMG* pour un conducteur rond solide avec : $D_s = r_1' = r_1 e^{-\frac{1}{4}}$

III.3.2.e Inductance des conducteurs composites

Considérons une ligne monophasée constituée de deux conducteurs composites x et y, comme l'illustre la figure III.11. On suppose que le courant se répartit uniformément entre les sous-conducteurs. Le courant circulant dans chaque brin est donné par : $\frac{1}{n}$ pour x et $-\frac{1}{m}$ pour y.

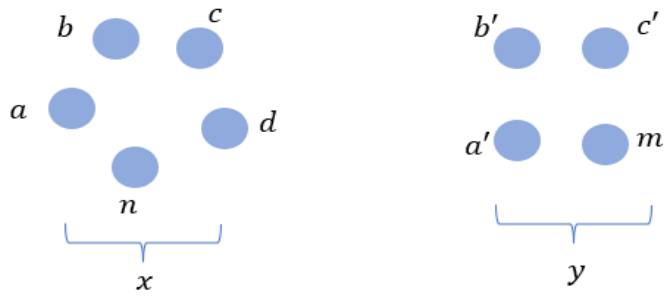


Figure III.10. Ligne monophasée avec deux conducteurs composites.

$$\lambda_a = 2.10^{-7}\frac{I}{n}\left[ln\frac{1}{r_{x'}} + ln\frac{1}{D_{ab}} + ln\frac{1}{D_{ac}} + \cdots\cdots ln\frac{1}{D_{an}}\right] - 2.10^{-7}\frac{I}{m}\left[ln\frac{1}{D_{aa'}} + ln\frac{1}{D_{ab'}} + ln\frac{1}{D_{ac'}} + \cdots\cdots ln\frac{1}{D_{am}}\right] \quad \textbf{III.36}$$

$$\lambda_a = 2.10^{-7} I\, ln\frac{\sqrt[m]{D_{aa'}D_{ab'}D_{ac'}..D_{am}}}{\sqrt[n]{r_x' D_{ab}D_{ac}..D_{an}}} \quad \textbf{III.37}$$

L'inductance de sous conducteur a est :

$$L_a = \frac{\lambda_a}{I/n} = 2n.10^{-7} I\, ln\frac{\sqrt[m]{D_{aa'}D_{ab'}D_{ac'}..D_{am}}}{\sqrt[n]{r_x' D_{ab}D_{ac}..D_{an}}} \quad \textbf{III.38}$$

De la même manière, pour les autres sous-conducteurs appartenant au conducteur x, on obtient :

$$L_n = \frac{\lambda_n}{I/n} = 2n.10^{-7} I\, ln\frac{\sqrt[m]{D_{na'}D_{an}D_{nc'}..D_{nm}}}{\sqrt[n]{D_{na}D_{nb}D_{nc}..r_n'}} \quad \textbf{III.39}$$

L'inductance moyenne de chacun des sous-conducteurs du groupe x est donnée par :

$$L_{moy} = \frac{L_a + L_b + L_c \ldots L_n}{n} \quad \textbf{III.40}$$

Comme les sous-conducteurs du conducteur x sont électriquement parallèles :

$$L_x = \frac{L_a + L_b + L_c \ldots L_n}{n^2} \quad \textbf{III.41}$$

En substituant les valeurs de $L_a + L_b + L_c \ldots L_n$ de l'équation (III. 41), on obtient :

$$L_x = 2.10^{-7} ln\frac{DMG}{RMG_x}\ (H/m) \quad \textbf{III.42}$$

Où :

$$DMG = \sqrt[mn]{(D_{aa'}D_{ab'}D_{ac'}..D_{am})(D_{na'}D_{nb'}D_{nc'}..D_{nm})} \quad \textbf{III.43}$$

Et :

$$RMG_x = \sqrt[n^2]{(D_{aa}D_{ab}..D_{an})(D_{na}D_{nb}..D_{nn})} \qquad \textbf{III.44}$$

Avec :

$$D_{aa} = D_{bb} = \cdots D_{nn} = r'_x = r_x e^{-0;25}$$

De la même manière l'inductance du conducteur *y* est :

$$L_y = 2.10^{-7} ln \frac{DMG}{RMG_y}\ (H/m) \qquad \textbf{III.45}$$

Ou le *DMG* est le même que celui du conducteur *x* équation (III.43),RMG_y est différent :

$$RMG_y = \sqrt[m^2]{(D_{a'a'}D_{a'b'}..D_{a'm})(D_{ma'}D_{mb'}..D_{mm})} \qquad \textbf{III.46}$$

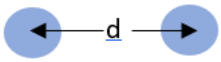
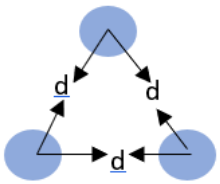
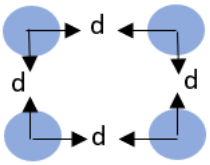
Avec :

$$D_{a'a'} = D_{b'b'} = \cdots D_{mm} = r'_y = r_y e^{-0;25}$$

III.3.2.f RMG des conducteurs en faisceaux

Un conducteur de phase peut être constitué d'un faisceau composé de deux ou plusieurs sous-conducteurs de même diamètre, disposés symétriquement les uns par rapport aux autres.

Tableau III.1.RMG des conducteurs en faisceaux.

Disposition	Formule
	$D_s^b = \sqrt[4]{(D_s \cdot d)^2} = \sqrt{D_s \cdot d}$
	$D_s^b = \sqrt[9]{(D_s \cdot d \cdot d)^3} = \sqrt[3]{D_s \cdot d^2}$
	$D_s^b = \sqrt[16]{(D_s \cdot d \cdot d \cdot d \cdot 2^{1/2})^4}$ $= 1{,}09\sqrt[4]{D_s \cdot d^3}$

III.3.2.g Inductance d'une ligne triphasée à double circuit

Considérons une ligne triphasée à double circuit constituée de deux circuits triphasés identiques. Chaque circuit fonctionne en parallèle avec les conducteurs $a_1 - a_2, b_1 -$

$b_2\ et\ c_1 - c_2$. En raison des différences géométriques entre les conducteurs, la chute de tension due à l'inductance de ligne peut être déséquilibrée. Pour rétablir l'équilibre, chaque conducteur de phase doit être transposé à l'intérieur de son groupe et maintenu en parallèle par rapport à la ligne triphasée. On considère ici une ligne triphasée à double circuit avec la position relative des phases $a_1b_1c_1 - a_2b_2c_2$, comme illustré à la figure III.11.

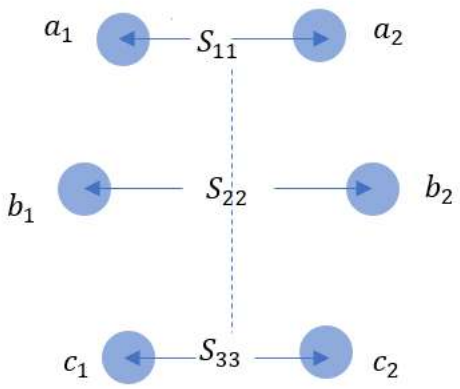


Figure III.11. Ligne à double circuit transposée.

La méthode du DMG peut être utilisée pour déterminer l'inductance par phase. Pour cela, les phases identiques sont regroupées, puis l'équation (III.43) est appliquée afin de calculer le DMG entre chaque groupe de phases.

$$D_{AB} = \sqrt[4]{D_{a1b1}.D_{a1b2}.D_{a2b1}.D_{a2b2}}$$

$$D_{BC} = \sqrt[4]{D_{b1c1}.D_{b1c2}.D_{b2c1}.D_{b2c2}} \qquad \textbf{III.47}$$

$$D_{AC} = \sqrt[4]{D_{a1c1}.D_{a1c2}.D_{a2c1}.D_{a2c2}}$$

DMG équivalente par phase est :

$$DMG = \sqrt[3]{D_{AB}D_{BC}D_{AC}} \qquad \textbf{III.48}$$

De même, à partir de l'équation (III.44), le *RMG* de chaque groupe de phase est :

$$D_{SA} = \sqrt[4]{\left(D_s^b D_{a1a2}\right)^2} = \sqrt{D_s^b D_{a1a2}}$$

$$D_{SB} = \sqrt[4]{\left(D_s^b D_{b1b2}\right)^2} = \sqrt{D_s^b D_{b1b2}} \qquad \textbf{III.49}$$

$$D_{SC} = \sqrt[4]{\left(D_s^b D_{c1c2}\right)^2} = \sqrt{D_s^b D_{c1c2}}$$

Le rayon moyen géométrique équivalent pour le calcul de l'inductance par phase au neutre est :

$$RMG_L = \sqrt[3]{D_{SA}D_{SB}D_{SC}} \qquad \textbf{III.50}$$

L'inductance par phase en millihenry par kilomètre est :

$$L = 0.2\ ln\frac{DMG}{RMG_L}\ \left({}^{mH}/_{Km}\right) \qquad \textbf{III. 51}$$

III.3.3. Capacité d'une ligne

III.3.3.a Capacité d'une ligne monophasée

La capacité d'une ligne électrique est définie comme le rapport entre la charge accumulée sur les conducteurs et la tension appliquée, traduisant la faculté de la ligne à stocker de l'énergie électrique sous forme de champ électrostatique. Elle est définie par :

$$C = {}^{q}/_{V} \qquad \textbf{III. 52}$$

Où q est la charge stockée et V la tension appliquée.

Soit un conducteur long et circulaire de rayon r porteur d'une charge linéique q (en coulombs par mètre) comme montré sur la figure III.12.

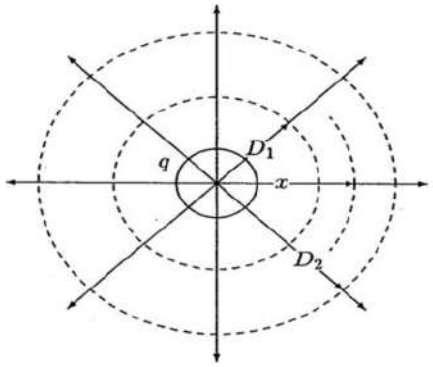


Figure III.12. Champ électrique autour d'un long conducteur rond.

À partir du théorème de Gauss, la densité de flux électrique traversant une surface cylindrique de rayon x de longueur 1 m est :

$$D = {}^{q}/_{A}$$

$$= \frac{q}{2\pi x(1)} \qquad \textbf{III. 53}$$

L'intensité du champ électrique E est définie comme le rapport entre la densité de flux électrique et la permittivité du milieu.

$$E = {}^{D}/_{\varepsilon_0} = \frac{q}{2\pi x\varepsilon_0} \qquad \textbf{III. 54}$$

Avec : ε_0: est la permittivité du vide (8.85×10^{-12} F/m) ;

Par la suite la différence de potentiel entre les cylindres de la position D1 à D2 est :

$$V_{12} = \int_{D1}^{D2} Edx = \int_{D1}^{D2} \frac{q}{2\pi\varepsilon_0 x}\ dx = \frac{q}{2\pi\varepsilon_0} ln\frac{D2}{D1} \qquad \textbf{III. 55}$$

Considérons une ligne monophasée de 1 m de longueur, formée de deux conducteurs cylindriques pleins de rayon r, espacés d'une distance D, comme indiqué à la figure III.13 ;

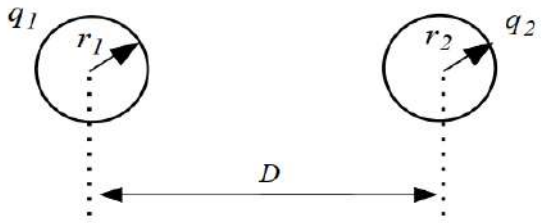


Figure III.13. Ligne monophasée à deux fils.

Considérons le conducteur 1 seul à avoir une charge q_1, la tension entre le conducteur 1 et 2 :

$$V_{12(q1)} = \frac{q_1}{2\pi\varepsilon_0} ln\frac{D}{r} \qquad \textbf{III.56}$$

Considérons le conducteur 2 seul à avoir une charge q_2, la tension entre le conducteur 2 et 1 :

$$V_{21(q2)} = \frac{q_2}{2\pi\varepsilon_0} ln\frac{D}{r} \qquad \textbf{III.57}$$

Puisque $V_{12(q2)} = -V_{21(q2)}$ nous obtenons :

$$V_{12(q2)} = \frac{q_2}{2\pi\varepsilon_0} ln\frac{r}{D} \qquad \textbf{III.58}$$

La différence de potentiel due aux deux charges est donnée par :

$$V_{12} = V_{12(q1)} + V_{12(q2)} = \frac{q_1}{2\pi\varepsilon_0} ln\frac{D}{r} + \frac{q_2}{2\pi\varepsilon_0} ln\frac{r}{D} \qquad \textbf{III.59}$$

Pour une ligne monophasée : $q_2 = -q_1 = -q$ on obtient :

$$V_{12} = \frac{q}{\pi\varepsilon_0} ln\frac{D}{r} \qquad \textbf{III.60}$$

Donc :

$$C_{12} = \frac{\pi\varepsilon_0}{ln\frac{D}{r}} \qquad \left(F/m\right) \qquad \textbf{III.61}$$

C_{12} est la capacité entre les conducteurs. Pour trouver la capacité entre chaque conducteur et le neutre.



(a) entre deux conducteurs (b) entre conducteurs et point

Figure III.14. Représentation de la capacité.

Nous savons que $V_{1n} = \frac{1}{2} V_{12}$, par la suite $C = 2 \cdot C_{12}$ où :

$$C = \frac{2\pi\varepsilon_0}{ln\frac{D}{r}} \quad (^{F}/_{m}) \qquad ou \qquad C = \frac{0{,}0556}{ln\frac{D}{r}} \quad (^{\mu F}/_{Km}) \qquad \textbf{III.62}$$

La capacité par phase s'exprime à l'aide de relations analogues à celles utilisées pour l'inductance par phase. Toutefois, à la différence du calcul de l'inductance, où l'on emploie le rayon moyen géométrique (RMG) du conducteur, la formule de la capacité fait intervenir directement le rayon réel r du conducteur.

III.3.3.e Capacité des lignes triphasées

Considérons une ligne triphasée d'une longueur unitaire (1 m), composée de trois conducteurs cylindriques de rayon r, disposés selon l'espacement indiqué à la figure III.15.

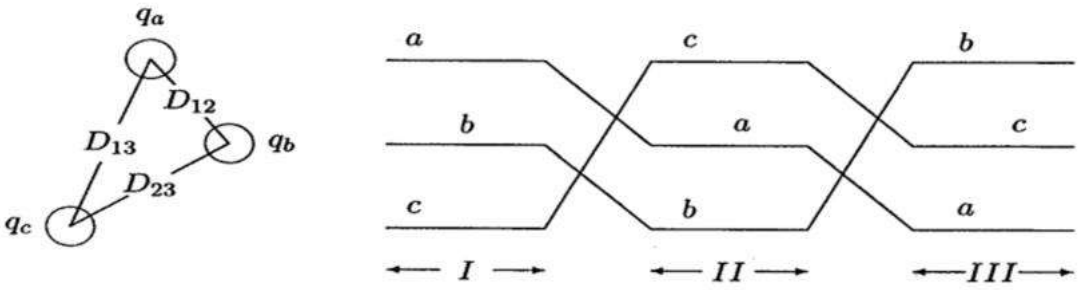


Figure III.15. Ligne triphasée transposé.

Pour un système équilibré $q_a + q_b + q_c = 0$. Négligeant l'effet du sol et les câbles de garde et en assumant que la ligne est transposée :

$$V_{ab(I)} = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\left[q_a\, ln\frac{D_{12}}{\mathrm{r}} + q_b\, ln\frac{r}{D_{12}} + q_c\, ln\frac{D_{23}}{D_{13}}\right] \qquad \textbf{III.63}$$

Pour la deuxième section de la transposition :

$$V_{ab(II)} = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\left[q_a\, ln\frac{D_{23}}{\mathrm{r}} + q_b\, ln\frac{r}{D_{23}} + q_c\, ln\frac{D_{13}}{D_{12}}\right] \qquad \textbf{III.64}$$

Pour la deuxième section :

$$V_{ab(III)} = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\left[q_a\, ln\frac{D_{13}}{\mathrm{r}} + q_b\, ln\frac{r}{D_{13}} + q_c\, ln\frac{D_{12}}{D_{23}}\right] \qquad \textbf{III.65}$$

La valeur moyenne de V_{ab}est :

$$V_{ab} = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\left[q_a\, ln\frac{D_{12}D_{23}D_{13}}{r^3} + q_b\, ln\frac{r^3}{D_{12}D_{23}D_{13}} + q_c\, ln\frac{D_{12}D_{23}D_{13}}{D_{12}D_{23}D_{13}}\right] \qquad \textbf{III.66}$$

$$V_{ab} = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\left[q_a\, ln\frac{(D_{12}D_{23}D_{13})^{\frac{1}{3}}}{\mathrm{r}} + q_b\, ln\frac{r}{(D_{12}D_{23}D_{13})^{1/3}}\right] \qquad \textbf{III.67}$$

9

$$V_{ab} = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\left[q_a\, ln\frac{DMG}{\mathrm{r}} + q_b\, ln\frac{r}{DMG}\right] \qquad \textbf{III.68}$$

Avec : $DMG = (D_{12}D_{23}D_{13})^{\frac{1}{3}}$

De même :

$$V_{ac} = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\left[q_a\, ln\frac{DMG}{\mathrm{r}} + q_c\, ln\frac{r}{DMG}\right] \qquad \textbf{III. 69}$$

Substituant $-q_a = q_b + q_c$,nous avons :

$$V_{ab} + V_{ac} = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\left[2q_a\, ln\frac{DMG}{\mathrm{r}} - q_a\, ln\frac{r}{DMG}\right] = \frac{3q_a}{2\pi\varepsilon_0} ln\frac{DMG}{\mathrm{r}} \qquad \textbf{III. 70}$$

Pour des tensions triphasées équilibrées :

$V_{ab} = V_{an}\angle 0° - V_{an}\angle -120°$, $V_{ac} = V_{an}\angle 0° - V_{an}\angle -240°$

Donc :

$V_{ab} + V_{ac} = 3V_{an}$

Par la suite la capacité par phase au neutre :

$$C = {}^{q_a}/_{V_{an}} = \frac{2\pi\varepsilon_0}{ln\frac{DMG}{r}} \quad ({}^{F}/_{m}) \qquad \textbf{III. 71}$$

$$C = \frac{0{,}0556}{ln\frac{DMG}{r}} \qquad ({}^{\mu F}/_{Km})$$

III.3.3.c Effet des conducteurs en faisceaux

La procédure pour trouver la capacité d'une ligne triphasée transposée avec des conducteurs en faisceaux suit les mêmes étapes que dans la section précédente :

$$C = \frac{2\pi\varepsilon_0}{ln\frac{DMG}{r^b}} \quad ({}^{F}/_{m}) \qquad \textbf{III. 72}$$

$$C = \frac{0{,}0556}{ln\frac{DMG}{r^b}} \qquad ({}^{\mu F}/_{Km})$$

L'effet des faisceaux est d'introduire un rayon équivalent r^b . r^best similaire au *RMG* calculé pour l'inductance à l'exception que le rayon *r* de chaque sous-conducteur est utilisé à la place de D_S . Donc :

Pour le faisceau de deux sous-conducteurs :

$$r^b = \sqrt[4]{(r\cdot d)^2} = \sqrt{r\cdot d} \qquad \textbf{III. 73}$$

Pour le faisceau de trois sous-conducteurs :

$$r^b = \sqrt[9]{(r\cdot d\cdot d)^3} = \sqrt[3]{r\cdot d^2} \qquad \textbf{III. 74}$$

Pour quatre sous-conducteurs :

$$r^b = \sqrt[16]{\left(r \cdot d \cdot d \cdot d \cdot 2^{\frac{1}{2}}\right)^4} = 1{,}09\sqrt[4]{r \cdot d^3} \qquad \textbf{III. 75}$$

III.3.3.d Capacité d'une ligne triphasée à double circuit

Suivant la procédure de la section (III.3.3.b), les tensions moyennes V_a, V_b, V_c sont calculées et la capacité équivalente par phase au neutre est obtenue pour être :

$$C = \frac{2\pi\varepsilon_0}{ln\frac{DMG}{RMG_C}} \quad (^F/_m) \qquad \textbf{III. 76}$$

$$C = \frac{0{,}0556}{ln\frac{DMG}{RMG_C}} \qquad (^{\mu F}/_{Km})$$

L'expression du *DMG* est la même de celle de l'inductance entre chaque groupe de phases (équation III.47)

$$D_{AB} = \sqrt[4]{D_{a1b1}.D_{a1b2}.D_{a2b1}.D_{a2b2}}$$
$$D_{BC} = \sqrt[4]{D_{b1c1}.D_{b1c2}.D_{b2c1}.D_{b2c2}} \qquad \textbf{III. 77}$$
$$D_{AC} = \sqrt[4]{D_{a1c1}.D_{a1c2}.D_{a2c1}.D_{a2c2}}$$

DMG équivalente par phase est :$DMG = \sqrt[3]{D_{AB}D_{BC}D_{AC}}$

Pour trouver RMG_C entre chaque groupe de phases est la même que celle de l'inductance RMG_C, à l'exception que dans (III.49) r^b est utilisé à la place de D_s^b .

Cela se traduira par les équations suivantes :

$$r_A = \sqrt{r^b D_{a1a2}}$$
$$r_B = \sqrt{r^b D_{b1b2}} \qquad \textbf{III. 78}$$
$$r_C = \sqrt{r^b{}_{c1c2}}$$

Où r^b est le rayon moyen géométrique des conducteurs en faisceaux. Le rayon moyen géométrique équivalent pour le calcul de la capacité par phase au neutre est :

$$RMG_C = \sqrt[3]{r_A r_B r_C} \qquad \textbf{III. 79}$$

III.3.3.e Effet du sol sur la capacité

Le sol agit comme une surface équipotentielle, ce qui entraîne une augmentation de la capacité de la ligne. Les lignes de flux y sont nécessairement perpendiculaires, et cet effet peut être pris en compte par la méthode des charges images de Kelvin, notamment pour le calcul de la capacité d'une ligne triphasée.

Considérons dans la figure.III.16 une ligne transposée et des conducteurs *a,b,c* , , portant des charges q_a, q_b, q_c , et occupent les positions 1,2, et 3, respectivement, dans la première partie du cycle de transposition. Au-dessous se trouvent les conducteurs avec les charges images$-q_a, -q_b, -q_c$, la capacité au neutre est donnée par :

$$C = \frac{2\pi\varepsilon_0}{ln\frac{DMG}{r^b} - ln\frac{\sqrt[3]{H_{12}H_{23}H_{13}}}{\sqrt[3]{H_1H_2H_3}}} \quad (^F/_m)\ au\ neutre \qquad \textbf{III. 80}$$

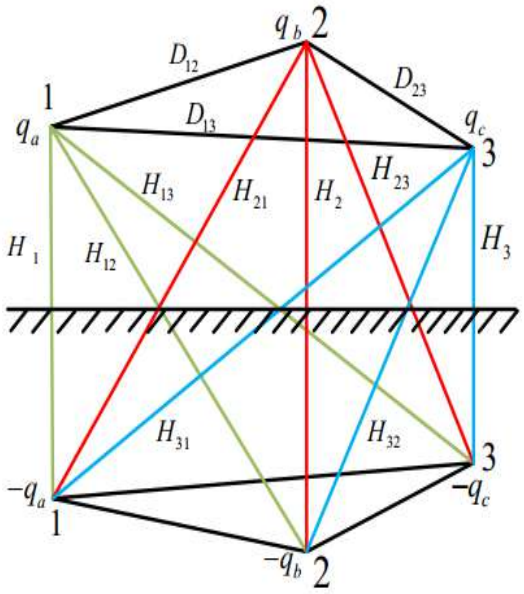


Figure III.16. Ligne triphasée et son image.

III.3.3.f Conductance due à l'effet couronne G

Lorsqu'un conducteur est porté à un potentiel très élevé, le champ électrique dans son voisinage peut dépasser la limite d'ionisation de l'air ambiant. Dans ce cas, il se produit autour du conducteur, et plus particulièrement à proximité de ses attaches, un phénomène lumineux en forme de couronne appelé effet couronne.

Cet effet résulte principalement d'une dérivation de courant entre le conducteur et le sol. Il peut être modélisé par une conductance linéique cyclique, notée G′ [S/km], intégrée dans le schéma équivalent de la ligne. Toutefois, la valeur de cette conductance reste généralement faible, en particulier pour des tensions inférieures à 400 kV, ce qui conduit dans la plupart des études à la négliger. la conductance linéique de la ligne aérienne est déterminée par:

$$g_0 = \frac{\Delta P}{U_n^2} \qquad Simmens/_{Km} \qquad \textbf{III.81}$$

ΔP: Les pertes de puissance linéique sous l'effet couronne.

U_n^2: La tension nominale de la ligne électrique.

La conductance totale de la ligne aérienne est égale à :

$G = g_0 1\ (Simmens)\ ou\ \Omega^{-1}$ **III .82**

III.4. Circuit équivalent des lignes

III.4.1. Modélisation et performance des lignes électriques

Les lignes de transport sont représentées par un modèle équivalent avec les paramètres « par phase » appropriés du circuit. Le modèle utilisé pour calculer les tensions, les courants, et les écoulements de puissance dépend de la longueur de la ligne.

En fonction de leur longueur, les lignes de transmission électrique sont généralement classées, dans la majorité des pays, comme suit :

- **Ligne courte** : longueur inférieure à 80 km (l < 80 km).
- **Ligne moyenne** : longueur comprise entre 80 km et 250 km (80 ≤ l <250 Km).
- **Ligne longue** : longueur supérieure ou égale à 250 km (l ≥ 250 km).

Une ligne de transmission peut être La ligne de transmission peut être modélisée par un quadripôle (figure III.17), Ce modèle permet d'établir une relation entre les grandeurs électriques aux deux extrémités de la ligne, dans lequel la tension et le courant à l'extrémité d'envoi (Vs et Is) sont liés à la tension et au courant à l'extrémité de réception (V_R et I_R) par la relation matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad \textbf{III.83}$$

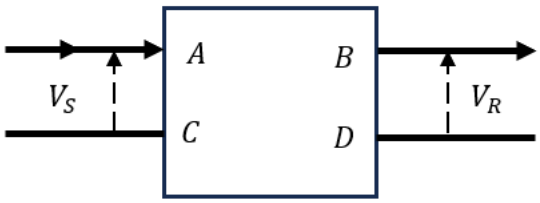


Figure III.17. Représentation d'une ligne par un quadripôle.

Le déterminant du système matriciel $\begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix}$ égale à 1 :

AD – BC =1 **III.84**

Dans la modélisation des lignes de transmission, les paramètres linéiques (rapportés à l'unité de longueur) sont notés en minuscule, tandis que les paramètres totaux (rapportés à la longueur totale de la ligne) sont notés en majuscule.

$z = r + jL\omega\ (\Omega/Km)$ Impédance série par unité de longueur
$y = g + jC\omega\ (S/Km)$ Admittance de shunt par unité de longueur
$Z = z \cdot l\ (\Omega)$ Impédance totale de la ligne

$Y = y \cdot l \ \ en\ (S)$ Admittance totale de la ligne
l = longueur de ligne (km).

III.4.1.A Modèle d'une ligne courte

Pour une ligne courte (longueur < 80 km ou tension < 69 kV), la capacité répartie peut être négligée. Le modèle équivalent se réduit alors à une **impédance série** ($Z = \mathrm{R} + j\mathrm{L}\omega$) représentant la résistance et l'inductance totales de la ligne.

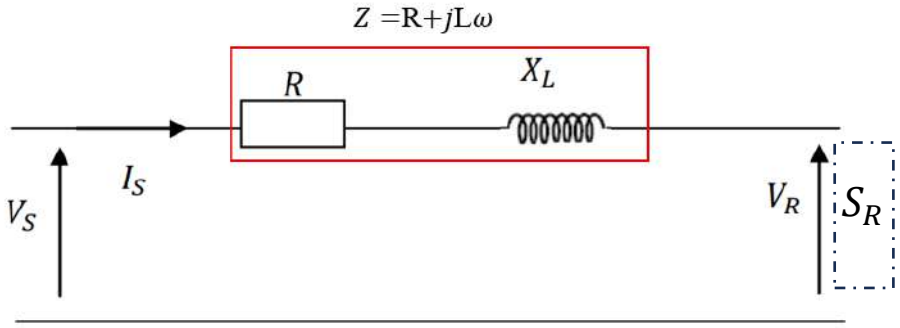


Figure III.18. Circuit équivalent d'une ligne courte.

Si une charge triphasée de puissance apparente S_R est connectée à la fin de la ligne de transmission, le courant à l'extrémité réceptrice est :

$$I_R = \frac{S^*_{(3\phi)}}{3V^*_R} \qquad \textbf{III.85}$$

La tension de source :

$$\mathrm{V_S} = \mathrm{V_R} + Z\mathrm{I_R} \qquad \textbf{III.86}$$

L'impédance shunt est négligée donc :

$$\mathrm{I_S} = \mathrm{I_R} \qquad \textbf{III.87}$$

En appliquant les lois de kirchoff, nous obtenons :

$$\begin{cases} V_S = \mathrm{V_R} + (R + j\mathrm{X_L}) \cdot \mathrm{I_R} \\ I_S = I_R \end{cases} \qquad \textbf{III.88}$$

$$\begin{cases} V_S = \mathrm{V_R} + Z \cdot \mathrm{I_R} \\ I_S = I_R \end{cases} \qquad \textbf{III.89}$$

Ou sous forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & Z \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \qquad \textbf{III.90}$$

Par comparaison avec la forme matricielle on trouve :

$A = D = 1\ ,\ B = Z\ ,\ C = 0$

Une fois la tension d'entrée est calculée, la puissance d'entrée est obtenue par :

$$S_{S(3\phi)} = 3V_S I^*_S \qquad \textbf{III.91}$$

Les pertes totales de la ligne sont données par :

$$S_{L(3\phi)} = S_{S(3\phi)} - S_{R(3\phi)} \qquad \textbf{III. 92}$$

Le rendement de la ligne de transmission est donné par :

$$\eta = \frac{P_{R(3\phi)}}{P_{S(3\phi)}} \qquad \textbf{III. 93}$$

$P_{S(3\phi)}$, $P_{R(3\phi)}$ Représentent respectivement les puissances actives totales à l'entrée (côté source) et à la sortie (côté récepteur) de la ligne de transmission.

III.4.1.B Modèle d'une ligne moyenne

Pour une ligne de transmission de longueur moyenne (80–250 km), l'effet capacitif n'est plus négligeable. L'admittance shunt est alors prise en compte. L'admittance shunt est alors divisée en deux parties placées aux extrémités, ce qui définit le modèle en π nominal, basé sur l'impédance série Z et l'admittance shunt Y.

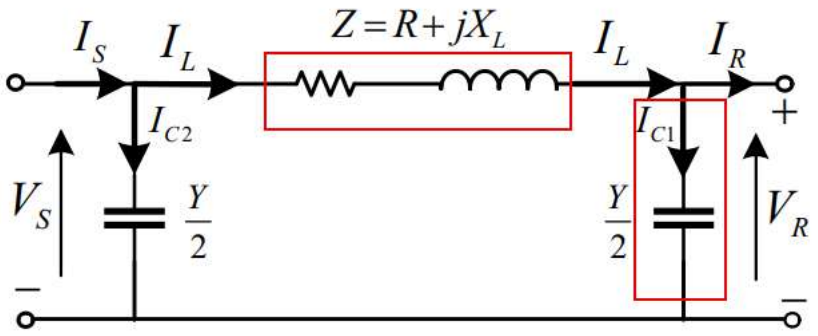


Figure III.19. Modèle en π nominal d'une ligne de longueur moyenne.

Par application des lois de Kirchhoff en courant et en tension :

$$\begin{cases} I_L = \mathrm{I_R} + \frac{Y}{2}\mathrm{V_R} \\ V_S = \mathrm{V_R} + ZI_L \end{cases} \Rightarrow \quad \mathrm{V_S} = \left(1 + \tfrac{\mathrm{ZY}}{2}\right)\mathrm{V_R} + Z\mathrm{I_R} \qquad \textbf{III.94}$$

Le courant à l'extrémité émettrice est :

$$I_S = \mathrm{I_L} + \frac{Y}{2}\mathrm{V_S} \qquad \textbf{III. 95}$$

En substituant pour $\mathrm{I_L}$ et $\mathrm{V_S}$:

$$I_S = Y\left(1 + \frac{\mathrm{ZY}}{4}\right) + \left(1 + \frac{\mathrm{ZY}}{2}\right)\mathrm{I_R} \qquad \textbf{III. 96}$$

Pour une écriture en quadripôle *ABCD* pour le modèle π nominal, nous avons :

$$A = 1 + \frac{\mathrm{ZY}}{2}; \qquad B = \mathrm{Z}; \qquad \textbf{III. 97}$$

$$C = Y\left(1 + \frac{\mathrm{ZY}}{4}\right); \qquad D = 1 + \frac{\mathrm{ZY}}{2};$$

III.4.1.C Modèle d'une ligne longue

Pour les lignes de transmission courtes et moyennes (jusqu'à 250 km), des modèles raisonnablement exacts sont obtenus en supposant que les paramètres de la ligne sont concentrés aux extrémités. Ainsi, pour une ligne moyenne (80–250 km), l'effet capacitif est pris en compte en répartissant l'admittance shunt en deux parties aux extrémités, ce qui conduit au modèle en π nominal, défini par l'impédance série Z et l'admittance shunt Y. Pour les lignes longues (≥ 250 km), une approche plus précise est nécessaire : l'effet exact des paramètres distribués le long de la ligne doit être considéré. Dans ce cas, les expressions des tensions et courants en chaque point de la ligne sont dérivées, à partir desquelles un modèle en π équivaut peut-être obtenu pour représenter la ligne longue. La figure.III.20 montre une phase d'une ligne distribuée de longueur l km.

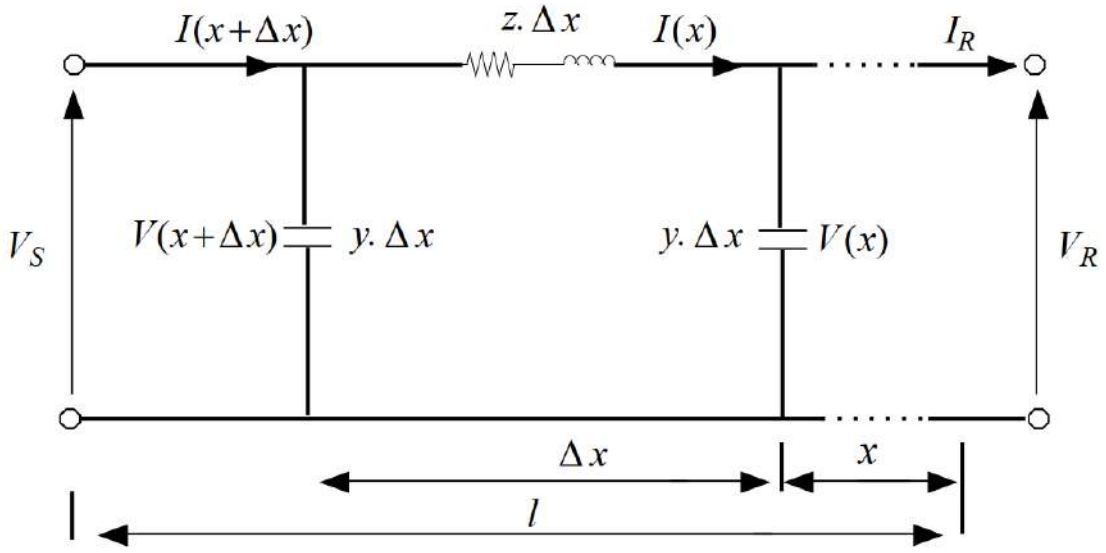


Figure III.20. Ligne longue à paramètres distribués.

L'impédance et l'admittance shunts totaux de la ligne sont :

$$\begin{cases} Z = (r + j\omega L)l \\ Y = (g + j\omega C)l \end{cases} \quad \textbf{III. 98}$$

- ✓ **Pour les tensions**

$$V(x + \Delta x) = V(x) + z\Delta x \cdot I(x) \quad \textbf{III. 99}$$

$$\frac{V(x + \Delta x) - V(x)}{\Delta x} = z \cdot I(x) \quad \textbf{III. 100}$$

Comme

$$\Delta x \to 0: \frac{dV(x)}{dx} = z \cdot I(x) \quad \textbf{III. 101}$$

- ✓ **Pour les courants**

$$I(x+\Delta x) = \mathrm{I}(x) + y\Delta x \cdot V(x+\Delta x) \qquad \textbf{III.102}$$

$$\frac{I(x+\Delta x) - I(x)}{\Delta x} = y \cdot V(x+\Delta x) \qquad \textbf{III.103}$$

Comme

$$\Delta x \to 0: \frac{dI(x)}{dx} = y \cdot V(x) \qquad \textbf{III.104}$$

En dérivant l'équation (III.101) et en substituant par (III.104) :

$$\frac{d^2V(x)}{dx^2} = z\frac{dI(x)}{dx} = zy \cdot V(x) \qquad \textbf{III.105}$$

Mettons :

$$\gamma^2 = zy \qquad \textbf{III.106}$$

$$\gamma = \sqrt{zy}$$

$$\frac{d^2V(x)}{dx^2} - \gamma^2 V(x) = 0 \qquad \textbf{III.107}$$

La solution de cette équation est de la forme :

$$V(x) = A_1 e^{\gamma x} + A_2 e^{-\gamma x} \qquad \textbf{III.108}$$

Où γ est la constante de propagation

Où :

$$\gamma = \alpha + j\beta = \sqrt{zy} = \sqrt{(r + j\omega L)(g + j\omega C)} \qquad \textbf{III.109}$$

La partie réelle α est la constante d'atténuation, et la partie imaginaire β est la constante de phase mesuré en radian par unité de longueur.

A partir de l'équation (III.101), le courant est :

$$I(x) = \frac{I}{z}\frac{dV(x)}{dx} = \frac{\gamma}{z}(A_1 e^{\gamma x} - A_2 e^{-\gamma x}) = \sqrt{\frac{y}{z}}(A_1 e^{\gamma x} - A_2 e^{-\gamma x}) \qquad \textbf{III.110}$$

Où

$$I(x) = \frac{1}{Z_C}(A_1 e^{\gamma x} - A_2 e^{-\gamma x}) \qquad \textbf{III.111}$$

Où Z_C est l'impédance caractéristique, donnée par :

$$Z_C = \sqrt{\frac{z}{y}} \qquad \textbf{III.112}$$

Pour trouver A_1 et A_2 , nous notons que lorsque :$x = 0$, $V(x) = V_R$, $I(x) = I_R$

A partir de (III.108) et (III.111), ces constantes se révèlent être :

$$A_1 = \frac{V_R + Z_C I_R}{2} \qquad \textbf{III.113}$$

$$A_2 = \frac{V_R - Z_C I_R}{2}$$

En substituant dans (III.108) and (III.111), l'expression générale de la tension et du courant le long d'une longue ligne de transmission devient :

$$V(x) = \frac{V_R + Z_C I_R}{2} e^{\gamma x} + \frac{V_R - Z_C I_R}{2} e^{-\gamma x} \qquad \textbf{III.114}$$

$$I(x) = \frac{\frac{V_R}{Z_C} + I_R}{2} e^{\gamma x} + \frac{\frac{V_R}{Z_C} - I_R}{2} e^{-\gamma x} \qquad \textbf{III.115}$$

Les équations de la tension et du courant peuvent être réarrangées sous forme :

$$V(x) = \frac{e^{\gamma x} + e^{-\gamma x}}{2} V_R + Z_C \frac{e^{\gamma x} - e^{-\gamma x}}{2} I_R \qquad \textbf{III.116}$$

$$I(x) = \frac{1}{Z_C} \frac{e^{\gamma x} - e^{-\gamma x}}{2} V_R + \frac{e^{\gamma x} + e^{-\gamma x}}{2} I_R \qquad \textbf{III.117}$$

Reconnaissant la fonction hyperbolique sinh, cosh , l'équation ci-dessus s'écrit comme suit :

$$V(x) = \cosh \gamma x \, V_R + Z_C \sinh \gamma x \, I_R \qquad \textbf{III.118}$$

$$I(x) = \frac{1}{Z_C} \sinh \gamma x \, V_R + \cosh \gamma x \, I_R \qquad \textbf{III.119}$$

Pour une écriture en quadripôle *ABCD* pour le modèle π nominal, nous avons :

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix}$$

Où $A = \cosh \gamma x$; $B = Z_C \sinh \gamma x$; $C = \frac{1}{Z_C} \sinh \gamma x$; $D = \cosh \gamma x$;

Il est maintenant possible de trouver un modèle π équivalent exact, pour remplacer les constantes *ABCD* du quadripôle. D'une façon similaire aux expressions d'une ligne moyenne obtenues pour le modèle en π nominal, pour le modèle π équivalent, nous avons :

$$\mathrm{V_S} = \left(1 + \frac{\mathrm{Z'\,Y'}}{2}\right) \mathrm{V_R} + Z \mathrm{I_R} \qquad \textbf{III.120}$$

$$I_S = Y \left(1 + \frac{\mathrm{Z'Y'}}{4}\right) + \left(1 + \frac{\mathrm{ZY}}{2}\right) \mathrm{I_R}$$

Tableau III.1. TABLEAU RECAPITULATIF

Types	**Circuit équivalent**	**A**	**B**	**C**	**D**
Courte	Impédance série	1	Z	0	A

Moyenne	Circuit en π	$1+\frac{ZY}{2}$	Z	$Y(1+\frac{ZY}{4})$	$1+\frac{ZY}{2}$
	Circuit en T	$1+\frac{ZY}{2}$	$Z(1+\frac{ZY}{4})$	Y	$1+\frac{ZY}{2}$
Longue	Circuit à constante réparties	$cosh\,\gamma x$	$Z_C\,sinh\,\gamma x$	$\frac{1}{Z_C}sinh\,\gamma x$	$cosh\,\gamma x$

Régulation de la tension :

La régulation de la tension d'une ligne est l'augmentation de la tension à la réception exprimée en pourcentage par rapport à a tension en pleine charge avec une tension à la source maintenue constante**.**

$$\boldsymbol{Reg}\ (\%) = \frac{V_{R(0)} - V_{R\ (PC)}}{V_{R\ (PC)}} \qquad \textbf{III.121}$$

Où :

V_{RO} est la valeur de la tension à la réception à vide.

$V_{R\ (PC)}$: Valeur de tension en pleine charge.

Tableau III.2. Régulation de tension

Lignes	Régulation %
Courte	$100 \cdot (V_S - V_R)/V_R$
Moyenne	$100 \cdot (V_S/A - V_R)/V_R$
Longue	$100 \cdot (V_S/A - V_R)/V_R$

III.5. Calcul des chutes de tension

La chute de tension dans un réseau électrique provient des pertes ohmiques et réactives des lignes et dépend du courant de charge, de la résistance R, de la réactance et du facteur de puissance $(\cos\varphi)$. Une chute excessive réduit la tension aux bornes des charges et peut affecter la performance et la stabilité du système. Pour assurer une bonne qualité d'alimentation, elle doit généralement rester inférieure à 3–5 %.

III.5.1. Calcul de la chute de tension ΔU

- ✓ **Biphasé (deux phases):**

$$\Delta U = 2I_B L(R\cos\varphi + X\sin\varphi) \qquad \textbf{III.122}$$

En % : $100\,{}^{\Delta U}/_{U_n}$

- ✓ **Monophasé phase et neutre :**

$$\Delta U = 2I_B L(R\cos\varphi + X\sin\varphi) \qquad \textbf{III.123}$$

En % : $100\,{}^{\Delta U}/_{V_n}$

- ✓ **Triphasé trois phase (avec ou sans neutre)**

$$\Delta U = \sqrt{3}I_B L(R\cos\varphi + X\sin\varphi) \qquad \textbf{III.124}$$

En % : $100\,{}^{\Delta U}/_{U_n}$

Avec :

I_B : courant d'emploi en ampères ;

U_n : tension nominale entre phases ;

V_n: tension nominale entre phase et neutre ;

L : longueur du câble en km ;

R : résistance linéaire d'un conducteur en Ω/km ;

X : réactance linéique d'un conducteur en Ω/km ;

X est négligeable pour les câbles de section $S < 50$ mm^2

En l'absence d'autre indication on prendra $X = 0.08\ \Omega/\ km$.

$R = \frac{22{,}5\Omega.\text{mm}^2/\text{Km}}{\text{S(section en mm}^2)}$ Pour le cuivre ;

$R = \frac{36\Omega.\text{mm}^2/\text{Km}}{\text{S(section en mm}^2)}$ Pour l'aluminium ;

Note : *R* est négligeable au-delà d'une section de 500 mm^2

φ : déphasage du courant sur la tension dans le circuit considéré ; généralement :

- Éclairage : cos φ =1 ;
- Force motrice :
  - En démarrage : cos φ =0.35 ;
  - En service normal : cos φ =0.8 ;

III.5.2 Calcul à partir d'un tableau simplifié

Les tableaux de chutes de tension servent à déterminer la perte de tension dans un conducteur.

Les paramètres pris en compte :

• Nature du conducteur (cuivre ou aluminium)

• Section (mm²)

• Courant véhiculé (A)

• Facteur de puissance de la charge

- ☞ Les valeurs sont données pour réseaux monophasés et triphasés.
- ☞ Elles sont exprimées en V/km/A, ce qui facilite le dimensionnement et la vérification des installations.

La chute de tension s'écrit alors :

$\Delta U = K \cdot I_B \cdot L \ \ en\ (V)$

- K : donné par le tableau,
- I_B : courant d'emploi en ampères,
- L : longueur du câble en km.

Tableau III.3. Chute de tension ΔU en volts / ampère et / km dans un circuit

Section en mm²		Circuit monophasé			Circuit triphasé équilibré		
		Force motrice		Éclairage	Force motrice		Éclairage
Cu	Al	Service normal cos φ = 0,8	Démarrage cos φ = 0,35	cos φ = 1	Service normal cos φ = 0,8	Démarrage cos φ = 0,35	cos φ = 1
1,5		24	10,6	30	20	9,4	25
2,5		14,4	6,4	18	12	5,7	15
4		9,1	4,1	11,2	8	3,6	9,5
6	10	6,1	2,9	7,5	5,3	2,5	6,2
10	16	3,7	1,7	4,5	3,2	1,5	3,6
16	25	2,36	1,15	2,8	2,05	1	2,4
25	35	1,5	0,75	1,8	1,3	0,65	1,5
35	50	1,15	0,6	1,29	1	0,52	1,1
50	70	0,86	0,47	0,95	0,75	0,41	0,77
70	120	0,64	0,37	0,64	0,56	0,32	0,55
95	150	0,48	0,30	0,47	0,42	0,26	0,4
120	185	0,39	0,26	0,37	0,34	0,23	0,31
150	240	0,33	0,24	0,30	0,29	0,21	0,27
185	300	0,29	0,22	0,24	0,25	0,19	0,2
240	400	0,24	0,2	0,19	0,21	0,17	0,16
300	500	0,21	0,19	0,15	0,18	0,16	0,13

III.6. Effet Ferranti

L'effet Ferranti se produit lorsqu'une ligne de transmission longue est faiblement chargée ou laissée en circuit ouvert à l'extrémité de réception. Dans cette situation, la tension au bout

récepteur peut devenir supérieure à la tension d'envoi. Ce phénomène est dû au courant capacitif de charge de la ligne : sous tension alternative, la capacité répartie de la ligne provoque un courant de charge, appelé également courant capacitif. Plus la ligne est longue et plus la tension est élevée, plus cet effet devient significatif.

En négligeant les pertes, cette surtension est donnée par :

$$\frac{U_R}{U_S} = \frac{1}{\cos(\sqrt{LC}\omega)} \qquad \textbf{III. 125}$$

Pour des longueurs courtes de ligne (quelques centaines de km à 50 Hz), on peut aussi approximer par :

$$\frac{U_R}{U_S} = \frac{1}{1 - \frac{LC\omega^2}{2}} \qquad \textbf{III. 126}$$

III.6.1. Réduction de l'effet Ferranti

L'effet Ferranti, qui provoque une surtension au niveau de l'extrémité réceptrice des lignes longues en charge légère ou à vide, peut être atténué par plusieurs moyens :

- Insertion de réactances shunt inductives (réacteurs shunt) à l'extrémité réceptrice : → Ils compensent le courant capacitif de la ligne et réduisent la surtension.
- Utilisation de transformateurs à prise réglable (OLTC) : → Permettent d'ajuster la tension d'envoi afin de maintenir la tension réceptrice dans des limites acceptables.
- Compensation FACTS (ex. SVC, STATCOM) : → Offrent une régulation dynamique de la puissance réactive, donc un contrôle efficace de la tension même en régime transitoire.
- Optimisation de l'exploitation des lignes : → Éviter de laisser des lignes longues complètement à vide, ou les mettre hors service lorsqu'elles ne sont pas nécessaires.

III.7. Puissance transmises et compensation du facteur de puissance dans les lignes

III.7.1 Puissance transmise par une ligne

Les expressions spécifiques de l'écoulement de puissance complexe sur une ligne peuvent être obtenues en termes des tensions à l'entrée et à la sortie et les angles de phase et les cstes ABCD. Les constantes *ABCD* sous forme polaire comme :

$A = |A|\angle\theta_A$, $B = |B|\angle\theta_B$,

La tension de source : $V_S = |V_S|\angle\delta$ et la tension de charge comme référence $V_R = |V_R|\angle 0$.

A partir de l'équation (3.90), le courant I_R peut être écrit comme suit :

$$I_R = \frac{|V_S|\angle\delta - |A|\angle\theta_A\,|V_R|\angle 0}{|B|\angle\theta_B} = \frac{|V_S|}{|B|}\angle\delta - \theta_B - \frac{|A||V_R|}{|B|}\angle\theta_A - \theta_B \qquad \textbf{III.127}$$

La puissance complexe à l'extrémité de réceptrice :

$$S_{R(3\phi)} = P_{R(3\phi)} + jQ_{R(3\phi)} 3V_R I_R^* \qquad \textbf{III.128}$$

En remplaçant I_R à partir de (III.126), nous avons :

$$S_{R(3\phi)} = 3\frac{|V_S||V_R|}{|B|}\angle\theta_B - \delta - 3\frac{|A||V_R|^2}{|B|}\angle\theta_B - \theta_A \qquad \textbf{III.129}$$

En termes de tensions ligne-ligne (composée), nous avons :

$$S_{R(3\phi)} = \frac{\left|V_{S(L-L)}\right|\left|V_{R(L-L)}\right|}{|B|}\angle\theta_B - \delta - \frac{|A|\left|V_{R(L-L)}\right|^2}{|B|}\angle\theta_B - \theta_A \qquad \textbf{III.130}$$

Les puissances active et réactive à l'extrémité réceptrice de la ligne sont :

$$P_{R(3\phi)} = \frac{\left|V_{S(L-L)}\right|\left|V_{R(L-L)}\right|}{|B|}\cos(\theta_B - \delta) - \frac{|A|\left|V_{R(L-L)}\right|^2}{|B|}\cos(\theta_B - \theta_A) \qquad \textbf{III.131}$$

$$Q_{R(3\phi)} = \frac{\left|V_{S(L-L)}\right|\left|V_{R(L-L)}\right|}{|B|}\sin(\theta_B - \delta) - \frac{|A|\left|V_{R(L-L)}\right|^2}{|B|}\sin(\theta_B - \theta_A) \qquad \textbf{III.132}$$

La puissance complexe de la source est :

$$S_{S(3\phi)} = P_{S(3\phi)} + jQ_{S(3\phi)} 3V_S I_S^* \qquad \textbf{III.133}$$

I_S peut être écrit comme :

$$I_R = \frac{|A|\angle\theta_A\,|V_S|\angle\delta - |V_R|\angle 0}{|B|\angle\theta_B} \qquad \textbf{III.134}$$

En remplaçant I_S dans (III.132) on obtient :

$$P_{S(3\phi)} = \frac{|A|\left|V_{S(L-L)}\right|^2}{|B|}\cos(\theta_B - \theta_A) - \frac{\left|V_{S(L-L)}\right|\left|V_{R(L-L)}\right|}{|B|}\cos(\theta_B + \delta) \qquad \textbf{III.135}$$

$$Q_{S(3\phi)} = \frac{|A|\left|V_{S(L-L)}\right|^2}{|B|}\sin(\theta_B - \theta_A) - \frac{\left|V_{S(L-L)}\right|\left|V_{R(L-L)}\right|}{|B|}\sin(\theta_B + \delta) \qquad \textbf{III.136}$$

Les pertes actives et réactives da la ligne de transport :

$$P_{L(3\phi)} = P_{S(3\phi)} - P_{R(3\phi)} \qquad \textbf{III.137}$$

$$Q_{L(3\phi)} = Q_{S(3\phi)} - Q_{R(3\phi)} \qquad \textbf{III.138}$$

III.8. Compensation du facteur de puissance

III.8.1.A Compensation de l'énergie réactive

La compensation de l'énergie réactive est une technique essentielle dans les systèmes électriques visant à améliorer la qualité de l'énergie et l'efficacité du transport. Elle consiste à installer des dispositifs capables de fournir ou d'absorber la puissance réactive nécessaire au réseau, de manière à maintenir le facteur de puissance proche de l'unité et à limiter les pertes.
Les principaux objectifs de la compensation réactive sont :

- **Amélioration du facteur de puissance** : réduction du courant réactif circulant dans les lignes.
- **Réduction des pertes Joule** : moins de courant total circulant signifie moins de pertes dans les conducteurs.
- **Stabilisation de la tension** : maintien d'un profil de tension adéquat dans le réseau, notamment en cas de forte variation de charge.
- **Augmentation de la capacité de transit des lignes** : la libération de capacité en diminuant le courant réactif permet de transmettre davantage de puissance active.

Les moyens de compensation peuvent être :

- **Passifs** : batteries de condensateurs, bobines de réactance (réacteurs shunt, séries).
- **Actifs** : dispositifs FACTS tels que le SVC (Static Var Compensator) et le STATCOM (Static Synchronous Compensator), offrant une régulation dynamique et rapide de la puissance réactive.

III.8.1.B Présentation

Toute machine électrique alimentée en courant alternatif (moteur, transformateur, etc.) met en jeu deux formes principales d'énergie :

- **Énergie active** : correspond à la puissance active P (exprimée en kW). Elle est convertie en énergie mécanique utile (travail) et en chaleur due aux pertes.

  $$P = UI\cos(\varphi) \quad (Kw) \qquad \textbf{III.139}$$

- **Énergie réactive** : correspond à la puissance réactive Q (exprimée en kvar). Elle est nécessaire à l'établissement des champs magnétiques dans les appareils électriques (transformateurs, machines tournantes, etc.).

  $$Q = UI\sin(\varphi) \quad (KVar) \qquad \textbf{III.140}$$

- **Énergie apparente** : le réseau de distribution fournit la puissance apparente SSS (exprimée en kVA), qui résulte de la combinaison des puissances active et réactive selon la relation :

$$S = UI = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad \text{(KVA)} \qquad \textbf{III. 141}$$

Les trois puissances *P S* ,Q et se représentent vectoriellement par un triangle des puissances :

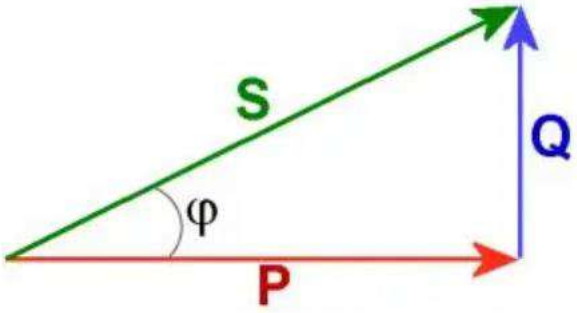


Figure III.21. Triangle des puissances.

III.8.1.C Facteur de puissance

Le facteur de puissance (FP), noté généralement cos φ, il exprime le rapport entre la puissance active réellement utilisée et la puissance apparente fournie par le réseau :

$$\cos\varphi = \frac{P}{S} = \frac{Puissance\ active\ (kW)}{Puissance\ apparente\ (KVA)} \qquad \textbf{III. 142}$$

Le cos(φ)est compris entre 0 et 1.

Un facteur de puissance proche de 1 améliore le rendement de l'installation en réduisant la puissance réactive inutile et en optimisant l'utilisation du réseau.

On peut écrire la tangente de l'angle de déphasage φ\varphiφ entre tension et courant en fonction des puissances :

$$\tan\varphi = \frac{Q}{P} \qquad \textbf{III. 143}$$

III.8.2. Avantages dus à l'amélioration du facteur de puissance

- **Diminution de la facture d'électricité**

Pour les gros consommateurs, l'énergie réactive est prise en compte dans la facturation lorsqu'elle dépasse un certain seuil, notamment pendant des périodes définies. Les distributeurs d'énergie appliquent ainsi des grilles tarifaires spécifiques qui varient en fonction de la consommation. La réduction de la consommation d'énergie réactive, obtenue par l'amélioration du facteur de puissance, a donc un impact direct et sensible sur la facture d'électricité.

Afin d'encourager les abonnés à compenser localement une partie de leur puissance réactive, les fournisseurs d'électricité appliquent un système de bonus-malus basé sur le facteur de puissance ; Pour la ***SONELGAZ*** :

- ✓ $\cos\varphi \geq 0{,}894$ Le client sera bonifié.
- ✓ $\cos\varphi < 0{,}894$ Le client sera pénalisé.

- **Optimisation des choix technico-économiques**

L'amélioration du facteur de puissance présente plusieurs avantages technico-économiques pour les installations électriques :

- **Diminution de la section des câbles** : un facteur de puissance faible nécessite des câbles de plus grande section pour transporter la même puissance active.
- **Réduction des pertes en ligne** : un bon facteur de puissance limite le courant circulant, ce qui diminue les pertes par effet Joule, proportionnelles au carré du courant.
- **Réduction de la chute de tension** : la diminution de la puissance réactive transportée permet de réduire les chutes de tension dans les lignes.
- **Augmentation de la puissance disponible** : un facteur de puissance élevé accroît la puissance active utilisable au secondaire des transformateurs.

III.8.3.Principe de la compensation

Compenser une installation consiste à installer une source d'énergie réactive qui permet d'améliorer le facteur de puissance. Cette compensation est réalisée en fournissant localement la puissance réactive nécessaire. L'objectif de la compensation d'énergie réactive est de réduire le courant appelé sur le réseau. L'énergie réactive est fournie par des condensateurs, au plus près des charges inductives. A chacune des énergies active et réactive, correspond un courant.

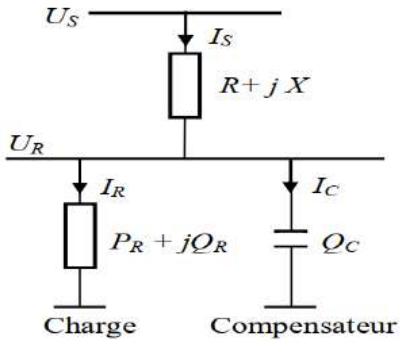


Figure III.22. Compensation locale au niveau de la charge.

La figure ci-dessous traduit la représentation vectorielle de la compensation.

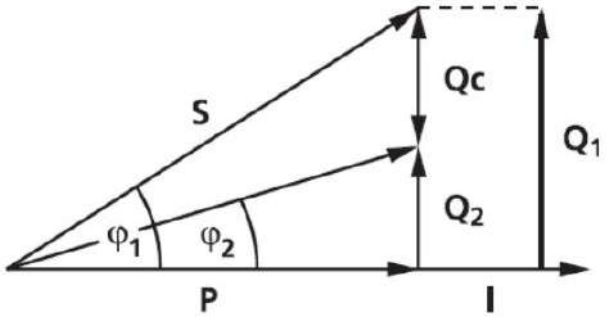


Figure III.23. Représentation vectorielle des puissances active et réactive avant et après compensation.

✓ **Avant compensation :**

$$S_1 = \sqrt{\mathrm{P}^2 + Q_1^2} \quad \rightarrow \quad \tan\varphi_1 = \frac{Q_1}{P} \qquad \textbf{III.143}$$

✓ **Après compensation :**

$$S_2 = \sqrt{\mathrm{P}^2 + Q_2^2} \quad \rightarrow \quad \tan\varphi_2 = \frac{Q_2}{P} \qquad \textbf{III.145}$$

La puissance réactive de compensation pour une puissance active constante est :

$$Q_C = Q_2 - Q_1 = P \cdot \tan\varphi_2 - P \cdot \tan\varphi_1 \qquad \textbf{III.146}$$

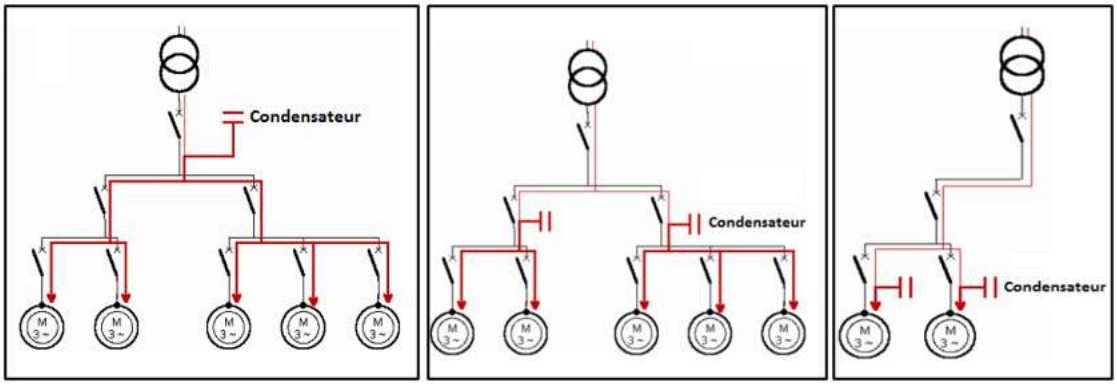
L'expression générale est :

$$Q_C = P \cdot (\tan\varphi_2 - \tan\varphi_1) \qquad \textbf{III.147}$$

III.8.4. Modes de compensation

La compensation de l'énergie réactive peut être réalisée de différentes manières, en fonction du type d'installation, du profil de charge et des objectifs recherchés :

- ✓ **Compensation globale** : La batterie de condensateurs est raccordée en tête de l'installation et reste en service en permanence. Ce mode est adapté lorsque la charge est stable et continue.
- ✓ **Compensation partielle** : La batterie de condensateurs est raccordée au tableau de distribution et fournit l'énergie réactive par atelier ou par groupe de récepteurs. Ce mode convient aux installations étendues comportant plusieurs ateliers dont les régimes de charge sont différents.
- ✓ **Compensation individuelle** : La batterie de condensateurs est raccordée directement aux bornes de chaque récepteur inductif, notamment les moteurs. Ce mode est recommandé lorsque certains récepteurs ont une puissance importante par rapport à la puissance totale, car il offre les meilleurs avantages en termes d'efficacité et de réduction des pertes.



Compensation globale **Compensation partielle** **Compensation individuelle**

Figure III.24. Différentes possibilités d'implantation des batteries condensateurs.

III.8.5. Calcul de la valeur des condensateurs selon le mode du couplage

A. Couplage des condensateurs en triangle

La puissance réactive fournie par un condensateur :

$$|Q_C| = C\omega U^2 \qquad \textbf{III. 148}$$

Puissance réactive absorbée par les trois condensateurs :

$$|Q_{C\,tot}| = 3|Q_C| = 3C\omega U^2 \qquad \textbf{III. 149}$$

On en déduit la capacité du condensateur de la manière suivante :

$$C_{\Delta} = \frac{P\ (\tan\varphi_2 - \tan\varphi_1)}{3\omega U^2} \qquad \textbf{III.150}$$

B. Couplage des condensateurs en étoile

En utilisant le même raisonnement que précédemment,

$$|Q_{C\ tot}| = 3|Q_C| = 3C\omega V^2 \qquad \textbf{III.151}$$

On montre que la capacité du condensateur est donnée par la relation :

$$C_{étoile} = \frac{P\ (\tan\varphi_2 - \tan\varphi_1)}{\omega U^2} \qquad \textbf{III.152}$$

Le **couplage en étoile** est moins avantageux, car il nécessite une capacité de condensateurs trois fois plus élevée que celle requise pour un **couplage en triangle** (figure III.25). Une capacité plus grande implique des condensateurs plus volumineux et donc plus coûteux.

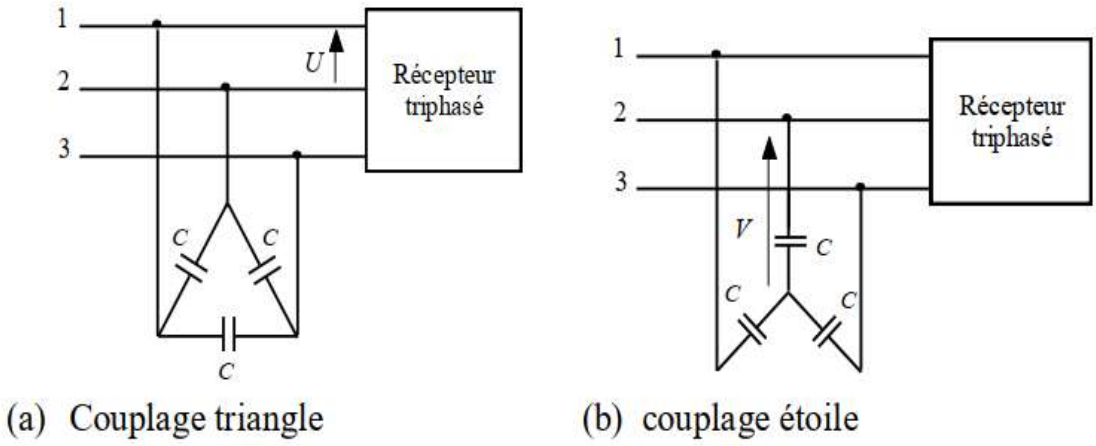


Figure III.25. Modes de couplage des batteries de compensation.

Chapitre IV

Transformateurs et système d'unité relative

IV.1. Généralités sur le Transformateur

Les transformateurs sont des machines entièrement statiques qui permettent, en courant alternatif, de modifier les grandeurs électriques — tension et intensité — sans en changer la fréquence ni la forme d'onde. L'absence de parties mobiles contribue à leur haut rendement.

On distingue plusieurs types de transformateurs, notamment monophasés et triphasés. Ces appareils jouent un rôle central en électrotechnique, puisqu'ils constituent l'équipement de base pour le transport et la distribution de l'énergie électrique. Ils interviennent à deux niveaux principaux :

- Élévation de tension : entre la source de production et le réseau de transport, afin de limiter les pertes lors du transport sur de longues distances.
- Abaissement de tension : du réseau vers les usagers, pour fournir une tension adaptée à la consommation finale.

IV.2. Transformateur Monophasé

Un transformateur monophasé est une machine électrique statique destinée à transférer l'énergie électrique d'un circuit à un autre en courant alternatif, en modifiant la tension et le courant, tout en conservant la même fréquence. Il est constitué principalement de deux enroulements :

- Enroulement primaire : relié à la source d'alimentation de tension alternative de V_1 et comportant n_1 spires. Il absorbe le courant I_1.
- Enroulement secondaire : relié à la charge, comporte n_2 spires ; il fournit, sous la tension V2, un courant I_2 au dipôle récepteur.

IV.2.1. Principe de fonctionnement

Le principe de fonctionnement repose sur l'induction électromagnétique : une variation de flux magnétique dans le noyau du transformateur induit une tension dans l'enroulement secondaire.

L'un des deux bobinages joue le rôle de primaire, il est alimenté par une tension variable et donne naissance à un flux variable dans le circuit magnétique. Le circuit magnétique conduit avec le moins de réluctance 1 possible les lignes de champ magnétique créées par le primaire à travers les spires du deuxième bobinage.

D’après la loi de Faraday, ce flux magnétique variable induit une force électromotrice (f.é.m.) dans le deuxième bobinage qui est appelé secondaire du transformateur.

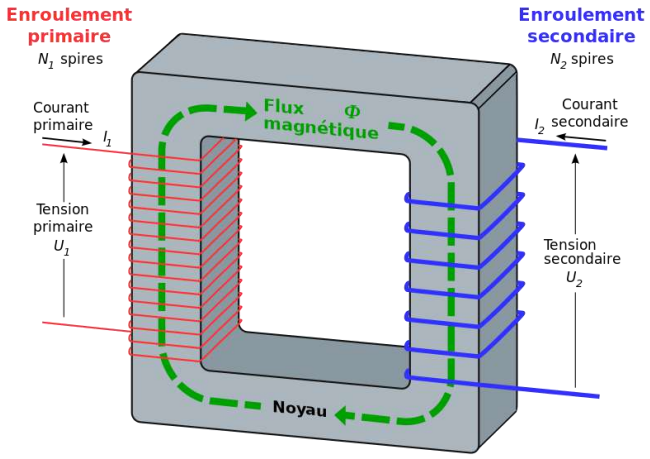


Figure IV.1. Schéma équivalent du transformateur monophasé.

Par son principe, le transformateur ne peut pas fonctionner s’il est alimenté par une tension continue. Le flux doit être variable pour induire une f.é.m. au secondaire, il faut donc que la tension primaire soit variable.

IV.2.2. Symbole

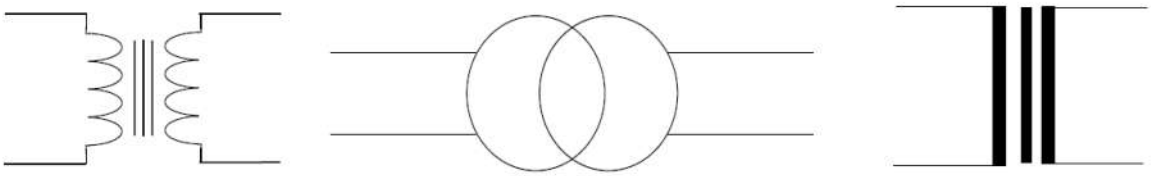


Figure IV.2. Symbolisation des transformateurs monophasés.

IV.3. Transformateur parfait

Parfait : il n’y a aucune perte ; le rendement est de 100% ;

IV.3.1. Hypothèses simplificatrices

Un transformateur est parfait si on néglige **:**

- Les résistances des enroulements (pas de pertes de joules) ;
- Les inductances de fuite ;
- La réluctance du circuit magnétique ;

❖ Pas de pertes de Fer.

IV.3.2. Relations entre les tensions

À tout instant, chaque spire du transformateur est traversée par le même flux magnétique, ce qui implique l'absence de fuites magnétiques. À tout instant, chaque spire du transformateur est traversée par le même flux magnétique, ce qui implique l'absence de fuites magnétiques.

Le flux à travers une section du circuit magnétique est noté φ(t).

✓ Le flux total φ1 pour l'enroulement primaire. $\varphi_1(t)= N_1\varphi(t)$

✓ Le flux total φ2 pour l'enroulement secondaire. $\varphi_2(t)= N_2\varphi(t)$

A. Au primaire

Formé de N_1 spires est le siège d'une f.é.m. :

$$e_1 = -N_1 \frac{d\phi}{dt} \qquad \textbf{IV.1}$$

$$u_1 = -e_1$$

En complexe :

$$\underline{U_1} = -\underline{E_1} = j\omega N_1 \underline{\phi} \qquad \textbf{IV.2}$$

B. Au secondaire

Formé de N_2 spires est le siège d'une f.é.m:

$$e_2 = -N_2 \frac{d\phi}{dt} \qquad \textbf{IV. 3}$$

$$u_2 = e_2$$

En complexe :

$$\underline{U_2} = \underline{E_2} = j\omega N_2 \underline{\phi} \qquad \textbf{IV.4}$$

On tire immédiatement :

$$\frac{u_2}{u_1} = -\frac{e_2}{e_1} = -\frac{u_2}{u_1} = -m \qquad \textbf{IV. 5}$$

Les tensions $u1$ et $u2$ sont en opposition de phase.

La relation entre les valeurs efficaces U_1 et U_2 ne tient pas compte du déphasage :

$$\frac{U_2}{U_1} = \frac{E_2}{E_1} = \frac{N_2}{N_1} = m \qquad \textbf{IV.6}$$

m: rapport de transformation du transformateur.

Selon la valeur de m, on peut distinguer :

- Si m > 1($U_2 > U_1$):, le transformateur et élévateur de tension ;
- Si m < 1 ($U_2 < U_1$):, le transformateur est abaisseur de tension.
- *Si* m =1 ($U_2 = U_1$): Le transformateur assure l'isolement électrique entre la source et la charge.

IV.3.3. Formule de Boucherot

L'équation (4.2) donne en valeur efficace :

$$\underline{U_1} = \underline{E_1} = \omega N_1 \underline{\phi} = 2\pi f \cdot N_1 \frac{\phi_{max}}{\sqrt{2}} = 4.44 f \cdot N_1 \phi_{max} \qquad \textbf{IV.7}$$

Donc :

$$U_1 = 4.44 f \cdot N_1 \cdot S \cdot B_{max} \qquad \textbf{IV.8}$$

Et :

$$U_2 = 4.44 f \cdot N_2 \cdot S \cdot B_{max} \qquad \textbf{IV.9}$$

Où *U, E* (valeurs efficaces) en (*V*), *B* (champ magnétique) en Tesla (*T*) , *S* (section de fer) en (m^2) et f (fréquence) en(Hz).

IV.3.4. Relations entre les intensités

Le transformateur est parfait donc son rendement est :

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} = 1 \qquad \textbf{IV.10}$$

Comme le transformateur est parfait : $P_1 = P_2$; $Q_1 = Q_2$; $S_1 = S_2$; et $\phi_1 = \phi_2$.

Ce qui implique :

$$\frac{U_2}{U_1} = \frac{N_2}{N_1} = \frac{I_1}{I_2} = m \qquad \textbf{IV.11}$$

IV.4. Transformateur réel

Pour un transformateur réel, on prend en considération les grandeurs et phénomènes qui ont été négligés dans l'étude d'un transformateur idéal, tels que les pertes dans les enroulements et le noyau, les fuites magnétiques et les inductances de fuite.

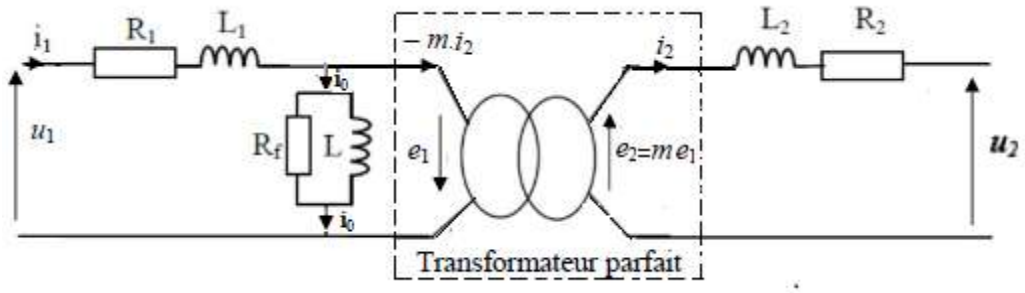


Figure IV.3. Schéma équivalent d'un transformateur réel.

- R_1 : résistance de l'enroulement primaire ;
- R_2 : résistance de l'enroulement secondaire ;
- L_1 : Inductance de l'enroulement primaire ;
- L_2 : Inductance de l'enroulement secondaire ;
- R_f : résistance de circuit magnétique ;
- L : Inductance de circuit magnétique ;

On pose :

$X_1 = L_1\omega$: Réactance de fuites au primaire.

$X_2 = L_2\omega$: Réactance de fuites au secondaire.

IV.4.1 Relations du transformateur réel

A. Relations entre les tensions

L'équation du circuit primaire s'écrit :

$$\underline{U_1} = -\underline{E_1} + R_1\underline{I_1} + jX_1\underline{I_1} \qquad \textbf{IV. 12}$$

L'équation du circuit secondaire s'écrit :

$$\underline{U_2} = \underline{E_2} - R_2\underline{I_2} - jX_2\underline{I_2} \qquad \textbf{IV.13}$$

B. Relations entre les intensités

Dans un transformateur réel pour le courant primaire on a l'expression :

$$I_1 = I_{10} - \frac{N_2}{N_1} I_2 = I_{10} - mI_{10} \qquad \textbf{IV.14}$$

I_{10} : courant absorbé par le primaire du transformateur à vide.

IV.5. Transformateur réel dans l'approximation de Kapp

A. Hypothèse

L'hypothèse de Kapp est une simplification couramment utilisée dans l'étude des transformateurs réels. Elle consiste à supposer que :

- Le courant à vide I_{10} (courant d'aimantation et pertes fer) est très faible devant le courant nominal I_1
- De ce fait, son influence peut être négligée dans le schéma équivalent.

Ce qui revient à **débrancher la branche parallèle** composée de la résistance R_f (pertes fer) et de la réactance L_m (aimantation).

B. Schéma équivalent ramené au secondaire

Dans l'approximation de Kapp, les éléments de la résistance R_1 et de la réactance de fuite $X_1 = L_1\omega$, initialement placés au primaire, peuvent être ramenés au secondaire. Cette transposition se fait en les multipliant par (m^2). On obtient le schéma suivant :

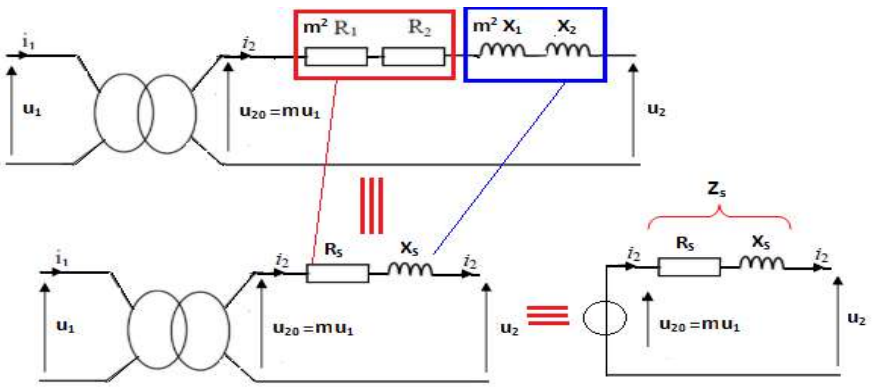


Figure IV.4. Schéma équivalent d'un Transformateur réel ramené au secondaire.

$$R_S = (R_2 + m^2 R_1) \text{ et } X_S = (X_2 + m^2 X_1) \qquad \textbf{IV.15}$$

- ✓ R_S : la résistance ramenée au secondaire.
- ✓ X_S : La réactance ramenée au secondaire.

Impédance :

$$Z_S = R_S + jX_S \rightarrow Z_S = \sqrt{R_S^2 + X_S^2} \quad \textbf{IV.16}$$

Le secondaire se comporte comme une source de tension :

$$U_{20} = mU_1 \quad \textbf{IV.17}$$

$$U_2 = U_{20} - Z_S I_2 = U_{20} - \Delta U_2 \quad \textbf{IV.18}$$

C. Calcul approché de la chute de tension au secondaire

La valeur approchée de la chute de tension au secondaire est :

$$Z_S I_2 = \Delta U_2 \quad \textbf{IV.19}$$

On peut alors exprimer la chute de tension au secondaire à l'aide d'une formule approchée, donnée par :

$$\Delta U_2 = R_S I_2 \cos\varphi_2 + X_S I_2 \sin\varphi_2 \quad \textbf{IV.20}$$

IV.6. Détermination des paramètres et pertes du transformateur

Pour caractériser un transformateur réel, on effectue généralement deux essais expérimentaux : l'essai à vide et l'essai en court-circuit. Ces essais permettent de déterminer les paramètres équivalents du modèle de Kapp, à savoir :

- m : le rapport de transformation ;
- Rs: la résistance équivalente du circuit magnétique ;
- Xs : la réactance magnétisante ;
- Pfer: les pertes fer (hystérésis et courants de Foucault) ;
- Pj : les pertes Joule dans les enroulements.

IV.6.1. Essai à vide

L'essai à vide consiste à alimenter le transformateur sur son enroulement primaire, tandis que le secondaire est ouvert (aucune charge connectée).

- On applique au primaire la tension nominale U_1.
- Le secondaire étant ouvert, le courant fourni par le primaire est très faible (courant d'aimantation I_0).
- Les grandeurs mesurées sont :

- La tension à vide U_1,
- Le courant à vide I_0 ,
- La puissance absorbée P_0 (représente les pertes à vide).

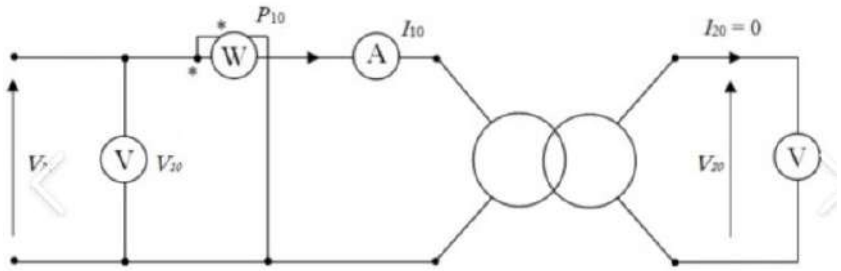


Figure IV.5. Essais à vide.

Cet essai permet de déterminer :

✓ **Calcul du rapport de transformation :**

$$m = \frac{U_{20}}{U_1} \qquad \textbf{IV.21}$$

✓ **Détermination des pertes de fer :**

$$P_{10} = R_1 I_{10}^2 + P_{fer} \qquad \textbf{IV.22}$$

A vide le circuit secondaire est ouvert : $I_2 = 0$ et $I_1 = I_{10} \Rightarrow P_2 = 0$ et $P_{J2} = 0$

Comme I_{10} est très faible donc$P_j = R_1 I_{10}^2$ est très faible devant P_{fer} (les pertes joules est négligeable devant les pertes de fer), alors on écrit :

$$P_{10} = P_{fer} \qquad \textbf{IV.23}$$

IV.6.2. Essai en court-circuit

L'essai en court-circuit consiste à court-circuiter l'enroulement secondaire du transformateur, puis à alimenter le primaire avec une tension réduite (généralement 5 à 10 % de la tension nominale) afin que le courant atteigne sa valeur nominale.On mesure :

- La tension d'alimentation U1cc ,
- Le courant secondaire $I_{2cc}=I_{2n}$,
- La puissance primaire absorbée P_1cc.

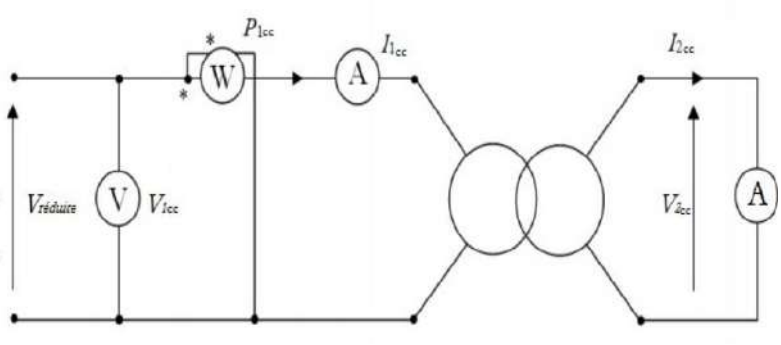


Figure IV.6. Essais en court-circuit.

Cet essai permet de déterminer :

- ✓ **Détermination de la résistance ramenée au secondaire Rs :**

Comme l'essai en court-circuit est réalisé sous le régime nominal de courant, les pertes mesurées correspondent aux pertes nominales. Celles-ci sont essentiellement dues à l'effet Joule dans les enroulements et sont désignées sous le nom de pertes cuivre.

Comme : $U_{1CC} << U_n$ les pertes fer sont négligeables devant les pertes Joule donc :

$\mathrm{P_{1CC}} = \mathrm{R_S I_{2CC}^2}$ D'où la résistance *Rs* est donc :

$$\mathrm{R_S} = \frac{\mathrm{P_{1CC}}}{\mathrm{I_{2CC}^2}} \qquad \textbf{IV. 24}$$

- ✓ **Calcul de réactance *Xs :***

$$\mathrm{Z_S} = \frac{\mathrm{m \cdot U_{1CC}}}{\mathrm{I_{2CC}}} \qquad \textbf{IV. 25}$$

$$X_S = \sqrt{Z_S^2 - R_S^2} \qquad \textbf{IV.26}$$

IV.7. Rendement du transformateur

Le rendement est le rapport :

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} = \frac{P_{charge}}{P_{charge} + \sum Pertes} \qquad \textbf{IV. 27}$$

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} = \frac{U_2 I_2 \cos\varphi_2}{U_2 I_2 \cos\varphi_2 + P_{10} + R_S I_2^2} \qquad \textbf{IV. 28}$$

Avec :

- P_1 : Puissance à l'entrée ;
- P_2 : Puissance de charge ;
- P_{fer} : perte de fer.
- Pj: perte de joule**.**

IV.8. Transformateurs triphasés

Les transformateurs triphasés sont largement utilisés sur le réseau de transport et de distribution pour élever ou abaisser la valeur efficace de la tension. La figure IV.7 montre la photo d'un transformateur de 250 kVA utilisé dans le réseau de distribution. Les transformateurs triphasés de grande puissance sont utilisés pour le transport et la distribution de l'énergie électrique. Ils sont installés dans :

- Les centrales de productions ;
- Les postes d'interconnexion ;
- Les postes de distribution ;
- Sur les poteaux ;



Figure IV.6. Transformateur triphasé 250 KVA.

En triphasé, on peut utiliser trois transformateurs monophasés identiques dont on groupe les primaires et les secondaires en étoile ou en triangle. Il est possible de disposer les enroulements sur le même circuit magnétique.

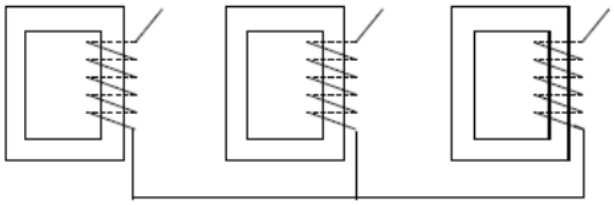


Figure IV.7. Transformateur triphasé couplé en étoile.

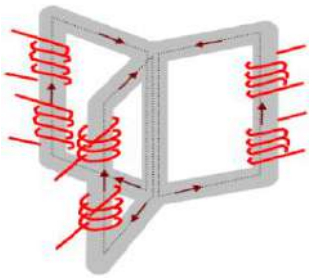


Figure IV.8. Transformateur triphasé (Enroulement primaire et secondaire sur les mêmes colonnes).

Les primaires de ces transformateurs seront alors groupés :

- ✓ Soit en étoile et donc alimentés par les tensions simples ;
- ✓ Soit en triangle et donc alimentés par les tensions composées.

De la même façon, les bobinages secondaires pourront être couplés en étoile ou en triangle. Dans cette disposition, les flux magnétiques∅1, ∅2 ∅3 correspondants à des circuits magnétiques totalement distincts, sont complètement indépendants. Par opposition au système suivant, on dit qu'il s'agit d'un transformateur triphasé à flux libre.

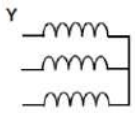
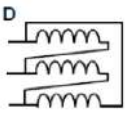
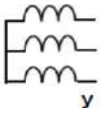
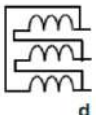
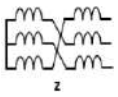
IV.8.1. Couplage des enroulements

En plus des modes de connexion habituels étoile et triangle, on trouve le mode « zigzag » Dans cette configuration, l'enroulement (primaire ou secondaire) est divisé en deux demi-enroulements identiques. Chaque phase est alors constituée par la mise en série de deux demi-bobines prises sur des colonnes voisines.

Par convention on repère :

- Les bornes des enroulements primaires haute tension par des lettres majuscules : *A B C.*
- Les bornes des enroulements secondaires basse tension par des lettres minuscules : *a b c*
- Toutes les grandeurs coté haute tension seront en majuscule : tension U_{AB} .
- Toutes les grandeurs coté basse tension seront en minuscule : tension U_{ab} .

- **Tableau IV.1.** Couplage des enroulements

1ère lettre (majuscule) Couplage primaire		2ère lettre (minuscule) Couplage secondaire			3ème lettre	Indice horaire
Etoile	**Triangle**	**Etoile**	**Triangle**	**Zig zag**		
Y 	*D* 	*y* 	*d* 	*z* 	*N ou n*	0,1,2,....,11

On obtient ainsi six (6) couplages possibles entre primaire et secondaire

- ✓ Y-y : étoile – étoile
- ✓ Y-d : étoile – triangle
- ✓ Y-z : étoile – zigzag
- ✓ D-y : triangle – étoile
- ✓ D-d : triangle – triangle
- ✓ D-z : triangle – zigzag

IV.8.2. Rapport de transformation

Le rapport de transformation s'obtient lors de l'essai à circuit secondaire ouvert. Le rapport de transformation est défini :

$$m = \frac{U_{ab}}{U_{AB}} \qquad \textbf{IV.29}$$

Ce rapport ne dépend pas seulement du rapport de la tension du secondaire sur le primaire $\frac{N_2}{N_1}$ mais aussi des couplages choisis au primaire et au secondaire.

Tableau IV.2. Rapport de transformation

Primaire / Secondaire	Etoile	Triangle
Etoile	$\frac{N_2}{N_1}$	$\sqrt{3}\frac{N_2}{N_1}$
Triangle	$\frac{1}{\sqrt{3}}\frac{N_2}{N_1}$	$\frac{N_2}{N_1}$
Zigzag	$\sqrt{3}\frac{N_2}{N_1}$	$3\frac{N_2}{N_1}$

IV.8.3. Indice horaire

En monophasé, la tension secondaire ne pouvait être qu'en phase ou en opposition avec la tension primaire ; les bornes homologues étant repérées par un point.

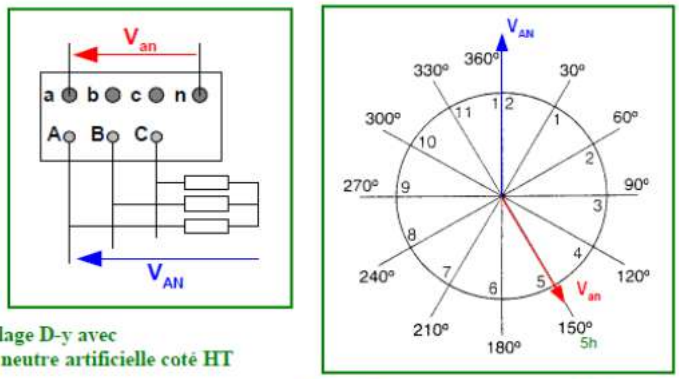
En triphasé, la situation est plus complexe, il faut établir un diagramme de Fresnel complet pour connaître le déphasage entre une tension du primaire et une tension du secondaire.

On dit de deux tensions qu'elles sont **homologues** lorsqu'elles représentent la même grandeur mais l'une au primaire, l'autre au secondaire (il n'y a que le P et le S qui diffèrent U_{12S} et U_{12P} sont homologues de même que V_{3S} et V_{3P}). Les déphasages s'expriment entre deux tensions homologues et ils sont toujours un multiple $\pi/6$, ce qui donne 12 possibilités.

On note θ le **retard** d'une tension côté basse tension (donc le plus souvent au secondaire) sur son homologue haute tension. Ce retard peut aller de 0 à 2π (une avance de 60° est un retard de 300°). L'indice horaire est le rapport de θ à $\pi/6$. L'indice horaire I_h est :

$$I_h = \frac{\theta}{30°} \qquad \textbf{IV.30}$$

L'appellation « horaire » fait référence à l'heure qu'indiquerait une horloge à cadran dont la grande aiguille représenterait une tension *côté HT* pointant sur le *12* et la petite aiguille la tension homologue.



Couplage D-y avec point neutre artificielle coté HT

Exemple de couplage horaire 5 heures
(θ = 150°) (5×30°=150°)

Figure IV.9. Indice horaire d'un transformateur triphasé.

✓ **Détermination de l'indice horaire à partir du schéma de couplage du transformateur :**

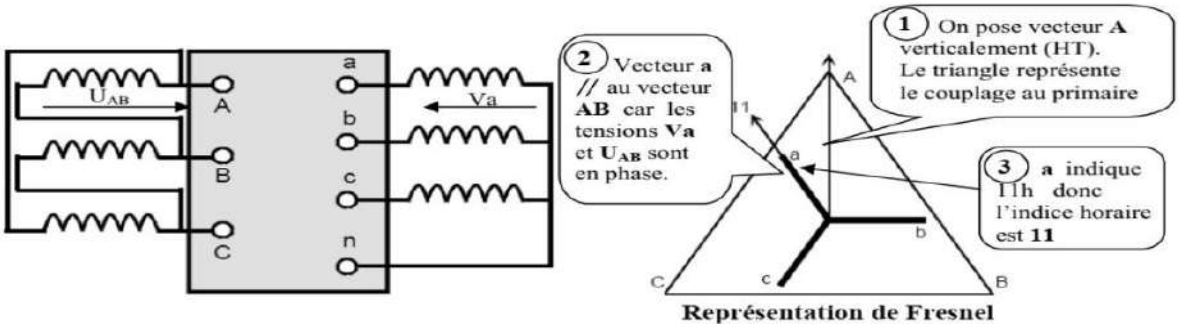


Figure IV.10. Détermination de l'indice horaire.

Donc la désignation de ce transformateur est *Dyn*11.

- *D* : couplage au primaire du transformateur soit Triangle ;
- *y* : couplage au secondaire du transformateur soit étoile ;
- *n* : neutre secondaire ;
- 11 : indice horaire soit $11\times30 = 330°$ déphasage entre la tension primaire et secondaire.

IV.8.4. Couplages usuels des transformateurs triphasés

La figure IV.11 donne le symbole, le déphasage θ de V_a en arrière de V_A, le rapport de transformation, le montage électrique des phases et le diagramme vectoriel correspondant aux transformateurs usuels. Le symbole comporte trois indications : le couplage des phases primaires, celui des phases secondaires et l'indice horaire.

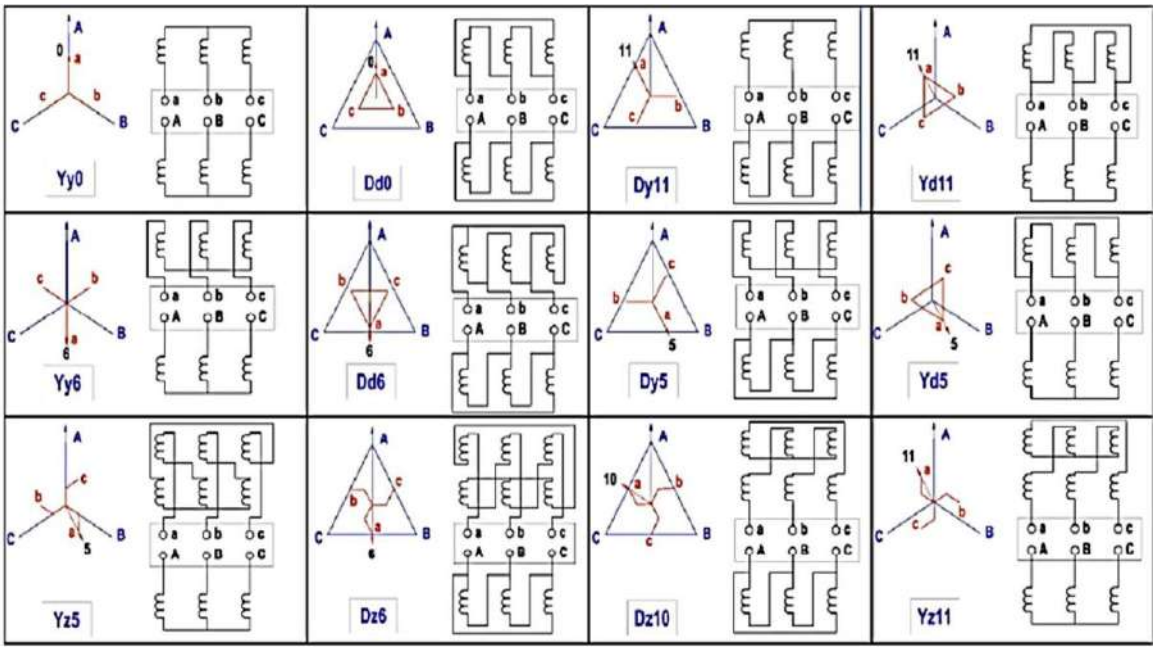


Figure IV.11. Principaux couplages des transformateurs triphasés.

IV.8.5. Plaque signalétique d'un transformateur triphasé

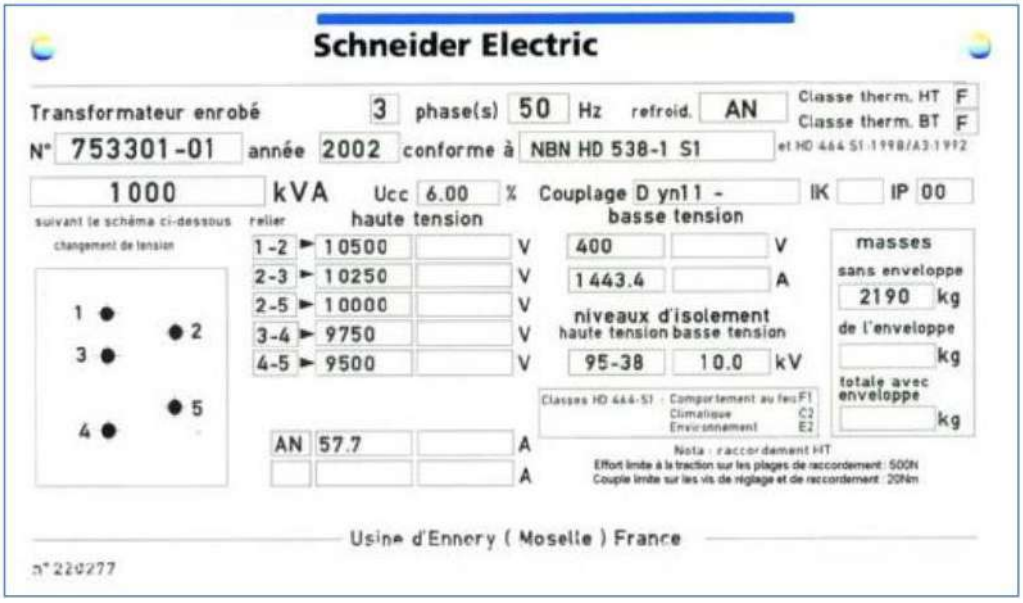


Figure IV.12. Plaque signalétique d'un transformateur triphasé

- **Nombre de phase du transformateur** : 3 Phase(s)
- **Fréquence nominale d'utilisation du transformateur** : **50 Hz**
- **Type de refroidissement du transformateur** : Refroid. AN
- ONAN : circulation huile naturelle (ON) + circulation air naturelle (AN)

- ONAF : circulation huile naturelle (ON) + circulation air forcée (AF)
- **Classe therm :** classe thermique d'isolation : définit la limite maximale que peuvent supporter l'isolant des enroulements
- **Numéro de série** : N° 753301-01
- **Année de construction** : 2002
- **Puissance apparente nominale :** 1000 kVA
- **Tension de court-circuit :** Ucc : 6 %
- **Couplage des enroulements du transformateur :** Dyn11
- **Indice de protection contre les chocs** : IK
- **Indice de protection contre l'eau et la poussière** : IP 00
- **Haute tension :** Valeur des tensions nominales primaires possible
- **Basse tension :** Valeur de la tension nominale et du courant nominal secondaire
- **Niveau d'isolement** : tension maximale entre enroulement et masse et entre enroulement.

IV.8.6. Couplage en parallèle des transformateurs

But :

- ✓ Pour répondre à une demande croissante en énergie électrique ;
- ✓ Les intensités primaire et secondaire ayant alors des valeurs excessives provoquent un échauffement anormal des bobines et une chute de tension secondaire exagérée.

Conditions à satisfaire pour coupler des transformateurs

Pour pouvoir placer des transformateurs en parallèle il faut que :

- ➢ Leurs primaires soient alimentés par un même réseau et leurs secondaires connectés à une même ligne ;
- ➢ Leurs indices horaires soient identiques ou appartenant au même groupe d'indice horaire ;
- ➢ Leurs rapports de puissance soient < 2 ;
- ➢ Leurs rapports de transformation soient le même ;
- ➢ Leurs tensions de Court-circuit soient égales (ou à 10 % prêts).

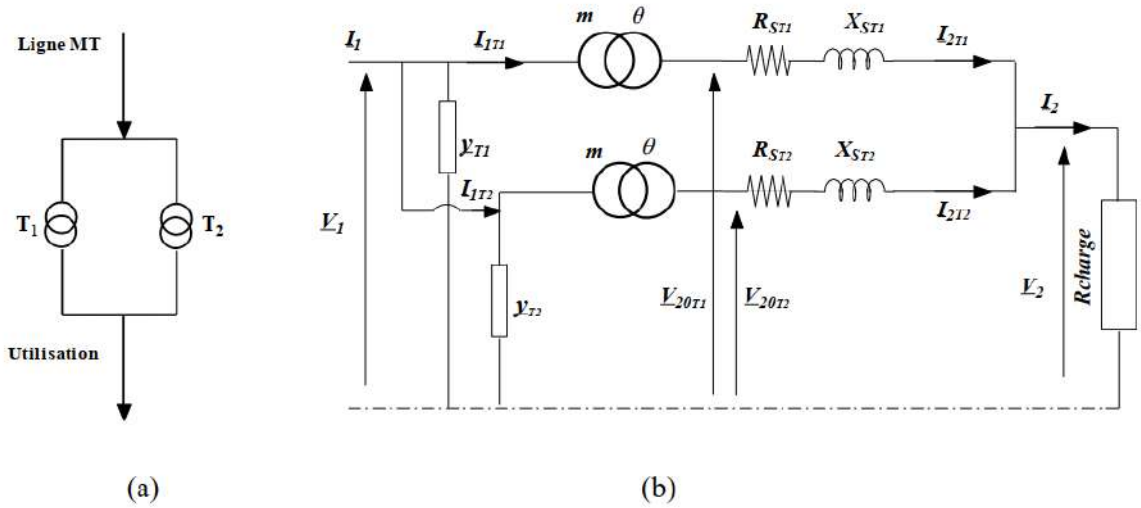


Figure IV.13. Mise en parallèle de deux transformateurs.

(a) Schéma bloc ; (b) Principe de fonctionnement

IV.9. Principaux types de transformateurs

IV.9.1. Transformateur de mesure de courant

Le transformateur de courant (ou d'intensité) est un appareil destiné à la mesure de forts courants électriques. Il assure l'adaptation entre le courant élevé circulant dans un circuit (pouvant atteindre plusieurs milliers d'ampères) et les dispositifs de mesure, tels que l'ampèremètre ou le wattmètre, ainsi que les relais de protection, qui ne sont conçus que pour des courants de l'ordre de l'ampère (figure IV.14). La caractéristique essentielle d'un transformateur de courant est son rapport de transformation, généralement exprimé sous la forme 100 A / 5 A.

- **Schéma de principe**

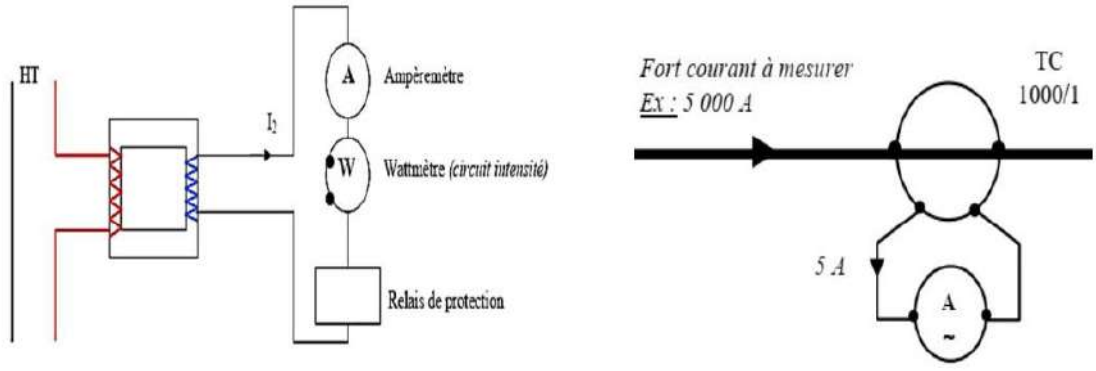


Figure IV.14. Schéma de principe des transformateurs de courant .

Le transformateur d'intensité ou de courant, sert d'ordinaire à obtenir, à partir d'un courant primaire I1 d'intensité importante, un courant secondaire I_2 proportionnel à I_1 et en phase avec

lui mais d'intensité plus réduite. L'enroulement primaire de N_1 spires est placé en série dans le conducteur de ligne parcouru par le courant I_1 à mesurer. Si on néglige les ampères-tours magnétisants, le courant passant dans le secondaire I_2 passant dans le secondaire de N_2 tours crée une f.m.m. qui compense la f.m.m. primaire :

$$N_1 \cdot I_1 = N_2 \cdot I_2 \rightarrow \frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1} \qquad \textbf{IV.31}$$

Les transformateurs d'intensité permettent de ramener les courants industriels importants à une valeur compatible, d'ordinaire 5 Ampère.

- **Symbole**

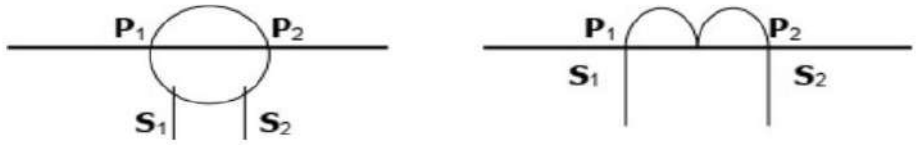


Figure IV.15. Symbole électrique des transformateurs de courant.

IV.9.2. Transformateurs de mesure de tension

Lorsqu'il s'agit de mesurer une tension trop élevée pour être appliquée directement à un voltmètre, on utilise un transformateur abaisseur, appelé transformateur de tension (TT), permettant de prélever une image proportionnelle de cette tension. Le TT ne doit être relié qu'à un voltmètre, dont l'impédance interne est très élevée, afin d'éviter toute surcharge. Étant un maillon essentiel de la chaîne de mesure, sa conception doit être particulièrement soignée.

- L'enroulement primaire est connecté directement aux bornes de la tension à mesurer.
- L'enroulement secondaire est raccordé, en dérivation, aux appareils de mesure.

- **Schéma de principe**

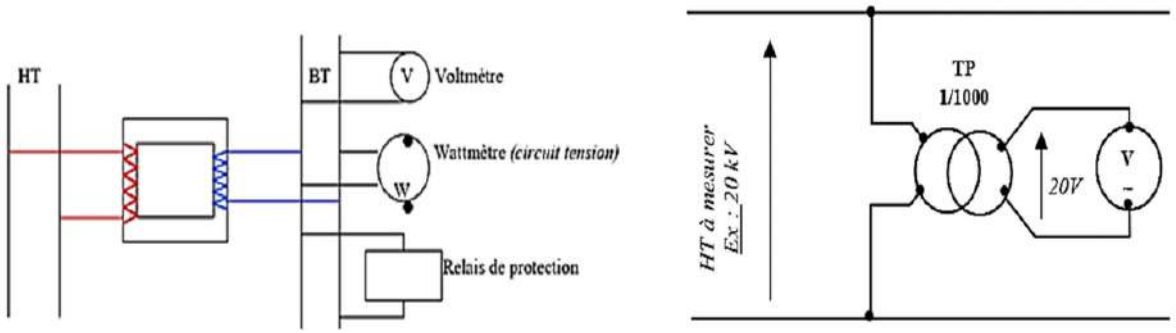


Figure IV.16. Schéma de principe des transformateurs de tension.

Son principe de Fonctionnement (le même que le transformateur de puissance) Dans les conditions courantes d'emploi :

$$\frac{U_2}{U_1} = \frac{N_2}{N_1} \qquad \textbf{IV. 32}$$

- **Symbole**

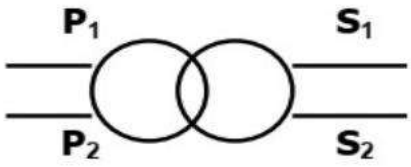


Figure IV.17. Symbole électrique des transformateurs de tension.

IV.9.3. Transformateurs avec régleur en charge

Les transformateurs HTB/HTA assurent l'alimentation des départs HTA via des jeux de barres (demi-rames). Ils sont équipés d'un régleur en charge permettant de modifier le rapport de transformation par pas de 1 %, en ajustant le nombre de spires de l'enroulement primaire selon l'évolution des charges et les fluctuations de la tension amont, et ce sans interruption de l'alimentation (figure IV.18).

La commande de ce régleur en charge est assurée par un automate local de régulation de tension. Celui-ci agit sur le rapport de transformation afin de maintenir la tension du jeu de barres HTA autour d'une valeur de consigne donnée, contribuant ainsi au réglage de la tension sur les réseaux HTA et BT.

Le réglage de la tension HTA peut être réalisé avec ou sans compoundage. Cette dernière technique consiste à prendre en compte, par mesure du courant dans le transformateur (et donc de l'état moyen de charge du réseau), les chutes de tension dans le réseau aval. Elle permet ainsi

de garantir la tenue de la tension en un point différent du poste source, tel que le centre de gravité du réseau, un nœud prioritaire ou encore un point critique.

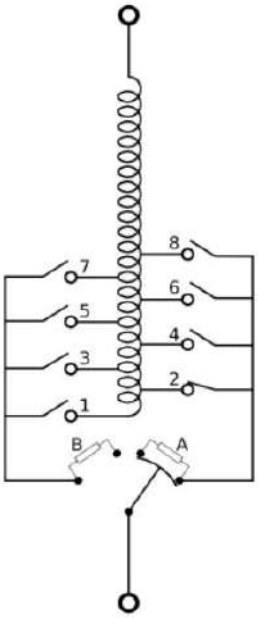


Figure IV.18. Régleur en charge.

IV.9.4. Transformateur à trois enroulements

Ce transformateur porte sur son circuit magnétique trois enroulements : un enroulement primaire, un enroulement secondaire, et un enroulement tertiaire. Il permet d'alimenter deux réseaux de tensions respectives et à partir d'un réseau de tension à l'aide d'un appareil unique. Son schéma équivalent est celui représenté sur la figure IV.19:

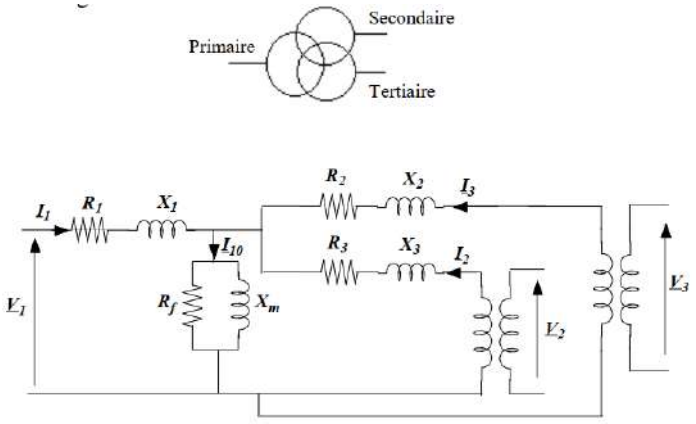


Figure IV.19. Schéma équivalent d'un transformateur à trois enroulements.

Si Z_{12}, Z_{23} et Z_{31} sont les impédances mesurées lors des essais en court-circuitant le primaire et le secondaire, le secondaire et le tertiaire, le tertiaire et le primaire, le troisième enroulement étant chaque fois à vide. On peut écrire le système d'équations suivant :

$$\begin{cases} \bar{Z}_{12} = \bar{Z}_1 + \bar{Z}_2 \\ \bar{Z}_{23} = \bar{Z}_2 + \bar{Z}_3 \\ \bar{Z}_{31} = \bar{Z}_1 + \bar{Z}_3 \end{cases} \Rightarrow \begin{matrix} \bar{Z}_1 = \frac{\bar{Z}_{12}+\bar{Z}_{13}-\bar{Z}_{23}}{2} \\ \bar{Z}_2 = \frac{\bar{Z}_{21}+\bar{Z}_{23}-\bar{Z}_{13}}{2} \\ \bar{Z}_3 = \frac{\bar{Z}_{31}+\bar{Z}_{32}-\bar{Z}_{12}}{2} \end{matrix} \qquad \textbf{IV.33}$$

IV.9.5. Transformateur déphaseur

Le transformateur déphaseur constitue une catégorie particulière de transformateur de puissance, utilisé principalement pour la régulation du transit de puissance active entre plusieurs lignes électriques triphasées. Dans une ligne de transmission en courant alternatif, la puissance active transférée est proportionnelle au sinus de l'angle de transport. Ainsi, lorsque deux lignes fonctionnent en parallèle, l'ajustement de cet angle permet de contrôler la répartition des courants entre elles, d'optimiser la capacité de transmission et de prévenir les risques de surcharge.

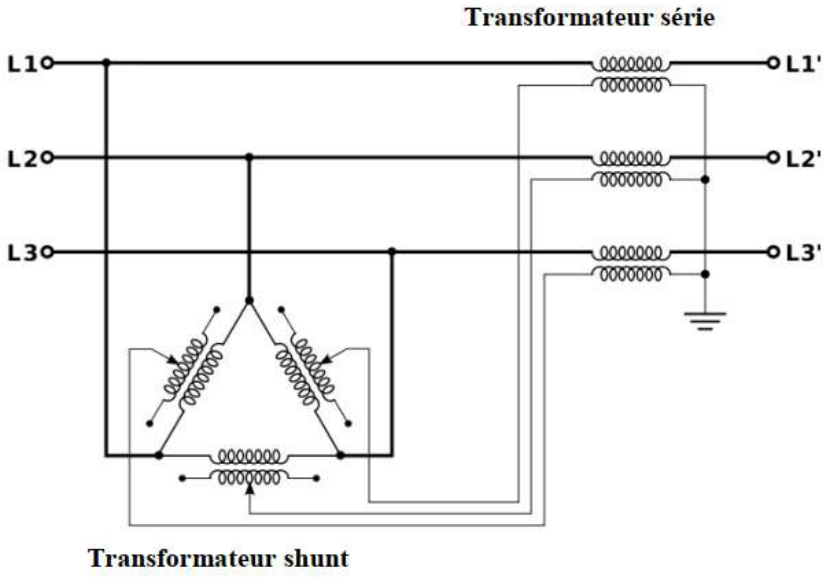
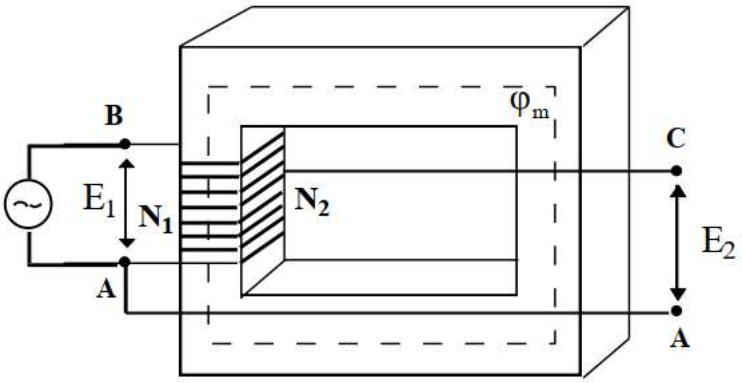


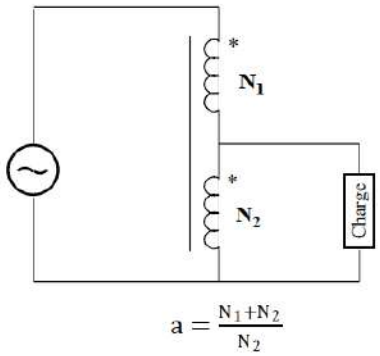
Figure IV.20. Schéma équivalent d'un transformateur déphaseur.

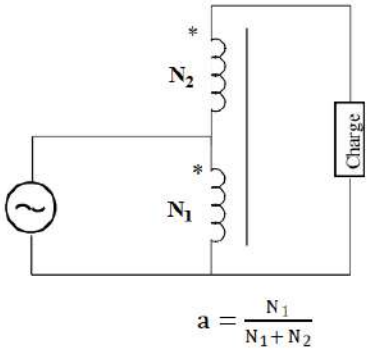
IV.9.6. Autotransformateur

C'est un transformateur statique dans lequel les deux enroulements primaire et secondaire ne sont plus distincts électriquement. Il ne comporte qu'un seul bobinage, le secondaire utilisant une partie des spires du primaire (N_1 spires entre les bornes A et B et N_2 spires entre les bornes A et C). Il y a deux configurations possibles abaisseur et élévateur (figure IV.21) :



(a) Circuit électrique et magnétique





(b) Abaisseur de tension (c) Elévateur de tension

Figure IV.21. Autotransformateur.

✓ **Avantages :**

- Un seul bobinage suffit et le fil de la partie commune peut être plus fin ;
- Les pertes à effet Joule sont réduites d'où meilleur rendement.

✓ **Inconvénient :**

Le primaire et le secondaire ne sont plus isolés électriquement. En cas de défaut, il peut y avoir propagation de la haute-tension à la basse-tension.

✓ **Utilisation :** Les dangers auxquels exposeraient les inconvénients de l'autotransformateur font que cet appareil n'est pas utilisé en distribution. Dans certains pays, on l'utilise en MT lorsque les tensions sont voisines (15/20 kV par exemple) et en THT dans les postes d'interconnexion.

IV.10. Système d'unité relative (PU)

Le système d'unité relative « per unit » est un système de grandeurs réduites permet d'exprimer toutes les grandeurs des éléments du réseau (générateurs, transformateurs, lignes, etc…) dans un système unique de référence donnant lieu à des grandeurs réduites. Le système *per unit* a été conçu initialement afin de simplifier les calculs manuels. Malgré l'évolution et la généralisation des outils informatiques, il demeure largement utilisé. Son principal avantage réside dans la possibilité de détecter rapidement les erreurs de calcul dans l'analyse des réseaux électriques. En effet, les grandeurs exprimées en *pu* se situent généralement dans une plage réduite de valeurs, ce qui permet d'identifier immédiatement toute valeur anormale qui s'en écarte.

A. Formule de base :

La valeur unitaire de toute quantité est le rapport de cette quantité par rapport à sa valeur de base. Les quantités réelles, telles que la tension (V) , le courant (I), la puissance active (P), la puissance réactive (Q), la puissance apparente (S), de la résistance(R), la réactance (X), l'impédance d (Z), sont exprimée Par unité ou en pourcentage comme suit :

$$Q\text{uantité (pu)} = \frac{\text{Quantité réelle}}{\text{Quantité de base}} \qquad \textbf{IV.34}$$

$$\text{Quantité (\%)} = \text{Quantité (pu)} \cdot 100\% \qquad \textbf{IV.35}$$

Par exemple :

$$S_{pu} = \frac{S_{réelle}}{S_{base}} \qquad \textbf{IV.36}$$

$$V_{pu} = \frac{V_{réelle}}{V_{base}} \quad \textbf{IV.37}$$

$$I_{pu} = \frac{I_{réelle}}{I_{base}} \quad \textbf{IV.38}$$

$$Z_{pu} = \frac{Z_{réelle}}{Z_{base}} \quad \textbf{IV.39}$$

Généralement, la puissance apparente de base triphasé S_{base} et la tension composée V_{base} sont sélectionnées. Le courant de base et l'impédance de base sont ensuite dépendants de S_{base} et V_{base} et doivent obéir aux lois des circuits. Ceci est donné par :

$$I_{base} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3}V_{base}} \quad \textbf{IV.40}$$

$$Z_{base} = \frac{V_{base}/\sqrt{3}}{I_{base}} \quad \textbf{IV.41}$$

En remplaçant I_{base} dans Z_{base}, l'impédance de base devient :

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}} \quad \textbf{IV.42}$$

$$R_{base} = X_{base} = Z_{base} = \frac{1}{Y_{base}} \quad \textbf{IV.43}$$

Les quantités de phase et de ligne exprimés en per unit sont les mêmes, les lois d'électricité sont valides, c.à.d. :

$$S_{pu} = V_{pu} \cdot I_{pu}^* = P_{pu} + jQ_{pu} \quad \textbf{IV.44}$$

$$V_{pu} = Z_{pu} \cdot I_{pu} \quad \textbf{IV.45}$$

B. Changement de base :

Généralement, les valeurs d'impédances des générateurs et transformateurs fournies par les constructeurs sont données dans un système per unit dont les grandeurs de base correspondent aux tensions et puissances nominales de l'appareil.

Le problème qui se pose alors est celui d'uniformiser les données, soit, de convertir les impédances et admittances - exprimées dans un système quelconque - dans le système lié aux grandeurs de base (S_{base} et V_{base}) choisies pour le tronçon considéré.
Nous pouvons écrire, pour deux systèmes de base différents :

$$Z = Z_{pu1} \cdot Z_{base1} = Z_{pu2} \cdot Z_{base2} \qquad \textbf{IV.46}$$

D'où :

$$Z_{pu2} = Z_{pu1} \cdot \frac{Z_{base1}}{Z_{base2}} = Z_{pu1} \cdot \left(\frac{U_{base1}}{U_{base2}}\right)^2 \left(\frac{S_{base2}}{S_{base1}}\right) \qquad \textbf{IV.47}$$

Pour les admittances, nous obtenons une formule analogue :

$$Y_{pu2} = Y_{pu1} \cdot \frac{Y_{base1}}{Y_{base2}} = Y_{pu1} \cdot \left(\frac{Y_{base2}}{Y_{base1}}\right)^2 \left(\frac{S_{base1}}{S_{base2}}\right) \qquad \textbf{IV.48}$$

Chapitre V

Calcul des courants de court-circuit

V.1. Introduction

Les réseaux électriques, bien que conçus pour fonctionner de manière fiable et continue, restent exposés à divers incidents susceptibles de perturber leur exploitation. Parmi ces incidents, les courts-circuits constituent les défauts les plus fréquents et les plus dangereux. Ils apparaissent généralement lorsqu'un ou plusieurs conducteurs entrent en contact accidentellement entre eux ou avec la terre, ce qui entraîne la circulation d'un courant de forte intensité.

Les courts-circuits peuvent être provoqués par plusieurs facteurs, tels que la foudre, les conditions atmosphériques défavorables, la détérioration de l'isolation des matériels, ou encore des erreurs de manœuvre. L'intensité du courant de court-circuit dépend principalement de l'impédance du réseau au point de défaut et peut atteindre des valeurs plusieurs fois supérieures au courant nominal. Ces courants élevés sont susceptibles de causer des dommages importants aux équipements, de provoquer des coupures d'alimentation et de mettre en danger la sécurité des personnes.

V.2. Importance de calcul des courants de court-circuit

Le calcul des courants de court-circuit constitue une étape fondamentale dans la conception, l'exploitation et la protection des réseaux électriques. Deux valeurs du courant de court-circuit doivent être connues :

- ✓ **Courant maximal de court-circuit :**

- Détermine le pouvoir de coupure (PdC) des disjoncteurs.
- Permet de vérifier le pouvoir de fermeture des appareils.
- Sert à contrôler la tenue électrodynamique et thermique des câbles, jeux de barres et appareillages.
- Doit être calculé avec précision pour éviter des dommages graves aux équipements.

- ✓ **Courant minimal de court-circuit :**

- Indispensable pour choisir la courbe de déclenchement des disjoncteurs et fusibles.

- Important lorsque la longueur des câbles est grande ou que la source est impédante (ex : générateurs, onduleurs).
- Garantit la protection des personnes, notamment dans les schémas de mise à la terre du neutre TN et IT, où la coupure automatique doit être assurée.

V.3. Causes des courants de court-circuit

Les courts-circuits dans les réseaux électriques peuvent avoir plusieurs origines, liées aussi bien aux conditions environnementales qu'aux facteurs techniques ou humains. Parmi les causes principales, on distingue :

- **Les conditions atmosphériques** : des phénomènes tels que la foudre, les tempêtes ou les vents violents peuvent provoquer des surtensions temporaires ou endommager partiellement les équipements, conduisant à des claquages diélectriques et donc à des courts-circuits.
- **Le vieillissement des équipements** : avec le temps, les matériaux perdent leurs propriétés mécaniques et isolantes, ce qui peut entraîner des ruptures ou des défaillances locales responsables de défauts électriques.
- **Les défauts d'isolation** : un isolant dégradé ou endommagé ne remplit plus sa fonction, ce qui favorise le contact entre conducteurs, entre phases ou même entre spires d'un transformateur.
- **Les erreurs humaines** : une mauvaise manœuvre ou l'oubli d'une mise à la terre lors d'une intervention peut provoquer un court-circuit grave. Ces erreurs peuvent également engendrer des surtensions temporaires capables de causer un claquage diélectrique.
- **Les actes de vandalisme** : par exemple, le jet volontaire d'objets métalliques sur une ligne aérienne peut créer un contact accidentel entre conducteurs.
- **Animaux :** les oiseaux, peuvent être à l'origine de courts-circuits. Les grandes ailes d'une cigogne en vol peuvent, par exemple, entrer en contact avec deux conducteurs simultanément.

V.4. Conséquences des défauts de court-circuit

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

- **Au point de défaut**

- Formation d'arcs électriques entraînant la dégradation ou la destruction des isolants.
- Fusion partielle ou totale des conducteurs.
- Risques d'incendie et de mise en danger du personnel à proximité.

- **Sur le circuit affecté**

- Apparition d'efforts électrodynamiques importants pouvant provoquer la déformation des jeux de barres et l'arrachement des câbles.
- Échauffements excessifs liés à l'augmentation des pertes Joule, entraînant une détérioration accélérée des isolants.

- **Sur le reste du réseau**

- Creux de tension durant le temps d'élimination du défaut (de quelques millisecondes à plusieurs centaines de millisecondes).
- Mise hors service partielle ou totale du réseau selon sa configuration et la sélectivité des protections.
- Risques d'instabilité dynamique et de perte de synchronisme des machines synchrones.
- Perturbations dans les circuits de contrôle et de commande.

V.5. Les principaux défauts de court-circuit

Dans un réseau électrique, plusieurs types de défauts peuvent se produire. Les plus fréquents sont :

A. **Court-circuit monophasé à la terre**

- C'est le défaut le plus courant.
- Il se produit lorsqu'une phase est accidentellement mise en contact avec la terre.

B. **Court-circuit biphasé**

- Deux phases entrent directement en contact, sans liaison avec la terre.
- Il engendre des courants de défaut élevés et des déséquilibres importants.

C. **Court-circuit biphasé à la terre**

- Deux phases sont mises simultanément en contact avec la terre.
- Ce type de défaut est plus grave que le monophasé, car il concerne deux conducteurs à la fois.

D. **Court-circuit triphasé**

- Les trois phases sont en court-circuit entre elles, avec ou sans liaison à la terre.
- C'est le défaut le plus sévère car il entraîne des courants très intenses et une chute brutale de la tension.

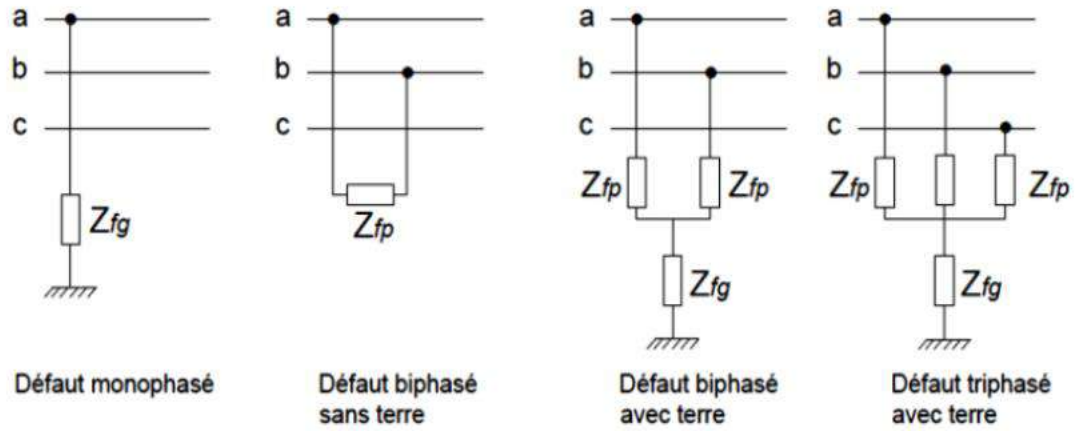


Figure V.1. Différents types de défaut.

V.6. Caractéristiques des courts-circuits

Les défauts de court-circuit peuvent être classés selon plusieurs critères :

✓ **Selon leur durée** :

- **Auto-extincteurs :** disparaissent d'eux-mêmes après un court instant (ex. : amorçage suivi d'une extinction naturelle de l'arc).
- **Fugitifs :** persistent pendant une durée limitée avant de disparaître.
- **Permanents** : nécessitent l'intervention d'un dispositif de protection pour être éliminés.

✓ **Selon leur origine** :

- **Mécaniques :** rupture d'un conducteur ou contact accidentel entre deux conducteurs (causé par un objet métallique, la chute d'outils, ou encore la présence d'animaux).
- **Autres causes possibles** : vieillissement des isolants, phénomènes atmosphériques (foudre, vent, pollution), ou erreurs humaines.

✓ **Selon leur localisation** :

- **Internes *:*** lorsqu'ils surviennent à l'intérieur d'une machine électrique (moteur, transformateur) ou d'un tableau électrique.
- **Externes *:*** lorsqu'ils apparaissent sur les lignes ou dans les réseaux de distribution.

Outre ces caractéristiques, les courts-circuits peuvent être :

- Monophasés : 80 % des cas ;
- Biphasés : 15 % des cas. Ces défauts dégénèrent souvent en défauts triphasés ;
- Triphasés : 5 % seulement dès l'origine.

V.7. Etablissement de l'intensité de court-circuit

Un réseau simplifié se réduit à une source de tension alternative constante, un interrupteur et une impédance Zcc représentant toutes les impédances situées en amont de l'interrupteur, et une impédance de charge Zs (figure V.2).

Dans la réalité, l'impédance de la source est composée de tout ce qui est en amont du court-circuit avec des réseaux de tensions différentes (HT, BT) et des canalisations en série qui ont des sections et des longueurs différentes.

Sur le schéma de la figure V.2, l'interrupteur étant fermé, l'intensité Is du courant de service circule dans le réseau.

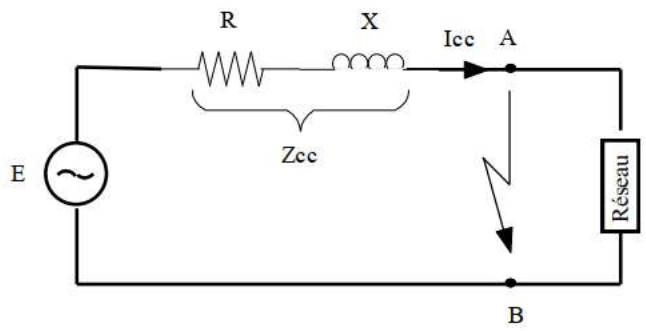


Figure V.2. Schéma équivalent du réseau amont en court-circuit.

Un défaut d'impédance négligeable apparaissant entre les points A et B donne naissance à une intensité de court-circuit très élevée Icc, limitée uniquement par l'impédance Zcc. L'intensité $I\ cc$ s'établit suivant un régime transitoire en fonction des réactances Xet des résistances Rcomposant l'impédance Zcc :

$$Z_{CC} = \sqrt{R^2 + X^2} \qquad \textbf{V.1}$$

En distribution de puissance, la réactance $X = L.\ \omega$ est généralement bien plus élevée que la résistance R, et le rapport $\frac{R}{X}$ se situe entre 0,1 et 0,3. Il est pratiquement égal pour ces faibles valeurs au cos φcc (en court-circuit) soit :

$$\cos \varphi_{CC} = \frac{R}{\sqrt{R^2+X^2}} \qquad \textbf{V.2}$$

Cependant, le régime transitoire d'établissement du courant de court-circuit diffère suivant l'éloignement du point de défaut par rapport aux alternateurs. Cet éloignement n'implique pas nécessairement une distance géographique, mais sous-entend que les impédances des alternateurs sont inférieures aux impédances de liaison entre ces derniers et le point de défaut.

V.7.1. Défaut éloigné des alternateurs

C'est le cas le plus fréquent. Le régime transitoire est alors celui résultant de l'application à un circuit self-résistance d'une tension :

$$e = E\sqrt{2}\sin(\omega \cdot t + a) \qquad \textbf{V.3}$$

L'intensité I du courant de court-circuit se compose de deux termes :

$$\mathrm{I} = \mathrm{I_{CA}} + \mathrm{I_{CC}} \qquad \textbf{V.4}$$

- **Une composante alternative $\mathbf{I_{CA}}$** (ou périodique), de fréquence identique à celle du réseau,

$$I_{CA} = I\sqrt{2}\sin(\omega \cdot t + a - \varphi) \qquad \textbf{V.5}$$

Où :

$$I = \frac{E}{Z_{CC}} \qquad \textbf{V.6}$$

α : angle électrique qui caractérise le décalage entre l'instant initial du défaut et l'origine de l'onde de tension.

- **Une composante continue $\mathbf{I_{CC}}$ (**ou apériodique), qui décroît progressivement avec le temps en raison de l'effet de l'inductance et de la résistance du circuit.

$$I_{CC} = -\ I\sqrt{2}\sin(a - \varphi)e^{-\frac{R}{L}t} \qquad \textbf{V.7}$$

Sa valeur initiale dépend de α, et son amortissement est d'autant plus rapide que $\frac{R}{L}$ est élevé.A l'instant initial du court-circuit, I est nulle par définition (l'intensité de service Is étant négligée),

d'où :

$I = I_{CA} + I_{CC} = 0$ **V.8**

La figure V.3 montre la construction graphique de i par l'addition algébrique des ordonnées de ses deux composantes ia (I_{CA}) et ic(I_{CC}).

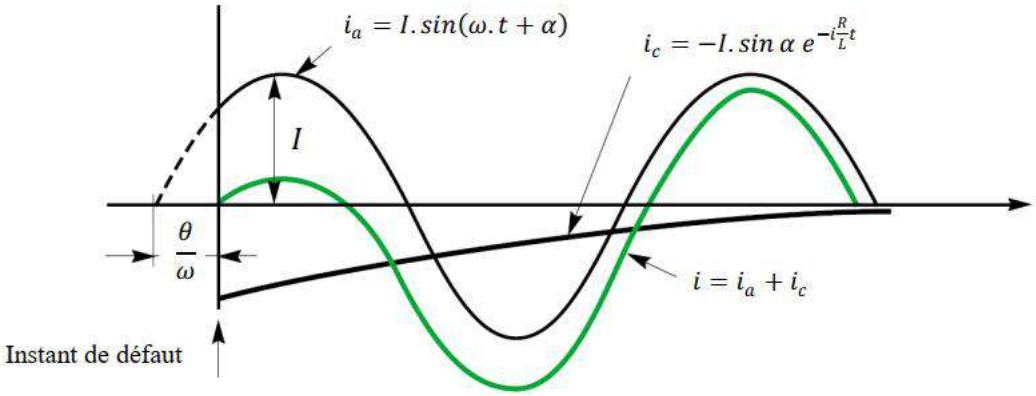


Figure V.3. Représentation graphique et décomposition d'un courant de court-circuit s'établissant en un point éloigner d'un alternateur.

V.7.2. Défaut à proximité des alternateurs

Lorsqu'un court-circuit se produit à proximité immédiate d'un alternateur, l'impédance interne de la machine domine dans le circuit. Sa variation entraîne un **amortissement progressif du courant de court-circuit**.

En pratique, le régime transitoire est complexe, car la force électromotrice (f.é.m.) de l'alternateur varie également sous l'effet du défaut. Pour simplifier l'étude, on suppose généralement que la f.é.m. reste constante, tandis que la **réactance interne** de la machine évolue selon trois étapes successives :

- **Régime subtransitoire** : dure environ 10 à 20 ms après l'apparition du défaut. La réactance est très faible, ce qui engendre un courant de court-circuit très élevé.
- **Régime transitoire** : peut durer jusqu'à environ 500 ms. La réactance augmente, ce qui réduit progressivement le courant de défaut.
- **Régime permanent (ou synchrone)** : correspond à la réactance synchrone de la machine. Le courant se stabilise à une valeur plus faible et constante.

La réactance subtransitoire est la plus faible, suivie de la réactance transitoire, puis de la réactance permanente qui est la plus élevée. Cette évolution successive des réactances entraîne une diminution progressive de l'intensité du courant de court-circuit.

L'intensité totale du courant de court-circuit peut être considérée comme la somme de quatre composantes :

- **Trois composantes alternatives** :

- La composante subtransitoire, dominante immédiatement après l'apparition du défaut,
- La composante transitoire, qui subsiste quelques centaines de millisecondes,
- La composante permanente, correspondant au régime établi avec la réactance synchrone

- **Une composante continue**, qui résulte de l'établissement du courant dans le circuit selfique, et qui décroît de façon exponentielle avec le temps.

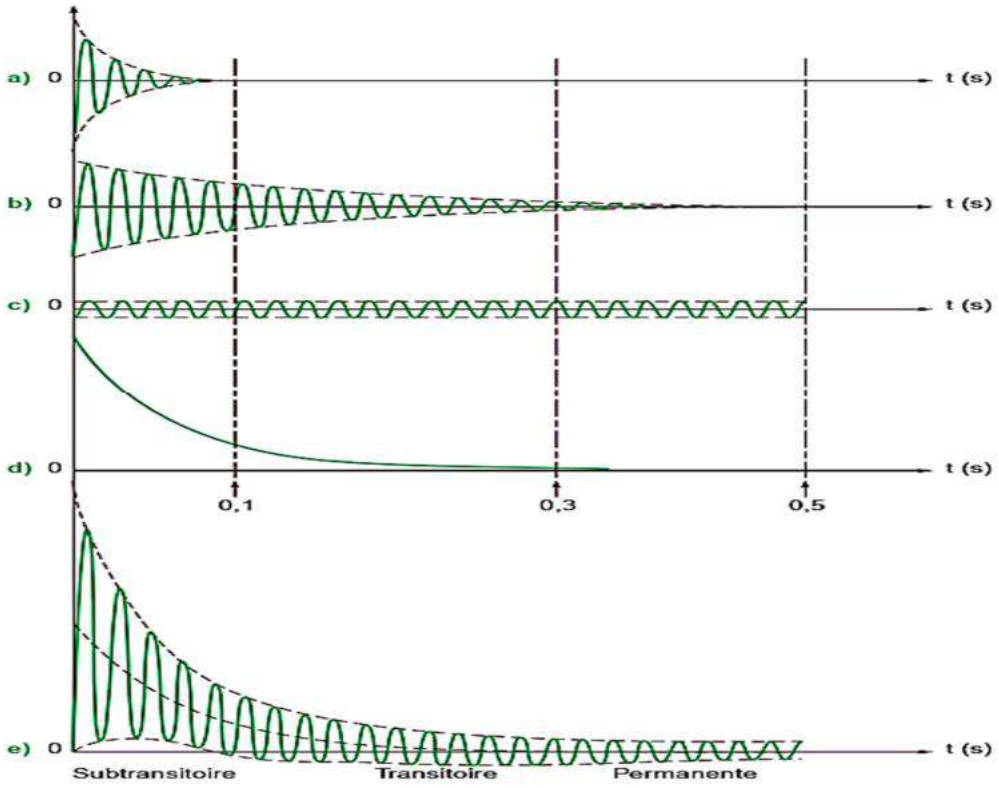


Figure V.4 .Forme du courant total de court-circuit *I*cc, courbe **(e)**, avec la contribution de : (a) la réactance subtransitoire ; (b) la réactance transitoire ; (c) la réactance permanente ; (d) la composante continue

V.8. Valeur du courant *ICC* selon les différents types de court-circuit

Il existe principalement deux types de courts-circuits :

✓ **Courts-circuits symétriques** : Un court-circuit est dit symétrique lorsque les trois phases du réseau sont affectées de façon identique, c'est-à-dire que les courants et tensions restent équilibrés et décalés de 120°.

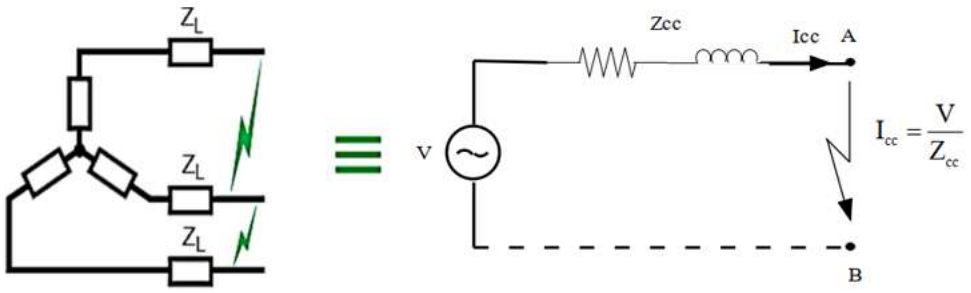
Les courts-circuits symétriques concernent principalement les défauts triphasés, isolés ou à la terre. Ils conservent l'équilibre du système, ce qui permet de simplifier les calculs en ne considérant qu'une seule phase. Bien qu'ils soient rares en pratique, ils génèrent en général les courants de défaut les plus élevés.

✓ **Courts-circuits asymétriques** : Lorsqu'un tel défaut se produit, il engendre des courants asymétriques, caractérisés par des amplitudes différentes dans les trois phases ainsi que par un déphasage non uniforme. Ces défauts correspondent aux courts-circuits asymétriques, parmi lesquels on distingue :

- Le court-circuit monophasé (phase-terre),
- Le court-circuit biphasé isolé (phase-phase),
- Le court-circuit biphasé à la terre (phase-phase-terre).

V.8.1. Calcule des courants de court-circuit symétrique par la méthode des impédances

✓ **Court-circuit triphasé :**



Z_{CC} : Impédance équivalente pour un court-circuit triphasé

Figure V.5. Court-circuit triphasé.

L'intensité de court-circuit I_{CC} est :

$$I_{CC3} = \frac{U}{\sqrt{3} \times Z_{CC}} \qquad \mathbf{V.9}$$

Avec U (tension composée entre phases) correspondant à la tension à vide du transformateur, laquelle est supérieure de 3 à 5 % à la tension aux bornes en charge.

Par exemple, dans les réseaux 390 *V,* la tension composée adoptée est $U = 410$V, avec comme tension simple : $\frac{U}{\sqrt{3}} = 127$.

Le calcul de l'intensité de court-circuit se résume alors au calcul de l'impédance *Zcc*, impédance équivalente à toutes les impédances parcourues par le courant *Icc*, du générateur jusqu'au point de défaut de la source et des lignes (figure V.6).

$$Z_{CC} = \sqrt{(\sum R)^2 + (\sum X)^2} \qquad \mathbf{V.10}$$

Avec, $\sum R$ = somme des résistances en série, et $\sum X$ = somme des réactances en série.

Le défaut triphasé est généralement considéré comme celui générant les courants de défaut les plus élevés. En effet, dans le schéma équivalent d'un système polyphasé, le courant de défaut n'est limité que par l'impédance d'une seule phase sous la tension simple du réseau. Le calcul de Icc3 est donc essentiel pour déterminer les caractéristiques des équipements, notamment les intensités maximales et les contraintes électrodynamiques qu'ils doivent pouvoir supporter.

- ✓ **Court-circuit biphasé isolé :**

Il correspond à un défaut entre deux phases figures (V.6), alimenté sous une tension composée U.

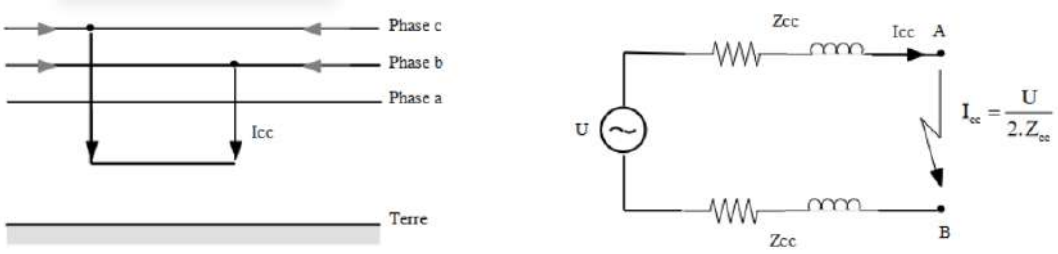


Figure V.6. Court-circuit biphasé isolé.

L'intensité Icc_2 débitée est alors inférieure à celle du défaut triphasé :

$$I_{2CC} = \frac{U}{2Z_{CC}} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{CC} \approx 0.86 \qquad \textbf{V.11}$$

- ✓ **Court-circuit monophasé :**

Il correspond à un défaut entre une phase et le neutre (figures V.7), alimenté sous une tension simple $V = \frac{u}{\sqrt{3}}$

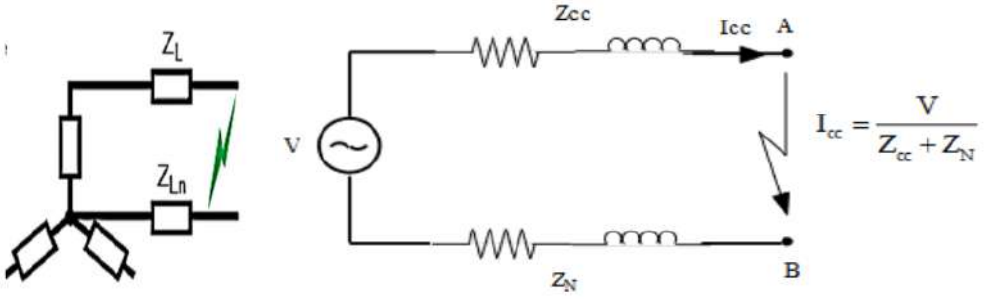


Figure V.7. Impédance équivalente pour un court-circuit monophasé.

L'intensité Icc_1 débitée est alors :

$$I_{CC} = \frac{U}{\sqrt{3}(Z_{CC} + Z_{LN})} \qquad \textbf{V.12}$$

Dans certains cas particuliers de défaut monophasé, l'impédance homopolaire de la source peut être inférieure à l'impédance de court-circuit de phase à phase Z_{CC}, par exemple aux bornes d'un transformateur à couplage étoile-zigzag ou d'un alternateur en régime subtransitoire. Dans de telles situations, l'intensité du courant monophasé peut même dépasser celle générée par un défaut triphasé.

- ✓ **Court-circuit à la terre (monophasé ou biphasé) :**

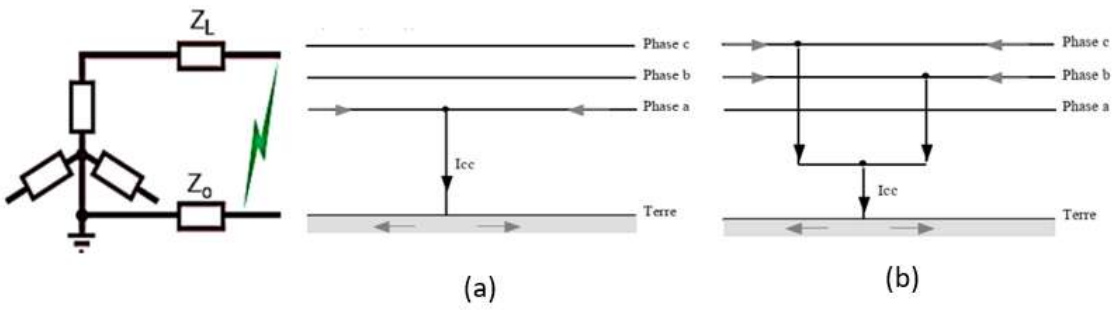


Figure V.8. Court-circuit à la terre.

(a) Court-circuit monophasé-terre

(b) Court-circuit biphasé-terre

Son calcul peut être nécessaire, selon le régime du neutre (schéma de liaison à la terre), pour le choix des seuils de réglage des dispositifs de protection homopolaire (HT) ou différentielle (BT).

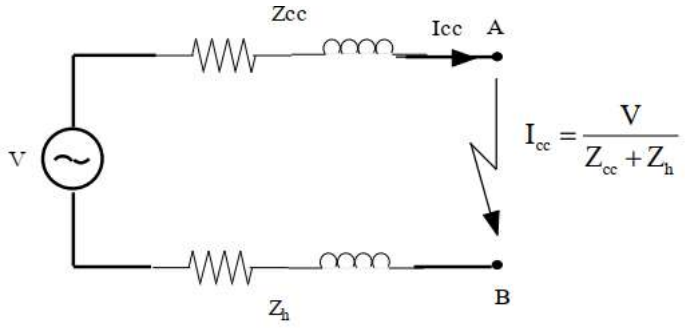


Figure V.9. Impédance équivalente pour un court-circuit biphasé-terre.

L'intensité I_{CCh} débitée s'exprime comme suit :

$$I_{CCh} = \frac{\frac{U}{\sqrt{3}}}{Z_{CC} + Z_h)} \qquad \textbf{V.13}$$

V.8.2. Calcul des courants de court-circuit dans les réseaux radiaux à l'aide des composantes symétriques

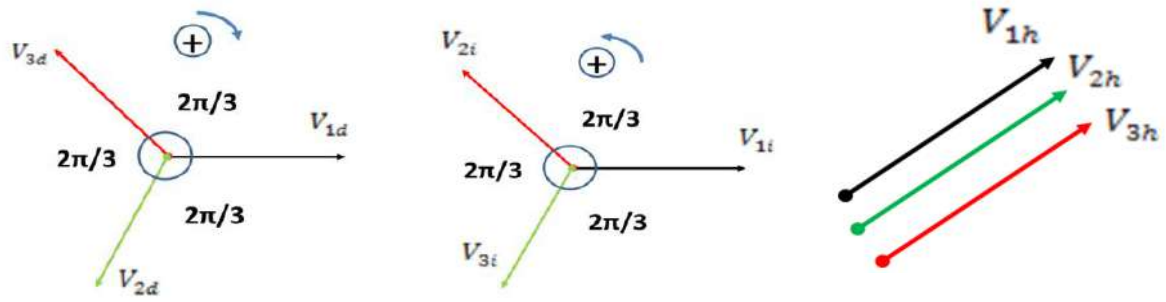
Le calcul des régimes déséquilibrés devient alors assez complexe, les lois traditionnelles des réseaux triphasés ne sont pas applicables. La méthode des composantes symétriques simplifie

notablement ce genre de calculs. Elle repose essentiellement sur la propriété suivante : tout système de grandeurs sinusoïdales non équilibrées peut être décomposé en trois systèmes triphasés équilibrés, que l'on appelle les composantes symétriques du système non équilibré.

On emploie la méthode des composantes symétriques, qui consiste à ramener le système réel à la superposition de trois systèmes monophasés indépendants, appelés :

- Directe (séquence positive) => indice d ou 1
- Inverse (séquence négative) => indice i ou 2
- Homopolaire (séquence nulle) => indice h ou 0

Pour chaque système respectivement 1, 2,0 , les tensions U^0, U^1, U^2 , et les courants I^0, I^1, I^2, et sont liés par les impédances Z^0, Z^1,et Z^2 du même système.



Composante directe Composante inverse Composante homopolaire

Figure V.10. Représentation des composantes symétriques.

☞ **Opérateur a :**

« a » est un opérateur vectoriel qui consiste à faire tourner de + 2π/3 le vecteur auquel l'opération est appliquée

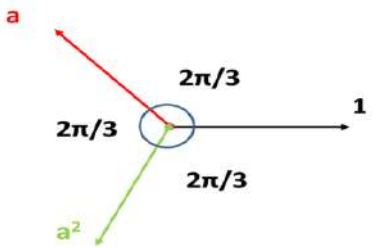


Figure V.11. Opérateur « a ».

$$\begin{cases} a = e^{j\frac{2\pi}{3}} = -\dfrac{1}{2} + j\dfrac{\sqrt{3}}{2} \\ a^2 = e^{j\frac{4\pi}{3}} = -\dfrac{1}{2} - j\dfrac{\sqrt{3}}{2} \\ a^3 = e^{j\frac{6\pi}{3}} = 1 \end{cases} \Rightarrow \; a + a^2 + a^3 = 1 \qquad \textbf{V.14}$$

V.8.3. Décomposition d'un système triphasé en composantes symétrique

- ✓ **Composantes symétriques en tension :**

Considérons un système triphasé composé de trois grandeurs sinusoïdales de même pulsation, mais de phasages et d'amplitudes quelconques, représentées par les nombres complexes $\overline{V_1}$, $\overline{V_2}, \overline{V_3}$. Selon le théorème de Fortescue, un tel système peut toujours être décomposé en trois systèmes plus simples :

- Système direct,
- Système inverse,
- Système homopolaire.

$$\begin{cases} \overline{V_1} = \overline{V_{1d}} + \overline{V_{1i}} + \overline{V_{1h}} \\ \overline{V_2} = \overline{V_{2d}} + \overline{V_{2i}} + \overline{V_{2h}} \\ \overline{V_3} = \overline{V_{3d}} + \overline{V_{3i}} + \overline{V_{3h}} \end{cases} \qquad \textbf{V.15}$$

Posons

$$\overline{V_{1d}} = \overline{V_d} \Rightarrow \begin{matrix} \overline{V_{1d}} = \overline{V_d} \\ \overline{V_{2d}} = a^2\overline{V_d} \\ \overline{V_{3d}} = a\,\overline{V_d} \end{matrix} \text{ et } \begin{matrix} \overline{V_{1i}} = \overline{V_i} \\ \overline{V_{2i}} = a\,\overline{V_i} \\ \overline{V_{3i}} = a^2\overline{V_i} \end{matrix} \text{ et } \overline{V_{1h}} = \overline{V_{2h}} = \overline{V_{3h}} = \overline{V_h} \qquad \textbf{V.16}$$

L'équation V.16 s'écrit à nouveau comme suit :

$$\begin{cases} \overline{V_1} = \overline{V_d} + \overline{V_i} + \overline{V_h} \\ \overline{V_2} = a^2\overline{V_d} + a\overline{V_i} + \overline{V_h} \\ \overline{V_3} = a\overline{V_d} + \overline{a^2 V_i} + \overline{V_h} \end{cases} = \begin{cases} \overline{V_1} = \overline{V_h} + \overline{V_d} + \overline{V_i} \\ \overline{V_2} = \overline{V_h} + a^2\overline{V_d} + a\overline{V_i} \\ \overline{V_3} = \overline{V_h} + a\,\overline{V_d} + a^2\overline{V_i} \end{cases} \qquad \textbf{V.17}$$

Sous la forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} \overline{V_1} \\ \overline{V_2} \\ \overline{V_3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \overline{V_h} \\ \overline{V_d} \\ \overline{V_i} \end{bmatrix} \text{ Avec : } A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \qquad \textbf{V.18}$$

A : est appelée la matrice de transformation des composantes symétriques (matrice de Fortescue).

Transformation inverse

det(A) = 3a(a - 1) ≠ 0, donc A est inversible, la résolution du système 6.9 est comme suit :

$$\begin{bmatrix}\overline{V_h}\\ \overline{V_d}\\ \overline{V_i}\end{bmatrix} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix}1 & 1 & 1\\ 1 & a & a^2\\ 1 & a^2 & a\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\overline{V_1}\\ \overline{V_2}\\ \overline{V_3}\end{bmatrix} \qquad \textbf{V.19}$$

$$\begin{cases}\overline{V_h} = \dfrac{1}{3}(\overline{V_1} + \overline{V_2} + \overline{V_3})\\ \overline{V_d} = \dfrac{1}{3}(\overline{V_1} + a\overline{V_2} + a^2\overline{V_3})\\ \overline{V_i} = \dfrac{1}{3}(\overline{V_1} + a^2\overline{V_2} + a\overline{V_3})\end{cases} \qquad \textbf{V.20}$$

$\overline{V_h}, \overline{V_d}, \overline{V_i}$ Sont appelée les ***composantes symétriques*** des vecteurs de tension$\overline{V_1}, \overline{V_2}, \overline{V_3}$.

- ✓ **Composantes symétriques en courant**

On peut refaire la même démarche pour décomposer les vecteurs des courants, afin d'obtenir :

$$\begin{cases}\overline{I_1} = \overline{I_h} + \overline{I_d} + \overline{I_i}\\ \overline{I_2} = \overline{I_h} + a^2\overline{I_d} + a\overline{I_i}\\ \overline{I_3} = \overline{I_h} + a\,\overline{I_d} + a^2\overline{I_i}\end{cases} \qquad \textbf{V.21}$$

Sous la forme matricielle :

$$\begin{bmatrix}\overline{I_1}\\ \overline{I_2}\\ \overline{I_3}\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}1 & 1 & 1\\ 1 & a^2 & a\\ 1 & a & a^2\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\overline{I_h}\\ \overline{I_d}\\ \overline{I_i}\end{bmatrix} \qquad \textbf{V.22}$$

Transformation inverse :

$$\begin{bmatrix}\overline{I_h}\\ \overline{I_d}\\ \overline{I_i}\end{bmatrix} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix}1 & 1 & 1\\ 1 & a & a^2\\ 1 & a^2 & a\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\overline{I_1}\\ \overline{I_2}\\ \overline{I_3}\end{bmatrix} \Rightarrow \begin{matrix}\overline{I_h} = \frac{1}{3}(\overline{I_1} + \overline{I_2} + \overline{I_3})\\ \overline{I_d} = \frac{1}{3}(\overline{I_1} + a\overline{I_2} + a^2\overline{I_3})\\ \overline{I_i} = \frac{1}{3}(\overline{I_1} + a^2\overline{I_2} + a\overline{I_3})\end{matrix} \qquad \textbf{V.23}$$

V.9. Construction de réseaux séquentiels

Le réseau de séquences illustre la circulation des courants de séquence lorsqu'ils apparaissent dans un système électrique. Pour représenter correctement ce phénomène, il est nécessaire d'interconnecter les réseaux des différentes composantes séquentielles. La construction de ces réseaux se fait en se plaçant au point de défaut, c'est-à-dire l'endroit où le déséquilibre prend naissance dans le système, qu'il provienne d'un défaut électrique ou d'un déséquilibre de charge.

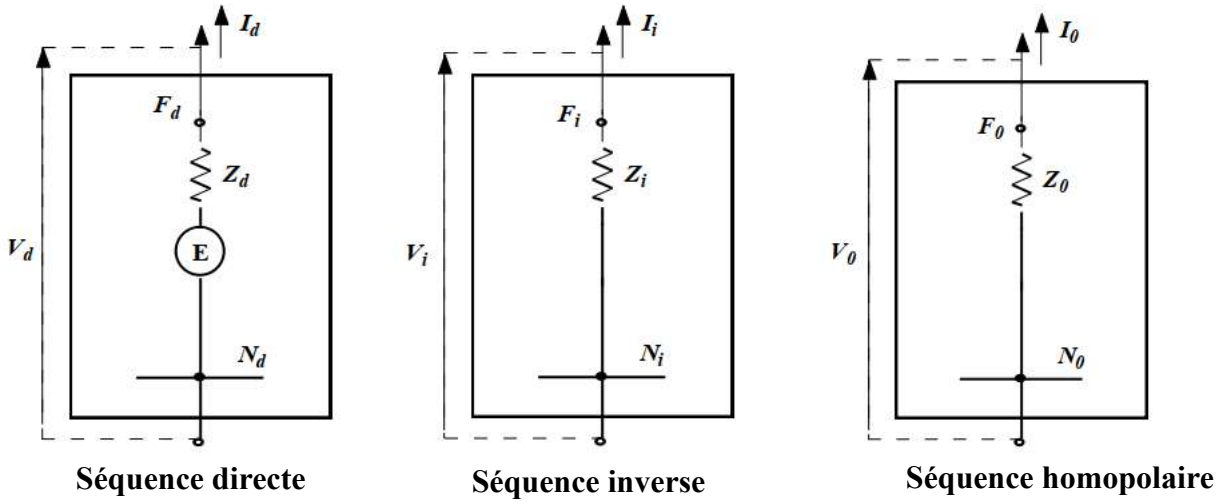


Figure V.12. Représentation du réseau en séquences directe, inverse et homopolaire.

- ☞ Dans les réseaux de séquences, les tensions sont prises comme des tensions de ligne à neutre.
- ☞ Le réseau de séquence directe est le seul actif, car il contient la source de tension.
- ☞ La tension de phase a est choisie comme référence, et les tensions des deux autres phases sont exprimées par rapport à cette référence, comme montré à la figure V.12.

Comme indiqué précédemment, seul le réseau séquentiel positif a une source de tension, qui est l'équivalent Thevenin. Avec cette convention, des signaux appropriés doivent être attribués aux tensions de séquence :

$$\begin{cases} E = V_d + Z_d I_d \\ 0 = V_i - Z_i I_i \\ 0 = V_h - Z_h I_h \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} V_d = E - Z_d I_d \\ V_i = -Z_i I_i \\ V_h = -Z_h I_h \end{cases} \qquad \mathbf{V.24}$$

V.9.1. Court-circuit monophasé

La phase a est défectueuse dans la figureV.13. Comme le courant de charge est négligé, les courants des phases b et c sont nuls et la tension au point de défaut, $V_a = I_a Z_f$. Les composantes de séquence des courants sont données par.

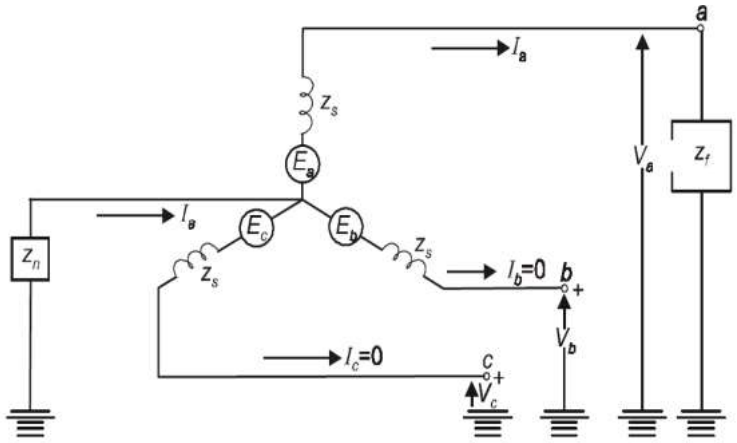


Figure V.13. Court- circuit phase-terre au niveau de la phase a.

$$\begin{cases} I_b = 0 \\ I_C = 0 \\ V_a = Z_f \cdot I_a \end{cases} \quad \textbf{V.25}$$

$$\begin{cases} \bar{I}_h = \frac{1}{3}(\bar{I}_a + \bar{I}_b + \bar{I}_c) \\ \bar{I}_d = \frac{1}{3}(\bar{I}_a + a\bar{I}_b + a^2\bar{I}_c) \\ \bar{I}_i = \frac{1}{3}(\bar{I}_a + a^2\bar{I}_b + a\bar{I}_c) \end{cases} \quad \textbf{V.26}$$

En remplaçant l'équation (V.25) dans (V.26), nous obtenons :

$$\begin{cases} \bar{I}_h = \frac{1}{3}(\bar{I}_a) \\ \bar{I}_d = \frac{1}{3}(\bar{I}_a) \Rightarrow \bar{I}_h = \bar{I}_d = \bar{I}_i = \frac{1}{3}(\bar{I}_a) \\ \bar{I}_i = \frac{1}{3}(\bar{I}_a) \end{cases} \quad \textbf{V.27}$$

$$\bar{V}_a = \overline{V_h} + \overline{V_h} + \bar{V}_i = Z_f \cdot I_a = 3Z_f I_d \quad \textbf{V.28}$$

Ce qui donne :

$$I_d = 3\frac{E}{Z_d + Z_i + Z_h + 3Z_f} \qquad \mathbf{V.29}$$

A partir de ces équations, nous pouvons déduire que les trois circuits de séquence sont parcourus par le même courant, donc il est en série à travers l'impédance du défaut $3Zf$ comme illustré dans la **figure V.14**

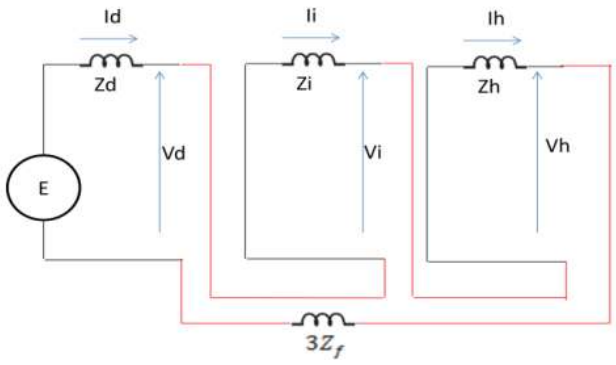


Figure V.14. Circuit des séquences en présence d'un court-circuit phase- terre.

Le courant de court-circuit Ia est :

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 3I_h \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \Rightarrow \begin{bmatrix} 3\dfrac{E}{Z_d + Z_i + Z_h + 3Z_f} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \qquad \mathbf{V.30}$$

Tensions de phases

$$\begin{cases} V_d = E\dfrac{Z_i + Z_h + 3Z_f}{Z_d + Z_i + Z_h + 3Z_f} \\ V_i = E\dfrac{-Z_i}{Z_d + Z_i + Z_h + 3Z_f} \\ V_h = E\dfrac{-Z_h}{Z_d + Z_i + Z_h + 3Z_f} \end{cases} \qquad \mathbf{V.31}$$

V.9.2. Court-circuit biphasé :

La figure V.15 montre un défaut ligne-ligne. Un court-circuit se produit entre les phases b et c, à travers une impédance de défaut *Zf*. Le courant de défaut circule entre les phases b et c, retournant à la source à travers la phase b et retournant à travers la phase c.

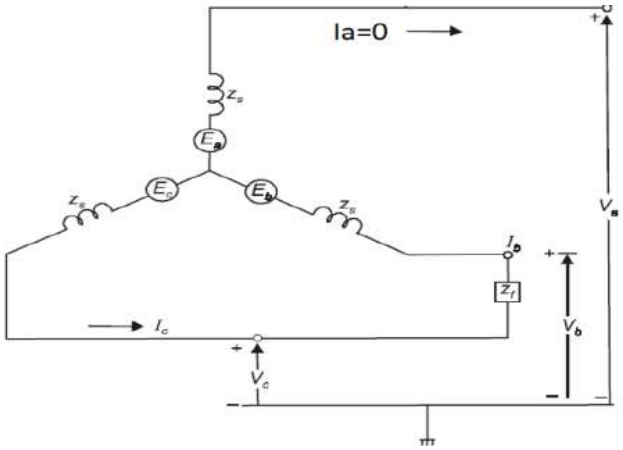


Figure V.15. Court- circuit phase-phase entre b et c (biphasé sans terre).

$$\begin{cases} I_a = 0 \\ I_b + I_C = 0 \\ V_b - V_C = Z_f \cdot I_b \end{cases} \quad \mathbf{V.32}$$

$$\begin{cases} \bar{I}_h = \frac{1}{3}(\bar{I}_a + \bar{I}_b + \bar{I}_c) \\ \bar{I}_d = \frac{1}{3}(\bar{I}_a + a\bar{I}_b + a^2\bar{I}_c) \\ \bar{I}_i = \frac{1}{3}(\bar{I}_a + a^2\bar{I}_b + a\bar{I}_c) \end{cases} \quad \mathbf{V.33}$$

En remplaçant l'équation (7.18) dans (7.19), nous obtenons :

$$\begin{cases} \bar{I}_h = 0 \\ \bar{I}_d = \frac{1}{3}(a - a^2)\bar{I}_b \\ \bar{I}_i = \frac{1}{3}(a^2 - a)\bar{I}_b \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} \bar{I}_h = 0 \\ \bar{I}_d = -\bar{I}_i \end{cases} \quad \mathbf{V.34}$$

A partir de 7.20, nous pourrons dire que le circuit de la séquence homopolaire est à vide, en plus les deux séquences directe et inverse sont en cascade.

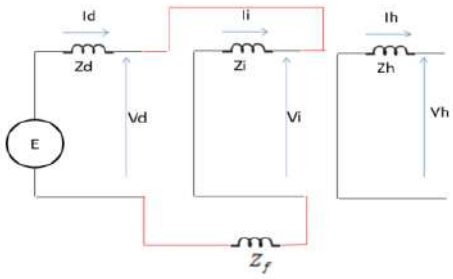


Figure V.16. Circuit des séquences en présence d'un court-circuit phase- phase sans terre.

Courants de phases

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \overline{I_h} \\ \overline{I_d} \\ \overline{I_i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \dfrac{E}{Z_d + Z_i + Z_f} \\ \dfrac{-E}{Z_d + Z_i + Z_f} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \dfrac{E(a^2 - a)}{Z_d + Z_i + Z_f} \\ \dfrac{E(a - a^2)}{Z_d + Z_i + Z_f} \end{bmatrix} \Rightarrow$$

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \dfrac{-j\sqrt{3}E}{Z_d + Z_i + Z_f} \\ \dfrac{j\sqrt{3}E}{Z_d + Z_i + Z_f} \end{bmatrix} \qquad \mathbf{V.35}$$

Tensions de phases

$$\begin{cases} V_d = \dfrac{E(Z_i + Z_f)}{Z_d + Z_i + Z_f} \\ V_i = \dfrac{E(Z_i + Z_f)}{Z_d + Z_i + Z_f} \\ V_h = 0 \end{cases} \qquad \mathbf{V.36}$$

Court-circuit biphasé terre

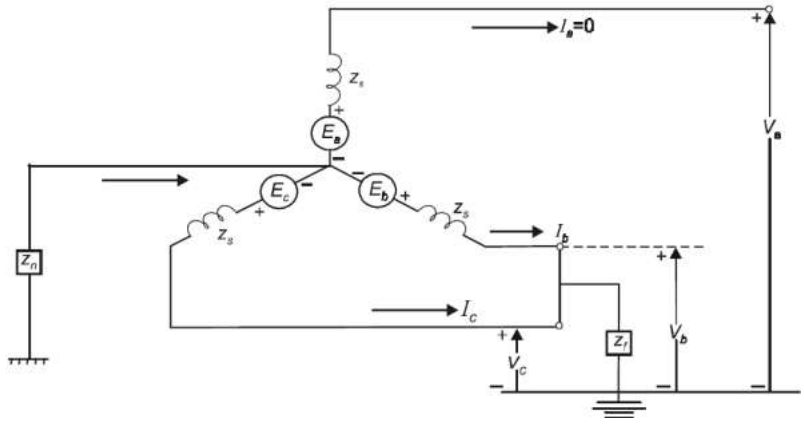


Figure V.17. Court- circuit phase-phase entre b et c et la terre (biphasé avec terre).

Il s'agit d'un défaut asymétrique. Supposons que les phases *b et c sont* court-circuitée entre et avec la terre via une impédanceZf, dont on peut écrire les conditions aux frontières :

$$\begin{cases} I_a = 0 \\ V_b = V_C = Z_f(I_b + I_C) \end{cases} \qquad \mathbf{V.37}$$

$$\begin{bmatrix}\overline{V_h}\\ \overline{V_d}\\ \overline{V_i}\end{bmatrix}=\frac{1}{3}\begin{bmatrix}1 & 1 & 1\\ 1 & a & a^2\\ 1 & a^2 & a\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\overline{V_a}\\ \overline{V_b}\\ \overline{V_c}\end{bmatrix}\Rightarrow\frac{1}{3}\begin{bmatrix}1 & 1 & 1\\ 1 & a & a^2\\ 1 & a^2 & a\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\overline{V_a}\\ \overline{V_b}\\ \overline{V_b}\end{bmatrix} \qquad \mathbf{V.38}$$

$$\begin{cases} V_h=\frac{1}{3}(V_a+2V_b)\\ V_d=V_i=\frac{1}{3}(V_a+aV_b+a^2V_C)=\frac{1}{3}(V_a-V_b)\end{cases} \qquad \mathbf{V.39}$$

$$V_h-V_d=\frac{1}{3}(V_a+2V_b-V_a+V_b)\rightarrow V_b=Z_f(I_b+I_C) \qquad \mathbf{V.40}$$

$$V_h-V_d=Z_f(I_b+I_C) \qquad \mathbf{V.41}$$

$$\begin{cases} \overline{I_h}=\frac{1}{3}(\overline{I_a}+\overline{I_b}+\overline{I_c})\\ \overline{I_d}=\frac{1}{3}(\overline{I_a}+a\overline{I_b}+a^2\overline{I_c})\Rightarrow\overline{I_h}=\frac{1}{3}(\overline{I_b}+\overline{I_c})\Rightarrow\overline{I_h}=\frac{V_h-V_d}{3Z_f}\\ \overline{I_i}=\frac{1}{3}(\overline{I_a}+a^2\overline{I_b}+a\overline{I_c})\end{cases} \qquad \mathbf{V.42}$$

$$V_h-V_d=3Z_fI_h \qquad \mathbf{V.43}$$

D'après les équations (7.41) et (7.43), nous pouvons dire que les trois séquences sont en parallèles, selon le schéma suivant :

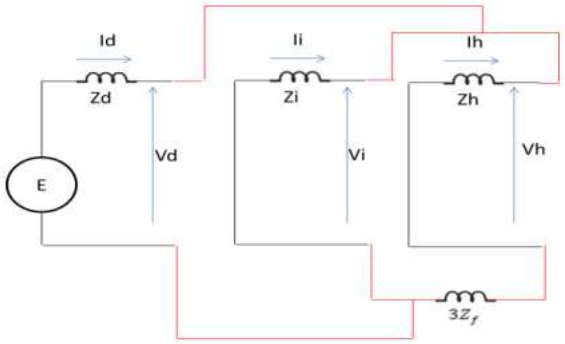


Figure V.18. Circuit des séquences en présence d'un court-circuit biphasé -terre

V.9.3. Court-circuit triphasé

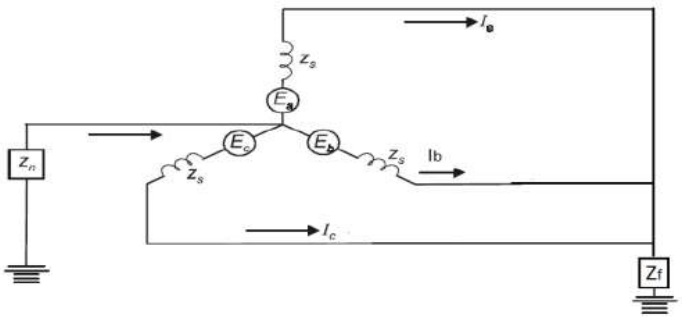


Figure V.19. Court- circuit triphasé.

On considère ici un **défaut symétrique**. Les phases **a, b et c** sont mises en court-circuit entre elles ainsi qu'avec la terre au travers d'une impédance Z_f. Les **conditions aux limites** peuvent alors être formulées comme suit :

$$V_a = V_b = V_c \qquad \mathbf{V.44}$$

$$\begin{bmatrix} \overline{V_h} \\ \overline{V_d} \\ \overline{V_i} \end{bmatrix} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}\begin{bmatrix} \overline{V_a} \\ \overline{V_b} \\ \overline{V_c} \end{bmatrix} \Rightarrow \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}\begin{bmatrix} \overline{V_a} \\ \overline{V_a} \\ \overline{V_a} \end{bmatrix} \qquad \mathbf{V.45}$$

$$\begin{bmatrix} \overline{V_h} \\ \overline{V_d} \\ \overline{V_i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \overline{V_a} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \qquad \mathbf{V.46}$$

$$\begin{cases} E = V_d + Z_d I_d \\ 0 = V_i + Z_i I_i \\ 0 = V_h + Z_h I_h \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} E = 0 + Z_d I_d \\ 0 = 0 + Z_i I_i \\ 0 = V_a + Z_h I_h \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} I_d = \frac{E}{Z_d} \\ I_i = 0 \\ I_h = 0 \end{cases} \qquad \mathbf{V.47}$$

D'après l'équation (7.35), nous pouvons conclure que les trois séquences sont indépendantes entre eux, en plus les deux séquences inverse et homopolaire sont à vide, selon le schéma suivant :

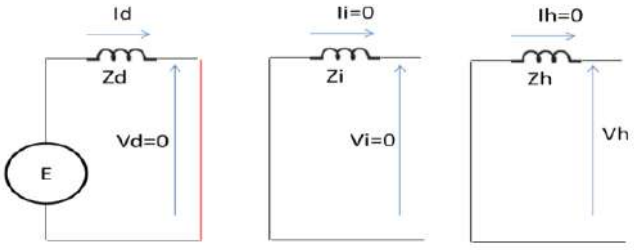


Figure V.20. Circuit des séquences en présence d'un court-circuit triphasé.

Courants de phases

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \overline{I_h} \\ \overline{I_d} \\ \overline{I_i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \dfrac{E}{Z_d} \\ 0 \end{bmatrix} \qquad \mathbf{V.48}$$

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dfrac{E}{Z_d} \\ a^2 \dfrac{E}{Z_d} \\ a \dfrac{E}{Z_d} \end{bmatrix} \qquad \mathbf{V.49}$$

Tensions de phases

$$\begin{bmatrix} \overline{V_a} \\ \overline{V_b} \\ \overline{V_C} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \overline{V_h} \\ \overline{V_d} \\ \overline{V_i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \qquad \mathbf{V.50}$$

$$\begin{bmatrix} \overline{V_a} \\ \overline{V_b} \\ \overline{V_C} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \qquad \mathbf{V.51}$$

V.10. Impédances équivalentes des éléments du réseau

Le calcul des courants de défaut nécessite au préalable la détermination des impédances de séquences (directe, inverse et homopolaire) équivalentes, vues depuis le point de défaut, pour l'ensemble des équipements constituant le circuit électrique. Ces valeurs doivent être fournies par le constructeur.

- Z_d représente l'impédance de séquence directe d'un élément. Elle correspond à l'impédance mesurée lorsqu'un système triphasé direct de tensions est appliqué aux bornes des trois phases. Cette impédance est identique à l'impédance de court-circuit Zcc utilisée pour le calcul des courants lors d'un court-circuit triphasé symétrique, d'où : $Z_d = Z_{CC}$
- En raison du caractère symétrique des câbles, des lignes et des transformateurs, l'impédance directe est identique à l'impédance inverse pour ces éléments. Ainsi, on a : $Z_i = Z_d = Z_{CC}$.

☞ Pour les machines électriques, qu'elles soient statiques ou tournantes, les valeurs d'impédances sont rarement données en Ohms. Elles sont généralement rapportées aux valeurs nominales de puissance et de tension qui caractérisent la machine. Ces impédances sont alors exprimées en valeurs réduites, soit en pourcentage (%) soit en per unit (pu), obtenues à partir des valeurs ohmiques en appliquant les relations suivantes :

$$Z(pu) = Z\frac{S_n}{U_n^2}\ , Z(\%) = 100\ Z\frac{S_n}{U_n^2} \qquad \mathbf{V.52}$$

Avec,

U_n : Tension nominale de la machine (kV), S_n : Puissance nominale de la machine (MVA)

Bibliographie

[1] H. Saadat, « Power System Analysis », 3rd Edition. McGraw-Hill series in electrical and computer engineering, 1999.

[2] B. DE METZ-NOBLAT, „Analyse des réseaux triphasés en régime perturbé à l'aide des composantes symétriques", cahier technique Schneider N°: 18, 2002 ;

[3] D. William Stevenson, Jr « Elements of Power System Analysis », 4th Edition. McGrawHill Companies, New York, 1955

[4] Debaprya.DAS, « Electrical power system », Indian institute of technology, NewDelhi, 2006

[5] A.K. Deb, „Power line ampacity system: Theory, modeling, and applications", édition: CRC PRESS, 2000;

[6] J. D. Glover, M. Sarma, and T. J. Overbye, « Power System Analysis And Design », 4th Edition. 2008.

[7] J. D. Glover, M. Sarma, and T. J. Overbye, « Power System Analysis And Design », 5th Edition. 2012.

[8] L. L. Grigsby « Power system engineering Handbook » 2nd Edition by taylor & Francis Group, 2006

[9] E. ACHA et al, „Power electronic control in electrical systems", édition: NEWNES, 2002;

[10] Serge Pichot , « Lignes de transport HT» *FCI SAAE Transmission,* 1998.

[11] A. Greenwood, « Electrical Transients in Power Systems », 2nd Edition. New York : Wiley Inter science, 1991.

[12] Guide de conception des réseaux électriques industriels T & D, « Architecture des réseaux électriques» ; Schneider electric, 6 883 427/A.

[13] «La GRTE organisation et missions», 10ème Conférence Nationale sur la haute Tension CNHT16, mai 2016

[14] Mohammed J. Al Essa « Fundamentals of Electric Power Analysis » Dar al-Sawaf for Printing and Publishing, 2018.

[15] Souad Chebbi, « Défauts dans les réseaux électriques »,support pédagogique, Université Virtuelle de Tunis

[16] KOUADRIA Selman, «réseaux électriques »,support pédagogique, Université Tiaret.

[17] P. S. R Murty « Power system analysis », 2nd Editions, Butterworth – Heinemann An imprint of Elsevier, 2017

[18] G. Andersson, « Power System Analysis: Power Flow Analysis, Fault Analysis and Power System Dynamics and Stability ». EEH- Power System Laboratory ETH Zurich, 2012.

[19] D.R. PATRICK, S.W. FARDO, „Electrical distribution systems, 2nd Edition, The Fairmont Press, 2009;

[20] KOUADRIA Selman, «Réseaux électriques »,support pédagogique, Université Tiaret.

[21] AOUZELLAG LAHAÇANI Narimen, support pédagogique ,«Réseaux électriques », Université Bejaia .

[22] J. Lewis Blackburn, « Symmetrical Components for Power Systems », Department of Electrical Engineering, Ohio State University Columbus, Ohio, 1993

Exercices, problèmes corrigés

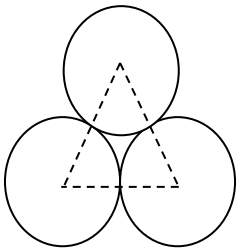
Modélisation des lignes électriques

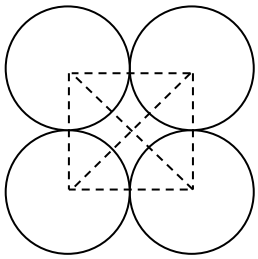
Exercice 01 :

Trouvez le rayon géométrique moyen GMR d'un conducteur en fonction de rayon r d'un seul brin pour :

(a) Trois brins identiques de la figure (a)

(b) Quatre brins identiques de la figure (b)





Solution 01: (a) (b)

a)

$$GMR = \sqrt[9]{(r'2r \times 2r)^3}$$

$$\Longrightarrow GMR = \sqrt[3]{re^{-1/4} \times 2r \times 2r}$$

$$\Longrightarrow GMR = 1.46\, r$$

(b)

$$GMR = \sqrt[16]{(r'2r \times 2r \times \sqrt{2} \times 2r)^4}$$

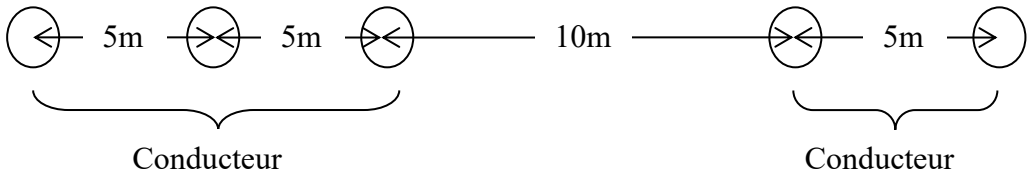
$$\Longrightarrow GMR = \sqrt[4]{e^{-1/4} \;.\; 8\sqrt{2}r^4}$$

$$\Longrightarrow GMR = 1.723\, r$$

Exercice 02:

Un circuit d'une ligne de transport monophasée est composé de trois fils solides de rayon de 0.5 cm. Le circuit du retour est composé de deux fils solides du rayon de 2.5 cm.

L'arrangement des conducteurs est montré dans la figure. Appliquer le concept de GMD et GMR, pour trouver l'inductance totale de la ligne en mH /km.



Solution 02:

$$D_m = \sqrt[6]{20 \times 25 \times 15 \times 20 \times 10 \times 15}$$
$$\Longrightarrow D_m = 16.802\ m$$

$$R_{SX} = \sqrt[9]{(e^{-1/4} \times 0.005 \times 5 \times 10)(e^{-1/4} \times 0.005 \times 5 \times 5)(e^{-1/4} \times 0.005 \times 5 \times 10)}$$
$$\Longrightarrow R_{SX} = 0.5366\ m$$

$$R_{SY} = \sqrt[4]{(e^{-1/4} \times 0.025 \times 5)^2}$$
$$\Longrightarrow D_{SY} = 0.312\ m$$

Donc

$$L = 0.2 \ln \frac{GMD}{GMR} \text{ mH/km}$$

$$L_X = 0.2ln\frac{16.802}{0.5366} \Longrightarrow L_X = 0.6888 \text{ mH/km}$$

$$L_Y = 0.2ln\frac{16.802}{0.312} \Longrightarrow L_X = 0.79725 \text{ mH/km}$$

L'inductance de boucle est :

$$L = L_X + L_Y = 0.6888 + 0.79725$$
$$\Longrightarrow L = 1.48605\ mH/km$$

Exercice 03:

Considérer une ligne de transmission triphasée de courte longueur (16 km) qui fonctionnent avec une tension de 69kV. L'impédance longitudinale par phase de la ligne est égale à 0,125 + j0,4375 Ω/ km.

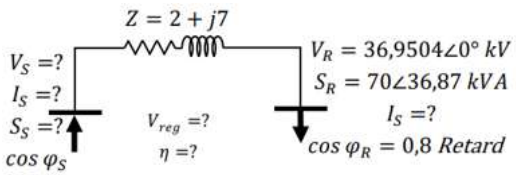
1.Tracez le modèle de la ligne.

2. Déterminer la **tension de la source VS**, la **régulation** de tension, la **puissance transmise** à partir de la source et le **rendement** de transmission, dans le cas où la ligne alimente : (a) Une charge de 70 MVA, avec un facteur de puissance 0.8 en arrière à 64 kV. (b) Une charge de 120 MW, avec un facteur de puissance égale à l'unité à 64 kV.

Solution 03 :

L'impédance totale de la ligne est :

$$z = (0.125 + j0.4375)(16) = 2 + j7\Omega$$



La tension de fin de réception pour chaque phase est

$$V_R = \frac{64\angle 0°}{\sqrt{3}} = 36.9504\angle 0°\ \text{kV}$$

(a) La puissance apparente consommée par la charge est :

$$S_{R(3\Phi)} = 70\angle cos^{-1}\,0.8 = 70\angle 36.87° = 56 + j42\ MVA$$

Le courant par phase est donnée par

$$I_R = \frac{S^*_{R(3\Phi)}}{3V^*_R} = \frac{70000\angle -36.87°}{3 * 36.9504\angle 0°} = 631.477\angle -36.87\ A$$

La tension de la source est donnée par l'équation suivante :

$$V_S = V_R + Z\ \ I_R = 36.9504\angle\,0° \ +\ (2\ +\ j7)(631.477\angle\,36.87°)(10^{-3})$$
$$=\ 40.708\angle 3.9137°KV$$

Le module de la tension entre phase est comme suivant

$$\left|V_{S(L-L)}\right| =\ \sqrt{3}\ |V_S| =\ 70.508\ \text{kV}$$

La puissance transmise à partir de la source est comme suivant :

$$S_{S(3\Phi)} = 3\,V_S.I^*_S = 3\ \times\ 40.7086\angle 3.9137\ \times\ 631.4776\angle 36.87°\ \times\ 10^{-3}$$
$$=\ 58.393\ MW\ +\ j50.374\ Mvar$$
$$= 77.1185\angle 40.7837°MVA$$

Régulation :

$$VR\ (\%) = \frac{70.508 -\ 64}{64} \times 100 = 10.169\%$$

$$\eta = \frac{P_{R(3\Phi)}}{P_{S(3\Phi)}} = \frac{56}{58.393} \times 100 = 95.90\%$$

(b)La puissance apparente consommée par la charge est : $S_{R(3\Phi)} == 120\angle 0° = 120 +$

$$j0\ MVA$$

Le courant par phase est donné par

$$I_R = \frac{S^*_{R(3\Phi)}}{3V^*_R} = \frac{12000\angle 0°}{3 * 36.9504\angle 0°} = 1082.53\angle 0°A$$

La tension de la source est donnée par l'équation suivante :

$$V_S = V_R + Z\ \ I_R = 36.9504\angle\,0° \ +\ (2\ +\ j7)(1082.53\angle 0°)(10^{-3})$$
$$=\ 39.8427\angle 10.9639\ kV$$

Le module de la tension entre phase est comme suivant :

$$\left|V_{S(L-L)}\right| =\ \sqrt{3}\ |V_S| =\ 69.0096\ \text{kV}$$

La puissance transmise à partir de la source est comme suivant :

$$S_{S(3\Phi)} = 3\,V_S.I^*_S = 3\ \times\ 39.8427\angle 10.9639\ \times\ 1082.53\angle 0°\ \times\ 10^{-3}$$
$$=\ 127.031\ MW\ +\ j24.609\ Mvar$$

$$= 129.393\angle 10.9639° \, MVA$$

La régulation de tension est :

$$VR\ (\%) = \frac{69.0096 - 64}{64} \times 100 = 7.8275\%$$

Le rendement de transmission de cette ligne est :

$$\eta = \frac{P_{R(3\Phi)}}{P_{S(3\Phi)}} = \frac{120}{127.031} \times 100 = 94.465\%$$

Exercice 04 :

Une ligne de transmission triphasée de 230 kV, est de 80 km de longueur, a les caractéristiques suivantes :

L'impédance longitudinale $Z = 0.05 + \text{j}0.45\ \Omega/\text{km}$

L'admittance transversale $Y = \text{j}3.4 * 10^{-6}\ \text{S/km}$

En utilisant le modèle π, déterminer :

(a) Les constantes de la ligne de transmission ABCD.

Trouver la tension et le courant à l'entrée de la ligne, la régulation de la tension, la puissance transmise à partir de l'entrée de la ligne et le rendement de transport dans le cas où la ligne alimente :

(b) Une charge de 200 MVA, avec un facteur de puissance 0.8 en retard à 220 kV.

(c) Une charge de 306 MW, avec un facteur de puissance égale à 1 à 220 kV.

Solution 04 :

L'impédance de la ligne et l'admission shunt sont :

$Z = (0.05 + j\,0.45)\,(80) = 4 + j\,36\ \Omega$

$Y = (\text{j}\,3.4 * 10^{-6})\,(80) = \text{j}\,0.272 * 10^{-3}$ Siemens

Les constantes ABCD du modèle π sont

$$A = D = \left(1 + \frac{ZY}{2}\right) = (1 + \frac{(4 + j36)(j0.272 * 10^{-3})}{2})$$

$$= 0.9951 + j0.000544$$

$$B = Z = 4 + j36$$

$$C = Y\left(1 + \frac{ZY}{4}\right)$$

$$C = (j0.272 * 10^{-3})(1 + \frac{(4 + j36)(j0.272 * 10^{-3})}{4})$$

$$= j0.0002713$$

La tension pour chaque phase à la sortie de la ligne est :

$V_R = \frac{220\angle 0°}{\sqrt{3}} = 127\angle 0°$ kv

(a) La puissance apparente à la sortie de la ligne est :

$$S_R(3\Phi) = 200\angle cos^{-1}(0.8) = 200\angle 36.87° = 160 + j120\ MVA$$

Le courant par phase à la sortie de la ligne est donné par :

$$I_R = \frac{S_R{}^*(3\Phi)}{3V_R{}^*} = \frac{200000\angle -36.87°}{3*127\angle 0°} = 524.864\angle -36.87° A$$

La tension à l'entrée de la ligne est :

$$V_s = AV_R + BI_R \qquad (1)$$

$$V_s = (0.9951 + j0.000544)(127\angle 0°) + (4 + j36)(524.864 * 10^{-3}\angle -36.87°)$$

$$= 140.1051\angle 5.704°\ kV$$

Le module de la tension (entre ligne) à l'entrée de la ligne

$$\left|V_{S(L-L)}\right| = \sqrt{3}\ |V_s| = 242.67 \text{ kV}$$

Le courant par phase à l'entrée de la ligne est donné par :

$$I_S = C\ V_R + D\ I_R$$

$$I_S = (j0.0002713)(127000\angle 0°) + (0.9951 + j0.000544)(524.864\angle -36.87°)$$

$$= 502.38\angle -33.69°\ A$$

La puissance transmise à partir de l'entrée de la ligne

$$S_s(3\Phi) = 3V_S\ I_S{}^*$$

$$= 3 * 140.1051\angle 5.704° * 502.38\angle 33.69° * 10^{-3}$$

$$= 163.1795MW + j39.396\ MVA$$

$$= 211.16\angle 39.396° MVA$$

La régulation de la tension (RT) est :

$$RT(\%) = \frac{\left|V_{R(avide)}\right| - \left|V_{R(ench\arg e)}\right|}{\left|V_{R(ench\arg e)}\right|} \times 100$$

A vide $I_R = 0$ et de l'équation (1) $\Rightarrow$ $V_{R(avide)} = \frac{V_S}{A}$

$$RT = \frac{\frac{V_S}{A} - V_R}{V_R} * 100\% = \frac{\frac{242.67}{0.9951} kV - 220kV}{220kV} * 100\%$$

$$= 10.847\%$$

Le rendement de la ligne de transmission est

$$\eta = \frac{P_R(3\Phi)}{P_S(3\Phi)} = \frac{160}{163.179} * 100 = 98.052\%$$

La puissance apparente à la sortie de la ligne est :

(a) $S_R(3\Phi) = 300\angle cos^{-1}(0) = 200\angle 36.87° = 306 + j0\ MVA$

Le courant par phase à la sortie de la ligne est donné par :

$I_R = \frac{S_R{}^*(3\Phi)}{3V_R{}^*} = \frac{306000\angle 0°}{3*127\angle 0°} = 803.402\angle 0° A$

La tension à l'entrée de la ligne est :

$V_s = AV_R + BI_R$

(1) $V_S = (0.9951 + j0.000544)(127\angle 0°) + (4 + j36)(803.402 * 10^{-3}\angle 0°)$

$= 132.807\angle 12.6°\ kV$

Le module de la tension (entre ligne) à l'entrée de la ligne

$|V_{S(L-L)}| = \sqrt{3}\ |V_s|$

$= \sqrt{3}\ 132.807 = 230.029$ kV

Le courant par phase à l'entrée de la ligne est donné par :

$I_S = C\ V_R + D\ I_R$

$I_S = (j0.0002713)(127000\angle 0°) + (0.9951 + j0.000544)(803.402 * 10^{-3}\angle 0°)$

$= 799.862\angle 2.5° A$

La puissance transmise à partir de l'entrée de la ligne

$S_s(3\Phi) = 3V_S\ I_S{}^*$

$= 3 * 132.807\angle 12.6° * 799.862\angle -2.5° * 10^{-3}$

$= 313.742\ MW + j55.9\ MVA$

$= 318.68\angle 10.1°\ MVA$

La régulation de la tension (RT) est

$$RT(\%) = \frac{|V_{R(avide)}| - |V_{R(enchарge)}|}{|V_{R(enchарge)}|} \times 100$$

A vide $I_R = 0$ et de l'équation (1) $\Rightarrow$ $V_{R(avide)} = \frac{V_S}{A}$

$$VR = \frac{\frac{V_S}{A} - V_R}{V_R} * 100\% = \frac{\frac{230.029}{0.9951} kV - 220kV}{220kV} * 100\%$$

$= 5.073\%$

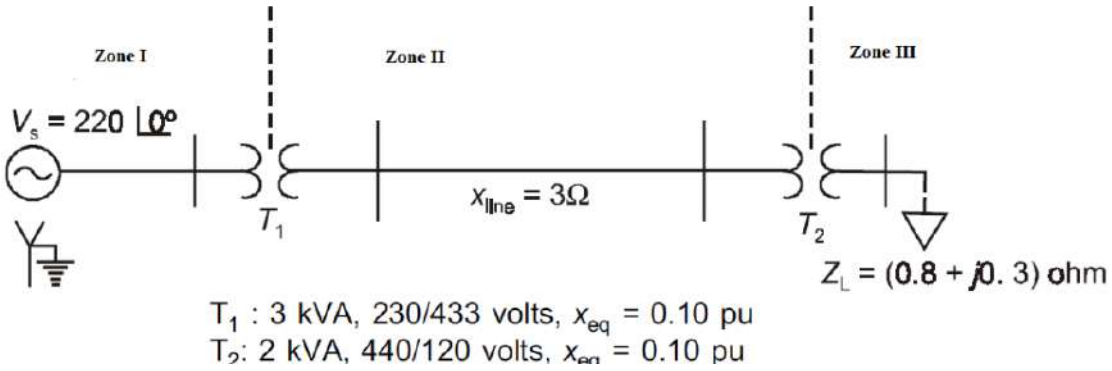
Le rendement de la ligne de transmission est **:**

$\eta = \frac{P_R(3\Phi)}{P_S(3\Phi)} = \frac{306}{313.742} * 100 = 97.53\%$

Per Unit system et calculs courant de court-circuit

Exercice 05 :

Soit le diagramme unifilaire d'un réseau monophasé suivant :



En utilisant 3 KVA et 230V comme base ;

- Tracer le diagramme des impédances,

- Calculer le courant dans la charge en PU et en Ampère.

Solution 05 :

Tableau des bases

	S (KVA)	V (V)	Z (Ω)	I (A)
Zone 1	3	$V_{b1} = 230$	$Z_{b1} = \frac{230^2}{3000} = 17.63$	$I_{b1} = \frac{3000}{230} = 13.04$
Zone 2	3	$V_{b2} = 230.\frac{433}{230} = 433$	$Z_{b2} = \frac{433^2}{3000} = 62.49$	$I_{b2} = \frac{3000}{433} = 5.92$
Zone 3	3	$V_{b3} = 433.\frac{120}{440} = 118.09$	$Z_{b3} = \frac{118.09^2}{3000} = 5.64$	$I_{b3} = \frac{3000}{118.09} = 25.4$

1. Diagramme des impédances :

- Générateur : impédance négligeable.

- Transformateur T1 : Pas changement au niveau des bases → $ZT1Pu,N = ZT2Pu,A$

→ $ZT1 = j0.1\ pu$

- Ligne : $ZL_{PU} = \frac{Z_L}{Z_{b2}} = \frac{3}{62,49} \rightarrow ZL = 0.048\ pu$

- Transformateur T2 :

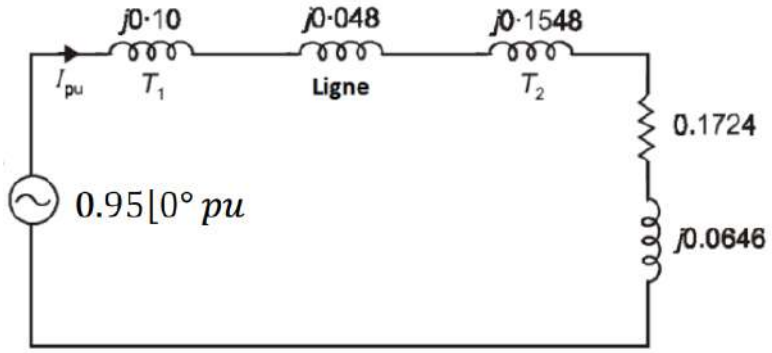
$$Z_{T2Pu,N} = Z_{T2Pu,A}\frac{{U_{b,A}}^2}{{U_{b.N}}^2}\frac{S_{b,N}}{S_{b.A}} = j0.1\frac{440^2}{433^2}\frac{3000}{2000} \rightarrow ZT2 = j0.154\ p$$

- Charge :

$$Z_{Charge\ PU} = \frac{Z_{charge}}{Z_{b3}} = \frac{0.8+j0.3}{5.64}$$

$Z\ charge = 0.172 + j0.064\ pu$

- $V_{Spu} = \frac{V_S}{V_{b1}} = \frac{220\lfloor 0°}{230} = 0.95\lfloor 0° \, pu$



2. Calcul du courant dans la charge :

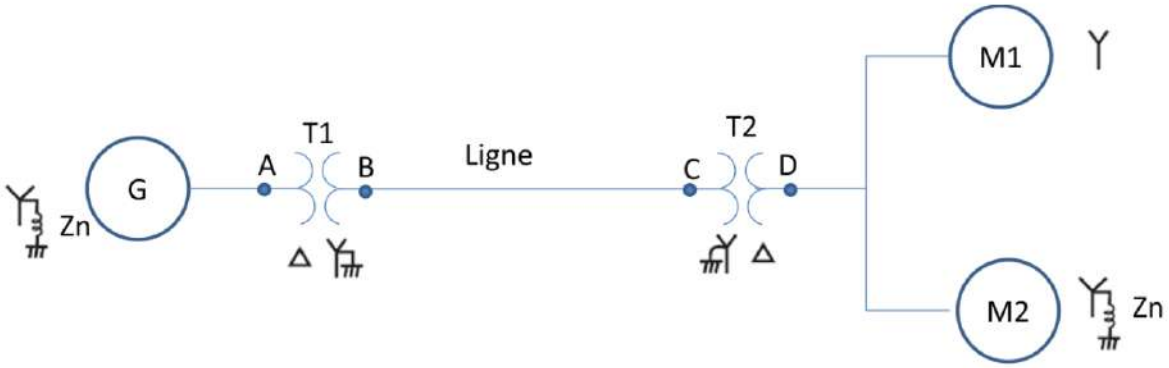
$$I_{PU} = \frac{0.95\lfloor 0°}{j(0.1 + 0.048 + 0.154 + 0.064) + 0.172} = \frac{0.95\lfloor 0°}{0.4058\lfloor 65.86°}$$

$IPU = 2.355\lfloor$-65.86° pu

$I\,ch = IPU \times Ib3 = 2.355\lfloor$-65.86° ×25.4 → $Ich = 59.83\lfloor$-65.86° A

Exercice 06 (défaut asymétrique monophasé)

Soit le diagramme unifilaire suivant :



1. En utilisant 50 MVA et 11 kV comme base ; tracer le diagramme des impédances pour les trois séquences :

G1 : 50 MVA, 11 kV, X_{G1}=20%. X_0=6%. Xn=2.5 Ω.

M1 : 30 MVA, 10 kV, X_{M1}=25%. X_0=6%

M2: 15 MVA, 10 kV, X_{M2}=25%. X_0=6% ; Xn=2.5 Ω.

T1 : 60 MVA, 10.8 kV – 121 kV, X_{T1}=10%.

T2 : 60 MVA, 121 kV -10.8 kV, X_{T2}=10%.

Ligne : X_l=100 Ω, X_0=300 Ω.

2. Un défaut monophasé est survenu au nœud D, calculer le courant de court-circuit.

Solution 06 :

Tableau des bases

	S (MVA)	V (KV)	Z (Ω)
Zone 1	50	$V_{b1} = 11$	$Z_{b1} = \frac{11^2}{50} = 2.42$
Zone 2	50	$V_{b2} = 11 \times \frac{121}{10.8} = 123.2$	$Z_{b2} = \frac{123.2^2}{50} = 303.56$
Zone 3	50	$V_{b3} = 123.2.\frac{10.8}{121} = 11$	$Z_{b3} = \frac{11^2}{50} = 2.42$

1. Diagramme des impédances :

- Générateur G1 :

$Z_d\ G1 = ZiG1 = j0.2\ pu$

$Z_h\ G1 = j0.06\ pu$

$Z_{nG1} = \frac{2.5}{2.42}$

$\rightarrow ZnG1 = j1.033pu$

- Transformateur T1 :

$$Z_{dT1} = Z_{iT1} = Z_{hT1} = j0.1\ \frac{50}{60}\frac{10.8^2}{11^2}$$

$= j0.0803\ pu$

- Transformateur T2 :

$$Z_{dT2} = Z_{iT2} = Z_{hT2} = j0.1\ \frac{50}{60}\frac{10.8^2}{11^2}$$

$= j0.0803\ pu$

- Ligne :

$$Z_{dL} = Z_{iL} = \frac{Z_L}{Z_{b2}} = \frac{j100}{303.56}$$

$= j0.329\ pu$

$$Z_{hL} = \frac{Z_{Lh}}{Z_{b2}} = \frac{j300}{303.56}$$

$= j0.988\ pu$

- Moteur M1 :

$$Z_{d\,M1} = Z_{iM1} = j0.25\frac{50}{30}\frac{10^2}{11^2}$$

$= j0.344\ pu$

$$Z_{h\,M1} = j0.06\,\frac{50}{30}\frac{10^2}{11^2}$$

$= j0.082\ pu$

- Moteur M2 :

$$Z_{d\,M2} = Z_{iM2} = j0.25\frac{50}{15}\frac{10^2}{11^2}$$

$= j0.688\ pu$

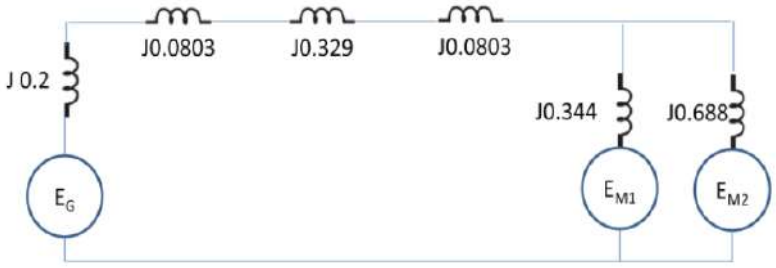
$$Z_{h\,M2} = j0.06\,\frac{50}{15}\frac{10^2}{11^2}$$

$= j0.164\ pu$

$$Z_{nM2} = \frac{2.5}{2.42}$$

$\rightarrow ZnM2 = j1.033pu$

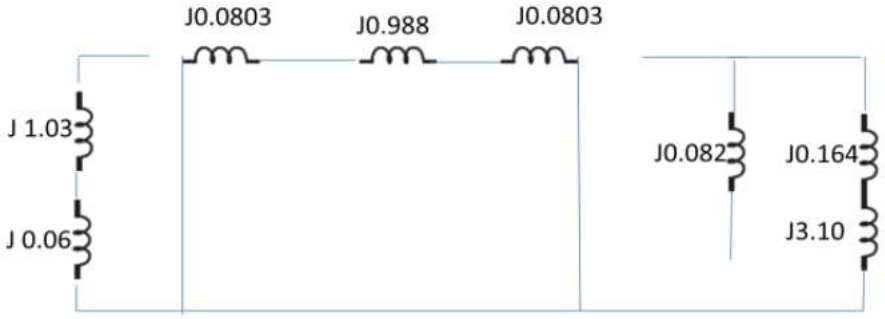
- **Séquence positive :**



- **Séquence négative :**



- **Séquence nulle :**



2. Défaut homopolaire au niveau des moteurs (au point D) :

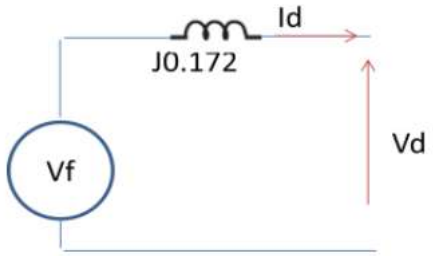
- **Diagramme de la séquence directe :**



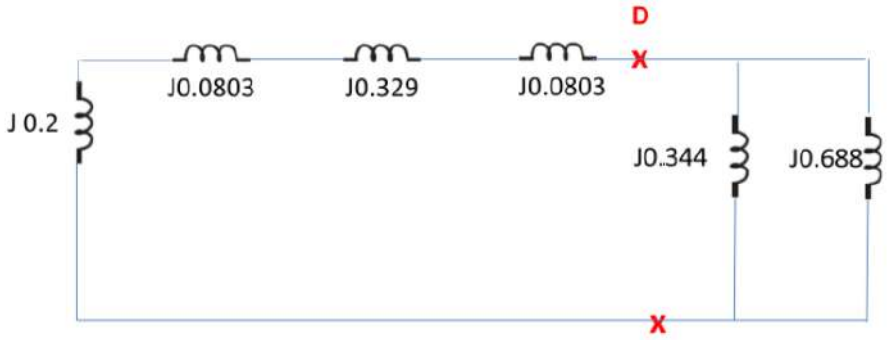
$Z_{th,\,D} = (j0.2 + j0.0803 + j0.329 + j0.0803)//(j0.344\ //j0.688)$

$Z_{thD} = j0.172\ pu$

$V_f = 10/\ 11 = 0.909\ pu$

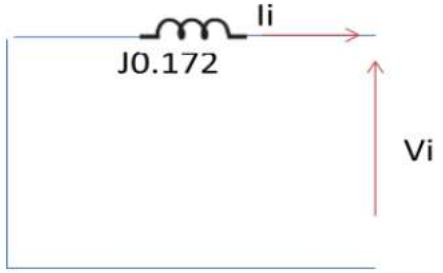


- **Diagramme de la séquence inverse :**



$ZthI = (j0.2 + j0.0803 + j0.329 + j0.0803)//(j0.344\ //j0.688)$

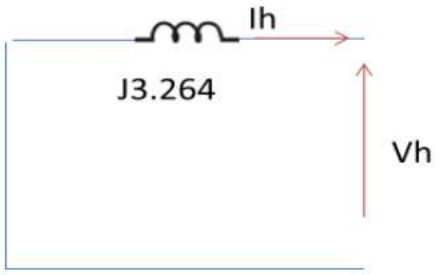
$ZthI = j0.172\ pu$



- **Diagramme de la séquence homopolaire :**



$ZthH = j0.164 + j3.10 = j3.264\ pu$



Pour un défaut monophasé, les trois séquences sont en série, les courants directe, inverse et homopolaire sont égaux et vaut :

$$I_d = I_i = I_h = \frac{V_f}{Z_d + Z_i + Z_h} = \frac{0.909}{j3.264 + j0.172 + j0.172}$$

$= -0.252\ pu$

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 3\frac{E}{Z_d+Z_i+Z_h} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1.341 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} pu$$

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1.341 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \times I_{b3} = \begin{bmatrix} -3.52 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad KA$$