



وزارة البحث العلمي والتعليم العالي

MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE

جامعة عبد الحميد بن باديس مستغانم

Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem

كلية العلوم والتكنولوجيا

Faculté des Sciences et de la Technologie

DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE

N° d'ordre : M...../GE/2025



MEMOIRE

Présenté pour obtenir le diplôme de

Master en Electrotechnique

Spécialité : Electrotechnique Industrielle

Par

KADDOUR SARA

Thème

**ETUDE ET ANALYSE DE L'INSTALLATION ELECTRIQUE
INDUSTRIELLE DU CHAMP GAZIER DE TIGUENTOURINE
SONATRACH IN AMENAS**

Soutenu le 22 /09 / 2025 devant le jury composé de :

Président : M^{elle} Rezini Saliha MCA Université de Mostaganem.

Examineur : Mr Souag Slimane MCB Université de Mostaganem

Rapporteur : Mr Bekkouche Benaissa Pr Université de Mostaganem

Co. Rapporteur M^{elle} Zeboudj Halima Doctorante Université de Mostaganem

Année Universitaire 2024/2025

Dédicaces

*A mes parents pour leur amour inconditionnel
A toute ma famille pour leur soutien malgré les épreuves
A mes amis fidèles pour leur présence
Et surtout ...
A moi-même,
A celle qui a tenue bon malgré les tempêtes,
Qui a été son propre soutien quand personne ne voyait ses alarmes,
Merci à moi, pour ma force, ma patience et ma foi.*

*A tous ceux qui me sont chers
Je leur dédie ce modeste travail.*

K. SARA



Remerciements

Je remercie en premier lieu Dieu de m'avoir donné le courage et la volonté pour réaliser ce travail.

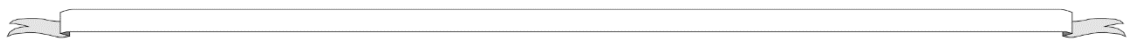
Je remercie très vivement mon encadreur Monsieur Bekkouche Benaissa, Professeur à l'Université Abdelhamid Ibn Badais Mostaganem pour son dévouement, ses conseils et son soutien moral tout le long de l'élaboration de ce travail.

Je remercie aussi Dr Rezini Saliha pour l'honneur qu'elle me fait en acceptant de présider le jury de soutenance de ce mémoire.

Mes vifs remerciements vont également aux Dr Souag Slimane Pour l'intérêt qu'il a porté à ma recherche en acceptant d'examiner mon travail et de l'enrichir par leurs propositions.

Je tiens à remercier chaleureusement ma Co-encadreur Doctorante Zeboudj Halima pour ses encouragements, sa confiance et sa collaboration tout au long de ce travail.

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à l'ensemble de l'équipe de maintenance de champs gazier de Tiguentourine de la société Sonatrach que j'ai eu l'honneur de côtoyer durant mon stage pratique. Leur précieuse information a considérablement enrichi mes compétences techniques en génie électrique. Je les remercie sincèrement pour les efforts déployés, leur disponibilité et leur engagement à faire de cette expérience un véritable apprentissage de terrain. Son oublier l'ensemble des enseignants de l'université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem, que je remercie pour chaque lettre, chaque notion et chaque valeur qu'ils m'ont transmis tout au long de mon parcours universitaire.



SOMMAIRE

Introduction générale.....	1
Chapitre I : La méthodologie de dimensionnement des installation électriques	
Introduction :.....	3
I.1 Réglementation et normalisation	3
I.1.1 Les textes réglementaires	3
I.1.2 Les textes normatifs	4
I.2 Algorithme de dimensionnement d'une installation électrique.....	5
I.3 Le Schéma Unifilaire	7
I.4 Sélection du régime de neutre.....	8
I.4.1 Impacts de régime de neutre sur le choix de l'appareillage de protection :.....	10
I.4.2 La comparaison de régime de neutre.....	10
I.5 Dimensionnement des Conducteurs et leur protection	11
I.5.1 Les câbles	11
I.5.2 Protection des Conducteurs :.....	12
I.6 Bilan de puissance.....	13
I.6.2 Exemple d'application des facteurs k_u et k_s	16
I.7 Le courant d'emploi I_b	17
I.8 Intensité admissible dans une canalisation	18
I.8.1 Paramètres dont dépend l'intensité admissible dans une canalisation.....	18
I.8.2 Application des Facteurs de Correction	19
I.9 Sélection de la Section du Câble :.....	22
I.9.1 Détermination pratique.....	22
I.10 Vérification de la Chute de Tension :	24
I.11 Sélection des Transformateurs	27
I.11.1 Choisir le type de transformateur :	28
I.12 Optimisation et Efficacité Énergétique	28
I.13 Documentation et Plan de Maintenance	28
I.14 Conditions environnementales.....	28
Conclusion.....	29

Chapitre II : étude et Analyse de l'installation électrique du complexe gazier de tiguentourine a In Amenas

II.1 Introduction	30
II. 2 Présentation de site gazier de Tiguentourine	30
II.2.1 L'historique du projet In Amenas	30
II.2.2 Représentation de l'unité de traitement de Gaz	31
II.2.3 L'organigramme administratif et technique du complexe	31
II.2.4 Politique HSE (Health, Safety, Environment):	32
II.3 Représentation de réseau électrique d'In Amenas.....	32
II.4 Production d'énergie électrique de secours :	33
II.5 Schéma unifilaire de l'installation	34
II.6.1 La sous station principale 06-K- 942 (main substation)	35
II.6.2 Schéma unifilaire de la sous-station principale (main) 06-K- 942	35
II.7 Calcul de la puissance installé de la sous-station principale	36
II.7.1 puissances de jeux-barre 06-NN-702 A (Alpha)	36
II.7.2 La puissance de jeux-barre 06-NN-702 B (Bravo) :	37
II.8 Calcul de la puissance d'utilisation	38
II.9 Détermination du facteur de puissance total de la sous-station principal.....	40
II.9.1 Le facteur de puissance total pour jeux de barre A.....	40
II.9.2 le facteur de puissance total pour jeux de barre B	40
II.10 Choix et dimensionnement du transformateur.....	41
II.10.1. Calcul du rapport de transformation	41
II.10.2. Calcul du courant secondaire	41
II.10.3. Calcul du courant primaire.....	42
II.10.4. Détermination de la tension de court-circuit U_{cc}	42
II.11 Les câbles électriques	42
II.11.1 Structure d'un câble électrique	42
□ Câble BT	42
□ Câbles MT	43
II.11.2 La section d'un câble électriques	43
II.11.2.1 Détermination de la section du câble MT	44

II.11.2.2 Dimensionnement du câble de tableau de distribution 11 KV vers le transformateur de 12,5 MVA.....	44
II.11.2.3 Dimensionnement du câble de transformateur de 12,5 MVA vers le tableau de distribution 5,5 KV	47
II.11.2.4 dimensionnement des câbles du tableau de distribution 5,5 KV	48
<input type="checkbox"/> 1. calcul de la section technique	Erreur ! Signet non défini.
<input type="checkbox"/> 2. Calcul de la section selon l'échauffement S_j	Erreur ! Signet non défini.
<input type="checkbox"/> 3. Calcul de la section selon la chute de tension S_z	50
4. Vérification des sections calculées selon la surcharge due au court-circuit S_{cc} :	51
II.12 Choix Des dispositifs de protection.....	53
II.12.1 objectifs du choix de la protection	53
II.12.2 Choix du dispositif de protection adapté	53
Exemple 01	54
Conclusion :.....	55

Chapitre III : Simulation et Interprétation

Introduction	60
III.1 Schémas unifilaire de la sous station 5,5 kV	60
III.2 Présentation du logiciel ETAP	61
III.3 Objectifs de la simulation.....	61
III.4 Modélisation de la sous-station sur ETAP	62
III.4.1 Paramètres et données technique utilisée pour la simulation	62
<input type="checkbox"/> Des sources d'alimentation 06-GT-701	62
<input type="checkbox"/> Données des transformateurs 06-NX-702	64
<input type="checkbox"/> Données des câbles de puissance.....	65
III.5 Fonctionnement de l'installation électrique :	65
III.6 présentations des cas d'étude simulés	66
III.6.1 Étude en régime permanent (l'écoulement de puissance / power flow).....	66
<input type="checkbox"/> III.6.1.1 Rapport synthétique des pertes d'énergie par ligne (Branch Losses Summary Report).....	67
<input type="checkbox"/> III.6.1.2 évaluations des charges connectées et en fonctionnement du jeu de barre 06-NN-702 A et B	69
<input type="checkbox"/> III.6.1.3 Rapport de calcul de charges (Load Flow Report)	70
III.6.2 Analyse de court-circuit (short circuit analysis).....	71

III.6.2.1 étude de Défaut triphasé (Three-phase fault) :	71
III.6.2.2 études de défaut monophasé à la terre (Single Line to Ground Fault)	73
□ Scenario : Mise hors service du transformateur 06-NX-702B	75
Conclusion.....	78
Conclusion générale	80
Annexe	

Listes des figures

Chapitre I : Méthodologie de dimensionnement des installations électrique

Figure I.1: l'organigramme résumant les différentes étapes de la méthode.....	6
Figure I.2: schéma unifilaire d'une installation triphasé	7
Figure I.3: le régime TT.....	8
Figure I.4: régime IT.....	9
Figure I.5: le régime TN-C.....	9
FigureI.6 : le régime TNS.....	9
Figure I.7: Exemple de calcul de la puissance installée.....	17

Chapitre II : étude et Analyse de l'installation électrique du complexe gazier de tigentourine a In Amenas

Figure II.1 : Situation géographique de champ Tigentourine	31
Figure II.2: La structure des divisions.....	31
Figure II.3: Equipement de protection individuelle.....	32
Figure II.4 : La plaque signalétique de la turbine à Gaz.....	33
FigureII.5 : Centrale électrique du complexe gazier In-Amenas.....	33
Figure II.6 : Représente les turbines de In Amenas.....	34
Figure II.7 : Groupe diesel CATERPILAR au niveau de CPF 400V.....	34
Figure II.8: Schéma unifilaire de l'installation.....	35
Figure II.9: schémas unilaires de la sous-station principale (5,5kv)	36
Figure II.10 : variation du courant des récepteurs.....	40
Figure II.11 : variation du facteur de puissance.....	41
Figure II.12 : Constitution d'un câble BT.....	43
Figure II.13: Constitution d'un câble MT.....	44

Chapitre III : Simulation et Interprétation

Figure III.1 : Schéma unifilaire de la sous-station principale.....	60
Figure III.2 : Schéma de conception de la sous-station.....	62
Figure III.3 : les paramètres de la source d'alimentation	63
Figure III.4 : paramètres du transformateur inséré dans ETAP.....	64
Figure III.5: Paramètre du câble entre le transformateur et le jeu de barres 5,5KV dans ETAP.....	65

Figure III.6: schémas unifilaire annoté après simulation load flow.....	66
Figure III.6 : fenêtres affichent par l’alerte.....	67
Figure III.7: schémas de défauts sur le jeu de barre 06-NN-702A.....	72
Figure III.8 : schémas de défaut sur le jeu de barre 06-NN-702B.....	74
Figure III.9: Menu contextuel d’ETAP pour le câble 106.....	76
Figure III.10: Résultats de la simulation d’un réseau alimente par un seul transformateur (06-NX-702A)	77

Liste des Tableaux

Chapitre I : La méthodologie de dimensionnement des installation électriques

Tableau I.1 : La comparaison de régime de neutre.....	11
Tableau I.2 : : Facteur d'utilisation (ku) selon le type d'utilisation	15
Tableau I.3 : Facteur de simultanéité en fonction de l'utilisation	16
Tableau I.4 : Valeurs du facteur de simultanéité en fonction de l'utilisation	16
Tableau I.5 : Détermination de la lettre de sélection.....	20
Tableau I.6 : Le facteur de correction K1.....	20
Tableau I.7 Facteur de correction K2.....	21
Tableau I.8 : Le facteur de correction K3.....	23
Tableau I.9 : Sections des conducteurs pour les canalisations non enterrées.....	23
Tableau I.12 : Chutes de tension admissibles dans les installations BT.....	25
Tableau I.13 : Détermination des chutes de tension en ligne.....	26
Tableau I.14 : Chutes de tension en % pour 100m de câble et un $\cos \phi = 1$	26
Tableau I.15 : Puissances apparentes normalisées des transformateurs MT/BT triphasés et intensité nominale.....	27

Chapitre II : étude et Analyse de l'installation électrique du complexe gazier de tigentourine a In Amenas

Tableau II.1 : Les principales sous-stations, jeux de barres et transformateurs.....	35
Tableau II.2 : Identification des puissances absorbées des charges de jeux de barre A.....	37
Tableau II.3 : Identification des puissances absorbées des charges de jeux de barre B.....	38
Tableau II.5 : Bilan de puissance utilisée de jeu de barre A.	39
Tableau II.6 : Bilan de puissance utilisée de jeu de barre B.....	39
Tableau II.7 : Caractéristiques du transformateur adéquat pour l'installation.....	43
Tableau II.8 la sélection de la section adéquate.....	46
Tableau II.9 : Résultats de calcul de la section selon l'échauffement	49
Tableau II.10 : Résultats de calcul de la section selon l'échauffement.....	50
Tableau II.11 : Vérification des sections par rapport aux chutes de tensions.....	51

Tableau II.12 : Vérification des sections par rapport aux chutes de tensions.....	51
Tableau II.13 Vérification des sections calculées selon la surcharge due au court-circuit.....	53

Chapitre III : Simulation et Interprétation

Tableau III.1 : les paramètres principaux.....	63
Tableau III.2 : paramètres des transformateurs.....	64
Tableau III.3 : Les pertes de puissance	68
Tableau III.4 : Evaluations des charges connectées en A.....	69
Tableau III.5 : Evaluations des charges connectées en B	69
Tableau III.6 : le rapport du flux de charge	70
Tableau III.7 : Le rapport résumé du court-circuit 3ϕ	73
Tableau III.8 : résumé du rapport de défaut monophasé à la terre.....	75
Tableau III.9 : représente les alertes de la surcharge sur le transformateur 06-NX-702A.....	76

ملخص:

يركز هذا العمل على دراسة وتحليل التركيب الكهربائي للحقل الغازي بتقننورين من اجل تقييم أدائه الطاقوي حيث قمنا بتحديد توازن القدرة، والتحقق من مقاطع الكابلات والتأكد من ملائمة أجهزة الحماية المختارة وأخيرا معرفة استطاعة المحولات المستخدمة لتزويد هذا الحقل الغازي، اعتمدنا على تحليل بيانات تشغيلية ونماذج محاكاة من اجل فهم سلوك المنظومة في ظروف مختلفة باستخدام برنامج ETAP و هو برنامج معروف في المجال العملي لأدائه المتميز والفعال.

Abstract

this work focuses on the analysis of the electrical distribution network in order to evaluate its performance. We carried out a power balance, verified cable sizing, and validated the selected protection devices. Furthermore, we analyzed different operating scenarios and fault cases to ensure the reliability of the installation. This study was based on the ETAP software, which allowed us to perform detailed simulations and obtain precise results that reflect the real behavior of the network.

Résumé :

Ce travail porte sur l'analyse du réseau de distribution électrique afin d'évaluer ses performances. Nous avons réalisé un bilan de puissance, vérifié le dimensionnement des câbles et validé les dispositifs de protection choisis. De plus, nous avons étudié différents scénarios de fonctionnement ainsi que des cas de défaut pour assurer la fiabilité de l'installation. Cette étude a été réalisée à l'aide du logiciel ETAP, qui nous a permis d'effectuer des simulations détaillées et d'obtenir des résultats précis reflétant le comportement réel du réseau.

Introduction

Générale

Introduction générale

Le monde actuel vit un progrès économique et industriel très important, l'électricité est parmi les causes principales. L'énergie électrique est incontestablement l'une des formes d'énergie les plus utilisées de nos jours. Des investissements énormes sont alloués au développement à l'extension et au renouvellement des installations industrielles. Car ces dernières représentent l'artère principale qui fournisse l'énergie électrique nécessaire au fonctionnement des équipements de production. La réduction des coûts d'installation et d'exploitation électriques, ainsi qu'un fonctionnement fiable et sans problème, sont des conditions essentielles pour atteindre la rentabilité souhaitée.

Dans un contexte industriel où la fiabilité et l'optimisation des réseaux électriques sont des enjeux majeurs, la vérification du dimensionnement des installations électriques représente une étape essentielle pour assurer la sécurité et l'efficacité des infrastructures. D'abord et avant tout, le dimensionnement des installations électriques est important pour fonctionner indéfiniment à pleine charge, sans être endommagé. De plus, il est nécessaire de s'assurer de l'efficacité des dispositifs de protection en cas de défaut et de veiller à ce que la charge soit alimentée avec une tension adéquate et d'éviter les chutes de tension excessives. Bien que le contrôle périodique et le suivi rigoureux des équipements de production évitent la majorité des arrêts de production et les défaillances économiques. Ce mémoire s'inscrit dans cette dynamique en proposant une étude et une analyse approfondie de l'installation électrique industrielle du champ gazier de Tiguentourine. Ce site est très stratégique pour l'économie nationale, il nécessite une conception adaptée aux contraintes spécifiques du terrain et aux exigences énergétiques des équipements.

Les installations électriques industrielles ne se limitent pas à une alimentation en énergie mais elles doivent aussi garantir une sécurité optimale, tant pour les matériels que pour les opérateurs. Cependant, bien que la vérification et l'analyse de tout l'installation du complexe à besoin de beaucoup de temps, elle permet d'assurer une distribution électrique fiable, minimisant les risques de perturbations et optimisant le rendement des équipements. C'est dans cette optique que nous nous intéressons à l'évaluation des différentes méthodes de dimensionnement et à leur application sur un cas concret.

L'objectif principal de ce travail est d'étudier et de concevoir la sous-station principale 5,5 kV du champ gazier de Tiguentourine, en intégrant les contraintes industrielles et les besoins énergétiques du site. Afin d'atteindre cet objectif, nous avons structuré ce mémoire en trois chapitres :

Chapitre 1 : Présentation des concepts fondamentaux du dimensionnement des installations électriques, ainsi que les méthodes et critères influençant la conception.

Chapitre 2 : Analyse de l'installation électrique du complexe gazier de Tiguentourine à In Amenas, incluant un bilan de puissance et les calculs nécessaires pour évaluer l'installation électrique.

Chapitre 3 : Simulation et validation des résultats à l'aide du logiciel ETAP, afin d'analyser le fonctionnement et la fiabilité du réseau.

Le travail sera achevé par une conclusion générale et des perspectives

chapitre I

Méthodologie de dimensionnement des installations électrique

Introduction :

L'installation électrique représente le maillon le plus fort du système de transport d'énergie électrique. La qualité de l'énergie reçue par le récepteur dépend de sa fiabilité et de ses performances. Par conséquent, avant de commencer à concevoir un projet de câblage électrique, il est nécessaire de prendre en compte un ensemble de caractéristiques générales qui influencent considérablement l'étude de conception. Le dimensionnement des installations électriques est une tâche complexe qui nécessite une attention particulière aux exigences du projet. Par exemple, appliquer des principes techniques, normatifs économiques, contractuels et stratégiques pour identifier avec précision les canalisations et les protéger électriquement. La nature du conducteur, la pose, la section des conducteurs et le type de protection à mettre en place sont définis par la méthode générale exposée dans la suite de ce chapitre. Les résultats doivent être conformes aux impératifs décrits dans la norme NFC 15-100.

Enfin, une installation électrique est un système intégré composé d'appareillages, de câbles, de circuits et de récepteurs. Pour assurer une efficacité et une sécurité optimales, il est crucial de choisir soigneusement chaque élément de l'installation. La réussite de ce processus repose sur une combinaison harmonieuse de connaissances techniques et d'approches stratégiques. Il est essentiel de garantir que chaque composant de l'installation fonctionne de manière coordonnée pour atteindre les objectifs de performance, de sécurité et de durabilité. En comprenant et en intégrant ces différents facteurs, nous pouvons concevoir des systèmes électriques qui répondent aux besoins actuels et futurs de manière efficace et fiable.

Cette approche méthodique nous permet d'assurer que l'installation électrique non seulement fonctionne de manière optimale, mais aussi qu'elle respecte toutes les normes et exigences nécessaires pour une opération sûre et économique.

I.1 Réglementation et normalisation

Il existe deux types de texte régissant les règles à prendre en compte dans le dimensionnement des installations électriques : **[1]**

I.1.1 Les textes réglementaires

Ils définissent le cadre général de mise en œuvre des installations électriques et les buts à atteindre. Leur application est obligatoire.

- Décret du 14 novembre 1988 (Publication UTE C 12-101) : protection des travailleurs.
- Décret et arrêtés divers (Publication UTE C 12-201) : protection contre les risques d'incendie et de panique dans les établissements recevant du public (ERP).

- Arrêté du 22 octobre 1969 (Norme NF C 15-100) : protection dans les bâtiments à usage d'habitation.
- Décret du 15 novembre 1967 (Publication UTE C 12-061) : protection dans les immeubles de grande hauteur (IGH).
- Arrêté interministériel du 26 mai 1978 (Publication UTE C 11-001) : Conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributeurs d'énergie électrique.
- Directive Européenne Basse Tension (Directive basse tension 72/23/CEE) : sécurité des personnes, des animaux et des biens.
- Directive de compatibilité électromagnétique (CEM) (Directive CEM 89/336/CEE) : conformité des appareils aux critères de compatibilité électromagnétique.
- Recueils d'instructions générales de sécurité (Publication UTE C 18-510) : prescriptions de sécurité.

I.1.2 Les textes normatifs

Ils sont l'expression des règles de l'art et définissent les moyens de parvenir aux buts fixés par les textes réglementaires.

Leur application est donc fortement conseillée et peut parfois même être rendue obligatoire par un arrêté.

- NF C 15-100 : "Installations électriques à basse tension" et les guides d'applications.
- NF C 14-100 : "Installations de branchement à basse tension" comprises entre le réseau de distribution et les installations intérieures.
- NF C 13-100 : "Postes de livraison établis à l'intérieur d'un bâtiment et alimentés par un réseau de distribution publique HTA".
- NF C 13-101 : "Postes semi-enterrés préfabriqués sous enveloppe".
- NF C 13-102 : "Postes simplifiés préfabriqués sous enveloppe".
- NF C 13-103 : "Postes sur poteau".
- NF C 13-200 : "Installations électriques à haute tension".

I.2 Algorithme de dimensionnement d'une installation électrique

Le dimensionnement des installations électriques est un processus systématique visant à garantir la sécurité, l'efficacité et la fiabilité des installations. Cette méthodologie contient généralement plusieurs étapes intégrées et simultanées : [2]

- * Établir le schéma unifilaire de l'installation en notant les puissances des récepteurs, les longueurs de câbles et leurs modes de poses.
- * Choisir le régime de neutre
- * Choisir la puissance de la source
- * Déterminer le courant d'emploi I_b pour chaque départ
- * Calculer le courant admissible I_z du conducteur
- * Choisir la section S_z relative au courant admissible,
- * Calculer la chute de tension aval du câble en tenant compte de la chute de tension amont et de la résistance et réactance du câble. Si la chute de tension ne dépasse pas la limite prescrite par la norme (6% pour l'éclairage et 8 % pour les forces motrices pour un poste) donc S_z est retenue sinon il faut passer à la section juste supérieure. Puis recalculer la chute de tension.

Calculer la section de court-circuit du câble S_{cc} relatif à la contrainte thermique admissible par le câble. S_{cc} et S_z sont comparées, la plus grande est retenue.

- * Sélection des Transformateurs et Appareils de Protection.
- * Optimisation et Efficacité Énergétique.
- * Conditions environnementales.

L'organigramme de la figure (I.1) suivante résume le principe de la méthode qui peut être décrite par les étapes suivantes :

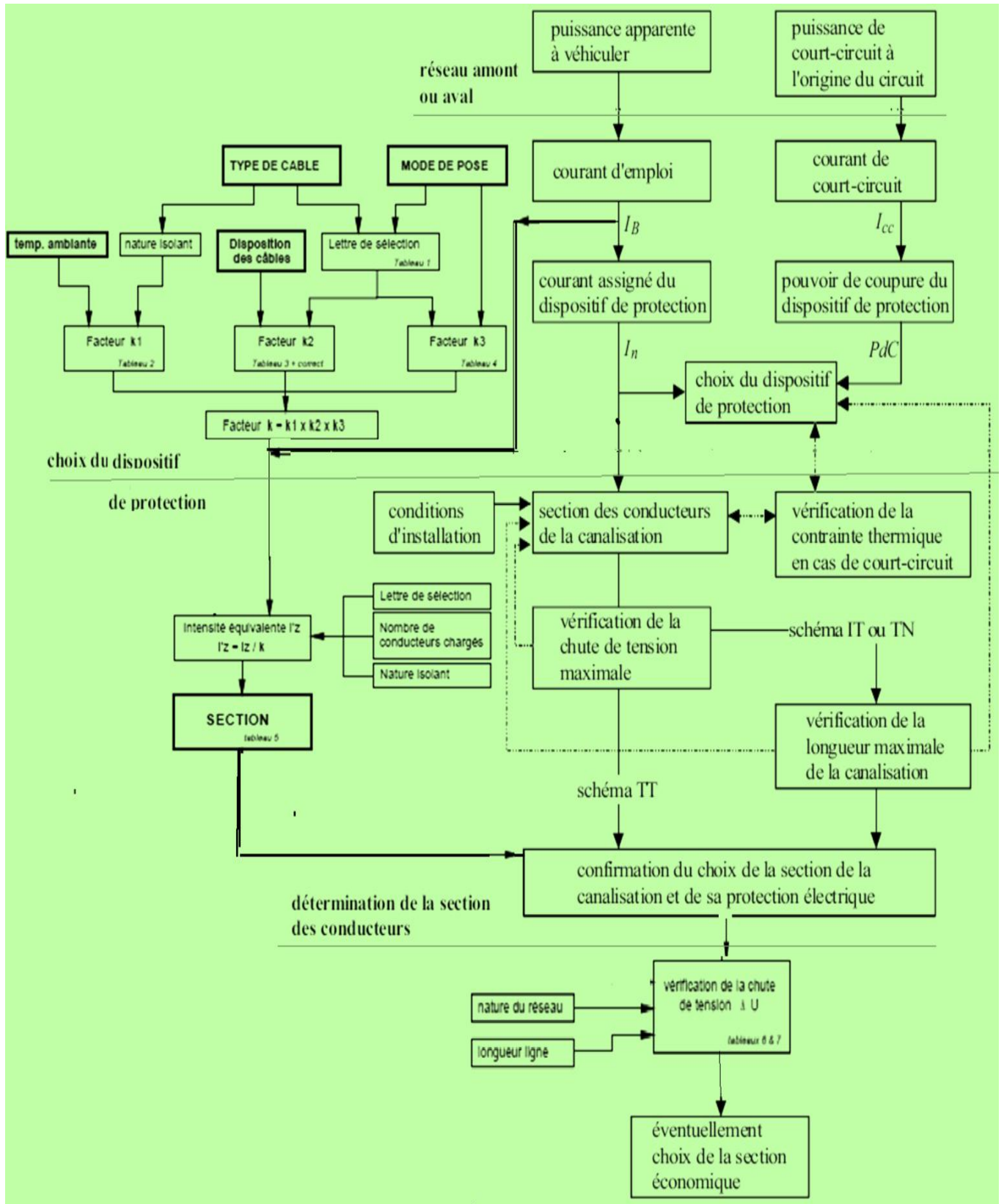


Figure I.1: l'organigramme résumant les différentes étapes de la méthode

I.3 Le Schéma Unifilaire

Un schéma électrique unifilaire est une représentation simplifiée où chaque circuit est représenté par une seule ligne (d'où le terme "unifilaire"). Il présente les équipements principaux, comme les disjoncteurs, les prises, les interrupteurs, et les points lumineux, tout en indiquant leur ordre et leur lien de façon visuelle.

Avant de commencer, il est important de rassembler tous les éléments nécessaires pour réaliser le schéma : [3]

- Plan de l'installation électrique (si disponible).
- Logiciel de dessin (comme AutoCAD, QElectroTech, ou Revit) ou du papier et un crayon pour un schéma manuel.
- Normes de dessin électrique locales et internationales (par exemple, la norme NF C15-100).

La figure (I.2) illustre un exemple d'un schéma unifilaire, avec les notations demandées

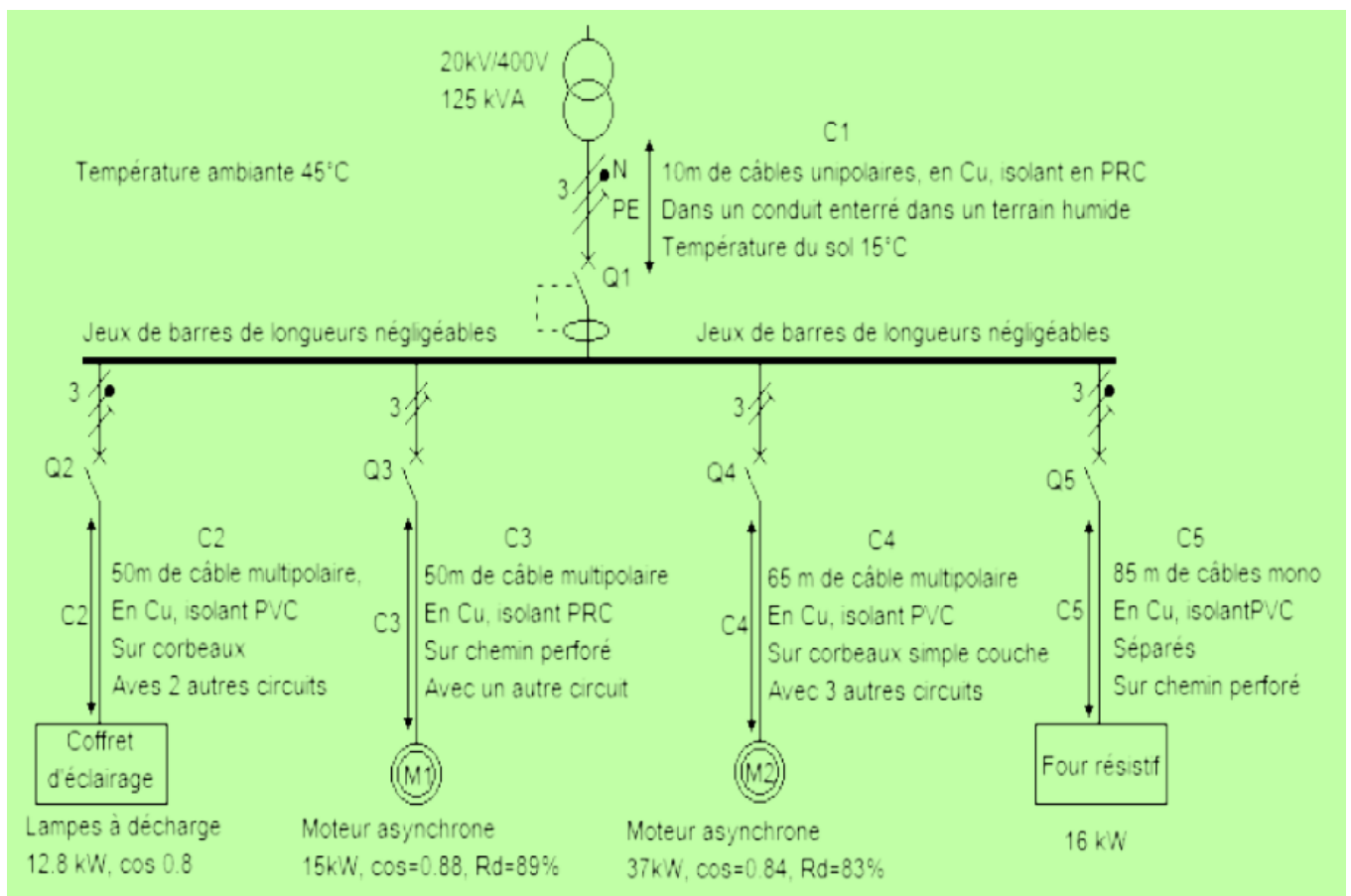


Figure I.2: schéma unifilaire d'une installation triphasé

I.4 Sélection du régime de neutre

Les réseaux ou installations basse tension les plus courantes sont réalisés en fonction de l'alimentation des récepteurs, soit en courant continu, soit en courant alternatif monophasé ou triphasé. [4]

- La norme NF C 15-100 définit trois régimes de neutre qui sont caractérisés par deux lettres :

- * 1^{ère} lettre : Indique la position du neutre de l'alimentation par rapport à la terre (T pour relié à la Terre, I pour Isolé ou impudent par rapport à la terre)
- * 2^{ème} lettre : Indique la position des masses de l'installation par rapport à la terre (T pour reliées à la Terre, N pour reliées au Neutre).
- * 3^{ème} lettre : Elle permet de représenter la disposition du conducteur neutre et du conducteur de protection.

1) Régime TT :

Le neutre du transformateur est relié à la terre et les masses métalliques de l'installation sont reliées à la terre. Un dispositif de coupure DDR (disjoncteur différentiel) doit couper l'alimentation dès que la tension de défaut est supérieur

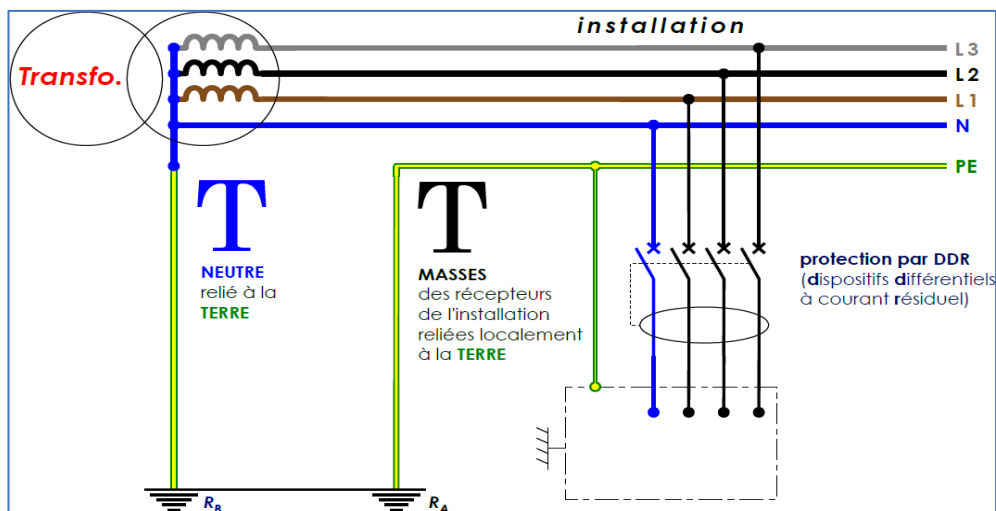


Figure I.3: le régime TT

2) Régime IT :

Le neutre du transformateur (source de tension) est isolé de la terre ou relié à la terre par une forte impédance Z . L'installation électrique est reliée à la terre (T). La résistance de terre R_A doit être la plus faible possible.

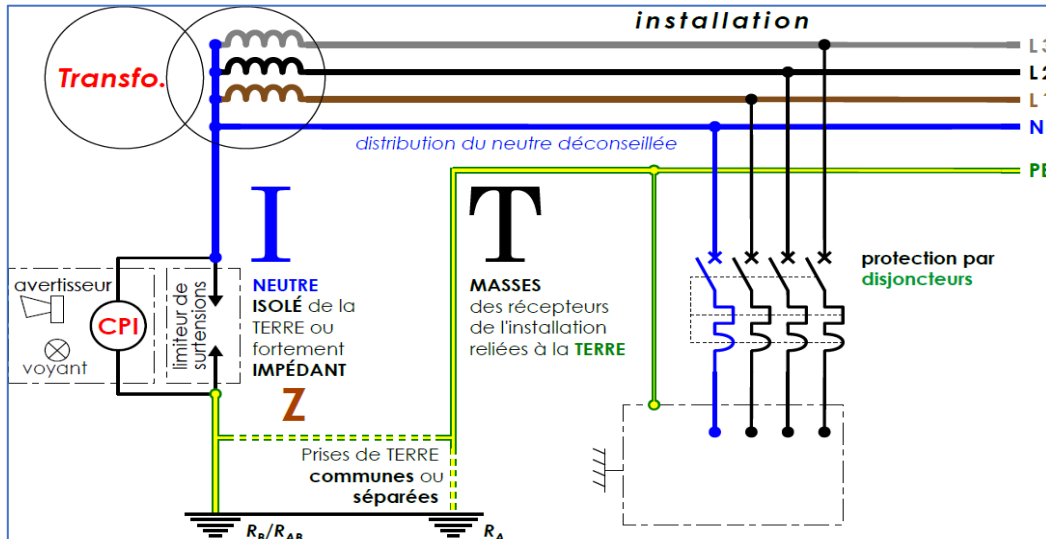


Figure I.4: régime IT

3) Régime TN :

- T : liaison du neutre à la terre.
- N : liaison de la masse à la terre.
- Une 3ème lettre représente la disposition du conducteur de neutre et du conducteur protection.

-TNC (commun) Le neutre et le conducteur de protection sont combinés en un seul conducteur (PEN)

-TNS (séparé) : Le neutre est séparé de la terre

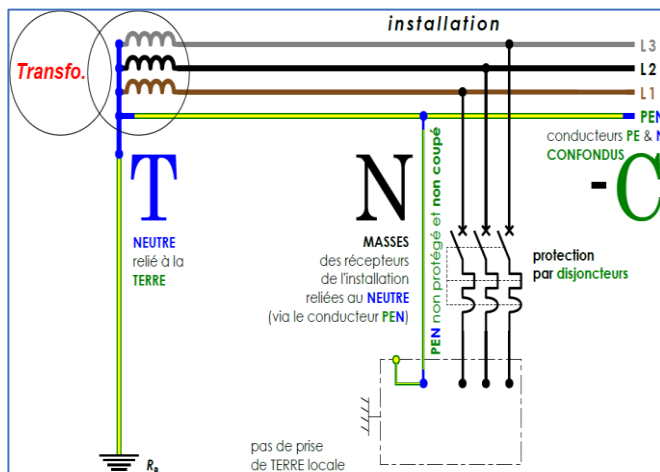


Figure I.5: le régime TN-C

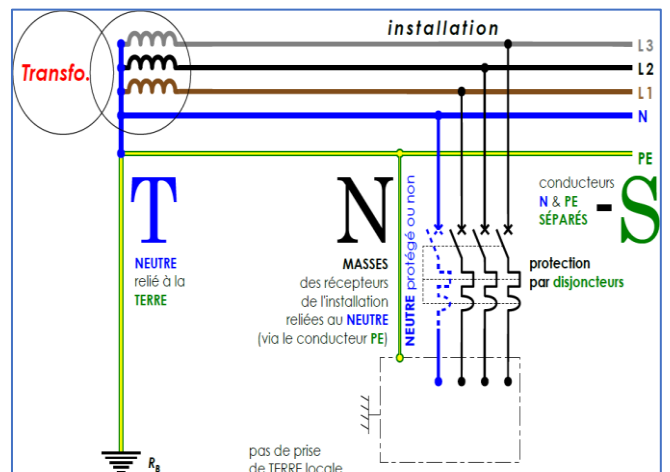


Figure I.6 : le régime TNS

I.4.1 Impacts de régime de neutre sur le choix de l'appareillage de protection :

Le régime de neutre d'une installation électrique joue un rôle essentiel dans le choix de l'appareillage de protection, car il détermine les méthodes de détection des défauts et les dispositifs de protection adaptés. [4]

✚ En régime TT :

- La protection contre les défauts à la terre repose principalement sur des dispositifs différentiels (comme les interrupteurs différentiels ou les disjoncteurs différentiels). Ces appareils détectent les courants de fuite vers la terre et coupent rapidement l'alimentation pour protéger les personnes.
- La valeur de courant de déclenchement du différentiel (par exemple, 30 mA pour les circuits domestiques) dépend des normes et des risques liés.

✚ En régime TN :

- Le défaut à la terre provoque une surintensité qui est rapidement éliminée par les disjoncteurs ou les fusibles. Ces dispositifs sont dimensionnés pour supporter des courants de court-circuit élevés, car les courants de défaut peuvent être plus importants.
- Les dispositifs différentiels peuvent aussi être utilisés en complément, surtout pour la protection des personnes.

✚ En régime IT :

- Ce régime est conçu pour limiter les courants de défaut à la terre. Lors d'un premier défaut, aucun déclenchement immédiat n'est nécessaire (continuité de service maintenue). Cependant, un dispositif de surveillance d'isolement (DSI) est utilisé pour détecter les défauts.
- En cas de deuxième défaut, des protections surintensité (disjoncteurs ou fusibles) interviennent

I.4.2 La comparaison de régime de neutre

Comme, il est illustré dans le tableau (I.1), chaque liaison de neutre a des avantages et des inconvénients qui dépendent de la nature de réseau ainsi de la qualité de la protection demandée. [5]

Tableau II.1 : La comparaison de régime de neutre

	Régime TT	Régime IT	Régime TN
Les avantages	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Coupure au premier défaut. ✓ Peu de calculs pour la mise en œuvre. ✓ Nécessité aucune personne qualifiée. ✓ Idéal pour les mauvaises valeurs de prises de terre. ✓ Extension d'installation simple à réaliser. ✓ Choix du DDR en fonction de la tension d'alimentation, sensibilité adaptée au local et la prise de terre, l'intensité nominale et du pouvoir de coupure. 	<p>Pas de coupure au premier défaut. Installation permettant la poursuite de l'exploitation d'énergie malgré un premier défaut d'isolement même important, comme les salles d'opération en hôpital, la sécurité aérienne, etc.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Schéma IT utilisé dans les installations de très courtes dimensions, et les transformateurs d'isollements dans les ateliers, les salles de bains (prise rasoirs), etc. ✓ Utilisé aussi lorsque les dimensions du réseau sont suffisamment grandes pour devoir tenir compte des impédances des lignes. ✓ L'impédance de mise à la terre (Z) de valeur relativement faible (env.600 à 1000 ohms) permet de s'affranchir des lignes, tout en limitant le courant de défaut. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Coupure au premier défaut. ✓ Employé avec succès dans les installations électriques dont les récepteurs ont naturellement des défauts d'isolement très élevés comme les radars, les installations de calcul et d'acquisition de données qui utilisent des filtres capacitifs de forte puissance entre chaque phase et la masse. ✓ Également dans certaines installations très particulières (aéronefs) lorsque l'un des conducteurs est composé de la masse du récepteur, ou lorsque plusieurs réseaux mixtes (tensions ou fréquences différentes, continu et alternatif) cohabitent.
Les inconvénient	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Pas de continuité de service lors d'un défaut d'isolement. ✓ Dispositif différentiel parfois coûteux (surtout les Hautes Sensibilités). ✓ Limité aux installations ayant peu de courant de fuites (phase-terre) 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Nécessité d'avoir un spécialiste en dépannage pour supprimer ce défaut très rapidement, avant l'apparition d'un deuxième défaut qui va déclencher les protections. ✓ Ce schéma oblige la mise en place d'un contrôleur permanent d'isolement (CPI) signalant par alarmes sonores et visuelles tout défaut dans l'installation 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Avant toute mise en service normale, il est crucial de calculer et d'essayer les installations avec une rigueur maximale en ce qui concerne la protection contre les surintensités de courant (relais électromagnétiques). ✓ Toute modification concernant l'alimentation d'un récepteur sera soumise à une analyse similaire à celle réalisée lors de l'installation initiale.
Protection contre les défauts	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Disjoncteur différentiel (RCD/DDR) 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Surveillance d'isolement alarme au 1er défaut 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Disjoncteurs ou fusibles déclenchent rapidement
Domaine d'application	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Installation domestiques, rurales 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Milieux hospitaliers sensibles, Datacenter 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Installation industrielles, tertiaires

I.5 Dimensionnement des Conducteurs et leur protection

I.5.1 Les câbles

Les câbles sont considérés comme les piliers d'une installation électrique, en outre un surdimensionnement engendre des surcoûts dans la réalisation du projet, par contre un sous

dimensionnement peut engendrer des échauffements et causer un dysfonctionnement de l'installation électrique, d'où la nécessité d'un dimensionnement optimal. [6]

Le dimensionnement optimal des câbles doit tenir compte de conditions suivantes :

- * Le mode de pose et la nature des milieux traversés
- * La température extrême du milieu ambiant
- * La tension, la nature du courant et L'intensité à transporter
- * La nature de l'âme, La longueur de la liaison
- * La chute de tension admissible
- * La valeur du courant de court-circuit et le temps de coupure sur défaut

I.5.2 Protection des Conducteurs :

Assurer la protection des conducteurs dans une installation électrique est essentielle pour garantir la sécurité des personnes, des biens et la pérennité de l'installation. Une méthodologie rigoureuse permet de prévenir les risques d'incendie, d'électrocution et de défaillance des équipements.

Voici comment procéder pour protéger efficacement les conducteurs :

a) Protection contre les Surcharges

Les surcharges sont des Courant supérieur au courant nominal mais inférieur au courant de court-circuit permet leur conséquences l'échauffement des conducteurs, détérioration de l'isolant, risque d'incendie dans ce cas en mise en place un disjoncteurs Thermiques comme un diapositive de protection.

b) Protection contre les Court-Circuit

En cas de court-circuit, le courant prend un raccourci, au lieu de traverser les équipements du circuit, il revient directement à sa source.

La protection contre les courts-circuits est assurée lorsque le pouvoir de coupure du dispositif de protection contre les courts-circuits (disjoncteurs Magnétiques ou fusible) doit être supérieur au courant de court-circuit maximal estimé.

I.6 Bilan de puissance

Le bilan de puissance est une étape essentielle qui permet d'étudier une installation et conçu le transformateur, les sections des câbles et leurs protections Dans la conception d'une installation, il est nécessaire de connaître la puissance maximale que Sonelgaz devra fournir. Pour l'optimiser, il faut tenir en compte de : [7]

- La diversité d'utilisation des récepteurs installés
- Le niveau d'utilisation réel des récepteurs installés
- Le niveau d'utilisation prévisionnel des récepteurs installé

Ces calculs de base, donne une valeur globale de la puissance d'utilisation de l'installation, sur laquelle peut être précisé le système de distribution en énergie.

Cela se fait en suivant les étapes suivantes :

- Renseigner pour chaque poste les différents types d'appareillages du projet.
- Renseigner les quantités et les puissances unitaires de chaque appareillage.
- Calculer la puissance totale de chaque appareillage.
- Renseigner les coefficients pour chaque appareillage.
- Calculer la puissance totale foisonnée de chaque appareillage.
- Déterminer le niveau de réserve de puissance de l'installation.
- Calculer la somme totale de l'installation en kW.
- Convertir la puissance totale de l'installation en kVA à partir du facteur de puissance.
- En déduire le niveau de tarification à souscrire.

I.6.1 La puissance d'une installation électrique

- 1) **La puissance installée (kW) :** est la somme des puissances nominales de tous les récepteurs de l'installation. [8]

L'indication de la puissance nominale (P_n) est marquée sur les plaques signalétiques des appareils et des équipements électriques. En pratique, la puissance nominale n'est pas toujours la puissance réellement consommée par le récepteur. Par exemple, dans le cas :

- D'un moteur électrique, la puissance nominale correspond à la puissance de sortie sur son arbre. La puissance d'entrée consommée est évidemment plus importante, elle dépend du rendement ;
- De lampes fluorescentes et de lampes à décharge, qui ont un ballast stabilisateur, la puissance nominale indiquée sur la lampe (qui est celle consommée par la lampe seule) est inférieure à la puissance consommée par la lampe et son ballast.

La puissance installée en (kW) est la somme des puissances de tous les récepteurs en tenant compte de leurs régimes de fonctionnement, comme le montre l'équation (I.1).

$$P_{\text{installée}} = \sum P_n \quad (\text{I.1})$$

Avec :

- P_n : puissance nominale des récepteurs

2) Puissance absorbée P_a (kVA) (puissance apparente) : La puissance (apparente) absorbée P_a par une charge (qui peut être un simple appareil) est obtenue à partir de sa puissance nominale (corrigée si nécessaire, comme indiqué ci-dessus pour les appareils d'éclairage, etc.) et de l'application des coefficients suivants : **[11]**

$$P_a = \frac{\sum P_n}{\eta * \cos \varphi} \quad (\text{I.2})$$

Avec :

- P_a : la puissance absorbée
- P_n : la puissance nominale des récepteurs
- η : rendement unitaire
- $\cos \varphi$: facteur de puissance

3) Puissance d'utilisation P_u (kVA) : Les récepteurs ne fonctionnent pas tous ni en même temps ni à pleine charge : des facteurs de simultanéité (k_s) et d'utilisation (k_u) permettent de calculer la puissance d'utilisation (kVA). **[9]**

$$P_u = K_u * P_a \quad (\text{I.3})$$

Avec :

- P_u : puissance d'utilisation

- K_u : facteur d'utilisation
- P_a : puissance absorbée

Le régime de fonctionnement normal d'un récepteur peut être tel que sa puissance utilisée soit inférieure à sa puissance nominale installée, d'où la notion de facteur d'utilisation. Le facteur d'utilisation s'applique individuellement à chaque récepteur. Ceci se vérifie pour des équipements comportant des moteurs susceptibles de fonctionner en dessous de leur pleine charge.

Dans une installation industrielle, ce facteur peut être estimé en moyenne à **0,75** pour les moteurs. Pour l'éclairage et le chauffage, il sera toujours égal à **1**. Pour les prises de courant, tout dépend de leur destination. Pour la charge d'un véhicule électrique, le facteur d'utilisation sera systématiquement estimé à 1. Le temps de charge complète des batteries est en effet très long (plusieurs heures) et un circuit dédié alimentant la station de charge ou le boîtier mural sera requis par les normes. [8]

Tableau I.2: : Facteur d'utilisation (k_u) selon le type d'utilisation [8]

Facteur d'utilisation	Force motrice	Éclairage, chauffage, ventilation, pc
K_u	0,75 à 1	1

4) Puissance foisonnée : la puissance foisonnée est calculée en multipliant la somme des puissances d'utilisation par le facteur de simultanéité. Elle reflète la réalité que tous les récepteurs ne fonctionnent pas à pleine puissance ni en même temps.

$$P_{foisonnee} = K_s \times P_u \quad (I.4)$$

Avec :

- $P_{foisonnee}$: la puissance foisonnée
- K_s : le facteur de simultanéité
- P_u : la puissance d'utilisation

Facteur de simultanéité (K_s) Ce coefficient tient compte du fait que tous les récepteurs ne sont pas en service en même temps. Par conséquent, la somme des puissances individuelles doit être ajustée pour refléter cette utilisation décalée ou intermittente.

Ainsi, la puissance foisonnée est donnée par :

$$P_{foisonnee} = K_s \times K_u \times P_a \quad (I.5)$$

- * Cette formule permet de dimensionner correctement les installations électriques en évitant le surdimensionnement, ce qui conduit à des économies de coûts et une meilleure efficacité énergétique.
- * En utilisant la puissance foisonnée, on évite d'installer des équipements surdimensionnés qui ne seraient pas utilisés à pleine capacité.

Tableau I.3: Facteur de simultanéité en fonction de l'utilisation (UTE C15.105 tables AC) [8]

Utilisation		Facteur de simultanéité (ks)
Eclairage		1
Chauffage et conditionnement d'air		1
Prises de courant		0,1 à 0,2
Ascenseur et monte-charge	Pour le moteur le plus puissant	1
	Pour le moteur suivant	0,75
	Pour les autres	0,60

Tableau I.4: Valeurs du facteur de simultanéité en fonction de l'utilisation [8]

Utilisation	Ks
Eclairage	1
Chauffage	1
Prise de courant	0,1 à 0,2
Ascenseur	1

I.6.2 Exemple d'application des facteurs ku et ks

La Figure (I.7) montre un exemple d'estimation de la valeur de la puissance d'utilisation à tous les niveaux d'une installation, à partir des charges jusqu'au point d'alimentation. [12]

Dans cet exemple, à la somme des puissances absorbées de 126,6 kVA correspond une puissance d'utilisation aux bornes du transformateur de 58 kVA seulement.

Note : pour la détermination des canalisations, le courant d'emploi découle directement de la puissance d'utilisation en triphasé :

$$I = \frac{KVA \cdot 10^3}{U\sqrt{3}} \quad (I.6)$$

Où kVA est la valeur de la puissance d'utilisation triphasée indiquée sur le diagramme pour le circuit concerné et U est la tension phase-phase (en volts).

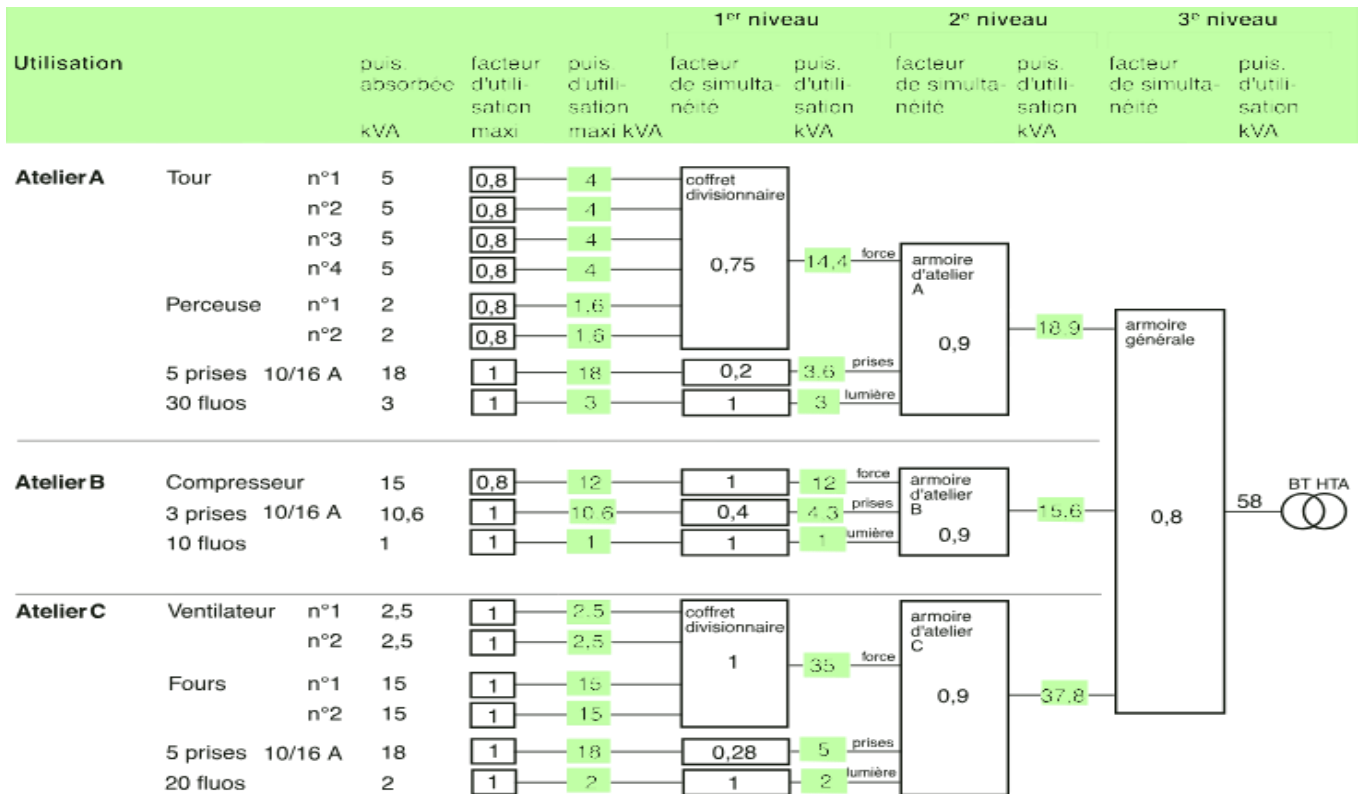


Figure I.7: Exemple de calcul de la puissance installée [12]

Une fois le bilan de puissance déterminé, on peut calculer le courant d'emploi (ou courant nominal).

Ce courant à son tour, est utilisé pour déterminer la section des câbles, tout en tenant compte de la longueur du circuit et des contraintes de sécurité.

I.7 Le courant d'emploi I_b

Le courant d'emploi I_b est le courant correspondant à la plus grande puissance transportée par le circuit en service normal. Ce courant dépend directement de la puissance des appareils alimentés par le circuit, il est déterminé à partir du courant absorbé et corrigé selon plusieurs facteurs. [13]

- La valeur du courant d'emploi I_b circulant dans les conducteurs de phase et définie par :

$$I_b = P_a \times a \times b \times c \times d \times e \quad (I.7)$$

Avec :

- P_a : la puissance absorbée
- a : facteur de conversion : facteur tenant compte du facteur de puissance et du rendement des récepteurs. (Passage à Pabs et kVa)

$$a = 1 / \rho \cdot \cos(\phi) \quad (I.8)$$

-L'éclairage et les moteurs voire le guide UTE C 15-105

- La nature de l'isolant : PVC (Polychlorure de Vinyle), Caoutchouc, PR (Polyéthylène Réticulé), EPR
- La nature de l'âme du conducteur.
- L'influence mutuelle des circuits placés coté à côté.
- L'influence du type de conducteurs : conducteurs isolés, câblés mono/multiconducteurs

I.8.2 Application des Facteurs de Correction

Pour assurer un dimensionnement précis, il est nécessaire d'appliquer des facteurs de correction qui ajustent le courant admissible en fonction des conditions réelles d'installation.

En fonction du type de câble et du mode de pose, on se réfère à des tableaux normatifs pour sélectionner la lettre correspondante (**A, B, C, D, E, F**), Cette lettre servira à déterminer les facteurs de correction ultérieurs. [15]

Les valeurs des courants admissibles sont déterminées pour une température de 30 °C dans l'air et de 20°C dans le sol. Il faut aussi tenir compte du groupement des conducteurs.

1°/ Relation entre courants, d'emploi et admissible

$$I_Z \geq \frac{I_B}{K_1 * K_2 * K_3} \quad (I.9)$$

Avec :

I_B : courant d'emploi I_Z : courant admissible

K1 : Ajuste le courant admissible en tenant compte de la disposition physique des câbles (mode de pose).

Voici les principaux modes de pose couramment utilisés pour les câbles électriques dans une installation. :

- Pose à l'air libre :
 - Les câbles sont fixés sur des supports (goulottes, chemins de câbles, etc.).
 - Permet une ventilation naturelle pour dissiper la chaleur.
- Pose encastrée :
 - Les câbles sont intégrés dans les murs ou les plafonds.
 - Offre une meilleure esthétique mais demande plus de travaux.
- Pose enterrée :
 - Les câbles sont enfouis sous terre avec une protection comme des gaines ou des conduits.
 - Nécessite du sable ou des plaques pour signaler leur présence et éviter les dommages.
- Pose en conduit :

- Les câbles sont passés dans des tuyaux rigides ou flexibles pour les protéger.
- Approprié pour des installations industrielles ou extérieures.

Tableau I.5: Détermination de la lettre de sélection [15]

Type d'élément conducteur	Mode de pose	Lettre de sélection
Conducteurs et câbles multiconducteur	Sous conduit, profilé ou goulotte, apparent ou encastré sous vide de construction, faux plafond sous caniveau, moulures, plinthes, chambranles	B
	<ul style="list-style-type: none"> • En apparent contre mur ou plafond • Sur chemin de câble ou tablettes mon perforées 	C
Câbles multiconducteurs	<ul style="list-style-type: none"> • Sur échelle, corbeaux, chemin de câbles perforé • Fixé en apparent, espacés de la paroi • Câbles suspendus 	E
Câbles mono conducteur	<ul style="list-style-type: none"> • Sur échelle, corbeaux, chemin de câbles perforé • Fixé en apparent, espacés de la paroi • Câbles suspendus 	F

Tableau I.6: Le facteur de correction K1

Lettre de sélection	Cas d'installation	K1
B	- câbles dans des produits encastrés directement dans des matériaux thermiquement isolants	0,70
	- conduits encastrés dans des matériaux thermiquement isolants	0,77
	- câbles multiconducteurs	0,90
	- vide de construction et caniveaux	0,95
C	- sous plafond	0,95
B, C, E, F	- autres cas	1

K2 : Le facteur K2 mesure l'influence mutuelle des circuits placés côte à côte. Une pose est jointive lorsque L, distance entre deux conducteurs, est inférieure au double du diamètre d'un conducteur.

Les couches peuvent désigner les différentes protections ou isolants autour des câbles pour assurer leur longévité et sécurité :

- Couche d'isolation : Protection interne pour éviter les courts-circuits.
- Gaine extérieure : Protège contre les agressions mécaniques ou chimiques.
- Couche protectrice supplémentaire : Pour les câbles enterrés, cela inclut souvent du sable ou des plaques avertisseuses pour signaler leur présence.

Tableau I.7 Facteur de correction K2 [15]

Lettre de sélection	Disposition des câbles jointifs	Nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12
B, C	Encastré ou noyés dans les parois	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45
C	Simple couche sur les murs ou sur les planchers ou tablettes non perforées	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	0,70
	Simple couche au plafond	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61	0,61
E, F	Simple couche sur des tablettes horizontales perforées ou tablettes verticales	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72	0,72
	Simple couche sur des échelles à câbles, corbeaux, etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78	0,78
Facteur supplémentaire	Deux couches de câble 0.8 Deux couches de câble 0.73 Deux couches de câble 0.7										

K3 : ce facteur prend en compte la température ambiante et la nature de l'isolant

Tableau I.8 : Le facteur de correction K3 [15]

Température Ambiante en °C	Nature de l'isolant		
	Elastomère (Caoutchouc)	Polychlorure de Vinyle (PVC)	Polyéthylène réticulé (PR) butyle, éthylène, propylène (EPR)
10	1,29	1,22	1,15
15	1,22	1,17	1,12
20	1,15	1,12	1,08
25	1,07	1,07	1,04
30	1,00	1,00	1,00
35	0,93	0,93	0,96
40	0,82	0,87	0,91
45	0,71	0,79	0,87
50	0,58	0,71	0,82
55		0,61	0,76
60		0,50	0,71

I.9 Sélection de la Section du Câble :

La détermination de la section de l'âme d'un câble consiste à calculer la plus petite section normalisée qui satisfait simultanément les trois conditions : [15]

- **Echauffement normal**

La température de l'âme en fonctionnement normal et permanent ne doit pas dépasser la température maximale acceptable par les matériaux constituant le câble retenu. Cette condition détermine une section que nous appellerons S_z suivant le courant admissible par le câble.

- **Surintensité due à un court-circuit**

La température atteinte par l'âme à la fin d'une surintensité de courte durée due par exemple à un court-circuit, ne doit pas dépasser la température dite de court-circuit admise par les matériaux constituant le câble retenu. Cette condition détermine la section S_{min}

- **Chute de tension**

La chute de tension, provoquée par le passage du courant dans les conducteurs, doit être compatible avec les tensions existantes au départ et souhaitées à l'arrivée. Cette condition détermine une section S .

I.9.1 Détermination pratique

En pratique on utilise les tableaux fournis par les normes (comme la NF C 15-100 en France) pour associer le courant admissible I_z à la section de câble appropriée.

Ces tableaux tiennent compte :

- Mode de pose on détermine la méthode de référence (autre tableau)
- De la nature de l'isolant (PVC ou PR), et du nombre de conducteurs actifs (2, ou 3), on se situe dans une colonne du tableau précédent

Tableau I.9: Sections des conducteurs pour les canalisations non enterrées

		isolant et nombre de conducteurs chargés (3 ou 2)								
		caoutchouc ou PVC			butyle ou PR ou éthylène PR					
Lettre desélection	B	PVC 3	PVC 2		PR 3		PR 2			
	C		PVC 3		PVC 2	PR 3		PR 2		
	E			PVC 3		PVC 2	PR 3		PR 2	
	F				PVC 3		PVC 2	PR 3		PR 2
Section	1,5	15,5 A	17,5 A	18,5 A	19,5 A	22 A	23 A	24 A	26 A	A
cuivre	2,5	21	24	25	27	30	31	33	36	
(mm ²)	4	28	32	34	36	40	42	45	49	
	6	36	41	43	48	51	54	58	63	
	10	50	57	60	63	70	75	80	86	
	16	68	76	80	85	94	100	107	115	
	25	89	96	101	112	119	127	138	149	161
	35	110	119	126	138	147	158	169	185	200
	50	134	144	153	168	179	192	207	225	242
	70	171	184	196	213	229	246	268	289	310
	95	207	223	238	258	278	298	328	352	377
	120	239	259	276	299	322	346	382	410	437
	150		299	319	344	371	395	441	473	504
	185		341	364	392	424	450	506	542	575
	240		403	430	461	500	538	599	641	679
	300		464	497	530	576	621	693	741	783
	400					656	754	825		940
	500					749	868	946		1083
	630					855	1005	1088		1254
Section	2,5	16,5	18,5	19,5	21	23	25	26	28	
aluminium	4	22	25	26	28	31	33	35	38	
(mm ²)	6	28	32	33	36	39	43	45	49	
	10	39	44	46	49	54	59	62	67	
	16	53	59	61	66	73	79	84	91	
	25	70	73	78	83	90	98	101	108	121
	35	86	90	96	103	112	122	126	135	150
	50	104	110	117	125	136	149	154	164	184
	70	133	140	150	160	174	192	198	211	237
	95	161	170	183	195	211	235	241	257	289
	120	186	197	212	226	245	273	280	300	337
	150		227	245	261	283	316	324	346	389
	185		259	280	298	323	363	371	397	447
	240		305	330	352	382	430	439	470	530
	300		351	381	406	440	497	508	543	613
	400					526	600	663		740
	500					610	694	770		856
	630					711	808	899		996

En parcourant la colonne sélectionnée on recherche la valeur de l'intensité admissible, et ceci pour des conducteurs en cuivre ou en aluminium. La section du conducteur se situe dans la colonne de gauche sur la ligne correspondante au courant admissible.

I.10 Vérification de la Chute de Tension :

Par suite de la résistance des conducteurs, il se produit une chute de tension lorsqu'il y a passage du courant. [13]

Assurez-vous que la chute de tension entre l'alimentation et le point de consommation reste dans les limites réglementaires (généralement 3% à 5% de la tension nominale).

Tableau I.10: Relations pour la détermination de la chute de tension

CIRCUIT	Chute de tension en volt	Chute de tension en %
Monophasé : entre phase et neutre	$\Delta U = 2 * I_b (R \cos\varphi + X \sin \varphi)$	$100 * \frac{\Delta U}{U}$
Biphasé : entre phase et phase	$\Delta U = 2 * I_b (R \cos\varphi + X \sin \varphi)$	$100 * \frac{\Delta U}{U}$
Triphasé équilibré : avec ou sans neutre	$\Delta U = \sqrt{3} * I_b (R \cos\varphi + X \sin \varphi)$	$100 * \frac{\Delta U}{U}$

- R : Résistance du conducteur avec :

$$R = \frac{\rho * L}{S}$$

- S : Section du conducteur
- L : Longueur du conducteur
- ρ : Résistivité du conducteur ($\rho = 0.027 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ pour Cu, $\rho = 0.043 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ pour Al).
- X : Réactance d'un conducteur

Tableau I.11: Réactance linéique des conducteurs en fonction du type de câbles et son mode de pose

Câbles et mode poses	Réactance linéique [Ω/km]
Câbles multiconducteurs ou câbles mono conducteurs en trèfle	0.08
Câbles mono conducteurs jointifs en nappe	0.09
Ou câbles mono conducteurs séparés de plus d'un diamètre	0.13

Tableau I.12 : Chutes de tension admissibles dans les installations MT

Chutes de tension admissible		
Type alimentation	Eclairage	Moteur
Alimentation par un poste DP	3%	8%
Alimentation par un poste de livraison	6%	10%

Remarque

- La chute de tension entre l'origine d'une installation, en tout point d'utilisation ne doit pas être supérieure aux valeurs du tableau des chutes de tension normalisées.
- Une chute de tension plus grande peut être acceptée, pour les moteurs pendant la période de démarrage, ou pour tout autre matériel ayant des appels de courants importants.
- Les chutes de tension sont déterminées à partir des valeurs du courant d'emploi des circuits, la longueur de la canalisation ou de la ligne, et la longueur d'un seul conducteur de la canalisation.

- **Chute de tension relative :**

La chute de tension relative s'exprime en pourcentage de la tension nominale.

$$\Delta U = 100 * \frac{U}{U_0} \quad (\text{I.9})$$

Avec :

- U_0 : tension entre phase et neutre en Volts.

- **Vérification à l'aide de tableaux**

Le tableau normalisé donne les longueurs maximales des canalisations correspondant à une chute de tension de 6%.

Le rapport $\frac{6}{L_{max}}$ permet de calculer la valeur U% d'un tronçon quelconque

Pour chaque canalisation, à partir de l'origine de l'installation, le rapport de la longueur réelle L à la longueur maximum L_{max} indiquée dans le tableau, donne la valeur de la chute de tension pour cette canalisation en pourcentage :

$$U = 6 * \frac{L}{L_{max}} \quad (\text{I.10})$$

La somme de ces valeurs de l'origine jusqu'à l'extrémité de l'installation ne doit pas dépasser les valeurs 3, 5, 6, ou, 8%

Tableau I.13 : Détermination des chutes de tension en ligne

Chutes de tension en % pour 100m de câble et un $\cos j = 0,85$

In (A)	Câble en cuivre S en mm ²											Câble en aluminium S en mm ²							
	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	10	16	25	35	50	70	95	
1	0,5	0,4																	
2	1,1	0,6	0,4																
3	1,5	1	0,6	0,4								0,4							
5	2,6	1,6	1	0,6	0,4							0,6	0,4						
10	5,2	3,2	2	1,4	0,8	0,5						1,3	0,8	0,5					
16	8,4	5	3,2	2,2	1,3	0,8	0,5					2,1	1,3	0,8	0,6				
20		6,3	4	2,6	1,6	1	0,6					2,5	1,6	1,1	0,7	0,5			
25		7,9	5	3,3	2	1,3	0,8	0,6				3,2	2	1,3	0,9	0,6	0,5		
32			6,3	4,2	2,6	1,6	1,1	0,8	0,5			4,1	2,6	1,6	1,2	0,9	0,6	0,5	
40			7,9	5,3	3,2	2,1	1,4	1	0,7	0,5		5,1	3,2	2,1	1,5	1,1	0,8	0,6	
50				6,7	4,1	2,5	1,6	1,2	0,9	0,6	0,5	6,4	4,1	2,6	1,9	1,4	1	0,7	
63				8,4	5	3,2	2,1	1,5	1,1	0,8	0,6	8	5	3,2	2,3	1,7	1,3	0,9	
70					5,6	3,5	2,3	1,7	1,3	0,9	0,7		5,6	3,6	2,6	1,9	1,4	1,1	
80					6,4	4,1	2,6	1,9	1,4	1	0,7		6,4	4,1	3	2,2	1,5	1,3	
100					8	5	3,3	2,4	1,7	1,3	1			5,2	3,8	2,7	2	1,5	
125						5,4	4,1	3,1	2,2	1,6	1,3			6,5	4,7	3,3	2,4	1,9	
160							5,3	3,9	2,8	2,1	1,6				6	4,3	3,2	2,4	
200							6,4	4,9	3,5	2,6	2					5,6	4	3	

Tableau I.14 : Chutes de tension en % pour 100m de câble et un $\cos \phi = 1$

Chutes de tension en % pour 100m de câble et un $\cos \phi = 1$

In (A)	Câble en cuivre S en mm ²											Câble en aluminium S en mm ²							
	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	10	16	25	35	50	70	95	
1	0,6	0,4																	
2	1,3	0,7	0,5																
3	1,9	1,1	0,7	0,5								0,5							
5	3,1	1,9	1,2	0,8	0,5							0,7	0,5						
10	6,1	3,7	2,3	1,5	0,9	0,5						1,4	0,9	0,6					
16	11	5,9	3,7	2,4	1,4	0,9	0,6					2,3	1,4	1	0,7				
20		7,4	4,6	3,1	1,9	1,2	0,7					3	1,9	1,2	0,8	0,6			
25		9,3	5,8	3,9	2,3	1,4	0,9	0,6				3,7	2,3	1,4	1,1	0,7	0,5		
32			7,4	5	3	1,9	1,2	0,8	0,6			4,8	3	1,9	1,4	1	0,7	0,5	
40			9,3	6,1	3,7	2,3	1,4	1,1	0,7	0,5		5,9	3,7	2,3	1,7	1,2	0,8	0,6	
50				7,7	4,6	2,9	1,9	1,4	0,9	0,6	0,5	7,4	4,6	3	2,1	1,4	1,1	0,8	
63				9,7	5,9	3,6	2,3	1,6	1,2	0,8	0,6	9	5,9	3,7	2,7	1,9	1,4	1	
70					6,5	4,1	2,6	1,9	1,3	0,9	0,7		6,5	4,1	3	2,1	1,4	1,1	
80					7,4	4,6	3	2,1	1,4	1,1	0,8		7,4	4,8	3,4	2,3	1,7	1,3	
100					9,3	5,8	3,7	2,6	1,9	1,4	1			5,9	4,2	3	2,1	1,5	
125						7,2	4,6	3,3	2,3	1,6	1,2			7,4	5,3	3,7	2,6	2	
160							5,9	4,2	3	2,1	1,5				6,8	4,8	3,4	2,5	
200							7,4	5,3	3,7	2,6	2					5,9	4,2	3,2	

- Les tableaux 9 & 10 sont donnés pour des longueurs de câble de 100m.
- Si votre ligne n'a pas cette longueur, il faut effectuer une règle de trois. Par ailleurs, ces tableaux sont donnés pour des réseaux triphasés 400V.
- Pour des réseaux monophasés 230V, il faut multiplier les valeurs par 2.

I.11 Sélection des Transformateurs

Quand une installation doit être alimentée par un transformateur MT/BT et que la puissance d'utilisation de l'installation a été déterminée, un dimensionnement approprié du transformateur peut être déterminé en tenant compte : [16]

- Des possibilités d'amélioration du facteur de puissance de l'installation.
- Des extensions prévisibles de l'installation,
- Des contraintes d'installation (température...),
- Et des puissances nominales existantes.

Tableau I.15: Puissances apparentes normalisées des transformateurs MT/BT triphasés et intensité nominale

Puissance apparente kVA	In (A)	
	237 V	410 V
100	244	141
160	390	225
250	609	352
315	767	444
400	974	563
500	1218	704
630	1535	887
800	1939	1127
1000	2436	1408
1250	3045	1760
1600	3898	2253
2000	4872	2816
2500	6090	3520
3150	7673	4436

L'intensité nominale du transformateur triphasé s'obtient à partir de sa puissance P et de la tension secondaire à vide par :

$$I_n = \frac{P \cdot 10^3}{U \sqrt{3}} \quad (\text{I.11})$$

Avec :

- P : puissance du transformateur en kVA,
- U : tension secondaire à vide (237 ou 410 V),
- In : courant nominal en ampères.

En monophasé :

$$I_n = \frac{P \cdot 10^3}{V} \quad (\text{I.12})$$

Avec :

- V : tension entre les bornes BT à vide (en volts)
- Pour 400 V (en charge triphasé) : $I_n = P \text{ (kVA)} \times 1,4$

Les normes pour les transformateurs de puissance sont les normes internationales CEI 60076, 60551 et 60726 et les normes françaises NFC 52-100, 52-161 et 52-726.

I.11.1 Choisir le type de transformateur :

- ✓ Transformateur à huile : [16]
 - Avantages : Bonne dissipation thermique, capacité de surcharge, coût généralement inférieur.
 - Inconvénients : Risque d'incendie, entretien plus fréquent, impact environnemental.
- ✓ Transformateur sec (enrobé de résine) :
 - Avantages : Sécurité accrue (pas de risque de fuites d'huile), entretien réduit, adapté pour les installations intérieures.
 - Inconvénients : Dissipation thermique moins efficace, bruit potentiel plus élevé.

I.11.2 Type de refroidissement des transformateurs

Le choix du système de refroidissement est essentiel pour assurer une dissipation thermique efficace et prolonger la durée de vie du transformateur on distingue principalement :

- ONAN (Oil Natural Air Natural) : refroidissement naturel par circulation d'huile et d'air. Simple, économique et adapté aux puissances faibles à moyenne.
- ONAF (Oil Natural Air Forced) : Ajout de ventilateurs pour améliorer la dissipation thermique. Permet une surcharge temporaire.
- OFAF (Oil Forced Air Forced) : circulation forcée d'huile et d'air par pompes et ventilateurs. Utilisé pour les puissances élevées.
- OFWF (Oil Forced Water Forced) : Huile et eau en circulation forcée, adapté aux très grandes puissances et aux environnements contraignants.

I.12 Optimisation et Efficacité Énergétique

Utiliser des techniques d'optimisation énergétique, telles que les variateurs de vitesse et les systèmes de gestion de l'énergie.

Analyser les coûts et les bénéfices des solutions proposées pour optimiser l'efficacité énergétique.

I.13 Documentation et Plan de Maintenance

- Rédiger des documents détaillant la conception, les spécifications et les instructions de maintenance de l'installation.
- Élaborer un plan de maintenance préventive et corrective pour assurer la pérennité de l'installation.

I.14 Conditions environnementales

Les caractéristiques des équipements et du matériel sont définies pour des conditions environnementales standard. La connaissance des paramètres liés aux conditions réelles du site permet au concepteur d'appliquer des facteurs de correction ou de procéder au déclassement du matériel si nécessaire. Parmi ces conditions environnementales, le concepteur prendra en compte :

- Les risques d'explosion en cas de présence de gaz ou de produits inflammables dans l'atmosphère, ce qui déterminera le degré de protection requis pour les équipements.
- Les risques sismiques.
- L'altitude.
- Les températures moyennes et maximales.
- La résistivité du sol.
- La présence de givre, de vent...

Conclusion

Dans ce chapitre, nous présentons les principes généraux de la méthodologie de dimensionnement des installations électriques, en nous concentrant sur les contraintes normatives, les exigences techniques et les nécessités économiques, qui permettent de concevoir des installations conformes aux normes en vigueur. Nous avons consulté plusieurs algorithmes de dimensionnement des installations électriques est un processus systématique visant à garantir la sécurité, l'efficacité et la fiabilité des installations. La méthodologie contient généralement plusieurs étapes intégrées qui diffèrent d'un concepteur à un autre suivant le cas d'étude mais l'objectif reste le même. Cependant toutes les approches étés basés sur le schéma unifilaire, le bilan de puissance, le calcul des courants la détermination de la section et la chute de tension. La sélection des Transformateurs et appareils de Protection joues un rôle primordial dans la réalisation des installations électriques. Nous avons également posé les bases traitement des axes suivants de notre travail.

Enfin, ce chapitre nous a permis d'acquérir des compétences importantes sur les approches méthodologiques rigoureuses des installations en général et sur la possibilité de développer des installations efficaces et adaptées aux besoins actuels tout en anticipant les défis futurs.

Chapitre II

Analyse de l'installation électrique du complexe gazier de Tiguentourine à In Amenas

II.1 Introduction

Après les connaissances générales et les pratiques de dimensionnement que nous avons mentionnées dans le chapitre précédent sur la méthodologie de dimensionnement des installations électriques industrielles. Ainsi que le stage que nous avons réalisé au niveau du complexe gazier de Tiguentourine à In Amenas. Nous avons pris comme cas d'étude, une partie de l'installation de ce complexe. Donc, dans ce contexte le chapitre deux sera consacré à l'étude et l'analyse d'une partie de l'installation du site gazier de Tiguentourine. Cette étude portera d'une part sur l'application de nos connaissances théorique et d'autre part sur la vérification du dimensionnement et l'analyse du système électrique afin d'assurer son bon fonctionnement, sa sécurité et son efficacité énergétique

L'objectif de cette prospection est d'acquérir des connaissances pratiques sur le dimensionnement et le fonctionnement, des installations à grandes échelle. La familiarisation avec le monde de l'industrie et acquisition du savoir-faire dans l'exploitation de l'énergie électriques sont deux compléments essentiels pour le profil d'ingénieur industriel.

Notre travail consistera à la présentation de schéma unifilaire de l'installation, ainsi que les puissances des équipements, ensuite, nous allons calculer pour vérifier la puissance installée et la puissance utilisée afin de bien pour évaluer le dimensionnement du transformateur. Enfin, nous allons faire une constate de la protection utilisée dans les différents départs de cette installation.

II. 2 Présentation de site gazier de Tiguentourine

II.2.1 L'historique du projet In Amenas

Le projet In Amenas est une association qui a débutée en 1998 entre les trois sociétés précédemment citées à savoir :

- **Sonatrach** (actionnaire majoritaire avec 51%).
- **BP** (British Petroleum) et **Statoil** dans le but de développer et d'exploiter le gisement de gaz naturel qui se situe dans la région de Tiguentourine à 1300 Km au sud d'Alger et à 40 Km au sud-ouest de In Amenas la Wilaya d'Illizi. [17]

La figure (II.1) illustre le positionnement de la zone Tiguentourine

Figure II.1 : Situation géographique de champ Tiguentourine

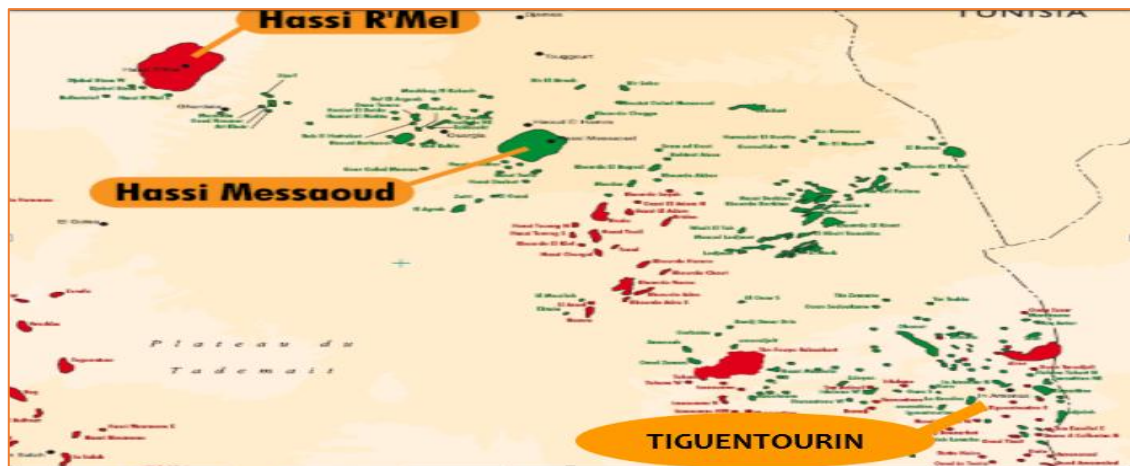


Figure II.1 : Situation géographique de champ Tiguentourine

Le site gazier de Tiguentourine, présente un complexe de raffinage de gaz naturel exploité par BP, Statoil et la Sonatrach. Il est composé d'une usine de traitement du gaz et d'une base-vie pour les employés. Le site traite du gaz "humide" et produit environ 9 milliards de mètres cubes de gaz par an et 50 000 barils de condensats par jour. Le site est très isolé et son ravitaillement se fait depuis Hassi Messaoud, à plus de 850 km. Trois conduites de transport gaz et condensat sont construits pour l'expédition des produits et sont connectées au réseau Sonatrach-TRC à Ohanet.

II.2.2 Représentation de l'unité de traitement de Gaz

L'usine a une capacité de traitement de 24.5 millions m³/jour de gaz brut à partir duquel on produit 17.6 millions m³/jour de gaz sec, 2360 tonnes de condensat par jour et 1850 tonnes/jour de GPL. Cette usine se compose trois trains. [17]

II.2.3 L'organigramme administratif et technique du complexe

La figure (II.2) montre les différentes divisions du complexe In Amenas :

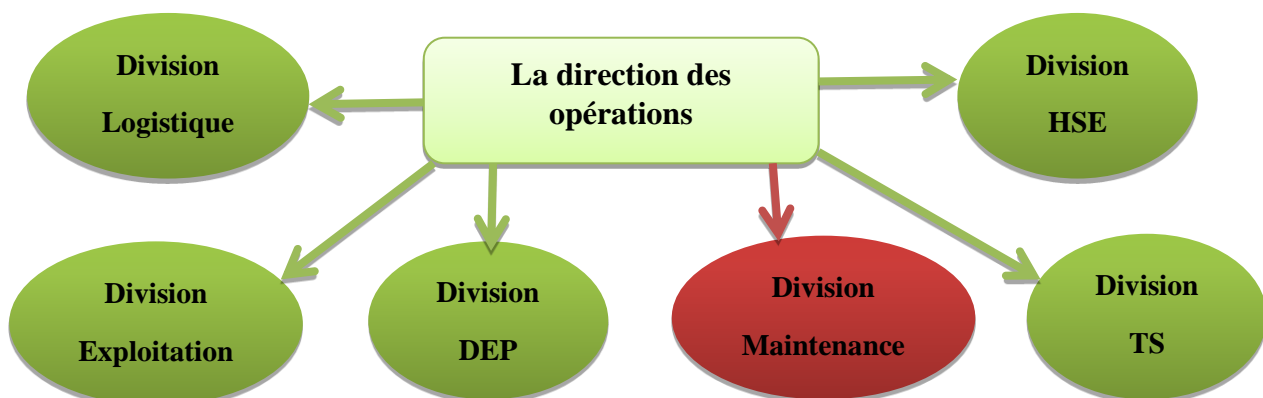


Figure II.2: La structure des divisions

Où :

- HSE : Hygiène Sécurité Environnement
- DEP : Division Exploitation Puits
- TS : Technique Support

II.2.4 Politique HSE (Health, Safety, Environment):

Les directives de la politique HSE sont : [17]

Protéger l'environnement, assurer la sécurité, l'hygiène du travail et celle des personnes, maintenir la qualité des produits et services de l'entreprise tout en communiquant ces points à l'ensemble du personnel ainsi qu'aux partenaires externes.



Figure II.3: Equipement de protection individuelle

II.3 Représentation de réseau électrique d'In Amenas

Les installations du complexe sont alimentées par des turbines à gaz (trois alternateurs synchrones identique d'une puissance de 18,57 MW à 45°C) géré par Sonatrach (réseau autonome) ces générateurs de type BRUSH avec les caractéristiques suivantes : [17]

- La puissance :23213 KVA
- La vitesse : 1550 tr/mn
- Tension de sortie :11KV

Dans les conditions d'exploitation normal deux générateurs en service et le troisième est stand-by.

La figure II.4 représente la plaque signalétique de la turbine de gaz

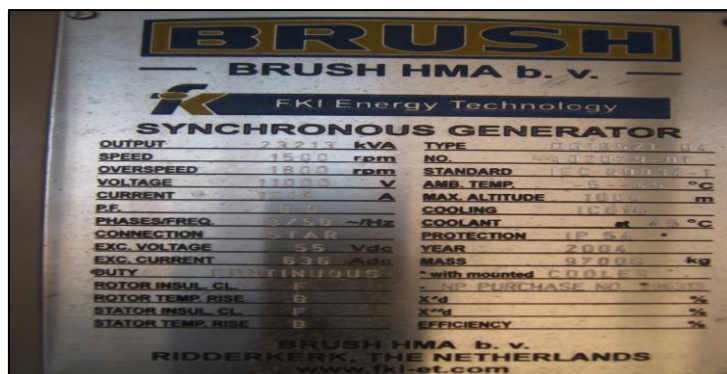


Figure II.4 : La plaque signalétique de la turbine à Gaz

La figure (II.5) montre la centrale avec les trois cheminés des turbines à gaz :



Figure II.5 : Centrale électrique du complexe gazier In-Amenas

La figure (II.6) donne une idée sur la position des turbines à gaz dans le réseau :

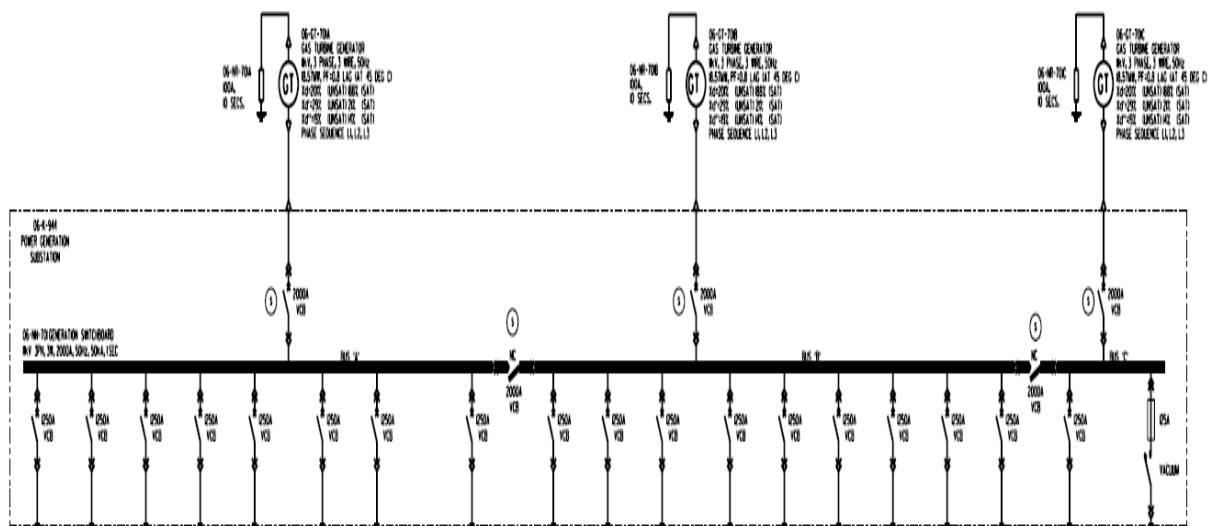


Figure II.6 : Représente les turbines de In Amenas

II.4 Production d'énergie électrique de secours :

Dans le cas d'une perte totale des alimentations principales, les générateurs diesel doivent démarrer automatiquement, ils génèrent une puissance de 1,7 MW par groupe sous une tension de 400V pour alimenter les auxiliaires, les charges essentiels, l'éclairage de secours et fournir une puissance suffisante pour redémarrer une turbine.



Figure II.7 : Groupe diesel CATERPILAR au niveau de CPF 400V

II.5 Schéma unifilaire de l'installation du champ gazier de Tigentourine

La Figure (II.8), présente le schéma unifilaire du champ gazier de Tigentourine. L'installation dispose de 09 sous station électrique 7 sous situe dans le center process facility (CPF) et le reste dans des défirrent zone. Lorsque les turbines sont en services, ils alimentent en électricité le jeu de barre (11KV) au niveau de là sous station Power Génération (06-K-944) pour la distribution vers les autres jeux de barres 5.5 kV et 400V. La commande de notre CPF se trouve dans les sous-stations qui a pour objectif gérer les zones, c'est à dire le point commun entre les consommateurs et la source réseaux.

Avant d'alimenter les jeux de barres à partir du jeu de barre 06-NN-701, la tension d'alimentation

11 kV passent par des transformateurs abaisseurs. Sur site on trouve des transformatrices hautes tensions 11kV/5.5kV et 11kV/400. Les transformateurs se situent à l'extérieur et à proximité de là sous station.

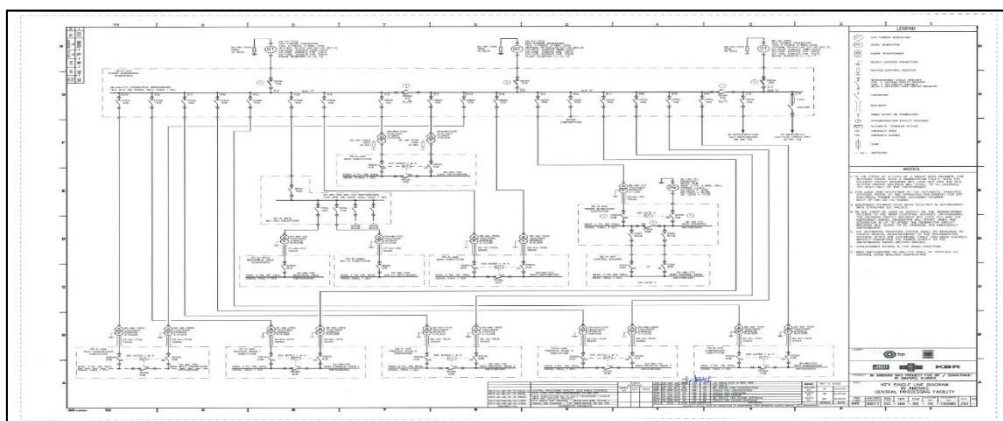


Figure II.8: Schéma unifilaire de l'installation

Le tableau ci dessus regroupe les principaux sous-stations, jeux de barres et transformateurs

Tableau II.1: Les principales sous-stations, jeux de barres et transformateurs

Sous-station	Jeu de barre	Transformateur (Tension de sortie)
Power génération (06-K-944)	06-NN-701	N. A
	06-NN-711	06-NX-711(400V)
Principal (06-K-942)	06-NN-702-A	06-NX-702-A (5.5 KV)
	06-NN-702-B	06-NX-702-A (5.5 KV)
	06-NN-703-A	06-NX-702-A (400V)
	06-NN-703-B	06-NX-702-B (400V)
Compression (00-K-941)	00-NN-701-A	00-NX-701-A (400V)
	00-NN-701-B	00-NX-701-B (400V)
Train 01 (01-K-941)	01-NN-701-A	01-NX-701-A (400V)
	01-NN-701-B	01-NX-701-B (400V)
Train 02 (02-K-941)	02-NN-701-A	02-NX-701-A (400V)
	02-NN-701-B	02-NX-701-B (400V)
Train 03 (03-K-941)	03-NN-701-A	03-NX-701-A (400V)
	03-NN-701-B	03-NX-701-B (400V)
IACP	00-NN-702-A	00-NX-702-A (400V)
	00-NN-702-B	00-NX-702-B (400V)
Zone industriel IBO	07-NN-701	07-NX-701 (400V)
Puits d'eau (13-K-941)	13-NN-702	13-NX-702 (400V)
Infrastructure (08-K-941)	08-NN-702-A	08-NX-702-A (400V)
	08-NN-702-B	08-NX-702-B (400V)

II.6.1 La sous station principale 06-K- 942 (main substation)

Cette sous station est dispose d'un jeu de barre 06-NN-702 de (5.5kv) alimente à travers transfo 11/5.5, cette sous-station assure l'alimentation et la commande de toutes les moteur MT (5500V). L'objectif de notre étude sera une vérification générale du fonctionnement et du dimensionnement de l'installation et en particulier cette station ou nous allons étudier en détail, en appliquant toutes les étapes et les approches de dimensionnement mentionnées dans le premier chapitre.

II.6.2 Schéma unifilaire de la sous-station principale (main) 06-K- 942

La figure (II.09) illustre une représentation schématique d'une installation électrique fixe, qui ne tient pas compte de la position du matériel électrique mais qui donne, grâce aux symboles,

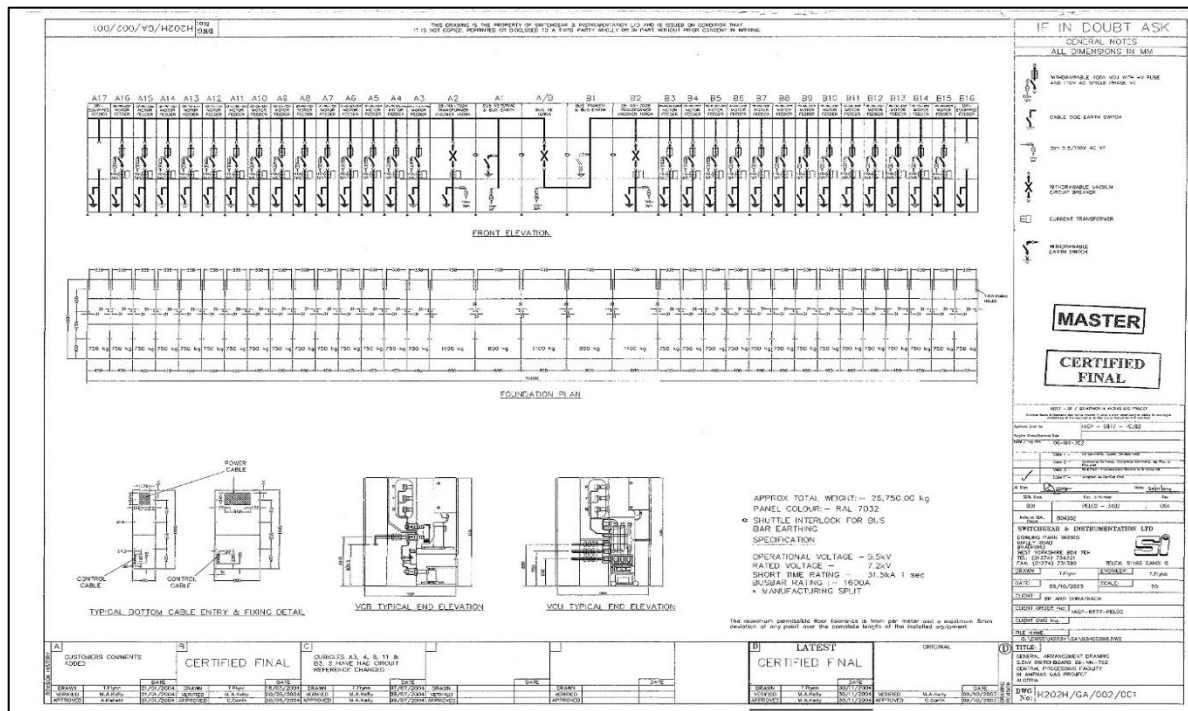


Figure II.9: schémas unifilaires de la sous-station principale (5,5kv)

la composition de chaque circuit élémentaire et l'interconnexion des circuits élémentaires entre eux pour former l'installation électrique

II.7 Calcul de la puissance installé de la sous-station principale

La puissance installée est bien supérieure à la puissance réellement consommée, car on suppose que tous les récepteurs fonctionnent simultanément et à leur puissance nominale. Pour calculer cette puissance pour le poste, il est nécessaire de calculer la puissance installée pour chaque jeu de barres A et B, comme indiqué ci-dessous :

II.7.1 puissances de jeux-barre 06-NN-702 A (Alpha)

$$\bullet P_a = \frac{P_n}{\eta} \quad (II.1)$$

$$\bullet Q_a = P_a \times \tan\varphi \quad (II.2)$$

$$\bullet S_a = \frac{P_a}{\cos\varphi} \quad (II.3)$$

$$\bullet I_a = \frac{S_a}{\sqrt{3} \times U} \quad (II.4)$$

L'utilisation des équations (II.1) à (II.4) nous avons calculez et vérifier les résultats mentionnés sur le tableau (II.2).

Tableau II.2: Identification des puissances absorbées des charges de jeux de barre A.

Tags	Récepteur	Pn [kW]	η	Cos φ	Tan φ	Pa [kW]	Q [KVAR]	Ia [A]
00-CT-161A-PM1	RESIDUE GAS COMPRESSOR STARTING MOTOR	530	0,86	0,89	0,51	616,27	314,30	72,77
00-CT-161C-PM1	RESIDUE GAS COMPRESSOR STARTING MOTOR	530	0,86	0,89	0,51	616,27	314,30	72,77
01-CM-121A	REGENERATION GAS COMPRESSOR MOTOR	300	0,89	0,9	0,484	337,07	163,14	39,36
01-C-261-CM1	VRU COMPRESSOR MOTOR	300	0,89	0,9	0,484	337,07	163,14	39,36
01-PM-112A	LEAN AMINE PUMP	300	0,89	0,9	0,484	337,07	163,14	39,36
02-PM-112A	LEAN AMINE PUMP	550	0,86	0,72	0,96	639,53	613,95	93,35
02-CM-121A	REGENERATION GAS COMPRESSOR MOTOR	550	0,86	0,72	0,96	639,53	613,95	93,35
03-CM-121A	REGENERATION GAS COMPRESSOR MOTOR	860	0,83	0,86	0,59	1036,14	611,32	126,62
03-C-261-CM1	VRU COMPRESSOR MOTOR	860	0,83	0,86	0,59	1036,14	611,32	126,62
03-PM-112A	LEAN AMINE PUMP	860	0,83	0,86	0,59	1036,14	611,32	126,62
05-PM-411A	LPG PIPELINE MAIN PUMP	1150	0,81	0,87	0,57	1419,75	837,65	173,50
05-PM-431A	CONDENSATE PRODUCT PIPELINE MAIN PUMP	1150	0,81	0,87	0,57	1419,75	809,25	171,50
06-PM-321A	HOT OIL CIRCULATION PUMP	860	0,83	0,86	0,59	1036,14	611,32	126,62
06-PM-602A	FIREWATER PUMP	290	0,89	0,86	0,59	325,84	192,24	39,81
	TOTAL	9090				10832,79	6630,34	1341,61

II.7.2 La puissance de jeux-barre 06-NN-702 B (Bravo) :

Identiquement pour cette station et après tout calcul fait les résultats obtenus sont mentionné sur le tableau (II.3).

Tableau II.3: Identification des puissances absorbées des charges de jeux de barre B

Tags	Récepteur	Pn [kW]	η	Cos φ	Tan φ	Pa [kW]	Q [KVA]	Ia [A]
00-CT-161B-PM1	RESIDUE GAS COMPRESSOR STARTING MOTOR	530	0,86	0,89	0,51	616,27	314,30	72,77
01-CM-121B	REGENERATION GAS COMPRESSOR MOTOR	300	0,89	0,9	0,484	337,07	163,14	39,36
02-C-261-CM1	VRU COMPRESSOR MOTOR	550	0,86	0,72	0,96	639,53	613,95	93,35
01-PM-112B	LEAN AMINE PUMP	860	0,83	0,86	0,59	1036,14	611,32	126,62
02-PM-112B	LEAN AMINE PUMP	860	0,83	0,86	0,59	1036,14	611,32	126,62
02-CM-121B	REGENERATION GAS COMPRESSOR MOTOR	300	0,89	0,9	0,484	337,07	163,14	39,36
03-CM-121B	REGENERATION GAS COMPRESSOR MOTOR	300	0,89	0,9	0,484	337,07	163,14	39,36
03-PM-112B	LEAN AMINE PUMP	860	0,83	0,86	0,59	1036,14	611,32	126,62
05-PM-411B	LPG PIPELINE MAIN PUMP	1150	0,81	0,87	0,57	1419,75	837,65	173,50
05-PM-431B	CONDENSATE PRODUCT PIPELINE MAIN PUMP	1150	0,81	0,87	0,57	1419,75	809,25	171,50
06-PM-321B	HOT OIL CIRCULATION PUMP	860	0,83	0,86	0,59	1036,14	611,32	126,62
06-PM-321C	HOT OIL CIRCULATION PUMP	860	0,83	0,86	0,59	1036,14	611,32	126,62
06-PM-602B	FIREWATER PUMP	290	0,89	0,86	0,59	325,84	192,24	39,81
	TOTAL	8870				10613,05	6313,41	1302,11

II.8 Calcul de la puissance d'utilisation total

Pour déterminer la puissance d'utilisation du tableau de distribution MT, il faut une bonne connaissance des facteurs de correction tel que le facteur d'utilisation K_u et le facteur de simultanéité K_s comme indiqué dans le chapitre précédent. Sachant que pour chaque type de récepteur est associé un facteur d'utilisation bien déterminé. Dans une installation électrique, ce facteur peut être estimé en moyenne à **0.75** pour les moteurs, et **1** pour l'éclairage. La détermination du facteur K_S relève de la responsabilité du concepteur, car elle nécessite une connaissance détaillée de l'installation et des conditions dans lesquelles les circuits individuels doivent être exploités.

La puissance d'utilisation et la puissance simultanée sont données par les relations qui é

Indiquée dans le premier chapitre (II.5), (II.6) :

$$\bullet P_{ui} = K_u \times P_a \quad (II.5)$$

$$\bullet P_{sim} = K_s \times \sum_{i=1}^n P_{ui} \quad (II.6)$$

Enfin pour déterminer la puissance à installer on applique un facteur d'extension, également appelé facteur de réserve K_e . Dans le cas de cette installation le K_e est pris égal à 1,33.

$$\bullet P_{ut} = K_e \times \sum_{i=1}^n P_{ui} \quad (II.7)$$

Cette puissance finale nous servira ensuite, au calcul de la puissance à prévoir au poste de transformation et ce, en prenant en compte l'évolution de la charge. Le courant d'emploi est calculé comme par l'équation (II.8) avec un $K_u = 0,75$, $K_s = 1$ et $K_e = 1,33$:

$$\bullet I_b = \frac{P_a \times K_u \times K_s \times K_e}{\sqrt{3} \times U \times \cos \varphi} \quad (II.8)$$

Tableau II.5: Bilan de puissance utilisée de jeu de barre A.

Récepteur	P_a [W]	Q [VAR]	P_u [W]	Q_u [VAR]	I_B [A]
RESIDUE GAS COMPRESSOR STARTING MOTOR	616279,06	314302,32	462209,30	235726,74	72,59
RESIDUE GAS COMPRESSOR STARTING MOTOR	616279,06	314302,32	462209,30	235726,74	72,59
REGENERATION GAS COMPRESSOR MOTOR	337078,65	163146,06	252808,98	122359,55	39,26
VRU COMPRESSOR MOTOR	337078,65	163146,06	252808,98	122359,55	39,26
LEAN AMINE PUMP	337078,65	163146,06	252808,98	122359,55	39,26
LEAN AMINE PUMP	639534,88	613953,48	479651,16	460465,11	93,11
REGENERATION GAS COMPRESSOR MOTOR	639534,88	613953,48	479651,16	460465,11	93,11
REGENERATION GAS COMPRESSOR MOTOR	1036144,57	611325,30	777108,43	458493,97	126,30
VRU COMPRESSOR MOTOR	1036144,57	611325,30	777108,43	458493,97	126,30
LEAN AMINE PUMP	1036144,57	611325,30	777108,43	458493,97	126,30
LPG PIPELINE MAIN PUMP	1419753,08	837654,32	1064814,81	628240,74	171,08
CONDENSATE PRODUCT PIPELINE MAIN PUMP	1419753,08	809259,25	1064814,81	606944,44	171,08
HOT OIL CIRCULATION PUMP	1036144,57	611325,301	777108,43	458493,97	126,30
FIREWATER PUMP	325842,69	192247,191	244382,02	144185,39	39,72
TOTAL	10832791,04	6630411,8	8124593,28	4972808,85	1336,26

En calcul la puissance apparente simultané par la formule

$$S_{sim} = \sqrt{(P_{sim})^2 + (Q_{sim})^2} \rightarrow S_{sim} = \sqrt{(7312,13)^2 + (4475,52)^2} = 8573,07 \text{ KVA}$$

Tableau II.6: Bilan de puissance utilisé de jeux de barre A

	K_s	P_{sim} [KW]	Q_{sim} [KVAR]	S_{sim} [KVA]
TOTAL	0,9	7312,13	4475,52	8573,07

En calcul la puissance utilisée total en introduisant un facteur d'extension qui est égal à 1,3

Tableau II.7: Bilan de puissance utilisé totale de jeux de barre A

Ke	P_{ut} [KW]	Q_{ut} [KVAR]	S_{ut} [KVA]	I_{bt} [A]
1,3	9505,77	5818,18	11144,99	1336,26

Le même raisonnement, le courant d'emploi pour le tableau B, est calculé par l'équation (II.8) en tenant compte des facteur $K_u = 0,75$, $K_s = 1$ et $K_e = 1,33$

Tableau II.8: Bilan de puissance utilisée de jeu de barre B.

Récepteur	Pa[w]	Q [VAR]	Pui[W]	Qui [VAR]	lb[A]
RESIDUE GAS COMPRESSOR STARTING MOTOR	616279,07	314302,32	462209,30	235726,74	70,87
REGENERATION GAS COMPRESSOR MOTOR	337078,65	161797,75	252808,98	121348,31	38,76
VRU COMPRESSOR MOTOR	639534,80	613953,48	479647,5	460465,11	91
LEAN AMINE PUMP	1036144	611325,30	777105	458493,97	123,31
LEAN AMINE PUMP	1036144	611325,30	777108	458493,97	123,31
REGENERATION GAS COMPRESSOR MOTOR	337078,65	163146,06	252808,98	122359,55	38,33
REGENERATION GAS COMPRESSOR MOTOR	337078,65	163146,06	252808,98	122359,55	38,33
LEAN AMINE PUMP	1036144	611325,30	777108	458493,97	123,31
LPG PIPELINE MAIN PUMP	1419753	809259,25	1064814,75	606944,44	167
CONDENSATE PRODUCT PIPELINE MAIN PUMP	1419750	809259,25	1064812,5	606944,44	167
HOT OIL CIRCULATION PUMP	1036144	611325,30	777108	458493,97	123,31
HOT OIL CIRCULATION PUMP	1036144	611325,30	777108	458493,97	123,31
FIREWATER PUMP	325842	192247,19	244381,5	144185,39	39
TOTAL	10613108,72	6281041,29	7959831,54	4710780,96	1266,55

De la même manière la puissance apparente simultané au niveau du jeu de barre B est :

$$S_{sim} = 9249,34 \text{ kVA} \quad \text{Par conséquence}$$

Tableau II.9: Bilan de puissance simultané de jeux de barre B

	K_s	P_{sim} [KW]	Q_{sim} [KVAR]	S_{sim} [KVA]
TOTAL	0,9	7959,83	4710,78	9249,34

En introduisant le même facteur d'extension qui est égal à 1,3 on obtient :

Tableau II.10: Bilan de puissance utilisé totale de jeux de barre B

Ke	P_{ut} [KW]	Q_{ut} [KVAR]	S_{ut} [KVA]	I_{bt} [A]
1,3	10347,78	6124,01	12024,14	1266,55

II.9 Détermination du facteur de puissance total de la sous-station principal

Le facteur de puissance est un indicateur de la qualité de la conception et de la gestion d'une installation électrique. Il repose sur deux notions très basiques : les puissances active et apparente.

Le facteur de puissance est le rapport de la puissance active totale consommée sur la puissance apparente totale fournie Alor :

$$\cos \varphi t = \frac{P_{ut}}{S_{ut}} \quad (\text{II.10})$$

Avec ;

- $\cos \varphi t$: le facteur de correction total de l'installation
- P_{ut} : la puissance utilisée total de l'installation en [W]
- S_{ut} : la puissance apparente utilisée total en [VA]

II.9.1 Le facteur de puissance total pour jeux de barre A

$$\cos \varphi t = \frac{6\,499\,674}{76\,205\,14}$$

$$\cos \varphi t = 0,85$$

II.9.2 le facteur de puissance total pour jeux de barre B

$$\cos \varphi t = \frac{8\,278\,220}{96\,193\,20}$$

$$\cos \varphi t = 0,86$$

Interprétation

La stabilité la valeur du facteur de puissance indique la stabilité de la balance de l'énergie réactives et la répartition égale des récepteurs sur les jeux de barre. Comme elle indique aussi que l'installation ne contient pas de source polluante. La figure(II.11) illustre la stabilité du facteur de puissance pour la majorité des départs.

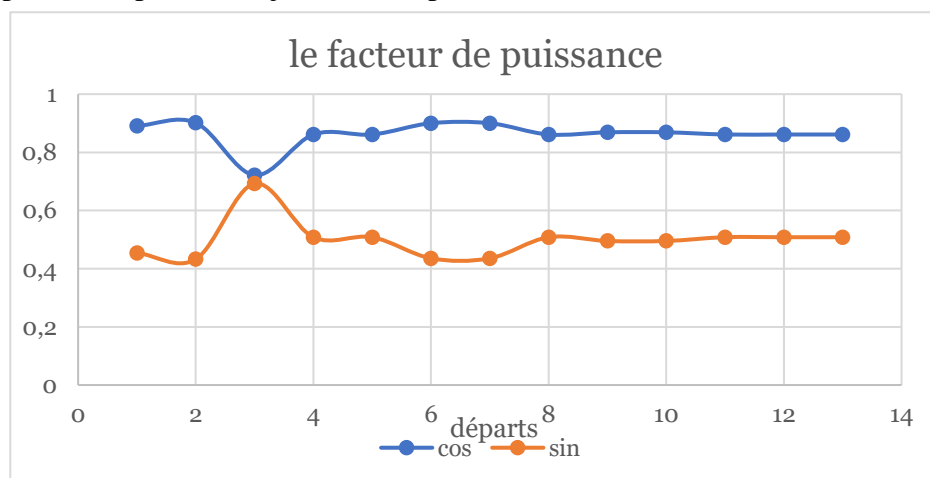


Figure II.11 : variation du facteur de puissance

II.10 Choix et dimensionnement du transformateur

Comme pour les câbles, le dimensionnement du transformateur doit prendre en compte des références et aussi des critères. Les paramètres de référence sont résumés dans la puissance apparente des transformateurs, les tensions primaires et secondaires ainsi que le couplage et la tension de court-circuit. Alors que le critère thermique dépend du type de raccordement des équipements de l'installation et de la surcharge du transformateur. Cependant le critère primordial est la chute de tension pour rester dans la limite admissible de chute de tension, il est nécessaire de limiter à 10 % la chute totale, donc à 6 % la chute de tension dans le transformateur et 4 % dans pour le reste des câbles de distribution. La tension moyenne MT de fonctionnement est égale à 11kV et les récepteurs installés sont alimentés par une tension 5,5 kV. Les transformateurs installés par le complexe dans la zone d'étude sont des transfos de 11kV/5,5kV et de puissance apparente 12,5 MW de couplage Dyn11. D'après le bilan de puissance totale que nous avons vérifié précédemment pour chaque jeu de barre et les exigences de la norme de conception CEI 60354. Le choix est convenable mais il n'est pas suffisant. Quoique pour confirmer ce choix nous avons calculés d'autres paramètres tels que les courants secondaires, primaire et la tension de court-circuit de notre transformateur Ucc en pourcentage. [16]

II.10.1. Calcul du rapport de transformation

On détermine le rapport de transformation sachant que notre transformateur est couple en Dyn11 [16]

Pour cela, on va appliquer la formule suivante pour le calculer :

$$m = \frac{N_2}{N_1} = \frac{U_2}{U_1} = \frac{I_1}{I_2} \quad (\text{II.11})$$

Avec :

- I1, I2 : Courant primaire et secondaire du transformateur.
- N1, N2 : Nombre de spires au primaire et au secondaire du transformateur.
- U1, U2 : Tension primaire et secondaire du transformateur.

A.N:

$$m = \frac{U_2}{U_1} = \frac{5750}{11000} = 0,52$$

Le rapport de transformation est égal à : $m = 0,52$

II.10.2. Calcul du courant secondaire

Le courant assigné au secondaire du transformateur, est déterminé par l'expression :

$$I_{2n} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \times U_{20}} \quad (\text{II.12})$$

Avec :

I_n : Courant assigné du transformateur, côté MT (valeur efficace) en (A)

S_n : puissance assignée du transformateur (kVA).

U_{20} : Tension assignée secondaire (à vide) du transformateur en (V).

A.N:

$$I_{2n} = \frac{12500000}{\sqrt{3} \times 5750} = 1255,11 \text{ A}$$

Le courant secondaire du transformateur est : $I_{2n} = 1255,11 \text{ A}$

II.10.3. Calcul du courant primaire

Pour calculer le courant primaire du transformateur, on applique la formule suivante :

$$m = \frac{I_1}{I_2} \Rightarrow I_1 = m \times I_2 \tag{II.13}$$

A.N:

$$I_{1n} = 0,52 \times 1255,11 = 652,66 \text{ A}$$

Donc, le courant primaire du transformateur est égal à : $I_{1n} = 652,66 \text{ A}$

II.10.4. Détermination de la tension de court-circuit U_{cc}

Pour le transformateur de distribution (norme IEC60076), U_{cc} a des valeurs normalisées. On trouve que la tension de court-circuit de notre transformateur $U_{cc} = 8,27\%$, ce qui nous donne $U_{cc} = 909,7 \text{ V}$.

Le tableau suivant nous présente les caractéristiques du transformateur adéquat pour notre installation après avoir effectué les calculs nécessaires du bilan de puissance.

Tableau II.7 : Caractéristiques du transformateur adéquat pour l'installation.

Puissance apparente [KVA]	Tension primaire [KV]	Tension secondaire [KV]	Courant Primaire [A]	Courant Secondaire [A]	m	U_{cc} [V]	R_t [Ω]	X_t [Ω]
12500	11	5,5	656	1255	0,52	909,7	0,240	0,764

Interprétation

Les résultats du calcul du bilan de puissance basé sur les connaissances acquises au chapitre I, ainsi que la vérification des paramètres du transformateur, montrent une bonne indication du niveau de dimensionnement et de sélection du transformateur, malgré le fait que la construction de l'installation soit très ancienne.

II.11 Les câbles électriques

II.11.1 Structure d'un câble électrique

- **Câble BT**

Les câbles BT sont conçus pour fonctionner à des tensions inférieures à 1000 volts. Ils sont typiquement utilisés pour des applications domestiques et industrielles, telles que l'alimentation électrique, les systèmes d'éclairage, et les équipements électroniques.

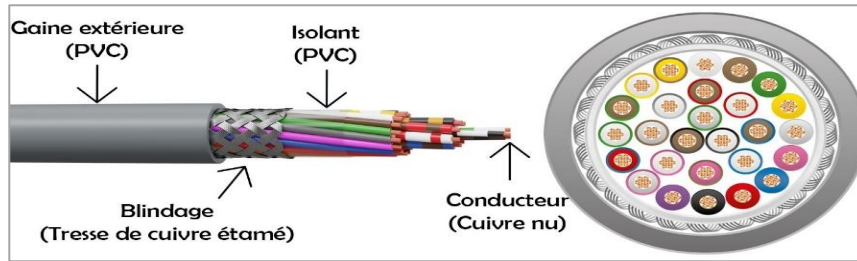


Figure II.12 : Constitution d'un câble BT [19]

▪ Câbles MT

Un câble de montage (MT) est un câble utilisé pour la distribution d'électricité à des tensions nominales comprises entre 1 kV et 36 kV, servant à transporter l'énergie électrique de manière efficace entre les transformateurs et les utilisateurs finaux. [19]



Figure II.13: Constitution d'un câble MT

II.11.2 La section d'un câbles électriques

Comme nous avons indiqué au chapitre précédent la détermination de la section de l'âme d'un câble consiste à calculer la plus petite section normalisée qui satisfait simultanément les trois conditions :

- Echauffement normal
- Surintensité due à un court-circuit
- Chute de tension

II.11.2.1 Détermination de la section du câble MT

Le logigramme suivant résume l'approche de calcul et de choix de la section des câbles [20]

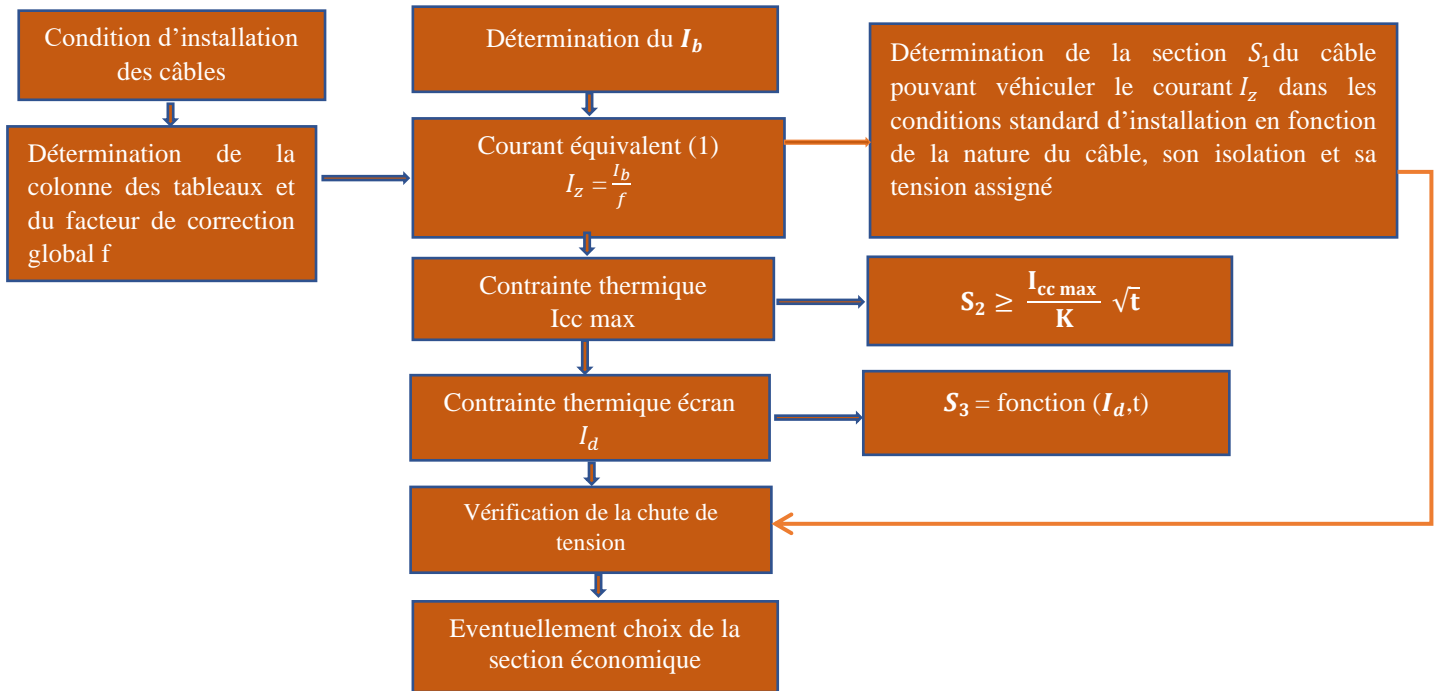


Figure II.14 : logigrammes de détermination de la section minimale d'un câble de moyenne tension

II.11.2.2 Dimensionnement du câble de tableau de distribution 11 KV vers le transformateur de 12,5 MVA

- Détermination de la section S_1 du câble pouvant véhiculer le courant I_z

1. Calcul de courant I_b

Le courant maximal d'emploi (I_b) est défini selon la nature de l'installation alimentée par la canalisation. C'est le courant correspondant à la plus grande puissance transportée par le circuit en service normal qui est calculé par la formule suivante

$$I_b = \frac{P}{\sqrt{3} \times U \times \cos \varphi} \quad (\text{II.14})$$

Avec :

- U : tensions composées en triphasée.
- P : Puissance absorbée, en tenant compte de l'ensemble des facteurs.
- $\cos \varphi$: Facteur de puissance du récepteur.
 - Dans notre cas le courant primaire de transformateur
 - est :

$$I_b = I_n = \frac{12500000}{\sqrt{3} \times 11000} \rightarrow I_b = 656,07 \text{ A}$$

- En applique les facteurs de correction suivant et on obtient :
 - Température ambiante 45 C : 0,83
 - Espacement $1,5 \times d$ pour multiconducteur : 0,98
 - Groupement des câbles sur les chemins de câble dans le sous-sol du poste : 0.92

Donc le facteur de correction global est :

$$f \rightarrow f_1 \times f_2 \times f_3 \rightarrow f = 0,75 \quad (\text{II.15})$$

➤ Capacité thermique corrigée

$$I_z = \frac{I_b}{f} \rightarrow \frac{656,07}{0,75} = 874,76 \text{ A} \quad (\text{II.16})$$

D'après le tableau d'Annexe A, un câble Cu ($2 \times 185 \text{ mm}^2$) XLPE, (3core, armés) d'intensité nominale maximale de 490 A, donc la capacité totale de courant sera :

$$I_{total} = 2 \times 490 = 980 \text{ A}$$

- Donc le choix de deux sections pour transporter ce courant est acceptable parce, elle est économique et manipulable.

$I_{max} = 980 \text{ A} > 874,76 \text{ A} \rightarrow$ section $2 \times 185 \text{ mm}^2$ (Cu XLPE est suffisante)

2. Vérification des contraintes thermiques S2

Il est recommandé de vérifier la tenue thermique au court-circuit (c'est le courant maximal que peut supporter un câble) selon norme CEI 60949 pour valider les sections face à un éventuel défaut.

Pour cela on va négligeant l'impédance amont au transformateur et l'impédance de la liaison transformateur-jeu de barres, le courant de court-circuit maximal à l'origine du câble est égal au courant de court-circuit du transformateur

➤ On calcule l'impédance du transformateur :

On suppose que le transformateur MT à une puissance $S=12,5\text{MVA}$

$$Z_{T1} = \frac{U_n^2}{S_n} \times \frac{U_{cc}(\%)}{100} \rightarrow \frac{(11000)^2}{12,5 \times 10^6} \times \frac{8,27}{100} = 0,80 \Omega \quad (\text{II.17})$$

Avec :

$U_{cc} = 8,27$ d'après la plaque signalétique du transformateur.

➤ Le courant de court-circuit maximal est :

$$I_{cc} = 1,1 \times \frac{U_n}{\sqrt{3} \times Z_{T1}} \rightarrow 1,1 \times \frac{11000}{0,80 \times \sqrt{3}} = 8,73 \text{ KA} \quad (\text{II.18})$$

➤ La section des conducteurs satisfaisant à la contrainte du court-circuit est :

$$S_2 = \frac{I_{cc} \times \sqrt{t}}{K} \rightarrow S_2 = \frac{8,73 \times \sqrt{1}}{143} = 61 \text{ mm}^2 \quad (\text{II.19})$$

Avec :

$t = 1\text{s}$: le temps de fonctionnement total du dispositif de protection ou la tenue au court-circuit de l'appareillage.

K : coefficient dépendant du matériau et de l'isolation (Cu/ XLPE $\rightarrow 143$)

Tableau II.8 la sélection de la section adéquate

Paramètre	Section de câble en (mm^2)
S_1	$2 \times 185 mm^2$
S_2	$86,36 mm^2$
Section choisi finale	$S = \max (S_1, S_2) = 2 \times 185 mm^2$

La section minimale à retenir est donc : $S_1 = 2 \times 185 mm^2$

3. Vérification des chutes de tensions

La chute de tension sur un câble est calculée par la formule

$$\Delta V = \frac{L \times I_B \times \sqrt{3} \times (R \cos \varphi + X \sin \varphi)}{1000} \quad (\text{II.20})$$

Avec :

ΔV : la chute de tension en volt

R : la résistance maximale du conducteur en courant alternatif a 90°C en (Ω/km)

L : la longueur du câble en mètre

$\cos \varphi$: facteur de puissance ; en l'absence d'indication précise on peut prendre $\cos \varphi = 0,8$ et ($\sin \varphi = 0,6$)

I_B : courant maximal d'emploi de 656 A sera reparti également entre les deux câbles en parallèle donc (328 A par câble).

X : réactance en Etoile par phase à 50 Hz en (Ω/km)

$L=385\text{m}$, $R=0,128(\Omega/\text{km})$, $X= 0,091(\Omega/\text{km})$, $I_B = 328\text{A}$ ($\cos \varphi = 0,8$) ($\sin \varphi = 0,6$).

$$\Delta V = \frac{385 \times 328 \times \sqrt{3} \times (0,128 \times 0,8 + 0,091 \times 0,6)}{1000}$$

$$\Delta V = 34,34 \text{ V}$$

Les chutes de tension en régime normal sont inférieures à 1 %, pour notre cas la chute de tension relative est de :

$$\Delta V\% = \frac{\Delta U}{U} \times 100 \quad (\text{II.21})$$

Avec

ΔV : est la chute de tension calcule en volt

U : est la tension nominale du réseau

$\Delta V\%$: L'expression de la chute de tension en pourcentage par rapport à la tension d'alimentation

$$\Delta V\% = \frac{34,34}{11000} \times 100$$

$$\Delta V\% = 0,31\%$$

La chute de tension obtenue est de 0,31% ce qui largement inférieur à la limite réglementaire de 5% cela confirme le bon dimensionnement du câble et garantit une alimentation électrique fiable et efficace.

II.11.2.3 Dimensionnement du câble de transformateur de 12,5 MVA vers le tableau de distribution 5,5 KV

1.determination de la section S_1 du câble pouvant véhiculer le courant I_z

$$I_b = \frac{12500000}{\sqrt{3} \times 5500} = 1312,16 \text{ A}$$

➤ En applique les facteurs de correction suivant et on obtient :

- Température ambiante 45 C : **0,83**
- Espacement $3 \times d$ pour les câble monophasé (single-core) unifilaire groupes en triplets : **1**
- Groupement des câbles sur les chemins de câble dans le sous-sol du poste : **0,92**

Donc le facteur de correction global est : $f \rightarrow f_1 \times f_2 \times f_3 \rightarrow f = 0,76$

➤ Capacité thermique corrigée

$$I_z = \frac{I_b}{f} \rightarrow \frac{1312,16}{0,76} = 1726,52 \text{ A}$$

D'après le tableau 1 de Annex, un câble Cu ($2 \times 500 \text{ mm}^2$) XLPE, (3core, armés) d'intensité nominal maximale de 930 A, donc la capacité totale de courant sera :

$$I_{total} = 2 \times 930 = 1860 \text{ A}$$

- **Conclusion** : $1860 \text{ A} > 1726,52 \text{ A} \rightarrow$ section $2 \times 500 \text{ mm}^2$ (Cu XLPE, armé est suffisante)

2. Vérification de la tenue thermiques S2

Conformément à la norme CEI 60949, la section du câble doit être vérifier pour résister thermiquement à un courant de court-circuit pendant une durée donnée, le courant de court-circuit pris en compte est :

$$I_{cc} = 31,5 \text{ KA}$$

La section thermique minimale requise est calculée selon la formule normalisée

$$S_2 = \frac{I_{cc} \times \sqrt{t}}{K} \rightarrow S_2 = \frac{31500 \times \sqrt{1}}{143} = 220 \text{ mm}^2$$

La section thermique $S_2 = 220 \text{ mm}^2$ est comparée à la section $S_1 = 500 \text{ mm}^2$ obtenue pour le courant admissible corrigée I_z , la plus grande des deux valeurs est retenue pour garantir la tenue du câble à la fois en fonctionnement normal et en cas de court-circuit donc

$S_1 = 2 \times 500 \text{ mm}^2$ Est retenue.

3. Vérification des chutes de tensions

La chute de tension sur un câble est calculée par la formule (II.20)

Avec:

$L=40$ m, $R= 0,0508$ (Ω/km), $X= 0,0990$ (Ω/km), $I_B = 656,08\text{A}$ ($\cos\varphi = 0,8$) ($\sin\varphi = 0,6$).

$$\Delta V = 4,55 \text{ V}$$

- Calcule de la chute de tension en pourcentage par rapport à la tension d'alimentation

$$\Delta V\% = 0,08\%$$

La chute de tension de 0,08 % est très faible par rapport aux limites admissibles définies par la norme CEI 60364, qui autorise généralement jusqu'à 5% pour les circuits de distribution donc elle témoigne d'un bon choix de section de câble.

II.11.2.4 dimensionnement des câbles du tableau de distribution 5,5 KV

Ces câbles sont représentés les départs vers les moteurs asynchrones puissants alimentés par une moyenne tension.

1. Calcul de section selon l'échauffement S_j

- **Exemple de calcul:** RESIDUE GAS COMPRESSOR STARTING MOTOR (00-CT-161A-PM1)

On a:

$$I_z = \frac{I_b}{f}$$

On prend $I_b = 72,688$ A (**déjà calculée**)

- Application des facteurs de correction
 - Température ambiante 45 C : 0,83
 - Espacement $1,5 \times d$ pour multiconducteur : 0,98
 - Groupement des câbles sur les chemins de câble dans le sous-sol du poste : 0,92

$$f = f_1 \times f_2 \times f_3$$

$$f = 0,83 \times 0,98 \times 0,92 \rightarrow f = 0,75$$

$$I_z = \frac{72,688}{0,75} = 96,917 \text{ A}$$

D'après le tableau A de l'Annex, un câble (3conducteur, armés, cuivre, XLPE), on choisit la valeur immédiatement supérieure à 96,917 A ce qui donne un courant admissible 145A et une section $S_j = 25 \text{ mm}^2$

Les résultats obtenus pour chacun des circuits du jeux-barre **06-NN-702 A (Alpha)** sont résumés dans le tableau ci- dessous (Tableau II.09) :

Tableau II.9 : Résultats de calcul de la section selon l'échauffement

Récepteur	Courant D'emploi I_b [A]	f	Courant Admissible corrigé I_z [A]	Nature des câbles	Courant Admissible normalisé [A]	S_j [mm^2]
RESIDUE GAS COMPRESSOR STARTING MOTOR	72,68	0,75	96,91	Cuivre XLPE	145	25
RESIDUE GAS COMPRESSOR STARTING MOTOR	72,68	0,75	96,91	Cuivre XLPE	145	25
REGENERATION GAS COMPRESSOR MOTOR	39,31	0,75	52,42	Cuivre XLPE	145	25
VRU COMPRESSOR MOTOR	39,31	0,75	52,42	Cuivre XLPE	145	25
LEAN AMINE PUMP	39,31	0,75	52,42	Cuivre XLPE	145	25
LEAN AMINE PUMP	93,24	0,75	124,32	Cuivre XLPE	145	25
REGENERATION GAS COMPRESSOR MOTOR	93,24	0,75	124,32	Cuivre XLPE	145	25
REGENERATION GAS COMPRESSOR MOTOR	126,47	0,75	168,63	Cuivre XLPE	175	35
VRU COMPRESSOR MOTOR	126,47	0,75	168,63	Cuivre XLPE	175	35
LEAN AMINE PUMP	126,47	0,75	168,63	Cuivre XLPE	175	35
LPG PIPELINE MAIN PUMP	173,29	0,75	231,06	Cuivre XLPE	270	70
CONDENSATE PRODUCT PIPELINE MAIN PUMP	171,30	0,75	228,40	Cuivre XLPE	270	70
HOT OIL CIRCULATION PUMP	126,47	0,75	168,63	Cuivre XLPE	175	35
FIREWATER PUMP	39,77	0,75	53,03	Cuivre XLPE	145	25

Les résultats obtenus pour chacun des circuits du jeux-barre **06-NN-702 B** (Bravo) sont résumés dans le tableau ci- dessous (Tableau II.10) :

Tableau II.10 : Résultats de calcul de la section selon l'échauffement

Moteur HT	Courant d'emploi I_b [A]	f	Courant fictif I_z	Nature des câbles	Courant Admissible I_{ad}	S_j [mm^2]
RESIDUE GAS COMPRESSOR STARTING MOTOR	72,68	0,75	96,91	Cuivre XLPE	145	25
REGENERATION GAS COMPRESSOR MOTOR	39,75	0,75	53	Cuivre XLPE	145	25
VRU COMPRESSOR MOTOR	93,24	0,75	124,32	Cuivre XLPE	145	25
LEAN AMINE PUMP	126,47	0,75	168,63	Cuivre XLPE	175	35
LEAN AMINE PUMP	126,47	0,75	168,63	Cuivre XLPE	175	35
REGENERATION GAS COMPRESSOR MOTOR	39,31	0,75	52,42	Cuivre XLPE	145	25
REGENERATION GAS COMPRESSOR MOTOR	39,31	0,75	52,42	Cuivre XLPE	145	25
LEAN AMINE PUMP	126,47	0,75	168,63	Cuivre XLPE	175	35
LPG PIPELINE MAIN PUMP	171,30	0,75	228,40	Cuivre XLPE	270	70
CONDENSATE PRODUCT PIPELINE MAIN PUMP	171,30	0,75	228,40	Cuivre XLPE	270	70
HOT OIL CIRCULATION PUMP	126,47	0,75	168,63	Cuivre XLPE	175	35
HOT OIL CIRCULATION PUMP	126,47	0,75	168,63	Cuivre XLPE	175	35
FIREWATER PUMP	39,77	0,75	53,03	Cuivre XLPE	145	25

2. Calcul de la section selon la chute de tension S_z [21]

Les câbles doivent également être dimensionnés de façon à ce que la chute de tension entre les bornes de la source et de la charge ne dépasse pas les limites suivantes :

- 2% pour les circuits d'alimentation d'éclairage en charge nominale
- 3% pour les circuits de dérivation d'éclairage en charge nominale
- 3% pour les circuits d'alimentation générale en charge nominale
- 3,25 % pour les circuits de moteurs à haute tension en fonctionnement en charge nominale
- 5% pour les circuits de moteurs à basse tension en fonctionnement en charge nominale
- 20 % pour les circuits de moteurs haute et basse tension en conditions de démarrage

La chute de tension sur une canalisation est calculée par la formule (II.20) Avec:

$$L= 300m, R=0,927(\Omega/km), X= 0,126(\Omega/km), I_B = 72,68A (\cos\varphi = 0,8) (\sin\varphi = 0,6).$$

$$\Delta V = 30,86 V$$

➤ Calcule de la chute de tension en pourcentage par rapport à la tension d'alimentation

$$\Delta V\% = 0,56\%$$

La chute de tension calculée est inférieure à la chute de tension admissible (3,25%) mentionnée ci-dessus, donc la section de notre câble est convenable : $S_z = 25mm^2$

Les résultats de calcul des autres paramètres du jeux-barre **06-NN-702 A (Alpha)** sont représentés dans le tableau suivant (Tableau II.11) :

Récepteurs	I_b [A]	$\cos \varphi$	L [m]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	ΔU	$\Delta U \%$	S_j	S_z
RESIDUE GAS COMPRESSOR STARTING MOTOR	72,68	0,8	300	0,927	0,126	30,86	0,56	25	25
RESIDUE GAS COMPRESSOR STARTING MOTOR	72,68	0,8	375	0,927	0,126	38,58	0,70	25	25
REGENERATION GAS COMPRESSOR MOTOR	39,31	0,8	230	0,927	0,126	12,79	0,23	25	25
VRU COMPRESSOR MOTOR	39,31	0,8	295	0,927	0,126	16,41	0,29	25	25
LEAN AMINE PUMP	39,31	0,8	295	0,927	0,126	16,41	0,29	25	25
LEAN AMINE PUMP	93,24	0,8	315	0,927	0,126	41,57	0,75	25	25
REGENERATION GAS COMPRESSOR MOTOR	93,241	0,8	250	0,927	0,126	32,99	0,59	25	25
REGENERATION GAS COMPRESSOR MOTOR	126,47	0,8	340	0,668	0,12	45,16	0,82	35	35
VRU COMPRESSOR MOTOR	126,47	0,8	405	0,668	0,12	53,79	0,97	35	35
LEAN AMINE PUMP	126,47	0,8	405	0,668	0,12	53,79	0,97	35	35
LPG PIPELINE MAIN PUMP	173,29	0,8	475	0,34	0,097	47,07	0,85	70	70

CONDENSATE PRODUCT PIPELINE MAIN PUMP	171,30	0,8	310	0,34	0,097	30,37	0,55	70	70
HOT OIL CIRCULATION PUMP	126,47	0,8	245	0,668	0,12	32,54	0,59	35	35
FIREWATER PUMP	39,77	0,8	585	0,927	0,126	32,93	0,59	25	25

Tableau II.11 : Vérification des sections par rapport aux chutes de tensions.

Les résultats de calcul des autres paramètres du jeux-barre **06-NN-702 B (Bravo)** sont représentés dans le tableau suivant :

Tableau II.12 : Vérification des sections par rapport aux chutes de tensions.

Récepteurs	I_z	$\cos \varphi$	L[m]	R[Ω/km]	X[Ω/km]	Δu	$\Delta u\%$	S_j	S_z
RESIDUE GAS COMPRESSOR STARTING MOTOR	72,68	0,8	335	0,927	0,126	164,13	2,98	25	25
REGENERATION GAS COMPRESSOR MOTOR	39,75	0,8	230	0,927	0,126	61,63	1,12	25	25
VRU COMPRESSOR MOTOR	93,24	0,8	315	0,927	0,126	197,97	3,59	25	25
LEAN AMINE PUMP	126,47	0,8	295	0,927	0,126	251,48	4,57	35	35
LEAN AMINE PUMP	126,47	0,8	315	0,927	0,126	268,53	4,88	35	35
REGENERATION GAS COMPRESSOR MOTOR	39,31	0,8	250	0,927	0,126	66,25	1,20	25	25
REGENERATION GAS COMPRESSOR MOTOR	39,31	0,8	340	0,927	0,126	90,10	1,63	25	25
LEAN AMINE PUMP	126,47	0,8	405	0,668	0,12	313,56	5,70	35	35
LPG PIPELINE MAIN PUMP	171,30	0,8	475	0,668	0,12	498,12	9,05	70	70
CONDENSATE PRODUCT PIPELINE MAIN PUMP	171,30	0,8	310	0,668	0,12	325,09	5,91	70	70
HOT OIL CIRCULATION PUMP	126,47	0,8	245	0,34	0,097	144,74	2,63	35	35
HOT OIL CIRCULATION PUMP	126,47	0,8	245	0,34	0,097	144,74	2,63	35	35
FIREWATER PUMP	39,77	0,8	375	0,668	0,12	91,30	1,66	25	25

Interprétation

D'après les calculs effectués dans le tableau ci-dessus, on remarque que les chutes de tensions calculées sont inférieures par rapport à la chute de tension admissible, pour cela les sections calculées au paravent sont convenables.

3. Vérification des sections calculées selon la surcharge due au court-circuit S_{cc} :

Lors d'un court-circuit, le courant peut atteindre des valeurs très élevées en un temps très court (jusqu'à cinq secondes). Si la section du conducteur n'est pas correctement dimensionnée, la chaleur générée peut provoquer la détérioration de l'isolant ou même la fusion du conducteur donc la vérification des sections des conducteurs en fonction de la surcharge due au court-circuit est inférieure à la contrainte thermique admissible cette notion est essentielle pour garantir la sécurité et la fiabilité des installations électriques selon la norme Les normes IEC 60364 imposent des critères spécifiques pour le dimensionnement des câbles face aux courts-circuits. Le calcul de la section se fait avec la formule :

$$S \geq \frac{I_{cc} \times \sqrt{t}}{K} \quad (\text{II.22})$$

Avec :

- I_{cc} : courant de court-circuit en (A)
- t : durée du court-circuit jusqu'à l'ouverture du dispositif de protection (s)

- K : coefficient dépendant du matériau du conducteur et de l'isolant pour notre cas est XLPE donc K=143

▪ **Vérification pour l'exemple (01) : RESIDUE GAS COMPRESSOR STARTING MOTOR 530[KW]**

On a: $I_{cc} = 20KA$, $t = 0,25 s$, K=143

$$S = \frac{20000 \times \sqrt{0,25}}{143} \rightarrow S = 69,93mm^2$$

Choisir un câble tripolaire de taille immédiatement supérieure (70 mm²) pour l'alimentation des moteurs haute tension de 530 kW, en tenant compte des exigences thermiques et électriques.

- nous remarquons que $S_{cc} > S_j$, cela signifie que la contrainte thermique du court-circuit impose une section plus grande que celle nécessaire pour le régime permanent.
- Dans ce cas, la section finale du câble doit être $\max(S_{cc}, S_j) = 70 mm^2$, car la tenue thermique est un critère de sécurité majeur.

La vérification des autres sections des conducteurs se résume dans le tableau ci-dessous :

➤ **Jeux-barre 06-NN-702 A (Alpha)**

Tableau II.13 Vérification des sections calculées selon la surcharge due au court-circuit.

Récepteur	K	I_{cc} Aval [KA]	$\frac{I_{cc} \times \sqrt{t}}{K}$	S_j	S_{cc}
RESIDUE GAS COMPRESSOR STARTING MOTOR	143	20	69,93	25	70
RESIDUE GAS COMPRESSOR STARTING MOTOR	143	20	69,93	25	70
REGENERATION GAS COMPRESSOR MOTOR	143	13	45,45	25	50
VRU COMPRESSOR MOTOR	143	13	45,45	25	50
LEAN AMINE PUMP	143	13	45,45	25	50
LEAN AMINE PUMP	143	20	69,93	25	70
REGENERATION GAS COMPRESSOR MOTOR	143	20	69,93	25	70
REGENERATION GAS COMPRESSOR MOTOR	143	22	76,92	35	95
VRU COMPRESSOR MOTOR	143	22	76,92	35	95
LEAN AMINE PUMP	143	22	76,92	35	95
LPG PIPELINE MAIN PUMP	143	26	90,90	70	95
CONDENSATE PRODUCT PIPELINE MAIN PUMP	143	26	90,90	70	95
HOT OIL CIRCULATION PUMP	143	22	76,92	35	95
FIREWATER PUMP	143	13	45,45	25	50

➤ **Jeux-barre 06-NN-702 B (Bravo)**

Tableau II.14 : Vérification des sections calculées selon la surcharge due au court-circuit.

Récepteur	K	I_{cc} Aval [KA]	$\frac{I_{cc} \times \sqrt{t}}{K}$	S_j	S_{cc}
RESIDUE GAS COMPRESSOR STARTING MOTOR	143	20	69,93	25	70
REGENERATION GAS COMPRESSOR MOTOR	143	13	45,45	25	70
VRU COMPRESSOR MOTOR	143	20	69,93	25	50
LEAN AMINE PUMP	143	22	76,92	25	50
LEAN AMINE PUMP	143	22	76,92	25	50
REGENERATION GAS COMPRESSOR MOTOR	143	13	45,45	25	70
REGENERATION GAS COMPRESSOR MOTOR	143	13	45,45	25	70
LEAN AMINE PUMP	143	22	76,92	35	95
LPG PIPELINE MAIN PUMP	143	26	90,90	35	95
CONDENSATE PRODUCT PIPELINE MAIN PUMP	143	26	90,90	35	95
HOT OIL CIRCULATION PUMP	143	22	76,92	70	95
HOT OIL CIRCULATION PUMP	143	22	76,92	70	95
FIREWATER PUMP	143	13	45,45	35	95

Interprétation

D'après les calculs effectués dans le tableau ci-dessus, on remarque que les sections de la surcharge due au court-circuit calculé sont supérieures par rapport à la section selon l'échauffement, Cela signifie que la contrainte thermique du court-circuit impose une section plus grande que celle nécessaire pour le régime permanent.

II.12 Choix Des dispositifs de protection

La protection des installations électriques est une étape essentielle dans la conception de tout système électrique. Elle permet de garantir la sécurité des personnes, de préserver l'intégrité des équipements, et d'assurer la continuité de service. Les dispositifs de protection doivent être choisis de manière à détecter rapidement les défauts (surcharges, court-circuit, défauts d'isolement, etc.) et couper l'alimentation avant que des dommages irréversibles ne surviennent. Suite à la durée limitée de notre stage, nous n'avons pas détaillé le domaine de la protection.

II.12.1 objectifs du choix de la protection

Dans le cadre d'un passage rapide dans notre étude, nous nous sommes intéressés particulièrement à la protection des moteurs alimentés à partir des jeux de barres 5,5 KV. Alors dans ce cas, le choix des dispositifs de protection doit tenir compte :

- Des caractéristiques des moteurs à protéger.
- Des courants de démarrage.
- Du type de commande
- Et de la sélectivité avec les autres protections en amont et en aval.

II.12.2 Choix du dispositif de protection adapté

Plusieurs solutions peuvent être envisagées pour la protection des moteurs hautes tensions, telles que les relais de protections associés à des disjoncteurs, ou encore les fusibles hautes tensions. [23]

Dans le cas de notre installation, le choix s'est porté sur l'utilisation de fusibles HT pour la protection des moteurs, pour les raisons suivantes :

- Simplicité d'installation et de maintenance.

- Temps de coupure rapide en cas de court-circuit.
- Cout réduit par rapport aux systèmes de relais+disjoncteur.
- Adapte aux caractéristiques des moteurs de notre installation.

La méthode de calcul utilisée pour le dimensionnement des fusibles adapté, en tenant compte :

- De la puissance des moteurs.
- De la tension d'alimentation.
- Du facteur de puissance.
- Du rendement
- Du courant de démarrage et la fréquence de démarrage (nombre de démarrages par heure)

Pour les moteurs alimentés en 5,5 KV, les hypothèses suivantes ont été pris en compte : [22]

- Temps d'accélération : 6 seconds
- Nombre de démarrage par heure : 4
- Type de commande : démarrage direct
- Type de fusible utilise : fusible de type K81SDX

Exemple 01 : les moteurs de 300 KW

Cependant pour bien comprendre nous avons détaillés le calcul de l'exemple d'un moteur de 300 KW

1.Calcul du courant nominal I_n

$I_n = 39,37A$ (Déjà calculé)

2.Pour protéger correctement, on choisit :

$I_{fusible} = 1,7 \times I_n \rightarrow I_{fusible} = 1,7 \times 39,37 = 66,9 A$

3.Choix du calibre de fusible normalisé :

La valeur la plus proche supérieure à 66,9 A est : 80 A

Tableau II.15 sélections de fusibles normalisés (type aM)

Courant calculé (A)	Calibre de fusible Normalisée (A)
6,4 -8,5	10
8,6-10,5	12
10,6-13	16
13,1-17	20
17,1-21	25
21,1-27	32
27,1-34	40
34,1-43	50
43,1-54	63
54,1-68	80
68,1-85	100
85,1-105	125
105,1-135	160
135,1-170	200
170,1-210	224
210,1-240	250
240,1-270	280
270,1-315	315

Ont choisi donc un fusible moyenne tension de 80 A, de type aM (accompagnement moteur), retardé conçu pour supporter l'appel de courant. [22]

Le tableau suivant représente les différents fusibles choisis pour les moteurs HT

Tableau II.16: Résultats du choix des fusibles pour les moteurs HT

Les moteurs [KW]	Courant nominal [A]	Fusible choisi (K81SDX)
290	39,7	80
300	39,3	80
530	72,68	160
550	93,2	200
860	126,4	250
1150	173,2	315

Interprétation

La sélection des fusibles montre un ratio approximatif de 1,7 fois le courant nominal du moteur, ce qui est cohérent avec les pratiques usuelles en électrotechnique.

Conclusion :

Ce chapitre nous a permis d'acquérir une vaste expérience dans le calcul des installations électriques de grands complexes industriels. Bien que pour vérifier le dimensionnement de toute installation industrielle nécessite un temps considérable et un bilan de puissance complet de tous les équipements du complexe. L'étude d'une partie de l'installation comprenant des équipements moyenne tension est essentielle à l'application des connaissances scientifiques aux jeunes ingénieurs.

Nous avons déterminé les différents types de puissances, ainsi que les méthodes permettant de choisir et dimensionner un transformateur. Nous avons également calculé les courants nominaux et courants d'emploi des différents récepteurs et de l'ensemble de l'installation. Comme nous avons déduit le facteur de puissance pour chaque départ et pour les jeux des barres. Le choix et le dimensionnement du transformateur a été décrit. Nous avons procédé à la détermination de la tension de court-circuit U_{cc} et présenté les méthodes de calcul et de vérification utilisées pour le choix des sections des conducteurs à chaque tronçon du réseau. Enfin, nous avons donné un bref aperçu sur la protection et la sélection des équipements de protection adaptés à l'installation des moteurs de 300 kW afin de garantir la sécurité et la fiabilité du système électrique.

Le dernier chapitre de notre travail sera consacré à la simulation du fonctionnement de l'installation industrielle du complexe gazier de Tiguentourine par le logiciel ETAP.

Chapitre III

Simulation et Interprétation

Introduction

Dans ce troisième chapitre, nous allons procéder à la simulation de la sous-station électrique principale 5,5 kV du champ gazier du Tigentourine. Cette simulation est basée sur les résultats de l'étude et de la vérification de l'installation réalisée dans les chapitres précédents. L'objectif est de modéliser et de simuler un système électrique afin d'analyser son comportement en conditions réelles d'exploitation, de confirmer les résultats des calculs et de vérifier les installations. Il existe cependant de nombreux outils informatiques permettant de réaliser rapidement des simulations d'installations électriques. Dans notre cas, nous choisirons le logiciel ETAP car c'est l'outil que nous avons utilisé lors de notre programme de formation. Ce logiciel nous permettra d'évaluer les performances de l'installation et de vérifier la cohérence des choix techniques effectués. Il nous permettra également de tirer des conclusions précieuses sur la fiabilité et l'efficacité du modèle d'installation.

III.1 Schémas unifilaire de la sous station 5,5 kV

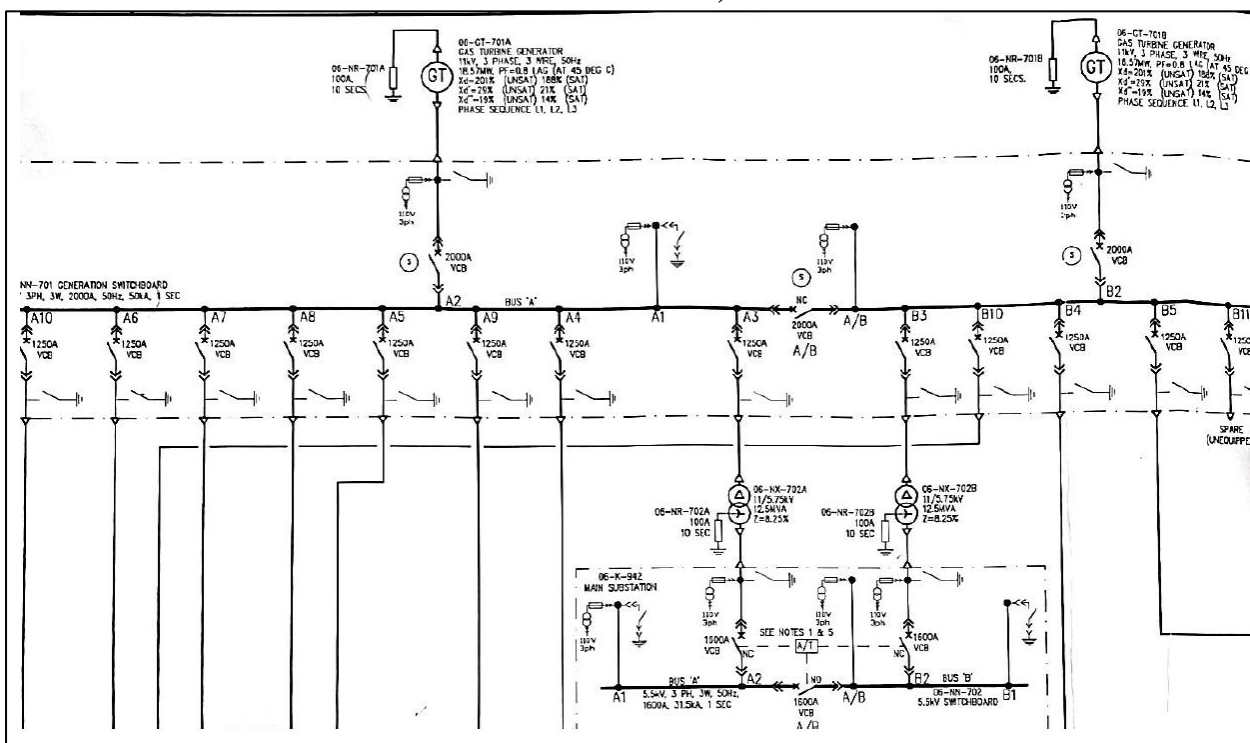


Figure III.1 : Schéma unifilaire de la sous-station principale

III.2 Présentation du logiciel ETAP

ETAP est une solution avancée pour la conception, la simulation, l'exploitation et l'automatisation des systèmes électriques, couvrant la production, la distribution et l'énergie industrielle. Il offre des interfaces intelligentes et des fonctionnalités clés permettant de créer, configurer et optimiser les réseaux électriques. Grâce à ses outils performants, ETAP facilite l'analyse du flux de charge, la stabilité transitoire et l'évaluation des performances des systèmes de protection. Développé selon un programme d'assurance qualité strict et reconnu mondialement, il est entièrement localisé en plusieurs langues et propose des rapports traduits pour une utilisation internationale. En tant que plateforme intégrée, ETAP assure une gestion intelligente de l'énergie en temps réel, permettant la surveillance, le contrôle, l'automatisation et l'optimisation des systèmes d'alimentation électrique, garantissant ainsi une gestion efficace et performante des infrastructures énergétiques. [24]

III.3 Objectifs de la simulation

L'objectif principal de cette simulation est de valider les résultats obtenus lors de l'étude et de du dimensionnement de la sous-station principale 5,5 KV du champ gazier de Tiguentourine à travers une modélisation détaillée sous le logiciel ETAP. Cette simulation permet de reproduire le comportement réel de l'installation en régime permanent ainsi qu'en situation de défaut, afin d'évaluer la performance du système, la répartition des charges, la stabilité des tensions, et la coordination des protections. Elle vise également à identifier d'éventuelles anomalies techniques et à proposer, si nécessaire, des améliorations pour assurer un fonctionnement sûr, fiable et conformes aux normes en vigueur.

III.4 Modélisation de la sous-station sur ETAP

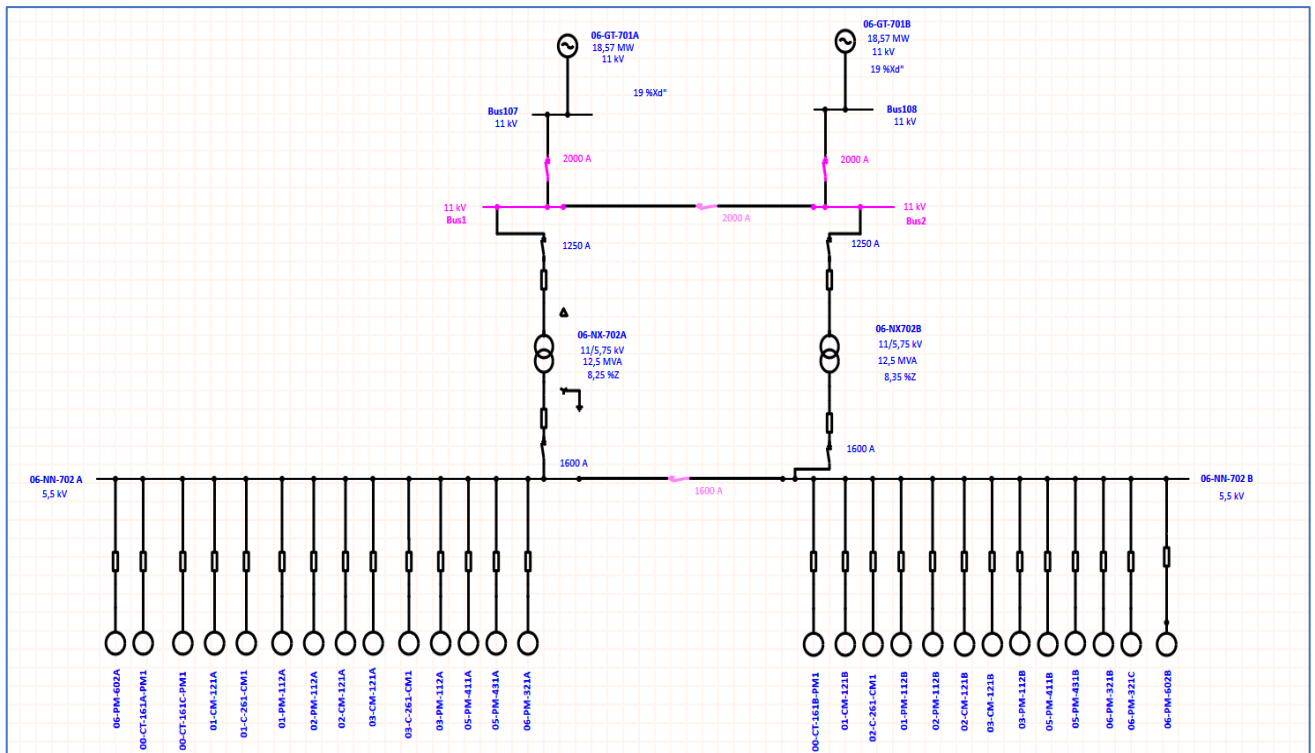


Figure III.2 : Schéma de conception de la sous-station

III.4.1 Paramètres et données technique utilisée pour la simulation

Afin de garantir la fiabilité et la précision des résultats de la simulation, il est indispensable de saisir correctement l'ensemble des données techniques relatives aux différents composants de l'installation. Ces données issues de l'étude de dimensionnement réalisée au chapitre précédent, ont été intégrées dans le logiciel ETAP afin de modéliser le comportement réel de la sous-station

▪ Des sources d'alimentation 06-GT-701

La figure (III.2) montre l'interface du logiciel ETAP pour l'introduction des paramètres techniques de la source d'alimentation. Les paramètres principaux nécessaires sont présentés sur le tableau (III.1) :

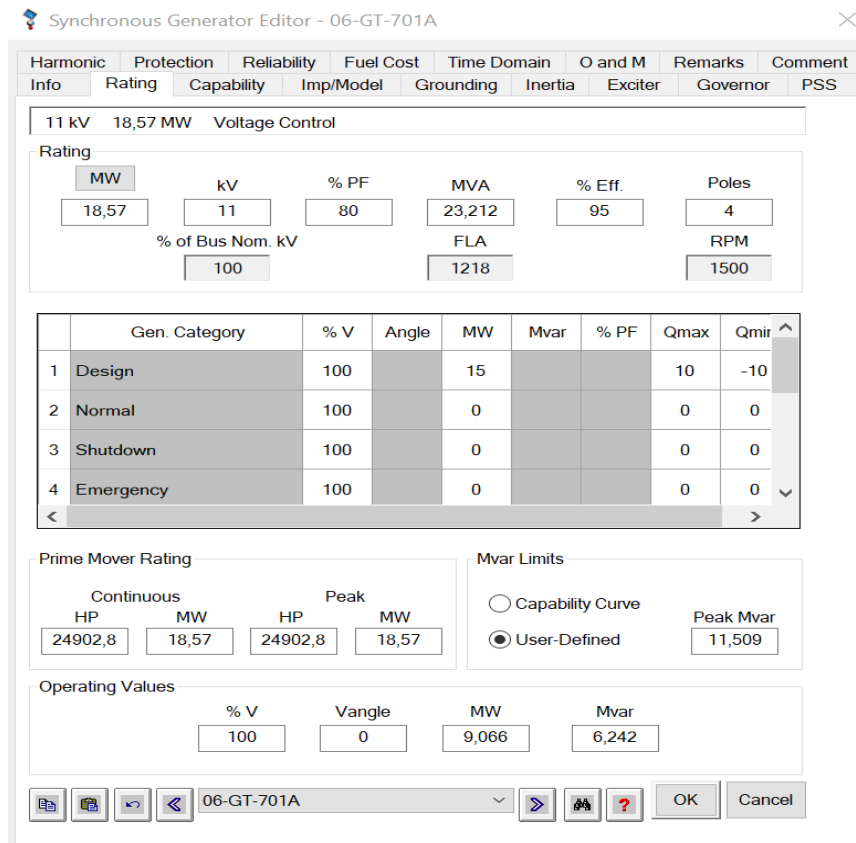


Figure III.3 : les paramètres de la source d'alimentation

Tableau III.1: les paramètres principaux

Paramètre	Valeur	Unité
Tension nominal (U)	11	kV
Puissance active (P)	18,57	MW
Puissance apparente (S)	23,212	MVA
Puissance réactive crête (Q peak)	11,509	Mvar
Facteur de puissance ($\cos \varphi$)	0,80	-
Rendement	95	%
Nombre de pôles	4	-
Vitesse de rotation (RPM)	1500	Tr /mn

▪ **Données des transformateurs 06-NX-702**

Deux transformateurs identiques sont modélisés dans logiciel ETAP, la figure (III.4) montre un exemple de saisie pour le transformateur 02-NX-702A. Concernant ces dispositifs, les paramètres demandés par ETAP sont présentés sur le tableau (III.2) :

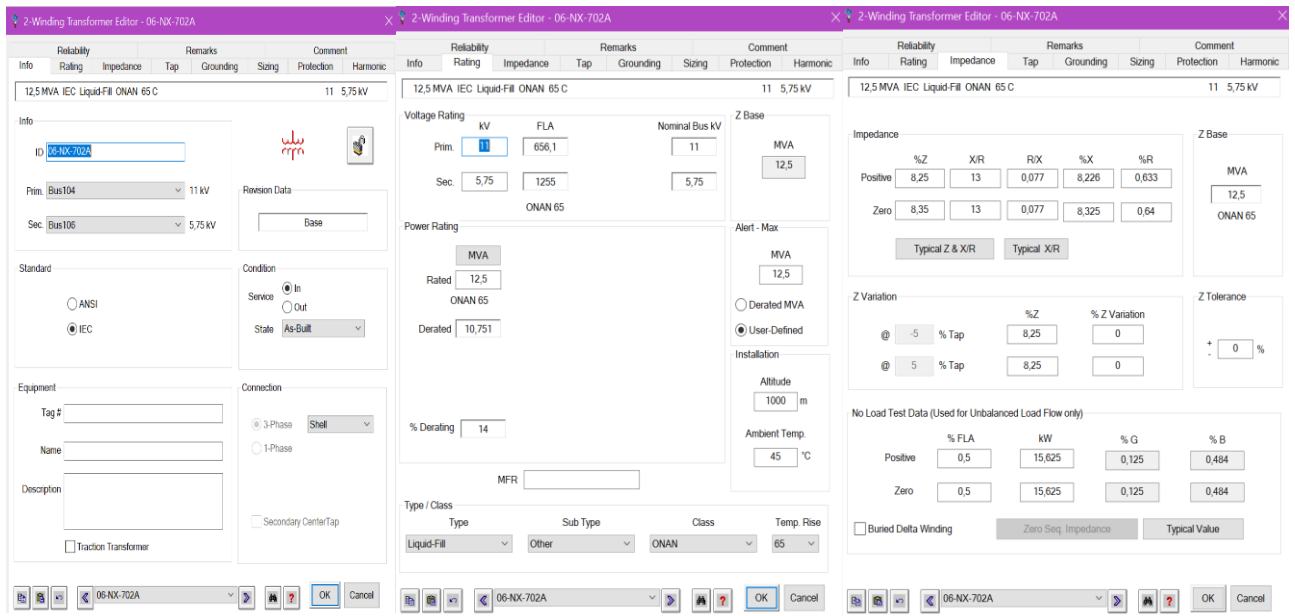


Figure III.4 : paramètres du transformateur inséré dans ETAP

Tableau III.2: paramètres des transformateurs

Paramètre	Valeur	Unité
Tension primaire (HT)	11	kV
Tension secondaire (MT)	5,75	kV
Puissance apparente nominale (S)	12,5	MVA
Fréquence	50	Hz
Type de refroidissement	ONAN	-
Impédance	8,25	%
Température maximale de fonctionnement	65	-

■ Données des câbles de puissance

Les câbles de puissance assurent la liaison entre les différents éléments de l'installation : jeux de barres, transformateurs, moteurs... etc. Pour chaque liaison, un câble a été modélisé dans ETAP par ces paramètres équivalents tel que la résistance (R), la réactance (X), la longueur (L), l'impédance (Z). La figure (III.5) représente l'interface des paramètres de câble.

The screenshot shows the ETAP Cable Editor interface for Cable110. It is divided into several sections:

- Info Tab:** Shows cable details: Heesung, XLPE, Non-Mag., 100%, 50 Hz, 6,0 kV, 3/C, CU, Code: 400, 400 mm².
- Results:** Includes fields for Number/Phase, Size, Capacity, and Vd. Optimal Size and 1 Size Smaller are shown with 'Select' buttons. Required values are 0 and 2.
- Constraints:** Loading (0 A), Max Vd (2%), Base kV (5,75), Max Length (m). Options include Apply Power Factor and Short-Circuit.
- Cable Application:** 460 V Motors, MF 1,25, Use MF for Ampacity (unchecked).
- Options:** Use Load Growth Factor (GF) (unchecked).
- Cable Library Selection:** Use available cable sizes only (selected), Use all cable sizes from library (unchecked).
- Standard:** IEEE 399.
- Report:** Cable110.
- Impedance - Library Table:**

	R	X	L	Z	X/R	R/X	Y
Pos.	0,0635	0,0764	0,0002432	0,09934	1,203	0,831	0
Zero	0,10097	0,19406	0,0006177	0,21876	1,922	0,52	0
- Calculated Impedance Table:**

	R	X	L	Z	X/R	R/X	Y
Pos.	0,0664	0,07426	0,0002364	0,09961	1,118	0,894	0,0000445
Zero	0,06986	1,37321	0,0043711	1,37498	19,657	0,051	0,0000221
- Cable Temperature:** Base 50 °C, Min 75 °C, Max 90 °C.

Figure III.5: Paramètre du câble entre le transformateur et le jeu de barres 5,5KV dans ETAP

III.5 Fonctionnement de l'installation électrique :

L'installation représentée dans le schéma est une sous-station MT comportant plusieurs niveaux de transformation et de distribution, elle assure l'alimentation de moteurs industriels à 5,5kV à partir de deux sources principales 11kV. Le fonctionnement peut être décrit comme suit :

L'installation est alimentée par deux sources (turbine à gaz) 06-GT-701A et 06-GT-701B alimente respectivement le jeu de barre 06-NN-701A, le jeu de barre 06-NN-701B. Ces deux jeux de barres sont liés avec un disjoncteur de couplage est maintenu ouvert en fonctionnement normal.

En cas de panne de la source (A), la source (B) peut assurer la totalité de l'alimentation.

Chaque jeu de barre 11kV est connecté à un transformateur de puissance (11kV/5,5kV, 12,5 MVA). Ces transformateurs alimentent deux jeux de barres 5,5 kV qui reçoivent l'énergie via un câble de liaison depuis le transformateur correspondant. Ces jeux de barres alimentent par



des départs protégés (14+13) moteurs électrique 5,5 kV de puissances et d’usages différents dans le champ gazier.

III.6 présentations des cas d’étude simulés

Dans le cadre de cette simulation, trois cas d’étude principaux ont été sélectionnés afin d’évaluer le comportement global de l’installation électrique de la sous-station. Chaque cas permet d’analyser un aspect spécifique du fonctionnement du réseau, en conditions normales et perturbées :

III.6.1 Étude en régime permanent (l’écoulement de puissance / power flow)

L’analyse de charge en régime permanent a pour objectif de vérifier la distribution correcte de la puissance active et réactive dans l’ensemble de l’installation électrique. Elle permet également de contrôler les niveaux de tension, les pertes d’Energie, les surcharges éventuelles et la stabilité de l’alimentation en condition normale de fonctionnement les étapes suivies sont :

- Avec la fenêtre de diagramme **My One-Line** active, cliquez sur  pour activer la charge mode d’étude de flux.
- Cliquez sur  icone dans la barre d’outils pour exécuter écoulement de puissance.

La figure (III.6) illustre le résultat de l’écoulement de charge sur la configuration ‘normal’

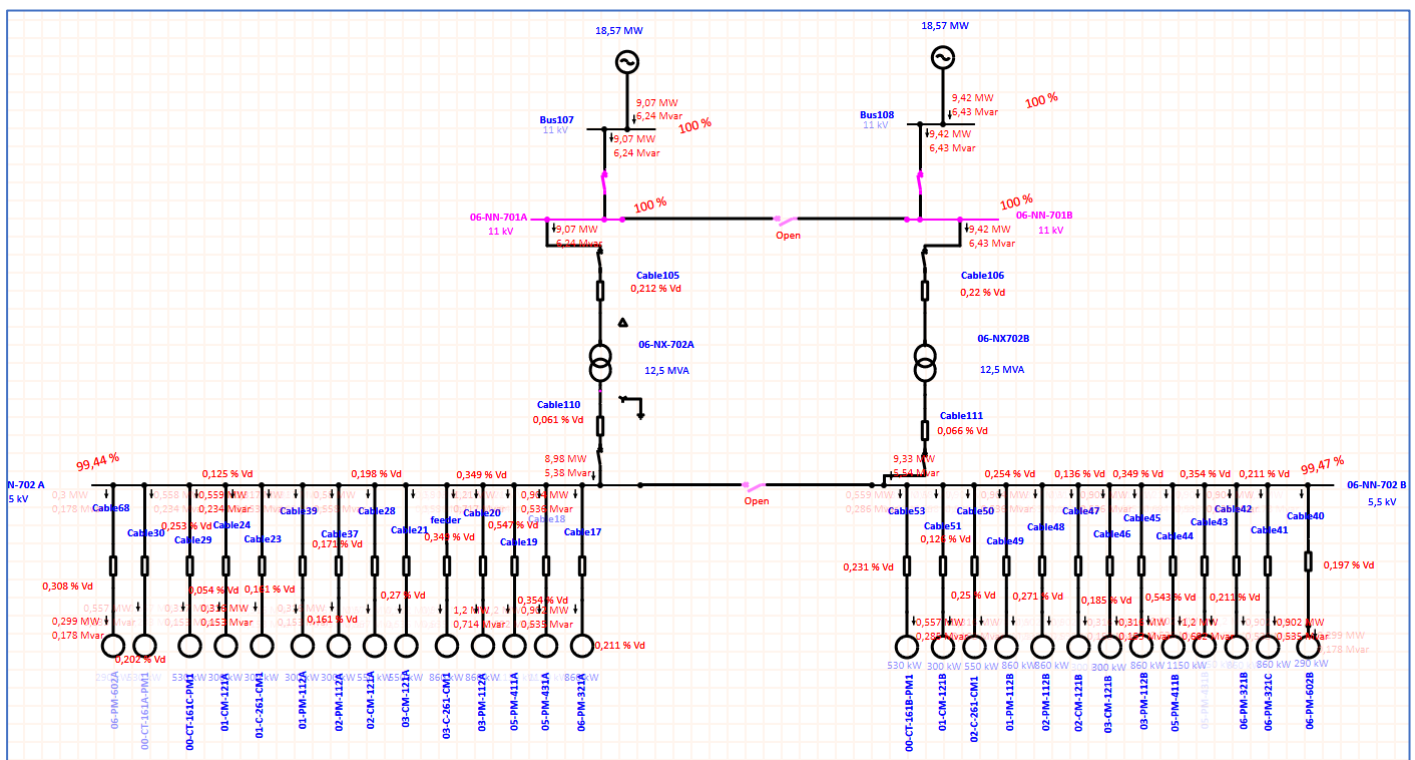



Figure III.6: schémas unifilaire annoté après simulation load flow

Pour afficher les problèmes de surcharge, cliquez simplement sur le bouton Affichage des alertes puis voit les informations suivantes :

Load Flow Analysis Alert View - Output Report: Untitled						
Study Case: LF		Data Revision: Base		Filter		
Configuration: Normal		Date: 13-06-2025		<input type="checkbox"/> Zone		<input type="checkbox"/> A
<u>Critical</u>						
Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Operating	% Operating	Phase Type
<u>Marginal</u>						
Bus106	Bus	Under Voltage	5,75 kV	5,473	95,2	3-Phase

Figure III.6 : fenêtres affichent par l'alerte

- Pour afficher le rapport de sortie, cliquez sur Gestionnaire de rapport  dans la barre D'outils de load flow pour afficher le résultat de l'écoulement de puissance présenté dans les tableaux suivant :
- **III.6.1.1 Rapport synthétique des pertes d'énergie par ligne**

Le tableau (III.3), présenté les pertes de puissance active et réactive dans chaque branche de l'installation, il permet d'identifier les câbles les plus sollicités énergétiquement, ainsi que les points critiques en termes de chute de tension.

Tableau III.3: Les pertes de puissance

Branch Losses Summary Report									
Branch ID	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop in Vmag
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To	
06-NX-702A	9.048	6.227	-8.984	-5.389	64.4	837.6	99.8	95.2	4.61
06-NX702B	9.402	6.411	-9.335	-5.545	66.6	866.3	99.8	99.5	4.58
Cable105	9.066	6.242	-9.048	-6.227	18.1	14.9	100.0	99.8	0.21
Cable106	9.421	6.427	-9.402	-6.411	19.4	16.0	100.0	99.8	0.22
Cable110	-8.979	-5.383	8.984	5.389	4.4	5.6	99.4	95.2	0.06
Cable111	-9.330	-5.539	9.335	5.545	4.8	6.0	99.5	99.5	0.07
Cable17	0.904	0.536	-0.902	-0.535	2.1	0.8	99.4	99.2	0.21
Cable18	1.209	0.684	-1.204	-0.682	4.7	1.7	99.4	99.1	0.35
Cable19	1.211	0.717	-1.204	-0.714	7.4	2.7	99.4	98.9	0.55
Cable20	0.905	0.536	-0.902	-0.535	3.5	1.3	99.4	99.1	0.35
Cable21	0.580	0.558	-0.578	-0.557	2.4	0.7	99.4	99.2	0.27
Cable23	0.317	0.153	-0.316	-0.153	0.6	0.1	99.4	99.3	0.16
Cable24	0.317	0.153	-0.317	-0.153	0.4	0.1	99.4	99.3	0.13
Cable28	0.580	0.558	-0.578	-0.557	1.8	0.5	99.4	99.2	0.20
Cable29	0.559	0.234	-0.557	-0.233	1.5	0.4	99.4	99.2	0.25
Cable30	0.558	0.234	-0.557	-0.233	1.2	0.3	99.4	99.2	0.20
Cable37	0.317	0.153	-0.316	-0.153	0.6	0.1	99.4	99.3	0.17
Cable39	0.317	0.153	-0.316	-0.153	0.6	0.1	99.4	99.3	0.16
Cable40	0.300	0.178	-0.299	-0.178	0.7	0.1	99.5	99.3	0.20
Cable41	0.904	0.536	-0.902	-0.535	2.1	0.8	99.5	99.3	0.21
Cable42	0.904	0.536	-0.902	-0.535	2.1	0.8	99.5	99.3	0.21
Cable43	1.209	0.684	-1.204	-0.682	4.7	1.7	99.5	99.1	0.35
Cable44	1.211	0.685	-1.204	-0.682	7.2	2.6	99.5	98.9	0.54
Cable45	0.905	0.536	-0.902	-0.535	3.5	1.3	99.5	99.1	0.35
Cable46	0.317	0.153	-0.316	-0.153	0.7	0.1	99.5	99.3	0.19
Cable47	0.317	0.153	-0.316	-0.153	0.5	0.1	99.5	99.3	0.14
Cable48	0.904	0.536	-0.902	-0.535	2.7	1.0	99.5	99.2	0.27
Cable49	0.904	0.536	-0.902	-0.535	2.6	0.9	99.5	99.2	0.25
Cable50	0.580	0.558	-0.578	-0.557	2.2	0.6	99.5	99.2	0.25
Cable51	0.317	0.162	-0.316	-0.162	0.5	0.1	99.5	99.3	0.13
Cable53	0.559	0.286	-0.557	-0.285	1.4	0.4	99.5	99.2	0.23
Cable68	0.300	0.178	-0.299	-0.178	1.1	0.2	99.4	99.1	0.31
feeder	0.905	0.536	-0.902	-0.535	3.5	1.3	99.4	99.1	0.35
					240.3	1767.2			

Interprétation et analyse des résultats

- Les tensions sur l'ensemble des câbles varient entre 99,1% et 100%, ce qui reste dans la plage acceptable ($\pm 5\%$) selon les normes industrielles.
- Les pertes les plus importantes sont observées sur les deux câbles de transformateur 06-NX-702A et 06-NX-702B avec un pourcentage de 4,61% et 4,58%, ce qui est normal puisqu'ils transportent les plus grandes puissances.
- Les chutes de tension (Vd) sont très faibles, généralement $< 0,5\%$ ce qui respecte largement les normes (habituellement $< 5\%$ dans les réseaux industriels)
- En prenant le câble 110 comme exemple : ce câble assure un transfert de puissance relativement important (environ 9MW) dans les deux sens, ce qui indique un rôle central dans l'alimentation de réseau. Les pertes actives s'élèvent à 4,4 KW et réactive 5,6 KVar, ce qui peut être considéré comme modère vu la puissance transférée. La chute de tension

sur ce câble est de 0,22%, ce qui est bien en dessous de la limite règlementaire (généralement < 5%), ce qui signifie que le câble est bien dimensionné pour la charge actuelle.

III.6.1.2 évaluations des charges connectées et en fonctionnement du jeu de barre 06-NN-702 A et B

Tableau III.4: Evaluations des charges connectées en A

Bus ID: 06-NN-702 A										
Voltage: 5.50 kV		Rating: 0 A, 0 kVA								
Connected Feeders & Loads	Description	Status	Connected Loads			Operating Loads				
			kW	kvar	kVA	kW	kvar	kVA	% PF	% EFF
Bus Summary	Continuous		8947.42	5373.11	10436.79	8052.68	4835.80	9393.11		
	Intermittent		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
	Spare		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
	Bus Totals		8947.42	5373.11	10436.79	6844.78	4110.43	7984.15	85.73	

Tableau III.5: Evaluations des charges connectées en B

Bus ID: 06-NN-702 B										
Voltage: 5.50 kV		Rating: 0 A, 0 kVA								
Connected Feeders & Loads	Description	Status	Connected Loads			Operating Loads				
			kW	kvar	kVA	kW	kvar	kVA	% PF	% EFF
Bus Summary	Continuous		9299.24	5528.09	10818.30	8369.32	4975.28	9736.47		
	Intermittent		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
	Spare		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
	Bus Totals		9299.24	5528.09	10818.30	7113.92	4228.99	8276.00	85.96	

Interprétation

- Toutes les charges connectées au jeu de barre A et B sont de type continue, ce qui signifie que ces moteurs fonctionnent en permanence ou sur de longues durées.
- La charge en fonctionnement (operating loads) au niveau des deux jeux de barres est inférieure à la charge connectée.
- En prenant le jeu de barre 06-NN-702B comme exemple : la puissance connectée totale est 10818,30 kVA, en fonctionnement réel la charge est réduite à 8276 kVA, ce qui est courant dans les installations car on ne fonctionne pas toujours à pleine capacité. Avec un facteur de puissance de 85,96% ce qui reste acceptable dans un système industriel parce que la

majeure partie de la puissance absorbée est effectivement utilisé pour produire du puissance active, mais pourrait être optimisé.

▪ III.6.1.3 Rapport de calcul de charges (Load Flow Report)

Tableau III.6: le rapport du flux de charge

LOAD FLOW REPORT													
Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow					XFMR
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
06-NN-701A	11.000	100.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus104	9.066	6.242	577.7	82.4	
								Bus107	-9.066	-6.242	577.7	82.4	
06-NN-701B	11.000	100.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus103	9.421	6.427	598.6	82.6	
								Bus108	-9.421	-6.427	598.6	82.6	
06-NN-702 A	5.500	99.440	-3.6	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus39	0.904	0.536	110.9	86.0	
								Bus40	1.209	0.684	146.6	87.0	
								Bus41	1.211	0.717	148.6	86.1	
								Bus42	0.905	0.536	111.1	86.0	
								Bus45	0.580	0.558	85.0	72.1	
								Bus55	0.317	0.153	37.2	90.0	
								Bus56	0.317	0.153	37.2	90.0	
								Bus46	0.580	0.558	84.9	72.1	
								Bus57	0.559	0.234	63.9	92.2	
								Bus58	0.558	0.234	63.9	92.2	
								Bus48	0.317	0.153	37.2	90.0	
								Bus59	0.317	0.153	37.2	90.0	
								Bus3	0.300	0.178	36.8	86.1	
								Bus106	-8.979	-5.383	1105.2	85.8	
06-NN-702 B	5.500	99.466	-3.6	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus44	0.905	0.536	111.1	86.0	
								Bus90	0.300	0.178	36.8	86.0	
								Bus91	0.904	0.536	110.9	86.0	
								Bus92	0.904	0.536	110.9	86.0	
								Bus93	1.209	0.684	146.6	87.0	
								Bus94	1.211	0.685	146.8	87.0	
								Bus95	0.905	0.536	111.0	86.0	
								Bus96	0.317	0.153	37.2	90.0	
								Bus97	0.317	0.153	37.1	90.0	

LOAD FLOW REPORT													
Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow					XFMR
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
								Bus102	0.559	0.286	66.2	89.0	
								Bus105	-9.330	-5.539	1145.1	86.0	
Bus3	5.500	99.132	-3.5	0.000	0.000	0.299	0.178	06-NN-702 A	-0.299	-0.178	36.8	86.0	
Bus39	5.500	99.229	-3.6	0.000	0.000	0.902	0.535	06-NN-702 A	-0.902	-0.535	110.9	86.0	
Bus40	5.500	99.086	-3.6	0.000	0.000	1.204	0.682	06-NN-702 A	-1.204	-0.682	146.6	87.0	
Bus41	5.500	98.892	-3.5	0.000	0.000	1.204	0.714	06-NN-702 A	-1.204	-0.714	148.6	86.0	
Bus42	5.500	99.091	-3.6	0.000	0.000	0.902	0.535	06-NN-702 A	-0.902	-0.535	111.1	86.0	
Bus44	5.500	99.091	-3.6	0.000	0.000	0.902	0.535	06-NN-702 A	-0.902	-0.535	111.1	86.0	
Bus45	5.500	99.170	-3.5	0.000	0.000	0.578	0.557	06-NN-702 A	-0.578	-0.557	85.0	72.0	
Bus46	5.500	99.241	-3.5	0.000	0.000	0.578	0.557	06-NN-702 A	-0.578	-0.557	84.9	72.0	
Bus48	5.500	99.268	-3.6	0.000	0.000	0.316	0.153	06-NN-702 A	-0.316	-0.153	37.2	90.0	
Bus55	5.500	99.279	-3.6	0.000	0.000	0.316	0.153	06-NN-702 A	-0.316	-0.153	37.2	90.0	
Bus56	5.500	99.314	-3.6	0.000	0.000	0.317	0.153	06-NN-702 A	-0.317	-0.153	37.2	90.0	
Bus57	5.500	99.187	-3.6	0.000	0.000	0.557	0.233	06-NN-702 A	-0.557	-0.233	63.9	92.2	
Bus58	5.500	99.237	-3.6	0.000	0.000	0.557	0.233	06-NN-702 A	-0.557	-0.233	63.9	92.2	
Bus59	5.500	99.279	-3.6	0.000	0.000	0.316	0.153	06-NN-702 A	-0.316	-0.153	37.2	90.0	
Bus90	5.500	99.269	-3.6	0.000	0.000	0.299	0.178	06-NN-702 B	-0.299	-0.178	36.8	86.0	
Bus91	5.500	99.255	-3.6	0.000	0.000	0.902	0.535	06-NN-702 B	-0.902	-0.535	110.9	86.0	
Bus92	5.500	99.255	-3.6	0.000	0.000	0.902	0.535	06-NN-702 B	-0.902	-0.535	110.9	86.0	
Bus93	5.500	99.112	-3.6	0.000	0.000	1.204	0.682	06-NN-702 B	-1.204	-0.682	146.6	87.0	
Bus94	5.500	98.923	-3.6	0.000	0.000	1.204	0.682	06-NN-702 B	-1.204	-0.682	146.8	87.0	
Bus95	5.500	99.117	-3.6	0.000	0.000	0.902	0.535	06-NN-702 B	-0.902	-0.535	111.0	86.0	
Bus96	5.500	99.281	-3.6	0.000	0.000	0.316	0.153	06-NN-702 B	-0.316	-0.153	37.2	90.0	
Bus97	5.500	99.330	-3.6	0.000	0.000	0.316	0.153	06-NN-702 B	-0.316	-0.153	37.1	90.0	
Bus98	5.500	99.195	-3.6	0.000	0.000	0.902	0.535	06-NN-702 B	-0.902	-0.535	111.0	86.0	

Interprétation et analyse des résultats

Le tableau (III.6) présente les résultats de l'écoulement de puissance, avec des tensions stables sur l'ensemble des jeux de barres du système, entre 99 % et 100 % de la valeur nominale. Cela reflète une bonne régulation et un dimensionnement correct des équipements, sans surcharge.

Par ailleurs, L'analyse du réseau montre que les charges sont principalement inductives, surtout sur les jeux de barres principales de 11kV (Bus107 et Bus108). Le facteur de puissance y est de 82,6 % ce qui n'est pas critique, mais il peut être optimisé pour améliorer l'efficacité du réseau, avec une puissance active d'environ 9 MW et une puissance réactive de 6 Mvar. Le courant élevé (près de 600 A) indique la présence des moteurs haute tension.

Dans la deuxième partie du rapport, les nœuds de Bus 3 à Bus 98 sont alimentés en 5,5 kV. La tension reste stable sur tout le réseau, entre 99,1 % et 99,3 %, avec un angle constant de $-3,6^\circ$, ce qui montre un flux cohérent et un fonctionnement équilibré. Les facteurs de puissances des moteurs varient entre 0,86 et 0,9 qui reflète un fonctionnement efficace et conforme aux normes industrielles.

Même si ces valeurs sont acceptables, elles peuvent augmenter les pertes par effet Joule dans les câbles et transformateurs. L'ajout de compensation réactive (comme des batteries de condensateurs ou des filtres harmoniques) permettrait d'améliorer le facteur de puissance et de réduire ces pertes.

III.6.2 Analyse de court-circuit (short circuit analysis)

L'analyse de court-circuit nous permet de visualiser le fonctionnement de notre sous-station principale en cas de court-circuit triphasé, monophasé, biphasé ou défaut à la terre. Pour bien comprendre ce fonctionnement deux scénarios de défaut ont été sélectionnés afin d'évaluer la capacité du réseau à supporter des situations critiques :

III.6.2.1 étude de Défaut triphasé (Three-phase fault) :

Ce type de défaut représente le cas le plus sévère, générant le courant de court-circuit maximal. La simulation de ce scénario permet donc d'évaluer la robustesse globale du réseau électrique face à un évènement extrême

Comme il est montré sur la figure (III.7) le défaut est positionné sur le jeu de barre 06-NN-701A (11kv).

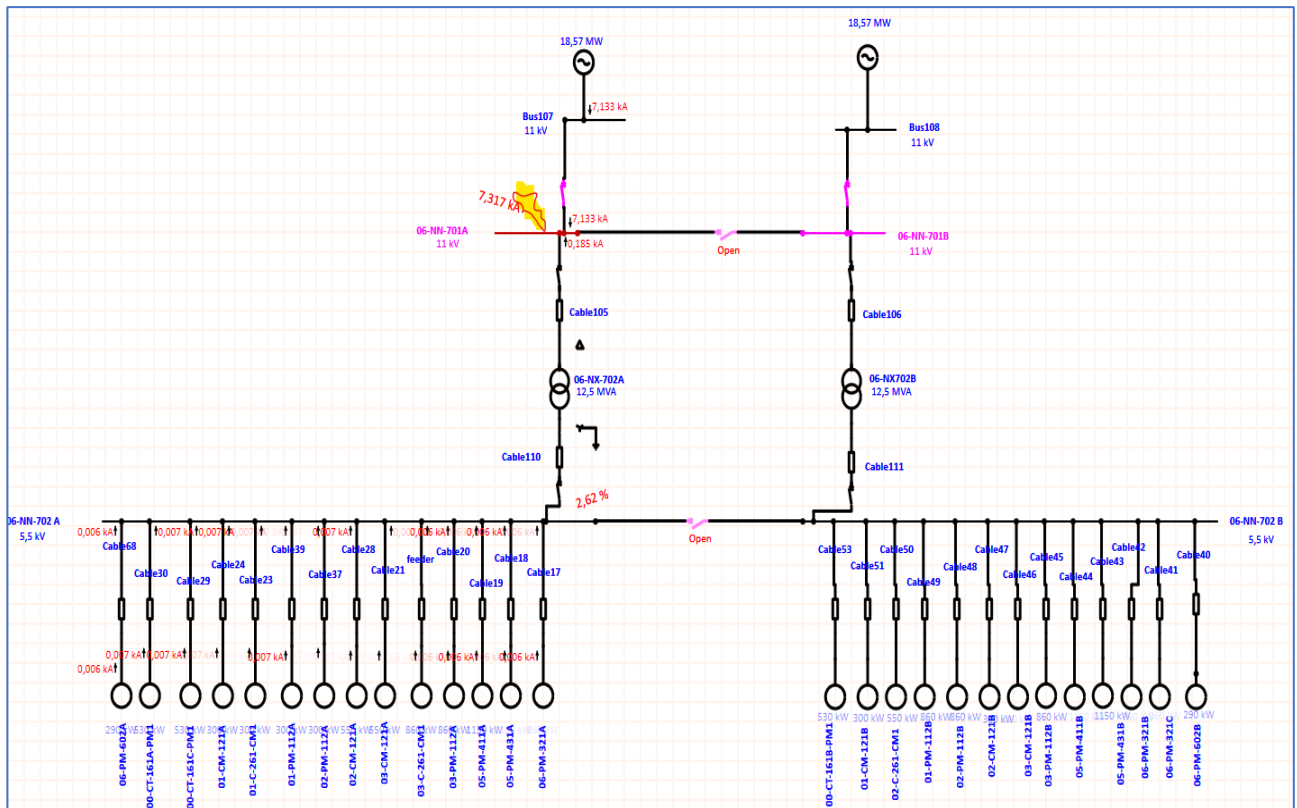


Figure III.7: schémas de défauts sur le jeu de barre 06-NN-701A

Interprétation

L’ors d’une simulation d’un défaut triphasé au niveau de jeu de barre 06-NN-701A de 11kV, un courant de court-circuit de 7,133 kA a été observée, ce défaut a entrainé une chute de tension de 2,62% au niveau du jeu de barres 5,5 kV qui alimente les moteur MT. Cette valeur reste très faible et acceptable dans ce type de situation ce qui confirme la bonne stabilité de l’installation électrique face à ce type de défauts.

Tableau III.7: Le rapport résumé du court-circuit 3 ϕ

<u>Short-Circuit Summary Report</u>													
3-Phase Fault Currents													
Bus		Device		Device Capacity (kA)				Short-Circuit Current (kA)					
ID	kV	ID	Type	Making				I''k	ip	Ib sym	Ib asym	Idc	Ik
				Peak	Ib sym	Ib asym	Idc						
06-NN-701A	11.000	06-NN-701A	Bus					7.317	19.146				2.344
	11.000	CB3	CB	80.000	31.500	34.124	13.123	7.317	19.146	5.760	7.077	4.113	
	11.000	VCB 1	CB	100.000	40.000	40.467	6.130	7.317	19.146	5.300	5.648	1.952	

ip is calculated using method C
Ib does not include decay of non-terminal faulted induction motors
Ik is the maximum steady state fault current
Idc is based on X/R from Method C and Ib as specified above

LV CB duty determined based on service rating.
Total through current is used for device duty.

* Indicates a device with calculated duty exceeding the device capability.

Interprétation

Le tableau (III.7) présente les résultats de l'analyse du court-circuit triphasé appliqué au niveau du jeu de barre 06-NN-701A. On remarque que le courant de court-circuit de crête (ip) atteint une valeur 19,146 kA, ce qui correspond au pic instantané lors de l'apparition du défaut. Le courant efficace symétrique (ib sym) est de 5,760 kA, tandis que le courant asymétrique (ib asym) est légèrement plus élevé en raison de la présence d'une composante continue (Idc) de 4,113 kA. Le courant permanent (Ik) atteint 2,344 kA, représentant le courant stable qui circule après les transitoires. Si l'on compare ces valeurs avec les valeurs nominales des dispositifs de protection installés **CB3** et **VCB1** (disjoncteurs) on remarque aucun dépassement de capacité n'a été signalé ce qui démontre la robustesse globale du réseau électrique face à un défaut triphasé.

III.6.2.2 études de défaut monophasé à la terre (Single Line to Ground Fault)

Dans cette partie, nous étudions le comportement de la sous-station 5,5kV en cas de défaut monophasé à la terre (LG). En appliquant le scénario de défaut à un point critique dans notre installation afin d'observer les effets électriques et de vérifier la capacité des dispositifs de protection à isoler le défaut dans des délais requis.

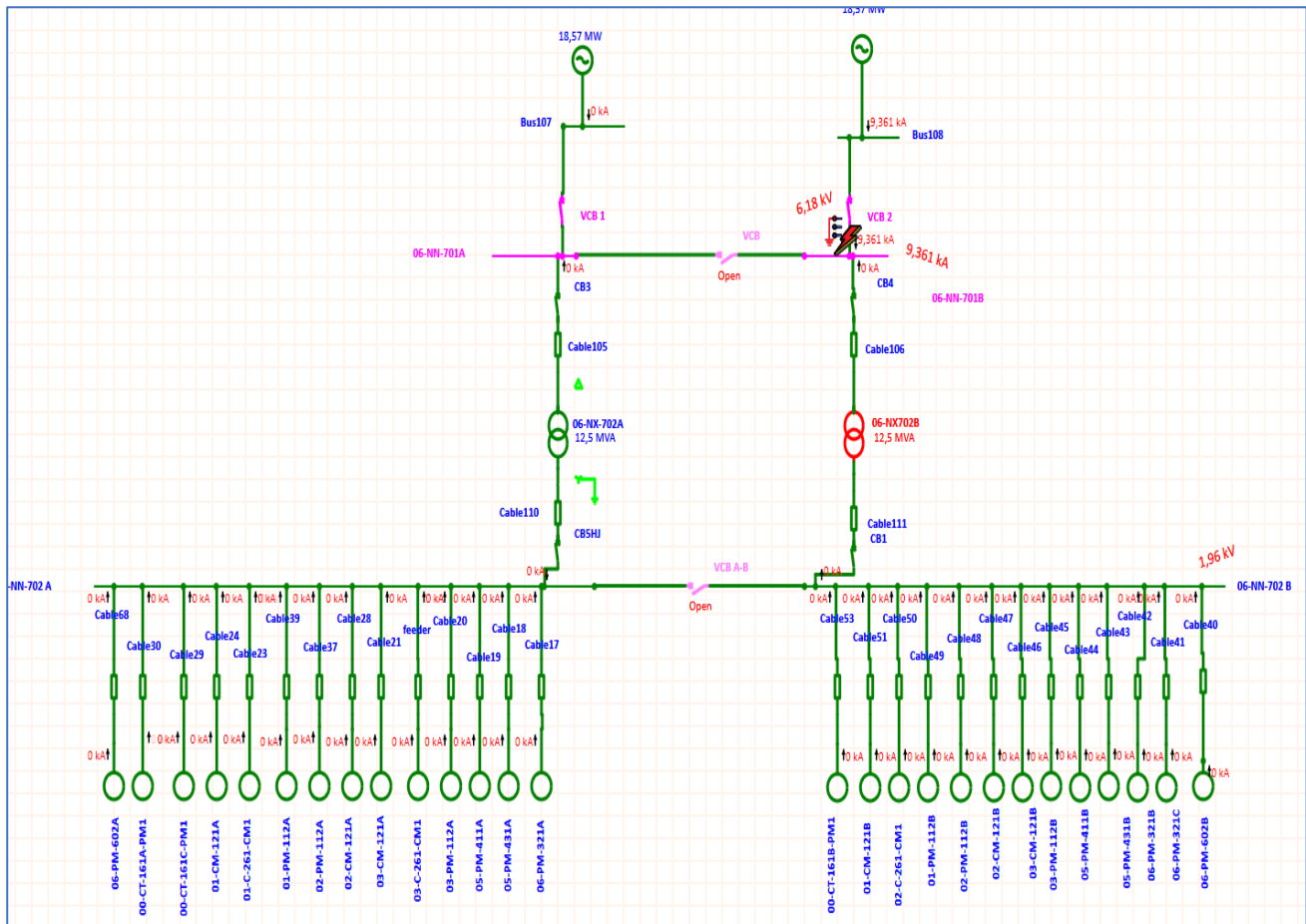


Figure III.8 : schémas de défaut sur le jeu de barre 06-NN-702B

Tableau III.8 : résumé du rapport de défaut monophasé à la terre

SHORT- CIRCUIT REPORT

Fault at bus : **06-NN-701B**
 Nominal kV = 11.000 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)

Line-To-Ground Fault

Contribution		% Voltage at From Bus				Current at From Bus (kA)				Sequence Current (kA)						
From Bus ID	To Bus ID	Va Mag.	Va Ang.	Vb Mag.	Vb Ang.	Vc Mag.	Vc Ang.	Ia Mag.	Ia Ang.	Ib Mag.	Ib Ang.	Ic Mag.	Ic Ang.	I1	I2	I0
06-NN-701B	Total	0.00	0.0	97.25	-109.2	95.49	103.1	9.361	-83.1	0.000	0.0	0.000	0.0	3.120	3.120	3.120
Bus103	06-NN-701B	0.09	18.6	97.22	-109.3	95.41	103.1	0.248	-20.9	0.251	106.9	0.219	-136.4	0.020	0.239	0.000
06-GT-701B	Bus108	110.00	0.0	110.00	-120.0	110.00	120.0	9.248	-84.5	0.251	-73.1	0.219	43.6	3.101	3.032	3.120
Bus105	Bus103	54.59	-76.4	61.64	-111.0	110.99	85.2	0.248	-20.9	0.251	106.9	0.219	-136.4	0.020	0.239	0.000
06-NN-702 B	Bus105	54.57	-76.4	61.65	-111.0	110.97	85.2	0.437	9.1	0.495	132.8	0.442	-102.4	0.038	0.457	0.000

Interprétation :

Le tableau (III.8) présente les résultats d’une analyse de défaut monophasé à la terre sur le bus 06-NN-701B sous une tension nominale de 11kV.

- On observe que le courant de défaut principal (I_a) atteint 9.361kA, ce qui confirme que le défaut s'est produit sur la phase A qui reste toujours inférieur aux limites des équipements de protection cela indique que le réseau peut supporter un défaut monophasé à la terre sans causer de dommages.
- Les courants sur les phases B (I_b) et C (I_c) sont pratiquement nuls, ce qui exclut un défaut sur ces phases. Les courants de séquence I_1, I_2, I_0 sont tous égaux à 3,120 kA, ce qui est typique d'un défaut monophasé à la terre.
- Les tensions sur le Bus de défaut chutent considérablement, notamment sur la phase A, où la tension est de 0%, ce qui est cohérent avec la présence d'un court-circuit.
 - On peut donc conclure que le réseau est bien dimensionné et l'installation électrique revient à son état de fonctionnement normal après l'élimination du défaut.

III.6.3 études du comportement du réseau en situation de contingence :

Ce type d'analyse consiste à simuler la perte soudaine d'un composant essentiel du réseau tel qu'un transformateur, une ligne de transport ou une source d'alimentation et à observer l'impact de cette perturbation sur le fonctionnement global de notre installation ainsi d'identifier les points faibles du réseau, de vérifier la stabilité des tensions et des charges dans les conditions les plus défavorables et d'assurer la continuité du service électrique sans endommager les équipements.


Pour cela, un scénario de simulation a été réalisé à l'aide du logiciel ETAP

▪ **Scénario : Mise hors service du transformateur 06-NX-702B**

Dans le cadre de cette étude nous avons simulé la mise hors service du transformateur 06-NX-702B (11kV/5,5kV) qui assure l'alimentation de jeu de barre 06-NN-702B (5,5kV). Cette opération permet :

- ✓ D'évaluer la réaction du réseau à la perte d'un transformateur clé
- ✓ Vérifier la continuité d'alimentation des charges connectées au jeu de barre 5,5 kV affectés.
- ✓ Analyser la redistribution des flux de puissance, notamment le transfert de charge éventuel vers le transformateur 06-NX-702A
- ✓ Observer les variations de tension, les surcharges possibles...ect

Les étapes suivies sont les suivantes :

-Cliquer sur  pour activer le mode **contingency** (défaillance critique)

-Un clic droit sur le câble 106 décocher (in service) permet de le mettre hors service, ce qui coupe automatiquement l'alimentation du transformateur 06-NX-702B connecté comme le montre la figure (III.9).

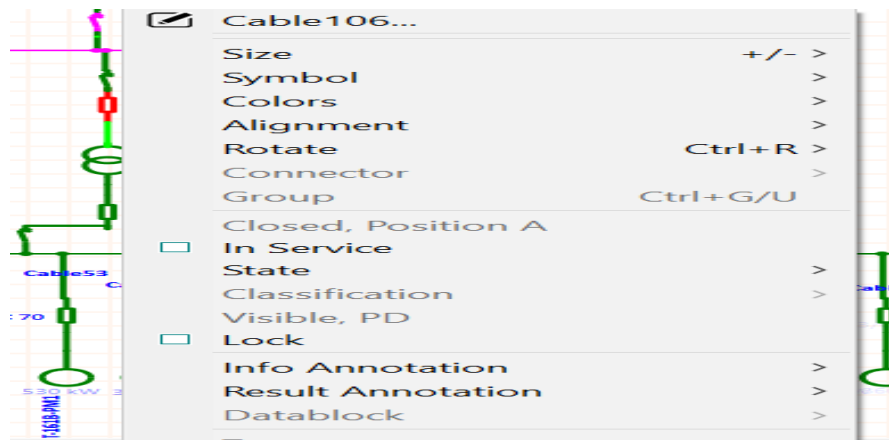


Figure III.9: Menu contextuel d'ETAP pour le câble 106


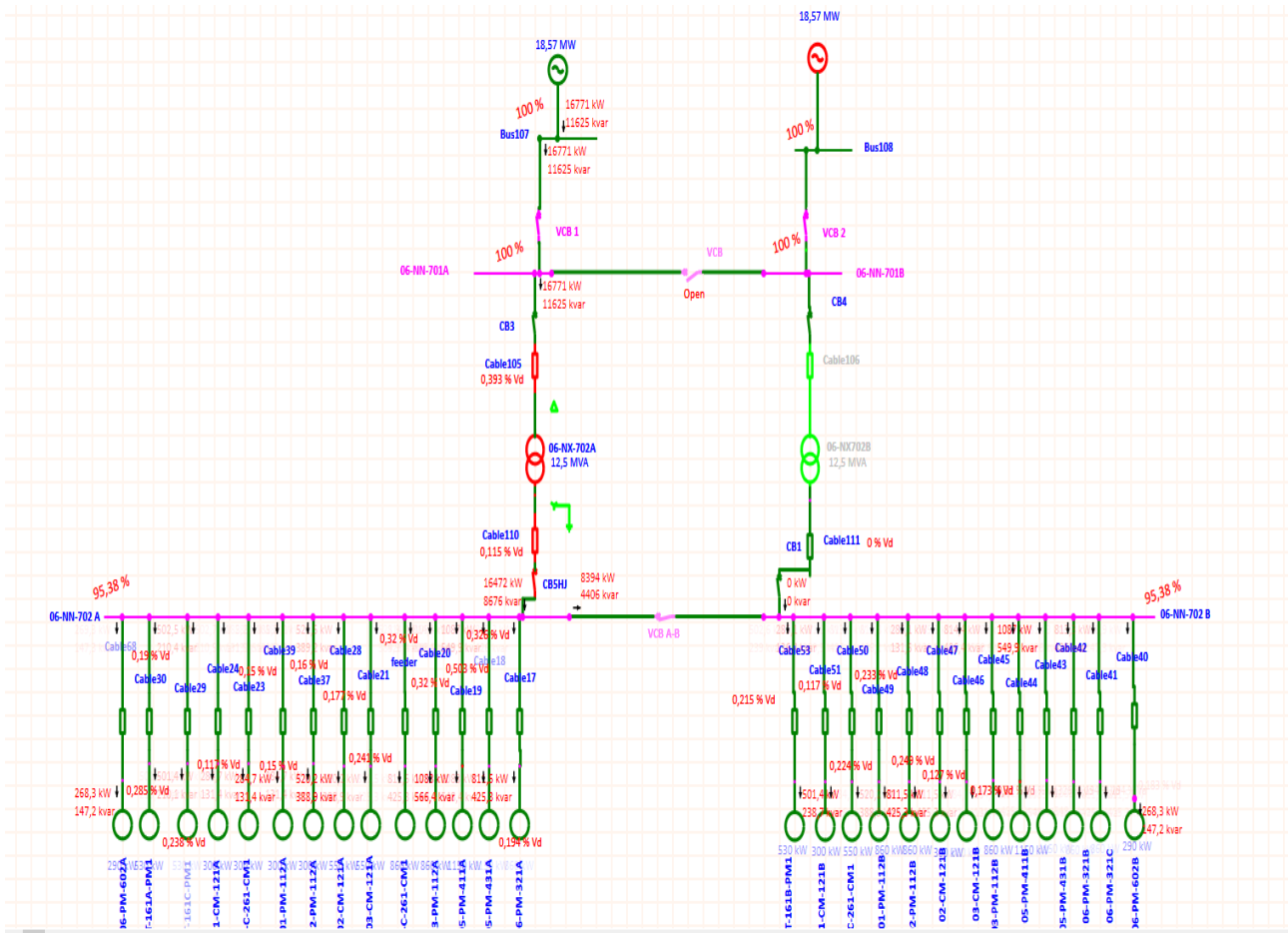
-Cliques sur icône  dans la barre d'outils pour exécuter **contingency**

Figure III.10: Résultats de la simulation d'un réseau alimenté par un seul transformateur (06-NX-702A)



Interprétation des résultats obtenus :

A la suite de la mise hors service du transformateur **06-NX-702B**, qui alimente les moteurs en 5,5kV du jeu de barre B. Pour compenser cette perte, nous avons fermé le disjoncteur de couplage entre les jeux de barres A et B (5,5kV), permettant ainsi au transformateur 06-NX-702A de prendre en charge l'ensemble des charges du réseau.

La simulation a montré une petite augmentation de la chute de tension (voltage drop), en particulier au niveau des câbles 105 et 110 qui alimente le transformateur 06-NX-702A avec un pourcentage de 0,39% et 0,15% donc les valeurs restent inférieures au seuil critique ceci indique que les câbles est bien dimensionnée et peut assurer la continuité d'alimentation sans impact majeur même dans la situation de contingence.

La tension observée sur L'OLV (One Line View) montre que les tensions restent dans les plages admissibles avec un pourcentage de 100% sur les jeux de barre 11kV et 95,88kV sur les jeux de barre 5,5kV ce qui indique une chute de tension modérée mais toujours acceptable. Et qu'aucune surcharge critique n'a été détectée sur les équipements restants. Ceci indique que le réseau dispose d'une capacité de redondance suffisante et peut continuer à fonctionner de manière stable, même en l'absence de ce transformateur.

Le tableau (III.9) représente les alertes de la surcharge sur le transformateur **06-NX-702A**

Le tableau III.9: les alertes de la surcharge sur le transformateur 06-NX-702A

Branch Loading Alert									
Branch		Based on Equipment Rating			Based on Base Case			Outage Number	
ID	Type	Post CA%	Critical Violation %	Marginal Violation %	Base Val	Critical Deviation %	Marginal Deviation %	N-1	N-2
06-NX-702A	Transformer	95.606		0.6065	11.951			1	0

Interprétation

Après avoir simulé la mise hors service du transformateur 06-NX-702B, le transformateur restant a été surchargé à 95% de sa capacité, ce qui reste dans les limites admissibles selon les normes d'exploitation.

Toutefois, ce niveau de charge élevé nécessite une surveillance régulière, surtout en cas de conditions environnementales défavorables (températures ambiantes élevées). Un fonctionnement prolongé à ce niveau peut réduire la durée de vie du transformateur. Afin de limiter les effets de cette surcharge deux solutions peuvent être envisagées :

- a) Amélioration du système de refroidissement du transformateur en changeant le type de refroidissement (par exemple passer de ONAN a ONAF)
- b) Optimisation de la gestion des charges en modifiant le statut des moteur (exemple en passant certains moteurs de ‘ continuous ‘ a ‘intermittent’) ou en ajustant leur priorité d’alimentation.

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons une étude détaillée du comportement du notre sous-station en utilisant le logiciel ETAP. Après une brève introduction au logiciel et à ses principales fonctionnalités, nous avons menée trois analyses distinctes et complémentaire :

La première étude portait sur l’écoulement de puissance en régime permanent, cette simulation a permis d’analyser l’écoulement de puissance de l’installation de notre sous-station principale en condition normal d’exploitation. Nous avons ainsi pu observer la répartition des tensions, des puissances actives et réactives ces observation donne un bon indicateur de bon fonctionnement de l’installation.

Quant à la deuxième étude nous avons analysé les courants de court-circuit en simulant deux scenarios : l’étude d’un défaut triphasé sur le jeu de barres 11kV et celle d’un défaut monophasé a la terre, afin de déterminer les courants de défaut et d’évaluer la capacité du réseau à supporter ces incidents et l’analyse de ces deux défauts à l’aide du logiciel ETAP a permis de confirmer la capacité de l’installation électrique à maintenir sa stabilité et à fonctionner en toute sécurité même en cas de défauts critique.

Enfin, la dernière étude a porté sur l’analyse de la situation de contingence (Contingency Analysis), dans laquelle nous avons simule la mise hors service du transformateur 06-NX-702B, pour observer l’impact sur la continuité de l’alimentation et le taux de charge des autres équipements et le résultat a permis de confirmer que la société BP (British Petroleum) semble conforme aux norme et règles de dimensionnement en vigueur car le second transformateur 06-NX-702A a pu assurer l’alimentation de l’ensemble de la charge restante avec un taux de surcharge acceptable. Ce comportement du réseau témoigne d’un bon dimensionnement garantissant une continuité de service même en cas de défaillance critique. Cependant, ce résultat ne signifie pas l’absence d’apporter des optimisations ou prévoir des mesures préventives afin de renforcer la résilience de réseau.

Ces différentes simulations ont démontré que l'installation électrique étudié dispose d'une robustesse et d'une résilience notable face aux perturbations, cette capacité à maintenir la stabilité de réseau dans diverses condition confirme la qualité du dimensionnement initial. Toutefois, il reste toujours opportun d'envisager des pistes d'amélioration afin d'optimiser davantage les performances et la fiabilité de système.

Conclusion générale

Conclusion générale

Le présent travail s'est inscrit dans le cadre de l'étude et de l'analyse de l'installation électrique industrielle du champ gazier de Tiguentourine, réalisée par la société Sonatrach à In Amenas. L'objectif principal était d'évaluer le dimensionnement de cette installation et d'acquérir un savoir-faire sur la conception des installations industrielles. Notre analyse a été limitée à une sous-station principale 5,5 kV, d'une part, pour garantir la continuité de l'alimentation et la fiabilité des récepteurs, conformément aux exigences du site, d'autre part pour assurer la sécurité optimale pour les équipements et le personnel.

Dans ce contexte, nous avons initié notre travail par un rappel des généralités relatives à la méthodologie de dimensionnement des installations électriques. Ce premier chapitre nous a permis d'acquérir une compréhension approfondie de plusieurs concepts, notamment une revue des différents algorithmes de calcul utilisés pour le dimensionnement, en mettant l'accent sur les normes et les limites du secteur. Nous avons également étudié le régime de neutre et son impact sur le choix des équipements de protection, ainsi que sur le dimensionnement et la protection des conducteurs. Nous avons également appris et révisé le calcul du bilan de puissance en utilisant les facteurs d'utilisation et de simultanéité. De même, nous avons acquis des compétences sur les méthodes de calcul du courant d'emploi et du courant admissible dans les canalisations, tout en déterminant la section des câbles et la chute de tension. Enfin, nous avons appris à sélectionner des transformateurs.

Le deuxième chapitre de notre travail a été consacré à la présentation de l'installation du champ gazier. Une étude et un calcul manuel détaillé du bilan de puissance a été effectuée afin de déterminer la puissance apparente totale de la sous-station principale. À partir de là, nous avons calculé le facteur de puissance des deux jeux de barres, ce qui nous a permis de sélectionner un transformateur adapté et conforme au bon fonctionnement de l'ensemble du système. Ensuite, nous avons déterminé les courants circulant dans les câbles pour chaque départ, suivi du calcul des sections nécessaires selon différentes méthodes de vérification. Enfin, nous avons présenté les dispositifs de protection appropriés, en expliquant les critères de choix selon les caractéristiques du réseau.

Dans le dernier chapitre, nous avons procédé à des simulations de fonctionnement sous trois situations critiques : le régime normal, les courants de court-circuit, et une situation de contingence. L'analyse de ces scénarios nous a permis d'évaluer la robustesse globale du réseau. Les résultats obtenus ont montré que l'installation électrique est non seulement fiable, mais également capable de faire face aux défauts majeurs tout en maintenant la stabilité de

l'alimentation. Ainsi, nous pouvons conclure que le dimensionnement effectué par l'entreprise BP respecte les normes industrielles et que le réseau étudié est à la fois robuste et performant. Dans la continuité de ce travail, plusieurs perspectives d'amélioration peuvent être envisagées. Il serait pertinent, par exemple, l'intégration des énergies renouvelables, telles que le solaire ou l'éolien, pourrait représenter une piste intéressante pour renforcer la fiabilité énergétique tout en réduisant l'impact environnemental. Enfin, la mise en place d'un système de supervision intelligente (Smart Grid) permettrait une gestion plus optimisée de la consommation et des interventions de maintenance prédictive, ce qui offrirait à l'installation une efficacité encore plus élevée et une meilleure résilience face aux perturbations futures.

Références

Bibliographiques

Références Bibliographiques

- [1] ABB, Guide technique, document PDF, ABB Groupe, s.d.
- [2] Cours dimensionnement des installations industrielles, Par : Pr. BEKOUCHE BENAÏSSA, Département de Génie Électrique, Faculté de Technologie, Université de Mostaganem.
- [3] Cours Schémas et Appareillages Electriques, Par : Dr. LAÏFAOUI Abdelkrim, Département de Génie Électrique, Faculté de Technologie, Université de Bejaia
- [4] Bouchikhi, M. B., Ismail, A., & Chouki, M. E. (2023). *Etude et simulation des régimes de Neutre* (Doctoral dissertation, Université de Jijel).
- [5] materiels-electriques.fr. (2025, juin 10). *Régime de neutre : TT, TN, IT expliqué*. (<https://materiels-electriques.fr/regime-de-neutre-comprendre-les-schemas-tt-tn-et-it.htm>)
- [6] Schneider Electric. (2025). *Dimensionnement des conducteurs et protection*. Electrical Installation Wiki. ([https://fr.electrical-installation.org/frwiki/Dimensionnement des conducteurs et protection](https://fr.electrical-installation.org/frwiki/Dimensionnement_des_conducteurs_et_protection))
- [7] Boussaa, L. (2021, février 16). *Le bilan de puissance selon la NF C 15-100*. LOKELECT ENGINEERING. (<https://www.lokelect-engineering.com/le-bilan-de-puissance-selon-la-nf-c-15-100/>)
- [8] Maouche Roza. 2015. *Élaboration d'un plan de protection de l'installation sea-line de la station de pompage SONATRACH Bejaia*. Mémoire de fin d'études master 2, Université Abderrahmane de MIRA, Bejaïa, 77 p.
- [9] Fergani Ouanassa Samia. 2017. *Optimisation du réseau d'un tertiaire alimenté par une source solaire*. Thèse de doctorat, Université des sciences et technologies Mohamed Boudiaf, Oran, 149 p.
- [10] Schneider Electric, « Guide de l'installation électrique », 2010.
- [11] Bouchebouba Cherif Chawki, Benattia Houria. 2019. *Etude et dimensionnement électrique du nouveau site de la câblerie algérienne*. Mémoire de master en génie électrique, Université Abdelhamid Ibn Badis, Mostaganem, 63 p.
- [12] Guide de l'Installation Electrique ; « Wiki Installation Electrique » ; lien (https://fr.electricalinstallation.org/frwiki/Diff%C3%A9rents_types_d%27alimentation)
- [13] Ouhadj Hamza, Moussouni Amar. 2018. *Etude et dimensionnement d'un réseau industriel*. Mémoire de fin d'études de master Académique, Université Mouloud Mammeri, Tizi-Ouzou, 110 p.
- [14] CH Aouadi. 2019. *Matériaux et Construction Electrique (MCE)*. Cours génie électrique, Université International Casablanca, 60 p.
- [15] Christophe Prévu, Robert Jeannot. *Schneider électrique : Guide de conception des réseaux électrique industriels*, Février 1997. 930 p.
- [16] L'entreprise algérienne ELECTRO-INDUSTRIES SPA
- [17] Lotfi, Rapport de stage – Présentation de projet In Amenas, Exploration Sonatrach - Division Associations, Université de technologie de Tlemcen ABU BAKR BELKAID
- [18] Guide technique professionnel à l'électricité industrielle et tertiaire, éclairage et domotique. Lien (<http://techni-doc.blogspot.com/2008/09/le-dimensionnement-dune-installation.html>).

[19] SCHNEIDER ELECTRIC, Catalogue 2021 Basse tension Appareillages modulaires sur rail DIN (Acti9)

[20] C. PRÉVÉ, R. JEANNOT, « Guide de conception des réseaux électriques industriels », Schneider Electric (Février 1997).

[21] Groupement sonatrach – BP – Equinor, OPERATING PHILOSOPHY FOR CPF ELECTRICAL POWER SYSTEM, document interne (Ref 6877-TP-NN-99-70-15099-C06) ,2004

[22] Groupement Sonatrach – BP – Equinor, CPF Cable Sizing Calculation, document interne,2003

[23] INRS. (2025). *Aide au choix d'un dispositif de protection sensible* [PDF]. (<https://www.inrs.fr/dam/jcr:fb53fc2f-edcc-4053-b523-f963d69b67b2/ed6281.pdf>)

[24] ETAP. (2025). *Plateforme de jumeau numérique électrique pour la conception et l'analyse des systèmes d'alimentation.* (<https://etap.com/fr/>)

[25] ETAP. (2025). *Industrial sectors – Electrical engineering software for industry.* ETAP. (<https://etap.com/sectors/industrial>)

Annexe

Tableau01: Câbles haute tension armes et nom armes – intensités nominales

Conducteur	3,8/6,6 kV & 6,35/11kV XLPE							
	À l'air				Enterré directement		Dans des conduits	
	Non armé		Armé		Armé		Armé	
	3 & 4c	1 c	3 & 4c	1 c	3 & 4c	1 c	3 & 4c	1 c
25	145	-	145	-	140	-	125	-
35	175	-	175	-	170	-	150	-
50	225	235	220	250	210	220	180	220
70	285	285	270	310	255	270	215	260
95	330	360	330	375	300	320	255	305
120	385	415	375	430	340	360	290	340
150	435	470	430	490	380	410	330	375
185	500	540	490	550	430	455	370	410
240	580	640	570	650	490	520	425	470
300		740	-	740	-	580	-	500
400		840	-	840	-	650	-	530
500		940	-	930	-	710	-	570
630		1110	-	1040	-	760	-	620