



République Algérienne Démocratique et Populaire
Université de Mostaganem
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département Génie électrique



MEMOIRE

Présenté pour obtenir le diplôme de

MASTER En Electrotechnique

Spécialité : Réseaux Electriques

Par :

MOKADEM Mohammed

Intitulé du sujet :

Évaluation du dimensionnement et construction des lignes électriques de moyenne tension à Adrar

Soutenu le 06/ 07 / 2026 devant le jury composé de :

Président	GOUMRI Leila	MCA	Université de Mostaganem
Encadreur	BEKKOUCHE Benaissa	Pr	Université de Mostaganem
Examineur	CHAOUCH Abdallah	Pr	Université de Mostaganem

2025/2026

Remerciements et Gratitude

Avant toute chose, je remercie Dieu Tout-Puissant, qui nous a accordé la force, la patience et la détermination nécessaires à la réalisation de ce travail. Sans Sa grâce, rien n'aurait été possible.

J'adresse mes sincères remerciements et ma profonde gratitude à mon encadreur, Monsieur BEKKOUCHE Benaissa, pour ses précieux conseils, son soutien indéfectible et ses encouragements tout au long de ce projet.

Je remercie également chaleureusement le professeur GOUMRI Leila, qui nous a fait l'honneur de présider le comité de discussion.

Je remercie le professeur CHAOUCH Abdallah d'avoir accepté d'examiner ce travail et de faire partie du jury.

Je souhaite également exprimer ma gratitude à tous les professeurs de l'Université Abdelhamid Ben Badis de Mostaganem qui ont contribué à ma formation, et plus particulièrement à ceux du département de génie électrique, dont les connaissances et le dévouement ont grandement enrichi mon parcours universitaire.

Enfin, je remercie sincèrement toutes les personnes qui ont contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce travail et qui m'ont apporté leur aide, leur soutien et leurs encouragements.

Dédicace

À l'âme de ceux qui ne seront jamais oubliés, à tous ceux qui ont contribué à ce que j'en sois arrivé là.

Aujourd'hui, je dédie ce travail

Je dédie tout d'abord et avant tout à mes chers parents, qui ont toujours été une source d'inspiration et de soutien. Grâce à Dieu, puis à leurs efforts inlassables, je peux aujourd'hui me tenir ici. À mon cher père

MOKADEM Mabrouk, toujours prêt à donner tout ce qu'il pouvait pour mon bonheur et mon épanouissement, et à ma chère mère **DRAOUL.N**, qui incarne l'amour et le sacrifice, et a été mon pilier.

Dans toutes les étapes de ma vie

Je dédie également ce travail à mes frères bien-aimés **MOKADEM Ahmed**, **MOKADEM Abdellah**, **MOKADEM Ibrahim Khalil** ainsi qu'à mes sœurs **MOKADEM.F** et **MOKADEM.Z**, qui ont toujours été à mes côtés. Leur soutien et leurs conseils ont été une véritable source de force tout au long de ce parcours

Je dédie également ce travail à toute ma famille, qui a partagé avec moi chaque moment de cet accomplissement, en m'apportant tout le soutien et l'aide dont j'avais besoin

Enfin, je dédie ce travail à moi-même, qui n'ai jamais abandonné et n'ai cessé de poursuivre mes objectifs, ainsi qu'à ma famille et à tous ceux qui ont contribué à cette réussite

Liste des abréviations

THT : Très hautes tensions

TBT : Très basses tensions

HT : haute tension

HTA : haute tension catégorie A (1KV à 50KV).

MT : moyenne tension

BT : Base tension

NVS : nappe voûte soudé

NSAH : nappe soudé à armements horizontales Support

BSG : support métallique à bras soudé galvanisé

IACM : Interrupteur Aérien à Commande Manuelle

IATCT : L'interrupteur aérien télécommandé à ouverture dans le creux de tension

DMT : Dispositif de Mise à la Terre

An orange banner with a scroll-like design, featuring a tab on the top right and a circular fastener on the bottom left. The word "Sommaire" is centered on the banner in a black serif font.

Sommaire

Sommaire

Remerciements et Gratitude	3
Dédicace.....	4
Liste des abréviations	5
Sommaire	7
الملخص	14
Résumé	15
Abstract	16
Introduction générale.....	18
Chapitre I : Introduction au réseau électrique Algérien	
Introduction	21
I.1 Composition d'un réseau électrique	21
I.3. Diagramme unifilaire d'un réseau :.....	21
I.4. Les éléments constitutifs d'un réseau d'énergie électrique	22
I.4.1. La source :	22
I.4.2. Les lignes électriques :	22
I.4.3. Les transformateurs de puissance :	23
I.4.4. Les postes électriques.....	23
I.4.4.1 Types des postes :	23
I.4.4.2 Les différents éléments de poste électrique :	24
I.5. Les classifications des tensions du réseau électrique :.....	25
I.6 Classifications des réseaux électriques :	25
I.6.1 Réseaux électrique Algérien	25
I.6.1.1 Structure du réseau :	25
I.6.1.2 Le Réseaux Interconnecté Nord (RIN)	25
I.6.1.3 Capacité installée	26
I.6.1.4 Infrastructure de transport	26
I.6.1.5 Les Systèmes Isolés du Sud (Pôles Isolés)	26
I.6.1.6 Statistiques sur l'électricité en Algérie	26
I.7 Réseau de la région Ouest.....	27
I.7.1 L'importance du centre régional	27
I.7.1.1 Centrales électriques	27
I.7.1.2 Structure de l'infrastructure	27
I.7.1.3 Interconnexion internationale	27
I.7.1.4 Répartition stratégique	27
I.8 Réseaux de répartition et de distribution (HTA/BT).....	27
I.8.1 Structures d'un réseau	28
I.8.1.1 Les réseaux radiaux	28

I.8.1.2 Les réseaux maillés	29
I.9 Description du réseau électrique d'Adrar	29
I.9.1 La production d'énergie au niveau du réseau	30
I.4.2 Le réseau de transport	31
I.4.3 centrales d'énergie renouvelable	31
I.4.3.1 Caractéristiques de la ferme éolienne.....	31
I.9.3.2 centrales d'énergie solaire	32
I.10 L'impact des régions sur l'exploitation du réseau électrique	32
I.10.1 Chaleur extreme	32
I.10.2 Tempêtes de sable et de poussière	33
I.10.3 Vaste territoire, faible densité de population	33
I.10.4 Difficultés d'entretien et de réparation	33
I.10.5 Intégration des énergies renouvelables.....	33
Conclusion	33

Chapitre II : Les lignes de transport d'électricité à moyenne tension

Introduction	35
II.1. Architecture en MT	35
II.1.1 Réseau en double dérivation simple :	35
II.1.2 Réseau en dérivation multiples.....	35
II.1.3 : Réseaux à structure en coupure d'artère	36
II.1.4 Réseaux ruraux	37
II.2. Les poste de transformation	37
II.2.1 Schémas des postes à couplage de barres	38
II.2.2 Amélioration de maintenabilité et de la sécurité	38
II.2.2.1 Une structure un jeu de barres en deux tronçons séparés par un sectionneur	38
II.2.2.2 Schéma à double antenne-simple jeu de barres	38
II.2.2.3 Schéma à double antenne-double jeu de barres.....	39
II.2.3.3 Schéma en anneau.....	39
II.3. Modélisation de réseau :	40
II.4. Conducteurs utilisés en MT	42
II.4.1 Généralité sur les conducteurs.....	42
II.4.2 Les conducteurs utilisés en HTA par SONEGAS.....	42
II.5. Construction de la ligne	43
II.5.2 Préparation du terrain.....	43
II.5. 3 Etude mécanique de la ligne HTA.....	43
II.5. 3 .1 Coefficient de sécurité.....	43
II.5. 3.2 Canton	43
II.5. 3.3 La portée.....	43
II.6. 3.3.1 La portée équivalente	43
II.5. 3.3.2 La portée maximale.....	43

II.5. 3.4 Flèche	44
II.5. 3.5 Efforts appliqués sur les conducteurs.....	44
II.5. 3.5.1 L'effort exerçant sur le conducteur dû à la traction	44
II.5. 3.5.2 Effort dû au poids du conducteur.....	44
II.5. 3.5.2.1 Pour les supports d'alignement.....	45
II.5. 3.5.2.2 Support d'angle de portées inégales.....	45
II.5. 3.5.2.3 Support d'arrêt	45
II.5. 3.6 La distance minimal "e" entre phases	47
II.5. 3.7 La distance entre la ligne et le sol (la grade au sol).....	47
II.5. 3.8 Calcul de la variation de tension mécanique	48
II.5. 3.9 Calcul des pentes de la ligne	48
II.5. 3.10 Inclination et retournement des chaines	48
II.5. 3.10.1 Ensembles d'ancrage et d'alignement :	48
II.5.4 La mise à la terre et les émergences	49
II.5.5 Réseaux HTA souterrains:	50
II.5.5.1 Équipements Souterrains (Lignes HTA) :	50
II.5.5.3 Travaux de remblayage et de réparation des surfaces	52
II.6 Réseaux de distribution à ADRAR Région de Reggane	55
II.6.1 Introduction	55
II.6.3. Les équipements de lignes Moyenne Tension.....	55
II.6.4. Les types de transformateur	59
II.6.4.2 Un transformateur en cabine.....	60
Conclusion	61

Chapitre III : Calcul et simulation de la ligne électrique HTA

Introduction	64
III.1 Calcul de la puissance	64
III.1.1 La puissance installée P_i	64
III.1.2 Calcul de la puissance maximale :	65
III.1.3 La puissance apparente :	66
III.1.4 La puissance active :	66
III.2 Calcul des courants	66
III.2.1 le courant nominal I_n :	66
III.2.2 le courant de court-circuit I_{cc} :	66
III.2.3 le courant admissible I_z :	66
III.3 La chute de tension	67
III.4 Les pertes techniques.....	67
III.5 Choix des conducteurs.....	67
III.6 Choix du transformateur	68
III.6.1 Calcul de la puissance apparente.....	68
III.6.2 Calcul du rapport de transformation.....	68

III.6.3 Le courant secondaire	68
III.6.3 Le courant primaire	68
III.7 protection contre les risques électriques sur réseau MT	68
III.7.1 Principe général de la protection contre les chocs électriques	69
III.7.1.1 Protection contre le contact direct	69
III.7.1.2 Protection contre le contact indirect	69
III.7.2 Protection des transformateurs et des circuits	70
III.7.2.1 Protection des transformateurs	70
III.7.2.2 Protection des circuits aval.....	72
III.7.2.3 Sélectivité entre dispositifs de protection en amont et en aval du transformateur	72
III.7.2 Protection d'un transformateur MT / BT par disjoncteur.....	73
III.7.2.1 Maintenance	74
III.7.2.2 Performances de protection.....	74
III.7.2.3 Sélectivité avec l'installation BT	74
III.7.2.4 Courant d'appel.....	74
III.7.2.5 Courant de défaut de phase de faible amplitude.....	74
III.7.2.6 Courants de défaut de forte amplitude	75
III.7.2.7 Défauts à la terre de faible amplitude	75
III.7.2.8 Cas de la distribution publique	75
III.7.2.9 Choix du dispositif de protection	76
III.7.2.10 Protection contre les défauts à la terre	76
III.8 Simulation sur ETAP et résultats	77
III.7.1 Conception sur ETAP (en régime principale)	77
III.7.2 Ecoulement de puissance	77
III.7.2.1 Résultat de l'écoulement de puissance	77
III.7.3 Ecoulement de puissance (en régime de secours)	79
III.7.3.1 Résultat de l'écoulement de puissance	80
III.7.3.2 Interprétation :	81
III.7.4 Propose d'une deuxième source :	82
III.7.4.1 Ecoulement de puissance d'une deuxième source :	82
Conclusion	85
Conclusion générale	87
Bibliographique.....	89

Liste des figures

Chapitre I : Introduction au réseau électrique Algérien

Figure I.1 : Schéma unifilaire d'un réseau

Figure I.2 : Les lignes électriques

Figure I.3 : Poste électrique haute tension

Figure I.4 : Les différents éléments dans un poste

Figure I.5 : Structure des réseaux électriques

Figure I.6 : Organisation du réseau électrique (transport et distribution de l'EE)

Figure I.7 : topologies des réseaux électriques (réseau radiale)

Figure I.8 : topologies des réseaux électriques (réseau maillée)

Figure I.9 : Schéma global du réseau isolé Adrar – In Salah

Figure I.10 : Ferme Eolienne de 10MW à Kabertène (ADRAR)

Chapitre II : Les lignes de transport d'électricité à moyenne tension

Figure II.1 : Réseau en double dérivation simple : (a). Architecture du réseau, (b) Alimentation du transformateur par les deux dérivations.

Figure II .2: Réseau à structure en coupure d'artère.

Figure II 3. Quelques variantes des réseaux en coupure d'artère (la maille).

Figure II. 4 : Quelques variantes des réseaux en coupure d'artère (La boucle).

Figure II. 5 : Quelques variantes des réseaux en coupure d'artère

Figure II.6 : Réseau rural.

Figure II.7 : Les deux principales architectures des postes. D : Disjoncteur, S : Sectionneur

Figure.II.8 : Simple jeu de barres, simple antenne et plusieurs départs.

Figure II.9 : Schémas d'un poste à couplage de barres

Figure II.10 : Schéma d'un poste à couplage de barres avec double antenne et deux jeux de barres.

Figure II.11 : Architecture à couplage de disjoncteur-Schéma à jeu de barres en anneau (ring).

Figure II. 12 : modélisation d'une ligne électrique

Figure II.13 : circuit équivalent d'une ligne courte

Figure II.14 : circuit équivalent d'une ligne moyenne

Figure II.15 : circuit équivalent d'une ligne longue

Figure II.16 : Flèche et portée d'une ligne

Figure II.20 : Poteau avec dimensions de la fouille

Figure II.22 : les nappes (poutres)

Figure II.23 : les isolateurs

Figure II.24 : les chaines d'alignement et les pinces d'ancrage

Figure II.25 : Mise à la terre d'un support métallique

Figure II.26 : les émergences et leurs protections

Figure II.27 : câble Souterrain

Figure II. 28 : les accessoires de raccordement : (a) Extrémités ; (b) Boîtes de Jonction

Figure II. 29 : La pose du câble dans la tranché

Figure II. 30 : Déroulage du câble

Figure II. 31 : Les différents galets de déroulage du câble

Figure II. 32 : Pose du câble en croisement ou à proximité de canalisations diverses

Figure II. 33 : Pose du câble à proximité des câbles de télécommunication

Figure II. 34 : Pose du câble à la traversée de route

Figure II. 35 : Pose du câble à la traversée de voie piétonne

Figure II.36 : Câble aériens.

Figure II.37 : chané isolateurs CTV 175 4E.

Figure II.38 : Interrupteur Aérien à Commande Manuelle.

Figure II.39 : L'interrupteur aérien télécommandé à ouverture dans le creux de tension [IATCT].

Figure II.40 : Disjoncteur MT

Figure II.41 : fusible MT

Figure II.42 : le parafoudre

Figure II.43 : Un dispositif de Mise à la Terre (DMT)

Figure II.44 : Un transformateur aérien.

Figure II.45 : mise en place d'un transformateur sur poteau

Figure II. 46 : Un transformateur

Figure II.47 : Un transformateur en cabine.

Chapitre III : Calcul et simulation de la ligne électrique HTA

Figure III.1 : Protection assurée en plaçant les parties actives hors de portée. Les distances de sécurité sont fixées par la CEI 61936.

Figure III.2 : Protection par installation de barrières. Les distances de sécurité sont fixées par la CEI 61936.

Figure III.4 : Sélectivité entre fusibles de protection amont et disjoncteur BT aval pour la protection transformateur

Figure III.3 : Protection contre les défauts à la terre dans les enroulements

Figure III.5 : Unifilaire des fusibles MT et des disjoncteurs BT

Figure III.6 : Localisation d'un défaut

Figure III.8 : Protection par disjoncteur

Liste de tableau

Chapitre I : Introduction au réseau électrique Algérien

Table I.1: Les données du réseau algérien

Table I.2 : la production d'électricité en Algérie 2019

Table I.3 : Groupes en présence au niveau du réseau isolé d'Adrar – In Salah

Table I.4 : Caractéristiques des lignes électriques au niveau du réseau isolé Adrar In Sala

Table I.5 : Caractéristiques des éoliennes à installer au niveau de la ferme de Kaberten.

Table I.6 : Puissance installées des centrales photovoltaïques.

Chapitre II : Les lignes de transport d'électricité à moyenne tension

Tableau II 1 : les conducteurs en aluminium

Table II. 2: caractéristiques des conducteurs en alu-mélec.

TableauII.3 : Distances à observer lors de la pose des câbles secs.

Chapitre III : Calcul et simulation de la ligne électrique HTA

Table III.1 : tableau des coefficients de simultanéité

Table III.2 : coefficients de la nature des conducteurs K

Table III.4 : Le résultat de chute de tension (en régime de secours)

Table III.5 : Les résultats de puissance active et les pertes techniques (en régime de secoure)

Table III.6 : Les résultats de la chute de tension de deuxième source

Table III.7 : Les résultats de puissance active et les pertes techniques de deuxième source

الملخص

يركز هذا مشروع على دراسة شبكات توزيع الكهرباء ذات الجهد المتوسط، مع تطبيق خاص على شبكة منطقة أدرار. والهدف الرئيسي هو فهم الخصائص التقنية لخطوط الجهد المتوسط، وتصميمها، وتقييم أدائها باستخدام برنامج ETAP. في البداية، يعرض البحث شبكة الكهرباء الجزائية، وهيكلها الخاص بالتوليد والنقل والتوزيع، بالإضافة إلى الخصائص المميزة لشبكة منطقة أدرار. وتسلط الدراسة الضوء على التحديات المتعلقة بالظروف المناخية الصحراوية، لا سيما ارتفاع درجات الحرارة، والعواصف الرملية، والمسافات الطويلة التي تتطلبها عملية نقل الطاقة. أما الجزء الثاني، فيُخصص لخطوط نقل الطاقة ذات الجهد المتوسط. ويصف هذا الجزء مختلف بنى شبكات الجهد المتوسط (الشعاعية، والمتشعبة، والخط الرئيسي)، والمحطات الفرعية، والموصلات المستخدمة من قبل شركة سونلغاز، والجوانب الميكانيكية للخطوط الهوائية. وتركز الحسابات على المسافات بين الخطوط، والانحناءات، والإجهادات الميكانيكية، والدعامات، والعوازل، وأنظمة التأريض. أخيراً، تتناول هذه المذكرة حساب المعايير الكهربائية لخطوط نقل الطاقة، بما في ذلك الطاقة المنقولة، والتيارات، وانخفاضات الجهد، والضياعات التقنية. كما تُدرس طرق اختيار الموصلات والمحولات وأجهزة الحماية. ويتيح نمذجة الشبكة ومحاكاتها باستخدام برنامج ETAP تقييم سلوك الخط والتحقق من مطابقته لمتطلبات التشغيل واستمرارية الخدمة.

Résumé

Ce mémoire porte sur l'étude des réseaux électriques de distribution moyenne tension, avec une application particulière au réseau de la région d'Adrar. L'objectif principal est de comprendre les caractéristiques techniques des lignes MT, de réaliser leur dimensionnement et d'évaluer leurs performances à l'aide du logiciel ETAP.

Dans un premier temps, le travail présente le réseau électrique algérien, sa structure de production, de transport et de distribution ainsi que les particularités du réseau de la région d'Adrar. L'étude met en évidence les défis liés aux conditions climatiques sahariennes, notamment les fortes températures, les tempêtes de sable et les longues distances de transport de l'énergie.

La deuxième partie est consacrée aux lignes électriques moyennes tension. Elle décrit les différentes architectures de réseaux MT (radiaux, maillés, coupure d'artère), les postes de transformation, les conducteurs utilisés par SONELGAZ ainsi que les aspects mécaniques des lignes aériennes. Les calculs portent notamment sur les portées, les flèches, les efforts mécaniques, les supports, les isolateurs et les systèmes de mise à la terre.

Enfin, le mémoire traite du calcul des paramètres électriques des lignes, notamment les puissances transportées, les courants, les chutes de tension et les pertes techniques. Les méthodes de choix des conducteurs, des transformateurs et des dispositifs de protection sont également étudiées. Une modélisation et une simulation du réseau sous ETAP permettent d'évaluer le comportement de la ligne et de vérifier sa conformité aux exigences techniques et de continuité de service.

Abstract

This thesis focuses on the study of medium-voltage electrical distribution networks, with a particular application to the network in the Adrar region. The main objective is to understand the technical characteristics of MV lines, to design them, and to evaluate their performance using ETAP software. Initially, the work presents the Algerian electrical grid, its generation, transmission, and distribution structure, as well as the specific characteristics of the Adrar region's network. The study highlights the challenges related to Saharan climatic conditions, particularly high temperatures, sandstorms, and the long distances involved in power transmission.

The second part is dedicated to medium-voltage power lines. It describes the different MV network architectures (radial, meshed, main break), substations, the conductors used by SONELGAS, and the mechanical aspects of overhead lines. The calculations focus on spans, sags, mechanical stresses, supports, insulators, and grounding systems.

Finally, the thesis addresses the calculation of electrical parameters for power lines, including transmitted power, currents, voltage drops, and technical losses. Methods for selecting conductors, transformers, and protection devices are also examined. Network modeling and simulation using ETAP software allow for the evaluation of line behavior and verification of its compliance with technical and service continuity requirements.

Introduction générale

Introduction générale

Un réseau électrique est une infrastructure qui achemine l'énergie électrique depuis la source jusqu'aux consommateurs avec différents niveaux de tension, souvent plus élevés que pour les particuliers. Il s'agit d'un système interconnecté de lignes, de câbles souterrains et de transformateurs, qui transporte une grande puissance pour alimenter les machines, les processus des usines et des industries.

D'un point de vue économique, les machines et les équipements affectés à chaque étape de la production doivent fonctionner en continu. Par conséquent, le réseau d'alimentation électrique doit être aussi robuste et ininterrompu que possible. En effet, une coupure de courant entraîne souvent des dysfonctionnements dans la production, causés par des défauts internes ou externes, puisqu'il est quasiment impossible d'atteindre un réseau totalement exempt de pannes.

Afin d'éviter les conséquences économiques des coupures de service (dommages matériels, pertes de production, baisse des ventes, etc.), qui constituent une préoccupation majeure pour les industriels, des méthodes d'ingénierie rigoureuses doivent être appliquées lors de la conception des réseaux d'alimentation électrique des sites industriels.

Le concepteur doit également tenir compte de toutes les caractéristiques et de toutes les tailles des sites industriels. C'est indispensable, mais y parvenir n'est pas chose facile en raison de l'ampleur du domaine et de la diversité des processus. Cette conception relève d'un véritable Art qui doit s'exercer dans le respect des normes, de la réglementation et de l'environnement afin d'assurer l'optimisation technico-économique de ce réseau.

Le dimensionnement d'une installation électrique constitue un art complexe, car il nécessite de prendre en compte des impératifs techniques, normatifs, économiques, contractuels et stratégiques.

Généralement le transport de l'énergie électrique peut donc se faire par deux voies de transmission, à savoir aérienne ou bien la voie souterraine. Lors de notre stage au niveau de la direction de distribution de SONEGAS, nous avons remarqué que les lignes aériennes nues sont les plus utilisées, surtout pour la distribution de la moyenne tension.

La construction d'une ligne électrique aérienne n'est pas une chose aisée car elle dépend de certains paramètres comme la puissance à transporter, tension en ligne, distance sur laquelle s'effectue le transport. Ceux-ci imposent des choix et des calculs judicieux des matériaux et éléments entrant dans sa réalisation.

Une ligne aérienne doit répondre à certaines spécifications, ceci à travers la nature climatique de la région d'ADRAR, la détermination des caractéristiques des conducteurs en ligne à utiliser, le choix du type de support à utiliser, de la chaîne d'isolateur, le calcul des portées et paramètre linéique de la ligne.

Donc, suite à ce stage nous avons décidé d'approfondir nos connaissances et se lancer dans le dimensionnement et la vérification d'un tronçon d'une ligne électrique aérienne de moyenne tension.

Dans ce contexte, notre mémoire de fin d'étude, sera organisé sur trois chapitres présentés comme suit :

- Le premier chapitre traitera une introduction générale au réseau électrique algérien, incluant des statistiques sur la production et la consommation d'énergie en Algérie en général et dans la région de l'Adrar en particulier.
- Le second chapitre, analysera en détail les différentes configurations des lignes moyennes tension, Les poste de transformation et la modélisation des lignes. Des détails de la construction de la ligne, l'étude mécanique de la ligne MT et les circuits de mise à la terre seront décrits. Un passage rapide sur les réseaux HTA souterrains, les Travaux de pose de la canalisation les différentes techniques de Traversées des routes seront exposées.
- Le troisième chapitre sera consacré d'une part au calcul de la puissance, des courants, des chutes de tension et des pertes techniques. Ainsi les méthodes de choix des conducteurs, du transformateur et les protections contre les risques électriques sur réseau MT seront aussi décrites. La deuxième partie de ce chapitre sera dédié à une simulation de la ligne moyenne tension sous logiciel ETAP.

Enfin, nous terminerons notre travail par une conclusion générale.

A yellow banner with a scroll-like design, featuring rounded corners and a slight shadow, containing the chapter title.

*Chapitre I :
Introduction au réseau
électrique Algérien*

Introduction

L'Algérie possède un réseau électrique relativement vaste et performant pour l'Afrique. La production d'électricité y est majoritairement assurée par le gaz naturel (à hauteur de 98 %), grâce à d'importantes réserves. [1]

Les besoins en électricité du pays augmentent rapidement, de l'ordre de 6 à 8 % par an. Cette croissance est due à l'exode rural, au développement industriel et à l'utilisation accrue de la climatisation en été.

Afin de garantir un approvisionnement énergétique suffisant à long terme et de réduire la consommation de gaz domestique, le gouvernement algérien a lancé un Programme national d'énergies renouvelables. L'objectif est d'atteindre une capacité de 15 000 MW d'énergies renouvelables, principalement solaires, d'ici 2035. [2]

La principale difficulté du réseau électrique algérien réside dans l'immensité du pays. Si le nord est entièrement interconnecté, le sud dépend de pôles isolés. Le raccordement de ces zones reculées, comme Adrar, au réseau principal à haute tension constitue un enjeu majeur.

I.1 Composition d'un réseau électrique [3]

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures permettant d'acheminer l'énergie électrique des centrales de production vers les consommateurs d'électricité.

Il est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques. Les postes électriques permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs.

Un réseau électrique est dissocié en quatre grandes parties :

- ✓ **La production** : elle consiste à la génération de l'ensemble de la puissance active et la puissance réactive consommées par le réseau tout entier.
- ✓ **Le transport** : il consiste à acheminer les puissances produites par les unités de production auprès des lieux de consommation.
- ✓ **La distribution** : elle permet à chaque utilisateur d'être à proximité d'une liaison au réseau.
- ✓ **La consommation** : chaque récepteur connecté au réseau consomme une puissance active et réactive.

Les sociétés qui produisent et délivrent l'énergie électrique dans un site donné doivent veiller au respect des règles suivantes :

- Le bon fonctionnement des processus industriels,
- La sécurité des personnes,
- La stabilité des réseaux en régime permanent et en régime troublé,
- Les systèmes de protection destinés à protéger les lignes ou les machines,
- La répartition des puissances actives et réactives à chaque instant.

I.3. Diagramme unifilaire d'un réseau :

Il représente le schéma du réseau d'une manière simplifiée. Comme le montre la figure(I.1).

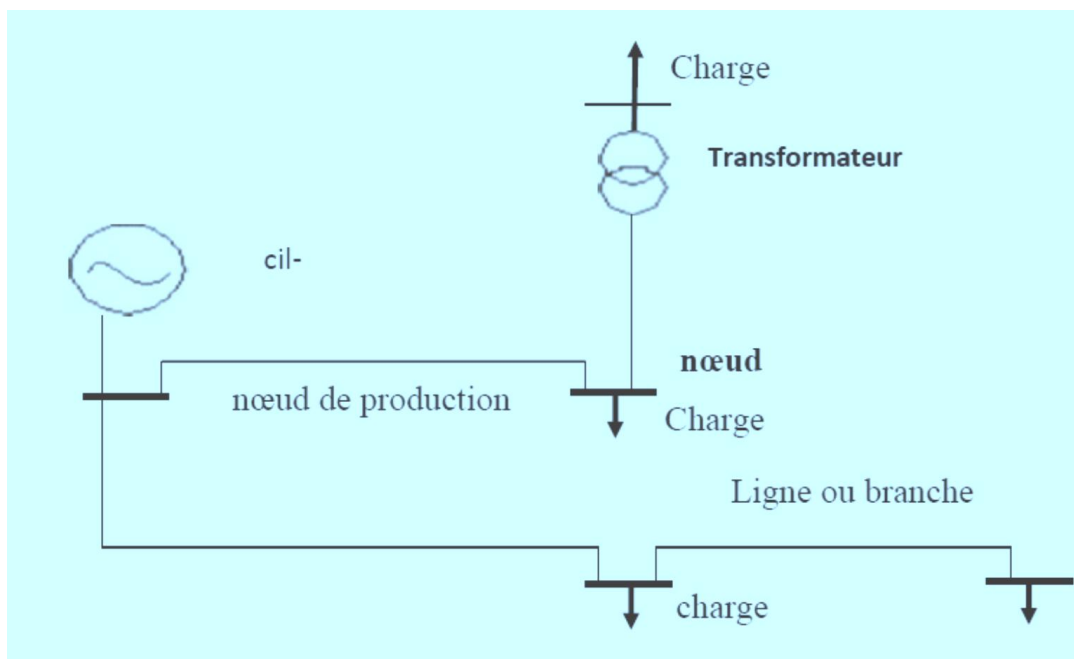


Figure I.1 : Schéma unifilaire d'un réseau

I.4. Les éléments constitutifs d'un réseau d'énergie électrique

I.4.1. La source :

La source ou le générateur est un élément de base du réseau électrique. Il constitue le coeur de l'ensemble, sa fonction est de transformer l'énergie d'origine (hydraulique ou thermique ...) en énergie électrique.

I.4.2. Les lignes électriques :

Les lignes électriques assurent la fonction "transport de l'énergie" sur les longues distances, leur rôle est donc de transporter l'énergie électrique en un site de la production vers les consommateurs. Comme le montre la figure(I.2).

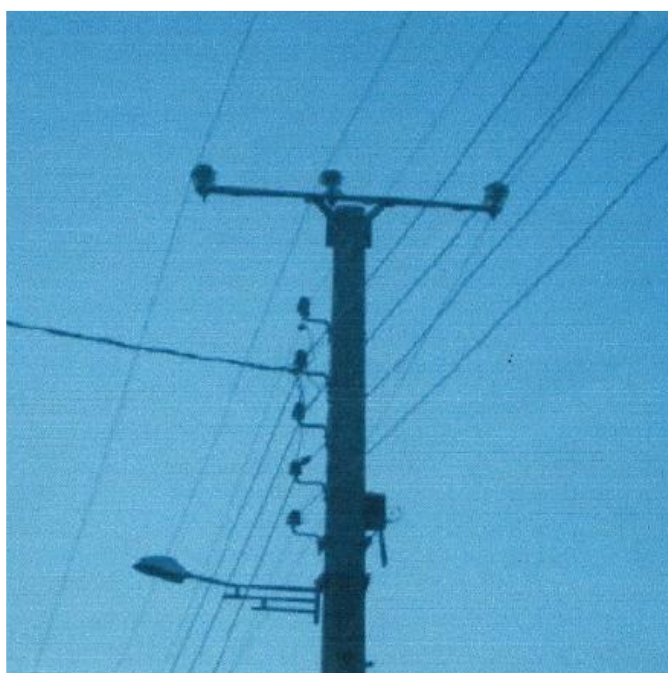


Figure I.2 : Les lignes électriques

I.4.3. Les transformateurs de puissance :

Un transformateur est un appareil destiné à transférer de la puissance en modifiant l'amplitude des signaux (courant, tension) et en conservant la même fréquence. On trouve sur les réseaux électriques deux types de transformateurs de puissance :

- ✓ les autotransformateurs qui n'ont pas d'isolement entre le primaire et le secondaire. Ils ont un rapport de transformation fixe quand ils sont en service, mais qui peut être changé si l'autotransformateur est mis hors service.
- ✓ les transformateurs avec régleurs en charge sont capables de changer leur rapport de transformation quand ils sont en service. Ils sont utilisés pour maintenir une tension constante au secondaire et jouent un rôle important dans le maintien de la tension.

Les transformateurs étant des matériels particulièrement coûteux, leur protection est assurée par différents mécanismes redondants.

I.4.4. Les postes électriques

Les postes électriques sont les noeuds du réseau électrique. Ce sont les points de connexion des lignes électriques Comme le montre la figure(I.3).



Figure I.3 : Poste électrique haute tension

I.4.4.1 Types des postes :

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

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

Les actions élémentaires essentielles aux fonctions à remplir sont réalisées par l'appareillage à haute et très haute tension installé dans le poste et qui permet:

- ✓ D'établir ou d'interrompre le passage du courant, grâce aux disjoncteurs ;
- ✓ D'assurer la continuité ou l'isolement d'un circuit grâce aux sectionneurs ;
- ✓ De modifier la *tension* de l'énergie électrique, grâce aux *transformateurs* de puissance.

Un ensemble de protections et d'automates contrôle les grandeurs électriques réduites, élaborées par des réducteurs de mesure (tension et courant principalement) et agit sur l'appareillage à haute tension afin d'assurer les conditions d'exploitation pour lesquelles le réseau a été conçu.

Nous retiendrons donc que, par définition, les appareils de coupure, ainsi que l'appareillage de mesure et de protection propre à un départ, sont regroupés dans une cellule.

Un poste comporte donc autant de cellules que de départs qui sont raccordés à ses jeux de barres.

En outre, les jeux de barres sont susceptibles de constituer plusieurs noeuds électriques par l'ouverture de disjoncteurs ; on appelle alors sommet le jeu de barres ou le tronçon de jeu de barres ainsi constitué. Le nombre des sommets d'un poste caractérise ainsi son aptitude à former des noeuds électriques.

I.4.4.2 Les différents éléments de poste électrique :

On distingue parfois les éléments d'un poste en "éléments primaires" (les équipements haute tension) et "éléments secondaires" (équipements basse tension) Parmi les équipements primaires, on peut citer :

- Transformateur électrique, - Transformateur de courant, - Transformateur de tension.
- Autotransformateur électrique. - Disjoncteur à haute tension. - Sectionneur.
- Sectionneur de mise à la terre. - Parafoudre.
- Combiné de mesure (courant + tension). - jeux de barres.

Parmi les éléments secondaires on peut citer : -relais de protection, -équipements de surveillance, - équipements de contrôle, -système de télé conduite.

- équipements de télécommunication.

- comptage d'énergie.

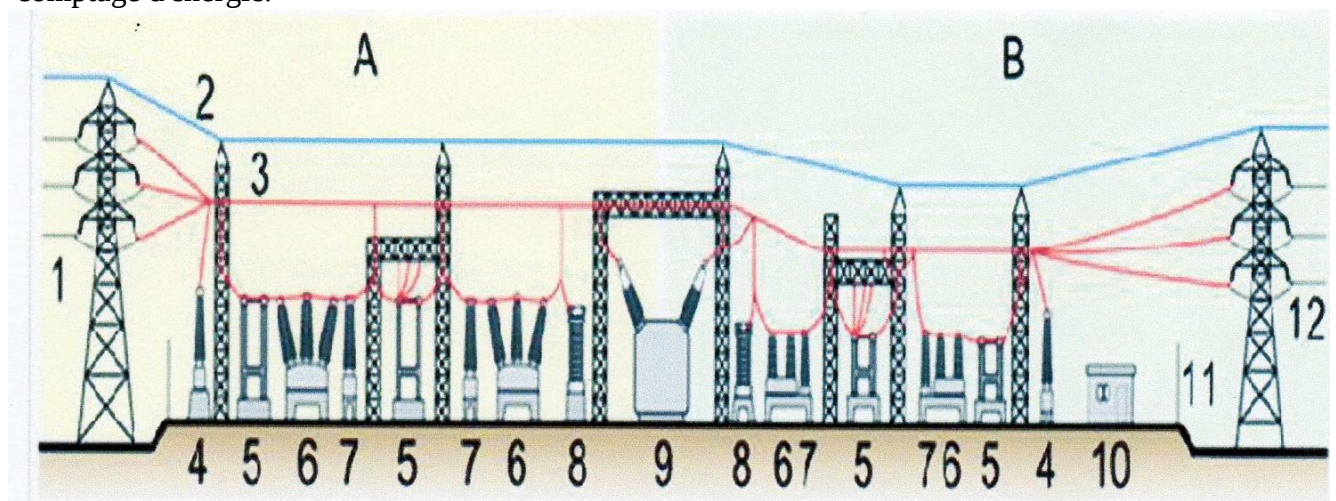


Figure I.4 : Les différents éléments dans un poste

A : Côté primaire

B : Côté secondaire

1. Ligne électrique, 2. Câble de garde, 3. Ligne électrique, 4. Transformateur de tension
 5. Sectionneur, 6. Disjoncteur, 7. Transformateur (de puissance), 10. Bâtiment secondaire, 11. Collecteur, 12. Ligne électrique secondaire

I.5. Les classifications des tensions du réseau électrique :

La nouvelle norme UTE C 18-510 définit les niveaux de tension alternative comme suit :

- > **HTB** : pour une tension composée supérieure à 50 kV
- > **HTA** : pour une tension composée comprise entre 1 kV et 50 kV
- > **BTB** : pour une tension composée comprise entre 500 V et 1 kV
- > **BTA** : pour une tension composée comprise entre 50 V et 500 V
- > **TBT** : pour une tension composée inférieure ou égale à 50 V

I.6 Classifications des réseaux électriques :

I.6.1 Réseaux électrique Algérien

I.6.1.1 Structure du réseau :

Le système électrique algérien est divisé en trois grandes parties : la production d'électricité (SPE s'en occupe), le transport (c'est GRTE qui gère) et la distribution (SADEC est aux commandes).

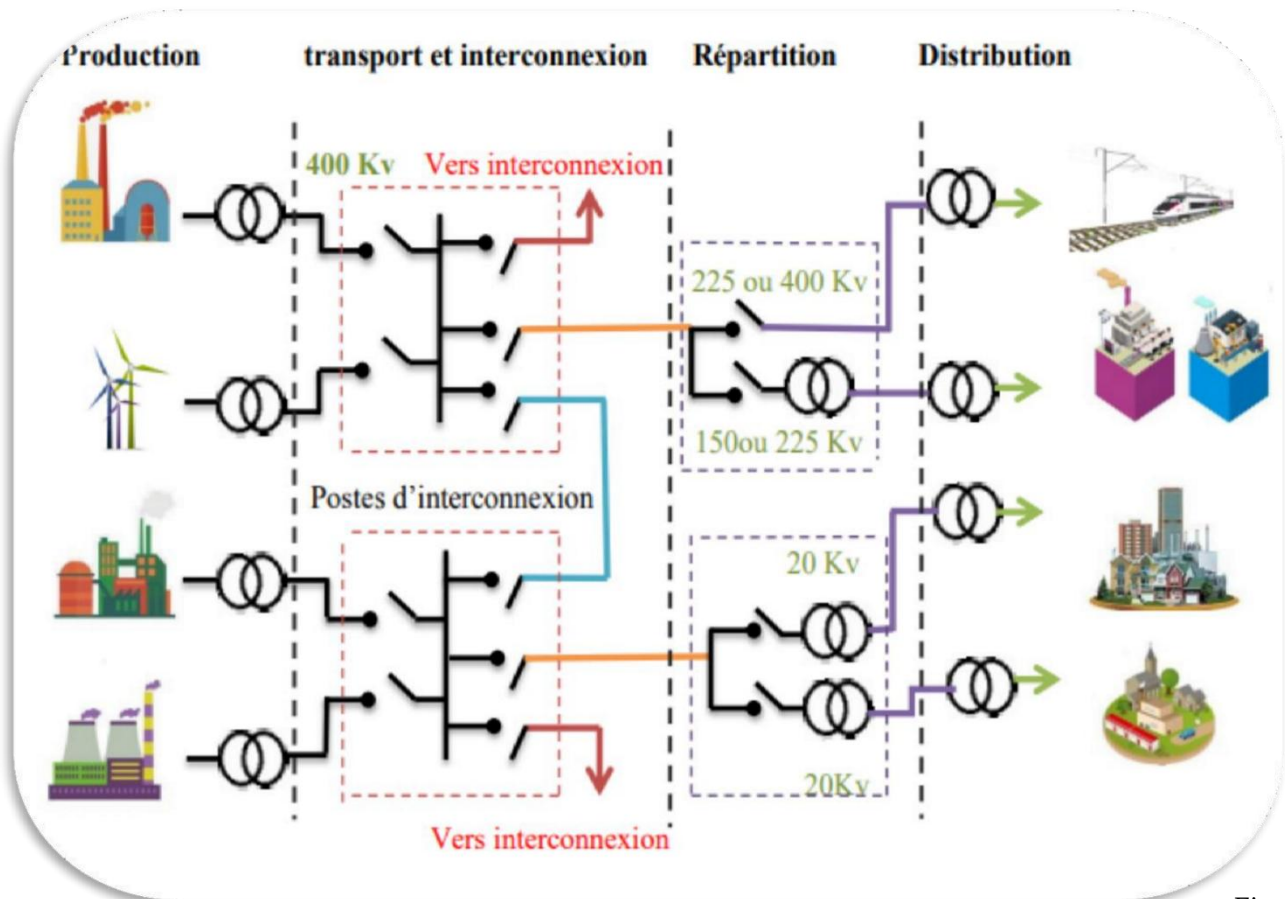


Figure I.5 :

Structure des réseaux électriques [4]

I.6.1.2 Le Réseaux Interconnecté Nord (RIN)

C'est un peu l'épine dorsale du pays. C'est une boucle à haute tension (400 kV et 220 kV) qui longe la côte nord et atteint les hauts plateaux. Ça assure un approvisionnement stable aux villes les plus peuplées.

I.6.1.3 Capacité installée

Ces dernières années, la capacité totale installée dépasse les 25 000 MW. La production est surtout assurée par des turbines à gaz à cycle combiné (CCGT) et des turbines à gaz (GT), car elles sont plus flexibles et démarrent rapidement.

I.6.1.4 Infrastructure de transport

Le réseau utilise une grosse infrastructure de plus de 30 000 km de lignes à haute tension. Les lignes de 400 kV servent d'autoroute principale pour l'électricité, transportant en grande quantité l'énergie des grosses centrales de l'est et de l'ouest vers les centres de consommation.

I.6.1.5 Les Systèmes Isolés du Sud (Pôles Isolés)

À cause du Sahara, le Sud est alimenté par plusieurs réseaux indépendants (comme celui d'Adrar) qui ne sont pas encore totalement connectés au RIN, même si des projets d'interconnexion à haute tension sont en cours.

I.6.1.6 Statistiques sur l'électricité en Algérie [4]

Pour les clients éligibles, le prix est stipulé dans le contrat commercial et fixé par l'Autorité de régulation de l'électricité et du gaz (CREG). Cette dernière détermine annuellement le tarif d'utilisation du réseau de transport pour ces clients. Les entreprises de distribution, quant à elles, fournissent l'électricité aux clients ne remplissant pas les conditions requises, et ces derniers paient selon le tarif fixé par le CREG. Sonelgaz étant le principal acteur du marché de l'électricité en Algérie, nous pouvons suivre son activité grâce aux statistiques approximatives disponibles sur son site web pour l'année 2020.

Table I.2: Les données du réseau algérien

N	PE	LRTE	LRDE	CI
9 605 625	72 395 GWh	29 644 KM	338 380 KM	8 542,5 GWh

N : Nombre de clients électricités ; **PE** : Production d'électricité ; **LRTE** : Longueur réseau de transport électrique ; **LRDE** : Longueur réseau de distribution électrique ; **CI** : Capacité installée

- **La réalité de la production et de la consommation d'électricité en Algérie**

Table I.2 : la production d'électricité en Algérie 2019

Type de production		Taux d'évolution 2018/2019%
Turbine vapeur	849,5 GWh	+7,0%
Turbine gaz	3 673,2 GWh	-11,2%
Cycle combiné	3 866,4 GWh	+32,9%
Hydraulique	17.1 GWh	-
Diesel	83,7 GWh	-19,4%
Photovoltaïque	52,4 GWh	+1,3%
Eolien	0.2 GWh	-34,2%
Totale production	8 542.5 GWh	

I.7 Réseau de la région Ouest

I.7.1 L'importance du centre régional

La région Ouest (qui couvre de grandes villes comme Oran, Tlemcen et Sidi Bel Abbès) est une des parties les plus importantes du réseau algérien à cause de sa forte densité industrielle et de sa population élevée.

I.7.1.1 Centrales électriques

Cette région abrite plusieurs grandes centrales électriques, surtout la centrale à cycle combiné de Terga (1 200 MW) à Aïn Témouchent et la centrale de Marsat El Hadjadj à Oran. Ces centrales sont essentielles pour maintenir la stabilité de la tension dans la boucle ouest.

I.7.1.2 Structure de l'infrastructure

Le réseau de l'Ouest se caractérise par un maillage solide de 400 kV et 220 kV. Cette topologie maillée garantit que si une ligne tombe en panne, l'électricité peut être redirigée par un autre chemin, ce qui améliore la fiabilité de l'alimentation.

I.7.1.3 Interconnexion internationale

Historiquement et techniquement, la région Ouest est la porte d'entrée de l'interconnexion maghrébine. Elle connecte le réseau algérien au réseau marocain via des lignes de 400 kV et 220 kV, ce qui fait partie d'un plus grand groupe synchronisé avec le réseau européen (ENTSO-E) via l'Espagne.

I.7.1.4 Répartition stratégique

Le centre de répartition régional de l'Ouest gère en temps réel l'équilibre entre la production et la demande locales, garantissant que les zones industrielles lourdes d'Oran (comme le complexe pétrochimique d'Arzew) reçoivent une alimentation électrique stable et ininterrompue.

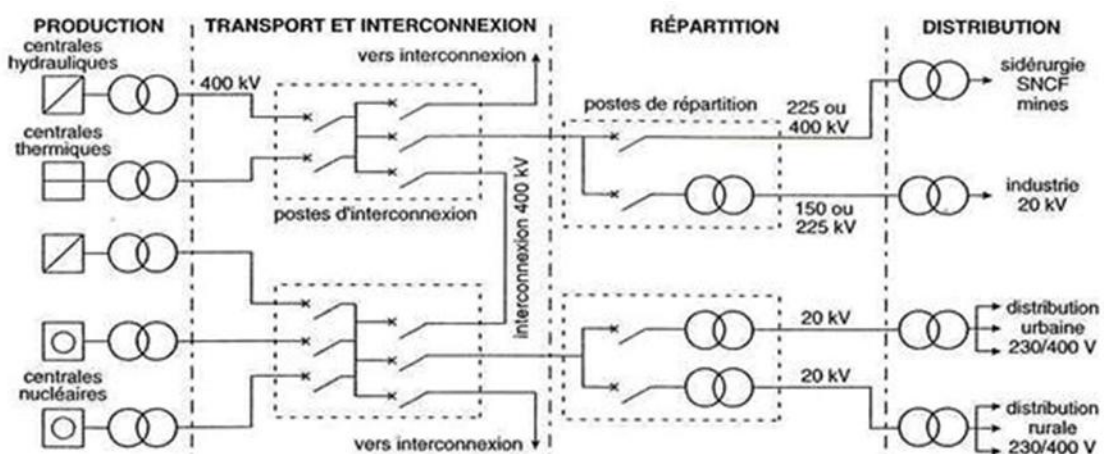


Figure I.6 : Organisation du réseau électrique (transport et distribution de l'EE)

I.8 Réseaux de répartition et de distribution (HTA/BT)

L'électricité parvient aux foyers et aux usines via les réseaux de distribution. Ces réseaux constituent la dernière étape du parcours de l'électricité et influent directement sur la qualité et la continuité de l'approvisionnement.

En Algérie, les réseaux de distribution fonctionnent généralement en moyenne tension, soit environ 30 à 60 kV. Ce réseau relie les postes de transformation, qui convertissent la haute tension en

moyenne tension, aux postes de distribution, qui convertissent la moyenne tension en basse tension. Son objectif est de fournir de l'électricité à de vastes zones avec des pertes minimales et une tension stable. Le réseau de distribution basse tension, quant à lui, fonctionne à 220/380 V et distribue l'électricité directement aux foyers, aux commerces et aux petites usines.

En Algérie, la plupart de ces réseaux sont conçus de manière simple et économique. Cependant, cette méthode présente l'inconvénient qu'une panne sur la ligne électrique peut entraîner une coupure de courant pour de nombreuses personnes.

L'exploitation des réseaux moyenne et basse tension nécessite une surveillance attentive afin de garantir la qualité de l'approvisionnement en électricité, c'est-à-dire la stabilité de la tension et de la fréquence et la minimisation des pertes. Face à l'augmentation de la consommation et à l'expansion urbaine, les compagnies d'électricité modernisent ces réseaux en installant des dispositifs de contrôle automatisés, des systèmes de protection robustes et en mettant en œuvre des technologies de réseau intelligent.

I.8.1 Structures d'un réseau [3]

I.8.1.1 Les réseaux radiaux

Ces installations se rencontrent principalement dans les réseaux de distribution moyenne tension. Leurs systèmes de protection sont simples et peu coûteux. En résumé, l'électricité est acheminée depuis un poste de transformation principal via une ligne principale (comparable à l'épine dorsale du réseau), d'où partent des lignes secondaires. Ces dernières alimentent ensuite des postes de distribution moyenne/basse tension, qui fournissent l'énergie aux réseaux basse tension utilisés par les habitations et les petits commerces.

Dans ces réseaux, les impédances des lignes sont élevées et s'accumulent. Les chutes de tension sont généralement importantes ; il est donc nécessaire de disposer de plusieurs points de compensation de la puissance réactive.

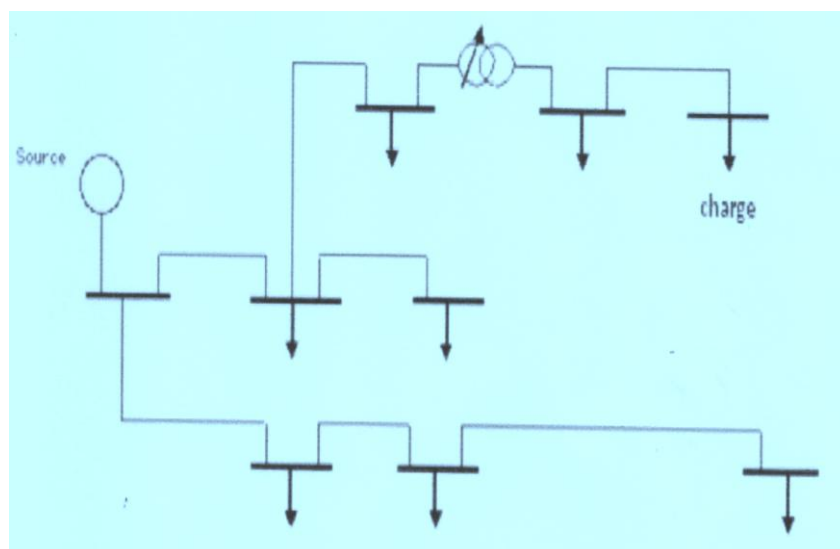


Figure I.7 : topologies des réseaux électriques (réseau radiale)

I.8.1.2 Les réseaux maillés

Pour les réseaux électriques qui distribuent l'électricité sur l'ensemble du territoire, une architecture maillée est idéale pour garantir la continuité de l'alimentation. Même en cas de panne – sur une ligne électrique ou un générateur – il n'y a généralement pas de coupure de courant. En effet, les gestionnaires du réseau appliquent la règle N-1, ce qui signifie qu'ils peuvent gérer la défaillance d'un seul élément sans que l'ensemble du réseau ne s'effondre.

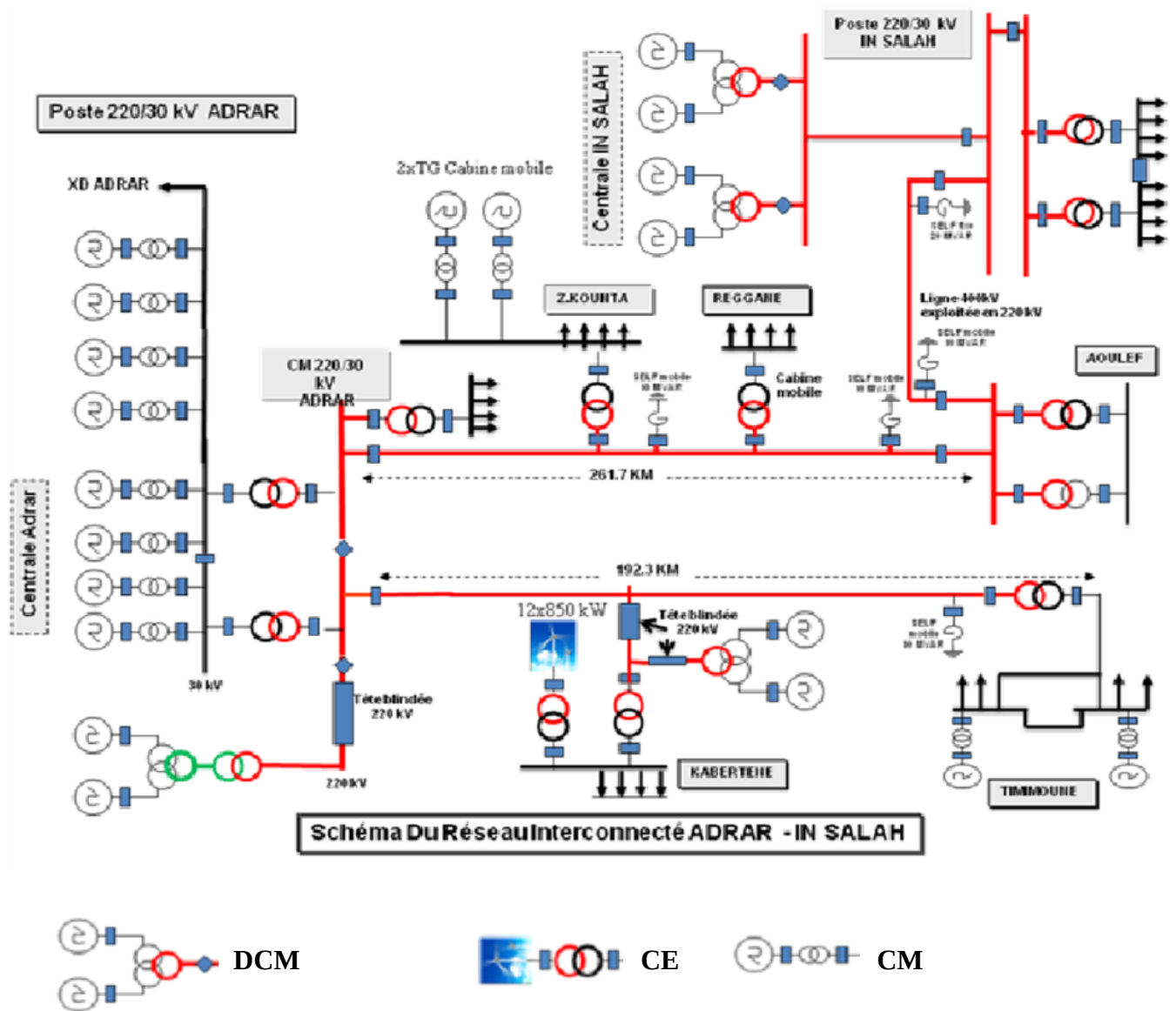


Figure I.9 : Schéma global du réseau isolé Adrar – In Salah

I.9.1 La production d'énergie au niveau du réseau

Comme je l'ai mentionné précédemment, nous disposons de cinq centrales électriques qui sont Adrar, In Salah, Kabertane, Zaouiet el Kounta et Timimoune. Adrar compte dix générateurs, In Salah en compte quatre, et les trois autres centrales (Kabertane, Zaouiet el Kounta et Timimoune) en comptent chacune deux.

➤ Centrales à turbine à Gaz

- Centrale d'Adrar : avec une puissance installée de 185 MW
- Centrale de Kabertane avec une puissance installée de 2x23 MW
- Centrale de Timimoune avec une puissance installée de 2x23 MW
- Centrale d'In Saleh avec une puissance installée de 4x23 MW

➤ Groupe Diesel

- Bordj Badji Mokhtar avec une puissance installée de 18,62 MW
- Timiaouine avec une puissance installée de 1,0 MW
- Talmine avec une puissance installée de 10,30 MW

- M'Guiden avec une puissance installée de 0,986 MW
- Ain Belbal avec une puissance installée de 1,82 MW

Table I.3: Groupes en présence au niveau du réseau isolé d'Adrar – In Salah

Centrale	Groupe	Type	S (MVA)	Centrale	Groupe	Type	S (MVA)
Adrar 1	TG1	TG	29	Z Kounta mobile	TG1	TG	25
	TG2	TG	29		TG2	TG	25
	TG3	TG	29	In Salah	TG1	TG	24
	TG4	TG	29		TG2	TG	24
Adrar 2	TG7	TG	25		TG3	TG	24
	TG8	TG	25		TG4	TG	24
Adrar 3	TG1	TG	8	Z Kabertane	TG1	TG	25
	TG2	TG	8		TG2	TG	25
Adrar TG mobile	TG1	TG	25	Timimoun TG mobile	TG1	TG	25
	TG2	TG	25		TG2	TG	25

I.4.2 Le réseau de transport

Le réseau compte 03 postes injecteurs THT/HTA (220/30 KV) et 02 cabines mobiles :

- Injecteur Kaberténe.
- Injecteur Timimoune.
- Injecteur Zaouiet Kounta.
- Cabine Mobile à Adrar
- Cabine Mobile à Reggane.

Table I.4 : Caractéristiques des lignes électriques au niveau du réseau isolé Adrar In Sala

Ligne	Tension (kV)	Longueur (km)
AOULEF - IN SALAH	220 T 400 *	135
AOULEF –ADRAR	220	273,7
ADRAR –TIMIMOUN	220	192,1

*La ligne Aoulef – In Salah est techniquement une ligne 400 kV mais fonctionne a 220 kV

I.4.3 centrales d'énergie renouvelable

I.4.3.1 Caractéristiques de la ferme éolienne

La ferme éolienne prévue à Kaberten est d'une puissance totale de 10 MW. Elle comporte 12 éoliennes de type GAMEZA G52 dont les principales caractéristiques sont mentionnées ci-dessous.



Figure I.10 : Ferme Eolienne de 10MW à Kabertène (ADRAR)

Table I.5: Caractéristiques des éoliennes à installer au niveau de la ferme de Kaberten.

Dimensions de l'éolienne	
Diameter	52 m
Nombre de pales	3
Longueur des pales	25,2
Hauteur	49 m
Caractéristiques du générateur	
Type du générateur	MADA
Puissance	850 kW
Tension	690 V
Fréquence	50 Hz/60 Hz
Nombre de paires de pole	2
Courent satirique	670 A

I.9.3.2 centrales d'énergie solaire

Les centrales photovoltaïques raccordées au réseau

Table I.6 : Puissance installées des centrales photovoltaïques

La centrale	Capacité installée [MW]
Adrar	20
Kabertène	03
Zaouiet. Kounta	06
Reggane	05
Timimoun	09
In-Salah	05
Aoulef	05

I.10 L'impact des régions sur l'exploitation du réseau électrique [6]

I.10.1 Chaleur extreme

- Les vagues de chaleur estivales entraînent une forte hausse de la consommation d'électricité, principalement due à l'utilisation intensive de la climatisation.

- Elles réduisent également le rendement des transformateurs et des lignes électriques. De plus, le risque de surcharges et de pannes de courant augmente.

I.10.2 Tempêtes de sable et de poussière

- L'accumulation de sable sur les isolateurs des lignes électriques diminue leur capacité d'isolation, augmentant ainsi le risque de défauts électriques.
- Ce phénomène perturbe également le fonctionnement des centrales solaires, réduisant la production d'énergie et augmentant les besoins en maintenance.

I.10.3 Vaste territoire, faible densité de population

- La dispersion des populations oblige à construire de très longues lignes électriques pour les alimenter.
- Il en résulte d'importantes pertes d'énergie et un coût élevé pour la maintenance du réseau.

I.10.4 Difficultés d'entretien et de réparation

- L'éloignement et la difficulté d'accès des installations allongent les délais de réparation.
- Les conditions météorologiques extrêmes accélèrent également le vieillissement du matériel électrique.

I.10.5 Intégration des énergies renouvelables

- L'énergie solaire et éolienne est intermittente et très variable, ce qui complique le maintien d'une tension stable.

Il est donc nécessaire de mettre en place des systèmes de contrôle et de stockage de l'énergie afin de garantir un approvisionnement électrique fiable.

Conclusion

Ce chapitre présente un aperçu du réseau électrique algérien, suivi d'une analyse plus approfondie de la région ouest et de la province d'Adrar. Il met également en lumière l'impact des conditions géographiques et climatiques sur le fonctionnement du réseau. Cet aperçu permet une compréhension générale du contexte énergétique local et sert d'introduction au chapitre suivant, qui examinera les réseaux de distribution moyenne tension.

Chapitre II
Les lignes de transport
d'électricité à moyenne tension

Introduction

Les lignes MT constituent un élément fondamental du réseau électrique, reliant les réseaux de transport haut tension aux postes de distribution basse tension. La moyenne tension s'étend généralement de 1 kV à 60 kV, selon la classification de la Commission électrotechnique internationale (CEI). Toutefois, en Algérie, les niveaux de 10 kV et 30 kV sont largement utilisés au sein du réseau national exploité par Sonelgaz.

Les lignes MT doivent garantir :

- ✓ La continuité de service
- ✓ La sécurité des personnes et des équipements
- ✓ Une qualité de tension conforme aux normes
- ✓ Une exploitation fiable malgré les contraintes climatiques (chaleur, vent, sable, humidité)

Ce chapitre vise donc à étudier les composantes des lignes MT : leur structure, leurs équipements, leurs méthodes de modélisation et leurs systèmes de protection, en mettant l'accent sur les aspects techniques garantissant un fonctionnement continu et sûr.

II.1. Architecture en MT [6]

II.1.1 Réseau en double dérivation simple :

C'est une structure radiale en antenne doublée à partir du jdb du poste source HT/MT.

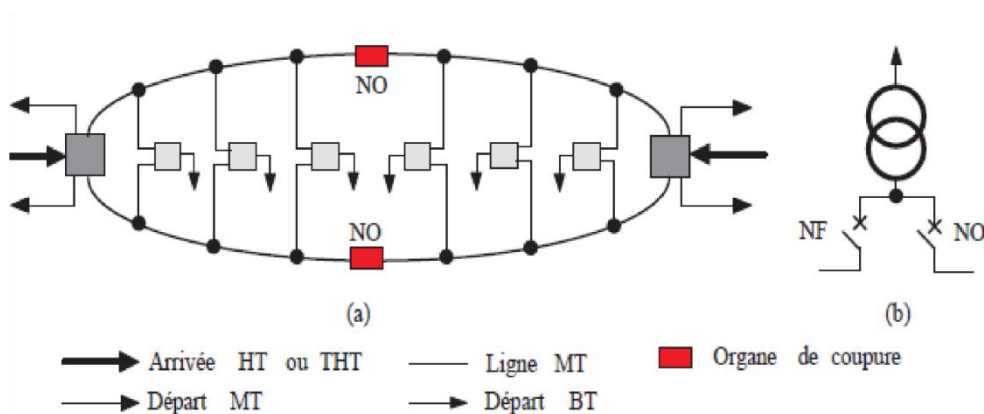


Figure II.1 : Réseau en double dérivation simple : (a). Architecture du réseau, (b) Alimentation du transformateur par les deux dérivers.

- Chaque poste HT/BT prend sa source à partir d'un câble principal et un câble de secours ;
- En cas de défaut sur le câble principal, la charge (c'est-à-dire le poste MT/BT) peut être basculée vers le câble de secours ;
- un organe de coupure est installé tous les 10 à 15 postes MT/BT pour faciliter les manœuvres lors de l'élimination de défaut ou de maintenance.

II.1.2 Réseau en dérivation multiples

Dans cette structure on trouve plusieurs départs du poste HT/MT. Chaque poste MT/BT est raccordé à deux câbles mais alimenté normalement par un seul.

Ainsi, en cas de défaut sur un câble, les postes concernés sont basculés vers l'autre câble.

Exemple : 9 poste MT/BT, 4 départs Poste 1 entre câbles 1 et 2, poste 2 entre 1 et 3, poste 3 entre 1 et 4, poste 4 entre 2 et 3, poste 5 entre 3 et 4, poste 6 entre 4 et 1 ?etc.

Il est possible que l'on spécifie le 4^{ème} câble comme câble de secours, alors dans ce cas tous les postes sont raccordés à ce câble est répartis équitablement sur les trois premiers.

II.1.3 : Réseaux à structure en coupure d'artère

Un câble part d'un poste source HT/MT, et passe successivement par les postes MT/BT à desservir avant de rejoindre soit un autre poste source HT/MT (Fig II. 2), soit un départ différent du même poste source HT/MT, soit un câble secours.

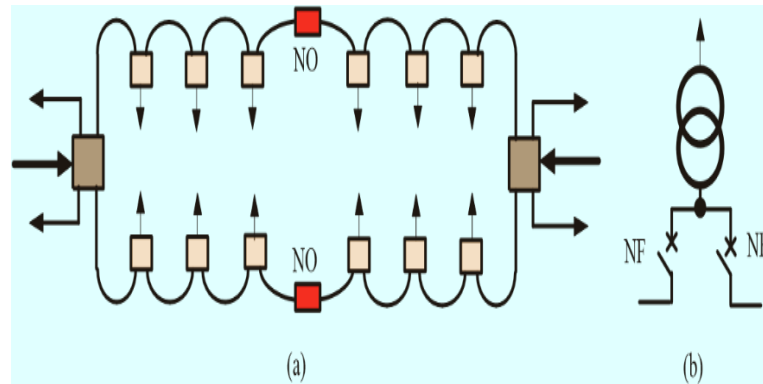


Figure II.2: Réseau à structure en coupure d'artère.

L'option en coupure d'artère est plus économique que la double dérivation. Plusieurs variantes de la structure en coupure d'artère existent.

a) La maille

Cette structure est composée de boucles alimentées directement par des postes sources HT/MT ou via des postes têtes de boucle reliés aux postes sources MT/BT par des conducteurs de section importante appelés câbles de structure.

Les postes têtes de boucle ont la même structure que les postes source sauf qu'il n'y a pas de transformateur HT/MT. Des liaisons inter-boucles permettent le report de charge d'une boucle sur l'autre en cas de perte d'un câble de structure.

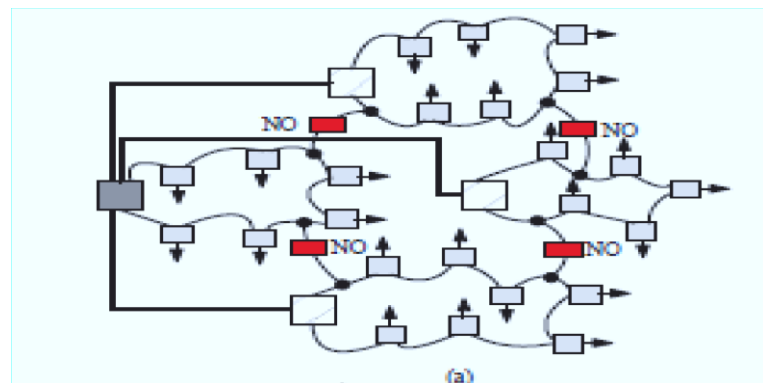


Figure II.3. : Réseaux en coupure d'artère (la maille).

b) La boucle

Cette structure est utilisée lorsque le centre de gravité des charges est loin par rapport au poste source. Les boucles sont alimentées par un poste de tête de boucle qui est alimenté par le poste source via un câble (ou de préférence deux).

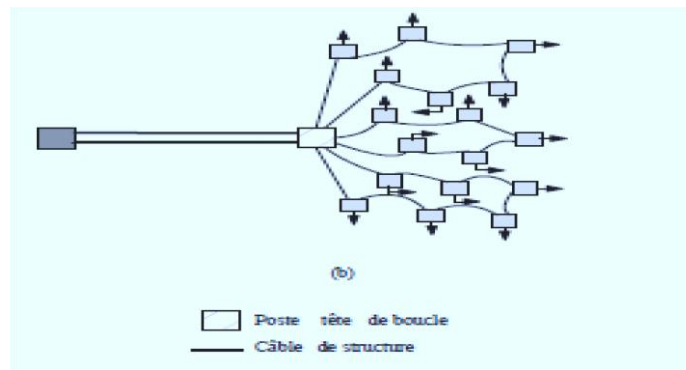


Figure II. 4 : Réseaux en coupure d'artère (La boucle)

c) Réseau en coupure d'artère

Un réseau en coupure d'artère peut-être maillé en créant des liaisons entre les artères principales. La structure résultante est plus sûr mais difficile à exploiter en mode maillé. Cependant, des organes de coupure ouverts permettent une exploitation radiale plus simple.

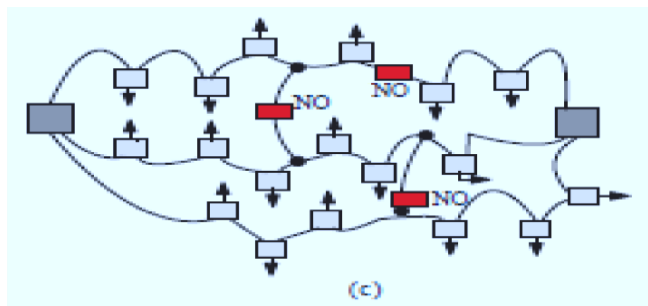


Figure II.5 : Réseaux en coupure d'artère.

II.1.4 Réseaux ruraux

Les zones rurales se caractérisent par une faible densité de population répartie sur de vastes étendues. Cela implique de longues lignes électriques, souvent aériennes. Par conséquent, les problèmes des réseaux électriques ruraux sont principalement liés aux chutes de tension en bout de ligne. Ces réseaux comportent des structures de branchement qui peuvent être fermées, mais ils fonctionnent généralement de manière radiale.

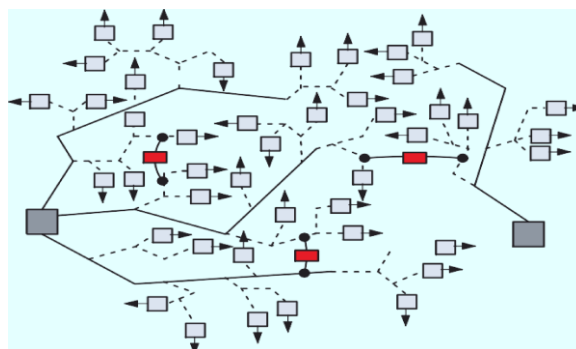
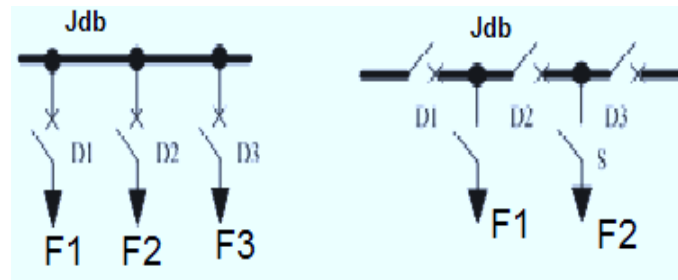


Figure II.6 : Réseau rural.

II.2. Les poste de transformation

Le choix de la conception d'un poste de transformation dépend de facteurs techniques et économiques importants, tels que la fiabilité, la flexibilité, la maintenance et les coûts (investissement et maintenance). De manière générale, on peut classer les postes de transformation, quel que soit leur type, en deux grandes catégories selon leur conception, comme le montre la figure (II.7).



(a) Couplage de barres (b) Couplage de disjoncteurs.

Figure II.7 : Les deux principales architectures des postes. D : Disjoncteur, S : Sectionneur

De point de vue fiabilité, on peut remarquer qu'un défaut sur le départ F1 par exemple nécessitera l'ouverture du disjoncteur D1 pour l'architecture à couplage de barre, alors que pour l'autre architecture il faudra ouvrir D1 et D2 pour isoler le départ en défaut. Cependant, en cas de maintenance de disjoncteur D1 le départ F1 est condamné pour l'architecture à couplage de barre, mais peut rester en service grâce à D2 pour l'architecture à couplage de disjoncteurs.

II.2.1 Schémas des postes à couplage de barres

La figure (II.8) représente le schéma d'un poste à couplage de barres simple souvent appelé simple antenne ou simple jeu de barres. Ce schéma est constitué d'une ligne d'arrivée (L1) alimentant un jeu de barres sur lequel plusieurs départs sont raccordés pour alimenter des charges à travers des transformateurs normalement abaisseurs de tensions.

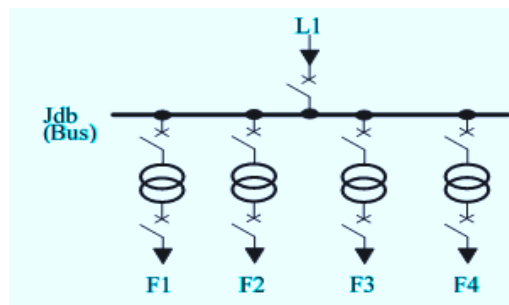


Figure.II.8 : Simple jeu de barres, simple antenne et plusieurs départs.

II.2.2 Amélioration de maintenabilité et de la sécurité

Il est possible d'améliorer la maintenabilité de la structure simple de la Figure(II.8) en adoptant un jeu de barres en deux tronçons séparés par un sectionneur ou un disjoncteur, pour éviter la perte des dérivations (arrivée ou départs) raccordées au tronçon sain lorsque l'autre tronçon est en défaut.

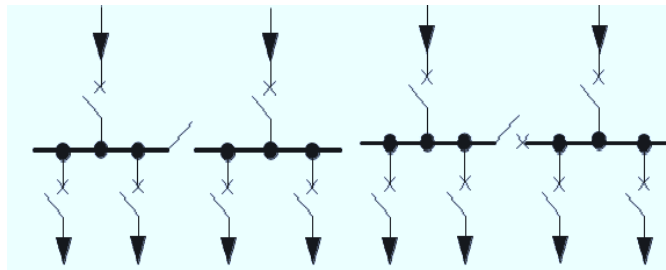
II.2.2.1 Une structure un jeu de barres en deux tronçons séparés par un sectionneur

Ceci permet de continuer l'exploitation d'une partie du poste pendant que la période de rétablissement sur l'autre partie. Cependant, la séparation des tronçons par un sectionneur n'offre pas suffisamment de sécurité. En effet, si l'un des tronçons perd sa ligne d'arrivée, tous ses départs sont condamnés, et pour pouvoir les rétablir en fermant le sectionneur (qu'on doit manipuler à vide rappelons-le), il va falloir d'abord isoler ce dernier ce qui provoquera la perte de l'autre moitié du poste pendant cette opération.

II.2.2.2 Schéma à double antenne-simple jeu de barres

Ce schéma illustré sur la figure (II.9.b) utilise à la place du sectionneur un disjoncteur, ce qui permet en plus maintenabilité de la partie saine, une sécurité relativement bonne.

D'autres schémas offrant plus de sécurité sont habituellement rencontrés, on peut citer notamment le schéma dit double antenne-simple jeu de barres et le schéma double antenne- double jeu de barres



(a) double antenne avec sectionnement de barres (b) double antenne avec barres tronçons

Figure II.9 : Schémas d'un poste à couplage de barres

II.2.2.3 Schéma à double antenne-double jeu de barres

Ce schéma utilise deux jeux de barres. Les deux jeux de barres sont couplés par un disjoncteur qui est normalement ouvert, et sont raccordés à deux ligne d'arrivée mais normalement chacun d'eux est alimenté par une seule ligne. De même, chaque départ est raccordé aux deux jeux de barres mais alimenté normalement par un seul. Le schéma de la figure(II.10) présente une sécurité meilleure par rapport aux solutions précédentes. En effet, sauf la perte des deux arrivées ou des deux jeux de barres pourra mettre hors service tout le poste.

Si une arrivée est perdue, le disjoncteur de couplage ferme pour alimenter les deux jeux de barres par l'autre ligne (celle-ci est normalement capable), par ailleurs, la perte d'un jeu de barres suite à un défaut ou maintenance ne va entraîner la perte de ses départs car ils sont basculés dans ce cas vers l'autre jeu de barres, à condition bien sûr que celui-ci soit capable de supporter toute la charge.

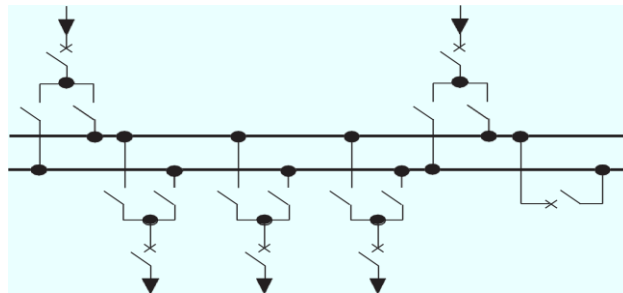


Figure II.10 : Schéma d'un poste à couplage de barres avec double antenne et deux jeux de barres.

II.2.3.3 Schéma en anneau

Le schéma en anneau (ring) illustré par la Figure (II. 11) peut être considéré comme un schéma à couplage de barres refermé sur lui-même pour constituer un poste à coulage de disjoncteur se forme d'un anneau (boucle). On a ainsi les avantages du coût et de fiabilité à la fois.

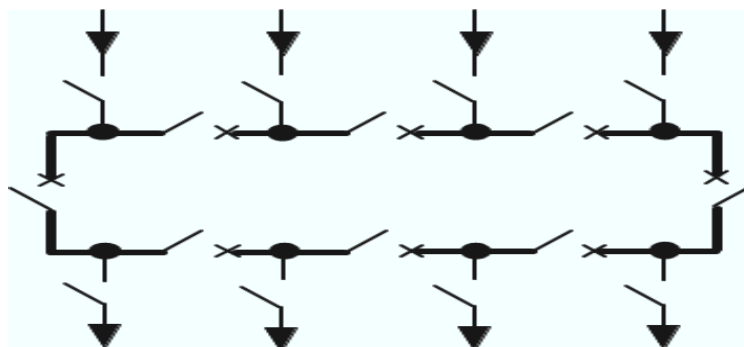


Figure II.11 : Architecture à couplage de disjoncteur-Schéma à jeu de barres en anneau (ring).

Dans ce type de schéma, on remarque qu'un seul disjoncteur suffit pour chaque dérivation, autrement dit le nombre de disjoncteurs égal au nombre de dérivation, alors que chaque dérivation est alimentée par deux disjoncteurs. Par ailleurs, il est possible de déconnecter n'importe quel disjoncteur pour maintenance sans perte de dérivation concernée. Ce schéma présente aussi l'avantage du fait que toutes les manœuvres sont réalisées par des disjoncteurs. L'inconvénient qu'on peut citer pour cette structure est relatif à son système de contrôle et de protection qui est très complexe.

II.3. Modélisation de réseau : [8]

La modélisation de réseaux permet de représenter le comportement électrique d'une ligne sous forme d'équations mathématiques :

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & C \\ B & D \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad (\text{II.1})$$

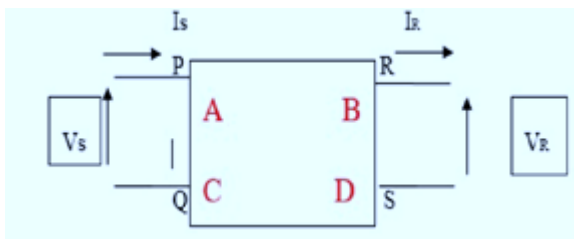


Figure II. 12 : modélisation d'une ligne électrique

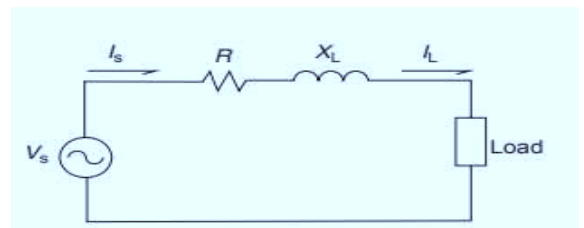


Figure II.13 : circuit équivalent d'une ligne courte

Une ligne de transport est définie comme une ligne courte si sa longueur ($L < 80\text{km}$), pour Cette ligne on considère seulement la résistance et la réactance inductive.

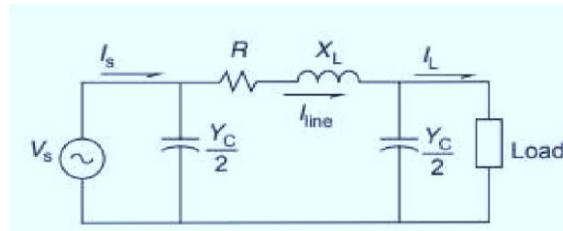


Figure II.14 : circuit équivalent d'une ligne moyenne

La ligne de transport est dite une ligne moyenne si sa longueur est définie entre 80km et 240km ; son circuit équivalent est représenté sous forme π . Si la longueur d'une ligne est supérieure à 240 km, alors elle est définie comme une ligne longue, et la résolution mathématique pour déterminer ses paramètres (l'impédance série et la capacité en shunt) nécessite une résolution pour les équations différentielles correspondantes.

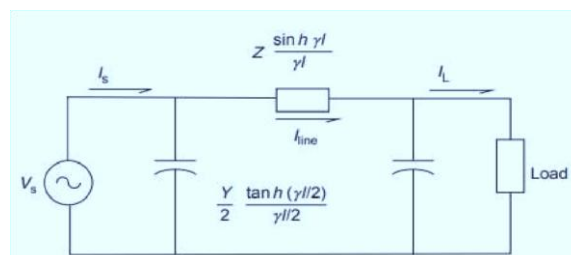


Figure II.15 : circuit équivalent d'une ligne longue

On résout les équations différentielles correspondent aux circuits équivalent de la ligne, pour trouver ses paramètres.

L'impédance de ligne en série :

$$Z = R + jLw \quad (\text{II.2})$$

Avec w : la fréquence du courant.

L'admittance de ligne en dérivation :

$$y = g + jCw \quad (\text{II.3})$$

Avec g : généralement égale à 0 ($g=0$).

$$dI = (V \, dV) y dx = Vy dx \quad (\text{II.4})$$

$$\frac{dV(x)}{dx} = ZI \quad (\text{II.5})$$

$$\frac{d^2V(x)}{dx^2} = \frac{Z dI}{dx} = ZyV \quad (\text{II.6})$$

$$\frac{d^2V(x)}{dx^2} - ZyV = 0 \quad (\text{II.7})$$

Prenons γ comme constante de propagation $\gamma = \sqrt{Z * y}$

On résout l'équation différentielle (II.6) en utilisant le transformateur de Laplace :

$$(s^2 - \gamma^2) = (s - \gamma)(s + \gamma) \quad (\text{II.8})$$

$$(s^2 - \gamma^2) = (s - \gamma)(s + \gamma)V(x) = k_1 e^{\gamma x} + k_2 e^{-\gamma x} \quad (\text{II.9})$$

$$V(x) = (k_1 + k_2) \frac{e^{\gamma x} + e^{-\gamma x}}{2} + (k_1 - k_2) \frac{e^{\gamma x} - e^{-\gamma x}}{2} \quad (\text{II.10})$$

Posons $k_1 = k_1 + k_2$ et $k_2 = k_1 - k_2$ Ce qui nous donne :

$$V(x) = (k_1) \frac{e^{\gamma x} + e^{-\gamma x}}{2} + (k_2) \frac{e^{\gamma x} - e^{-\gamma x}}{2} \quad (\text{II.11})$$

$$V(x) = k_1 \cosh(\gamma x) + k_2 \sinh(\gamma x) \quad (\text{II.12})$$

$$\frac{dV(x)}{dx} = ZI = k_1 \sinh(\gamma x) + k_2 \cosh(\gamma x) \quad (\text{II.13})$$

Conditions initiales : $x = 0$ donc $V(x = 0) = V_r$ donc

$$k_1 = V_r \quad (\text{II.14})$$

$$k_2 = \frac{ZI}{\gamma} = I_r \sqrt{\frac{Z}{\gamma}} \quad (\text{II.15})$$

$$V(x) = V_r \cosh(\gamma x) + I_r Z_c \sinh(\gamma x) \quad (\text{II.16})$$

L'impédance caractéristique : $Z_c = \sqrt{\frac{Z}{\gamma}}$

Faisons la même chose pour $I(x)$:

$$I(x) = I_r \cosh(\gamma x) + \frac{V_r}{Z_c} \sinh(\gamma x) \quad (\text{II.17})$$

$$\frac{V_S - V_R}{Z'} - V_R \frac{Z'}{2} = I_R \quad (\text{II.18})$$

$$V_S = \left(1 + \frac{Z' y'}{2}\right) V_R + Z' I_R \quad (\text{II.19})$$

$$I_S = V_S \frac{y'}{2} + V_R \frac{y'}{2} + I_R \quad (\text{II.20})$$

$$V_S = y' \left(1 + \frac{Z' y'}{4}\right) V_R + \left(1 + \frac{Z' y'}{2}\right) I_R \quad (\text{II.21})$$

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 + \frac{Z' y'}{2} & Z' \\ y' \left(1 + \frac{Z' y'}{4}\right) & 1 + \frac{Z' y'}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad (\text{II.22})$$

On peut alors écrire la forme en quadripôle :

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & C \\ B & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad (\text{II.23})$$

Avec :

$$A = 1 + \frac{Z'Y'}{2} \quad (\text{II.24})$$

$$B = Z' \quad (\text{II.25})$$

$$C = Y' \left(1 + \frac{Z'Y'}{4} \right) \quad (\text{II.26})$$

$$D = A \quad (\text{II.27})$$

NB :

Pour une ligne longue :

$$Z' = \frac{Z_C \sinh \gamma l}{\gamma l} \quad (\text{II.28})$$

$$\frac{Y'}{2} = \frac{Y'/2 \tanh \frac{\gamma l}{2}}{\frac{\gamma l}{2}} \quad (\text{II.29})$$

Pour une ligne moyenne :

$$Z' = Z \quad (\text{II.30})$$

$$Y' = Y \quad (\text{II.31})$$

Pour une ligne courte :

$$Z' = Z \quad (\text{II.32})$$

$$Y' = 0 \quad (\text{II.33})$$

II.4. Conducteurs utilisés en MT

II.4.1 Généralité sur les conducteurs

La distribution électrique se fait soit par des câbles (conducteurs isolés) souterrains ou aériens ou par des conducteurs nus en aériennes. Les matériaux conducteurs le plus utilisés en fabrication des câbles sont l'aluminium, l'almélec, l'acier et le cuivre. En ligne aérienne HTA on utilise généralement des conducteurs nus de section 34.4 et 93.3 ; fabriqué par l'almélec pour son faible poids et sa bonne conductivité.

Tableau II 3 : les conducteurs en aluminium

Matériaux	Résistivité à 20°C ($10^{-8} \Omega.m$)	Contrainte de Rupture à la traction (Mpa)	Température maximale Permanente (°C)
Aluminium écroui dur	2.825	160 à 180	75
Almélec	3.26	315 à 325	75
Aluminium recuit	2.92	59 à 97	250

II.4.2 Les conducteurs utilisés en HTA par SONEGAS

SONEGAS utilise aujourd'hui deux type de conducteur en almélec pour la ligne qui sont :

- Dorsale : $93.3mm^2$ est utilisée sur les lignes principales du réseau
- Dérivation : $34.4mm^2$ est utilisée sur des lignes secondaires

Table II. 4: caractéristiques des conducteurs en almélec

Désignation	Section	
	$34.4mm^2$	$93.3mm^2$
Ligne	Dérivation	Dorsale
Nombre de brins	7	19
Diamètre d'un brin	2.5mm	2.5mm
Diamètre extérieur	7.5mm	12.5mm
Masse linéique	108 kg/km	256kg/km
Charge de rupture	1105 daN	2605 daN

Module d'élasticité	6000 Hbar	6000 Hbar
Coefficient dilatation	$23 \cdot 10^{-6}$	$23 \cdot 10^{-6}$
Résistance linéique à 20	0.957 Ω/km	0.357 Ω/km
Intensité admissible	140 A	270 A

II.5. Construction de la ligne

La construction d'une ligne électrique MT se fait selon plusieurs étapes bien définies:

II.5.1 Étude et planification

On commence par une étude technique pour choisir le tracé de la ligne. On prend en compte:

- ❖ la nature du terrain (montagne, désert.....)
- ❖ les obstacles (routes, habitations...)
- ❖ le coût et la sécurité

II.5.2 Préparation du terrain

Le terrain est préparé (nettoyage, nivellement) pour faciliter l'installation des supports.

II.5. 3 Etude mécanique de la ligne HTA [9]

Cette étude a pour but de déterminer : Les variations des tensions mécaniques, les flèches de la ligne, les efforts appliqués sur les supports de ligne

II.5. 3.1 Coefficient de sécurité

$$k = \frac{\text{Charge de rupture}}{t_m} \quad (\text{II.34})$$

Le coefficient de sécurité ne doit pas dépasser $k = 3$, pour les conducteurs et les ferrures, les isolateurs...etc.

Ne doit pas dépasser $k = 2.5$ pour les supports métalliques

Charge de rupture en (daN) est donnée par le fabricant.

t_m : Tension maximale, charge de l'effort sur le conducteur

II.5. 3.2 Canton

Est une série successive des supports dont les armements en alignement ou en double ancrage d'une ligne électrique ; selon la norme NFC 11-201, un canton ne doit pas dépasser 15 points de fixation ou des supports. En résumé, c'est une longueur de réseau délimitée par deux supports d'arrêts. Il peut être composé d'une ou de plusieurs portées.

II.5. 3.3 La portée

La distance horizontale entre deux supports consécutifs, elle est exprimée en mètre, la portée maximale selon la norme NF C 11-201 est 180m. Comme le montre la figure (II.16)

II.6. 3.3.1 La portée équivalente

Pour une ligne rigide la portée la plus petite d'un canton est la portée équivalente.

Tandis que pour une ligne suspendue la portée équivalente est donnée par le calcul suivant :

$$a_e = \sqrt{\frac{\sum a^3}{\sum a}} \quad (\text{II.35})$$

Cette portée nous permet de déterminer l'effort de tractions sur les supports d'arrêt ou en ancrage.

II.5. 3.3.2 La portée maximale

Le calcul de la portée maximal se fait en fonction de l'écartement entre phases et en fonction l'inclinaison des chaines.

$$a_e = \sqrt{8P \left[\left(\frac{\frac{e}{k_z} - \frac{U}{150}}{k_e} \right)^2 - L \right]} \quad (\text{II.36})$$

Voici la portée maximale en fonction de l'écartement entre conducteurs ($U=33\text{KV}$), selon SONELGAZ.

II.5. 3.4 Flèche

La flèche est la distance verticale entre le milieu du conducteur et la droite joignant les deux extrémités du conducteur. Comme le montre la figure (II.16)

La flèche dépend de la température, elle augmente quand la température augmente, aussi elle diminue avec la température.

$$f = \frac{a^2 \omega}{8t} = \frac{a^2}{8P} \quad (\text{II.37})$$

t : La tension unitaire en (daN/mm^2) , $t = \omega \times P$

P : Le rayon de courbure du cercle tangent au sommet de la parabole liant deux supports successifs.

a : Le porté représente la distance horizontale entre deux supports.

ω : Poids spécifique de la conducteur ; pour l'almélec $\omega = 0.00273\text{kg}/(\text{mm}^2 \times \text{m})$

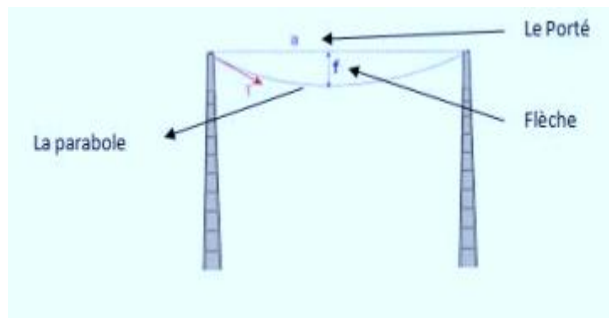


Figure II.16 : Flèche et portée d'une ligne

II.5. 3.5 Efforts appliqués sur les conducteurs

II.5. 3.5.1 L'effort exerçant sur le conducteur dû à la traction

$$T = T \times S \quad (\text{II.38})$$

Avec

T = tension unitaire (daN/mm^2)

S = section du conducteur (mm^2)

Efforts dû au vent sur le conducteur :

$$F = V * \emptyset * L, \text{ en } (\text{daN})$$

Avec

V : Poussée du vent en (Pa)

$\emptyset$: Diamètre extérieur du conducteur (m)

L : Longueur du conducteur (m)

II.5. 3.5.2 Effort dû au poids du conducteur

Le calcul de ces efforts dépend des types des supports (d'alignement, d'ancrage et d'arrêt) sur lequel s'exercent les forces mécaniques et de la température qui agit sur les forces d'attraction de conducteurs sur le support, aussi les portes entre les supports :

II.5. 3.5.2.1 Pour les supports d'alignement

Le support d'alignement : utilisé lorsque la ligne suit une direction rectiligne. L'effort est perpendiculaire à la ligne. Les forces d'attraction sur le support d'alignement sont égales donc il reste seulement la force de vent :

$$F_V = n\vartheta\sigma \frac{a_1+a_2}{2} \quad (II.39)$$

L'effort total du vent est :

$$F_R = \frac{1}{k}(F_V + F_{armement}) \quad (II.40)$$

K= 0,9 pour les armements de type nappe-voûte (NV...);

K=1 pour les d'angles ou d'arrêt (NA...).

Avec

n : Nombres des conducteurs supportés par les supports

ϑ : Pression du vent selon l'hypothèse.

σ : Diamètre extérieure du conducteur.

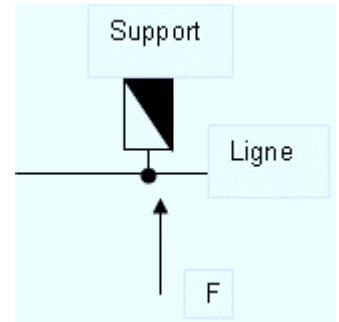


Figure II.17 : support d'alignement [10]

II.5. 3.5.2.2 Support d'angle de portées inégales

Le support d'angle : utilisé lorsqu'on est en présence d'un changement de direction. Le sens de l'effort est la bissectrice de l'angle de la ligne.

Effort dû au vent sur le conducteur :

$$F = F_V \times \cos^2\left(\frac{\beta}{2}\right) \quad (II.41)$$

$$F_V = n\vartheta\sigma \frac{a_1+a_2}{2} \quad (II.42)$$

Effort dû à la traction du conducteur :

$$F = 2 \times T \times \sin\left(\frac{\beta}{2}\right) \quad (II.43)$$

$$T = n \times t_f \times S \quad (II.44)$$

Avec

β : Angle de piquetage.

t_f : Tension mécanique dans le conducteur à l'hypothèse défavorable

La force résultante est la somme de deux force (force due à l'attraction et force due au vent)

$$F_R = \sum F$$

II.5. 3.5.2.3 Support d'arrêt

Le support d'arrêt : utilisé en fin de ligne, l'effort est dans le sens de la ligne, il subit une seule force d'attraction et la force de vent.

Effort dû à la traction :

$$F = n \times T_f \times S \quad (II.45)$$

Effort dû au vent :

$$F = F_V \times \left(\frac{a}{2}\right) \quad (II.46)$$

$$F_V = n\vartheta\sigma$$

(II.47)

Avec

T_f : Force de traction

L'effort résultant est calculé par la formule suivant :

$$F_R = \sqrt{\sum F^2}$$

(II.48)

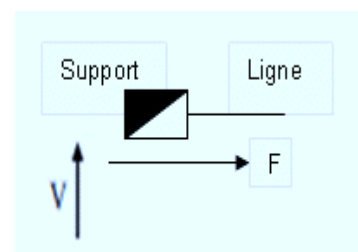


Figure II.19 : support d'arrêt [10]

❖ **Les supports** : ils présentent les poteaux principaux qui portent les conducteurs électriques

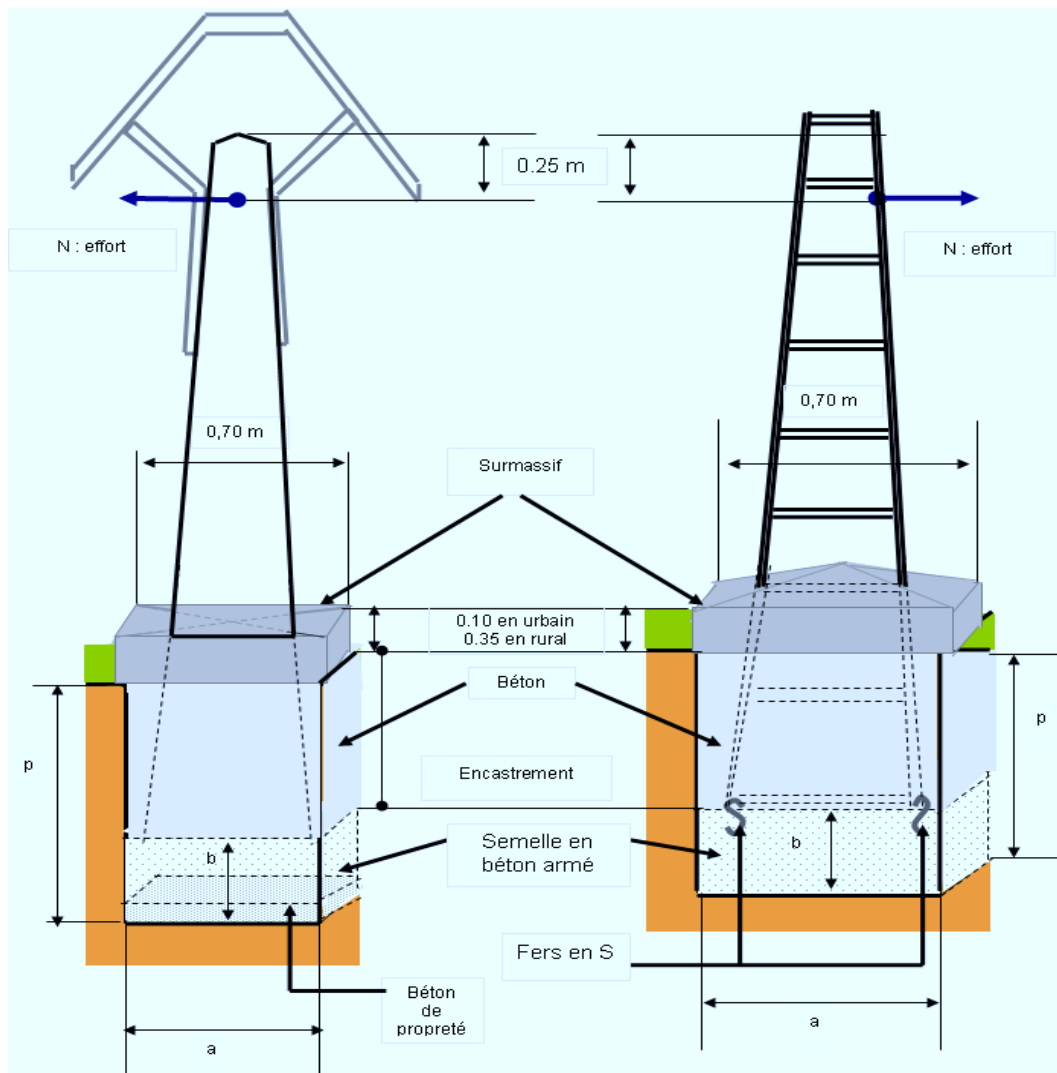


Figure II.20 : Poteau avec dimensions de la fouille [10]

❖ **Les sur massifs** : Des sur massifs doivent être prévus pour tous les supports. Ils sont de 10 cm en zone urbaine et de 35 cm en zone rurale (terrains de labours)

❖ **Béton de propreté** : [10]

Pour les supports métalliques, il n'a pas été prévu de béton de propreté par contre pour les supports en béton, il faut prévoir 5 à 10 cm de propreté.

❖ **Dimensions des fondations** : [10]

Les dimensions des fondations ainsi que leur vérification sont résumées dans les tableaux du document. La plus petite dimension d'une fondation est de 0.70 m, permettant à un ouvrier de travailler aisément. Il y a lieu de prévoir quatre fers en « S » de diamètre minimum de 8 mm entre la semelle et le béton du massif (pour les supports métalliques) pour une bonne reprise de bétonnage quand la fouille dépasse 1.50m.

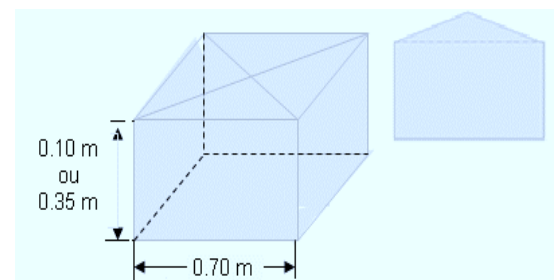


Figure II.21: sur massif

- ❖ **Les armements** : Les armements utilisés actuellement sont les nappes voûtes et les nappes horizontales.
- ✓ **Types d'armement** :

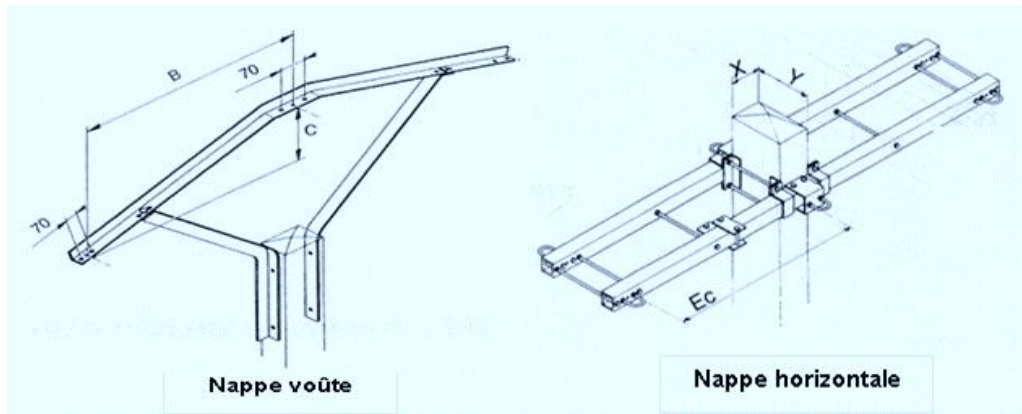


Figure II.22 : les nappes (poutres)

II.5. 3.6 La distance minimal "e" entre phases

Un écartement minimal doit être respecté au long de la ligne entre les conducteurs ; pour éviter le risque d'amorçage.

Ce paramètre tient compte la tension transporter par la ligne ; la disposition des conducteurs et l'action du vent dans la zone.

$$e = k_c \times \left(\frac{U}{150} + k_z \times \sqrt{f + L} \right) \quad (\text{II.49})$$

Avec

e : Écartement minimal en mètre (m)

L : Longueur libre de la chaîne d'isolateur en mètre (m)

f : La flèche en mètre (m)

U : La tension entre phase en KV

k_c : Coefficient suivant la disposition des conducteurs (0,8 pour armement en drapeau)

k_z : Coefficient suivant les hypothèses climatiques (0,9 pour les zones à vent normal)

Les valeurs des coefficients Kc suivant la disposition des conducteurs sont

En suspendu :

$kc = 1$ Pour les armements type 'drapeau' ou alternés

$kc = 0,8$ Pour les armements type : 'nappe horizontale', 'Nappe Voute'

En rigide

$kc = 0,8$ Pour les armements type 'drapeau'

$kc = 0,7$ Pour les armements type 'nappe horizontale' ou en triangle.

Les valeurs des coefficients Kz suivant l'hypothèse climatique :

$kz = 0,9$ dans les zones à vent norma

$kz = 1$ dans les zones à vent fort et les zones givrées

II.5. 3.7 La distance entre la ligne et le sol (la garde au sol)

La garde au sol représente la distance entre le sol et le point le plus pas de la ligne ; le calcul de cette distance dépend de la flèche et les types des armements.

$$D = H - (H_i + f + L) \quad (\text{II.50})$$

H : Hauteur total du support

H_i : Hauteur d'enfouissement du support

f : La longueur des chaînes des isolateurs

II.5. 3.8 Calcul de la variation de tension mécanique

La variation de la tension mécanique des conducteurs due au changement de la température Ce calcul se fait par l'équation suivant appelée équation de changement d'état permet de déterminer la composante horizontale de la tension du conducteur à un état final en connaissant sa valeur à l'état initial :

$$t_f^3 + t_f^2 \left[\frac{m_f^2 \times a_e^2 \times \omega^2 \times E}{t_i^2 24} - t_i + E \times \alpha (\theta_f - \theta_i) \right] = \frac{m_f^2 \times a_e^2 \times \omega^2 \times E}{24} \quad (\text{II.51})$$

Posons, $A = \frac{m_f^2 \times a_e^2 \times \omega^2 \times E}{t_i^2 24} - t_i + E \times \alpha (\theta_f - \theta_i)$ et $B = \frac{m_f^2 \times a_e^2 \times \omega^2 \times E}{24}$

L'équation devient $t_f^2(t_f + A) = B$

$$t_f = \sqrt{\frac{B}{(t_f + A)}}$$

t_f : Tension horizontale finale du conducteur

α : Coefficient de dilatation

t_i : Tension horizontale initiale

θ_f : Température finale

m_f : Coefficient de surcharge initial

θ_i : Température initiale

E : module d'élasticité

a_e : La portée équivalente

ω : Poids spécifique

II.5. 3.9 Calcul des pentes de la ligne

Avec portées de niveau ($h=0$)

La traction des conteurs est quasi nulle et n'influence pas la portance des chaines

$$F_v = \bar{\omega} \times S \times \frac{a_1 + a_2}{2} \quad (\text{II.52})$$

Avec portées dénivelées et $\frac{h}{2} < \frac{1}{4}$

1er Cas : la traction des conducteurs augmente la portance des chaines.

$$F_v = \bar{\omega} \times S \times \frac{a_1 + a_2}{2} + T \times \left(\frac{h_1}{a_1} + \frac{h_2}{a_2} \right) \quad (\text{II.53})$$

2ème Cas : la traction d'un côté augmente la portance, l'autre la soulage.

$$F_v = \bar{\omega} \times S \times \frac{a_1 + a_2}{2} + T \times \left(\frac{h_1}{a_1} - \frac{h_2}{a_2} \right) \quad (\text{II.54})$$

3ème Cas : la traction des conducteurs soulage la portance des chaines.

$$F_v = \bar{\omega} \times S \times \frac{a_1 + a_2}{2} + T \times \left(-\frac{h_1}{a_1} - \frac{h_2}{a_2} \right) \quad (\text{II.55})$$

Dans les deux derniers cas, le résultat de la portance peut être négatif, ce qui entraine un retournement des chaines si elle excède « -3% »

II.5. 3.10 Inclinaison et retournement des chaines

L'inclinaison des chaînes est provoqué par :

- 1- Pression due au vent sur les conducteurs et sur les chaînes elle-même.
- 2-Les efforts longitudinaux qui se produisent dans certaines portées.
- 3-Les angles du tracé de la ligne.

A cet effet il faut s'assurer que la résultante des efforts soit dirigée vers le sol, et que sous l'action du vent la chaîne ne s'incline pas trop pour respecter les distances entre conducteurs et masse.

Le retournement des chaînes a lieu lorsque la résultante des efforts verticaux est dirigée vers le haut.

L'angle d'inclinaison doit être :

- ✓ Pour les lignes avec armement nappe voûte soit $\text{tg}(\alpha) < 1.73$
- ✓ Pour les lignes avec armement en bras FRF (drapeau et mono suspendu) soit $\text{tg}(\alpha) < 3,077$.

II.5. 3.10.1 Ensembles d'ancrage et d'alignement : [10]

✓ Les isolateurs

L'isolateur sert à retenir mécaniquement les conducteurs aux supports et à assurer l'isolement électrique entre ces deux éléments. Il est constitué de deux parties : une partie isolante et des pièces métalliques scellées sur cette partie isolante. Le scellement, généralement du mortier de ciment, assure la liaison mécanique des parties isolantes entre elles ou aux pièces métalliques. Un ensemble de plusieurs éléments de chaîne forme une chaîne d'isolateurs. Les chaînes verticales ou obliques suspendent les conducteurs aux pylônes d'alignement ; on les appelle chaînes de suspension ou chaînes d'alignement. Une chaîne de suspension peut être simple, double. Les chaînes horizontales relient les conducteurs aux pylônes d'ancrage ; on les appelle chaînes d'ancrage. Une chaîne d'ancrage peut être simple ou double.

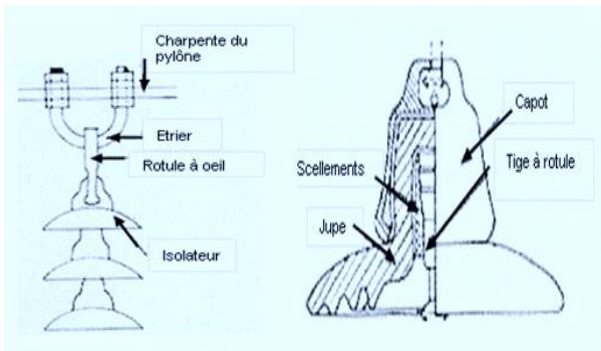


Figure II.23 : les isolateurs

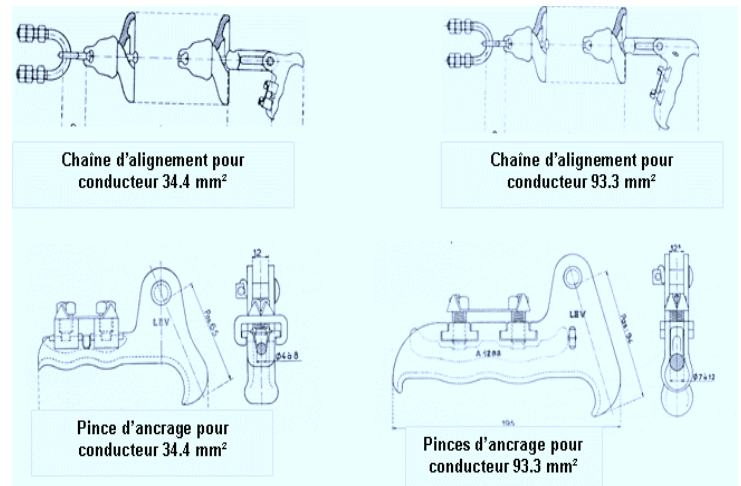


Figure II.24 : les chaînes d'alignement et les pinces d'ancrage

II.5.4 La mise à la terre et les émergences

Les exigences de mise à la terre de certains supports visent à minimiser les effets potentiels des arcs électriques traversant l'isolateur, dus à :

- ✓ Une défaillance des systèmes de connexion des conducteurs.
- ✓ La rupture des conducteurs à proximité des attaches des bris d'isolateurs.

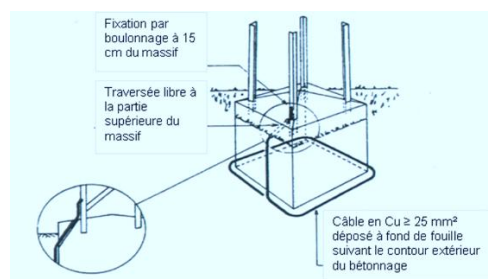


Figure II.25 : Mise à la terre d'un support métallique

Le châssis de l'interrupteur, la herse d'ancrage, le support de renvoi, le support de la commande, doivent être reliés au circuit de terre. La plate-forme en béton armé ne doit pas être reliée au circuit de terre. Compte tenu du double isolement de la commande, le support de la poignée ne doit pas être raccordé au circuit de terre. La mise à la terre des éclateurs est réalisée pour les interrupteurs équipés d'éclateurs. Elle doit être séparée de la terre des masses d'une distance supérieure à 10 m.

Pour les émergences, chaque câble doit être protégé par un fourreau sur une hauteur de deux mètres hors sol. Les fourreaux sont fermés pour protéger les câbles contre l'infiltration d'eau de pluie.

Les câbles doivent être fixés séparément sur le support, pour éviter la détérioration des gaines des câbles sains en cas d'avarie d'un câble. Le support de fixation sert à maintenir les têtes d'extrémités dans une position évitant leur inclinaison.

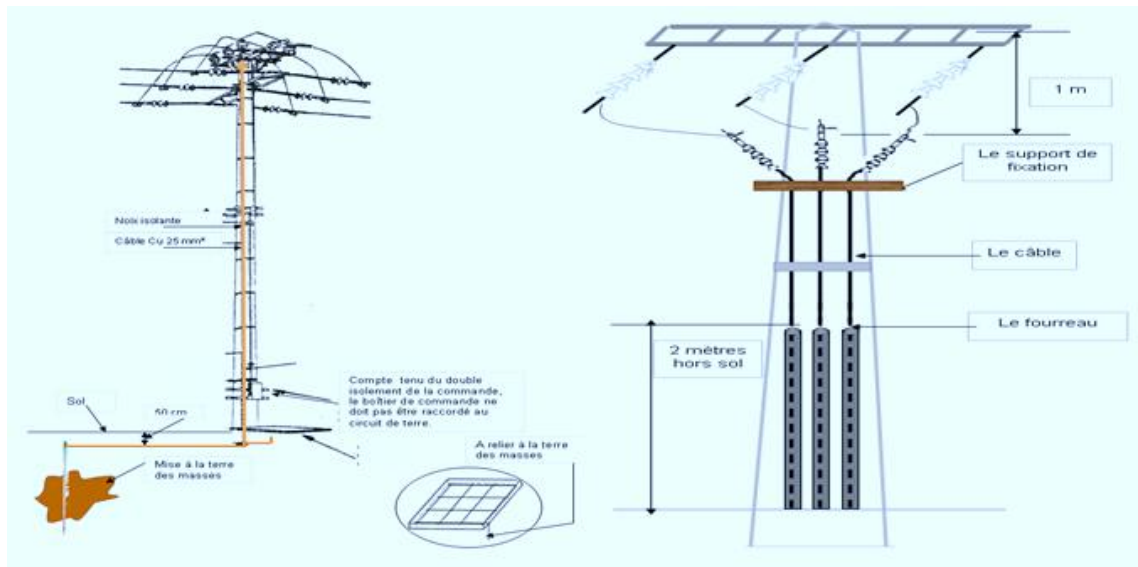


Figure II.26: les émergences et leurs protections

II.5.5 Réseaux HTA souterrains:

II.5.5.1 Équipements Souterrains (Lignes HTA) :

- **Câbles MT** : Câbles unipolaires ou tripolaires isolés (PRC), souvent utilisés en milieu urbain.



Figure II.27: câble Souterrain

- **Boîtes de Jonction et Extrémités** : Accessoires permettant la connexion et la terminaison des câbles souterrains.

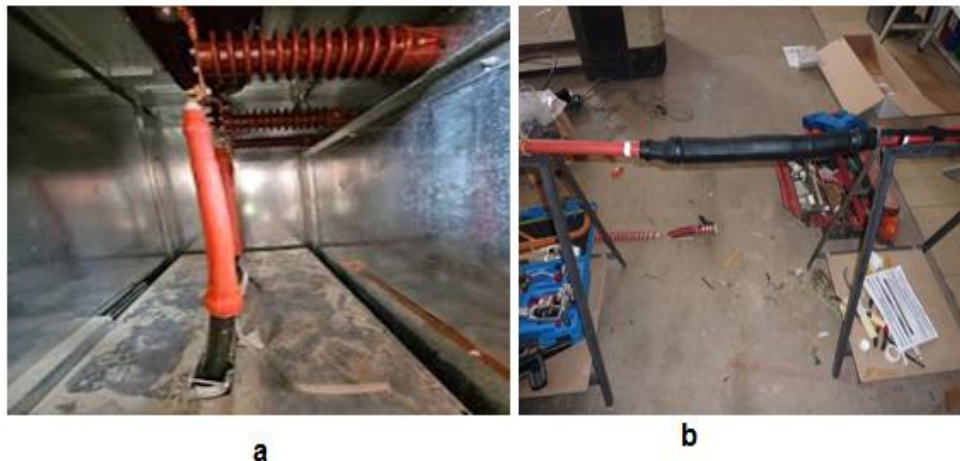


Figure II. 28 : les accessoires de raccordement : (a) Extrémités ; (b) Boîtes de Jonction

II.5.5.2 Conditions techniques de réalisation :

❖ Travaux de terrassement

- ✓ **Sondages** : avant l'ouverture du chantier, il faut procéder à des sondages. Ils sont destinés à vérifier les indications de pose concernant l'encombrement du sous-sol par des canalisations.

- ✓ **La tranchée** : de préférence, on posera les câbles dans le domaine public à 0,90 mètre sous trottoir et à 1,10 mètre sous chaussée. La largeur des tranchées doit être la plus réduite possible pour des raisons économiques. Si au-delà de deux canalisations, on ne peut avoir une largeur suffisante, il faudra prévoir une sur profondeur.

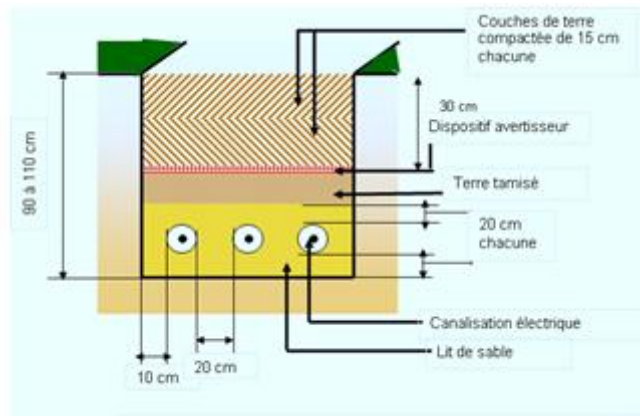


Figure II. 29 : La pose du câble dans la tranchée

❖ Travaux de pose de la canalisation [10]

✓ Déroulage

Les câbles sont déroulés en évitant toute torsion, boucle, etc, les rayons de courbure doivent supérieurs à 20 fois le diamètre extérieur du câble. Il est possible de descendre à 16 fois le diamètre extérieur pour les câbles isolés au P.R

✓ Déroulage à la main

Le touret est disposé sur un axe monté sur vérins et tourne librement autour de cet axe. Une corde attachée à l'extrémité du câble par l'intermédiaire d'une « chaussette » ne devra être utilisée que pour faciliter le passage dans les fourreaux.

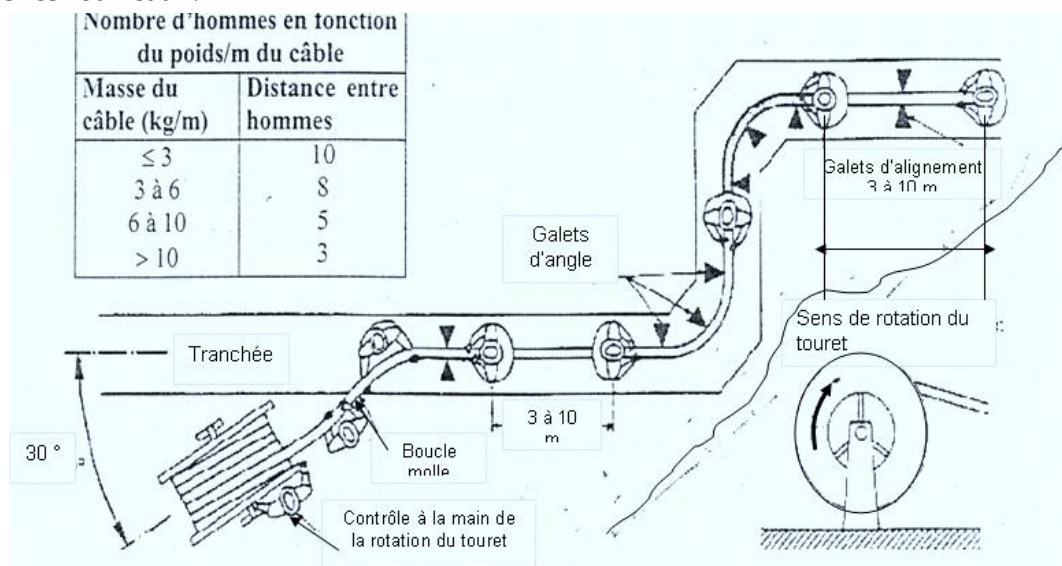


Figure II. 30: Déroulage du câble

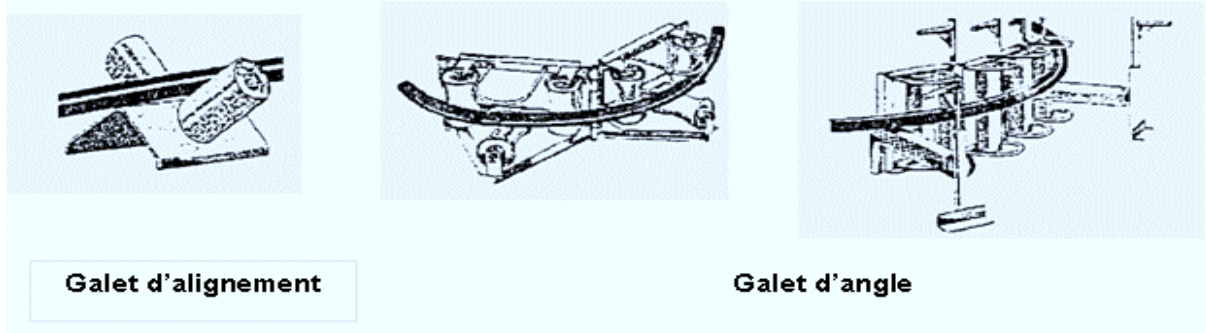


Figure II. 31 : Les différents galets de déroulage du câble

II.5.5.3 Travaux de remblayage et de réparation des surfaces

❖ Remblayage des tranchées

Il doit être procédé, avant remblayage, au tri des matériaux et à l'évacuation de ceux qui sont impropres au remblai. Le comblement de la tranchée jusqu'à 0.10 m au moins au-dessus du dispositif avertisseur est réalisé avec les éléments les plus meubles des déblais, débarrassés par criblage de tous les matériaux susceptibles d'endommager le câble. Les matériaux pierreux seront répandus à la surface du remblai. Le remblayage est effectué avec les matériaux issus de la tranchée, tassés par couches de 0.15 m et soigneusement damés de façon à donner au sous-sol une consistance équivalente à celle qu'il présentait avant l'ouverture de la tranchée. L'emploi d'engins mécanique pour le compactage des matériaux doit faire l'objet d'un accord entre les deux parties. L'épaisseur des couches est fonction de la nature du sol et du type d'engin utilisé. Le compactage par roulement de camion est interdit.

❖ Pose en croisement ou à proximité de canalisations diverses

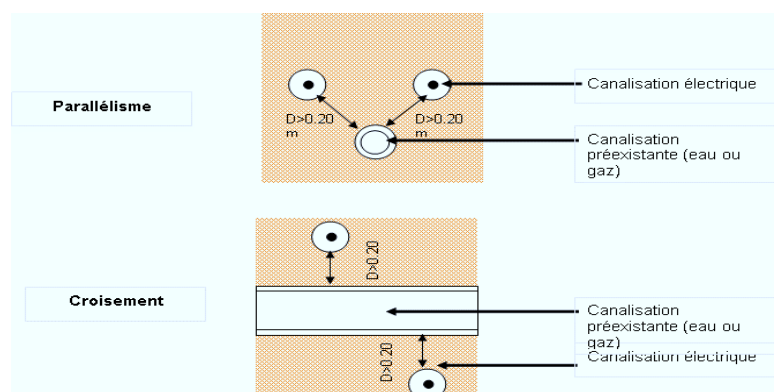


Figure II. 32: Pose du câble en croisement ou à proximité de canalisations diverses

❖ Proximité des câbles de télécommunication.

Dans le cas des lignes de télécommunication à grande distance, les règles suivantes doivent être observées : Maintenir en parcours parallèle une distance minimale de 0.50 m en projection horizontale entre le câble de télécommunication et la canalisation électrique.

Maintenir, au point de croisement, une distance minimale de 0.40 m projection horizontale entre le câble de télécommunication et la canalisation électrique.

Si le croisement s'effectue au-dessous ou au-dessus du câble de télécommunication, on placera un dispositif avertisseur.

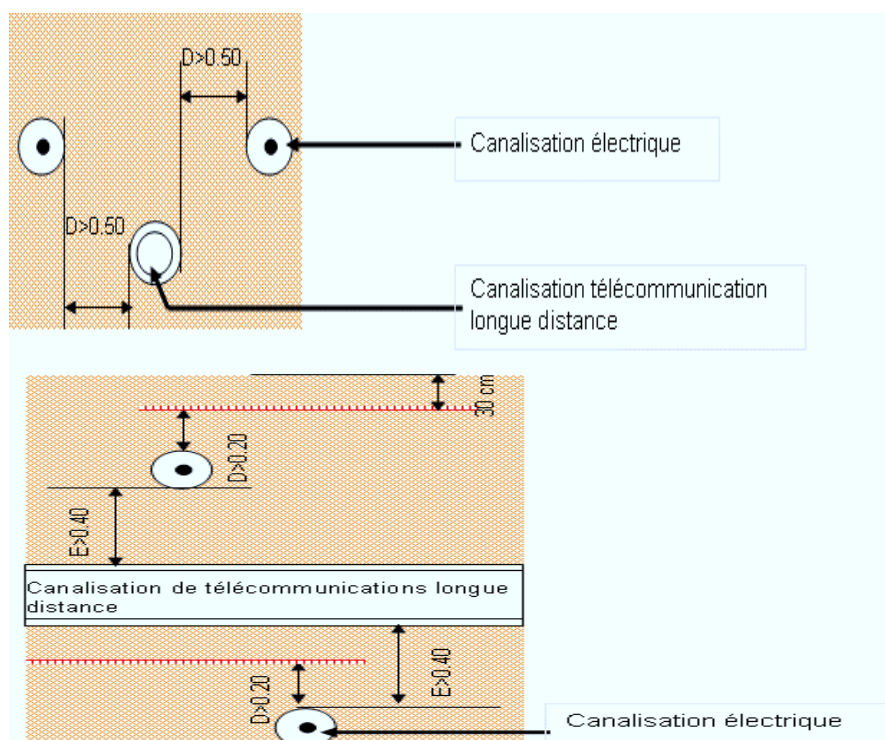


Figure II. 33 : Pose du câble à proximité des câbles de télécommunication

❖ L'Arrêté interministériel

Le règlement technique et de sécurité des ouvrages de distribution d'énergie électrique, approuvé par l'Arrêté interministériel du 13 Chaâbane 1419 correspondant au 02 Décembre 1998, stipule à l'article 51, au point N°3 ce qui suit :

« Une distance minimale de 0,20 mètre doit être respectée au croisement de deux lignes électriques souterraines en pleine terre et au croisement d'une ligne électrique souterraine en pleine terre et d'une ligne de télécommunication. »

Au voisinage, sans croisement, d'une ligne électrique souterraine en pleine terre, doit être respectée une distance de :

- 0,5 mètre par rapport à un câble de télécommunication enterré directement dans le sol ;
- 0,20 mètre par rapport à un câble de télécommunication sous fourreau.

Au voisinage d'une ligne électrique souterraine en pleine terre et d'une conduite d'eau, d'hydrocarbures, de gaz, d'air comprimé ou de vapeur, les distances minimales ci-après doivent être respectées :

- 0,20 mètre en zone urbaine ;
- 0,50 mètre autre zone.

Par rapport à une conduite de pression inférieure à 4 bars : 0,20 mètre en toute zone. »

❖ Distances à observer lors des croisements à proximité des supports :

En principe le câble est posé à plus de 0.50 m des bords externes du massif du support. Dans les cas où cela ne serait pas possible, il est recommandé d'utiliser une protection mécanique le long du massif du support prolongé de 0.50 m de part et d'autre de ce dernier.

Tableau(II.3) : Distances à observer lors de la pose des câbles secs :

Désignation	Sous la chaussée	Sous le trottoir
✓ Posé à même le sol		
Profondeur minimale de fouille	1.20 m	0.90 m
Profondeur minimale de pose du câble	1.00 m	1.00 m
Epaisseur minimale lit de sable	0.20 m	0.20 m
Epaisseur minimale couverture de sable	0.20 m	0.20 m
✓ Pose sous protection mécanique		
Profondeur minimale de pose de câble	0.60 m	0.40 m

❖ Traversées de routes

Les traversées de route sont effectuées de manière à ne pas interrompre la circulation, des véhicules et des piétons. Soit par ouverture fractionnée de la route soit en sous œuvre à l'aide de dispositifs de forage horizontal tels que pousse tube, tarière. Elles sont faites perpendiculairement à l'axe de la voie. Pour les câbles unipolaires et pour un sous-sol encombré, on utilise un fourreau par câble. Le diamètre intérieur minimal du fourreau : 70 à 80 mm. Les extrémités des fourreaux doivent aboutir sous les bordures de trottoir. Les traversées doivent être recouvertes d'un dispositif avertisseur.

- ✓ **La traversée de route par des ouvrages lourds :** Pour la traversée des voies lourdes, on utilise du béton armé (avec ferrailage),

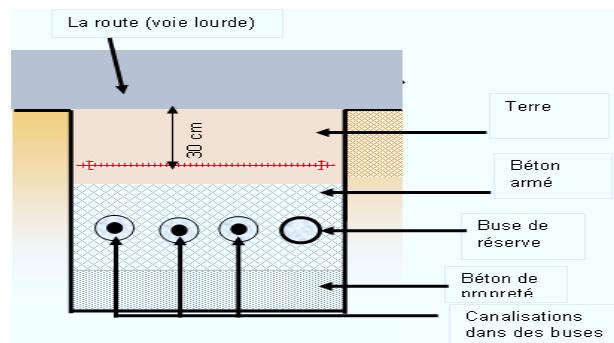


Figure II. 34 : Pose du câble à la traversée de route

- ✓ **La traversée de voie piétonne par des ouvrages légers :**

Pour les voies légères (réservée aux piétons) du béton sans ferrailage.

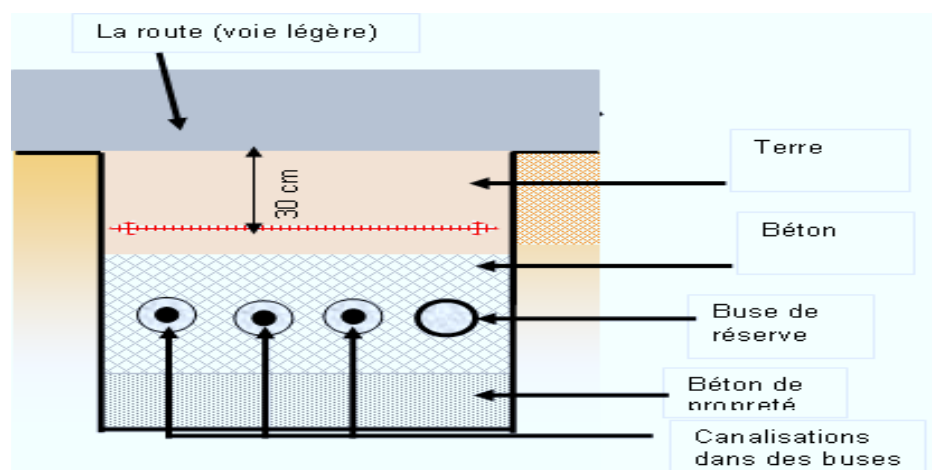


Figure II. 35 : Pose du câble à la traversée de voie piétonne

- ✓ **Passages à profondeur réduite**

Sous réserve d'une protection mécanique suffisante, la profondeur de pose peut être réduite. Cette protection peut être réalisée à l'aide de fourreaux en acier, fourreaux en ciment bétonnés, fourreaux en matière synthétique noyés dans du béton. Etc

II.6 Réseaux de distribution à ADRAR Région de Reggane

II.6.1 Introduction

Dans le cadre de ma préparation au Master en Réseaux Électriques, j'ai effectué un stage du 8 février au 10 mars 2026 afin de faire le lien entre les connaissances théoriques acquises à l'université et l'expérience pratique du terrain. J'ai trouvé cette expérience extrêmement enrichissante, car elle m'a permis de m'immerger dans une nouvelle réalité professionnelle.

J'ai choisi d'effectuer ce stage à la Société Algérienne d'Électricité et de Gaz à Zaouïa Kounta, dans le but de me familiariser avec le réseau de distribution d'électricité, qui comprend les lignes moyenne et basse tension – sujet de mon mémoire.

II.6.2. SONELGAZ [10]

II.6.2 .1. Historique de SONELGAZ

SONELGAZ est l'opérateur historique dans le domaine de la fourniture des énergies électrique et gazière en Algérie. Créée en 1969, SONELGAZ, œuvre depuis un demi-siècle au service du citoyen algérien en lui apportant cette source énergétique essentielle à la vie quotidienne.

A la faveur de la promulgation de la loi sur l'électricité et la distribution du gaz par canalisations, SONELGAZ est passée d'une entreprise verticalement intégrée à une holding pilotant un Groupe industriel multi-sociétés et multi-métiers.

SONELGAZ a toujours joué un rôle majeur dans le développement économique et social du pays. Sa contribution dans la concrétisation de la politique énergétique nationale est à la mesure des importants programmes réalisés, en matière d'électrification rurale et de distribution publique gaz ce qui a permis de hisser le taux de couverture en électricité à 99% pour 11 461 721 clients et un taux de pénétration du gaz à 65% pour 7 308 462 clients. Aujourd'hui, le groupe SONELGAZ est composé de 11 sociétés filiales, gérées directement par la holding et de 10 sociétés en participations avec des tiers. Généralement ce groupe s'occupe de développement du système énergétique du pays tel que l'intégration des énergies- renouvelables, les extensions, le renouvellement du réseau et les interventions au niveau international.

II.6.3. Les équipements de lignes Moyenne Tension

- **Supports (Poteaux) :** Poteaux en béton armé centrifugé ou en bois traité, utilisés pour le portage des lignes aériennes.

La distance idéale entre deux poteaux à linge est de 140 m.

Les dimensions de la fouille du poteau : terrain roches (120×90 m), terrain ferme (180 ×90 m).

- **Conducteurs :** Câbles en alliage d'aluminium (Almélec) ou aluminium-acier, nus ou torsadés, assurant le transport de l'énergie.

Les sections utilisées sont les sections 34, 54 et 93mm². La section 54 n'est plus utilisée, tandis que la section 93 est utilisée sur la ligne principale (appelée « la dosale ») et la section 34 est utilisée sur les lignes secondaires (appelées « dérivation »).



Figure II.36 : Câble aériens.

- **Isolateurs** : Chaînes d'isolateurs en verre ou composites, assurant l'isolation électrique entre les conducteurs et les supports. **L'isolant utilisé** est chané isolateurs CTV 175 4E.



Figure II.37 : chané isolateurs CTV 175 4E.

- **Armements** : Traverses, consoles, et ferronnerie permettant de fixer les isolateurs et les câbles sur les poteaux.
- **Appareillage de Coupure et Protection** :
- **[IACM] Interrupteur Aérien à Commande Manuelle** : Utilisé pour la coupure en charge et l'isolement de tronçons.

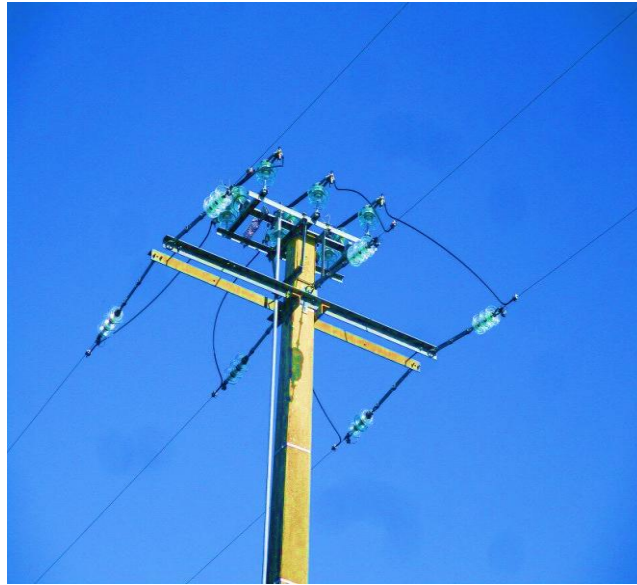


Figure II.38 : Interrupteur Aérien à Commande Manuelle.

- **[IATCT] L'interrupteur aérien télécommandé à ouverture dans le creux de tension** : est un appareil de coupure HTA utilisé pour automatiser les réseaux électriques. Il permet d'isoler rapidement une section défectueuse en ouvrant lors des creux de tension du cycle de réenclenchement, limitant ainsi les temps de coupure.



Figure II.39 : L'interrupteur aérien télécommandé à ouverture dans le creux de tension [IATCT].

- **Disjoncteur MT** : dispositifs conçus pour protéger les systèmes électriques en interrompant ou en arrêtant le flux de courant lorsqu'un défaut se produit.



Figure II.40 : Disjoncteur MT

- **Fusibles MT** : Ils sont utilisés comme dispositifs de protection pour les postes de transformation de distribution HTA/BT contre les surintensités. Ils sont destinés à une utilisation intérieure.



Figure II.41 : fusible MT

- **Parafoudres** : Un parafoudre est un dispositif de sécurité indispensable dans le tableau électrique qui protège les équipements contre les surtensions transitoires, notamment dues à la foudre.



Figure II.42 : le parafoudre

- **Pinces et Accessoires de Ligne** : Pinces d'ancrage (arrêt) et pincés de suspension (alignement) en alliage d'aluminium pour le maintien des conducteurs.
- **Équipements de Mise à la Terre** : Pincés automatiques de mise à la terre et en court-circuit (DMT) pour la sécurité lors de la maintenance.



Figure II.43 : Un dispositif de Mise à la Terre (DMT)

II.6.4. Les types de transformateur

II.6.4.1 Un transformateur aérien: est un équipement de distribution électrique qui abaisse la haute tension (HTA) en basse tension (BT) directement sur un poteau. Utilisés principalement en zones rurales ou périurbaines, ils couvrent des puissances de 100 à 160 kVA, répondant à des exigences de sécurité, de fiabilité et de maintenance réduite



Figure II.44 : Un transformateur aérien.

❖ Conditions techniques de réalisation

➤ Construction d'un poste sur poteau

✓ Conception générale

Le poste sur poteau comporte :

Le raccordement à la ligne aérienne HTA, L'interrupteur aérien à commande mécanique, les éclateurs ou parafoudres, le transformateur, la liaison BT entre le transfo et le disjoncteur BT, le disjoncteur BT et la ou les sorties BT.

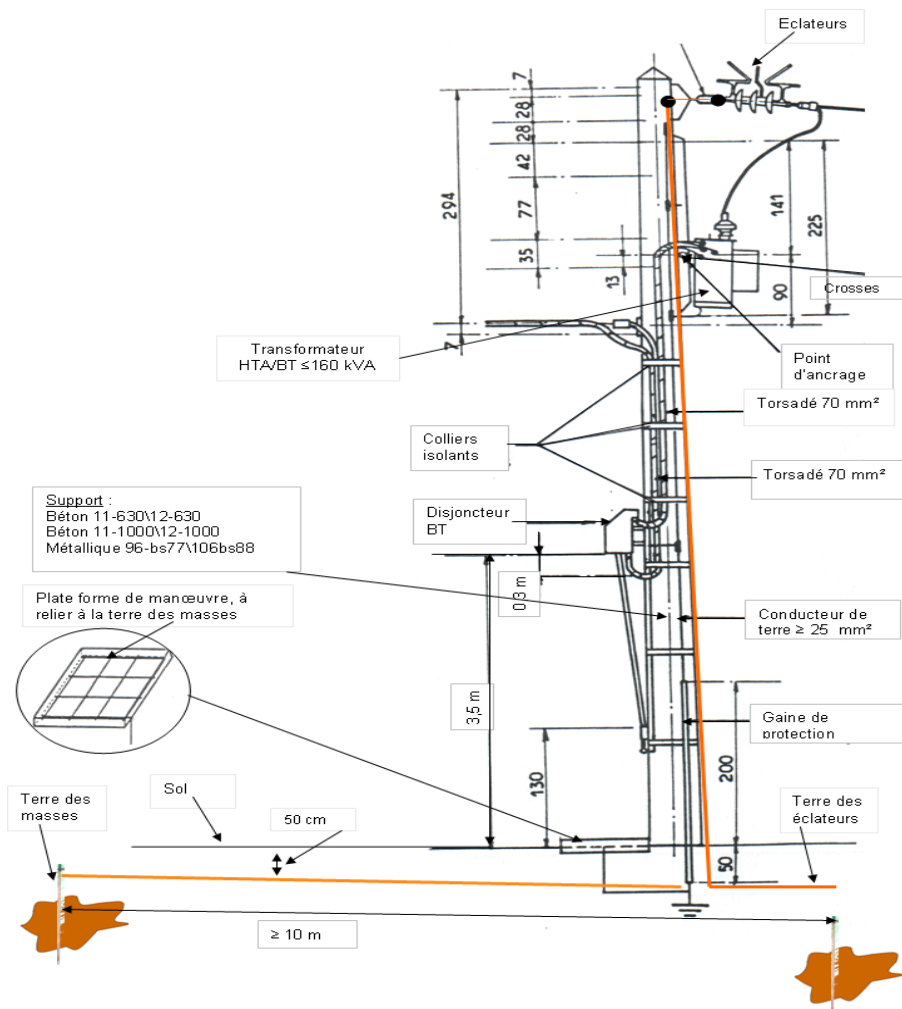


Figure II.45 : mise en place d'un transformateur sur poteau

II.6.4.2 Un transformateur en cabine: équipement électrique haute/basse tension (HTA/BT), généralement immergé dans l'huile et hermétique, conçu pour être installé dans des postes de transformation (préfabriqués ou en maçonnerie) afin de distribuer l'électricité en milieu urbain ou rural. D'une puissance de 250 à 630 kVA, il est compact et nécessite peu de maintenance.

➤ **Composants de base d'un poste de transformation:**

Un poste de transformation se compose généralement de trois sections principales:

- ✓ **Partie moyenne tension (cellules MT) :** Cette section comprend les cellules de connexion et de protection (cellules d'arrivée, cellules de départ et une cellule de protection du transformateur utilisant des fusibles ou un disjoncteur).
- ✓ **Transformateur :** Pièce maîtresse du poste, il s'agit souvent d'un transformateur immergé dans l'huile ou d'un transformateur sec qui abaisse la tension (par exemple, de 30 kV à 400 V).



Figure II. 46 : Un transformateur

➤ **Types de cabines courantes (selon les normes SONELGAZ) :**

Plusieurs modèles architecturaux et techniques sont utilisés sur le réseau national :

- ✓ **Masonry Cabine (Bâtie) :** Une cabine construite en béton et en briques, spacieuse et facile d'entretien.
- ✓ **Prefabricated (PSSC) :** Une cabine préfabriquée (en béton ou en métal) est transportée et placée directement sur le site.



Figure II.47 : Un transformateur en cabine.

❖ **Mise à la terre du poste**

❖ **Mise à la terre des masses**

Les éléments à relier à la prise de terre des masses sont :

- ✓ La cuve du transformateur.
- ✓ Le bâti des supports s'ils sont métalliques.
- ✓ Ferrures d'ancrage.
- ✓ Ferrures d'appareillage.
- ✓ Châssis de disjoncteur BT sur poteau.
- ✓ Le quadrillage métallique noyé dans le radier de la plateforme de manœuvre du disjoncteur BT du transformateur sur poteau.
- ✓ Les éclateurs peuvent être reliés au circuit de terre des masses du poste si la valeur de la résistance de prise de terre est inférieure à 10Ω . Ce cas étant très difficile à obtenir, dans la pratique les éclateurs ou parafoudres seront reliés à une terre séparée, le conducteur de mise à la terre doit être convenablement isolé par rapport aux masses et parois du poste.

Il ne doit pas être interposé de barrettes de coupure sur le circuit de mise à la terre des éclateurs ou parafoudres. Il sera prévu en un point aisément accessible, une borne de mesure destinée pour la mesure de la résistance de terre.

Protection contre les surintensités

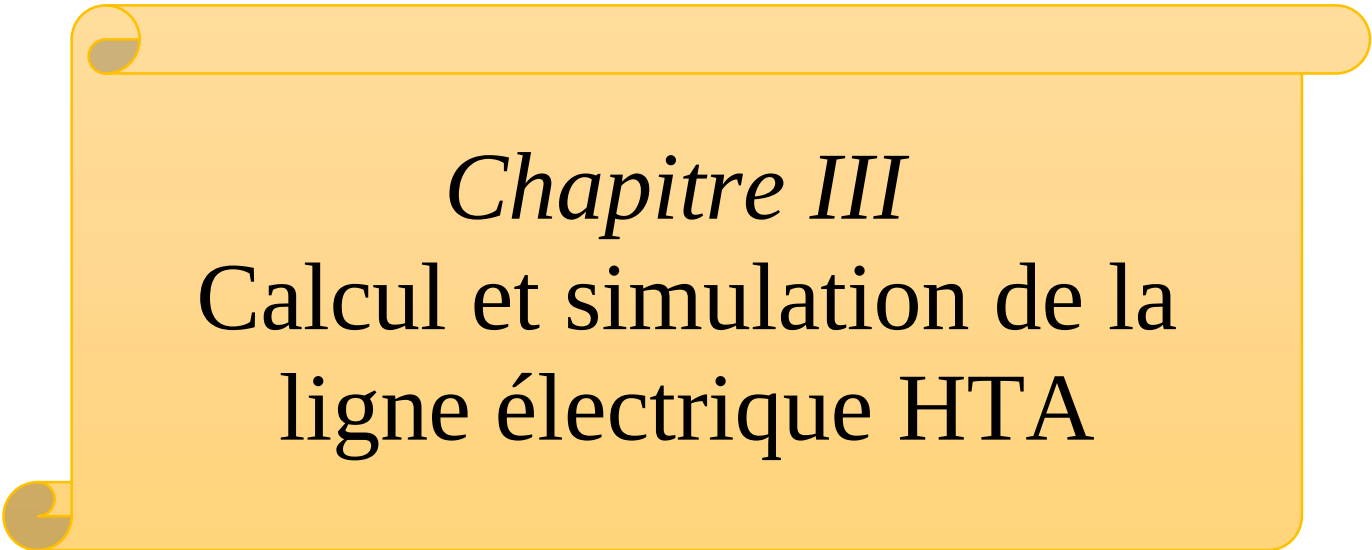
Le transformateur sera protégé contre les surintensités par un disjoncteur à image thermique, équipé de protection magnétothermique, installé à l'origine des départs BT.

Conclusion

Ce chapitre m'a permis d'acquérir une compréhension approfondie du processus de distribution de l'électricité, notamment par les lignes moyenne tension. Il fournissait des informations détaillées sur la structure des réseaux moyenne tension et des réseaux ruraux.

Nous avons acquis une connaissance de base sur les schémas des postes de transformation tels que les Schémas des postes à couplage de barres et les schémas des postes à couplage de disjoncteurs

J'ai appris le fonctionnement des équipements de lignes moyennes tension et le processus de distribution de l'électricité : des conducteurs utilisés en moyenne tension à la construction des lignes, en passant par la vérification et la mise en service.

A yellow scroll graphic with a dark yellow border and a dark yellow shadow. The scroll is unrolled, showing the title text.

Chapitre III

Calcul et simulation de la ligne électrique HTA

Introduction

Suite à mon stage au niveau de la Sonelgaz Adrar qu'il m'a permis acquérir beaucoup de connaissances et d'expériences sur la construction d'une ligne électrique. Donc une ligne de moyenne tension dépend de plusieurs paramètres essentiels influençant la stabilité et la continuité de service de l'énergie électrique. Ces paramètres doivent être déterminés avec précision, notamment la puissance à transporter, le niveau de tension, le dimensionnement des postes de transformation ainsi que le type de réseau à utiliser.

Par ailleurs, le concepteur du réseau électrique doit également prendre en considération les contraintes environnementales telles que l'humidité, le vent, le vent de sable et la nature de la zone géographique, qui peuvent affecter le fonctionnement et la continuité du réseau.

Bien que, nous avons présenté dans les chapitres précédents une étude détaillée sur les architectures en MT, les postes de transformation, la construction des lignes, souterrains, ainsi que les équipements de lignes Moyenne Tension et des réseaux de distribution à ADRAR Région de Reggane. Cependant à travers cette étude nous avons acquis plusieurs compétences et savoir faire sur les projets des lignes aériennes.

Dans le cadre de cette étude, nous nous concentrerons sur ces deux niveaux de tension comme base de départ pour l'analyse du réseau électrique étudié. Ce chapitre sera dédié à une présentation des théories de calcul et une simulation pour valider les résultats de calcul de la ligne. Concernant, la première partie, nous allons calculer la puissance et le courant a transportés pour déterminer les paramètres des conducteurs, comme, la section, les chutes de tension maximale et les pertes techniques. Alors, cette partie sera achevée par une détermination des conducteurs et des transformateurs.

Toutefois, dans la deuxième partie nous allons choisir un simulateur numérique pour valider le fonctionnement normal de la ligne et l'écoulement de puissance d'une part. D'autre part nous simulerons le comportement de la ligne en présence de défaut et pour des raisons de sureté de service nous proposerons de simuler le projet d'installation d'une deuxième source initié par la Sonelgaz.

III.1 Calcul de la puissance [12]

III.1.1 La puissance installée P_i

Le calcul de cette puissance nécessite l'évaluation de la consommation de la zone dont sera alimentée ; cette évaluation requiert l'étude de :

Recensement de la population

Nature des activités

La superficie

$$P_i = P_d + P_{id} \quad (\text{III.1})$$

La puissance domestique P_d :

La puissance utilisée par l'ensemble des matériels électrique pour un abonné

$$P_d = C_s(t).I(t).N(t) \quad (\text{III.2})$$

$C_s(t)$: Puissance unitaire

$N(t)$: Nombre des abonnées

$I(t)$: Taux de desserte au temps t qui le rapport entre le nombre d'abonnés potentiels et le nombre de concessions.

La Puissance industrielle P_{id} :

La puissance industrielle demandée par les unités industrielles dans la zone sera alimentée.

Calcul de la puissance utilisée P_u ou puissance foisonnée P_f :

C'est la puissance réellement consommée, donné par la multiplication de la puissance installée par le coefficient de simultanéité appelé aussi coefficient de foisonnement).

$$P_u = P_i * k_s \quad (\text{III.3})$$

k_f ou k_s : Ou Coefficient de foisonnement ou encore de simultanéité

Les coefficients de simultanéité ou de foisonnement :

Ces coefficients ci-dessous utilisées dans le calcul de puissance utilisée et sont donnés selon les nombres d'abonnés ou de ménages.

Table III.1: tableau des coefficients de simultanéité

Nombres d'abonnés	2-4	5-9	10-14	15-19	20-24	25-29	30-34	35-39	40-49	>50
k_f ou k_s	1	0.78	0.63	0.53	0.49	0.46	0.44	0.42	0.41	0.38

III.1.2 Calcul de la puissance maximale :

La puissance maximale ou le demande maximum c'est la puissance évalué de la charge qui sera utilisé dans m ans en prenant en compte l'extension populaire de la zone.

Pour diminuer l'investissement et les pertes à vide, il faut que le nombre de l'année choisi soit petit, par exemple 3 ans ou 4 ans.

Le calcul de cette puissance donné par une suite géométrique, en considérons que la puissance appelé dans l'année m est la puissance de l'année précédent ($m-1$), suivis d'une augmentation annuelle.

Calcul du taux d'accroissement de la charge :

$$\tau = \frac{P_{m+1} - P_m}{P_m} \quad (\text{III.4})$$

$$P_m = P_0(\tau + 1) \quad (\text{III.5})$$

$$P_2 = (\tau + 1)P_1 = P_0(\tau + 1)^2$$

$$P_3 = (\tau + 1)P_2 = P_0(\tau + 1)^3$$

$$P_4 = \dots\dots\dots$$

Par récurrence on a :

$$P_m = P_0(\tau + 1)^m \quad (\text{III.6})$$

Avec :

P_0 : La puissance à l'année d'électrification

P_m : La puissance provisionnée après m années

τ : Taux de croissance annuelle

III.1.3 La puissance apparente :

Le transport et distribution électrique se fait en triphasé

$$S = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \quad (\text{III.7})$$

III.1.4 La puissance active :

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \varphi \quad (\text{III.8})$$

III.2 Calcul des courants

III.2.1 le courant nominal I_n :

$$S_n = \sqrt{3} \times U_n \times I_n \quad (\text{III.9})$$

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \times U_n} \quad (\text{III.10})$$

$$P_n = \sqrt{3} \times U_n \times I_n \times \cos \varphi \quad (\text{III.11})$$

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} \times U_n \times \cos \varphi} \quad (\text{III.12})$$

I_n : Le courant nominal

S_n : Puissance nominal

U_n : Tension nominal

P_n : Puissance active

III.2.2 le courant de court-circuit I_{cc} :

$$I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3} \times Z_{cc}} \quad (\text{III.13})$$

Z_{cc} : L'impédance équivalente de toute la ligne de la point de source jusqu'au point de court-circuit.

$$Z_{cc} = \sqrt{R_{tot}^2 + X_{tot}^2} \quad (\text{III.14})$$

III.2.3 le courant admissible I_z :

Le courant admissible dépend de la section et nature du conducteur est toujours supérieure au courant nominal ; son calcul se fait comme ci-dessous :

$$I_z = K \times S^{0,62} \quad (\text{III.15})$$

S : Section du câble

K : Coefficient due à la nature de l'âme conductrice

Table III.2 : coefficients de la nature des conducteurs K

Matériaux	K
Almélec	17.1
Cuivre	21
Alu-Acier	16.4

Pour les lignes aériennes dont les conducteurs en almélec les courants admissibles pour les sections les plus utilisées sont :

Section $93.3mm^2$

$$I_z = 17.1 \times 93.3^{0.62} = 284.65 \text{ A}$$

Notons que, pour SONELGAZ le courant admissible pour le conducteur $93.3mm^2$ est 284.65 A

Puissance maximale admissible par les conducteurs :

$$P_{\max} = \sqrt{3} \times U \times I_z \times \cos \varphi \quad (\text{III.16})$$

III.3 La chute de tension

La différence entre la tension de la sortie et celle de la tension d'entrée, cette chute de tension $\frac{\Delta U}{U}$, s'exprime en %

$$\Delta U = (R_0 + X_0 \times \tan \varphi) \frac{P \times L}{U} \quad (\text{III.17})$$

$$\frac{\Delta U}{U} = (R_0 + X_0 \times \tan \varphi) \frac{P \times L}{U^2} \text{ en \%} \quad (\text{III.18})$$

Avec :

R_0 : Résistance linéique (Ω/km),

X_0 : Réactance linéique en (Ω/km),

U : Tension en (kV)

P : Puissance (MW)

L : Longueur de la ligne (km)

III.4 Les pertes techniques

$$P_e = \frac{10^3 R L T P^2}{U^2 \cos^2 \varphi} \quad (\text{III.19})$$

L : La longueur de la ligne (km)

T : La durée annuelle d'utilisation de la puissance P (heures)

R : La résistance linéique en (Ω/km)

U : La tension entre phase (V)

P : La puissance active appelée (kW)

III.5 Choix des conducteurs

Le choix des conducteurs se base sur plusieurs critères qui sont :

- ✓ Le courant admissible I_z par le conducteur qui doit être supérieure au courant nominal I_n
- ✓ Le courant de court-circuit I_{cc} doit être inférieur au courant de court-circuit maximal I_{ccmax} qui pourra supporter par le conducteur.

- ✓ La chute de tension : La chute de tension pour une ligne moyenne tension, doit être inférieure à la chute de tension prévue par la norme ne doit pas excéder le 5% de la tension transitée selon NF C 11-201.

III.6 Choix du transformateur

Le choix du transformateur dépend de la puissance foisonnée, les caractéristiques électriques du transformateur sont :

- ❖ La puissance apparente
- ❖ La tension entrante
- ❖ La tension sortant

Suivant la puissance apparente on détermine les types et nombres des postes MT/BT, les catégories de puissance transporter 30KV ou 10 KV selon la nécessité

Exemple pour transformateur HTA/BT

III.6.1 Calcul de la puissance apparente

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} \quad (\text{III.20})$$

III.6.2 Calcul du rapport de transformation

Le rapport de transformation est donné par la formule suivant :

$$m = \frac{U_2}{U_1} = \frac{N_2}{N_1} = \frac{I_1}{I_2} \quad (\text{III.21})$$

III.6.3 Le courant secondaire

C'est équivalent à le courant nominal circulant dans le coté BT, ce courant calculé de la puissance apparente nominale

$$I_2 = I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3}U_0} \quad (\text{III.22})$$

S_n : Puissance assignée du transformateur (VA).

U_0 : Tension assignée secondaire (à vide) du transformateur (V).

III.6.3 Le courant primaire

$$I_1 = \frac{N_1}{N_2} \times I_2 \quad (\text{III.23})$$

III.7 protection contre les risques électriques sur réseau MT [13]

Le sujet de la protection des installations électriques dans l'industrie est vaste. Il couvre de nombreux aspects :

- ✓ Protection des personnes et des animaux contre les chocs électriques,
- ✓ Protection de l'équipement et des composants contre les contraintes générées par les courts-circuits, surtensions de foudre, instabilité des réseaux électriques, et autres perturbations électriques, protection des biens et équipement contre les dommages et destructions,
- ✓ Protection contre les pertes de production,
- ✓ Protection des travailleurs, de la population environnante et de l'environnement contre les incendies, les explosions, les gaz toxiques, etc.,
- ✓ Protection des opérateurs et de l'équipement électrique contre les conséquences des manœuvres erronées. Cela signifie que les dispositifs de commutation (interrupteurs en charge, sectionneurs, interrupteurs de mise à la terre) doivent être manœuvrés dans le bon ordre. Un inter-verrouillage convenable assure le strict respect des séquences de fonctionnement correctes.

Quatre aspects de la protection sont détaillés :

- ✓ protection contre les chocs électriques,
- ✓ protection des transformateurs contre les contraintes externes et les défauts internes,
- ✓ amélioration de la protection du transformateur MT / BT avec disjoncteur associé à un relais auto alimenté,
- ✓ protection des opérateurs contre les conséquences des manœuvres erronées par des inter-verrouillages appropriés.

III.7.1 Principe général de la protection contre les chocs électriques

III.7.1.1 Protection contre le contact direct

Il existe quatre grands principes de protection contre les risques de contact direct :

- ✓ en intégrant toutes les parties actives dans des boîtiers en matériau isolant ou métalliques reliés à la terre. Pour l'appareillage MT, la norme CEI 62271-200 (Appareillage sous enveloppe métallique pour courant alternatif de tensions assignées supérieures à 1 kV et inférieures ou égales à 52 kV) spécifie un indice de protection minimum IP2X qui assure la protection contre le contact direct. En outre, les armoires métalliques doivent assurer une continuité électrique entre toutes les pièces métalliques intérieures et extérieures,
- ✓ en plaçant les parties actives hors de portée. Ce principe est utilisé dans les postes à isolement dans l'air ; (voir Figure III.1)
- ✓ par l'installation de barrières, également utilisées dans les postes à isolement dans l'air ;
- ✓ par isolation. Les meilleurs exemples de la protection par isolation sont les câbles électriques BT et MT. (voir Figure III.2)

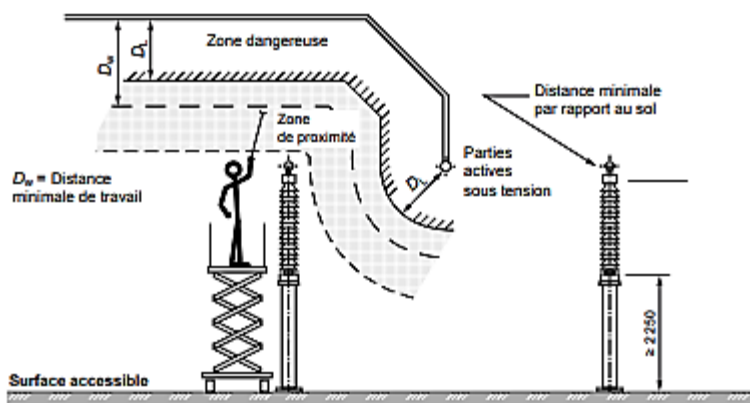


Figure III.1 : Protection assurée en plaçant les parties actives hors de portée. Les distances de sécurité sont fixées par la CEI 61936

III.7.1.2 Protection contre le contact indirect

Dans les réseaux MT, les tensions de contact présumées peuvent atteindre des valeurs nécessitant l'interruption de l'alimentation dans des délais beaucoup plus courts que le temps le plus rapide d'ouverture de disjoncteurs. Le principe de protection utilisé pour les systèmes BT ne peut être appliqué en tant que tel pour les systèmes MT.

Une solution possible pour la protection des personnes consiste à créer des systèmes équipotentiels par des conducteurs de liaison reliant toutes les parties métalliques de l'installation : boîtiers d'appareillage, carcasses de machines électriques, structures en acier, tuyaux métalliques au sol, etc. Cette disposition permet de maintenir les tensions de contact en dessous de la limite dangereuse.

Une approche plus sophistiquée concernant la protection des personnes contre les contacts indirects dans les installations MT et HT est développée dans les normes CEI 61936 et EN 50522. La méthode développée dans ces normes autorise des limites de tension de contact plus élevées, justifiées par des valeurs plus élevées de

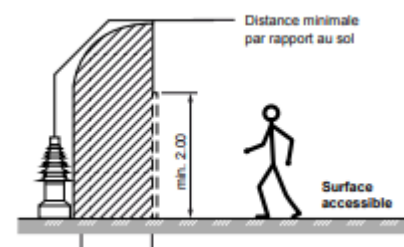


Figure III.2: Protection par installation de barrières. Les distances de sécurité sont fixées par la CEI 61936

la résistance du corps humain et la prise en compte de résistances supplémentaires telles que celles des chaussures et de couche de pierre concassée.

III.7.2 Protection des transformateurs et des circuits

III.7.2.1 Protection des transformateurs

1) Contraintes dues au réseau

Des surtensions peuvent apparaître sur le réseau telles que :

- ✓ Surtensions d'origine atmosphérique : ces surtensions sont causées par un coup de foudre tombant sur (ou à proximité de) la ligne aérienne,
- ✓ Surtensions de manœuvres : Dans les deux cas ci-dessus, le dispositif de protection contre les surtensions généralement utilisé est une varistance (oxyde de Zinc). Dans la plupart des cas, la protection contre les surtensions n'a pas d'action sur les appareillages.

2) Contraintes dues à la charge

Ce sont des surcharges dues, la plupart du temps, à l'augmentation du nombre de petites charges alimentées simultanément, à l'accroissement de la puissance absorbée par certaines grosses charges ou à l'accroissement de la puissance apparente de l'installation du fait d'une extension. L'accroissement des charges se traduit par une augmentation de l'intensité qui élève la température des circuits, ce qui peut dégrader le niveau d'isolement des équipements. Cette élévation de température réduit la longévité des appareils de l'installation.

Les dispositifs de protection contre les surcharges peuvent être installés au primaire ou au secondaire du transformateur.

La protection contre les surcharges d'un transformateur est assurée par un relais électronique qui commande le disjoncteur installé au secondaire du transformateur. De tels relais, généralement appelés relais thermique de surcharge, modélisent la température d'un transformateur, en prenant en compte sa constante de temps thermique. Certains de ces relais sont capables de prendre en compte les effets thermiques des courants harmoniques dus aux charges non linéaires (redresseur, équipement informatique, variateurs de vitesse, etc.). Ces relais sont aussi capables d'indiquer le temps avant le déclenchement par surcharge et la durée de refroidissement après déclenchement. Ces informations sont très utiles pour piloter les manœuvres de délestage. En complément de cette protection :

- ✓ les transformateurs de type "immergés" dans un diélectrique de refroidissement (huile minérale tirée du pétrole ou plus récemment végétale extraite des plantes) disposent fréquemment d'un thermostat à 2 seuils placés dans le diélectrique, le premier seuil servant à la signalisation, le second seuil au déclenchement,
- ✓ les transformateurs de type "sec enrobé" utilisent une sonde thermique PTC (coefficient de température positif) placée dans la partie la plus chaude des enroulements BT pour l'alarme et le déclenchement.

3) Défauts internes

Un défaut interne au transformateur est, le plus souvent, un défaut entre spires d'un même enroulement. L'arc de défaut dégrade ou détruit le bobinage, et, dans le cas de transformateur immergé à huile, provoque l'émission de gaz de décomposition. Un transformateur immergé mal protégé, peut détruire partiellement la

cuve, qui laissera se répandre de l'huile enflammée. Les transformateurs de type sec enrobé évitent ce type de risque

La protection contre les défauts internes dépend du type de transformateur :

- ✓ Transformateur immergé avec respirant ou avec conservateur : la dilatation du diélectrique liquide se fait dans un réservoir d'expansion placé au dessus de la cuve, par lequel le diélectrique est en contact avec l'atmosphère. Ce réservoir comporte un assécheur d'air pour éviter l'entrée d'humidité à l'intérieur du réservoir. Pour ce type de transformateur, un relais Bucholz permet de détecter une faible accumulation de gaz ou une entrée d'air du fait d'une baisse de liquide par une fuite du réservoir.

Il comporte un premier niveau d'alarme et un second niveau qui provoque l'ouverture immédiate de la protection amont (disjoncteur ou combiné interrupteur-fusibles). Une détection spécifique provoque également cette ouverture immédiate en cas de brusque montée du niveau d'huile dans le tuyau reliant la cuve au réservoir d'expansion, résultant d'un rapide dégagement gazeux dû à un arc ou un courant de court-circuit. Ce type de relais est souvent remplacé par un relais type DGPT (Détection Gaz, Pression, Température) adapté pour être utilisé en Bucholz.

- ✓ Transformateur immergé à remplissage total (ERT) sans «matelas gazeux» : ce type utilise une cuve étanche (le diélectrique n'est pas en contact avec l'atmosphère) complètement remplie et une conception spéciale des ailettes de refroidissement qui permet une certaine déformation élastique suivant la température. Il présente de nombreux avantages par rapport à la solution précédente (encombrement réduit, faible maintenance, pas de risque d'oxydation du diélectrique, facilité de raccordement...). Cette technologie tend de ce fait à se généraliser pour les transformateurs immergés jusqu'à 10 MVA.

Pour ce type de transformateur, le Bucholz est inadapté et remplacé par des relais de protection de type DGPT. Le seuil de gaz ou de pression déclenche la protection amont (disjoncteur ou combiné interrupteur-fusibles), le seuil de température déclenche la protection amont ou le disjoncteur aval BT.

- ✓ Transformateurs de type sec enrobé : ce type de transformateur utilise des isolants secs, qui assurent le refroidissement par l'air ambiant sans liquide intermédiaire et ont, pour certains, des qualités intrinsèques de comportement au feu élevées. Ils sont de ce fait utilisés, voire imposés, par la législation locale dans certaines installations pour des raisons de sécurité.

Pour ce type de transformateur la protection interne est assurée par une surveillance (sondes) de température.

4) Défaut interne entre phases

Le court-circuit interne doit être détecté et éliminé par :

- ✓ trois fusibles au primaire du transformateur,
- ✓ un relais de surintensité qui provoque le déclenchement du disjoncteur en amont du transformateur (cf. Figure III.3).

5) Défaut interne à la terre

C'est le type de défaut interne le plus commun. Il doit être détecté par un relais à maximum de courant. Le courant de défaut à la terre peut être calculé à partir de la somme des trois courants primaires (trois transformateurs de courant sont mis en œuvre) ou par un tore spécifique. Si une grande sensibilité est

nécessaire, l'utilisation d'un tore spécifique est préférable. Dans ce cas, deux transformateurs de courant sont suffisants pour la protection contre les défauts entre phases (cf. Figure III.3).

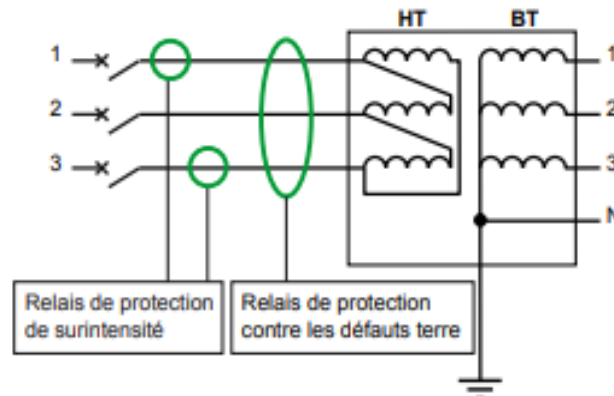


Figure III.3: Protection contre les défauts à la terre dans les enroulements

III.7.2.2 Protection des circuits aval

La protection des circuits en aval du transformateur doit être conforme aux règles des installations électriques à basse tension (comme les normes CEI 60364 ou les normes et les règlements nationaux).

III.7.2.3 Sélectivité entre dispositifs de protection en amont et en aval du transformateur

Le poste de livraison MT à comptage BT nécessite une sélectivité entre les fusibles MT et le disjoncteur ou les fusibles BT.

Le calibre des fusibles sera déterminé en fonction des caractéristiques du transformateur MT/BT.

Les caractéristiques du disjoncteur BT doivent être telles que, pour une condition de surcharge ou de court-circuit en aval du point où il est installé, le disjoncteur déclenche suffisamment rapidement pour garantir que :

- les fusibles MT ou le disjoncteur MT ne coupent pas,
- les fusibles MT ne soient pas dégradées par la surintensité qui les traverse.

Les caractéristiques de coupure des fusibles MT ou de déclenchement des disjoncteurs MT et BT sont indiquées sous la forme de courbes donnant le temps de fusion ou de déclenchement des protections en fonction du courant de court-circuit les traversant. Ces deux types de courbes ont une forme générale à temps inverse (avec une discontinuité pour la courbe du disjoncteur après le seuil de déclenchement instantané).

La Figure (III.4) présente les courbes typiques pour un fusible MT et un disjoncteur BT. Pour pouvoir comparer les courants du disjoncteur BT et les courants des fusibles MT, il est nécessaire de se placer du même côté du transformateur, donc d'appliquer le rapport de transformation du transformateur (ou son inverse) à l'un des deux courants.

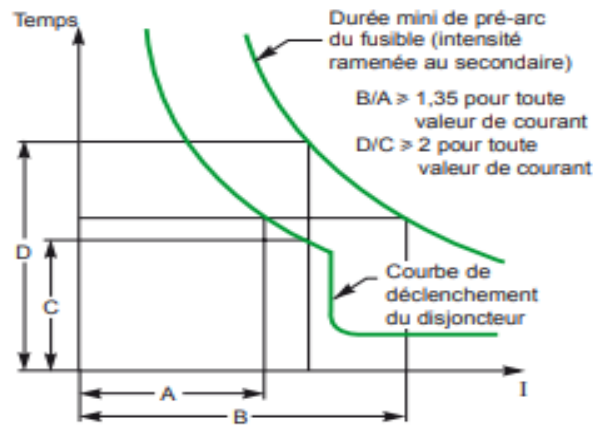


Figure III.4 : Sélectivité entre fusibles de protection amont et disjoncteur BT aval pour la protection transformateur

1) Afin de réaliser une sélectivité MT/BT

Les courbes de fusion du fusible ou de déclenchement du disjoncteur MT doivent être placées au-dessus et à droite de la courbe du disjoncteur BT. Il est nécessaire de considérer séparément les cas où la protection MT est assurée par des fusibles ou un disjoncteur.



Figure III.5 : Unifilaire des fusibles MT et des disjoncteurs BT

2) Afin de ne pas dégrader le fusible MT

La courbe de temps minimum de pré-arc du fusible MT doit être :

- placée à droite de la courbe de déclenchement du disjoncteur BT avec au moins un facteur 1,35, c'est-à-dire :
 - pour un temps T, la courbe de déclenchement du disjoncteur BT passe par le point 100 A,
 - pour le même temps T, la courbe de pré-arc du fusible MT passe par le point 135 A au moins.
- placée au-dessus de la courbe de déclenchement du disjoncteur BT avec au moins un facteur 2, c'est-à-dire :
 - pour un courant I, la courbe du disjoncteur BT passe par le point 1,5 s,
 - pour le même courant I, la courbe de pré-arc du fusible MT passe par le point 3 s au moins.

3) Afin de garantir le non déclenchement du disjoncteur MT

La courbe de déclenchement du disjoncteur MT doit être :

- placée à droite de la courbe de déclenchement du disjoncteur BT avec au moins un facteur 1,35 c'est-à-dire :
 - pour un temps T, la courbe de déclenchement du disjoncteur BT passe par le point 100 A,
 - pour le même temps T, la courbe de déclenchement du disjoncteur MT passe par le point 135 A au moins.
- placée au-dessus de la courbe de déclenchement du disjoncteur BT avec au moins un écart de 0,3 s entre les courbes

III.7.2 Protection d'un transformateur MT / BT par disjoncteur

La protection d'un transformateur MT/BT par disjoncteur est généralement utilisée dans les installations industrielles et bâtiments commerciaux de grande taille et particulièrement quand la puissance du transformateur dépasse 800 kVA. Dans ces applications, les tableaux modulaires offrent une grande flexibilité.



Figure III.6 : Tableaux SM6 et Premset (Schneider Electric) incluant la protection d'un transformateur MT/BT par relais auto-alimenté

III.7.2.1 Maintenance

Les relais de protection modernes sont maintenant pratiquement sans entretien, car ils incluent des fonctionnalités d'autotest. Toutefois, il reste nécessaire de vérifier la chaîne de protection à la mise en service et périodiquement (tous les 5 ou 10 ans).

III.7.2.2 Performances de protection

Les disjoncteurs associés à des relais de protection électroniques apportent de nombreux avantages en termes de sélectivité, à savoir :

- coordination des dispositifs en amont et en aval,
- discrimination des courants d'appel,
- détection de faibles valeurs de courant de défaut phase-phase ou phase-terre.

III.7.2.3 Sélectivité avec l'installation BT

Dans les cas où l'installation BT comprend un disjoncteur d'arrivée ouvert, la sélectivité avec le disjoncteur MT est obtenue facilement, car il est possible de choisir la courbe adéquate de déclenchement du relais électronique.

III.7.2.4 Courant d'appel

La mise sous tension d'un transformateur provoque la circulation d'un courant d'appel transitoire très élevé qui peut atteindre des valeurs de crête jusqu'à dix fois la crête du courant nominal. Ceci est un phénomène normal et la protection ne doit pas déclencher. Le disjoncteur permet une grande flexibilité pour éviter le déclenchement, tout en conservant un bon niveau de protection, grâce à la caractéristique temps / courant du relais électronique.

III.7.2.5 Courant de défaut de phase de faible amplitude

Les transformateurs MT / BT ont généralement un taux de défaillance très faible. La plupart des défauts sont des défauts entre spires ou des défauts phase – terre. Généralement un défaut entre spires n'est pas éliminé assez tôt. Les défauts phase-phase entre bornes MT sont plus rares

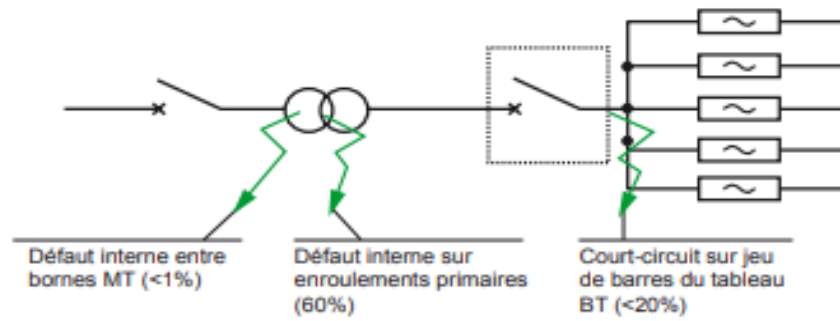


Figure III.6 : Localisation d'un défaut

Les défauts les plus fréquents sont des courts-circuits à l'intérieur d'un enroulement MT où le niveau de courant de défaut est faible (de 1 à 6 fois le courant nominal). En cas de protection par disjoncteur, le relais va détecter le défaut et provoquer le déclenchement dès que le courant aura atteint le seuil de réglage. Le transformateur MT / BT sera déconnecté en toute sécurité.

III.7.2.6 Courants de défaut de forte amplitude

Dans les rares cas d'un court-circuit entre les bornes MT, la protection doit agir rapidement. Dans ce cas, un disjoncteur est plus lent qu'un fusible MT qui a des capacités de limitation de courant. Toutefois, un disjoncteur pourra éliminer le défaut en moins de 100 ms, ce qui est suffisant pour éviter des dommages graves.

III.7.2.7 Défauts à la terre de faible amplitude

En cas de défaut à la terre de haute impédance sur un enroulement MT, ou de défaut franc à la terre avec un système de mise à la terre du neutre par impédance, l'amplitude du courant de défaut à la terre est inférieure au courant nominal du transformateur. Les relais autoalimentés modernes intègrent une protection contre les défauts à la terre à faible seuil, assurant une protection efficace dans ces conditions.

III.7.2.8 Cas de la distribution publique

Dans les applications de distribution publique, telles que les configurations de réseau en boucle MT, les Distributeurs recherchent les solutions répétitives les plus simples pour les postes MT / BT qui sont répartis dans une vaste zone géographique. La puissance du transformateur MT / BT est généralement limitée à 630 kVA ou moins. Les Distributeurs spécifient des solutions compactes d'appareillage à 3 fonctions souvent non extensibles. Dans ce cas, la protection des transformateurs MT / BT par fusibles MT offre une solution optimisée



Figure III.7 : Appareillage compact Type RM6 à 3 fonctions

III.7.2.9 Choix du dispositif de protection

Le choix du dispositif de protection amont est déterminé en tenant compte de deux éléments :

- ✓ le courant de base (IB), dont la valeur est :
 - en comptage BT, la valeur du courant assigné au primaire de l'unique transformateur HTA/BT ;
 - en comptage HTA, la somme des courants assignés au primaire des transformateurs et des courants assignés des autres appareils à HTA (moteurs...) ;
 La puissance de base (PB) de l'installation s'en déduisant par :

$$P_B = \sqrt{3} \times U_n \times I_B$$

(Un : tension nominale du réseau)

- ✓ le courant minimal de court-circuit (Iccb) : valeur minimale du courant de court-circuit pouvant affecter l'installation HTA ;

En pratique c'est le courant du défaut biphasé au point le plus éloigné dans l'installation HTA. Il se déduit du défaut triphasé en ce point par :

$$I_{ccb} = I_{ccbiphase} = 0,86 I_{cctriphase}.$$

La norme NF C 13-100 précise que pour :

- ✓ $I_B < 45 \text{ A}$ et lorsqu'il n'y a qu'un seul transformateur, la protection peut être assurée soit par des fusibles, soit par un disjoncteur. Ce dernier est préférable s'il est prévu dans l'avenir une augmentation de la puissance du poste ;
- ✓ $I_B \geq 45 \text{ A}$ ou lorsqu'il y a plusieurs transformateurs, la protection est assurée par un disjoncteur.

1) Protection par fusibles

La norme NF C 13-100 définit le courant assigné des fusibles en fonction de la tension et de la puissance nominale du transformateur. Si une source autonome d'énergie électrique peut fonctionner en parallèle avec le réseau du distributeur il faut opter pour une protection par disjoncteur.

2) Protection par disjoncteur

La norme NF C 13-100 § 433.3 définit les réglages des protections du disjoncteur d'après les valeurs de IB et Iccb.

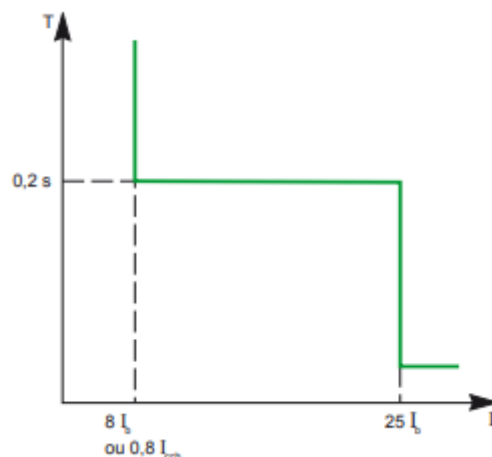


Figure III.8 : Protection par disjoncteur

III.7.2.10 Protection contre les défauts à la terre

Une protection contre les défauts à la terre (à maximum de courant résiduel – code ANSI 50N ou 51N) doit être prévue, obligatoirement :

- ✓ lorsque le transformateur (fonctionnant à la tension du réseau d'alimentation) est relié par un câble de plus de 100 mètres à l'appareil de protection amont,

✓ lorsqu'il est fait usage d'une protection par relais indirects.

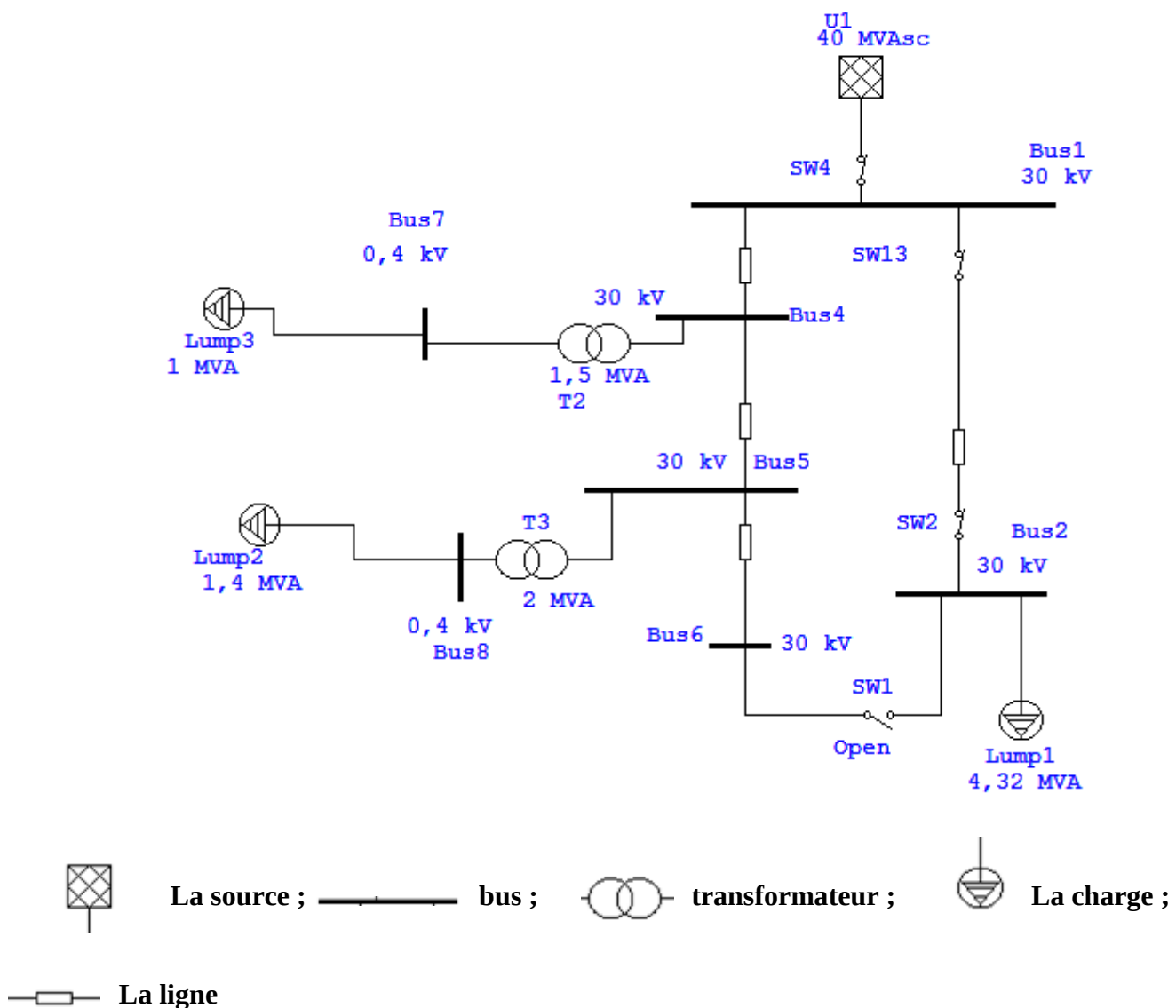
Les relais Schneider Electric correspondants sont du type Statimax ou Sepam et agissent sur le dispositif de protection amont.

III.8 Simulation sur ETAP et résultats

La simulation du réseau électrique étudié sous le logiciel ETAP. Le schéma simulé est constitué d'une source HTA de 30 kV alimentant un transformateur de puissance 30/0,4 kV de 4,32 MVA via une liaison électrique HTA.

L'objectif principal de cette étude est d'analyser l'écoulement de puissance dans le réseau ainsi que les courants de court-circuit afin d'évaluer les performances et la sécurité du système électrique étudié.

III.7.1 Conception sur ETAP (en régime principale)



III.7.2 Ecoulement de puissance

III.7.2.1 Résultat de l'écoulement de puissance

La valeur de tension et de la puissance active et réactive des différents bus.

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
* Bus1	30.000	100.000	0.0	5.699	3.443	0	0	Bus2	3.648	2.339	83.4	84.2	
								Bus4	2.051	1.104	44.8	88.0	
Bus2	30.000	96.764	-2.4	0	0	3.625	2.247	Bus1	-3.625	-2.247	84.8	85.0	
Bus4	30.000	99.556	-0.4	0	0	0	0	Bus1	-2.050	-1.120	45.2	87.8	
								Bus5	1.194	0.576	25.6	90.1	
								Bus7	0.856	0.544	19.6	84.4	
Bus5	30.000	98.849	-1.0	0	0	0	0	Bus4	-1.192	-0.669	26.6	87.2	
								Bus6	0.000	-0.128	2.5	0.0	
								Bus8	1.192	0.797	27.9	83.1	
Bus6	30.000	98.920	-1.0	0	0	0	0	Bus5	0.000	0.000	0.0	0.0	
Bus7	0.400	97.080	-1.0	0	0	0.840	0.521	Bus4	-0.840	-0.521	1469.7	85.0	
Bus8	0.400	98.196	-3.0	0	0	1.181	0.732	Bus5	-1.181	-0.732	2043.1	85.0	2.500

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)

Indicates a bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

Les résultats de l'étude de l'écoulement de puissance montrent que le réseau fonctionne dans des conditions acceptables.

Table III.3 : Le résultat de chute de tension (en régime principale)

Bus	Chute de tension (%)
Bus1	0
Bus4	0,44
Bus5	1,15
Bus8	2,58
Bus2	3,24

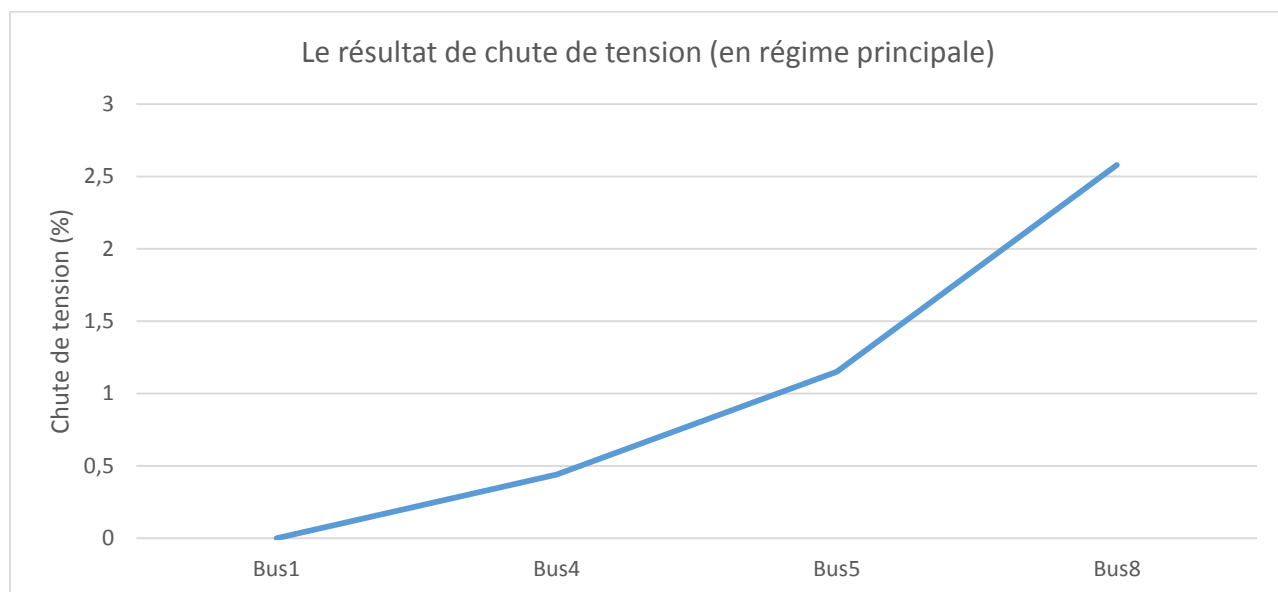
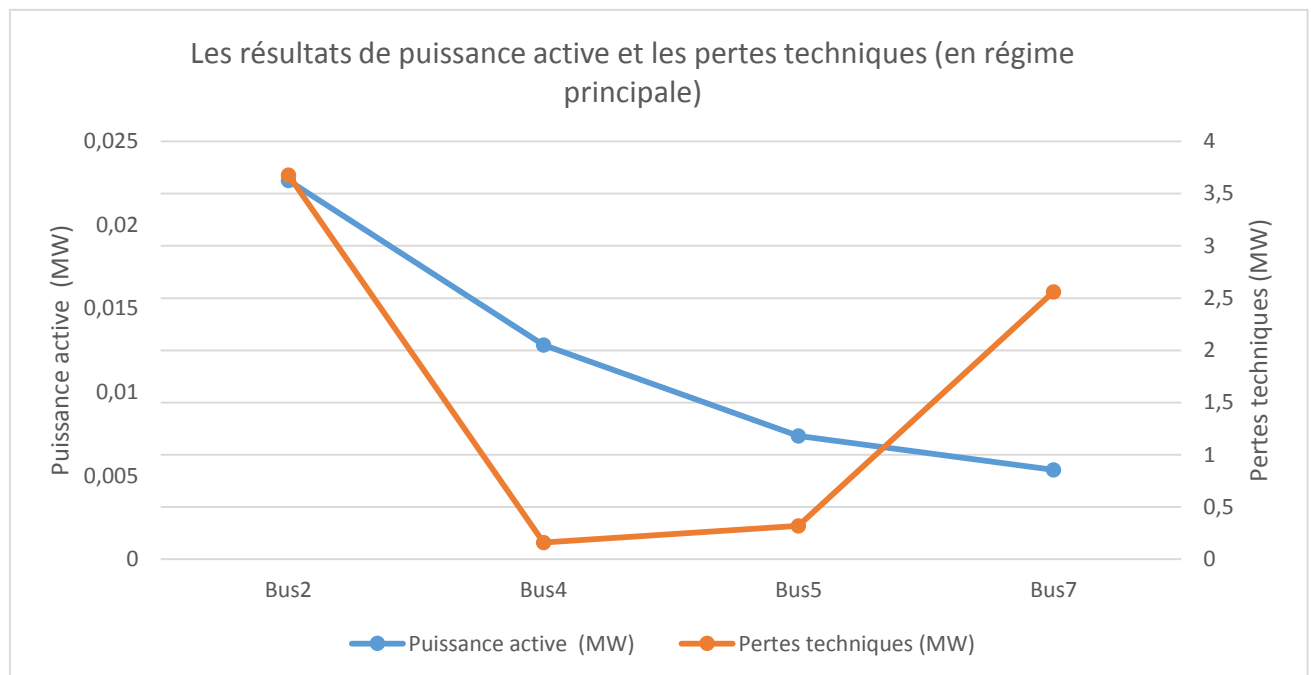


Table III.4 : Les résultats de puissance active et les pertes techniques (en régime principale)

bus	Puissance active (MW)	Pertes techniques (MW)
Bus2	3,625	0,023
Bus4	2,051	0,001

Bus5	1,181	0,002
Bus7	0,856	0,016
Bus8	1,192	0,011



1) Répartition de puissance :

On remarque que la charge industrielle (Lump1) représente la plus grande partie de la puissance active consommée dans le réseau avec 3,625 MW, soit environ 64 % de la consommation totale

2) Chute de tension:

La tension minimale est observée au niveau du bus Bus 2 avec une chute de tension de 3,24 %, ce qui reste inférieur à la limite admissible de 5 % selon NF C 11-201.

3) Répartition de la puissance réactive :

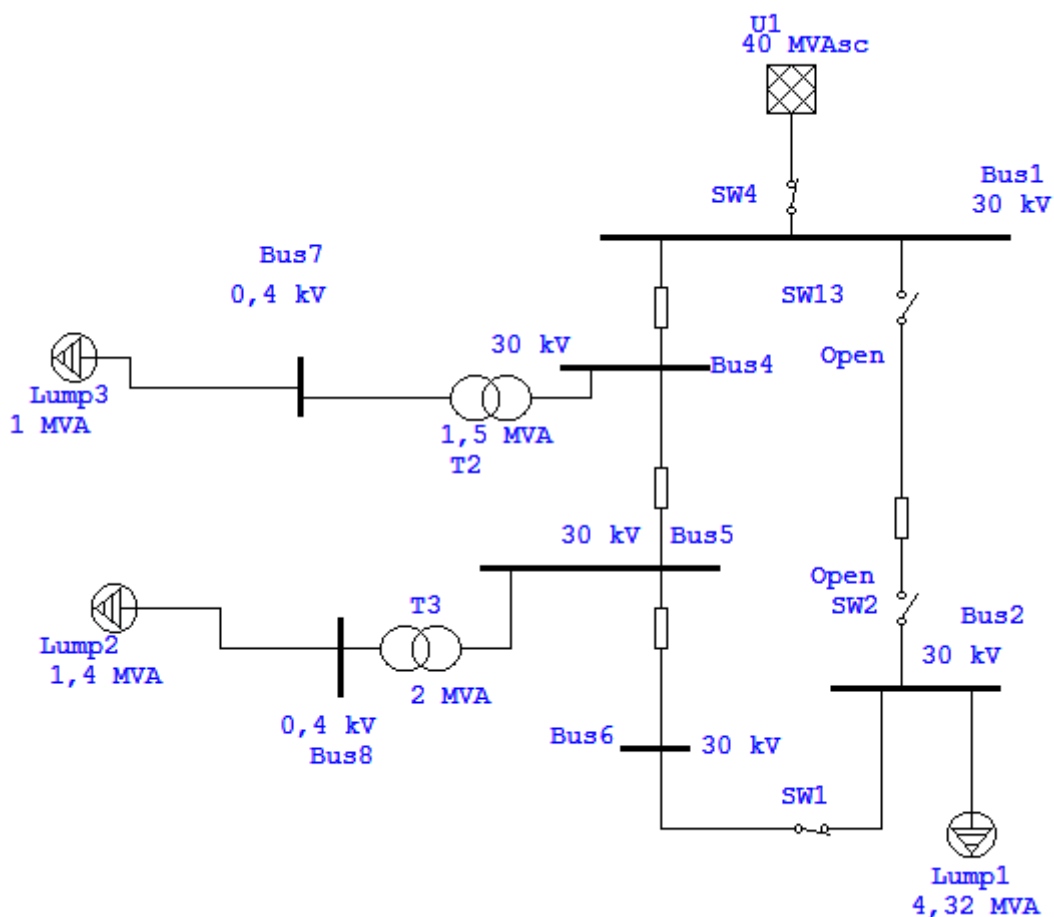
La charge industrielle(Lump1) absorbe la plus grande quantité de puissance réactive avec 2,247 MVA, ce qui influence directement le niveau de tension et les pertes du réseau.

4) Le THD

La valeur de THD du bus 2 (charge industrielle) égale 3,30 % inférieures à 5 %, conformément aux recommandations de la norme IEEE 519.

III.7.3 Ecoulement de puissance (en régime de secours)

Je suppose qu'un défaut sur le départ d'usine (line 1) ouvrir le couplage (sw2 et sw13) et ferme le couplage (sw1)



III.7.3.1 Résultat de l'écoulement de puissance

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	%Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
*Bus1	30.000	100.000	0.0	5.535	3.892	0	0	Bus4	5.535	3.892	130.2	81.8	
Bus2	30.000	91.971	-5.9	0	0	3.559	2.206	Bus6	-3.559	-2.206	87.6	85.0	
Bus4	30.000	98.606	-0.9	0	0	0	0	Bus1	-5.521	-3.784	130.6	82.5	
								Bus5	4.710	3.269	111.9	82.2	
Bus5	30.000	95.061	-3.5	0	0	0	0	Bus7	0.811	0.515	18.7	84.4	
								Bus4	-4.678	-3.050	113.1	83.8	
								Bus6	3.581	2.317	86.4	84.0	
								Bus8	1.097	0.733	26.7	83.1	
Bus6	30.000	91.971	-5.9	0	0	0	0	Bus5	-3.559	-2.206	87.6	85.0	
								Bus2	3.559	2.206	87.6	85.0	
Bus7	0.400	96.238	-1.6	0	0	0.797	0.494	Bus4	-0.797	-0.494	1405.7	85.0	
Bus8	0.400	94.449	-5.4	0	0	1.087	0.674	Bus5	-1.087	-0.674	1954.7	85.0	2.500

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)

Indicates a bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

Table III.4 : Le résultat de chute de tension (en régime de secours)

Bus	Chute de tension (%)
Bus1	0
Bus4	1,39
Bus5	4,90
Bus8	2,58
Bus2	7,99

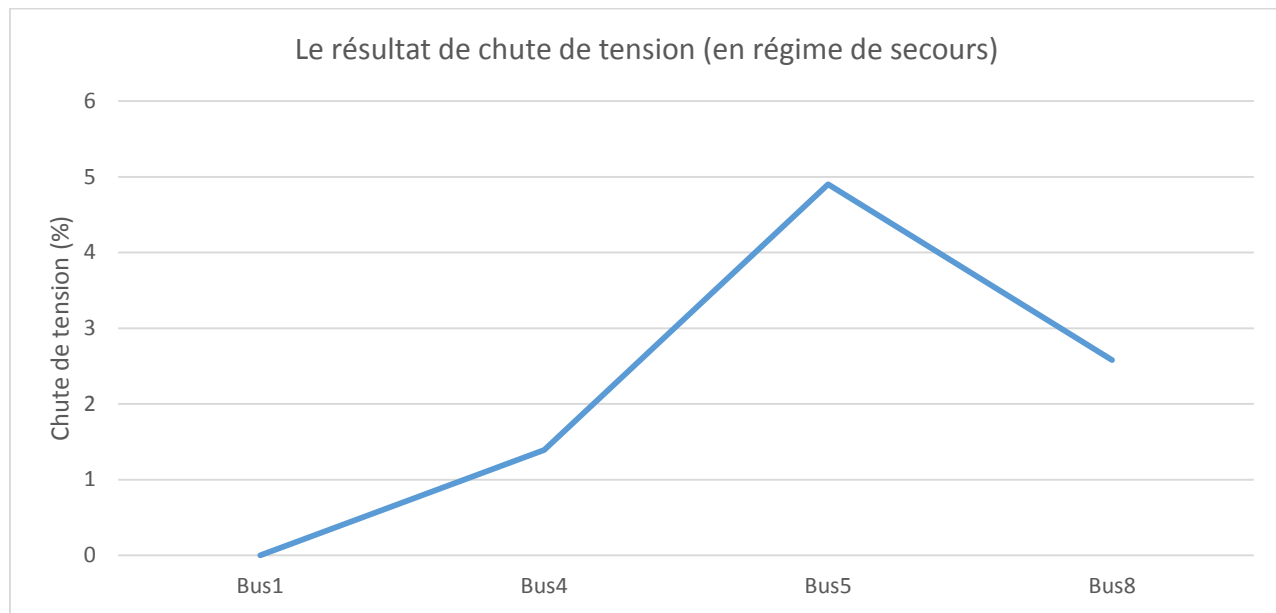
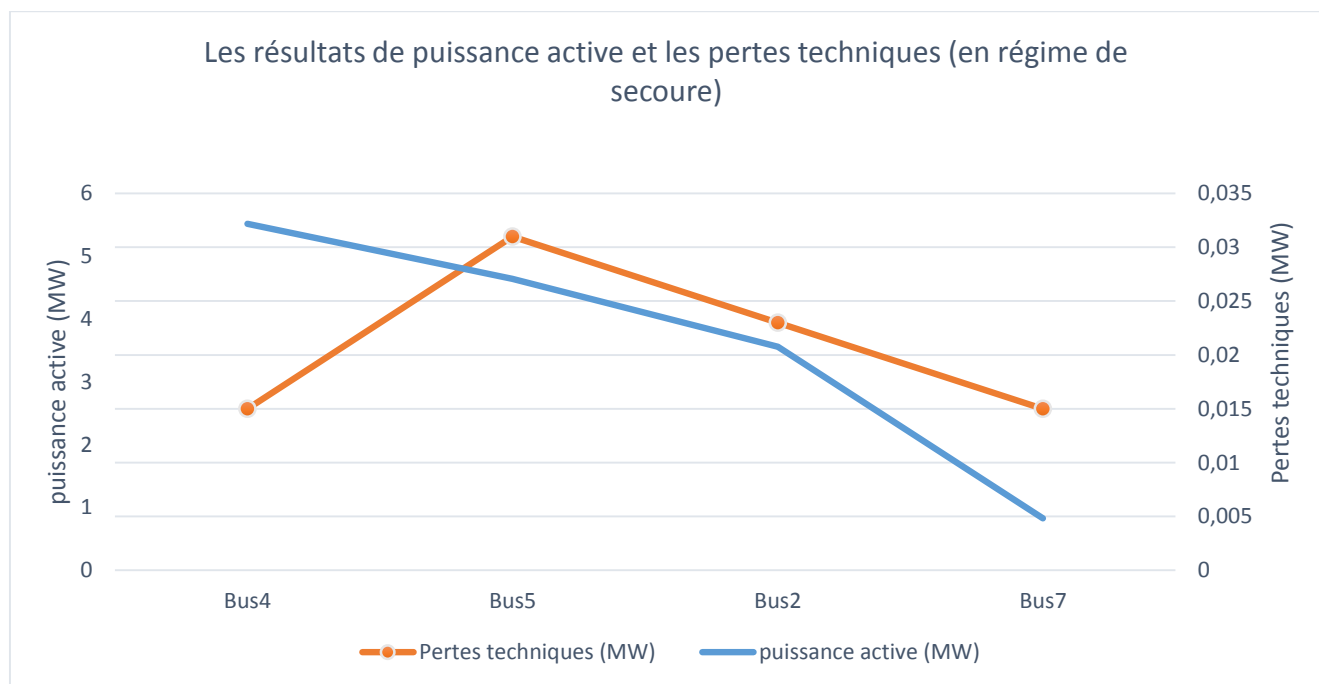


Table III.5 : Les résultats de puissance active et les pertes techniques (en régime de secoure)

Bus	puissance active (MW)	Pertes techniques (MW)
Bus4	5,515	0,015
Bus5	4,640	0,031
Bus2	3,559	0,023
Bus7	0,829	0,015
Bus8	1,049	0,009



III.7.3.2 Interprétation :

Après l'ouverture de la ligne principale et le transfert de la charge industrielle vers la ligne de secours, la continuité d'alimentation est assurée sans interruption de service. Les puissances actives et réactives consommées par les différentes charges restent pratiquement inchangées.

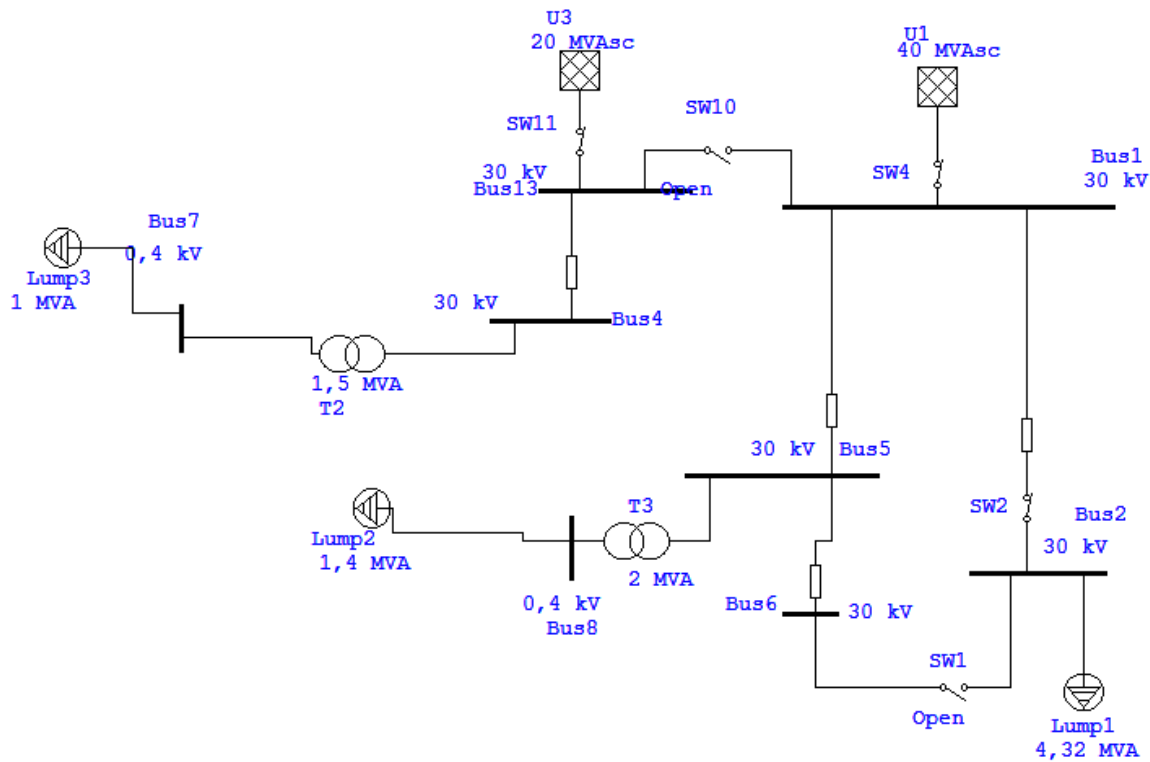
Cependant, une baisse significative des niveaux de tension est observée sur plusieurs nœuds du réseau. La tension minimale atteint 92,01 % au niveau du bus alimentant l'usine, correspondant à une chute de tension

de 7,99 %. Cette dégradation est due à l'augmentation de l'impédance du chemin d'alimentation emprunté par la ligne de secours.

Malgré cette baisse de tension, le réseau reste capable d'assurer l'alimentation des charges prioritaires en situation de secours.

De plus, une légère diminution du THD a été observée en mode de secours (de 3,30 % à 3,09 %), indiquant que le changement de chemin énergétique n'a pas eu d'impact négatif significatif sur la distorsion harmonique.

III.7.4 Propose d'une deuxième source :



III.7.4.1 Ecoulement de puissance d'une deuxième source :

1) Scénario 1 (ouvrer sw4 et ferme sw10) :

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
Bus1	30.000	100.000	0.0	0	0	0	0	Bus2	3.648	2.339	83.4	84.2	
								Bus5	1.135	0.529	24.1	90.6	
								Bus13	-4.783	-2.868	107.3	85.8	
Bus2	30.000	96.764	-2.4	0	0	3.625	2.247	Bus1	-3.625	-2.247	84.8	85.0	
Bus4	30.000	99.814	-0.1	0	0	0	0	Bus13	-0.828	-0.525	18.9	84.4	
Bus5	30.000	99.345	-0.6	0	0	0	0	Bus7	0.828	0.525	18.9	84.4	
								Bus1	-1.134	-0.625	25.1	87.6	
								Bus6	0.000	-0.129	2.5	0.0	
Bus6	30.000	99.416	-0.6	0	0	0	0	Bus5	1.134	0.754	26.4	83.2	
Bus7	0.400	97.425	-0.8	0	0	0.813	0.504	Bus5	0.000	0.000	0.0	0.0	
Bus8	0.400	96.468	-2.4	0	0	1.124	0.697	Bus4	-0.813	-0.504	1417.5	85.0	
*Bus13	30.000	100.000	0.0	5.611	3.359	0	0	Bus5	-1.124	-0.697	1978.4	85.0	
								Bus4	0.828	0.491	18.5	86.0	
								Bus1	4.783	2.868	107.3	85.8	

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)

Indicates a bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

Table

III.6 : Les résultats de la chute de tension de deuxième source

Bus	Chute de tension (%)
Bus13	0
Bus1	0
Bus4	0,19
Bus5	0,65
Bus8	2,58
Bus2	3,24

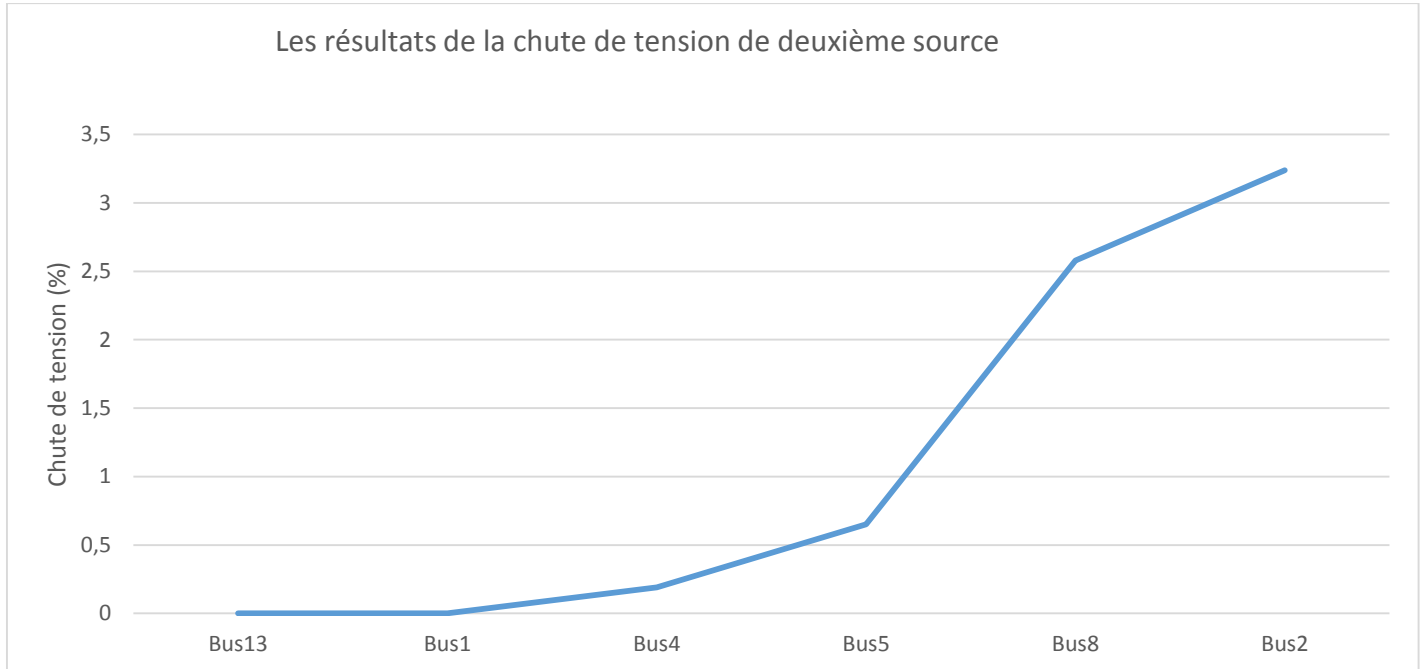
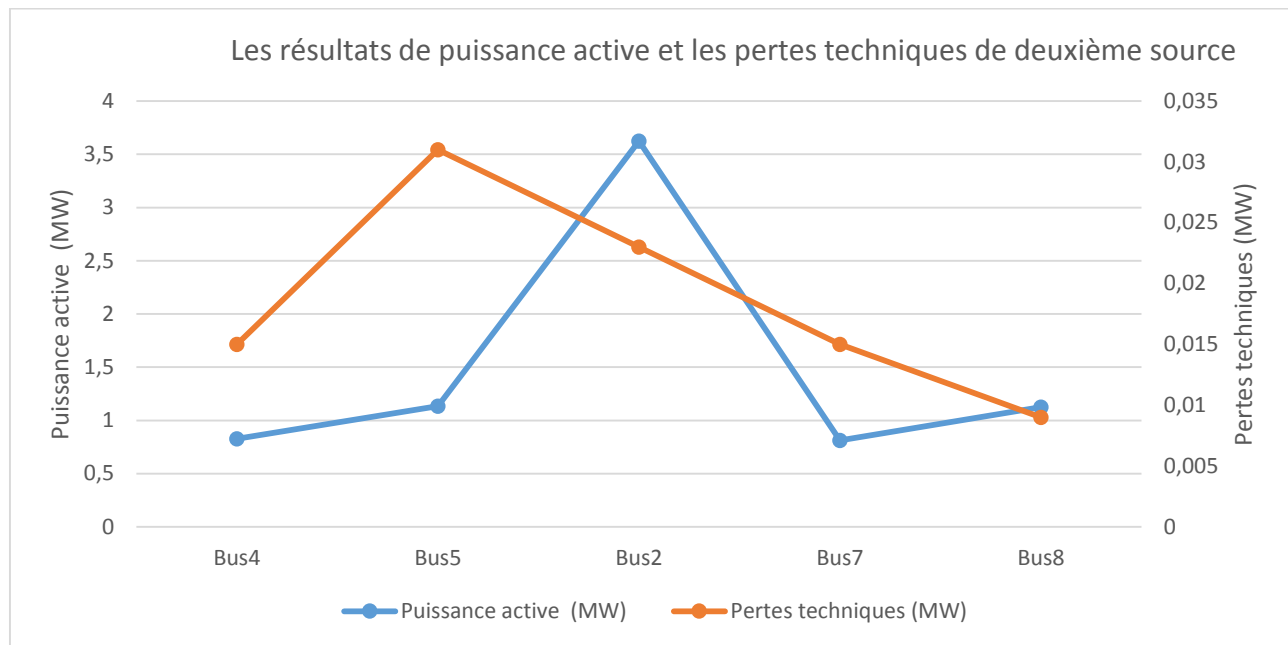


Table III.7 : Les résultats de puissance active et les pertes techniques de deuxième source

bus	Puissance active (MW)	Pertes techniques (MW)
Bus4	0,828	0,015
Bus5	1,134	0,031
Bus2	3,625	0,023
Bus7	0,813	0,015
Bus8	1,124	0,009



Répartition de puissance :

La répartition de la puissance active et réactive reste stable et permet d'alimenter toutes les charges sans interruption.

La charge industrielle continue à recevoir environ 3,6 MW et 2,2 MVar.

Chute de tension :

Les niveaux de tension restent dans les limites admissibles sur l'ensemble du réseau.

La tension minimale enregistrée est de 96,76 % au niveau du bus alimentant l'usine.

La chute de tension maximale est limitée à 3,24 %, ce qui représente une amélioration notable par rapport au régime de secours.

Le THD :

Le taux de distorsion harmonique totale (THD) au niveau de l'usine est de 3,40 %.

La valeur du THD reste inférieure à la limite recommandée de 5 %, ce qui indique une qualité de l'énergie satisfaisante.

2) Scénario 2 (ouvrer sw11 et ferme sw4) :

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFM	
ID	kV	%Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
*Bus1	30.000	100.000	0.0	5.611	3.359	0	0	Bus2	3.648	2.339	83.4	84.2	
								Bus5	1.135	0.529	24.1	90.6	
								Bus13	0.828	0.491	18.5	86.0	
Bus2	30.000	96.764	-2.4	0	0	3.625	2.247	Bus1	-3.625	-2.247	84.8	85.0	
Bus4	30.000	99.814	-0.1	0	0	0	0	Bus13	-0.828	-0.525	18.9	84.4	
								Bus7	0.828	0.525	18.9	84.4	
Bus5	30.000	99.345	-0.6	0	0	0	0	Bus1	-1.134	-0.625	25.1	87.6	
								Bus6	0.000	-0.129	2.5	0.0	
								Bus8	1.134	0.754	26.4	83.2	
Bus6	30.000	99.416	-0.6	0	0	0	0	Bus5	0.000	0.000	0.0	0.0	
Bus7	0.400	97.425	-0.8	0	0	0.813	0.504	Bus4	-0.813	-0.504	1417.5	85.0	
Bus8	0.400	96.468	-2.4	0	0	1.124	0.697	Bus5	-1.124	-0.697	1978.4	85.0	
Bus13	30.000	100.000	0.0	0	0	0	0	Bus4	0.828	0.491	18.5	86.0	
								Bus1	-0.828	-0.491	18.5	86.0	

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)

Indicates a bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

Les résultats du scénario 2 sont très proches de ceux du scénario 1 en termes de répartition des puissances, de chute de tension et de THD.

Conclusion

Dans ce chapitre, les performances du réseau HTA ont été évaluées à l'aide du logiciel ETAP à travers l'analyse des flux de puissance, des chutes de tension et de la qualité de l'énergie (THD).

Les résultats ont montré un fonctionnement satisfaisant du réseau en régime normal, avec des niveaux de tension acceptables et un THD inférieur à 5 %. L'étude du régime de secours a confirmé l'efficacité de la ligne de secours pour assurer la continuité d'alimentation de la charge industrielle malgré une augmentation de la chute de tension.

De plus, l'intégration d'une deuxième source a permis d'améliorer la fiabilité et la continuité de service du réseau.

Ainsi, les simulations réalisées confirment les bonnes performances techniques du réseau étudié.

Conclusion générale

Conclusion générale

Le processus de dimensionnement des réseaux électriques comprend généralement plusieurs étapes, notamment la structure du réseau en fonction du niveau de tension, des besoins en énergie, du mode d'alimentation, du système neutre et du plan de protection.

Chaque composant du réseau doit être défini de manière à répondre aux exigences immédiates et futures, ce qui nécessite une optimisation fondée sur un calcul technico-économique à long terme.

Ce travail nous a généralement permis d'approfondir nos connaissances en génie électrique, et en particulier dans le domaine de la conception des lignes de transport d'énergie électrique à moyenne tension. Par ailleurs, cette étude nous a permis d'acquérir des connaissances pratiques sur les différentes étapes à suivre pour étudier une ligne aérienne moyenne tension.

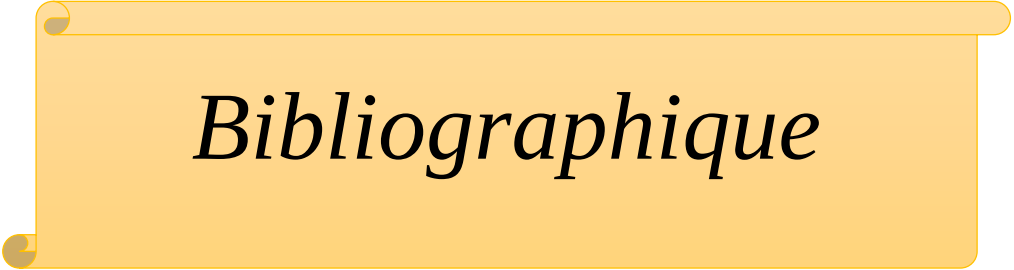
Nous avons commencé par une présentation du système électrique algérien et du réseau de la wilaya d'Adrar pour mieux comprendre le contexte de l'étude, ainsi que les contraintes influençant l'exploitation du réseau. Ensuite, les principaux aspects des réseaux HTA, notamment leur structure, leurs postes de transformation et leurs équipements, ont été abordés afin de comprendre leur fonctionnement.

En plus, le stage pratique nous a permis de vivre des moments et des expériences très importantes avec les surveillants et les opérateurs des lignes. Notre présence sur chantier nous a offert une occasion de se rapproché de tous les étapes de construction de la ligne.

La simulation réalisée sous ETAP a permis d'analyser les flux de puissance, les chutes de tension, les courants de court-circuit et la qualité de l'énergie.

Les résultats obtenus montrent que le réseau étudié présente des performances satisfaisantes et que l'utilisation d'une ligne de secours ainsi que l'intégration d'une deuxième source d'alimentation contribuent à améliorer la continuité de service et la fiabilité du réseau. Ce travail a également mis en évidence l'importance des outils de dimensionnement et de simulation dans l'analyse et l'amélioration des réseaux électriques.

Pour l'avenir, nous recommandons d'intensifier l'intégration des énergies renouvelables et de développer des systèmes de protection afin d'améliorer la performance des réseaux de distribution dans le Sud afin de répondre aux industriels installés dans les climats sévère

A yellow rectangular graphic with rounded corners and a subtle drop shadow, designed to look like a scroll. It has a thin orange border and a small circular detail at the top left corner.

Bibliographique

Bibliographique

- [1] **DJEBBARI A., 2022.** *La production d'électricité en Algérie : réalité et perspectives*, Mémoire de Master en Électrotechnique, Université Mohamed Khider de Biskra
- [2] **FENNI F., 2022.** *Potentiels et perspectives des énergies renouvelables en Algérie : expériences de certains pays*, Revue Organisation et Travail, Vol. 11, N°1, pp. 401-413.
- [3] **Sari, L., & Diabi, C. (2017).** Étude d'un réseau de transport d'énergie à haute tension 90 kV (Mémoire de Master). Département d'Électrotechnique, Faculté des Sciences de l'Ingéniorat, Université Badji Mokhtar Annaba.
- [4] **Djebbari, A. (2022).** *La production d'électricité en Algérie : réalité et perspectives*. Mémoire de master, Faculté des Sciences et Technologie, Département de Génie Électrique, Option Réseaux électriques, Université Mohamed Khider de Biskra.
- [5] **Kerkar, A. (2013).** *Impact de l'intégration des énergies éoliennes sur le réseau isolé d'Adrar – In Salah*. Mémoire de Master en Électrotechnique, Département d'Électrotechnique, Laboratoire de Recherche en Électrotechnique, École Nationale Polytechnique (ENP), Alger.
- [6] **ADRAR : d'importants projets en réalisation pour l'amélioration du réseau d'électricité**, *Algerie360*.<https://www.algerie360.com/adrar-dimportants-projets-en-realisation-pour-lamelioration-du-reseau-deelectricite/>
- [7] **LAIFA, A. (2018).** *Réseaux de transport et de distribution d'énergie électrique : Structure et constitution des réseaux électriques*. Université 20 Août 1955 de Skikda, Département de Génie Électrique.
- [8] **GRIGSBY, L.L.**, Electric Power Engineering ed. H.S. Edition.
- [9] **ISSELMOU, M. A., & HAMCHERIF, A. (2022).** *Étude de conception d'une ligne aérienne MT suivant la normalisation algérienne* (Mémoire de Master en Génie Électrique, spécialité Électrotechnique Industrielle). Faculté des Sciences et de la Technologie, Département de Génie Électrique, Université Abdelhamid Ibn Badis de Mostaganem.
- [10] **KESSAR, A. (2009).** *Guide du Surveillant des Travaux Électricité*. Sonelgaz
- [11] **M. BENYOUCEF and A. Benhamou**, *Présentation de la société de SONELGAZ ADRAR*, Mémoire de Master, Université Ibn Khaldoun de TIARET.
- [12] **Julie Rosine YE**, *CONSTRUCTION D'UNE LIGNE DE DISTRIBUTION ELECTRIQUE HTA 15 kV ET RESTRUCTURATION D'UN RESEAU ELECTRIQUE BTA AU SECTEUR 30 DE BOBO-DIOULASSO*
- [13] **Schneider Electric. (2017).** *Guide de l'installation électrique*.