

Mémoire de Fin d'Etude

Présenté par:

ABBAS Hichem et AIT AMOKHTAR Samir

Pour l'obtention du diplôme de

MASTER EN ELECTROTECHNIQUE

Option : **Technique de Haute Tension**

Thème

**Etude et dimensionnement électrique de la raffinerie
sucre liquide Cevital**

Encadré par :

Pr. Bachir MAOUCHE, A.MEDJDOUB et Mr. Y.BRAHIMI

Année Universitaire 2015-2016

Remerciement

Nos remerciements vont tout d'abord au Dieu le tout puissant pour la santé et la patience qu'il nous a donné.

Le travail présenté dans ce manuscrit a été effectué dans le cadre du projet de Master, sous la direction de Mr : B. MAOUCHE et Mr : A.MEDJDOUB, auquel nous tenons à adresser nos plus vifs remerciements pour nous avoir aidé à diriger cette étude. Sans oublier Mr : L.BRAHIMI, pour sa disponibilité, son aide, et d'avoir mis toute la documentation nécessaire, à notre disposition. Ainsi que tous le personnel de la direction technique de Cevital.

Nos vifs remerciements au membre de jurys de bien vouloir accepter d'évaluer notre travail.

Et enfin, à toutes les personnes qui ont contribué, de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail Aux être les plus chères, mes parents, mes frères et sœurs qui ont étaient à mes côtés et m'ont toujours soutenu tout au long de ces longues années d'études.

L'expression de ma profonde gratitude pour tout ce qu'ils ont consenti d'efforts et de moyens pour me voir réussir dans mes études.

A tous mes amis avec qui j'ai partagé beaucoup de moments inoubliables.

Hichem

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à Mes chers parents qui ont fait de moi ce que je suis aujourd'hui et qui m'ont beaucoup apporté toute au long de mon existence, à mes frères et sœurs qui ont été présents et m'ont toujours soutenu tout au long de ces longues années d'études, et aussi à mes oncles et tantes qui m'ont épaulé de quelque façon que ce soit.

L'expression de ma profonde gratitude pour tout ce qu'ils ont consenti d'efforts et de moyens pour me voir réussir dans mes études.

A tous mes amis et personnes avec qui j'ai partagé beaucoup de moments agréables et inoubliables, Amine, Fahem, Mr & M^{me} Benouaret, mouloud, Mohamed et à tant d'autres que je ne peux pas tous les citer.

Et aussi une pensée à tous se qui on fait partie de ma vie à un moment ou un autre.

Samir

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	7
LISTE DES TABLEAUX	11
LISTE DES FIGURES.....	12
INTRODUCTION GENERALE	14
I- Gestion de l'énergie électrique.....	15
I.1- Différents moyens de production de l'électricité	16
I.1.1- Technologies les plus utilisées.....	16
I.1.1.1- Centrale thermique à flamme.....	16
I.1.1.2- Centrale hydraulique	17
I.1.1.3- Centrale thermique nucléaire	18
I.1.2- Technologies nouvelle	20
I.1.2.1- Panneaux solaires	20
I.1.2.2- Eoliennes	21
I.1.3- Technologies peu utilisées.....	22
I.1.3.1- Centrale géothermique.....	22
I.1.3.2- Hydrolienne.....	22
I.2- Catégorie de réseaux et principes généraux.....	24
I.3- Structure d'un réseau électrique	24
I.3.1- Réseaux de transport et de répartition	24
I.3.2- Réseaux de distribution	26
I.4- Réglage et protection des réseaux.....	29
I.5- Les puissances.....	29
I.5.1- Bilan de puissances	29
I.5.2- Détermination de la puissance	30
I.5.2.1- Puissance installée	30
I.5.2.2- Puissance utilisée.....	30
I.6- Conclusion	32
II- Méthodologie de calcul d'une installation industrielle.....	33
II.1- Introduction.....	34
II.2- Méthodologie de calcul d'une installation industrielle :.....	34
II.2.1- Bilan de puissance.....	34

II.2.2-	Détermination des sections des câbles	35
II.2.2.1-	Section technique	35
II.2.2.1.1-	Echauffement normal	35
II.2.2.1.2-	Chute de tension	36
II.2.2.1.3-	Surcharge due au court-circuit	36
II.2.2.2-	Section de sécurité Ss.....	36
II.2.3-	Détermination des chutes de tension admissibles.....	37
II.2.3.1-	Calcul de la chute de tension en ligne.....	37
II.2.3.2-	Limites des chutes de tension en ligne	38
II.2.4-	Détermination des courants de court-circuit	38
II.2.4.1-	Les différents types de court-circuit	38
II.2.4.2-	Objectifs du calcul des courants de court-circuit	38
II.2.4.3-	Méthode de calcul des courants de court-circuit	39
II.2.4.4-	Détermination des courants de court-circuit.....	40
II.2.5-	Calibrage des déclencheurs des disjoncteurs.....	41
II.2.6-	Choix des dispositifs de protection	42
II.2.6.1-	Choix des appareils de protections.....	42
II.2.6.2-	Détermination des caractéristiques du réseau	42
II.2.6.3-	Courant présumé	43
II.2.6.4-	Le pouvoir de limitation	44
II.2.6.5-	Les principes de déclenchement.....	44
II.2.6.6-	Règle générale de la protection.....	44
II.2.7-	La sélectivité	44
II.2.7.1-	Sélectivité totale	45
II.2.7.2-	Sélectivité partielle	46
II.2.7.3-	Sélectivité ampérométrique.....	46
II.2.7.4-	Sélectivité chronométrique.....	47
II.2.8-	La filiation	48
II.2.8.1-	Conditions de mise en œuvre.....	48
II.2.8.2-	Avantages de la filiation.....	48
II.2.9-	Protection contre les chocs électriques	49
II.2.9.1-	Protection contre les contacts directs.....	49
II.2.9.2-	Protection contre les contacts indirects.....	49
II.2.10-	Conclusion.....	52

III- Calcul des puissances et détermination de la charge totale	54
III.1-Introduction.....	55
III.2-Calcul de la puissance installée du TGBT.....	55
III.3-Calcul de la puissance d'utilisation	59
III.3.1- Puissance utile d'une charge Pui.....	59
III.3.2- Puissance utile dans une branche Puj.....	59
III.3.3- La Charge totale de la TGBT.....	63
III.3.4- Détermination de facteur de puissance totale	64
III.4-Choix et Dimensionnement du transformateur.....	64
III.5-Compensation de l'énergie réactive.....	65
III.5.1- Introduction.....	65
III.5.2- Le principe de la compensation	65
III.5.3- Matériel et mode de compensation d'énergie réactive	66
III.5.3.1- Mode de compensation	66
III.5.4- Installation de batteries de compensation.....	68
III.5.5- Choix de type de compensation	68
III.5.6- Puissance réactive à installer	69
III.5.7- Calcul des valeurs de capacités des condensateurs	70
III.5.8- Calcul de la puissance de compensation	72
III.5.8.1- Vérification du type de compensation	73
III.6-Conclusion	73
IV- Dimensionnement et choix des éléments de l'installation	75
IV.1- Introduction	76
IV.2- Conditions générales	76
IV.3- Caractéristiques des câbles.....	77
IV.4- Détermination des sections des câbles.....	77
IV.4.1- Détermination des courants influençant sur la section...78	
IV.4.1.1- Courant d'emploi I_e	78
IV.4.1.2- Courant admissible I_{ad}	78
IV.4.1.3- Courant fictif.....	79
IV.5- Calcul et choix des sections des câbles en BT	79
IV.5.1- Section technique	79
IV.5.1.1- Calcul de la section selon l'échauffement S_j	79

IV.5.1.2-	Vérification de la chute de tension	80
IV.6-	Choix et Dimensionnement des jeux de barres	81
IV.6.1-	Effet thermique	81
IV.6.2-	Calcul du courant admissible maximal.....	83
IV.6.3-	L'échauffement du au courant de court-circuit.....	83
IV.7-	Détermination des courants de court-circuit.....	84
IV.7.1-	Méthode générale de calcul des courants de court-circuit	84
IV.8-	Protection	87
IV.8.1-	Définition et rôle de la protection	87
IV.8.2-	Problème de la protection.....	87
IV.8.3-	Protection contre les surcharges et court-circuit.....	88
IV.8.4-	Protection par système de liaison à la terre	88
IV.8.4.1-	Les différents régimes du neutre	88
IV.8.4.2-	Choix du SLT	89
IV.8.4.3-	Régime du neutre utilisé dans l'entreprise	89
IV.8.5-	Protection par disjoncteur	90
IV.9-	Dimensionnement des appareils de protection	90
IV.9.1-	Calibres de disjoncteur:	90
IV.9.2-	Calibrage de disjoncteur de tête	90
IV.9.3-	Calibrage des disjoncteurs des récepteurs ECDI.....	91
IV.9.4-	Calibrage de disjoncteur de l'armoire moller	91
IV.9.5-	Calibrage de disjoncteur de colonne	91
IV.9.6-	Calibrage des disjoncteurs des récepteurs	92
IV.9.7-	Vérification de la sélectivité des disjoncteurs	92
IV.9.7.1-	Vérification de la sélectivité Dt et Drec	92
IV.9.7.2-	Vérification de la sélectivité Dt et Da.m.....	93
IV.9.7.3-	Vérification de la sélectivité entre Da.m et Dc1.....	94
IV.9.7.4-	Vérification de la sélectivité entre Dc1 et D1	95
IV.10-	Conclusion	97
	CONCLUSION GENERALE	98
	REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	99
	ANNEXE 1	101

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I.1 : Facteur de simultanéité selon le nombre de récepteurs.....	19
Tableau I.2 : Facteur de simultanéité selon l'utilisation	19
Tableau II. 1: Chute de tension de différents conducteurs.....	25
Tableau II. 2: Limites des chutes de tension.....	26
Tableau II. 3: Méthodes de calcul des courants de court-circuit.....	29
Tableau II. 4: Temps de coupure maximal du dispositif de protection selon les tensions de contact.....	39
Tableau III .1 : Bilan de puissance installée armoire ECDI du TGBT.....	44
Tableau III.2 : Bilan de puissance installée armoire moeller colone1 du TGBT.....	45
Tableau III .3 : Bilan de puissance installée armoire moeller colone2 du TGBT.....	46
Tableau III.4 : Bilan de puissance installée armoire moeller colone3 du TGBT.....	47
Tableau III .5 bilan de puissance a installé.....	47
Tableau III .6 : Bilan de puissance d'utilisation armoire ECDI du TGBT.....	49
Tableau III.7 : Bilan de puissance d'utilisation armoire moeller colone1 du TGBT.....	50
Tableau III .8 : Bilan de puissance d'utilisation armoire moeller colone2 du TGBT.....	51
Tableau III.9 : Bilan de puissance d'utilisation armoire moeller colone3 du TGBT.....	52
Tableau III.10 Valeurs des puissances de la raffinerie de sucre liquide	52
Tableau III .11 Valeur de Facteur de puissance total.....	53
Tableau III.12 : Puissances et tension normalisées des transformateurs.....	53
Tableau III.13: Caractéristique de transformateur choisi.....	53
Tableau III.14 Les puissances réactives fournis par les batteries de compensation.....	62
Tableau III .15 Types de compensation de l'énergie réactifs.....	62
Tableau IV.1 exemple de calcul des courants de court-circuit dans les différents niveaux de l'installation.....	73
Tableau. IV.2 : résumé des conditions de réglage des déclencheurs magnétique et thermique a remplir pour une meilleure sélectivité.....	79

LISTE DES FIGURES

Figure I.1 : Central à vapeur.....	5
Figure I. 2 : Central hydraulique.....	6
Figure I.3 : Central nucléaire.....	8
La figure I.4 : panneau solaire.....	9
Figure I.5 : pilonne à éolienne.....	9
Figure I.6 : Principe de pompage géothermique.....	10
Figure I.7 : Exemples d'hydrolienne.....	11
Figure I.8 : Energie des vagues.....	11
Figure I.9 : Exemple d'un réseau électrique.....	12
Figure I.10 : Type de schéma unifilaire maillé, 1977 Sonelgaz.....	15
Figure I.11 : type de schéma unifilaire radial, technique de l'ingénieur.....	16
Figure II.1 principe de la sélectivité totale.....	33
Figure II.2 : Principe de la sélectivité partielle.....	34
Figure II.3: Sélectivité ampérométrique.....	35
Figure II.4: Sélectivité chronométrique.....	36
Figure II. 5 : Zones temps-courant des effets du courant alternatif sur le corps humain.....	40
Figure III.1 Compensation globale.....	56
Figure III.2 Compensation partielle	56
Figure III.3 Compensation individuelle.....	57
Figure III.4 : Triangle de puissance.....	58
Figure IV.1 Constitution d'un câble.....	65
Figure IV.2 : Courbe de sélectivité entre les disjoncteurs Dt et Drec.....	80
Figure IV.3 : Courbe de sélectivité entre les disjoncteurs Dt et D.a.m.....	81
Figure IV.4 : Courbe de sélectivité entre les disjoncteurs D.a.m et Dc1.....	82
Figure IV.5 : Courbe de sélectivité entre les disjoncteurs Dc1 et D1.....	83

Schéma unifilaire

INTRODUCTION GENERALE

La consommation de l'énergie électrique croit avec le progrès technique. La vulgarisation des appareils électrodomestiques et des appareils à usage industriel est la cause d'une demande accrue d'énergie. Cependant l'augmentation du nombre d'utilisateurs et leurs importances ainsi que l'augmentation du niveau de tension, conduisent à la progression des risques d'accidents, surtout en BT. Pour cette raison, le progrès technique nécessite le développement de ce qui est lié avec le processus de production, telle que la protection des personnes et des équipements.

La continuité de distribution d'énergie électrique exige un dimensionnement correct de chaque élément du réseau : transformateurs, câbles, lignes. Malheureusement, augmenter les limites de sécurité devient rapidement onéreux et malgré toutes les précautions, un certains nombres d'incident reste inévitable tel que : surtension, coups de foudres, surcharges, fausses manœuvres, vieillissement des isolants.

Vue l'évolution rapide de l'entreprise de CEVITAL (Usine agro-alimentaire à Bejaia pour la fabrication d'huile végétale, de la margarine et du sucre), l'étude et le redimensionnement de l'installation électrique s'imposent. Une révision du réseau d'alimentation en énergie électrique de la raffinerie sucre suivant les nouvelles charges installées est obligatoire.

La sélectivité des protections des disjoncteurs existants avec ceux introduits dans la nouvelle installation doit être menée minutieusement afin de satisfaire les conditions de continuité de service, la protection du personnel et des ouvrages de l'entreprise. Le but de notre mémoire est l'étude et le dimensionnement de l'installation électrique 30/0.4 kV de la raffinerie de sucre liquide de CEVITAL.

Pour mener à bien cette tâche, nous rappelons la méthodologie de calcul des installations industrielles. Sur la base du cahier des charges et du schéma unifilaire. Nous réalisons un bilan de puissance qui va nous permettre le choix et le dimensionnement des éléments de l'installation.

1^{er} CHAPITRE

I- Gestion de l'énergie électrique

I.1- Différents moyens de production de l'électricité

I.1.1-Technologies les plus utilisées

I.1.1.1- Centrale thermique à flamme

Elle utilise la force de la vapeur dégagée en brûlant des énergies fossiles (charbon, pétrole, gaz naturel) ou de la biomasse (déchets végétaux ou ménagers). Une centrale thermique produit de l'électricité à partir d'une source de chaleur. Cette source peut être un combustible brûlé (gaz naturel, certaines huiles, charbon, déchets industriels, déchets ménagers, etc.), la fission de noyaux d'uranium 235 ou de plutonium 239, ou encore de la chaleur préexistante (noyau de la Terre pour la géothermie, soleil etc.). La source chauffe un fluide (souvent de l'eau) qui passe de l'état liquide à l'état gazeux (vapeur). Cette vapeur entraîne une turbine accouplée à un alternateur qui transforme l'énergie cinétique de la turbine en énergie électrique. [1]

Pour entraîner la turbine, il faut que la pression soit plus faible à la sortie de celle-ci, qu'à l'entrée. Ceci est obtenu en condensant la vapeur, en aval de la turbine, à l'aide d'une source froide. Il faut toujours une source chaude et source froide, pour échanger un travail avec une machine thermique.

Le fluide condensé est en général réutilisé comme source de vapeur et effectue alors un cycle thermodynamique.

La production d'énergie est relativement indépendante des conditions météorologiques, la source d'énergie peut être (dans une certaine mesure) facilement stockée et la densité de puissance est très élevée [1].

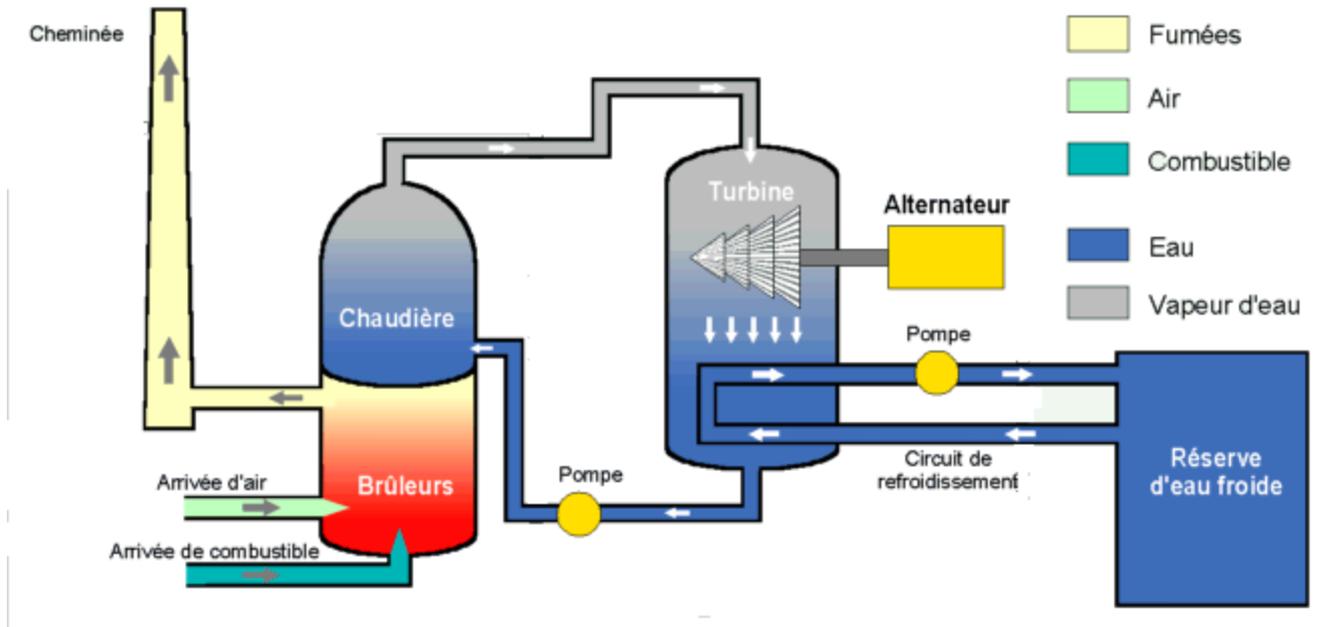


Figure I.1 : Central à vapeur

I.1.1.2- Centrale hydraulique

Elle utilise la force de l'eau créée par un puissant déplacement. Il peut s'agir d'une chute d'eau naturelle, de l'eau stockée dans un barrage, des mouvements de la marée ou des courants marins.

Une centrale hydraulique utilise l'énergie fournie par une masse d'eau en mouvement pour produire de l'énergie électrique. Un barrage retient une grande quantité d'eau sous la forme d'un lac de retenue.

Pour produire de l'électricité, les vannes du barrage sont ouvertes, de l'eau s'y engouffre dans une conduite forcée dans le barrage, sa vitesse augmente. A la sortie de cette conduite, l'eau fait tourner une turbine qui entraîne elle-même un alternateur qui produit une tension alternative sinusoïdale.

L'eau est ensuite libérée au pied du barrage et reprend le cours normal de la rivière. Plusieurs variantes des centrales hydrauliques existent. Certaines fonctionnent en exploitant l'énergie fournie par les marées ou par les vagues. Leur nombre reste toutefois très limité.

Les centrales hydrauliques ont une puissance qui peut aller de quelques milliers de watts pour une centrale individuelle (destinée à alimenter une seule habitation) à 500 MW (Mégawatts) pour un barrage d'importance.

L'hydroélectricité est considérée comme une énergie propre et inépuisable, contrairement au pétrole ou au gaz naturel. Certaines recherches récentes émettent de très sérieux doutes sur le bilan en gaz à effet de serre des systèmes hydroélectriques. L'activité bactériologique dans l'eau des barrages (surtout en régions tropicales) relâcherait d'énormes quantités de méthane. Donc on préfère rester sur des énergies non polluantes et inépuisables. [1]

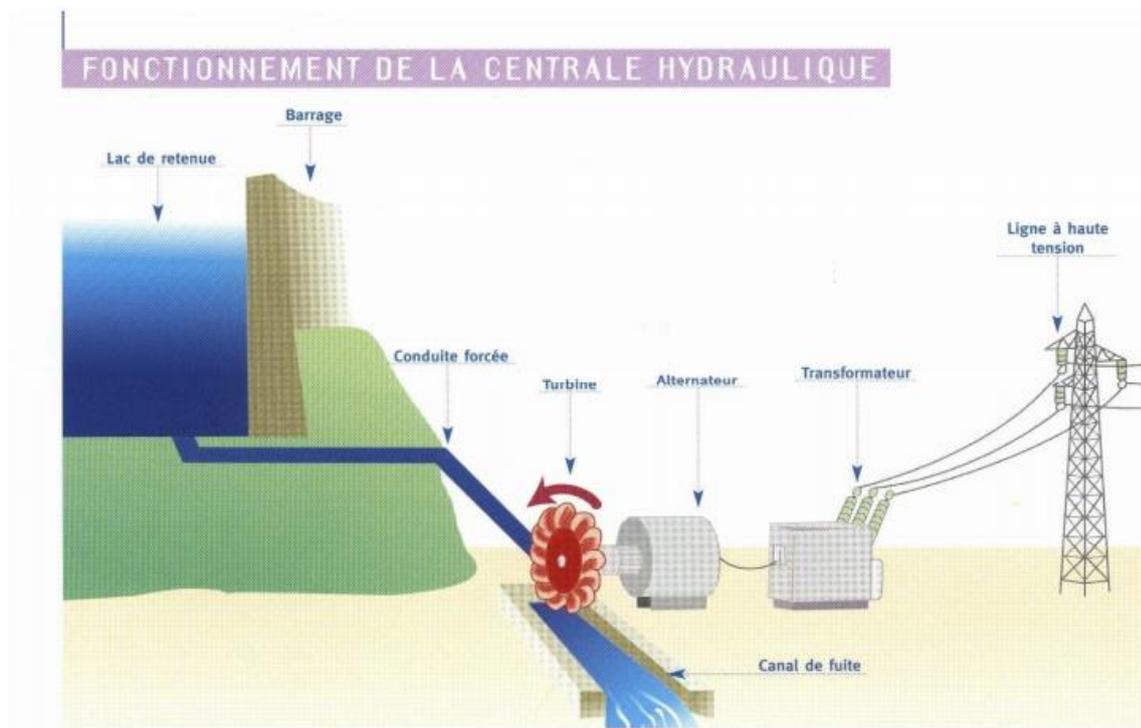


Figure I. 2 : Central hydraulique

I.1.1.3- Centrale thermique nucléaire

Elle utilise le procédé de fission des atomes d'uranium. Cela produit de la chaleur qui se transforme ensuite en vapeur et fait tourner la turbine. Dans un réacteur nucléaire comme dans toute centrale thermique, on transforme l'énergie libérée par un combustible sous forme de chaleur en énergie mécanique, puis électrique.

Dans une centrale thermique classique, la chaleur provient de la combustion du charbon ou du fioul ; dans une centrale nucléaire, elle provient de la fission de l'uranium.

Il y a fission quand un neutron libre entre en collision avec un noyau d'uranium fissile et en provoque l'éclatement. Cette rupture libère plusieurs neutrons en dégageant une certaine quantité d'énergie.

La plupart des centrales nucléaires modernes fonctionnent avec des réacteurs à eau sous pressions (REP), qui comprennent trois circuits indépendants :

- Le circuit primaire qui extrait la chaleur produite par la fission des atomes d'uranium à l'intérieur des éléments combustibles, et la transfère, grâce à des échangeurs de chaleur (ou générateur de vapeur), au circuit secondaire. L'eau du circuit primaire n'est jamais en contact avec l'eau secondaire. Le circuit primaire comprend la cuve, les générateurs de vapeur et le pressuriseur.
- Le circuit secondaire : la vapeur créée dans les générateurs de vapeur est collectée par les tuyauteries du circuit secondaire, et alimente la turbine. Après sa poussée sur les ailettes de la turbine, la vapeur détendue est condensée. L'eau recueillie est alors renvoyée aux générateurs de vapeur.
- Le circuit de refroidissement : l'eau froide de ce circuit, en provenance d'un fleuve ou de la mer, permet la condensation de la vapeur du circuit secondaire. C'est l'indispensable source froide de toute machine thermique.

Avant les années 1980-1990, le nucléaire était très compétitif par rapport aux autres moyens de production mais du fait des coûts économiques croissants, dus aux durées de construction de plus en plus longues, et le faible coût des combustibles fossiles le nucléaire a été moins compétitif. Dans certains pays une peur des déchets radioactifs et d'accidents nucléaires a conduit à renoncer à l'énergie nucléaire. [1]

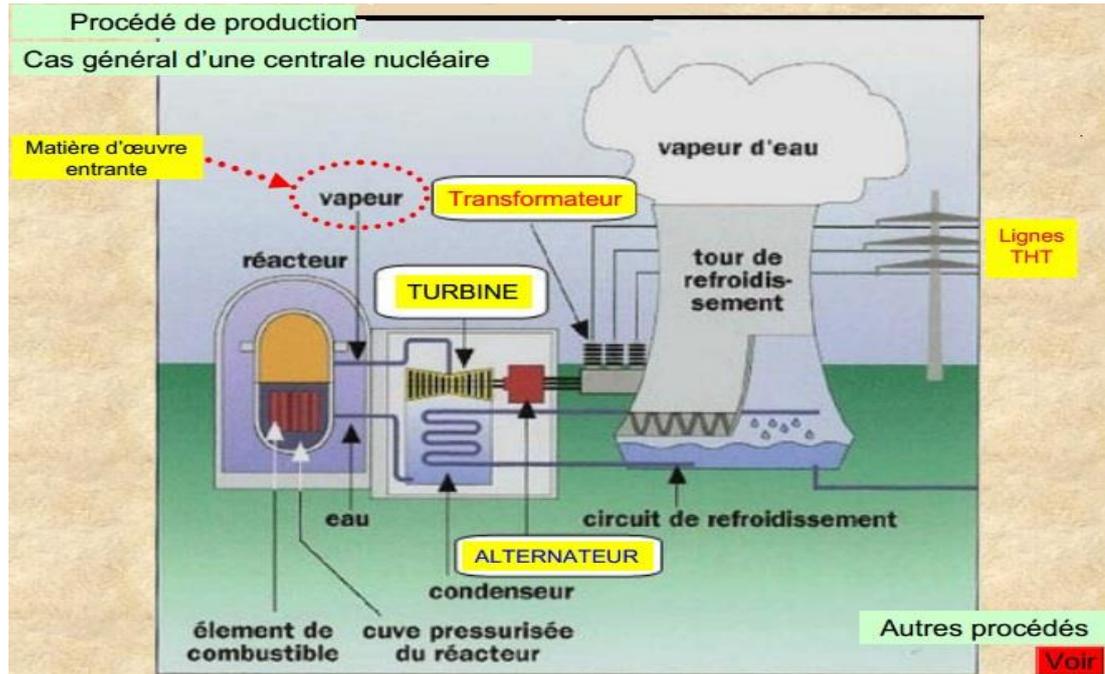


Figure I.3 : Central nucléaire

I.1.2-Technologies nouvelle

I.1.2.1- Panneaux solaires

Appelés panneaux photovoltaïques, ces derniers produisent de l'électricité grâce au soleil. C'est un moyen pratique pour alimenter des lieux isolés non raccordés au réseau électrique.

Un panneau solaire ou capteur solaire est un dispositif destiné à récupérer une partie du rayonnement solaire pour le convertir en énergie électrique.



La figure I.4 : panneau solaire

I.1.2.2- Eoliennes

Elles Utilisent la force du vent qui actionne leurs hélices. Cette énergie est produite par la force exercée par le vent sur les pales d'une hélice. Cette hélice est montée sur un arbre qui peut être relié à un générateur qui transforme l'énergie mécanique en énergie électrique. Les éoliennes raccordées au réseau électrique sont le plus souvent regroupées dans un parc éolien d'environ 5 à 50 machines, mais il existe aussi des machines seules.



Figure I.5 : pilonne à éolienne

I.1.3-Technologies peu utilisées

I.1.3.1- Centrale géothermique

Elle est exploitée dans des réseaux de chauffage et d'eau chaude depuis des milliers d'années en Chine, dans la Rome antique et dans le bassin méditerranéen. Actuellement, la géothermie produit de la chaleur et/ou de l'électricité. Le principe est l'utilisation de l'eau qui est chauffée par la chaleur de la Terre ou la vapeur qui s'en dégage. Il s'agit d'extraire l'énergie géothermique contenue dans le sol pour l'utiliser sous forme de chauffage ou pour la transformer en électricité.

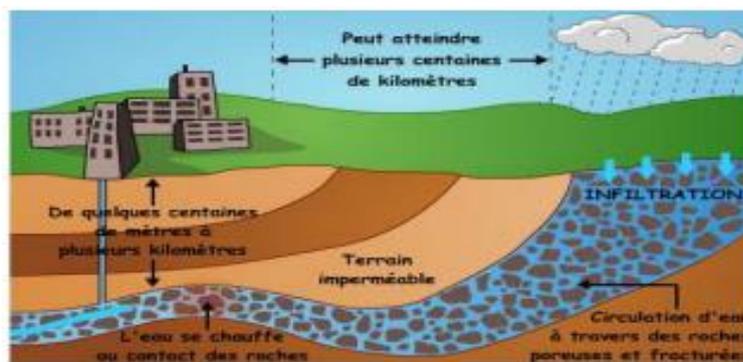


Figure I.6 : Principe de pompage géothermique

I.1.3.2- Hydrolienne

C'est une turbine sous-marine qui utilise l'énergie cinétique des courants marins, comme une éolienne utilise l'énergie cinétique de l'air.

Elles utilisent une énergie inépuisable. Il y a par contre des inconvénients pour l'entretien et pour l'environnement.

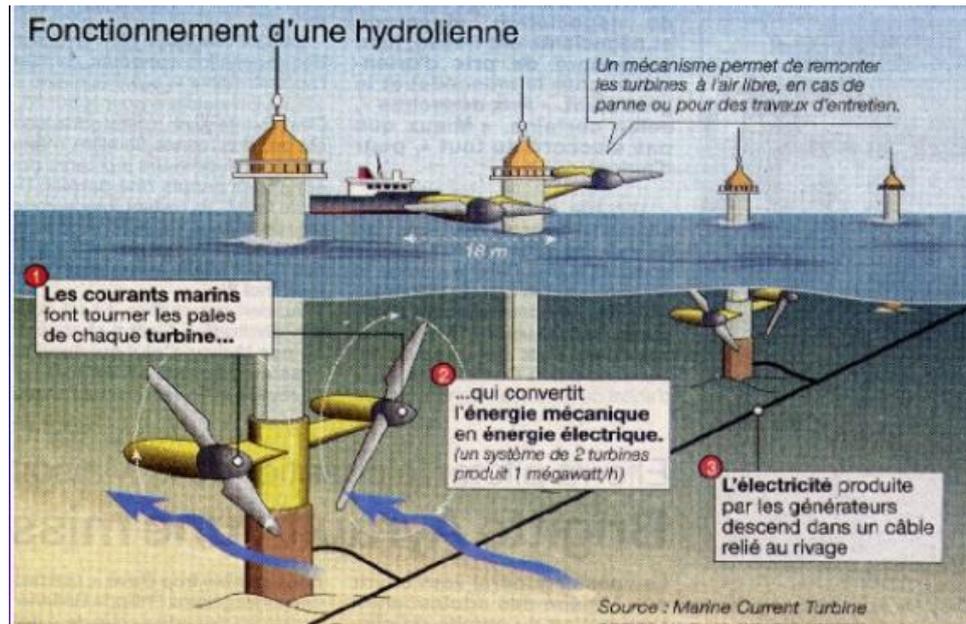


Figure I.7 : Exemples d'hydrolienne

I.3.3 Energie des vagues

Cette énergie est produite du mouvement des vagues. C'est une possibilité qui pourrait rapporter beaucoup plus d'énergie que celle des marées. La faisabilité a été étudiée, en particulier en Angleterre : le système couplé à des dispositifs flottants ou des ballons déplacés par des vagues dans une structure en béton en forme d'entonnoir, produirait de l'électricité.

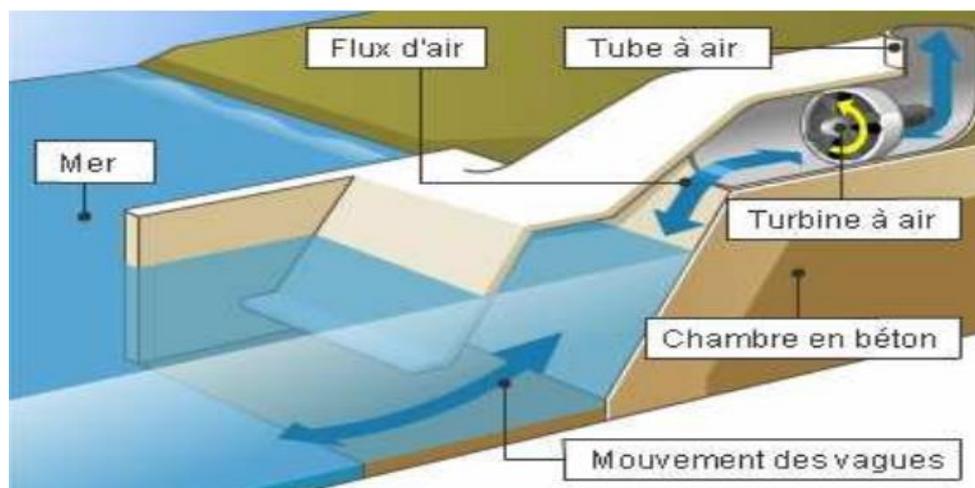


Figure I.8 : Energie des vagues

I.2- Catégorie de réseaux et principes généraux

Le rôle du réseau dans le système électrique pour garantir un approvisionnement sûr et économique de l'énergie est essentiel. Il n'est techniquement pas possible que ce rôle soit assuré par un type unique de réseau qui relierait moyens de production et utilisateurs.

Une bonne solution consiste à établir une hiérarchie de trois catégories de réseaux dont les fonctions sont différentes et qui se distinguent par le niveau de tension de leurs lignes ou le niveau de puissance qui transite.

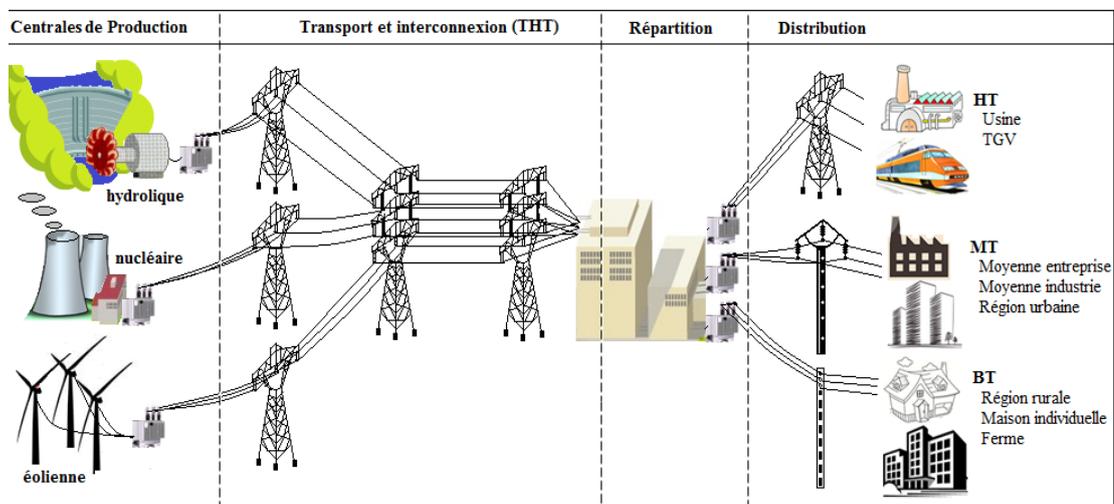


Figure I.9 : Exemple d'un réseau électrique

I.3- Structure d'un réseau électrique

I.3.1-Réseaux de transport et de répartition

Les avantages des réseaux de transport et de répartition sont d'assurer la sécurité d'alimentation des zones de consommation et de minimiser les coûts de fourniture d'électricité. Ils sont fondés sur la compensation statistique des variations et des aléas de la production comme de la consommation. La topologie adéquate permettant d'obtenir ces avantages est celle du réseau maillé qu'on exploite en boucles fermées. Ainsi l'énergie transite par des

chemins différents de façon que l'indisponibilité d'un élément n'entraîne pas d'interruption de l'alimentation des réseaux de distribution. Cette topologie est d'ailleurs adaptable pour faire face à certaines situations contraignantes grâce à la possibilité d'ouvrir des branches du réseau dans les postes électriques qui constituent les nœuds du maillage.

Les lignes de transport sont dimensionnées de façon à obtenir le meilleur compromis entre le coût de la ligne et le coût des pertes Joule. Cette contrainte économique se situe nettement en dessous de la contrainte thermique, qui peut admettre des densités de courant au moins deux fois plus fortes. Pour des raisons techniques, la section optimale élémentaire d'un conducteur est d'environ 600 mm², et pour satisfaire les besoins de transit on procède par augmentation du nombre de conducteurs par phase. Le nombre de circuits par ligne aérienne a tendance à augmenter en raison de la difficulté de plus en plus grande pour obtenir les autorisations de passage. Cette tendance est toutefois freinée par des considérations de sécurité : en cas d'indisponibilité de la ligne par la chute d'un pylône ou l'effet de la foudre, c'est la totalité des circuits qui est inutilisable. Les lignes aériennes sont en général à deux circuits ; elles en comptent jusqu'à six dans les zones suburbaines denses. Les lignes souterraines ou sous-marines sont constituées de câbles isolés, enterrés dans le sol ou posés dans une galerie souterraine ou au fond de la mer.

Plus les puissances et les distances sont grandes, plus les tensions et les sections optimales sont élevées. En fait, pour des raisons pratiques d'interconnexion, on choisit un nombre limité de tensions pour les réseaux de transport.

Dans une région à forte densité de consommation comme l'Europe de l'Ouest avec de nombreux postes de transformation pour desservir les réseaux locaux, la très haute tension ne peut dépasser 400 kV. En revanche, dans les pays où cette densité est faible et les lignes de grande longueur, comme en Russie, au Canada, aux États-Unis et en Amérique du Sud, les tensions sont plus élevées, jusqu'à 800 kV.

Les postes électriques jouent un rôle essentiel dans l'exploitation des réseaux. Les postes de sectionnement permettent la connexion ou la coupure de lignes de même tension. Les postes de transformation, au moyen de transformateurs, transfèrent l'énergie entre réseaux de tensions différentes. La partie centrale d'un poste est constituée par un ou plusieurs jeux de barres à une tension déterminée auquel chaque circuit est raccordé par l'intermédiaire d'un appareil de coupure et d'un appareil de sectionnement qui permet de le séparer du réseau.

Un poste contient aussi les appareils de mesure et de contrôle des transits, ainsi que les moyens de compensation de l'énergie réactive, des inductances pour en absorber, des capacités pour en fournir. Par ailleurs, il comporte des appareils de détection des courts circuits, les disjoncteurs pour isoler immédiatement le circuit concerné [1].

I.3.2- Réseaux de distribution

Le rôle des réseaux de distribution est d'irriguer en énergie électrique le territoire et de satisfaire une nombreuse clientèle de petits industriels et de particuliers, en milieu urbain très dense comme en zone rurale à habitat dispersé. C'est dire que la conception de ces réseaux varie d'un pays à l'autre et que les solutions adoptées sont nombreuses dans le monde. Toutefois, ils ont deux caractéristiques communes :

- a. structure maillée à plusieurs niveaux de tension pour des raisons techniques et économiques : niveau HT, MT et BT.
- b. topologie radiale ou arborescente à partir des postes de transformation HT/MT, ou des postes MT/BT, où ils trouvent leur alimentation

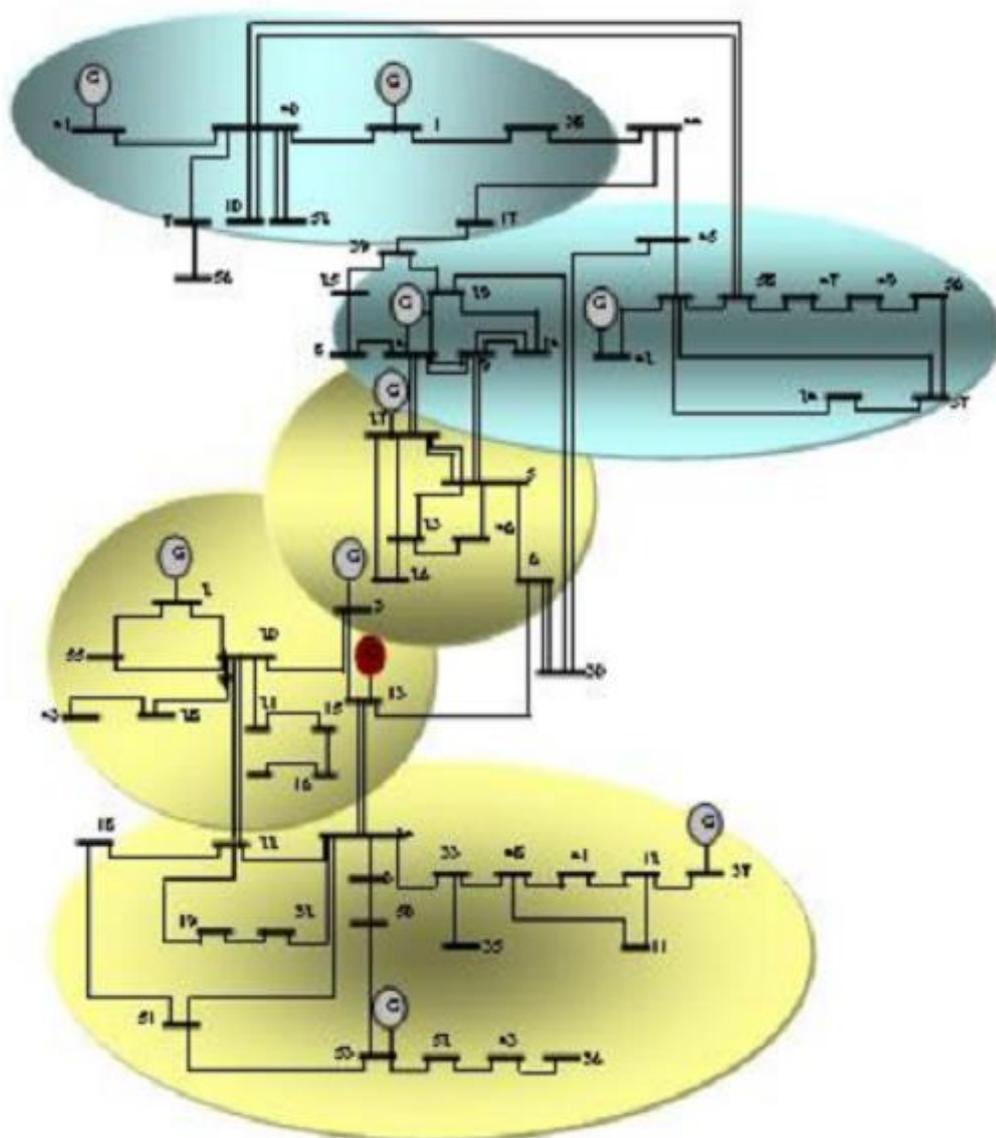


Figure I.10 : Type de schéma unifilaire maillé, 1977 Sonelgaz

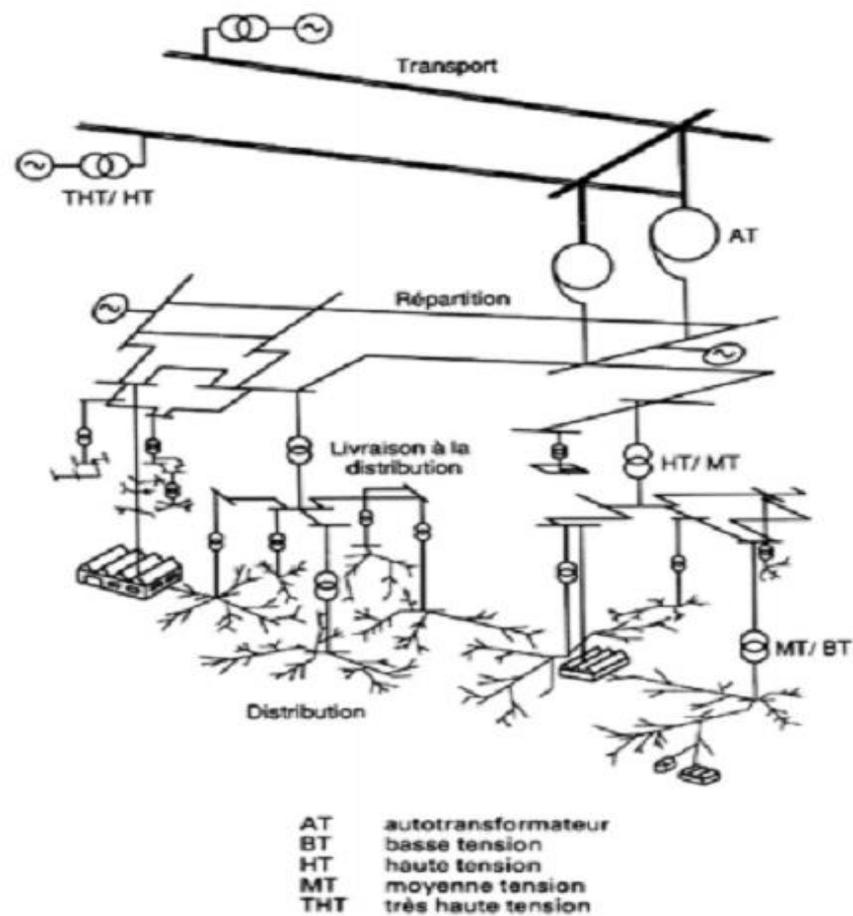


Figure I.11 : type de schéma unifilaire radial, technique de l'ingénieur

Les réseaux de distribution posent des problèmes d'exploitation pour Maintenir la qualité de service du point de vue de la tension et surtout de la continuité de la fourniture. À cet égard, la réduction des défaillances est basée, outre l'entretien sous tension, sur l'étude de plan d'intervention automatique ou manuelle pour isoler un ensemble de charges et éviter ainsi la propagation de défauts.

I.4- Réglage et protection des réseaux

Certaines contraintes sont imposées aux réseaux pour satisfaire à la qualité de service requise par la clientèle, pour protéger les équipements de production et de transport et les appareils des consommateurs, pour maintenir la stabilité de fonctionnement, notamment pour éviter la situation catastrophique d'un effondrement total ou partiel du système électrique. Elles ont pour trait principalement le maintien de la fréquence et de la tension. En situation normale, les réglages de ces deux paramètres sont considérés comme quasiment indépendants.

Dans les réseaux de transport, on cherche à maintenir un niveau de

Relatives surtout à l'isolation des lignes ; non seulement on réduit ainsi les pertes, mais on favorise la stabilité des groupes de production, donc la sécurité du réseau. Or les transits de puissance réactive entraînent des chutes de tension importantes. Il s'agit d'éviter ces transits, et à cet effet d'établir dans la mesure du possible un équilibre local entre les puissances réactives produites et celles consommées. Le réglage de la tension s'effectue donc localement, la valeur de la tension pouvant être légèrement différente selon les points du réseau. Dans les réseaux de distribution, on souhaite pour des raisons de qualité de service maintenir la tension le plus près possible de sa valeur nominale, éviter les creux qui diminuent le rendement des machines des clients, et surtout les surtensions susceptibles de dégrader leurs matériels, d'où la nécessité de faire des bilans de puissance.

I.5- Les puissances

I.5.1-Bilan de puissances

Le bilan de puissance est un outil qui va permettre de dimensionner l'installation à partir de la définition des récepteurs. C'est la première étape

essentielle de l'étude de conception d'un réseau électrique. Elle doit cerner et localiser géographiquement les valeurs des puissances actives et réactives.

I.5.2-Détermination de la puissance

La puissance d'une installation n'est pas la somme arithmétique de celle des récepteurs. Sa détermination nécessite de connaître la puissance et la localisation des récepteurs pour accéder à la puissance d'utilisation et à la détermination de la puissance du transformateur nécessaire [2].

I.5.2.1- Puissance installée

La puissance active installée, dans une entreprise représente la somme des puissances actives nominales de tous les récepteurs. Cette puissance servira ensuite, au calcul des puissances réellement consommées et ce, en utilisant des facteurs d'utilisation et de simultanéité correspondant à chaque niveau de l'installation et dont les définitions sont données ci-après [3].

I.5.2.2- Puissance utilisée

Elle représente la puissance réellement demandée au point source par les divers circuits d'une installation électrique. Elle est plus faible que la puissance installée vu que les récepteurs n'absorbent pas tous simultanément leurs puissances nominales. Son estimation permet d'évaluer la puissance réellement utilisée. Néanmoins sa détermination nécessite la connaissance des trois facteurs suivants: d'utilisation (K_u), de simultanéité (k_s) et d'extension (k_e) [4], [3].

a) Facteur d'utilisation K_u

En général, les récepteurs électriques ne fonctionnent pas à leurs puissances nominales d'où l'introduction du facteur d'utilisation pour le calcul de la puissance absorbée. 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 [4], [5].

b) Facteur de simultanéité K_s

Les récepteurs d'une installation ne fonctionnent pas simultanément. C'est pourquoi il est permis d'appliquer aux différents ensembles de récepteurs (ou de circuit) des facteurs de simultanéité. La détermination des facteurs de simultanéité nécessite la connaissance détaillée de l'installation considérée et l'expérience des conditions d'exploitation, notamment pour les moteurs et les prises de courant. On ne peut donc pas donner des valeurs précises applicables à tous les cas. Les normes NF C 14-100, NF C 63-410 et le guide UTEC 15-105 donnent cependant des indications sur ce facteur selon le nombre de récepteurs (Tableau I.1) et selon l'utilisation (Tableau I.2).

Tableau I.1 : Facteur de simultanéité selon le nombre de récepteurs

Nombre de récepteurs	Facteurs de simultanéité Ks
1 à 3	0.9
4 à 5	0.8
5 à 9	0.7
10 et plus	0.6

Tableau I.2 : Facteur de simultanéité selon l'utilisation

Utilisation	Facteurs de simultanéité KS
Eclairage, conditionnement d'air	1
Chauffage électrique, chauffe d'eau	1
Prise de courant (n : nombre de prise de courant alimenter par le même circuit)	0,1 + (0,9/n)Si n<6 0,6.....Si n>6
Moteur électrique	0.75

c) Facteur d'extension Ke

Le rôle du facteur d'extension, également appelé facteur de réserve, est de prévoir une augmentation de la puissance absorbée. Le coefficient varie de 1 à 1,5. Dans notre cas K_e varie entre un TGBT et un autre.

I.6- Conclusion

La production d'électricité est nécessaire mais pas à n'importe quel prix car le développement durable est en jeu !

Un moyen de production de l'électricité peut en remplacer un autre mais parfois, on constate que cette production peut se faire au détriment de la planète ; en effet, la consommation d'énergie, en croissance régulière, est une source de pollution considérable. L'enjeu est donc de concilier les besoins en énergie et le respect de l'environnement, en impliquant l'ensemble des acteurs concernés à savoir les gouvernants, les producteurs et les consommateurs.

Une production rationnelle et une meilleure utilisation de l'électricité font partie des actions pour mettre en œuvre cette démarche. La meilleure utilisation réside dans le dimensionnement optimal des installations en vue de limiter les surconsommations, de protéger les équipements et les utilisateurs. C'est dans cette optique que notre projet s'inscrit. Pour bien manipuler l'énergie électrique dans le cadre de dimensionnement des installations, il est nécessaire de connaître des différents types de sa production et les moyens de transport existants. Dans la suite du travail, nous entamons le dimensionnement des installations.

2^{ème} CHAPITRE

II- Méthodologie de calcul d'une installation industrielle

II.1- Introduction

Dans les installations industrielles, la continuité de la distribution de l'énergie électrique aux différents récepteurs exige un dimensionnement correct de chaque partie de l'installation : transformateurs, câbles, lignes, moteurs et organes de commande et de protection, et Dans ce travail nous illustrerons les différentes étapes à suivre pour dimensionner une installation électrique, qui nécessite une détermination précise des canalisations et leurs protections électriques, En outre l'installation doit assurer la protection des biens et des personnes sans nuire au bon fonctionnement.

II.2- Méthodologie de calcul d'une installation industrielle :

L'étude d'une installation électrique se fait méthodiquement en respectant les étapes suivantes :

1. Recueillement des données et établissement des bilans de puissance
2. Détermination des sections des câbles
3. Détermination des chutes de tension
4. Détermination des courants de court-circuit
5. Détermination des calibres In des déclencheurs des disjoncteurs
6. Choix des dispositifs de protection
7. Sélectivité des protections
8. Mise en œuvre de la technique de filiation
9. Optimisation de la sélectivité des protections
10. Vérification de la protection des personnes

II.2.1- Bilan de puissance

Pour étudier une installation, la connaissance de la réglementation est un préalable. Le mode de fonctionnement des récepteurs (régime normal, démarrage, simultanété, etc.), et la localisation, sur le plan ou des bâtiments, des puissances utilisées permettent de réaliser un bilan des puissances installées et utilisées et, ainsi, d'en déduire la puissance et le nombre des sources nécessaires au fonctionnement de l'installation. Des informations concernant la structure tarifaire sont aussi nécessaires pour faire le meilleur

choix du raccordement de l'installation au réseau au niveau de la moyenne tension ou de la basse tension [4].

II.2.2- Détermination des sections des câbles

En conformité avec les recommandations de la norme NF C 15-100, le choix de la section des canalisations et du dispositif de protection doit satisfaire aux conditions suivantes :

- La section doit supporter, durant le temps de fonctionnement, l'échauffement admissible qui se produit en régime normal.
- Elle doit supporter, en cas de court-circuit, et durant le temps qui précède la réaction des protections, l'échauffement imposé par ce régime.
- La chute de tension provoquée par le passage du courant dans les conducteurs doit être compatible avec la tension existante au départ et celle souhaitée à l'arrivée.

Une fois ces conditions sont calculées on détermine quelle est la plus petite section normalisée appartenant au type de câble choisi qui satisfait simultanément les trois conditions ci-dessus.

La détermination de la section d'un câble se fait selon les trois critères suivants :

- Calcul de la section technique
- Calcul de la section économique
- Calcul de la section sécuritaire

II.2.2.1- Section technique

La détermination de la section de l'âme d'un câble consiste à déterminer quelle est la plus petite section normalisée appartenant au type de câble choisi qui satisfait simultanément les trois conditions suivantes :

- Echauffement normal
- Chute de tension
- Surcharge due au court-circuit

II.2.2.1.1- Echauffement normal

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

II.2.2.1.2- 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 ce que nous appelons S_z .

II.2.2.1.3- Surcharge due au court-circuit

La température atteinte par l'âme à la fin d'une surcharge 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 que nous appellerons S_c .

La plus grande des trois sections S_j , S_z , S_c est la section technique nécessaire à la liaison.

II.2.2.2- Section de sécurité S_s

Elle intervient lors des défauts doubles dans le cas du régime du neutre IT, et Pour obtenir la section des conducteurs de phase, il faut [6] :

- Déterminer une lettre de sélection qui dépend du conducteur utiliser et de son mode de pose (Tableau N° 1 de l'annexe 1).
- Déterminer un coefficient K qui caractérise l'influence des différentes conditions d'installation. Ce coefficient K s'obtient en multipliant les facteurs de correction, K_1 , K_2 , K_3 , K_N et K_S :
 - Le facteur de correction K_1 prend en compte le mode de pose.
 - Le facteur de correction K_2 prend en compte l'influence mutuelle des circuits placés cote à cote.
 - Le facteur de correction K_3 prend en compte la température ambiante et la nature de l'isolant.
 - Le facteur de correction du neutre chargé K_N .
 - Le facteur de correction dit de symétrie K_s .

Les tableaux (N°2 ; N°3 ; N°4 ; N°5) de l'Annexe 1 permettent de déterminer la section des conducteurs de phase d'un circuit. Et ils ne sont utilisables que pour des canalisations non enterrées et protégées par disjoncteur.

II.2.3- Détermination des chutes de tension admissibles

L'impédance d'un câble est faible mais non nulle, lorsqu'elle est traversée par le courant de service, il y a une chute de tension entre son origine et son extrémité. La bonne marche des récepteurs étant conditionné par la valeur de la tension à leurs bornes, il est nécessaire de limiter cette chute de tension.

Le tableau II.1 donne les formules usuelles qui permettent de calculer la chute de tension dans un circuit donnée [6].

Tableau II. 1: Chute de tension de différents conducteurs

Type de distribution	Nature de la chute de tension	Chute de tension (V)	Chute de tension en (%)
Mono phase biphasé	Entre phase	$\Delta U = 2I_b L(r \cos \varphi + x \sin \varphi)$	$100 * \frac{\Delta U}{U_n}$
	Entre phase et neutre	$\Delta U = 2I_b L(r \cos \varphi + x \sin \varphi)$	$100 * \frac{\Delta U}{V_n}$
Triphasé équilibré	Avec ou sans neutre	$\Delta U = \sqrt{3} I_b L(r \cos \varphi + x \sin \varphi)$	$100 * \frac{\Delta U}{U_n}$

r : résistance linéique par unité de longueur des câbles (Ω/km) ;

x : réactance linéique par unité de longueur des câbles (Ω/km)

L : longueur du conducteur

V_n : tension simple

U_n : tension composé

II.2.3.1- Calcul de la chute de tension en ligne

La chute de tension en ligne en régime permanent est à prendre en compte pour l'utilisation du récepteur dans des conditions normales [6].

Le tableau N°6 de l'Annexe 1 donne la chute de tension en pour cent (%) pour une longueur de 100 m de câble, d'une installation 400 V/50 Hz triphasé, en fonction de la section du câble et du courant véhiculé, ces valeurs sont données pour un facteur de puissance de 0.85 ($\cos \varphi = 0.85$).

Pour des longueurs de câble différentes de 100 m ; il suffit d'appliqué au résultat le coefficient $L/100$.

II.2.3.2- Limites des chutes de tension en ligne

La norme NF C 15-100 impose que la chute de tension entre l'origine de l'installation BT et tout point d'utilisation n'excède pas les valeurs du Tableau II. 2. [6] :

Tableau II. 2: Limites des chutes de tension

Type de l'installation	Eclairage	Autre usage (force motrice)
Abonné alimenté par le réseau BT de distribution publique.	3%	5%
Abonné propriétaire de son poste HT-A/BT	6%	8%

II.2.4- Détermination des courants de court-circuit

Les courants de court-circuit dans les réseaux électriques apparaissent lors du vieillissement des câbles ou des matériels ou alors de fausses manœuvres commis par le personnel et des contacts accidentels. Le dimensionnement d'une installation électrique et des matériels à mettre en œuvre, la détermination des protections de personnes et des biens, nécessitent le calcul des courants de court-circuit en tout point du réseau.

II.2.4.1- Les différents types de court-circuit

- Court-circuit entre une phase et la terre (monophasé)
- Court-circuit entre deux phases (biphasé isolé)
- Court-circuit entre deux phases et la terre (biphasé terre)
- Court-circuit triphasé terre
- Court-circuit triphasé

II.2.4.2- Objectifs du calcul des courants de court-circuit

On calcul les courants de court-circuit pour choisir et régler convenablement les protections. Deux valeurs du courant de court-circuit doivent être connues [7] :

- Le courant maximal de court-circuit qui détermine :

- Le pouvoir de coupure (Pdc) des disjoncteurs
- La tenue électrodynamique des canalisations et de l'appareillage

Ce courant correspond à un court-circuit à proximité immédiat des bornes aval de l'organe de protection, il doit être calculé avec une bonne précision.

- Le courant minimal de court-circuit indispensable au choix de la courbe de déclenchement des disjoncteurs et des fusibles, en particulier quand :
 - La longueur des câbles est importantes ou lorsque la source est relativement impédante (générateurs, onduleurs).
 - La protection des personnes repose sur le fonctionnement des disjoncteurs ou des fusibles, c'est essentiellement le cas avec les schémas de liaison à la terre du neutre TN ou IT. Le courant de court-circuit minimal correspond à un défaut de court-circuit à l'extrémité de la liaison protégée lors d'un défaut.

II.2.4.3- Méthode de calcul des courants de court-circuit

Pour ce calcul, on adoptera la méthode des impédances et on calculera la plus forte intensité de court-circuit, qui est celle engendrée par un court-circuit triphasé, noté I_{cc} . La disposition d'un réseau de distribution de moyenne tension ou basse tension peut être généralisée selon le Tableau II.3, dans lequel on retrouve toujours les éléments suivants [8] :

- le réseau amont
- le/les transformateurs
- le/les disjoncteurs
- les câbles, les jeux de barres, les canalisations préfabriquées
- Les récepteurs (moteurs, pompes, ...)

Soit un réseau triphasé sur lequel survient un court-circuit dans les trois phases :

La valeur de l'intensité de courant de court-circuit triphasé est tirée de la relation générale :

$$U = \sqrt{3} \cdot Z \cdot I \dots\dots\dots (II - 1)$$

$$\text{Soit: } I_{cc} = \frac{mcU_0}{\sqrt{3}Z_t} \text{ kA} \dots\dots\dots (\text{II -2})$$

U_0 : tension entre phase à vide au secondaire du transformateur (V)

Z_t : impédance totale par phase en amont du défaut (m Ω)

m : facteur de charge à vide = 1.05

c : facteur de tension = 1.05

Le courant de court-circuit passe donc, par la détermination de l'impédance totale Z_t , de court-circuit. Elle est formée des éléments résistants et des éléments inductifs du réseau.

$$\text{Soit : } Z_t = \sqrt{(\sum_{i=1}^n R)^2 + (\sum_{i=1}^n X_i)^2} \dots\dots\dots (\text{II -3})$$

II.2.4.4- Détermination des courants de court-circuit

Pour le calcul des courants de court-circuit on doit opter au calcul des résistances et réactances de chaque partie de l'installation, pour cela on utilise les lois décrites dans le Tableau II.3.

Tableau II. 3: Méthodes de calcul des courants de court-circuit

partie de l'installation	schéma	Valeurs à considérer résistances (mΩ)	réactances (mΩ)
Réseau amont (1)		$R_a = 0,15 * X_a$	$Z_a = \frac{U_0^2}{S_{cc}}$ $Z_a = \sqrt{R^2 + X^2}$ S_{cc} : la puissance de court-circuit.
Transformateur		$R_t = \frac{W_c * U^2}{S^2} * 10^{-3}$ W_c = pertes cuivre (W) S = puissance apparente du transformateur (kVA)	$X_t = \sqrt{Z_2^2 - R_2^2}$ $Z = \frac{U_{cc}}{100} * \frac{U^2}{S}$ U_{cc} = tension de court-circuit du transfo (en %)
en câbles (3)		$R_3 = \rho \frac{L}{S}$ $\rho = 22,5 \text{ m}\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ (Cu) ou $36 \text{ m}\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ (Al) L en m et S en mm^2	$X_3 = 0,09L$ (câbles uni jointifs) (mΩ) $X_3 = 0,13L$ (câbles uni espacés) (mΩ) ; L en m
en barre		$R_3 = \rho \frac{L}{S}$ $\rho = 22,5 \text{ m}\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ (Cu) ou $36 \text{ m}\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ (Al) L en m et S en mm^2	$X_3 = 0,15L$ (mΩ) L en m
disjoncteur Rapide		R_4 négligeable	X_4 négligeable
sélectif		R_4 négligeable	$X_4 = 0,156$ (mΩ)
Moteur		$R_m = 0,2 * X_m$	$X_m = \frac{X_m \% * U_n^2}{100 * \left(\frac{P_n}{\cos \varphi * \mu} \right) * 10^3}$ U_n : tension au secondaire du transformateur. $X_m \%$: réactance des moteurs en %. P_m : puissance active des moteurs. μ : rendement des moteurs. $\cos \varphi$: facteur de puissance.

II.2.5- Calibrage des déclencheurs des disjoncteurs

Le calibre du disjoncteur est normalement choisi en fonction de la section des canalisations qu'il protège. Ces canalisations sont définies à partir du courant d'emploi des récepteurs. Ce courant d'emploi est [6] :

- Soit fourni directement par le constructeur
- Soit calculé simplement à partir de la puissance nominale et de la tension d'utilisation. Souvent celui-ci peut être choisi immédiatement supérieur au courant d'emploi dans la liste des calibres existants.

II.2.6- Choix des dispositifs de protection

La protection des circuits contre les surintensités due aux surcharges ou aux courts circuits et la protection des personnes contre les contacts indirects nécessite une bonne précision du choix de l'appareille de protection.

L'appareillage électrique se situe entre la production et l'utilisation de l'énergie électrique il assure le contrôle de l'énergie transporté.

II.2.6.1- Choix des appareils de protections

L'étude de l'installation électrique est fondée sur la détermination correcte des canalisations et leur protection en commençant au bout de l'installation pour aboutir aux circuits terminaux, cette étude se fait méthodiquement en tenant compte des étapes suivantes :

- Détermination des caractéristiques du réseau (tension, fréquence, puissance de transformateurs utilisé,...etc.)
- Détermination des sections des câbles.
- Détermination de la chute de tension en fonction des caractéristiques des canalisations (longueurs et section des câbles)
- Détermination des courants de court-circuit
- Choix des dispositifs de protections
- Sélectivité des protections
- Vérification de la protection des personnes contre les contacts indirects

II.2.6.2- Détermination des caractéristiques du disjoncteur

- La tension nominale du disjoncteur doit être supérieure ou égale à la tension entre phases du réseau

- La fréquence nominale du disjoncteur doit correspondre à la fréquence du réseau.
- L'intensité de réglage ou le calibre du déclencheur du disjoncteur doit être supérieur au courant permanent véhiculé par l'artère sur laquelle il est installé et doit être inférieur au courant admissible par cette artère.
- Un disjoncteur est équipé d'un bloc de protection (ou déclencheur) magnétothermique ou électrique dont le rôle est de provoquer l'ouverture de l'appareil lorsque le courant dépasse une certaine valeur.
- C'est la plus grande intensité de courant de court-circuit (courant présumé) qu'un disjoncteur peut interrompre sous une tension donnée, il s'exprime en kA efficace.

II.2.6.3- Courant présumé

C'est le courant qui s'en couperait dans le cas de courts circuit en l'absence de toute protection sa valeur de crête est d'autant plus élevé que le facteur de puissance est faible.

- En respectant les conditions ci-dessous, le disjoncteur assure la protection contre les courants de court-circuit, à l'aide de son déclenchement magnétique satisfait les conditions suivantes :
- $I_b \leq I_n \leq I_z$ (II -4)
- $P_{dc} \geq I_{cc}$ (II -5)

I_b : courant d'emploi de circuit.

I_n : courant nominale ou de réglage de dispositif.

I_z : courant admissible de la canalisation.

P_{dc} : pouvoir de coupure de l'appareil de protection.

I_{cc} : courant de court-circuit.

II.2.6.4- Le pouvoir de limitation

Le pouvoir de limitation d'un disjoncteur traduit sa capacité plus au moins grande à ne laisser passer sur le court-circuit qu'un courant de défaut présumé.

II.2.6.5- Les principes de déclenchement

Le type de protection assuré par le disjoncteur dépend essentiellement de la nature de déclenchement :

- Déclencheur à maximum de courant
- Déclencheur à maximum de tension
- Déclencheur à retour de courant en courant continu seulement
- Déclencheur à courant différentiel résiduel
- Déclencheur thermique à bilame (surcharge)
- Déclencheur magnétique instantané (court-circuit)

II.2.6.6- Règle générale de la protection

Conformément à la NFC15-100 un appareil (disjoncteur ou fusible) assurera correctement la protection d'un câble contre les surintensités s'il est choisi en fonction des équations de courant de court-circuit (II -2) et de l'impédance totale (II -3) sachant que :

$$I_b = \frac{P}{3.U.I.\cos\phi.\eta}$$

P : puissance active.

η : Rendement de moteur.

I_b : courant d'emploi de circuit.

II.2.7- La sélectivité

Dans une installation radial l'objectif de la sélectivité est de déconnecter du réseau le récepteur ou le départ en défaut, et seulement celui-ci, en maintenant sous tension la plus grande partie possible de l'installation.

Elle permet ainsi d'allier sécurité et continuité de service, et facilite la localisation du défaut.

C'est une notion particulièrement importante pour les appareils de forte puissance, ceux-ci étant généralement situés en tête de l'installation et leurs déclanchement injustifié ayant de ce fait des conséquences d'autant plus importantes.

La sélectivité est dite totale si elle est garantie quelle que soit la valeur du courant de défaut, jusqu'à la valeur maximal disponible dans l'installation. Elle est dit partielle dans le cas contraire.

A chaque type de défaut correspond un dispositif de protection spécifique (protection contre les courants de surcharge, de court-circuit de défaut à la terre, ou contre les manques de tension.)

Chacun de ces défauts peut provoquer une perte de sélectivité si la coordination des dispositifs de protection n'a pas été prise en compte.

C'est la coordination des dispositifs de coupure automatique de tel sort qu'un défaut, survenant en un point quelconque du réseau, soit éliminé par le disjoncteur placé immédiatement en amont du défaut, et par lui seul.

II.2.7.1- Sélectivité totale

Dans une sélectivité totale, quelle que soit l'intensité de courant de défaut dans une portion du réseau, c'est l'appareil chargé d'assurer la protection de cette portion et seulement lui qui agit (figure II.1) [6].

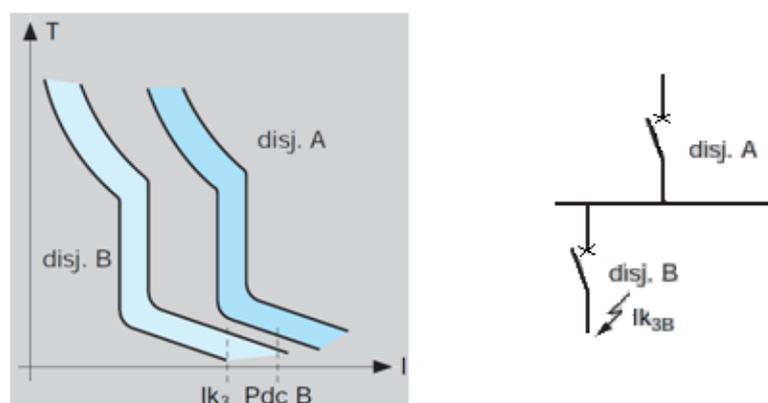


Figure II.1 principe de la sélectivité totale

II.2.7.2- Sélectivité partielle

La sélectivité est partielle si la condition ci-dessus n'est pas respectée jusqu'au plein courant de court circuit, mais seulement jusqu'à une valeur inférieure. Cette valeur est appelée limite sélectivité [6].

Cette sélectivité n'est obtenue que pour une certaine gamme de courants (figure II.2).

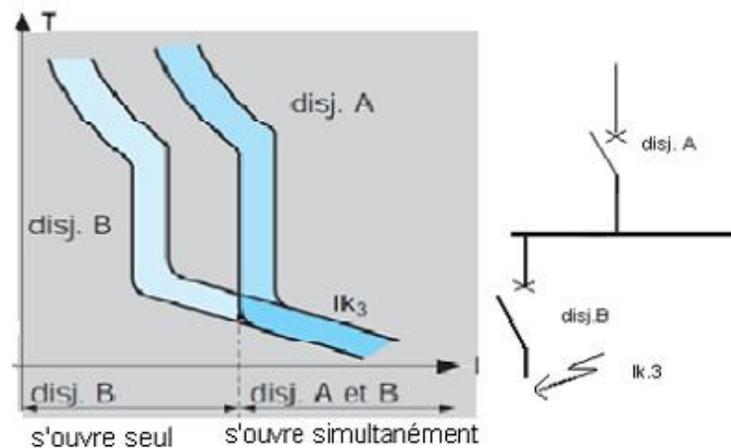


Figure II.2 : Principe de la sélectivité partielle

II.2.7.3- Sélectivité ampérométrique

Elle résulte de l'écart entre les seuils des déclencheurs instantanés ou un court retard des disjoncteurs successifs. Surtout utilisée en distribution terminale, elle fait appel à des disjoncteurs rapides, dépourvus de dispositif de retard intentionnel au déclenchement.

Elle s'applique dans le cas de défauts de court-circuit et conduit généralement à une sélectivité partielle. Elle est d'autant plus efficace que les courants de défaut sont différents selon qu'ils apparaissent en un point ou un autre du réseau, ceci du fait de la résistance non négligeable des conducteurs de faible section (figure II.3). La zone de sélectivité est d'autant plus importante que l'écart entre les seuils des déclencheurs instantanés de D1 et de D2 est important, et que le point de défaut est éloigné de D2

($I_{cc\ faible} < I_{ins\ de\ D1}$). Le rapport minimal entre I_{ins1} et I_{ins2} est de 1,5 pour tenir compte de la précision des seuils.

$$I_{ins1}/I_{ins2} > 1.5$$

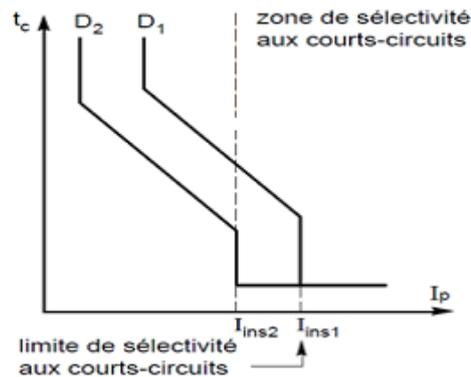


Figure II.3: Sélectivité ampérométrique

II.2.7.4- Sélectivité chronométrique

Pour garantir une sélectivité totale, les courbes de déclenchement des deux disjoncteurs ne doivent se superposer en aucun point quelle que soit la valeur du courant de court-circuit présumé.

Pour les courants de défaut importants, la sélectivité totale est garantie si les deux parties horizontales des courbes, à droite de I_{ins1} , sont distinctes. Plusieurs solutions sont utilisées pour atteindre cet objectif (figure II.4):

- la plus classique consiste à choisir des disjoncteurs sélectifs équipés d'un dispositif de retard intentionnel.
- la deuxième s'applique seulement au dernier étage de la distribution et consiste en l'utilisation d'un disjoncteur limiteur.

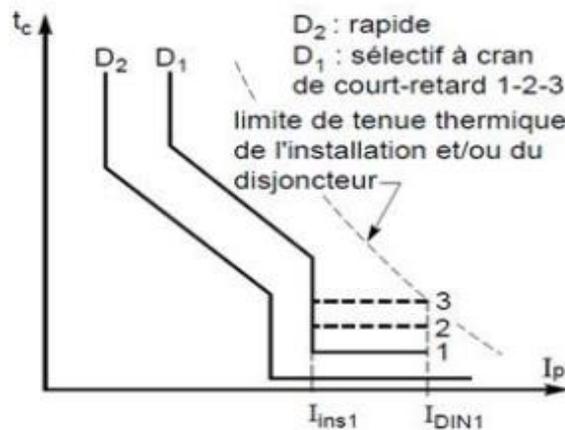


Figure II.4: Sélectivité chronométrique

II.2.8- La filiation

La filiation est l'utilisation du pouvoir de limitation des disjoncteurs, qui permet d'installer en aval des disjoncteurs ayant un pouvoir de coupure très inférieur au courant de court-circuit présumé [9].

II.2.8.1- Conditions de mise en œuvre

L'utilisation d'un appareil de protection possédant un pouvoir de coupure moins important que le courant de court-circuit présumé en son point d'installation est possible si un autre appareil est installé en amont avec le pouvoir de coupure nécessaire. Dans ce cas les caractéristiques de ces deux appareils doivent être telles que l'énergie limitée par l'appareil amont ne soit pas plus importante que celle que peut supporter l'appareil aval et que les câbles protégés par ces appareils ne subissent aucun dommage.

II.2.8.2- Avantages de la filiation

Grâce à la filiation, des disjoncteurs possédant des pouvoirs de coupeurs inférieurs au courant de court-circuit présumé de l'installation peuvent être installés en aval de disjoncteurs limiteurs. Il s'en suit que de substantielles économies peuvent être fait au niveau de l'appareillage et des tableaux.

II.2.9- Protection contre les chocs électriques

II.2.9.1- Protection contre les contacts directs

C'est le contact d'une personne avec une partie active normalement sous tension d'un matériel ou d'un équipement électrique (phase ou neutre).

En moyenne tension, la notion de contact direct est beaucoup plus sévère qu'en BT, et les moyennes tensions mise en œuvre pour la protection sont plus contraignantes bien qu'il soit de même nature [10].

Principaux moyens mis en œuvre [11]

La protection s'effectue principalement par :

- L'isolation des parties actives (conducteurs actifs y compris le neutre et pièces conductrices normalement sous tension).
- L'inaccessibilité des parties actives :
 - Au moyen de barrières ou d'enveloppes (coffrets, armoires).
 - L'ouverture de l'enveloppe ne doit se faire que sous certaines conditions (clef...).
 - Au moyen d'obstacles : localement à au moins 100 mm d'une partie active.
- Dispositions complémentaires de La protection par dispositifs à courants différentiels résiduels à haute sensibilité inférieur ou égale à 30 mA est complémentaire aux précédentes dispositions mais non suffisante.
- L'utilisation d'une très basse tension de sécurité: Tension secondaire inférieur à 25 V, tension d'isolement primaire / secondaire de 400 V présente des conditions d'installation si sévères (respect des tensions d'isolement en tout point de l'installation) que les utilisations sont très limitées : baladeuse, jouet, sonnerie...

II.2.9.2- Protection contre les contacts indirects

Il s'agit du contact accidentel de personnes avec un conducteur actif (phase ou neutre) ou une pièce conductrice habituellement sous tension. Dans

le cas où le risque est très important, Les mesures de protection consistent à mettre ces parties actives hors de portée ou à les isoler par l'utilisation d'isolants, d'enveloppes, de barrières. Une mesure complémentaire contre les contacts directs consiste à utiliser des dispositifs différentiels résiduels (DDR) instantanés à haute sensibilité.

- **Mise à la terre**

Toutes les masses des matériels électriques de l'installation et tous les éléments conducteurs accessibles doivent être reliés à la terre par un conducteur de protection : PE de couleur J/V. Exceptions : les matériels de classe II et les circuits alimentés en Très Basse Tension de Sécurité (TBTS) [11].

- **Coupure automatique**

Lorsqu'un défaut d'isolement apparaît entre deux masses (ou une masse et un élément conducteur qui peut être la terre) simultanément accessibles, il y a apparition d'une tension de contact.

La protection vis-à-vis des contacts indirects doit être réalisée par une coupure automatique de l'alimentation de façon à empêcher le maintien d'une tension de contact dangereuse pendant une durée telle qu'il risque d'en résulter un danger pour les personnes.

La coupure est obligatoire si elle dépasse la tension limite UL, soit 50 V pour les locaux secs ou humides comme dans notre cas. Le Tableau II.4 et la Figure II.5 donnent le temps de coupure maximal du dispositif de protection à installer selon le type du local

(Local sec ou humide et local mouillé) selon qu'il s'agisse d'une installation en courant alternatif ou en courant continu.

Tableau II. 4: Temps de coupure maximal du dispositif de protection selon les tensions de contact

Tension de contact présumée(V)	Temps de coupure maximal du dispositif de protection (s)	
	Courant alternatif	Courant continu
Locaux ou emplacements secs ou humides : $U_L \leq 50V$		
<50	-	-
50	5	5
75	0.60	5
90	0.45	5
120	0.34	5
150	0.27	1
220	0.17	0.40
280	0.12	0.30
350	0.08	0.20
500	0.04	0.1
Locaux ou emplacements mouillés $U_L \leq 25V$		
25	5	5
50	0.48	5
75	0.30	2
90	0.25	0.80
110	0.18	0.50
150	0.10	0.25
220	0.05	0.06
280	0.02	0.02

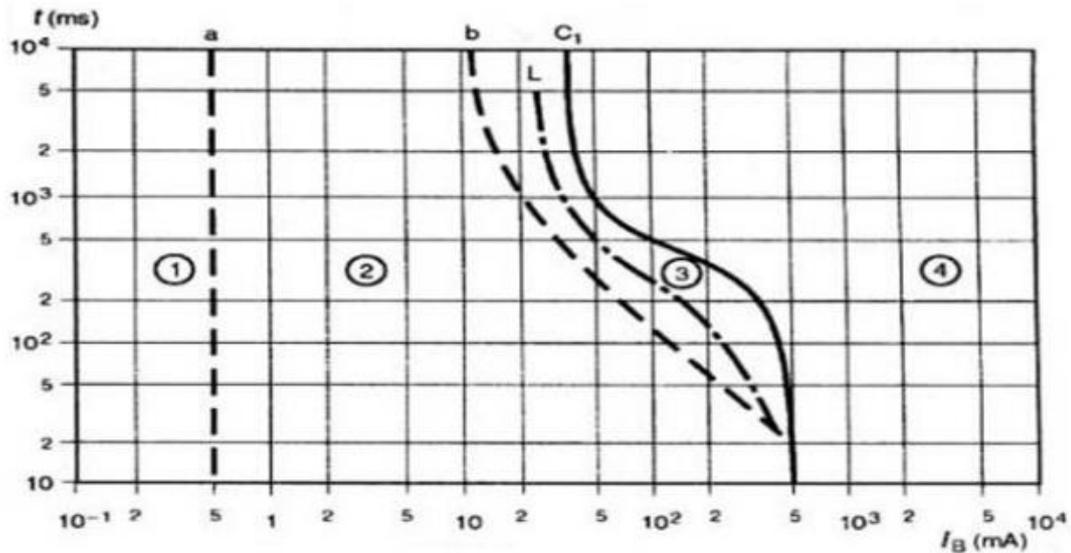


Figure II. 5 : Zones temps-courant des effets du courant alternatif sur le corps humain.

I_b : courant passant par le corps humain

t : durée de passage du courant

L : courbe donnant le temps de coupure, c'est-à-dire le temps pendant lequel le courant peut passer par le corps humain sans provoquer d'effets dangereux

La norme CEI 479 donne les courbes de temps en fonction des intensités traversant le corps humain et fixe les zones dangereuses et non dangereuses.

- **Zone 1:** aucune réaction.
- **Zone 2:** aucun effet physiologique dangereux.
- **Zone 3 :** aucun dommage organique, mais probabilité de contractions musculaires et de difficultés de respiration jusqu' à la courbe C_1 . Possibilité de risques cardiaques jusqu' à C_3 .
- **Zone 4:** risque d'arrêt du cœur, de la respiration et de brûlures graves.

II.2.10- Conclusion

Dans ce travail, nous avons présenté un récapitulatif des étapes à suivre pour le dimensionnement d'une installation industrielle assurant un

fonctionnement fiable par un choix judicieux des éléments de l'installation et la mise en œuvre des protections des matériels et des personnes.

3^{ème} CHAPITRE

III- Calcul des puissances et détermination de la charge totale

III.1- Introduction

Dans ce chapitre nous allons calculer la puissance installée et la puissance utilisée pour pouvoir choisir et dimensionner le transformateur adéquat, nous déterminerons le facteur de puissance et nous allons l'améliorer en compensant l'énergie réactive par des batteries de condensateurs.

III.2- Calcul de la puissance installée du TGBT

Tableau III .1 : Bilan de puissance installée armoire ECDI du TGBT

équipements	Cos ϕ	Pn (w)	Un (V)	IN (A)	Qn (var)	Sn (va)
Aeroréfrigérant 1A	0.92	87000	400	149	40457.82	95947.04
Aeroréfrigérant 1B	0.92	87000	400	149	40457.82	95947.04
Aeroréfrigérant 2	0.92	87000	400	149	40457.82	95947.04
P1200	0.86	22000	400	40.5	14318.45	2624.15
P1580	0.9	15000	400	26.5	8002.82	8142.18
P1026	0.88	4000	400	7.65	2517.39	4726.23
P391	0.87	3000	400	10.2	3484.28	4597.84
P1570	0.85	75000	400	136	49635.34	89937.01
Compresseur 1	0.85	1320	400	214	986.66	1648
Compresseur 2	0.87	1110	400	178	1218.11	1648
Départ armoire moeller		459478	400		217562.21	508383.07
armoire ECDI		841908			419098.72	542477.28

Tableau III.2 : Bilan de puissance installée armoire molaire colone1 du TGBT

équipements	Cos ϕ	Pn (w)	Un (V)	IN (A)	Qn (var)	Sn (va)
P 165	0.88	5500	400	10.9	3586.87	6566.25
P 305	0.89	7500	400	14.7	4643.71	8821.22
S 170	0.89	22000	400	38.7	12225.28	25168.58
V 312	0.87	750	400	3	1024.78	1269.91
ES 312	0.8	3500	400	5.2	2161.59	4113.69
ES313	0.85	4000	400	6.7	2445.27	4688.21
M 314	0.7	550	400	1.5	742.15	923.74
AG310 A	0.8	750	400	2.15	893.73	1166.73
AG310 B	0.8	750	400	2.15	893.73	1166.73
AG310 C	0.8	750	400	2.15	893.73	1166.73
P 360	0.82	2200	400	4.8	1903.41	2909.12
F 420A	0.81	11000	400	2.55	1036.04	11048.68
F 420B	0.81	11000	400	2.55	1036.04	11048.68
AG500	0.8	750	400	3.3	1371.78	1563.42
10 pc salle contrôle		4000		2.5	/	4000
colone1		75000			34858.11	32724.49

Tableau III .3 : Bilan de puissance installée armoire molaire colone2 du TGBT

Equipements	Cos ϕ	P _n (w)	U _n (V)	I _N (A)	Q _n (var)	S _n (va)
P 535	0.87	2200	400	5.15	1759.22	2816.88
P 520	0.86	5500	400	12	4242.5	6946.13
P 545	0.87	2200	400	5.15	1759.22	2816.88
P 555	0.85	2200	400	5.15	1879.57	2893.57
P V 571	0.94	3000	400	6.8	1607.33	3403.45
P 615A	0.81	5500	400	11.25	4570.76	7151.35
P 615B	0.81	5500	400	11.25	4570.76	7151.35
P 615C	0.81	5500	400	11.25	4570.76	7151.35
P 1015	0.86	2200	400	4.5	2681.21	3468.27
P 1028	0.89	9000	400	16.4	5180.73	10384.6
P 205	0.91	18500	400	32.5	9335.59	20722.04
M 316	0.55	370	400	1.33	769.56	835.88
P 320A	0.91	18500	400	32	9191.96	20657.74
P 320B	0.91	18500	400	32	9191.96	20657.74
P 320C	0.91	18500	400	32	9191.96	20657.74
P 505	0.8	11000	400	21	8729.53	14042.96
P 365	0.89	11000	400	20.5	6475.82	12764.7
P 1025	0.87	3000	400	5.9	2015.41	3614.12
Colone 2		142170		266.13	87723.85	49405.47

Tableau III.4 : Bilan de puissance installée armoire molaire colone3 du TGBT

Equipements	Cos ϕ	Pn (w)	Un (V)	IN (A)	Qn (var)	Sn (va)
P 105	0.9	15000	400	27	8153.82	17072.92
P 1100	0.9	15000	400	27	8153.82	17072.92
P 405	0.88	30000	400	53	17440.78	34701.30
P 525	0.92	22000	400	39.5	10725.3	24475.13
UV 1		17000	400	22	8347.25	18938.75
UV 2		17000	400	22	8347.25	18938.75
UV 3		17000	400	22	8347.25	18938.75
P 1300	0.92	18500	400	31.5	8553.16	20381.52
MS 620	0.9	12500	400	28	8455.81	15091.41
MS 610	0.9	12500	400	28	8455.81	15091.41
Récepteurs alimenté à partir d'armoire éclairage		65808	220/400	/	/	65808
Colone 3		242308			94980.25	93079.59

Le bilan de puissance effectué, donne la puissance installée suivante :

Tableau III .5 bilan de puissance a installé

CHARGE	S (VA)
TGBT	542477.28

III.3- Calcul de la puissance d'utilisation

III.3.1- Puissance utile d'une charge P_{ui}

L'estimation de la puissance réellement absorbée par une charge électrique tient compte du taux de charge du récepteur par rapport à sa puissance nominale. Ainsi, la détermination de cette puissance nécessite une bonne connaissance du facteur d'utilisation [12].

Elle est donnée par la relation suivante :

$$P_{ui} = K_u * P_n \quad (\text{III -1})$$

P_{ui} : Puissance utile demandée

P_n : Puissance nominale

K_u : Facteur d'utilisation

III.3.2- Puissance utile dans une branche P_{uj}

Cette puissance est déterminée en établissant la somme de toutes les puissances utiles du groupe de récepteurs alimenté par la même branche, multipliée par le facteur de simultanéité correspondant. Elle est donnée par la relation suivante :

$$P_{uj} = K_s * \sum_{i=1}^n P_{ui} \quad (\text{III -2})$$

P_{uj} : Puissance utile dans une branche

K_s : Facteur de simultanéité

n : Nombre de récepteurs

Cette puissance 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.

$$P_{ut} = K_s * K_e \sum_{j=1}^n P_{uj} \quad (\text{III -3})$$

P_{ut} : Puissance utile totale dans l'installation,

K_e : Facteur d'extension

Calcul de la puissance d'utilisation

Tableau III .6 : Bilan de puissance d'utilisation armoire ECDI du TGBT

Equipements	Ku	Pui(w)	Qui (var)	Sui (va)	Puj(w)	Quj (var)	Suj (va)
Aeroréfrigérant 1A	0.75	65250	30343.36	71960.28	39150	18206.01	43176.16
Aeroréfrigérant 1B	0.75	65250	30343.36	71960.28	39150	18206.01	43176.16
Aeroréfrigérant 2	0.75	65250	30343.36	71960.28	39150	18206.02	43176.16
P1200	0.75	16500	10738.83	1968.11	9900	6443.29	1180.866
P1580	0.75	11250	6002.11	6106.63	6750	3601.26	3663.97
P1026	0.75	3000	1888.04	3544.67	1800	1132.82	2126.80
P391	0.75	2250	2613.21	3448.38	1350	1567.92	2069.02
P1570	0.75	56250	37226.5	67452.75	33750	22335.9	40471.65
Compresseur 1	0.75	990	739.99	1236	594	443.99	741.6
Compresseur 2	0.75	832.5	913.58	1236	499.5	548.14	741.6
Départ armoire moeller	0.75	281107.87	169431.9	328220.66	168664.72	10166.34	196932
armoire ECDI Ks=0.6		567930.37	320584.24	652164.97	340758.22	192350.54	391298.98

Tableau III.7 : Bilan de puissance d'utilisation armoire molaire colone1 du TGBT

équipements	Ku	Pui(w)	Qui (var)	Sui (va)	Puj(w)	Quj (var)	Suj (va)
P 165	0.75	4125	2690.15	4924.68	2475	1614.09	2984.80
P 305	0.75	5625	3482.78	6615.91	3375	2089.66	3969.54
S 170	0.75	16500	9168.96	18876.43	9900	5501.37	11325.85
V 312	0.75	562.5	768.58	952.43	337.5	461.14	571.45
ES 312	0.75	2625	1621.19	3085.26	1575	972.71	1851.15
ES313	0.75	3000	1833.95	3516.1	1800	1100.37	2109.66
M 314	0.75	412.5	556.61	692.8	247.5	333.96	415.68
AG310 A	0.75	562.5	670.29	875.04	337.5	402.17	525.02
AG310 B	0.75	562.5	670.29	875.04	337.5	402.17	525.02
AG310 C	0.75	562.5	670.29	875.04	337.5	402.17	525.02
P 360	0.75	1650	1427.55	2181.84	990	856.53	1309.10
F 420A	0.75	8250	777.03	8286.51	4950	466.21	4971.90
F 420B	0.75	8250	777.03	8286.51	4950	466.21	4971.90
AG500	0.75	562.5	1028.83	1172.56	337.5	617.29	703.53
10 pc salle contrôle	1	4000		4000	2400	/	2400
colone1 Ks=0.6		57250	26143.52	62936.84	34350	15686.11	37762.10

Tableau III .8 : Bilan de puissance d'utilisation armoire molaire colone2 du TGBT

Equipements	Ku	Pui(w)	Qui (var)	Sui (va)	Puj(w)	Quj (var)	Suj (va)
P 535	0.75	1650	1319.41	2816.88	990	791.64	1690.12
P 520	0.75	4125	3181.87	5209.59	2475	1909.12	3125.75
P 545	0.75	1650	1319.41	2112.66	990	791.64	1267.59
P 555	0.75	1650	1409.67	2170.17	990	845.80	1302.10
P V 571	0.75	2250	1205.49	2552.58	1350	723	1531.54
P 615A	0.75	4125	3428.07	5363.51	2475	2056.84	3218.10
P 615B	0.75	4125	3428.07	5363.51	2475	2056.84	3218.10
P 615C	0.75	4125	3428.07	5363.51	2475	2056.84	3218.10
P 1015	0.75	1650	2010.9	2601.2	990	1206.54	1560.72
P 1028	0.75	6750	3885.54	7788.45	4050	2331.32	4673.07
P 205	0.75	13875	7001.69	15541.53	8325	4201.01	9324.91
M 316	0.75	277.5	577.17	626.91	166.5	346.30	376.14
P 320A	0.75	13875	6893.97	15493.3	8325	4136.38	9295.98
P 320B	0.75	13875	6893.97	15493.3	8325	4136.38	9295.98
P 320C	0.75	13875	6893.97	15493.3	8325	4136.38	9295.98
P 505	0.75	8250	6547.14	10532.22	4950	3928.28	6319.33
P 365	0.75	8250	4856.86	9573.52	4950	2914.11	5744.11
P 1025	0.75	2250	1511.55	2710.59	1350	906.93	1626.35
Colone 2 Ks=0.6		106627.5	65792.82	125292.13	63976.5	39475.69	75175.28

Tableau III.9 : Bilan de puissance d'utilisation armoire molaire colone3 du TGBT

Equipements	Ku	Pui(w)	Qui (var)	Sui (va)	Puj(w)	Quj (var)	Suj (va)
P 105	0.75	11250	6115.36	12804.69	6750	3669.21	7682.51
P 1100	0.75	11250	6115.36	12804.69	6750	3669.21	7682.81
P 405	0.75	22500	13080.58	26025.97	13500	7848.34	15615
P 525	0.75	16500	8043.97	18356.34	9900	4826.38	11013.80
UV 1	1	17000	8347.24	18938.75	10200	5008.34	11363.25
UV 2	1	17000	8347.24	18938.75	10200	5008.34	11363.25
UV 3	1	17000	8347.24	18938.75	10200	5008.34	11363.25
P 1300	0.75	13875	6414.87	15286.14	8325	3865.12	9171.63
MS 620	0.75	9375	6341.85	11318.55	5625	3805.11	6791.13
MS 610	0.75	9375	6341.85	11318.55	5625	3805.11	6791.13
Récepteurs alimenté à partir d'armoire éclairage	1	65808		65808	39484.8	/	39484.8
Colone 3 Ks=0.6		210933	77495.56	224718.25	126559.8	46497.33	134830.95

III.3.3- La Charge totale de la TGBT

Tableau III.10 Valeurs des puissances de la raffinerie de sucre liquide

charges	Puj(w)	Quj (var)	Suj (va)
TGBT(S.L)	340758.22	192350.54	391298.98

III.3.4- Détermination de facteur de puissance totale

Tableau III .11 Valeur de Facteur de puissance total

charges	Puj(w)	Suj (va)	Cos ϕ
TGBT(S.L)	340758.22	391298.98	0.87

III.4- Choix et Dimensionnement du transformateur

Le réseau délivre une moyenne de tension de 30 Kv, et au sein du projet la tension au niveau des récepteurs est de 400V [5]

Après le calcul des puissances, on choisira des transformateurs de puissance normalisé dans le Tableau III .12

Tableau III.12 : Puissances et tension normalisées des transformateurs

Transformateur sur poteau (KVA)	25-50-100
Transformateurs en cabine (KVA)	25-50-100-160-250-400-630-800-1000-1250-1600-2000-3150
Tension primaires (KV)	5.5-10-15-20-30
Tension secondaires (KV)	231-400

Le choix des transformateurs se portera sur :

Le transformateur : 630 KVA

Après avoir effectué le bilan de puissance, et le choix de transformateur nécessaire pour l'installation de la raffinerie de sucre liquide ce dernier porte les caractéristiques suivantes :

Tableau III.13: Caractéristique de transformateur choisi

Transformateur	Puissance apparente (KVA)	Tension primaire (KV)	Tension secondaire (V)	Courant primaire (A)	Courant secondaire (A)	Rapport de transformation	Tension de Court-circuit en %
transfo	630	30	400	12.12	909.32	0.0133	6%

III.5- Compensation de l'énergie réactive

III.5.1- Introduction

L'énergie électrique est essentiellement distribuée aux utilisateurs sous forme de courant alternatif par des réseaux en haute, moyenne et basse tension.

L'énergie consommée est composée d'une partie "active", transformée en chaleur ou mouvement, et d'une partie "réactive" transformée par les actionneurs électriques pour créer leurs propres champs électromagnétiques.

L'utilisateur ne bénéficie que de l'apport énergétique de la partie "active" ; la partie "réactive" ne peut pas être éliminée, mais doit être compensée par des dispositifs appropriés. L'énergie totale soutirée au réseau de distribution sera ainsi globalement réduite.

Les économies d'énergie réalisées se chiffrent par dizaines de pour cent de la consommation globale, situant les procédés de compensation d'énergie réactive en première ligne du combat pour la réduction de l'impact des activités humaines sur l'écosystème de notre planète.

III.5.2- Le principe de la compensation

De nombreux récepteurs consomment de l'énergie réactive pour créer les champs électromagnétiques (moteurs, transformateurs, ballasts de tubes fluorescents, etc.).

Compenser l'énergie réactive, c'est fournir cette énergie à la place du réseau de distribution par l'installation des batteries de condensateurs, sources d'énergie réactive de puissance Q_c , des machines tournantes de types synchrones ou asynchrone, mais actuellement (sauf exception), leur emploi a été abandonné principalement à cause de leur entretien onéreux.

Pratiquement, on utilise les condensateurs statiques dont le diélectrique est constitué d'un papier imprégné de liquide isolant, ces condensateurs sont regroupés en série, parallèle pour constituer des batteries de condensateur, qui peuvent être directement raccordées en BT ou MT.

Dans installation, la distance entre la TGBT et la batterie ne doit pas dépasser 15m. ce dispositif doit être mis au plus près de la charge pour éviter que l'énergie réactive ne soit appelée sur le reseau.la puissance réactive des condensateurs a mettre en œuvre, doit être déterminée en fonction de la puissance de l'installation, du facteur de puissance($\cos \phi$)d'origine et du $\cos \phi$ requis a l'arrivée. [13]

III.5.3- Matériel et mode de compensation d'énergie réactive

En basse tension, la compensation est réalisée avec deux familles de produits :

- Les condensateurs de valeurs fixes.
- Les équipements à régulation automatique ou batteries automatiques qui permettent d'ajuster en permanence la compensation aux besoins de l'installation, elles permettent l'adaptation immédiate de la compensation aux variations de la charge.

Ce type d'équipement permet l'adaptation automatique de la puissance réactive fournie par les batteries de condensateurs en fonction d'un $\cos \phi$ désiré et imposé en permanence.

Il est utilisé dans le cas ou la puissance active varie dans des proportions importantes, c'est-à-dire essentiellement aux bornes des tableaux généraux BT et pour les gros départs.

III.5.3.1- Mode de compensation

La compensation d'une installation peut être réalisée de différentes façons [14] :

1. Globale :

La batterie est raccordée en tête d'installation Et assure une compensation pour l'ensemble de l'installation, Elle reste en service de façon permanente pendant la marche normale de l'usine (Figure III.1).

Lorsque la charge est stable et continue, une compensation globale convient.

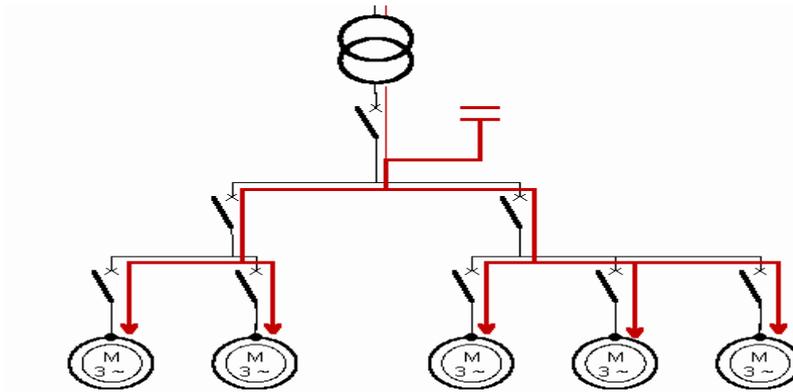


Figure III.1 Compensation globale

2. Partielle :

La batterie est raccordée au tableau de distribution et fournit l'énergie réactive par atelier à un groupe de récepteurs. Une grande partie de l'installation est soulagée, en particulier les câbles d'alimentation de chaque atelier (Figure III.2).

Une compensation partielle est conseillée lorsque l'installation est étendue et comporte des ateliers dont les régimes de charge sont différents.

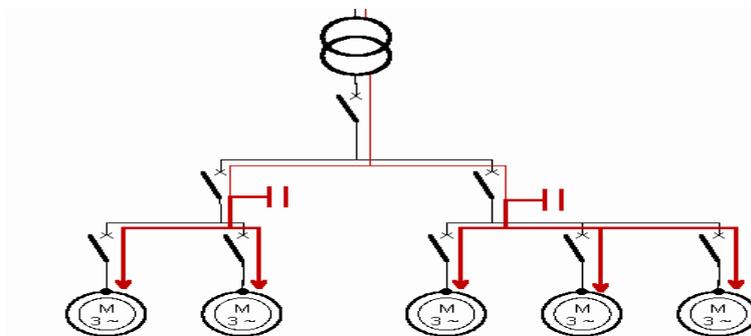


Figure III.2 Compensation partielle

3. Locale : (individuelle) :

La batterie est raccordée directement aux bornes de chaque récepteur de type inductif. Lorsqu'elle est possible, cette compensation produit l'énergie réactive à l'endroit même où est consommée et en quantité ajustée aux besoins (Figure III.3).

Une compensation individuelle est à envisager lorsque la puissance de certains récepteurs est importante par rapport à la puissance totale.

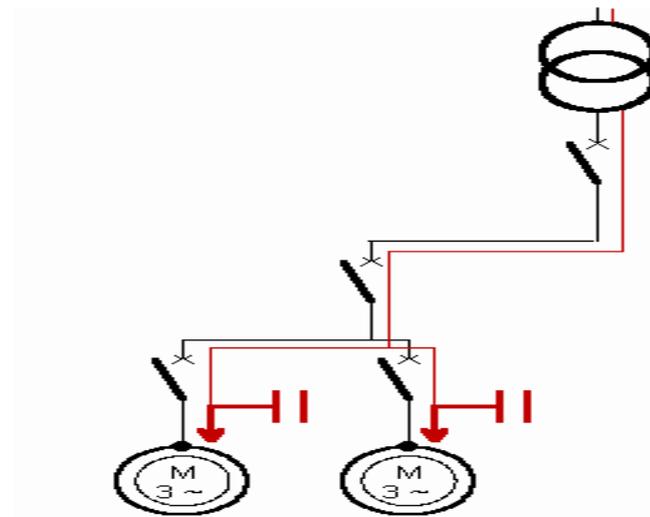


Figure III.3 Compensation individuelle

III.5.4- Installation de batteries de compensation

Dans ce projet l'installation des batteries de compensation se fait dans les postes de transformation, elle reste en service de façon permanente.

Cette position permet en particulier, de tenir compte du facteur de simultanéité des récepteurs, d'où une puissance installée mieux utilisée, qui limite les intensités en ligne au niveau de la répartition de l'énergie.

III.5.5- Choix de type de compensation

Il existe deux types de compensation [15] :

- Compensation fixe

On met en service l'ensemble de la batterie, dans un fonctionnement "tout ou rien".

La mise en service peut être manuelle (par disjoncteur ou interrupteur), semi-automatique

(Par contacteur), asservie aux bornes des moteurs. Ce type de compensation est utilisé lorsque la puissance réactive est faible (<15 % de la puissance du transformateur) et la charge relativement stable.

- Compensation automatique ou en "gradins"

La batterie de condensateurs est fractionnée en gradins, avec possibilité de mettre en service plus ou moins de gradins, en général de façon automatique. Ce type de batterie est installé en tête de la distribution BT ou d'un secteur important. Elle permet une régulation pas à pas de l'énergie réactive. L'enclenchement et le déclenchement des gradins est piloté par un relais var métrique.

III.5.6- Puissance réactive à installer

La puissance réactive, Q_c à compenser d'un équipement électrique peut être déduite à partir de la puissance active et du facteur de puissance de l'installation [14], [16]

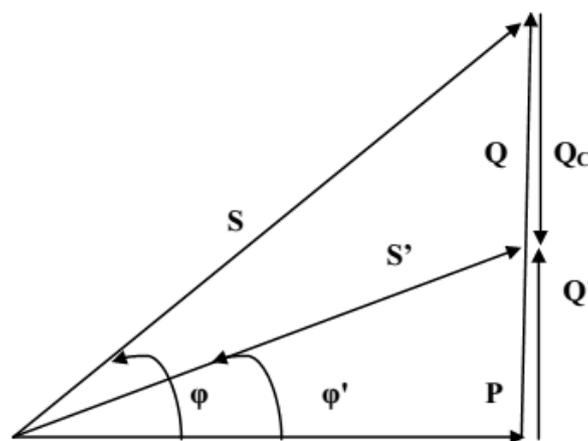


Figure. III.4 : Triangle de puissance

Avant compensation

Puissance active P (en KW)

Puissance réactive Q (KVAR)

Puissance apparente S (en KVA)

Facteur de puissance Cos ϕ

Après compensation avec une Puissance réactive de compensation QC (en Kvar)

Puissance active P (en KW)

Puissance réactive Q' (KVAR)

Puissance apparente S' (en KVA)

Facteur de puissance Cos ϕ'

$$\text{Cos } \phi = \frac{P}{S} \quad (\text{III -4})$$

$$\text{tg } \phi = \frac{Q}{P} \quad \Rightarrow \quad Q = P * \text{tg } \phi \quad (\text{III -5})$$

$$\text{tg } \phi' = \frac{Q'}{P} \quad \Rightarrow \quad Q' = P * \text{tg } \phi' \quad (\text{III -6})$$

$$Q = Q' + Q_c \quad (\text{III -7})$$

$$\text{D'où} \quad Q_c = Q - Q'$$

$$\text{De (IV -5) et (IV -6)} \quad Q_c = P * (\text{tg } \phi - \text{tg } \phi')$$

III.5.7- Calcul des valeurs de capacités des condensateurs

❖ En monophasé

La valeur de la capacité se calcul à l'aide de la relation suivante :

$$Q_c = C * W * V^2 \quad (\text{III -8})$$

❖ En triphasé

Dans ce cas il existe deux façons pour monter les condensateurs :

a) Montage triangle

La puissance réactive fournie par l'ensemble des condensateurs est donnée par l'expression suivante :

$$Q_c = 3 * C_{eq} * W * U^2 \quad (\text{III -9})$$

$$C_{eq} = m/n * C \quad (\text{III -10})$$

U : tension composée (V)

W : pulsation des tensions du réseau (rd/s)

C : capacité du condensateur (F)

n : nombre de condensateurs connectés en série

m : nombre de condensateurs connectés en parallèle

b) Montage étoile

La puissance réactive fournie par l'ensemble des condensateurs est la suivante :

$$Q_C = C * W * V^2 \quad (\text{III -11})$$

$$\text{Et } Q_C - \Delta = 3 * C_{eq} * W * U^2 \quad (\text{III -12})$$

$$C_{eq} = \frac{Q_C - \Delta}{3 * w * u^2}$$

$$\Rightarrow 3 * C_{eq} = \frac{Q_C - \Delta}{w * u^2} \quad (\text{III -13})$$

$$Q_C - \lambda = 3 * C_{eq} * \omega * V^2 = 3 * C_{eq} * \omega * \left(\frac{U}{\sqrt{3}}\right)^2$$

$$Q_C - \lambda = \frac{3}{3} * C_{eq} * \omega * U^2$$

$$C_{eq} = \frac{Q_C - \lambda}{w * u^2} \quad (\text{III -14})$$

$$\text{De (III -13) et (III -14) } \quad C_{eq} - \lambda = 3 * C_{eq} - \Delta$$

III.5.8- Calcul de la puissance de compensation

Nous avons opté pour le mode de compensation globale qu'on trouve meilleur sur le plan d'investissement à long terme ; elle permet d'éliminer l'énergie réactive qui circule en amont des batteries. La diminution du courant réactif transitant, nous permet d'avoir des sections des câbles faibles et aussi une faible chute de tension.

Pour calculer la puissance réactive compensée Q_C , il faut tenir compte des étapes citées ci-dessus pour le mode à choisir.

➤ Calcul des batteries de compensation pour le TGBT

Pour calculer la puissance réactive compensée Q_C , on utilise les formules citées précédemment

❖ Au niveau de TGBT on a :

$$\cos \phi = 0.87$$

$$\tan \phi = 0.56$$

$$\text{On a } Q_{uj} = 192350.54 \text{ var}$$

$$\cos \phi' \text{ désiré } 0.95 \text{ ainsi } \tan \phi' = 0.33$$

$$Q_C = P * (\tan \phi - \tan \phi') = 78374.39 \text{ var}$$

$$Q = Q' + Q_C$$

$$Q_C = Q - Q'$$

$$Q' = 192350.54 - 78374.39 = 113976.15 \text{ var}$$

$$Q_C - \Delta = 3 * C_{eq} * W * U^2$$

$$C_{eq} = \frac{Q_C}{3 * W * U^2} = \frac{78374.39}{3 * 314 * 400^2} = 520 \mu\text{F}$$

$$C_{\Delta} = 520 \mu\text{F}$$

$$C_Y = 1560 \mu\text{F}$$

Les puissances réactives avant et après compensation et les valeurs des capacités des condensateurs pour le TGBT sont données dans le tableau III.14

Tableau III.14 Les puissances réactives fournis par les batteries de compensation

charge	Avant compensation				Après compensation				
	P _{uj} (KW)	Q _{uj} (KVAR)	S _{uj} (KVA)	Cos ϕ	QC (KVAR)	Q' (KVAR)	Cos ϕ'	C Δ (μ F)	CY (μ F)
TGBT	340.758	192.350	391.298	0.87	78.374	113.976	0.95	520	1560

III.5.8.1- Vérification du type de compensation

Tableau III .15 Types de compensation de l'énergie réactifs

Qc (kVAR)	Sn (kVA)	Qc/Sn (%)	Type de compensation
78.374	391.298	20.02	Fixe

D'après nos résultats la compensation de l'installation s'effectue avec une compensation fixe.

III.6- Conclusion

Avec le bilan de puissance calculé en utilisant les différents coefficients, on a pu estimer les puissances utiles des différents récepteurs et la puissance globale.

Le calcul des puissances des différents circuits nous servira au dimensionnement des appareils de protection et des sections des câbles.

D'après les résultats de calcul, obtenu on constate que installation présente un facteur de puissance moyen de $\text{Cos } \phi = 0.87$ entraînant des pertes non exploitées.

La bonne maîtrise de la puissance réactive consommée par l'installation permet alors de limiter les impacts économiques, diminuer la facture énergétique d'une part et d'obtenir une exploitation optimale d'autre part.

4^{ème} CHAPITRE

IV- Dimensionnement et choix des éléments de l'installation

IV.1-Introduction

Dans ce chapitre nous allons étudier les caractéristiques de chaque partie de l'installation, à cet effet, nous allons vérifier les sections des câbles, les courants d'emplois, les chutes de tension et les courants de court-circuit, d'une manière à supporter différentes contraintes pour le bon fonctionnement, à savoir disponibilité, sécurité et protection.

IV.2-Conditions générales

La section d'un câble doit satisfaire aux conditions techniques suivantes :

- Un échauffement normal de l'âme conductrice n'entraînant pas détérioration des propriétés isolantes des constituants de l'enveloppe et de la gaine lorsqu'elle fait transiter l'intensité admissible en régime permanent, cette condition doit prendre en compte :
 - La constitution du câble
 - Le mode et les conditions de pose qui limitent les échanges thermiques du câble avec l'environnement
 - La température du milieu ambiant (air ou terre)
 - Une chute de tension au plus égale :
 - Aux limites réglementaires
 - Ou à l'écart accepté entre la tension disponible au départ et la tension souhaitée à l'arrivée
 - Une bonne tenue à une surintensité de courte durée due à un courant de court-circuit et qui se traduit par des courants intenses dans les écrans métalliques des câbles d'où une augmentation de l'échauffement et un risque de détérioration accrue.

A ces conditions s'ajoutent :

- Des conditions de sécurité, protection contre les contacts indirects.
- Une condition économique, cette condition, consiste à rechercher la section qui, en régime permanent, rend minimale la somme du coût d'investissement et du coût d'exploitation [17].

IV.3-Caractéristiques des câbles

Les câbles basse tension qui sont utilisés dans cette installation sont de type U1000R2V multipolaire, dont les caractéristiques sont données ci-dessous selon la norme NFC 32-321 [4].

U : câble normalisé ; 1000 : tension nominale (V) ; R : conducteur isolé au polyéthylène réticulé chimiquement (PRC) ; 2 : gain épaisse de protection et V : polychlorure de vinyle.

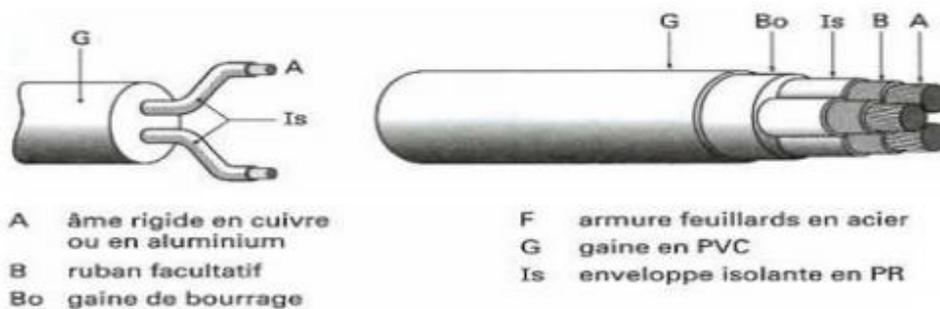


Figure IV.1 Constitution d'un câble

Température maximale à l'âme :

85°C en permanence

250°C en court-circuit

Le PRC est peu résistant aux propagations des flammes, et interdit dans:

- Les piscines
- Les industries chimiques
- Les carrières (chocs mécaniques)
- Les industries importantes (vibration)
- Les endroits où les effets sismiques sont importants.

IV.4-Détermination des sections des câbles

Les câbles doivent assurer le transit de l'intensité du courant dans les conditions normales sans échauffement de l'âme conductrice et doivent

supporter l'intensité du courant de court-circuit pendant une durée déterminée.

IV.4.1- Détermination des courants influençant sur la section

IV.4.1.1- Courant d'emploi I_e

C'est le courant correspondant à la plus grande puissance transportée par le circuit en service normal.

$$\text{En triphasé : } I_e = \frac{P}{\sqrt{3}U\cos\varphi} \quad (\text{IV -1})$$

$$\text{En monophasé : } I_e = \frac{P}{v.\cos\varphi} \quad (\text{IV -2})$$

U : tensions composée en triphasée

V : tensions simple en monophasée

P : Puissance absorbée, en tenant compte de l'ensemble des facteurs

$\cos\varphi$: facteur de puissance de récepteur

IV.4.1.2- Courant admissible I_{ad}

Le courant admissible est défini comme la valeur maximale du courant qui peut parcourir en permanence un conducteur, dans des conditions données, sans que la température en régime permanent soit supérieure à une valeur spécifiée.

Cette définition fait apparaître que la valeur du courant admissible dépend essentiellement des facteurs suivants :

- La température maximale admissible en régime permanent
- Les conditions d'installation

Le courant admissible par l'âme conductrice d'un câble est donné par l'expression :

$$I_{ad} \geq \frac{I_e}{K} \quad (\text{IV -3})$$

IV.4.1.3- Courant fictif

Le calcul du courant fictif I_f est nécessaire pour déterminer la section du câble, ce courant fictif est une correction maximum de courant d'emploi, réellement transite dans le câble suivant l'expression :

$$I_f = \frac{I_e}{K} \leq I_{ad} \quad (\text{IV -4})$$

K: facteur de correction tenant compte de condition d'exploitation du câble

IV.5-Calcul et choix des sections des câbles en BT

La détermination de la section d'un câble se fait selon les critères suivants :

- Calcul de la section technique
- Calcul de la section économique

IV.5.1- Section technique

La détermination de cette section consiste à trouver la section normalisée appartenant au type de câble choisi, et satisfait les trois conditions suivantes :

- Échauffement normal
- Chute de tension admissible
- Surcharge due au court-circuit

IV.5.1.1- Calcul de la section selon l'échauffement S_j

Le calcul de la section d'un conducteur, d'une ligne électrique est fonction des différents paramètres de l'installation [19] :

- Le mode de pose
- Le type d'éléments conducteurs
- L'influence mutuelle des autres circuits
- La température ambiante
- La nature de l'isolant
- L'intensité nominale du courant d'emploi I_e

Le mode de pose dans notre étude c'est corbeau qui est sélectionné par la lettre E d'après le tableau N°1 de l'annexe 1

Le facteur de correction K1 prend en compte le mode de pose comme le montre le tableau N°2 de l'annexe 1

Le facteur de correction K2 prend en compte l'influence mutuelle des circuits placés côte à côte donné dans le tableau N°3 de l'annexe 1

Le facteur de correction K3 prend en compte la température ambiante et la nature de l'isolant donné dans le tableau N°4 de l'annexe 1

Le facteur de correction du neutre chargé Kn, Selon la norme (NF C15-100 § 523.5.2) : $K_n = 0,84$

Le facteur de correction dit de symétrie Ks Selon la norme (NF C15-105 § B.5.2) :

-Ks = 1 pour 2 et 4 câbles par phase avec le respect de la symétrie

-Ks = 0,8 pour 2, 3 et 4 câbles par phase si non-respect de la symétrie.

Exemple de calcul effectué sur l'armoire ECDI du TGBT élément (aéroréfrigérant 1A)

$$\text{On a: } I_f = \frac{I_e}{K} = \frac{I_e}{K_1 + K_2 + K_3 + K_n + K_s}$$

$$I_f = 252.54 \text{ A}$$

Le courant admissible choisi directement supérieur au courant fictif est de 2*127 A ce qui correspond à une section de 2*25 mm²

Le courant admissible correspondant au courant fictif I_f et la section S_j sont choisis à partir du Tableau N°5 de l'annexe 1.

Les résultats obtenus pour chacun des circuits du TGBT sont résumés dans le Tableau N°1 de l'annexe 2

IV.5.1.2- Vérification de la chute de tension

Connaissant le courant I_e , le cos φ et la chute de tension admissible dans les charges à étudier et la longueur de la canalisation, on détermine la section du conducteur convenable (S_z).

Exemple de calcul effectué sur l'armoire ECDI du TGBT élément (aéroréfrigérant 1A)

$I_e = 149 \text{ A}$, $U = 400 \text{ V}$, $L = 11 \text{ m}$, $\cos\varphi = 0,92$, $S_j = 2 \times 25 \text{ mm}^2$

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

$$R = \frac{22,5 \cdot 0,011}{2 \cdot 25} = 0,00495 \Omega$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_e \cdot (R \cdot \cos\varphi + \lambda l \sin\varphi)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 149 \cdot (0,00495 \cdot 0,92 + 0,08 \cdot 0,011 \cdot 0,39)$$

$$\Delta U = 1,26 \text{ V}$$

Et on pourcentage on aura: $\frac{1,26}{400} \cdot 100 = 0,315 \% < 6 \%$

$$\Rightarrow S_z = 2 \times 25 \text{ mm}^2$$

La section choisie selon le critère de l'échauffement vérifie la condition de chute de tension donc la section sera retenu est de $2 \times 25 \text{ mm}^2$ par phase.

On récapitule les résultats de vérification des chutes de tension dans les différents départs dans le Tableau N°2 de l'annexe2.

IV.6-Choix et Dimensionnement des jeux de barres

Le dimensionnement du jeu de barres se fait en tenant compte des conditions normales d'exploitation. C'est pour cela qu'il faut s'assurer que les barres résistent aux effets mécaniques, thermiques dues aux courants de court-circuit et de non résonance de la période de vibration propre des barres avec la période du courant[20].

IV.6.1- Effet thermique

La formule de MELSON et BOTH permet de définir l'intensité admissible dans un conducteur :

$$I = K \cdot \frac{24,9 \cdot (\theta - \theta_n)^{0,61} \cdot S^{0,5} \cdot P^{0,39}}{\sqrt{\rho \cdot 20 \cdot [1 + \alpha \cdot (\theta - 20)]}} \quad (\text{IV -5})$$

I : Courant admissible (A)

P : Périmètre d'une barre (cm)

α : Coefficient de température de résistivité. Avec $\alpha = 0,004$

S : Section d'une barre (cm²)

ρ_{20} : Résistivité du conducteur ($\mu\Omega$ /cm)

θ : Température du conducteur (voir le Tableau N°8 dans l'annexe)

θ_n : Température ambiante ($\theta_n \leq 40^\circ\text{C}$)

K : Coefficient de conditions, avec $K = k_1 * k_2 * k_3 * k_4 * k_5 * k_6$

k_1 : est fonction du nombre de barres méplates par phase.

- 1 barre ($k_1 = 1$)
- 2 ou 3 barres, voir le Tableau N°7 de l'annexe 1 :

$$k_1 = 1,63$$

k_2 : est fonction de l'état de surface des barres :

- nues : $k_2 = 1$.
- peintes : $k_2 = 1,15$.

k_3 : est fonction de la position des barres :

- barres sur chant : $k_3 = 1$
- 1 barre à plat : $k_3 = 0,95$
- Plusieurs barres à plat : $k_3 = 0,75$.

k_4 : est fonction de l'endroit où sont installées les barres :

- Atmosphère calme à l'intérieur : $k_4 = 1$
- Atmosphère calme à l'extérieur : $k_4 = 1,2$
- Barres dans une gaine non ventilée : $k_4 = 0,80$

k_5 : est fonction de la ventilation artificielle :

- Sans ventilation artificielle : $k_5 = 1$
- Le cas avec ventilation devra être traité au cas par cas et ensuite validé par des essais.

k_6 : est fonction de la nature du courant :

- pour un courant alternatif de fréquence ≤ 60 Hz, k_6 est fonction du nombre de barres n par phase et de leur écartement. $K_6 = 1$

n	1	2	3
k6	1	1	0,98

IV.6.2- Calcul du courant admissible maximal

Le courant admissible maximal est estimé à 120% du courant nominal qui parcourt les jeux de barres. Le courant nominal est donné par l'équation suivante :

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (\text{IV -6})$$

Exemple de calcul

$$S_n = 630 \text{KVA}, \quad U_n = 400 \text{V}, \quad I_n = 909.32 \text{A}, \quad I_{ad} = 1.2 \cdot 909.32$$

$$\Rightarrow I_{ad} = \mathbf{1091.18 \text{A}}$$

Connaissant le courant admissible, on peut choisir la section des barres directement à partir du tableau N°5 de l'annexe 1.

La section obtenue est $2 \cdot 300 \text{mm}^2$ par phase.

- Vérification : $I = 1.38 \cdot \frac{24,9 \cdot (90-40)^{0,61} \cdot 60^{0,5} \cdot 42^{0,39}}{\sqrt{1,83 \cdot [1 + 0,004 \cdot (90-20)]}}$

$$I = \mathbf{1096.42 \text{A}} > I_{ad}$$

On constate que le courant trouvé est supérieur au courant admissible, donc la section choisie vérifie la tenue thermique du au passage du courant admissible.

IV.6.3- L'échauffement du au courant de court-circuit

La formule suivante peut être utilisée pour calculer l'échauffement ;

$$\Delta\theta_{cc} = 0,24 \cdot \frac{\rho_{20} \cdot I_{th}^2 \cdot t_k}{(n \cdot S)^2 \cdot C \cdot \delta} \quad (\text{IV -7})$$

$\Delta\theta_{cc}$: échauffement du au courant de court-circuit

I_{th} : est le courant de court-circuit de courte durée

t_k : durée du court-circuit de courte durée (1 à 3 s)

δ : masse volumique du métal (cuivre : 8,9 g/cm³)

ρ_{20} : résistivité du conducteur (cuivre : 1,83 $\mu\Omega$ cm)

n : nombre de barre (s) par phase

C : chaleur spécifique du métal (cuivre : 0,091 kcal/daN°C)

S : section d'une barre cm²

$$I_{cc} = \frac{Un}{\sqrt{3}.Z_{cc}} = \frac{400}{\sqrt{3} * 15.99 * 10^{-3}} = 14442.78 \text{ A eff.}$$

Pour une durée de court-circuit $t_k = 3$ s nous aurons :

$$\Delta\theta_{cc} = 0,24 * \frac{1,83 * 10^{-6} * 14442.78^2 * 3}{(1 * 12.5)^2 * 0,091 * 8,9} = 2.17 \text{ °C}$$

La température θ_{cc} du conducteur après le court-circuit sera :

$$\theta = \theta + (\theta - \theta_n) + \Delta\theta_{cc}$$

$$\theta_t = 40 + (90 - 40) + 2.17 = 92,17 \text{ °C}$$

$\theta_{max} = 200 \text{ °C}$ (température maximale supportable par les pièces en contact avec le jeu de barres).

$\theta_t < \theta_{max}$ d'où ; le jeu de barre choisi convient.

IV.7-Détermination des courants de court-circuit

IV.7.1- Méthode générale de calcul des courants de court-circuit

Dans ce cadre, on adoptera la méthode des impédances et on calculera la plus forte intensité de court-circuit, qui est celle engendrée par un court-circuit triphasé, noté I_{cc3} . La disposition d'un réseau de distribution de moyenne tension ou basse tension comporte toujours les éléments suivants :

- Le réseau amont
- Le ou les transformateurs
- Le ou les disjoncteurs
- Les câbles, les jeux de barres et les canalisations préfabriquées

La méthode consiste à décomposer le réseau en tronçons et à calculer, pour chacun des tronçons, R et X , puis à les additionner arithmétiquement en appliquant les formules données dans le Tableau II.3.

Le Tableau IV.1 illustre un exemple de calcul de courant de court-circuit dans les différents niveaux de l'installation.

l'installation		Caractéristique	R(mΩ)	X(mΩ)	Z(mΩ)	Zt(mΩ)	Icc(KA)
Réseaux amont		500 MVA	0.047	0.316	0.32	0.32	–
Transfo		630KVA 30/0.4KV Ucc=6%	6.33	13.85	15.23	15.55	25.72
Gaine à barres		5m/2*300mm ²	0.187	0.4	0.44	15.99	25.01
Dp		Disjoncteur	0	0	–	–	–
JB		9m/2*300mm ²	0.337	1.35	1.39	17.38	23.09
Disjoncteur		Disjoncteur	0	0	–	–	–
C.aero.1A		11m/50mm ²	4.95	0.88	5.02	22.4	17.85
Câble		15m/400mm ²	0.84	1.2	1.46	23.86	16.76
JB		17m/450mm ²	0.85	2.55	2.68	26.54	15.07
Disjoncteur		Disjoncteur	0	0	–	–	–
JB		3m/200mm ²	0.337	0.45	0.56	27.1	14.76
Disjoncteur		Disjoncteur	0	0	–	–	–
Câble de départ onduleur		3m/2*2.5mm ²	13.5	0.27	13.5	40.6	9.85

On récapitule les résultats de calcul des courants de court-circuit dans les différents départs dans le Tableau N°3 de l'annexe 2.

IV.8-Protection

IV.8.1- Définition et rôle de la protection

Le rôle fondamental des protections d'un réseau électrique est d'assurer la sécurité des personnes et des biens, ainsi que la continuité de service, c'est à dire la permanence de l'alimentation des différents récepteurs [5].

Pour cela, ces protections doivent pouvoir faire face à un certain nombre d'incidents inévitables :

- Surcharges
- Conditions anormales de fonctionnement
- Fausse manœuvres
- Vieillesse et détérioration des isolants

En bref, un système de protection bien établi doit répondre aux exigences suivantes :

- Eliminer seule la partie affectée d'un défaut
- Être rapide et préserver la stabilité du réseau et la continuité de fonctionnement
- Avoir un comportement d'autonomie
- Être fiable
- préserver la sécurité des personnes et des biens

IV.8.2- Problème de la protection

Le problème de la protection des installations consiste à définir la nature du défaut contre lesquels on doit se protéger puis à choisir l'appareil capable de détecter des défauts et d'opérer leur suppression.

Les principales perturbations sur une installation électrique se traduisent par :

- Les surintensités : surcharges ou courts-circuits
- Les surtensions ou les baisses de tension

IV.8.3- Protection contre les surcharges et court-circuit

Conformément a la norme NFC 15-100 un appareil (disjoncteur ou fusible) assurera correctement la protection d'un câble contre les surintensités s'il est choisi de telle sorte que :

$$I_e \leq I_r \leq I_z \quad (\text{IV -8})$$

$$I_f \leq 1,45 I_z$$

$$I_{cc} \leq p_{dc} \quad (\text{IV -9})$$

I_e : intensité de service

I_r : intensité de réglage (ou calibre de l'appareil de protection)

I_z : intensité admissible dans le câble

I_f : intensité de fonctionnement de l'appareil de protection

I_{cc} : intensité de court-circuit triphasée au point d'installation de l'appareil de protection

PDC: Pouvoir de coupure de l'appareil de protection

IV.8.4- Protection par système de liaison à la terre

Définition

Les schémas des liaisons à la terre (SLT) sont appelés aussi régimes de neutre d'une installation BT. Ils caractérisent le mode de raccordement à la terre du neutre du secondaire du transformateur MT/BT ou de la source et les moyens de mise à la terre des masses de l'installation.

IV.8.4.1- Les différents régimes du neutre

Conformément aux normes CEI 60364 et NFC 15-100 des régimes du neutre l'identification des types de schémas est définie au moyen de deux lettres [21] :

- La première lettre, désigne la situation du neutre du transformateur par rapport à la terre.
- La deuxième lettre, désigne la situation des masses par rapport à la terre.

La combinaison de ces deux lettres donne trois configurations possibles :

TT : neutre du transformateur à la terre et les masses sont reliées à la terre par l'intermédiaire d'un PE.

TN : neutre du transformateur à la terre et les masses sont reliées au neutre par l'intermédiaire d'un PE.

IT : neutre du transformateur isolé ou relié à la terre à travers une impédance de forte valeur et les masses sont reliées à la terre par l'intermédiaire d'un PE.

Le schéma TN, selon les normes CEI 60364 et NF C 15-100, comporte plusieurs sous schémas :

- TN-C : si les conducteurs du neutre N et du PE sont confondus (PEN).
- TN-S : si les conducteurs du neutre N et du PE sont séparés.

IV.8.4.2- Choix du SLT

C'est le croisement des impératifs réglementaires, de continuité de service, de condition d'exploitation et de nature du réseau et des récepteurs qui déterminent le ou les types de schémas les plus judicieux [21].

Le choix résulte des éléments suivants :

D'abord des textes réglementaires qui imposent dans certains cas un régime de neutre. Puis de choix de l'utilisateur lorsqu'il est alimenté par un transformateur HT/BT dont il est propriétaire (abonné HT) ou qu'il possède sa propre source d'énergie. Lorsque l'utilisateur est libre de son choix, la définition du régime de neutre ne pourra pas résulter que d'une concertation entre lui-même et le concepteur du réseau (bureau d'étude, installateur). Elle portera :

- En premier lieu sur les impératifs d'exploitation (continuité de services) et sur les conditions d'exploitation (entretien assuré par un personnel électricien ou non).
- En second lieu, sur les caractéristiques particulières du réseau et des récepteurs.

IV.8.4.3- Régime du neutre utilisé dans l'entreprise

Pour la continuité de service impérative et service entretien compétent l'unité raffinerie de sucre impose le régime IT en aval du TGBT.

IV.8.5- Protection par disjoncteur

Un disjoncteur est un interrupteur à ouverture automatique qui assure la protection d'une installation contre les surcharges, les courts-circuits, les défauts d'isolement, par ouverture rapide du circuit en défaut.

IV.9-Dimensionnement des appareils de protection

IV.9.1- Calibres de disjoncteur:

Le choix de calibre de disjoncteur s'effectue à partir de la condition suivante [9]:

$$I_n \geq I_b$$

I_n : le courant nominal du disjoncteur

I_b : le courant d'emploi

IV.9.2- Calibrage de disjoncteur de tête

Le disjoncteur de tête est choisi selon les caractéristiques, énumérés ci-dessus et placé au premier départ de l'installation.

Le calibre qui est déterminé à partir de la puissance apparente (S) du transformateur placé en amont tel que:

$$S = \sqrt{3} U_n I_b \quad \text{d'où} \quad I_b = \frac{S}{\sqrt{3} U_n}$$

$$I_b = \frac{630000}{\sqrt{3} \cdot 400} = 909.32 \text{ A}$$

Le pouvoir de coupure est déterminé en fonction du courant de court-circuit établi tel que :

$$I_{cc} = 23.09 \text{ kA}$$

Selon la loi générale : $p_{dc} \geq I_{cc}$

Soit $p_{dc} = 60 \text{ kA}$

Le disjoncteur qui reprend aux caractéristiques est le disjoncteur NS1600N de calibre 1600 A est d'un p_{dc} de 60 kA

IV.9.3- Calibrage des disjoncteurs des récepteurs ECDI

Exemple de disjoncteur de l'élément (aéroréfrigérant 1A)

Le courant d'emploi est de 149 A et le calcul de courant de court-circuit nous a révélé un courant de 17.85 kA.

D'où le disjoncteur à choisir est NS160N de calibre nominal $I_n = 160$ A et d'un PDC de 36 kA

On récapitule le choix des disjoncteurs des différents départs dans le Tableau N°4 de l'annexe 2.

IV.9.4- Calibrage de disjoncteur de l'armoire molaire

Ce disjoncteur est choisi selon les caractéristiques, énumérés ci-dessus et placé au premier départ de l'armoire molaire.

Le calibre qui est déterminé à partir de la puissance installée de l'armoire molaire tel que:

$$S = \sqrt{3} U_n I_b \quad \text{d'où} \quad I_b = \frac{S}{\sqrt{3} U_n}$$

$$I_b = \frac{508383.07}{\sqrt{3} \cdot 400} = 733.78 \text{ A}$$

Le pouvoir de coupure est déterminé en fonction du courant de court-circuit établi tel que :

$$I_{cc} = 15.07 \text{ kA}$$

Selon la loi générale : $pdc \geq I_{cc}$

$$\text{Soit } pdc = 38 \text{ kA}$$

Le disjoncteur qui répond aux caractéristiques est le disjoncteur NS800N de calibre 800 A et d'un pdc de 38 kA

IV.9.5- Calibrage de disjoncteur de colonne

Le choix de calibre de disjoncteur à installer s'effectue à partir des différents courants qui alimentent tous les répéteurs de la colonne.

Exemple de disjoncteur de colonne 1 de l'armoire moeller

$$I_b = I_b(p165)-1 + I_b(p305) + I_b(s170) + I_b(v312) + I_b(es312) + I_b(es313) + I_b(m314) + I_b(ag310a) + I_b(ag310b) + I_b(ag310c) + I_b(p360) + I_b(f420a) + I_b(f420b) + I_b(ag500) + I_b(d.onduleur) = 136.35 \text{ A}$$

$$I_{cc} = 14.76 \text{ kA}$$

D'où le disjoncteur à choisir est NS250N de calibre nominal $I_n = 250 \text{ A}$ et d'un pdc de 36 kA.

IV.9.6- Calibrage des disjoncteurs des récepteurs

Exemple de disjoncteur de l'élément (départ onduleur)

Le courant d'emploi est de 36 A et le calcul de courant de court-circuit nous a révélé un courant de 9.85 kA.

D'où le disjoncteur à choisir est NS100N de calibre nominal $I_n = 100 \text{ A}$ et d'un PDC de 25 kA

On récapitule le choix des disjoncteurs des différents départs dans le Tableau N°4 de l'annexe 2.

IV.9.7- Vérification de la sélectivité des disjoncteurs

IV.9.7.1- Vérification de la sélectivité Dt et Drec

Le Tableau IV.2 résume les conditions de réglage des déclencheurs magnétiques et thermique à remplir pour une meilleure sélectivité

Application	Protection thermique $I_r \text{ amont} / I_r \text{ aval} \geq$	Protection magnétique $I_m \text{ amont} / I_m \text{ aval} \geq$
Distribution	1,6	2
	1,6	1.5
Moteur	3	2
	3	1,5

D'après le Tableau IV.2 qui nous donne les conditions qu'il faut remplir afin d'assurer une sélectivité entre deux appareils de protection :

- Protection thermique : $I_r \text{ amont} / I_r \text{ aval} \geq 1,6$
- Protection magnétique : $I_m \text{ amont} / I_m \text{ aval} \geq 2$

Application numérique :

Le courant nominal de Dt= 1600 A

Le courant nominal de $D_{rec} = 160 \text{ A}$

1) Vérification de la protection thermique :

$$I_r \text{ amont } D_t = 0.9 \cdot 1600 = 1440 \text{ A}$$

$$I_r \text{ aval } D_{rec} = 0.8 \cdot 160 = 128 \text{ A}$$

D'où : $I_r \text{ mont } D_t / I_r \text{ aval } D_{rec} = 11.25 \geq 1,6 \Rightarrow$ la sélectivité est assurée

2) Vérification de la protection magnétique :

$$I_r \text{ amont } D_t = 7 \cdot 1600 = 11200 \text{ A}$$

$$I_r \text{ aval } D_{rec} = 6 \cdot 160 = 960 \text{ A}$$

D'où : $I_r \text{ mont } D_t / I_r \text{ aval } D_{rec} = 11.66 \geq 2 \Rightarrow$ la sélectivité est assurée

Une courbe de sélectivité entre le disjoncteur de tête et le disjoncteur de récepteur (aerorefrigerant1A) de l'armoire ECDI nous sera utile pour bien vérifier la sélectivité (Figure IV.2)

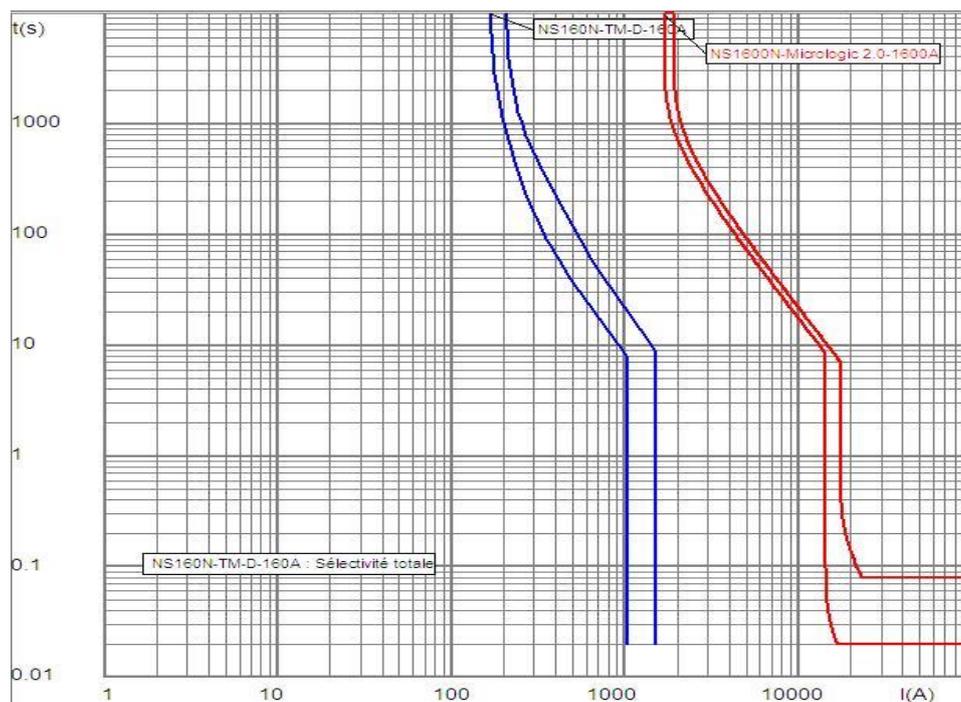


Figure IV.2 : Courbe de sélectivité entre les disjoncteurs D_t et D_{rec}

IV.9.7.2- Vérification de la sélectivité D_t et $D_{a.m}$

Application numérique :

Le courant nominal de $D_t = 1600 \text{ A}$

Le courant nominal de $D_{a.m}$ = 800 A

3) Vérification de la protection thermique :

$$I_r \text{ amont } D_t = 0,9 \cdot 1600 = 1440 \text{ A}$$

$$I_r \text{ aval } D_{a.m} = 1 \cdot 800 = 800 \text{ A}$$

D'où : $I_r \text{ amont } D_t / I_r \text{ aval } D_{a.m} = 1,8 \geq 1,6 \Rightarrow$ la sélectivité est assurée

4) Vérification de la protection magnétique :

$$I_r \text{ mont } D_t = 7 \cdot 1600 = 11200 \text{ A}$$

$$I_r \text{ aval } D_{a.m} = 5 \cdot 800 = 4000 \text{ A}$$

D'où $I_r \text{ amont } D_t / I_r \text{ aval } D_{a.m} = 2,8 \geq 2 \Rightarrow$ la sélectivité est assurée

Une courbe de sélectivité entre le disjoncteur de tête et le disjoncteur de l'armoire moller nous sera bien utile pour montrer la sélectivité entre ces deux éléments (Figure IV.3).

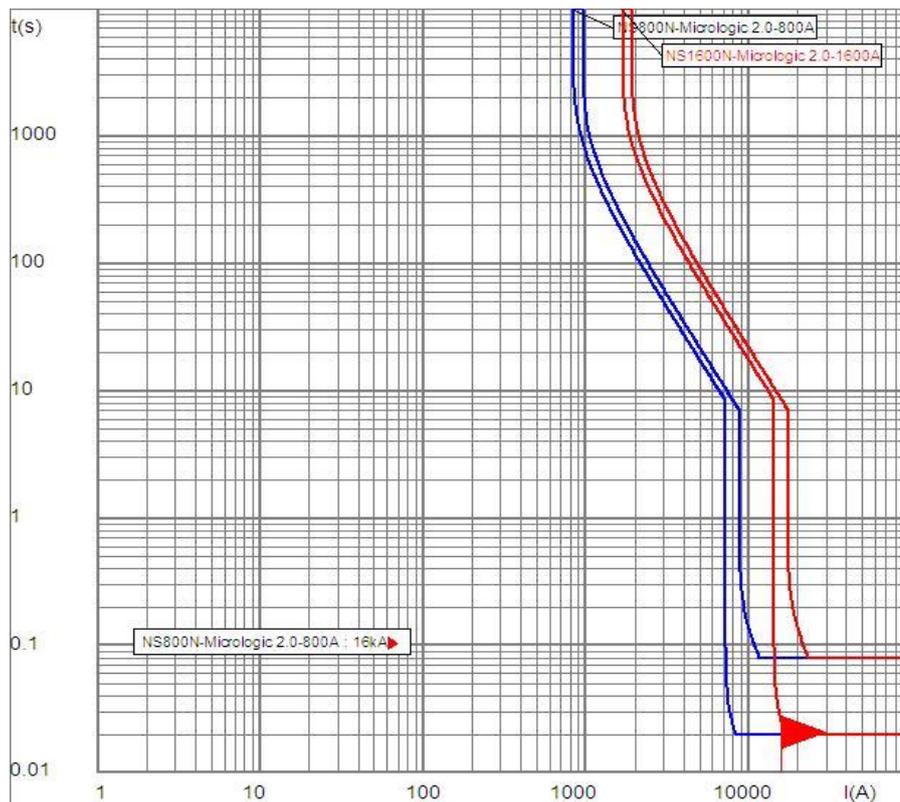


Figure IV.3 : Courbe de sélectivité entre les disjoncteurs D_t et $D_{a.m}$

IV.9.7.3- Vérification de la sélectivité entre $D_{a.m}$ et D_{c1}

Application numérique :

Le courant nominal de $D_{a.m}$ = 800 A

Le courant nominal de D_{c1} = 250 A

1) Vérification de la protection thermique :

I_r amont $D_{a.m}$ = $1 \cdot 800 = 800$ A

I_r aval D_{c1} = $0.9 \cdot 250 = 225$ A

D'où : I_r amont $D_{a.m}$ / I_r aval $D_{c1} = 3.55 \geq 1,6 \Rightarrow$ la sélectivité est assurée

2) Vérification de la protection magnétique :

I_r mont $D_{a.m}$ = $5 \cdot 800 = 4000$ A

I_r aval D_{c1} = $7 \cdot 250 = 1750$ A

D'où I_r amont $D_{a.m}$ / I_r aval $D_{c1} = 2.28 \geq 2 \Rightarrow$ la sélectivité est assurée

Une courbe de sélectivité entre le disjoncteur de l'armoire moller et le disjoncteur de la première colonne nous sera bien utile pour montrer la sélectivité entre ces deux éléments (Figure IV.4).

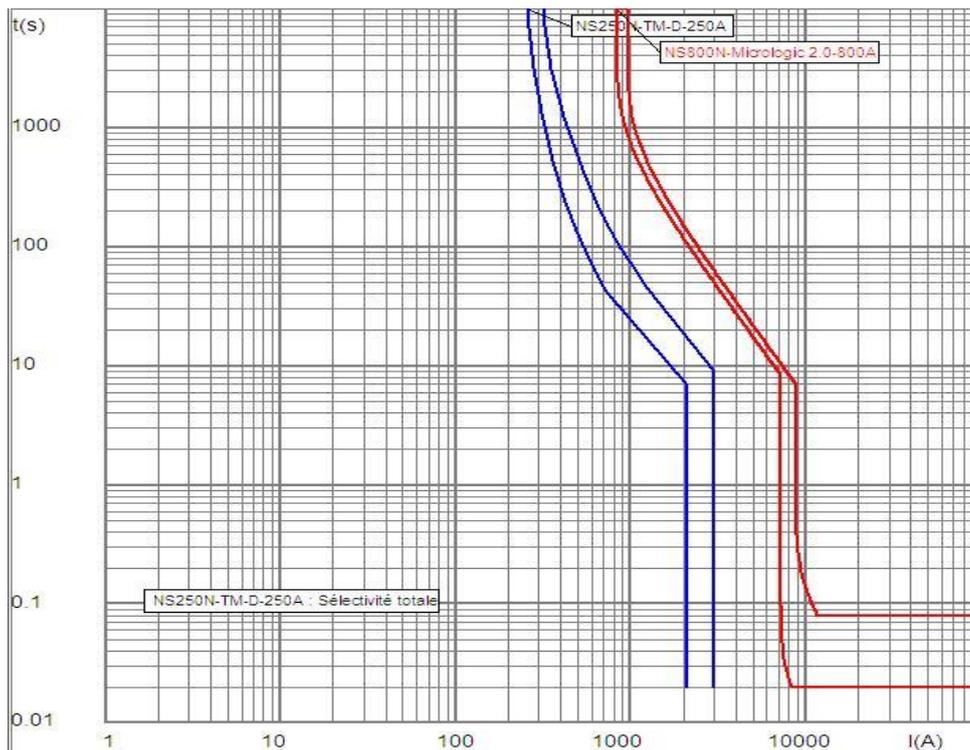


Figure IV.4 : Courbe de sélectivité entre les disjoncteurs $D_{a.m}$ et D_{c1}

IV.9.7.4- Vérification de la sélectivité entre D_{c1} et $D1$

Application numérique :

Le courant nominal de $D_{c1} = 250 \text{ A}$

Le courant nominal de $D1 = 100 \text{ A}$

1) Vérification de la protection thermique :

I_r amont $D_{c1} = 1 \cdot 250 = 250 \text{ A}$

I_r aval $D1 = 0.8 \cdot 100 = 80 \text{ A}$

D'où : I_r amont D_{c1} / I_r aval $D1 = 3.12 \geq 1,6 \Rightarrow$ la sélectivité est assurée

2) Vérification de la protection magnétique :

I_r mont $D_{c1} = 5 \cdot 250 = 1250 \text{ A}$

I_r aval $D1 = 6 \cdot 100 = 600 \text{ A}$

D'où I_r amont D_{c1} / I_r aval $D1 = 2.08 \geq 2 \Rightarrow$ la sélectivité est assurée

Une courbe de sélectivité entre le disjoncteur de la première colonne et le disjoncteur de l'élément (départ onduleur) nous sera bien utile pour montrer la sélectivité entre ces deux éléments (Figure IV.5).



Figure IV.5 : Courbe de sélectivité entre les disjoncteurs D_{c1} et $D1$

L'ensemble de choix des éléments de protection effectuer et noter dans le tableau N°3 de l'annexe 2.

IV.10- Conclusion

Dans cette étape de notre travail nous avons procédé au choix et redimensionnement des câbles et leurs sections utilisées au niveau de chaque tronçon tout en respectant les caractéristiques électriques de notre installation. Nous avons calculé les courants de court-circuit qui vont permettre de faire le choix et le dimensionnement des appareils de protection. Le dimensionnement d'une installation nécessite de nombreux calculs délicats qui n'exclut pas l'erreur humaine lors du dimensionnement c'est pour cette raison que par fois nous avons tendance à prévoir une certaine erreur et aussi a vérifier les résultats pas des programme informatique.

CONCLUSION GENERALE

Dans notre présente étude nous avons passé en revue toutes les principales étapes d'un avant projet de dimensionnement du tableau général basse tension de l'unité raffinerie sucre liquide CEVITAL.

Nous avons débuté par décrire la gestion de l'énergie électrique du point de vu les déférents moyens de production, le transport et la distribution de l'électricité. L'élaboration d'un bilan de puissance nous a permis de choisir et dimensionner un transformateur d'une puissance de 630KVA.

La difficulté de bien évaluer les problèmes liés a la circulation d'énergie réactive, en particulier dans les réseaux d'usines, pourrait conduire a envisager des batteries de compensation qui permet de maitriser la facturation énergétique, éliminer la facturation et la chute de tension ainsi l'échauffement des câble. C'est pour cela nous avons opté pour une compensation globale, qui serait capable de résoudre par nature les problèmes de tension.

L'étude des différents régimes de neutre en basse tension et le calcul des différents courants de défauts, nous a permis de mètre en évidence les conditions minimales a respecter pour assurer une meilleure protection des personnes et du matériels.

L'étude détaillé des caractéristiques des différents partie de l'installation nous a permis de déterminer les sections des câbles, les chutes de tension, et les courants de court-circuit au niveau des différents tronçons de l'installation.

D'après notre étude sur la sélectivité, on a remarqué que pour assurer un bon fonctionnement d'une installation électrique, il est nécessaire de choisir un réglage convenable des disjoncteurs. Nous avons dimensionné les disjoncteurs de protection en prenant en considération le critère de la sélectivité verticale. Une telle tâche nous a permis de mettre en continue la disponibilité de l'énergie électrique pour la totalité des charges de l'installation.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] **Gilbert Naudet & Paul Reuss**, «Énergie, électricité et nucléaire», Institut national des sciences et techniques nucléaire, France, EDP Sciences 2008.
- [2] **B.AZZOUG**, Projet de fin d'études, Master II « Etude et redimensionnement des systèmes de protection des personnes et des matériels de L'unité CEVITAL' » , 2003.
- [3] **J.L.Lilien**, « Effets indirects des champs électromagnétiques », Institut Montefiore, Université de Liège, 2004 – 2005.
- [4] **Groupe Schneider Electric**, «Guide de l'installation électrique installation», Edition 2010.
- [5] **A.Ouadi**, Projet de fin d'études, Master II «Etude et calcul de l'installation électrique au niveau de la raffinerie sucre Cevital »,2014-2015.
- [6] **Groupe Schneider**, « Guide de distribution basse tension BT», 1998,
- [7] **B. DE METZ-NOBLAT, F. DUMAS et C. POULAIN**, « Calcul des courants de Court-circuit », Cahier Technique n° 158, Schneider Electric, 2005.
- [8] **Schneider Electric**, «guide de la distribution électrique basse tension et HTA»,2009.
- [9] **Schneider Electric**, «guide de la distribution électrique basse et moyenne tension»,2002.
- [10] **Schneider Electric**, «guide de l'installation électrique», janvier 1982.
- [11]**R.CALVAS, B.LACROIX**, «des schémas de liaison a la terre en BT», CAHIER TECHNIQUE N°172,2005.
- [12] **Schneider Electric**, page K Guide de la distribution basse et moyenne tension.2002
- [13] **S.HOCINE et B.DJAMEL**, « Projet de fin d'études Master II « Etude de l'extension de l'installation électrique de chaufferie-Raffinerie CEVITAL»,2005-2006.
- [14] **ELEEC**, Bac pro Compensation d'énergie réactive.doc.
- [15] : **Schneider Electric**, Intersections - novembre 2006.
- [16] **ELEEC**, Bac pro amélioration du facteur de puissance ou compensation de la puissance réactive.

- [17] **THEODORE WILDI&GILBERT SYBILLE**, « électrotechnique», 4^eédition, de doeck 2005.
- [18] **NF C 15-100 12/2002**, « Installations électriques à basse tension» (document Hager).
- [19] **H. PEROZ, J. CLAUDE LEMOINE, P. SAPET, G. SANTUCCI**, « La planification des réseaux électriques », éditions EYROLLES, 1984.
- [20] **Jean-Marie BEAUSSY**, « intensité admissible dans les jeux de barres 2009».
- [21] **NF C 15-100, Décembre 2002**, « Installations électriques à basse tension » norme française».

ANNEXE 1

Paramètres normalisés des installations

Lettre de sélection

type d'éléments conducteurs	mode de pose	lettre de sélection
conducteurs et câbles multiconducteurs	<ul style="list-style-type: none"> ■ sous conduit, profilé ou goulotte, en 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 câbles ou tablettes non perforées 	C
câbles multiconducteurs	<ul style="list-style-type: none"> ■ sur échelles, corbeaux, chemin de câbles perforé ■ fixés en apparent, espacés de la paroi ■ câbles suspendus 	E
câbles monoconducteurs	<ul style="list-style-type: none"> ■ sur échelles, corbeaux, chemin de câbles perforé ■ fixés en apparent, espacés de la paroi ■ câbles suspendus 	F

Tableau N°1, le mode de pose

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
	■ vides de construction et caniveaux	0,95
C	■ pose sous plafond	0,95
B, C, E, F	■ autres cas	1

Tableau N°2, le mode de pose

Facteur de correction K2

lettre de sélection	disposition des câbles jointifs	facteur de correction K2											
		nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
B, C	encastrés 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	0,41	0,38
C	simple couche sur les murs ou 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 sur 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		

Tableau N°3, l'influence mutuelle

Facteur de correction K3

températures ambiantes (°C)	isolation		
	élastomère (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

Tableau N°4, température ambiante et la nature de l'isolant

lettre de sélection	B	isolant et nombre de conducteurs chargés (3 ou 2)			caoutchouc ou PVC					butyle ou PR ou éthylène PR				
		PVC3	PVC2		PR3		PR2							
	C		PVC3		PVC2	PR3		PR2						
	E			PVC3		PVC2	PR3		PR2					
	F				PVC3			PVC2	PR3				PR2	
section cuivre (mm²)	1,5	15,5	17,5	18,5	19,5	22	23	24	26					
	2,5	21	24	25	27	30	31	33	36					
	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	1 083					
630						855	1 005	1 088	1 254					

Tableau N°5, Le courant admissible

Dimensions Des barres en mm	Épaisseur des barres : e = 6,3 mm					Épaisseur des barres : e = 8 mm				
	Nombre de barre // et par phases					Nombre de barre // et par phases				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
25						516	1057	1439	1759	2074
31,5						622	1219	1679	2065	2377
40	662	1236	1718	2115	2524	756	1444	2004	2472	2934
50	798	1469	2048	2527	3002	910	1702	2366	2912	3477
63	972	1749	2429	3012	3566	1105	2034	2835	3499	4156
80	1193	2099	2922	3578	4282	1354	2438	3386	4199	4971
100	1447	2503	3472	4282	5092	1640	2887	4018	4921	5888
125						1989	3441	4773	5867	7001
160						2465	4166	5792	7148	8504
200						2995	4972	6916	8536	10213
Dimensions Des barres en mm	Épaisseur des barres : e = 10 mm					Épaisseur des barres : e = 12,5 mm				
	Nombre de barre // et par phases					Nombre de barre // et par phases				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
25	591	1247	1684	2050	2411					
31,5	709	1450	1975	2414	2846	811	1711	2311	2813	3308
40	859	1683	2319	2852	3375	979	1995	2719	3326	3923
50	1031	1969	2732	3372	4000	1171	2296	3162	3889	4603
63	1249	2336	3248	3998	4772	1415	2703	3750	4628	5491
80	1528	2803	3908	4824	5729	1726	3228	4228	5224	6294
100	1847	3325	4617	5726	6778	2083	3823	4823	5779	6812
125	2237	3937	5480	6710	8030	2519	4534	5534	6488	7443
160	2769	4790	6644	8195	9745	3113	5479	6479	7339	8243
200	3361	5680	7899	9747	11596	3775	6531	7531	8275	9129

Tableau N°6, La section des barres

n	d/a									
	0,05	0,06	0,08	0,10	0,12	0,14	0,16	0,18	0,20	0,25
2	1,69	1,73	1,76	1,80	1,83	1,85	1,87	1,89	1,91	1,93
3	2,40	2,45	2,50	2,55	2,60	2,63	2,65	2,68	2,70	2,73
4	3,05	3,12	3,18	3,23	3,31	3,35	3,38	3,41	3,44	3,47
5	3,67	3,74	3,82	3,90	3,98	4,02	4,06	4,09	4,13	4,17
6	4,23	4,32	4,41	4,50	4,59	4,63	4,68	4,72	4,77	4,81
7	4,75	4,85	4,95	5,05	5,15	5,20	5,25	5,30	5,35	5,40

Tableau N°7, le nombre de barres méplates (Le facteur K1)

Nature de l'organe, du matériau et du diélectrique (Cf: 1, 2 et 3) Raccords par boulons ou dispositifs équivalents (Cf: 7) cuivre nu, alliage de cuivre nu ou alliage d'aluminium dans	Température θ (°C)	($\theta - \theta_n$) avec $\theta_n = 40$ °C
l'air	90	50
le SF6 *	105	65
l'huile	100	60
argentés ou nickelés dans		
l'air	115	75
le SF6	115	75
l'huile	100	60
étamés dans		
l'air	105	65
le SF6	105	65
l'huile	100	60

Tableau N° 8, température des conducteurs

Annexe 2

Résultats de calcul

Résultats de calcul de la section selon l'échauffement

Tableau I : Calcul de la section selon l'échauffement

équipements	I_n (A)	K	I_f (A)	I_{ad} (A)	S_j (mm ²)
Aeroréfrigérant1A	149	0.59	252.54	2*127	2*25
Aeroréfrigérant1B	149	0.59	252.54	2*127	2*25
Aeroréfrigérant2	149	0.59	252.54	2*127	2*25
P1200	40.5	0.59	68.64	75	10
P1580	26.5	0.59	44.91	54	6
P1026	7.65	0.59	12.96	23	1.5
P391	10.2	0.59	17.28	23	1.5
P1570	136	0.59	230.59	246	70
Compresseur 1	214	0.59	362.71	2*192	50
Compresseur 2	178	0.59	301.69	346	120
P 165	10.9	0.59	18.47	23	1.5
P 305	14.7	0.59	24.91	31	2.5
S 170	38.7	0.59	65.59	2*31	2*2.5
V 312	3	0.59	5.08	23	1.5
ES 312	5.2	0.59	8.81	23	1.5
ES313	6.7	0.59	11.35	23	1.5
M 314	1.5	0.59	2.54	23	1.5
AG310 A	2.15	0.59	3.64	23	1.5
AG310 B	2.15	0.59	3.64	23	1.5
AG310 C	2.15	0.59	3.64	23	1.5
P 360	4.8	0.59	8.13	23	1.5

F 420A	2.55	0.59	4.32	23	1.5
F 420B	2.55	0.59	4.32	23	1.5

Equipements	$I_n(A)$	K	$I_f(A)$	$I_{ad}(A)$	$S_j(mm^2)$
AG500	3.3	0.59	5.59	23	1.5
Départ onduleur	3.6	0.59	61.01	2*31	2*2.5
P 535	5.15	0.59	8.72	23	1.5
P 520	12	0.59	20.33	23	1.5
P 545	5.15	0.59	8.72	23	1.5
P 555	5.15	0.59	8.72	23	1.5
P V 571	6.8	0.59	11.52	23	1.5
P 615A	11.25	0.59	19.06	23	1.5
P 615B	11.25	0.59	19.06	23	1.5
P 615C	11.25	0.59	19.06	23	1.5
P 1015	4.5	0.59	7.62	23	1.5
P 1028	16.4	0.59	27.79	31	2.5
P 205	32.5	0.59	55.08	2*23	2*1.5
M 316	1.33	0.59	2.25	23	1.5
P 320A	32	0.59	54.23	2*23	2*1.5
P 320B	32	0.59	54.23	2*23	2*1.5
P 320C	32	0.59	54.23	2*23	2*1.5
P 505	21	0.59	35.59	42	4
P 365	20.5	0.59	34.74	42	4

P 1025	5.9	0.59	10	23	1.5
P 105	27	0.59	45.76	54	6
P 1100	53	0.59	45.76	54	6
P 405	53	0.59	89.83	2*42	2*4

Equipements	I_n(A)	K	I_f(A)	I_{ad}(A)	S_j(mm²)
P 525	39.5	0.59	66.94	2*31	2*2.5
Départ UV	22	0.59	37.28	42	4
P 1300	31.5	0.59	53.38	54	6
MS 620	28	0.59	47.45	2*23	2*1.5
MS 610	28	0.59	47.45	2*23	2*1.5
éclairage	87.1	0.59	147.62	158	35

Vérification de la chute de tension

Tableau II : Vérification de la chute de tension

équipements	I_n (A)	R (Ω)	X (Ω)	$\cos \varphi$	L (km)	ΔU (V)	ΔU (%)	S_J (mm ²)	S_Z (mm ²)
Aero1A	149	0.00495	0.00088	0.92	0.011	1.26	0.315	2*25	2*25
Aero1B	149	0.0054	0.00096	0.92	0.012	1.37	0.3425	2*25	2*25
Aero2	149	0.03825	0.0068	0.92	0.085	9.76	2.44	2*25	2*25
P1200	40.5	0.1125	0.004	0.86	0.05	6.9	1.725	10	10
P1580	26.5	0.225	0.0048	0.9	0.06	9.38	2.345	6	6
P1026	7.65	0.555	0.00296	0.88	0.037	6.48	1.62	1.5	1.5
P391	10.2	0.6	0.0032	0.87	0.04	9.24	2.31	1.5	1.5
P1570	136	0.0221	0.00552	0.85	0.069	5.1	1.275	70	70
Compresseur 1	214	0.0252	0.00448	0.85	0.056	8.8	2.2	50	50
Compresseur 2	178	0.0106	0.00456	0.87	0.057	3.53	0.882	120	120
P 165	10.9	0.3	0.0016	0.88	0.02	4.99	1.24	1.5	1.5
P 305	14.7	0.216	0.00192	0.89	0.024	4.91	1.2275	2*2.5	2*2.5
S 170	38.7	0.099	0.00176	0.89	0.022	5.95	1.487	2*2.5	2*2.5
V 312	3	0.18	0.00096	0.87	0.012	0.81	0.202	1.5	1.5

ES 312	5.2	0.195	0.00104	0.8	0.013	1.41	0.352	1.5	1.5
ES313	6.7	0.195	0.00104	0.8	0.013	1.92	0.48	1.5	1.5
M 314	1.5	0.2025	0.00108	0.7	0.013	0.36	0.09	1.5	1.5
AG310 A	2.15	0.24	0.00128	0.8	0.016	0.71	0.1775	1.5	1.5
AG310 B	2.15	0.255	0.00136	0.8	0.017	0.76	0.19	1.5	1.5
AG310 C	2.15	0.27	0.00144	0.8	0.018	0.8	0.2	1.5	1.5
P 360	4.8	0.255	0.0012	0.82	0.015	1.5	0.375	1.5	1.5
F 420A	2.55	0.105	0.00056	0.81	0.007	0.37	0.0925	1.5	1.5
F 420B	2.55	0.15	0.0008	0.81	0.01	0.53	0.1325	1.5	1.5
AG500	3.3	0.3	0.0016	0.8	0.02	1.37	0.3425	1.5	1.5
Départ onduleur	3.6	0.0135	0.00024	0.9	0.003	0.76	0.19	2*2.5	2*2.5
P 535	5.15	0.105	0.00056	0.87	0.007	0.81	0.2025	1.5	1.5
P 520	12	0.12	0.00064	0.86	0.008	2.15	0.537	1.5	1.5
P 545	5.15	0.09	0.00048	0.87	0.006	0.7	0.175	1.5	1.5
P 555	5.15	0.15	0.0008	0.85	0.01	1.14	0.285	1.5	1.5
P V 571	6.8	0.135	0.00072	0.94	0.009	1.49	0.3725	1.5	1.5
P 615A	11.25	1.125	0.006	0.81	0.075	17.81	4.452	1.5	1.5
P 615B	11.25	1.14	0.00608	0.81	0.076	18.05	4.51	1.5	1.5
P 615C	11.25	1.155	0.00616	0.81	0.077	18.29	4.57	1.5	1.5
P 1015	4.5	0.975	0.0052	0.86	0.065	6.55	1.637	1.5	1.5
P 1028	16.4	0.459	0.00408	0.89	0.051	11.65	2.91	25	2.5
P 205	32.5	0.18	0.00192	0.91	0.024	9.26	2.315	2*1.5	2*1.5
M 316	1.33	0.225	0.0012	0.55	0.015	0.28	0.07	1.5	1.5

P 320A	32	0.21	0.00224	0.91	0.028	10.64	2.66	2*1.5	2*1.5
P 320B	32	0.2175	0.00232	0.91	0.029	11.01	2.752	2*1.5	2*1.5
P 320C	32	0.225	0.0024	0.91	0.030	11.4	2.85	2*1.5	2*1.5
P 505	21	0.14	0.002	0.8	0.025	4.11	1.027	4	4
P 365	20.5	0.174	0.00248	0.89	0.031	5.53	1.382	1.5	1.5
P 1025	5.9	0.525	0.0028	0.87	0.035	4.67	1.167	1.5	1.5
P 105	27	0.0862	0.00184	0.9	0.023	3.66	0.915	6	6
P 1100	27	0.0787	0.00168	0.9	0.021	3.34	0.835	6	6
P 405	53	0.0618	0.00176	0.88	0.022	5.06	1.265	2*4	2*4

Equipements	$I_n(A)$	$R(\Omega)$	$X(\Omega)$	$\cos\varphi$	$L(m)$	$\Delta U(V)$	$\Delta U(\%)$	$S_J(mm^2)$	$S_z(mm^2)$
P 525	39.5	0.036	0.00064	0.92	0.008	2.43	0.607	2*2.5	2*2.5
Départ UV	22	0.365	0.0052	0.9	0.065	12.6	3.15	4	4
P 1300	31.5	0.1875	0.004	0.92	0.05	9.49	2.372	6	6
MS 620	28	0.615	0.00656	0.9	0.082	22.97	5.7	2*1.5	2*1.5
MS 610	28	0.615	0.00656	0.9	0.082	22.97	5.7	2*1.5	2*1.5
éclairage	87.1	0.00257	0.00032	0.9	0.004	0.36	0.09	35	35

Courants de court circuit pour les différents départs

Tableau III : Calcul des courants de court circuit pour les différents départs

équipements	$R(\Omega)$	$X(\Omega)$	$L(m)$	$Sz(mm^2)$	$Z(\Omega)$	$Zt(\Omega)$	$I_{cc}(KA)$
Aeroréfrigérant1 A	0.0049 5	0.0008 8	11	2*25	0.00 5	0.0223 8	17.87
Aeroréfrigérant1 B	0.0054	0.0009 6	12	2*25	0.00 5	0.0223 8	17.87
Aeroréfrigérant2	0.0382 5	0.0068	85	2*25	0.03 8	0.0553 8	7.22
P1200	0.1125	0.004	50	10	0.11	0.1273 8	3.14
P1580	0.225	0.0048	60	6	0.22 5	0.2423 8	1.65

P1026	0.555	0.0029 6	37	1.5	0.55	0.5673 8	0.704
P391	0.6	0.0032	40	1.5	0.6	0.6173 8	0.64
P1570	0.0221	0.0055 2	69	70	0.02 2	0.0393 8	10.15
Compresseur 1	0.0252	0.0044 8	56	50	0.02 5	0.0423 8	9.43
Compresseur 2	0.0106	0.0045 6	57	120	0.01 1	0.0283 8	14.09
P 165	0.3	0.0016	20	1.5	0.3	0.3271	1.22
P 305	0.216	0.0019 2	24	2.5	0.21 6	0.2431	1.64
S 170	0.099	0.0017 6	22	2*2.5	0.09	0.1171	3.41
V 312	0.18	0.0009 6	12	1.5	0.18	0.2071	1.93
ES 312	0.195	0.0010 4	13	1.5	0.19	0.2171	1.84
ES313	0.195	0.0010 4	13	1.5	0.19	0.2171	1.84
M 314	0.2025	0.0010 8	13. 5	1.5	0.20 2	0.2291	1.74
AG310 A	0.24	0.0012 8	16	1.5	0.24	0.2671	1.49
AG310 B	0.255	0.0013 6	17	1.5	0.25 5	0.2821	1.41

AG310 C	0.27	0.0014 4	18	1.5	0.27	0.2971	1.34
P 360	0.225	0.0012	15	1.5	0.25 5	0.2821	1.41
F 420A	0.105	0.0012 8	7	1.5	0.10 5	0.1321	3.02
F 420B	0.15	0.0013 6	10	1.5	0.15	0.1771	2.25

Equipements	R(Ω)	X(Ω)	L(m)	Sz(mm²)	Z(Ω)	Zt(Ω)	Icc(KA)
AG500	0.3	0.0016	20	1.5	0.3	0.3271	1.22
Départ onduleur	0.0135	0.00024	3	2*2.5	0.0135	0.0406	9.85
P 535	0.105	0.00056	7	1.5	0.105	0.1321	3.02
P 520	0.12	0.00064	8	1.5	0.12	0.1471	2.71
P 545	0.09	0.00048	6	1.5	0.09	0.1171	3.41
P 555	0.15	0.0008	10	1.5	0.15	0.1771	2.25
P V 571	0.135	0.00072	9	1.5	0.135	0.1621	2.46
P 615A	1.125	0.006	75	1.5	0.125	0.1521	2.62
P 615B	1.14	0.00608	76	1.5	1.14	1.1671	0.34
P 615C	1.155	0.00616	77	1.5	1.155	1.1821	0.33
P 1015	0.975	0.0052	65	1.5	0.975	1.0021	0.39
P 1028	0.459	0.00408	51	2.5	0.459	0.4861	0.82
P 205	0.18	0.00192	24	2*1.5	0.18	0.2071	1.93
M 316	0.225	0.0012	15	1.5	0.225	0.2521	1.58

P 320A	0.21	0.00224	28	2*1.5	0.21	0.2371	1.68
P 320B	0.2175	0.00232	29	2*1.5	0.21	0.2371	1.68
P 320C	0.255	0.0024	30	2*1.5	0.225	0.2521	0.76
P 505	0.14	0.002	25	4	0.14	0.1671	2.39
P 365	0.174	0.00248	31	4	0.174	0.2011	1.98
P 1025	0.525	0.0028	35	1.5	0.525	0.5521	0.72
P 105	0.0862	0.00184	23	6	0.0862	0.1133	3.53
P 1100	0.0787	0.00168	21	6	0.0787	0.1058	3.78
P 405	0.0618	0.00176	22	2*4	0.0618	0.0889	4.49

Equipements	R(Ω)	X(Ω)	L(m)	Sz(mm²)	Z(Ω)	Zt(Ω)	Icc(KA)
P 525	0.036	0.00064	80	2*2.5	0.036	0.0631	6.33
Départ UV	0.365	0.0052	65	4	0.365	0.3921	1.02
P 1300	0.1875	0.004	50	6	0.187	0.2141	1.86
MS 620	0.615	0.00656	82	2*1.5	0.615	0.6421	0.62
MS 610	0.615	0.00656	82	2*1.5	0.615	0.6421	0.62
éclairage	0.00257	0.00032	40	35	0.0025	0.0296	13.51

Les disjoncteurs choisis pour les différents départs

Tableau IV : Les disjoncteurs choisis pour les différents départs

équipements	In(A)	Icc(KA)	In(A)	PDC(KA)	disjoncteur(KA)
Aeroréfrigérant 1A	149	17.87	160	36	NS160N
Aeroréfrigérant 1B	149	17.87	160	36	NS160N
Aeroréfrigérant 2	149	7.22	160	36	NS160N
P1200	40.5	3.14	160	36	NS160N
P1580	26.5	1.65	160	36	NS160N
P1026	7.65	0.704	160	36	NS160N
P391	10.2	0.64	160	36	NS160N
P1570	136	10.15	160	36	NS160N
Compresseur 1	214	9.43	250	36	NS160N
Compresseur 2	178	14.09	250	36	NS160N
Armoire ECDI	909.32	23.09	1600	60	NS1600N
P 165	1.9	1.22	100	25	NS100N
P 305	14.7	1.64	100	25	NS100N
S 170	38.7	3.41	100	25	NS100N

V 312	3	1.93	100	25	NS100N
ES 312	5.2	1.84	100	25	NS100N
ES313	6.7	1.84	100	25	NS100N
M 314	1.5	1.74	100	25	NS100N
AG310 A	2.15	1.49	100	25	NS100N
AG310 B	2.15	1.41	100	25	NS100N
AG310 C	2.15	1.34	100	25	NS100N
P 360	4.8	1.41	100	25	NS100N
F 420A	2.55	3.02	100	25	NS100N
F 420B	2.55	2.25	100	25	NS100N

équipements	In(A)	Icc(KA)	In(A)	PDC(KA)	Type de disjoncteur(KA)
AG 500	3.3	1.22	100	25	NS100N
Départ onduleur	36	9.85	100	25	NS100N
Colonne 1	136.35	14.76	250	36	NS250N
P535	5.15	3.02	100	25	NS100N
P 520	12	2.71	100	25	NS100N
P 545	5.15	3.41	100	25	NS100N
P 555	5.15	2.25	100	25	NS100N
PV 571	6.8	2.46	100	25	NS100N
P 615A	11.25	2.62	100	25	NS100N
P 615B	11.25	0.34	100	25	NS100N
P 615C	11.25	0.33	100	25	NS100N
P 1015	4.5	0.39	100	25	NS100N

P 1028	16.4	0.82	100	25	NS100N
P 205	32.5	1.93	100	25	NS100N
M 316	1.33	1.58	100	25	NS100N
P 320A	32	1.68	100	25	NS100N
P 320B	32	1.68	100	25	NS100N
P 320C	32	0.75	100	25	NS100N
P 505	21	2.39	100	25	NS100N
P 365	20.5	1.98	100	25	NS100N
P 1025	5.9	0.72	100	25	NS100N
Colonne 2	246.13	14.76	250	36	NS250N

équipements	In(A)	Icc(KA)	In(A)	PDC(KA)	Type de disjoncteur(KA)
P 105	27	3.53	100	25	NS100N
P 1100	27	3.78	100	25	NS100N
P 405	53	4.49	100	25	NS100N
P 525	39.5	6.33	100	25	NS100N
UV 1, 2,3	22	1.02	100	25	NS100N
P 1300	31.5	1.86	100	25	NS100N
MS 620	28	0.62	100	25	NS100N
MS 610	28	0.62	100	25	NS100N
Transformateur D'éclairage	87.1	13.51	100	25	NS100N
Colonne 3	312	14.76	315	36	NS250N