

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Abderrahmane MIRA – BEJAIA
Faculté De Technologie
Département de Génie Électrique

Mémoire de fin de cycle

En vue de l'obtention du diplôme de Master en Électrotechnique
Option : Commande Electrique

Thème

*Etude et redimensionnement d'un réseau et
d'un poste MT/MT/BT au sein de la
SONATRACH Bejaia*

Réalisé par :

Mr BAOUCHE Salim

Mr DEBA Yacine

Encadrés par:

Mr Atroune Salah (Promoteur).

Mr Yahiaoui Rachid (Co-Encadreur).

Année Universitaire 2017/2018

Remerciements

Nous tenons à remercier tout d'abord الله, seigneur de l'univers, qui a permis que ce travail voit la lumière. A lui toute louange.

En exprimant notre profonde gratitude à notre promoteur M^{er} ATROUNE qui a contribué à la réalisation de ce mémoire, Pour nous avoir honorés en acceptant de diriger ce travail et pour ses orientations, ses conseils et sa grande patience tout au long de la période de travail

Nous remercions aussi tout le personnel de l'entreprise SONATRACH de Bejaïa surtout M^{er} ABBAS Nadir et M^{er} Moustapha LOUIBA et notre Co-Encadreur M^{er} YAHIAOUI Rachid

Nous tenons à remercier également tous les membres du jury qui ont accepté de juger notre travail et pour l'intérêt qu'ils ont porté à ce dernier

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

DEDICACE

Avant tous, je remercie الله le tout puissant de m'avoir donné le courage et la patience pour réaliser ce travail malgré toutes les difficultés rencontrées.

Je tiens à dédier ce modeste travail :

A mes chers parents qui m'ont toujours soutenu et orienté vers le bon chemin. Je leurs dois un grand merci et je leurs éprouve un sentiment de gratitude et d'amour. Je prie الله de garder le prestige de vivre avec eux une longue vie.

A mes frères «Hakim» et «Rabah », et ma sœur «Karima»

A la mémoire de mes grand-père « hadj Hachemi » et «Abbas Ali » que الله tout puissant l'accueille dans son vaste paradis.

Et mes grande mère « chala » et « Sahera» à qui je leur souhaite une longue vie.

A mes tantes ainsi que leurs conjoints et leurs enfants.

A toute ma grande famille.

A tous mes cousins.

A tous mes oncles surtout la famille Abbas

A tous mes amis (es) surtout (Ninouche ,Walid ,Salim)

A tous les enseignants qui ont participé à ma formation durant toutes mes études.

A mon binôme Yacine Deba et toute sa famille.

A toute ma promotion de Master Electrotechnique (2018).

ET à tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin à accomplir ce travail.

Salim Baouche

DEDICACE

Tout d'abord, je remercie Dieu le tout puissant, de m'avoir donné le courage, la patience et la volonté afin de terminer ce travail.

Je dédie cet humble travail à :

Mes très chers parents pour leurs soutiens et sacrifices,

Mes frères MOUNIR, FARES

Particulièrement à ma très chère femme Fadila et toute sa famille

Sans toutefois oublier

mes amis qui m'ont encouragé merci Bachir, Massi, Mezian, Morad, Binour, Halim, Fahime, salim.

A tous les enseignants qui ont participé à ma formation durant toutes mes études.

A mon binôme Salim Baouche et toute sa famille.

A toute ma promotion de Master Electrotechnique (2018).

ET à tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin à accomplir ce travail.

Yacine Deba

Table des matières

Introduction générale	1
------------------------------------	---

Chapitre I : généralité sur les réseaux électriques

I. 1. LES ARCHITECTURES DES RESEAUX ELECTRIQUE	2
I. 1.1. INTRODUCTION	2
I. 1. 2. Structure générale d'un réseau de distribution électrique	3
I. 1. 3. Différents types de réseaux électriques	4
I. 1. 3. 1. Réseaux de transport et d'interconnexion	4
I. 1. 3. 2. Réseaux de répartition	4
I. 1. 3. 3. Réseaux de distribution	4
I. 1. 4. Les postes de livraison HTB	5
I. 1. 4. 1. Simple antenne	5
I. 1. 4. 2. Double antenne	6
I. 1. 4. 3. Double antenne avec double jeu de barres	7
I. 1. 5. Les postes de livraison HTA	8
I. 1. 6. Mode d'alimentation des postes HTA	8
I. 1. 6. 1. Un jeu de barres une source d'alimentation	8
I. 1. 6. 2. Un jeu de barres sans couplage deux sources d'alimentation.....	8
I. 1. 6. 3. Deux demi-jeux de barres avec couplage et deux sources d'alimentation.....	9
I. 1. 7. Structure des réseaux HTA	9
I. 1. 7. 1. Radial en simple antenne	10
I. 1. 7. 2. Radial en double antenne sans couplage	11
I. 1. 7. 3. Radial en double antenne avec couplage	12
I. 1. 7. 4. En boucle	13
I. 1. 7. 4. 1. Boucle ouverte	13
I. 1. 7. 4. 2. Boucle fermée	14
I. 1. 7. 5. En double dérivation	15
I. 2. POSTE ELECTRIQUE	16
I. 2. 1. Définition d'un poste	16
I. 2. 2. Postes sources	16
I. 2. 3. Postes HTB/HTA	16
I. 2. 4. Poste HTA /BT	17
I. 2. 5. Différents éléments de poste électrique	17

Table des matières

I. 2. 6. Transformateur de puissance	17
I. 2. 7. Disjoncteur	17
I. 2. 8. Sectionneur	18
I. 2. 9. Sectionneur de mise à la terre	18
I. 2. 10. Transformateur de courant	18
I. 2. 11. Transformateur de tension	18
I. 2. 12. Jeux de barres	18
I. 3. PROTECTION ELECTRIQUE	19
I. 3. 1. Définition et rôle de la protection	19
I. 3. 2. Différent type de protection dans un poste source	19
I. 3. 2. 1. Rôle de système de protection dans un poste	19
I. 3. 2. 2. Qualités fondamentales d'une protection électrique	20
I. 3. 2. 3. Protection de ligne HTB	20
I. 3. 2. 4. Protection des départs HTA	20
I. 3. 2. 5. Protection des lignes HTA contre les surcharges	21
I. 3. 2. 6. Protection des jeux de barres	21
I. 3. 2. 7. Protection d'un transformateur	21
I. 4. RÉGIME DU NEUTRE	22
I. 4. 1. Définition de régime du neutre	22
I. 4. 2. Neutre MT	22
I. 4. 3. Le neutre isolé	22
I. 4. 4. Neutre mis à la terre par réactance	22
I. 4. 5. Neutre mis à la terre par résistance	22
I. 4. 6. Les différents régimes du neutre	23
I. 4. 8. Régime du neutre IT	23
I. 4. 9. Régime de neutre TT	24
I. 4. 10. Régime de neutre TN	24
I. 5. LES PUISSANCES	26
I. 5. 1. Bilan de puissances	26
I. 5. 2. La puissance d'une installation industrielle	26
I. 5. 3. Puissance installée	26
I. 5. 4. Puissance absorbée Pa	26
I. 5. 5. Puissance d'utilisation Pu	26

Table des matières

I. 5. 6. Facteur d'utilisation k_u	27
I. 5. 7. Facteur de simultanéité k_s	27
I. 5. 8. Facteur d'extension k_e	27
I.6. LES COURTS-CIRUITS	27
I. 6. 1. Définition d'un court-circuit	27
I. 6. 2. Origines du court-circuit	27
I. 6. 3. Caractéristiques du court-circuit	27
I. 6. 4. Différent type Types de court-circuit	28
I. 7. LES CHUTES TENSIONS	28
I. 7. 1. Définition d'une chute de tension	28
I. 7. 2. Surtension temporaire	28
I. 7. 3. Tensions de contact	28
I. 7. 4. Surtension de manœuvre	28
I. 8. LA SELECTIVITE	29
I. 8. 1. Définition	29
I. 8. 2. Différent type de sélectivité	29
I. 8. 2. 1 Sélectivité totale	29
I. 8. 2. 2 Sélectivité partielle	29
I. 8. 2. 3 Sélectivité ampérométrique	30
I. 8. 2. 4 Sélectivité chronométrique	30
I. 8. 2. 5 Sélectivité logique	31
I. 9. LES NORMES	32
I. 9. 1. La Normalisation	32
I. 9. 2. Organisme de normalisation	33
I. 9. 3. Exemple de Norme CEI et leur domaine de spécification	33
I. 9. 4. Gamme des tensions utilisés par le groupe « SONALGAZ »	35
I. 10. CONCLUSION	35

Table des matières

Chapitre II : présentation de l'entreprise

II. 1. INTRODUCTION	36
II. 2. Description de la SONTRACH	36
II. 2. 1. Historique de la SONATRACH	36
II. 3. Principale activité de la société	37
II. 3. 1. Activité Amont	37
II. 3. 2. Activité Avale.....	37
II. 3. 3. Activité Transport par canalisation	37
II. 3. 4. Activité commercialisation	37
II. 4. Présentation de la D R G B	38
II. 4. 1. Organigramme de RTC Bejaia	38
II. 5. Terminale marin de Bejaia	41
II. 5. 1. Terminale Nord	41
II. 5. 1. 1. Parc de stockage	41
II. 5. 1. 2. Manifold	42
II. 5. 1. 3. Tour de contrôle	43
II. 5. 2. Terminale Sud	43
II. 5. 2. 1. Parc de stockage	43
II. 5. 2. 2. Salle électrique	43
II. 5. 2. 3. Manifold.....	44
II. 6. Département de Maintenance	44
II. 6. 1. Organigramme de département de maintenance	44
II. 6. 2. Service électrique	45
II. 7. NOTION DIVER	45
II. 7. 1. Pétrole.....	45
II. 7. 2. Condensat	45
II. 7. 3. Station de pompage	45
II. 7. 4. Pipeling... ..	45
II. 7. 5. Raffinerie	45
II. 7. 6. La gare racleur	46
II. 7. 7. Système anti incendie	46
II. 8. PRESENTATION DU PROJET	46

Chapitre III : Bilan de puissance de l'installation

III. 1. INTRODUCTION	48
III. 2. INDICATION DE FACTEUR	48
III. 3. SCHEMA UNIFILAIRE DE L'INSTALLATION	49
III. 4. IDENTIFICATION DES DEFFERENTS CIRCUITS DE L'INSTALLATION ...	52
III. 4. 1. Récepteur moyenne tension.....	52
III. 4. 2. Récepteur basse tension	52
III. 5. Calcul de la puissance installée	55
III.5 .1. Bilan de puissance nominale des charges (MT)	55
III.5 .2. Bilan de puissance nominale des charges (BT)	56
III. 6. Calcul de la puissance d'utilisation	63
III. 6. 1. Puissance utile dans une branche <i>P_{uj}</i>	63
III. 6. 2. Bilan de la puissance utilisée (charge MT)	64
III. 4. 3. Bilan de la puissance utilisée (charge BT)	65
III. 7. Choix et dimensionnement du transformateur BT	71
III. 7. 1. Calcul du facteur de puissance de l'installation BT	72
III. 7. 2. Choix du transformateur BT.....	72
III. 7. 3. Calcul du rapport de transformation.....	72
III. 7. 4. Calcul du courant secondaire.....	72
III. 7. 5. Calcul du courant primaire.....	73
III. 7. 6. Détermination d'Ucc.....	73
III. 8. Choix et dimensionnement du transformateur MT	73
III. 8. 1. Calcul du facteur de puissance de l'installation	74
III. 8. 2. Choix du transformateur MT	74
III. 8. 3. Calcul du rapport de transformation.....	74
III. 8. 4. Calcul du courant secondaire	75
III. 8. 5. Calcul du courant primaire.....	75
III. 8. 6 Détermination d'Ucc.....	75
III. 9. Dimensionnement du groupe électrogène	76
III. 9. 1. Bilan de la puissance nominale (récepteur du groupe électrogène)	76
III. 9. 2. Bilan de la puissance utilisée (récepteur électrogène)	79
III. 9. 3. Choix et dimensionnement du groupe électrogène.....	81

Table des matières

III. 9. 4. Calcul du facteur de puissance du groupe électrogène.....	81
III. 9. 5. Choix du groupe électrogène.....	81
III. 10. Conclusion	82
 <i>Chapitre IV : Dimensionnement et choix des éléments de l'installation</i>	
IV. 1. INTRODUCTION	83
IV. 2. Dimensionnement technique d'un câble électrique	83
IV. 2. 1. Câble BT.....	83
IV. 2. 2. Câble MT.....	84
IV. 3. Calcul et choix des sections des câbles en moyenne tension	84
IV. 4. Calcul de chute de tension	89
IV. 5. Dimensionnement des jeux de barres	91
IV. 5. 1. Le courant nominal I_n	92
IV. 5. 2. Le courant admissible I_{ad}	92
IV. 5. 3. Vérification aux contraintes thermiques et électrodynamiques.....	92
IV. 6. Détermination des courants influençant sur la section en BT	100
IV. 6. 1. Courant admissible I_{ad}	100
IV. 6. 2. Courant fictif.....	101
IV. 6. 3. Calcul et choix des sections des câbles en BT.....	101
IV. 6. 3. 1. Calcul de la section selon l'échauffement S_j	101
IV. 6. 3. 2. Calcul de la section selon la chute de tension S_z	104
IV. 6. 3. 3. La section économique.....	106
IV. 7. Méthode générale de calcul des courants de court-circuit	106
IV. 7. 1. Pour la basse tension.	107
IV. 7. 2. Pour la moyenne tension.	107
IV. 7. 3. Calcul des impédances de chaque tronçon	108
IV. 7. 4. Calcul des courants de court-circuit en fonction des impédances	112
IV. 8. CONCLUSION	114
CONCLUSION GENERALE	115

Table des matières

CHAPITRE I

<i>Figure I.1 : Structure générale d'un reseau privé de distrubution</i>	<i>03</i>
<i>Figure I.2 : Alimentation simple antenne d'un pôte de livraison HTB</i>	<i>05</i>
<i>Figure I.3 : Alimentation double antenne d'un poste de livraion HTB</i>	<i>06</i>
<i>Figure I.4 :Alimentation double antenne-double jeu de barre d'un poste de livraison HTB ..</i>	<i>07</i>
<i>Figure I.5 : Un jeu de barre avec une source d'alimentation.....</i>	<i>08</i>
<i>Figure I.6 : Un jeu de barre sans couplage avec duex source d'alimentation</i>	<i>08</i>
<i>Figure I.7 : Deux demi-jeux de barre avec couplage et deux source d'alimentation</i>	<i>09</i>
<i>Figure I.8 : Réseau HTA radial en simple antenne</i>	<i>10</i>
<i>Figure I.9 : Réseau HTA radial en double antenne sans couplage</i>	<i>11</i>
<i>Figure I.10 : Réseau HTA radial en double antenne avec couplage</i>	<i>10</i>
<i>Figure I.11 : Réseau HTA en boucle ouverte</i>	<i>13</i>
<i>Figure I.12 : Réseau HTA en boucle fermée</i>	<i>14</i>
<i>Figure I.13 : Réseau HTA en double dérivation</i>	<i>15</i>
<i>Figure I.14 : Neutre isolé ou impédant (schéma IT) en basse tension.....</i>	<i>23</i>
<i>Figure I.15 : Neutre mis directement a la terre (schéma TT) en basse tension</i>	<i>24</i>
<i>Figure I.16 : Schéma (TNC).....</i>	<i>25</i>
<i>Figure I.17 : Schéma (TNS)</i>	<i>25</i>
<i>Figure I.18 : Sélectivité des appariels</i>	<i>29</i>
<i>Figure I.19 : Sélectivité ampermitrique</i>	<i>30</i>
<i>Figure I.20 : Sélectivité chronometrique</i>	<i>31</i>
<i>Figure I.21 : Fonctionnement d'une sélectivité logique</i>	<i>31</i>

Liste des figures

CHAPITRE II

<i>Figure II.1 : D.R.G.B de Béjaia</i>	<i>38</i>
<i>Figure II.2 : Le terminale marin de béjaia</i>	<i>41</i>
<i>Figure II.3 : Back de stokage</i>	<i>41</i>
<i>Figure II.4 : Manifold</i>	<i>42</i>
<i>Figure II.5 : organigramme de departement de maintenance</i>	<i>44</i>
<i>Figure II.6 : La gare racleur</i>	<i>46</i>

CHAPITRE III

<i>Figure III.1 : Schéma unifilaire générale de l'installation MT.....</i>	<i>50</i>
<i>Figure III.2 : Schéma unifilaire générale de l'installation BT</i>	<i>51</i>

CHAPITRE IV

<i>Figure IV.1 : Constitution d'un cable électrique</i>	<i>83</i>
<i>Figure IV.2 : Constitution d'un cable électrique MT</i>	<i>84</i>
<i>Figure IV.3 : Cshéma explicatif du périmètre d'une barre</i>	<i>93</i>
<i>Figure II.4 : Dimensions d'une barre</i>	<i>94</i>
<i>Figure IV.5 : Mode de pose sous caniveaux</i>	<i>101</i>

Liste des tableaux

CHAPITRE I

<i>Tableau I.1 : Organisme de normalisation et normes internationales</i>	<i>33</i>
<i>Tableau I.2 : Décret et norme en France</i>	<i>34</i>
<i>Tableau I.3 : les niveaux de tension en France selon la norme NF C 15-100 et NF C13-200.</i>	<i>34</i>
<i>Tableau I.4 : Définition des niveau de tension par le groupe SONALGAZ.....</i>	<i>35</i>

CHAPITRE III

<i>Tableau III.1 : Facteur de simultanéité selon le nombre de recepture</i>	<i>48</i>
<i>Tableau III.2 : Facteur d'utilisation</i>	<i>89</i>
<i>Tableau III.3 : Identification des diffirent circuit du site MT</i>	<i>52</i>
<i>Tableau III.4 : Identification des diffirent circuit du site BT</i>	<i>55</i>
<i>Tableau III.5 : Identification des puissance des charge MT.....</i>	<i>56</i>
<i>Tableau III.6 : Identification des puissance des charge BT.....</i>	<i>62</i>
<i>Tableau III.7 : Bilan de puissance nominale charge (MT et BT)</i>	<i>62</i>
<i>Tableau III.8 : Bilan de puissance utilisé des charges MT et BT.....</i>	<i>71</i>
<i>Tableau III.9 : Bilanc de puissance utile totale de toute les branche de l'installation BT.....</i>	<i>71</i>
<i>Tableau III.10 : Bilanc totale de toute les branche de l'installation BT multiplier par 1,2</i>	<i>71</i>
<i>Tableau III.11 : Bilanc de puissance utile totale de toute les branche de l'installation MT ..</i>	<i>73</i>
<i>Tableau III.12 : Bilanc totale de toute les branche de l'installation MT multiplier par 1,2 ...</i>	<i>74</i>
<i>Tableau III.13 : Bilan de puissance nominale des recepteurs qu'alimentra le GEG</i>	<i>78</i>
<i>Tableau III.14 : Bilan totale des recepteur qu'alimentra le GEG</i>	<i>78</i>
<i>Tableau III.15 : Bilan de puissance utilisé qu'alimentera le GEG</i>	<i>80</i>
<i>Tableau III.16 : Bilan utile totale de tout les récepteur qu'alimentera le GEG</i>	<i>81</i>
<i>Tableau III.17 : Bilan de puissace utilisé totale de toute les branches qu'alimentra le GEG multiplier par 1,2.....</i>	<i>81</i>
<i>Tableau III.18 : consinge du GEG</i>	<i>82</i>

Liste des tableaux

CHAPITRE IV

<i>Tableau IV.1 : Valeur des courants nominale des JB (MT et BT)</i>	<i>92</i>
<i>Tableau IV.2 : Valeur des courants admissible avec les section des JB (MT et BT).....</i>	<i>92</i>
<i>Tableau IV.3 : Valeur de coefficient K1 en fonction de nombre des JB</i>	<i>94</i>
<i>Tableau IV.4 : Valeur de K1</i>	<i>94</i>
<i>Tableau IV.5 : Valeur de K6</i>	<i>95</i>
<i>Tableau IV.6 : Valeur de tous les coefficient de K, JB (MT et BT).....</i>	<i>95</i>
<i>Tableau IV.7 : Le courant admissible corespondant au courant fictif et séction</i>	<i>103</i>
<i>Tableau IV.8 : Valeur des séction calculées par rapport a la chute de tension</i>	<i>106</i>
<i>Tableau IV.9 : Disposition d'un reseau de distribution.....</i>	<i>108</i>
<i>Tableau IV.10 : Impédances du réseau amont ramenées au secondaire du transformateur.</i>	<i>110</i>
<i>Tableau IV.11 : Résultat des différente valeur de Z des transformateurs MT et BT</i>	<i>111</i>
<i>Tableau IV.12: Résultat des différente valeur de R,X,Z des cables C1,C3,C7,C9 et du Dj... ..</i>	<i>111</i>
<i>Tableau IV.13 : Résultat des différente valeur de R,X,Z des JB et MT.....</i>	<i>112</i>
<i>Tableau IV.14 : Calcule des courts-circuits dans les différent circuit termineaux.....</i>	<i>113</i>

Liste des symboles

P_n : Puissance installée (W)

P_u : Puissance d'utilisation (W)

S_n : Puissance apparente (KVA)

K_u : Facteur d'utilisation maximum

K_s : Facteur de simultanéité

K_e : Facteur d'extension

I_B : Courant d'emploi (A)

I_{ad} : Courant admissible (A)

U_{cc} : tension de court-circuit (V)

K : Facteur de correction

t : Durée du court-circuit (S)

l : Longueur du câble (m)

S : Section (mm²)

Cos φ : Facteur de puissance

R : Résistance (Ω)

X : Réactance (Ω)

Z : Impédance (Ω)

ΔU : Chute de tension (V)

ΔU : Pourcentage chute de tension %

Z_{cc} : Impédance de court-circuit (Ω)

C : Facteur de charge à vide

M : Facteur de tension

Z_{Tr} : Impédance d'un transformateur (Ω)

R_{Tr} : Résistance du transformateur (Ω)

X_{Tr} : Réactance du transformateur (Ω)

R_{C1} : Résistance du câble C1 (Ω)

R_{C3} : Résistance du câble C3 (Ω)

R_{C7} : Résistance du câble C7 (Ω)

R_{C8} : Résistance du câble C8 (Ω)

R_{C9} : Résistance du câble C9 (Ω)

X_{C1} : Réactance du câble C1 (Ω)

X_{C3} : Réactance du câble C1 (Ω)

X_{C8} : Réactance du câble C1 (Ω)

X_{C9} : Réactance du câble C1 (Ω)

MT : Moyenne tension

BT : Basse tension

JB : jeu de barre

$JB (BT) n^{\bullet}1$: jeu de barre basse tension numéro 1

$JB (BT) n^{\bullet}2$: jeu de barre basse tension numéro 2

Dj : Disjoncteur

GEG : groupe électrogène

Z_{C1} : impédance du câble C1 (Ω)

Z_{C3} : impédance du câble C3 (Ω)

Z_{C7} : impédance du câble C7 (Ω)

Z_{C9} : impédance du câble C9 (Ω)

$Z_{JB (MT)}$: impédance du jeu de barre MT (Ω)

$Z_{JB (BT)}$: impédance du jeu de barre BT (Ω)

TBT : Très basse tension.

HTB ou HTA : Haute tension.

NF : Normalement fermé.

NO : Normalement ouvert.

Ph : Phase. (V)

U : Tension composé (V)

V : Tension simple. (V)

TT : Neutre mis à la terre.

IT : Neutre isolé.

TN : Terre neutre.

TNC : Terre neutre confondu.

TNS : Terre neutre séparé.

PVC : Polychlorure de vinyle

PE : mise Terre

I_{cc} : Courant de court-circuit (A)

TGBT : Tableau générale basse tension.

I_n : Courant nominale. (A)

Q_u : Puissance réactive d'utilisation. (VAR)

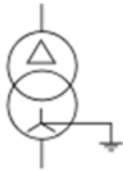
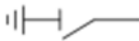



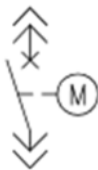

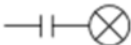


S_u : Puissance apparente d'utilisation. (VA)

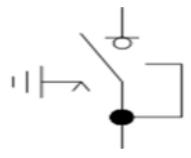
m : Rapport de transformation.

I_Z : Courant équivalent. (A)

I_f : Courant fictif. (A)

LEGENDE

	<p>transformateur</p>
	<p>Sectionneur</p>
	<p>contacteur</p>
	<p>disjoncteur</p>
	<p>Tiroir débrochable</p>
	<p>Disjoncteur motorisé</p>
	<p>Générateur diesel</p>
	<p>Lampe de signalisation avec condensateur</p>
	<p>Moteur pompe</p>
	<p>Photocellule</p>

---	Câble de connexion
 A schematic diagram of an SF6 cell. It features a central vertical line with a solid black dot at its base. A diagonal line extends from the top of this vertical line to the left, ending in a horizontal line with three vertical bars, representing a gas inlet or outlet. A horizontal line extends from the top of the central vertical line to the right, then turns downwards and then left, forming a rectangular loop that connects back to the central vertical line.	Cellule SF6

Introduction générale

Les investissements humains et matériels affectés aux réseaux électriques sont énormes. Pour cela, le réseau électrique doit répondre à des exigences très importantes telles que la stabilité, la sécurité, la continuité du service et surtout le côté économique. Les réseaux électriques livrent l'énergie nécessaire à cet effet. La continuité de l'alimentation des récepteurs électriques est recherchée dès la conception du réseau, et en particulier lors des choix préliminaires du schéma unifilaire. La réduction des coûts de réalisation et d'exploitation d'une installation électrique, avec un fonctionnement sûr et sans défaillance, sont des conditions essentielles de rentabilité. Cette optimisation technico-économique dépend d'une analyse préalable, détaillée et globale.

Un réseau électrique comporte trois parties : la production, les lignes de transport haute tension et la distribution à moyenne et basse tension. Dans l'une ou l'autre de ces parties, chaque ouvrage peut être l'objet d'incidents.

La protection des réseaux électriques désigne l'ensemble des appareils de surveillance et de protection assurant la stabilité d'un réseau électrique. Cette protection est nécessaire pour éviter la destruction accidentelle d'équipements coûteux et pour assurer une alimentation électrique ininterrompue.

Notre travail consiste sur l'étude et dimensionnement d'un réseau et d'un poste MT/MT/BT au sein de SONATRACH Bejaia, Par une étude (tension, courant, puissance) sur les différents types de charges (moteur, lampe, pompe

Dans cette optique, le premier chapitre concerne les définitions et généralités sur les réseaux électriques. Ensuite, le deuxième chapitre donne un aperçu général sur l'organisme d'accueil (SONATRACH). Puis le troisième chapitre se concentrera sur le bilan de puissance de l'installation, et le quatrième chapitre est consacré au calcul et dimensionnement et le choix des éléments de l'installation, et nous finirons par une conclusion générale.

CHAPITRE I

GENERALITE SUR LES

RESEAUX ELECTRIQUES

I. 1. LES ARCHITECTURES DES RESEAUX ELECTRIQUE

I. 1. 1. Introduction

Un réseau électrique, est un ensemble d'infrastructures énergétiques permettant d'acheminer l'énergie des centres de production vers les points de consommation ou points livraison. Ces réseaux sont composés de lignes aériennes ou souterraines, formant une toile maillée reliant différents points du territoire d'installation de réseau, permettant de mutualiser les moyens de production qui alimentent les clients. Constitué de lignes électriques destiné a exploité différent niveaux de tension et connectées entre elles dans des postes électriques. Les postes électriques permettent de répartir l'électricité de passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs. Les postes électriques, se trouvent donc aux extrémités des lignes de transmission ou de distribution, on parle généralement de sous-station.

Un réseau électrique, doit aussi assurer la gestion dynamique de l'ensemble de production-transport-consommation, mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'ensemble du système. Le consommateur doit disposer d'une énergie électrique ajustée à son besoin. Les processus ayant des exigences extrêmement variables en sécurité et en qualité, l'électricité fournie doit répondre correctement aux impératifs du cahier des charges à tous les niveaux de la chaîne électrique (production, transport, distribution). Les fournisseurs d'énergie doivent satisfaire les clients utilisateurs selon des engagements contractuels personnalisés.

Le principe du réseau de distribution d'énergie électrique c'est d'assurer le mouvement de cette énergie (active ou réactive) en transitant par des lignes ou câbles HTA (30 et 10 kV) et entre les différents postes de livraison (postes sources HTB/HTA) et les consommateurs BT (380/220 V). [1]

L'architecture d'un réseau de distribution électrique moyenne tension (MT ou HTA) est plus ou moins complexe suivant le niveau de tension selon la puissance demandée et la sûreté d'alimentation requise.

I. 1. 2. Structure générale d'un réseau de distribution électrique

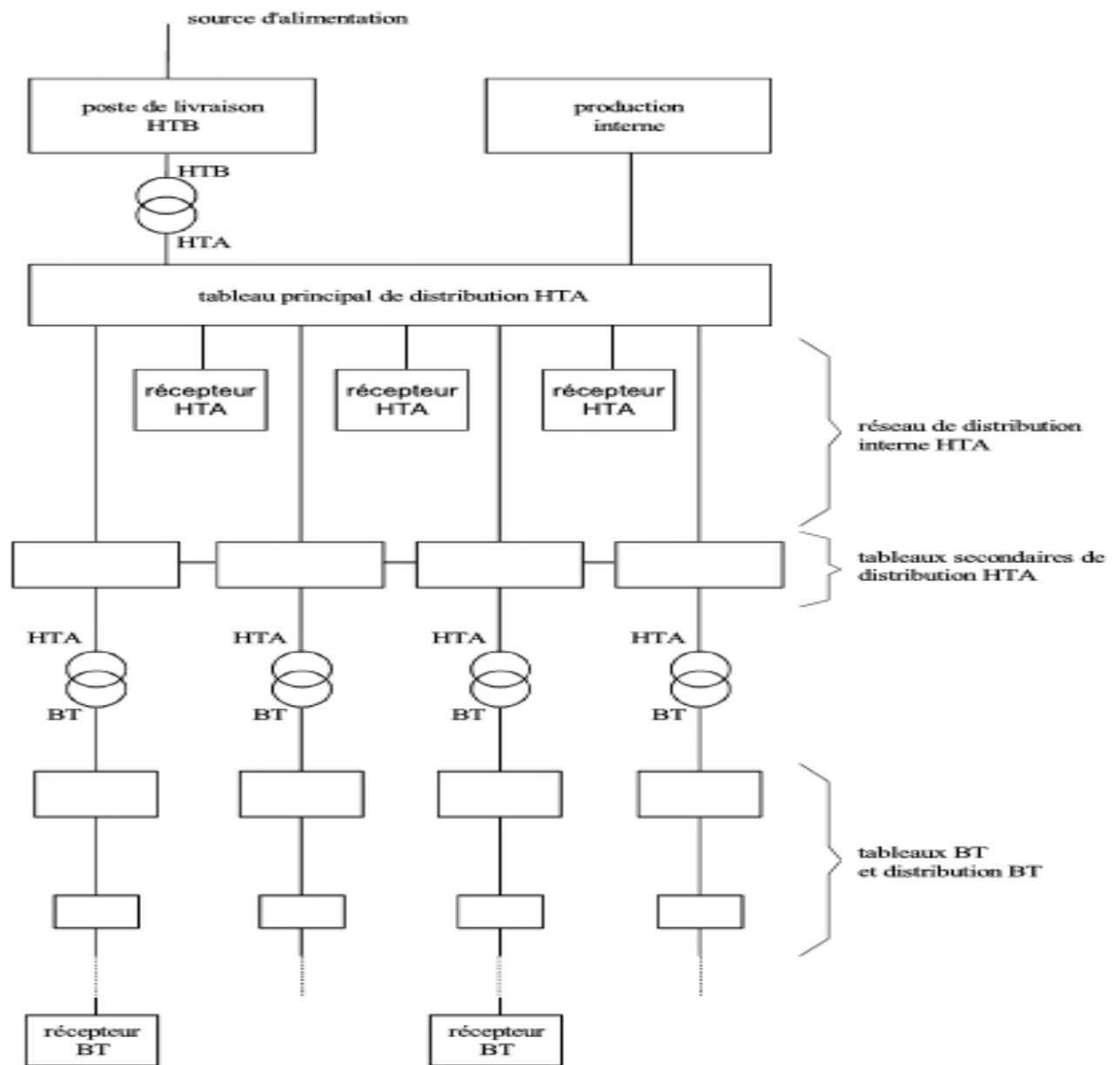


Figure I-1 : structure générale d'un réseau privé de distribution [2]

I. 1. 3. Différents types de réseaux électriques**I. 1. 3. 1. Réseaux de transport et d'interconnexion [3] [4]**

La principale mission des réseaux de transport et d'interconnexion consiste à :

- Collecter l'électricité produite par les centrales électrique et de l'acheminer par grand flux vers les zones de consommation (fonction transport).
- Permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production en assurant une compensation d'énergie électrique (fonction interconnexion).
- La tension est 150 kV, 220 kV et dernièrement 420 kV.
- Neutre directement mis à la terre.
- Réseau maillé.

I. 1. 3. 2. Réseaux de répartition

Ces réseaux, sont en grande partie constitués de lignes aériennes dont chacune peut transiter plus de 60 MVA sur des distances de quelques dizaines de kilomètres. Leur structure est soit en boucle fermée soit le plus souvent en boucle ouverte, mais peut aussi se terminer en antenne au niveau de certains postes de transformation. [3]

I. 1. 3. 3. Réseaux de distribution

Les réseaux de distribution commencent à partir des tensions inférieures à 63 kV, des postes de transformation HTB/HTA relia des lignes ou des câbles moyenne tension jusqu'aux postes de répartition HTA/HTA, le poste de transformation HTA/BTA constitue le dernier maillon de la chaîne de distribution et concerne tous les usages du courant électrique. [1] [2]

Ces réseaux alimentent d'une part les réseaux de distribution à travers des postes de transformation HT/MT et d'autre part les utilisateurs industriels dont la taille est (supérieure à 60 MVA) qui nécessite un raccordement à cette tension.

I. 1. 4. Les postes de livraison HTB [2]

Ils concernent généralement les puissances supérieures à 10 MVA. L'installation du poste de livraison est comprise entre :

- D'une part, le point de raccordement au réseau de distribution HTB,
- D'autre part, la borne aval du ou des transformateurs HTB / HT,
- Indice **O** pour « position ouvert » et **F** pour « position fermé ».

Les schémas électriques des postes de livraison HTB les plus couramment rencontrés sont les suivants :

I. 1. 4. 1. Simple antenne [2]

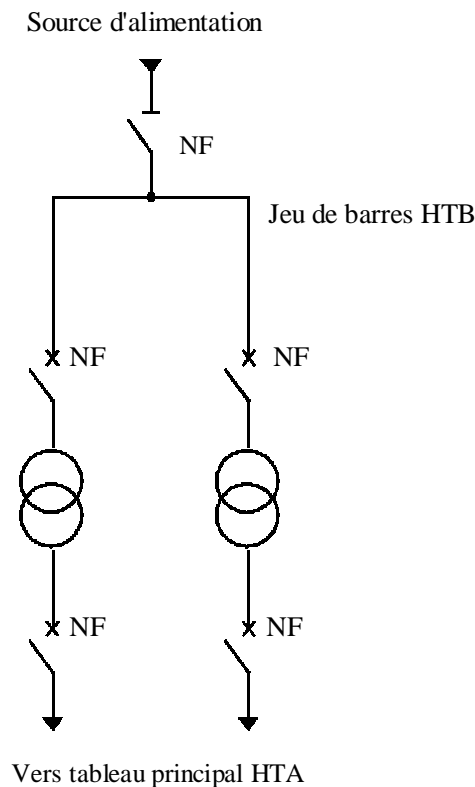


Figure I-2 : alimentation simple antenne d'un poste de livraison HTB [2]

Avantage : Coût minimal

Inconvénient : Disponibilité faible

I. 1. 4. 2. Double antenne

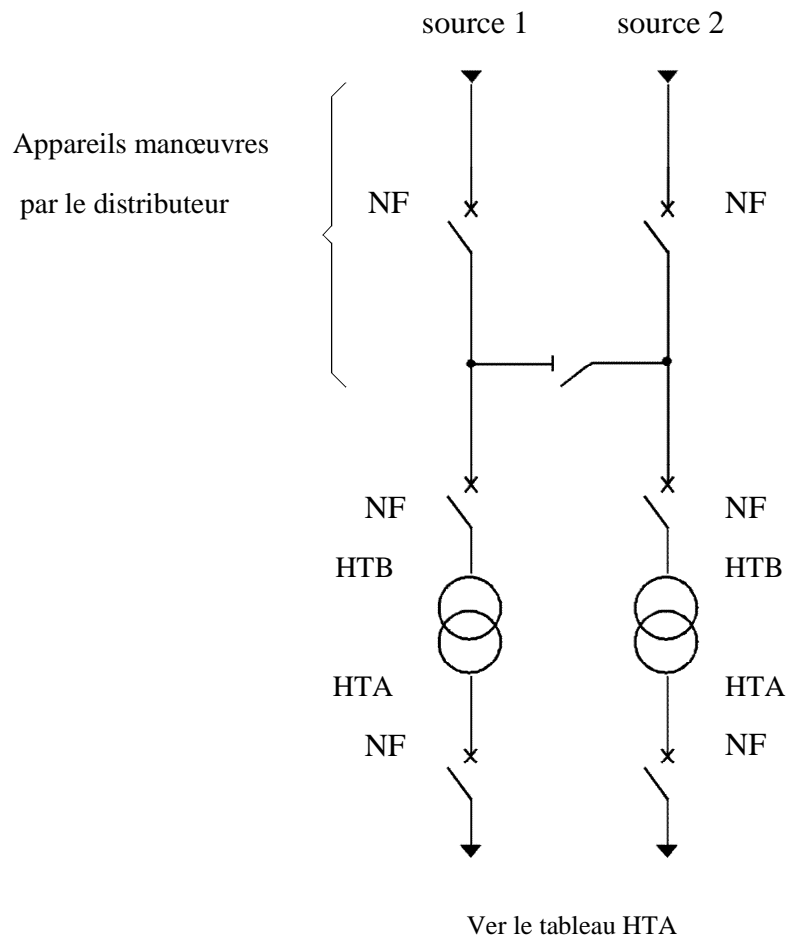


Figure I -3 : alimentation double antenne d'un poste de livraison HTB [2]

Fonctionnement

Les deux disjoncteurs d'arrivée des sources sont fermés ainsi que le sectionneur de couplage, les transformateurs sont donc alimentés par les 2 sources simultanément et donc en cas de perte d'une source, l'autre source assure la totalité de l'alimentation. [2]

I. 1. 4. 3. Double antenne avec double jeu de barres

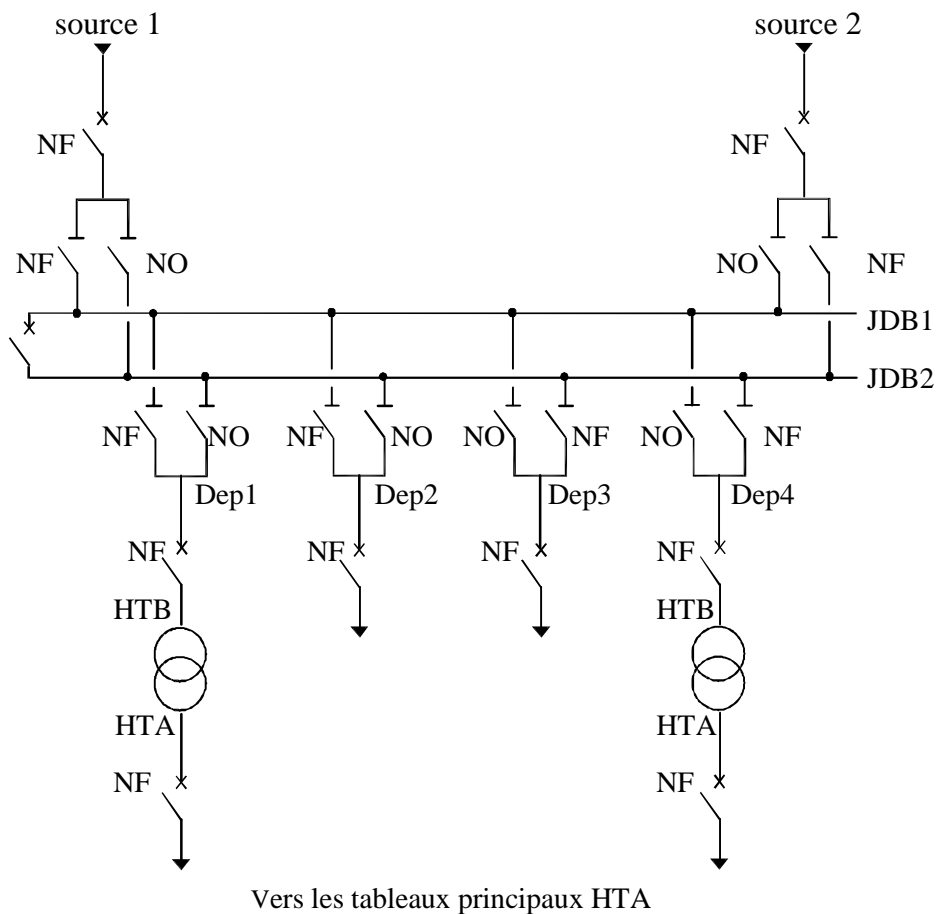


Figure I-4 : Alimentation double antenne - double jeu de barres d'un poste de livraison HTB [2]

Fonctionnement

La source 1 alimente par exemple le jeu de barres JDB1 et les départs Dep1 et Dep2. La source 2 alimente par exemple le jeu de barres JDB2 et les départs Dep3 et Dep4. Le disjoncteur de couplage peut être maintenu fermé ou ouvert. En cas de perte d'une source l'autre source assure la totalité de l'alimentation. En cas de défaut sur un jeu de barres (ou maintenance de celui-ci) le disjoncteur de couplage est ouvert et l'autre jeu de barres alimente la totalité des départs. [2]

I. 1. 5. Les postes de livraison HTA

Ils concernent généralement les puissances comprises entre 250 kVA et 10 MVA. [2]

I. 1. 6. Mode d'alimentation des postes HTA

I. 1. 6. 1. Un jeu de barres avec une source d'alimentation

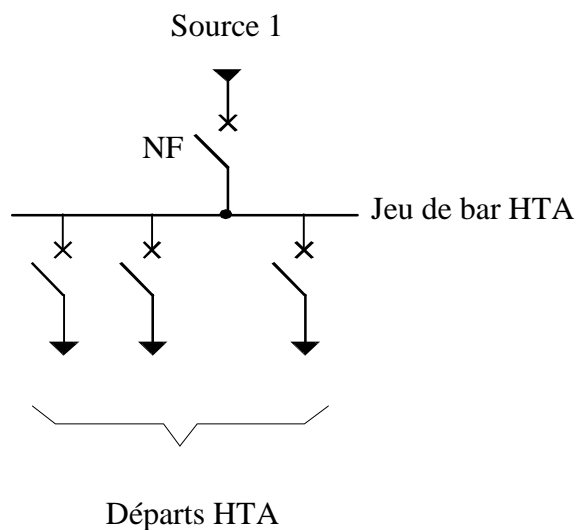


Figure I-5 : un jeu de barres avec une source d'alimentation [2]

Fonctionnement

En cas de perte de la source d'alimentation le jeu de barres est hors service jusqu'à l'opération de réparation. [2]

I. 1. 6. 2. Un jeu de barres sans couplage avec deux sources d'alimentation

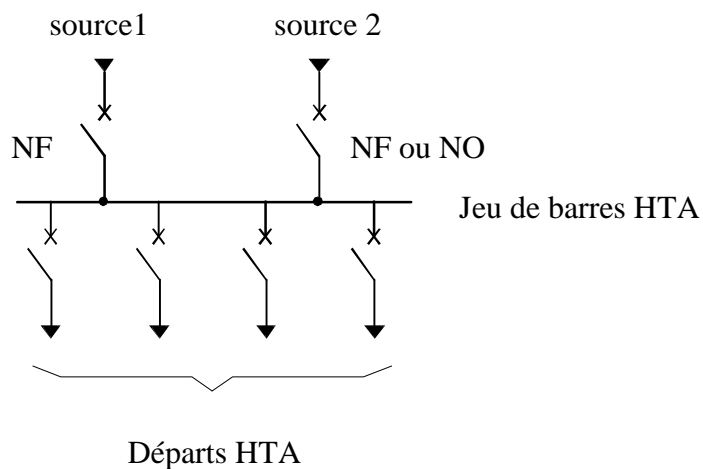


Figure I-6: 1 jeu de barres sans couplage avec 2 sources d'alimentation [2]

Fonctionnement

Les deux sources peuvent fonctionner en parallèle ou l'une en secours de l'autre. En cas de défaut sur le jeu de barres (ou maintenance de celui-ci) les départs ne sont plus alimentés. [2]

I. 1. 6. 3. Deux demi-jeux de barres avec couplage et deux sources d'alimentation

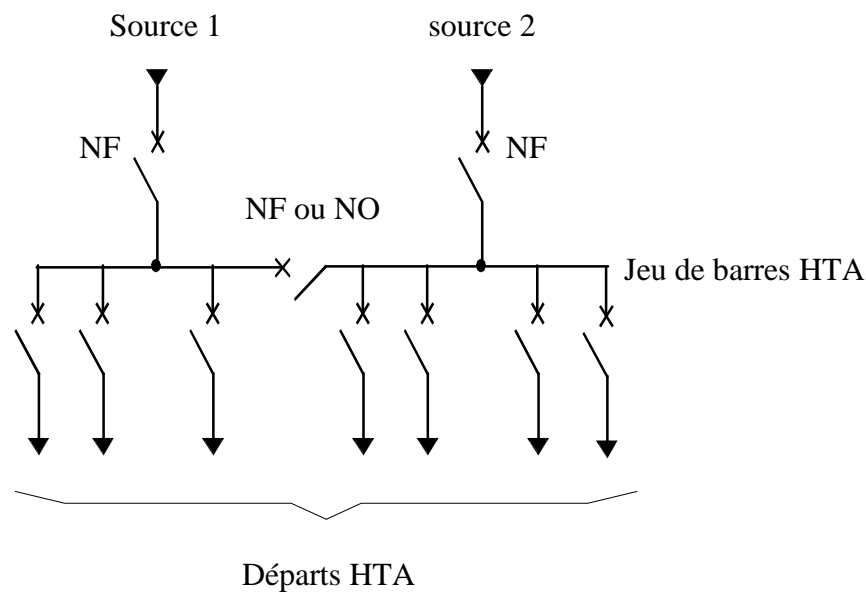


Figure I-7: Deux demi-jeux de barres avec couplage et deux sources d'alimentation [2]

Fonctionnement

Le disjoncteur de couplage peut être maintenu fermé ou ouvert. S'il est ouvert, chaque source alimente un demi-jeu de barres. En cas de perte d'une source le disjoncteur de couplage est fermé et l'autre source alimente les deux demi-jeux de barres. En cas de défaut sur un demi jeu de barres (ou maintenance de celui-ci) une partie seulement des départs n'est plus alimentée. [2]

I. 1. 7. Structure des réseaux HTA

Les structures des réseaux HTA permettant d'alimenter les tableaux secondaires et les transformateurs HTA / BT, la complexité de la structure diffère suivant le niveau de sûreté de fonctionnement désiré et les schémas électriques des réseaux HTA les plus souvent rencontrés sont les suivants : [2]

I. 1. 7. 1. Radial en simple antenne

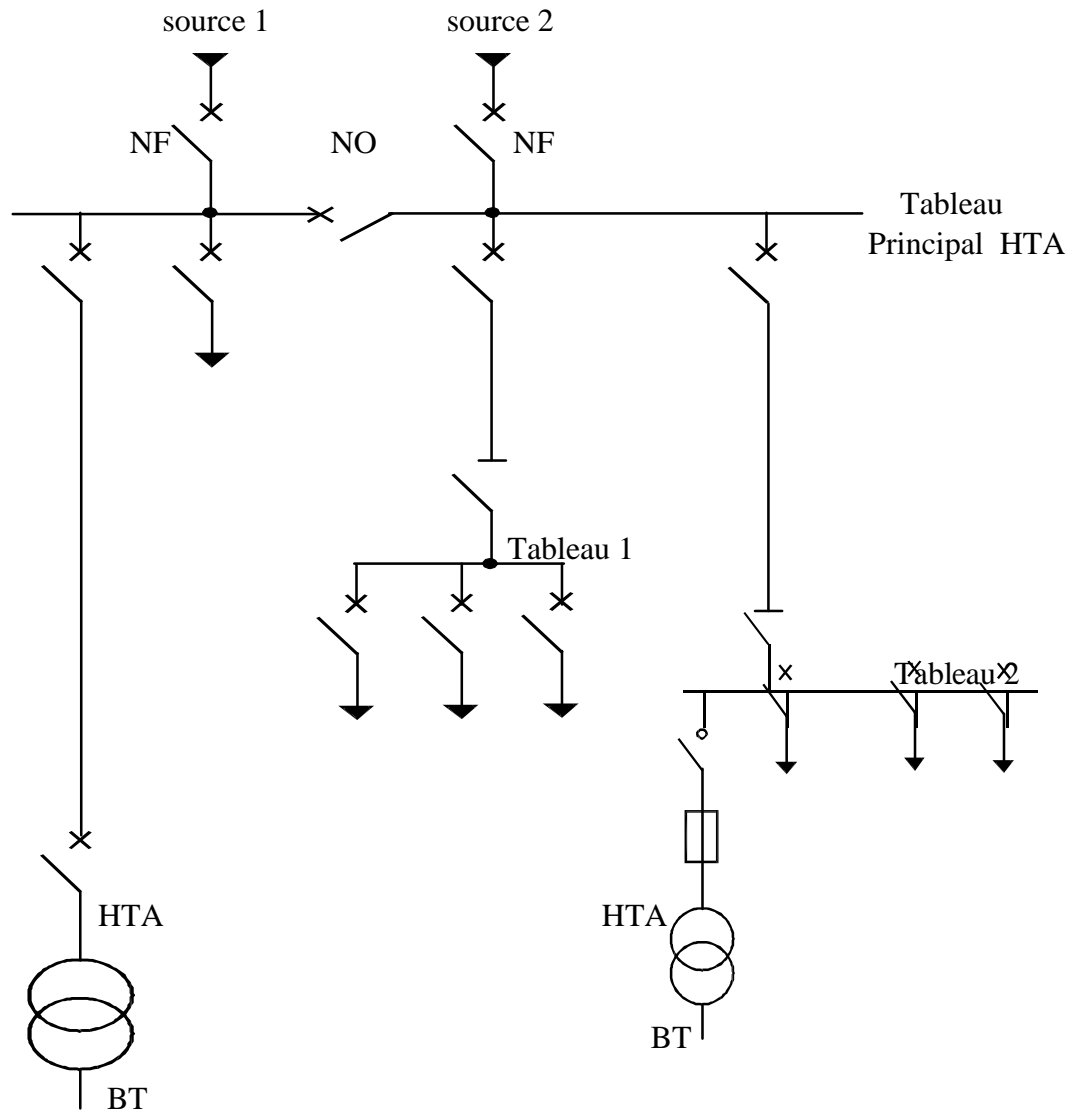


Figure I-8 : réseau HTA radial en simple antenne [2]

Fonctionnement

Les tableaux 1 et 2 et les transformateurs sont alimentés par une seule source, il n'y a pas de solution de dépannage et cette structure est préconisée lorsque les exigences de disponibilité sont faibles, elle est souvent retenue pour les réseaux de cimenterie. [2]

I. 1. 7. 2. Radial en double antenne sans couplage

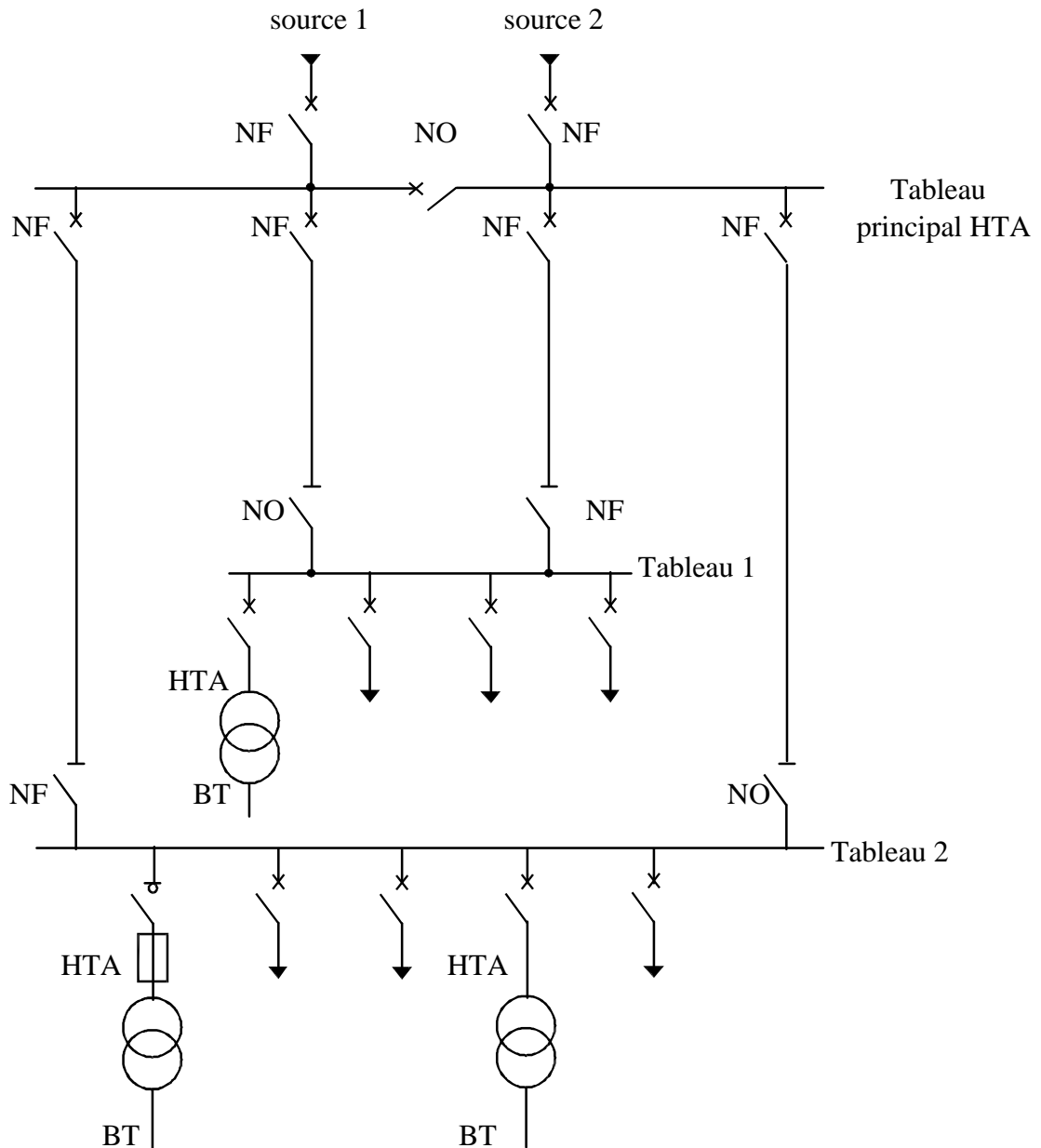


Figure I-9 : réseau HTA radial en double antenne sans couplage [2]

Fonctionnement

Les tableaux 1 et 2 sont alimentés par 2 sources sans couplage, l'une en secours de l'autre et la disponibilité est bonne et l'absence de couplage des sources pour les tableaux 1 et 2 entraîne une exploitation moins souple. [2]

I. 1. 7. 3. Radial en double antenne avec couplage

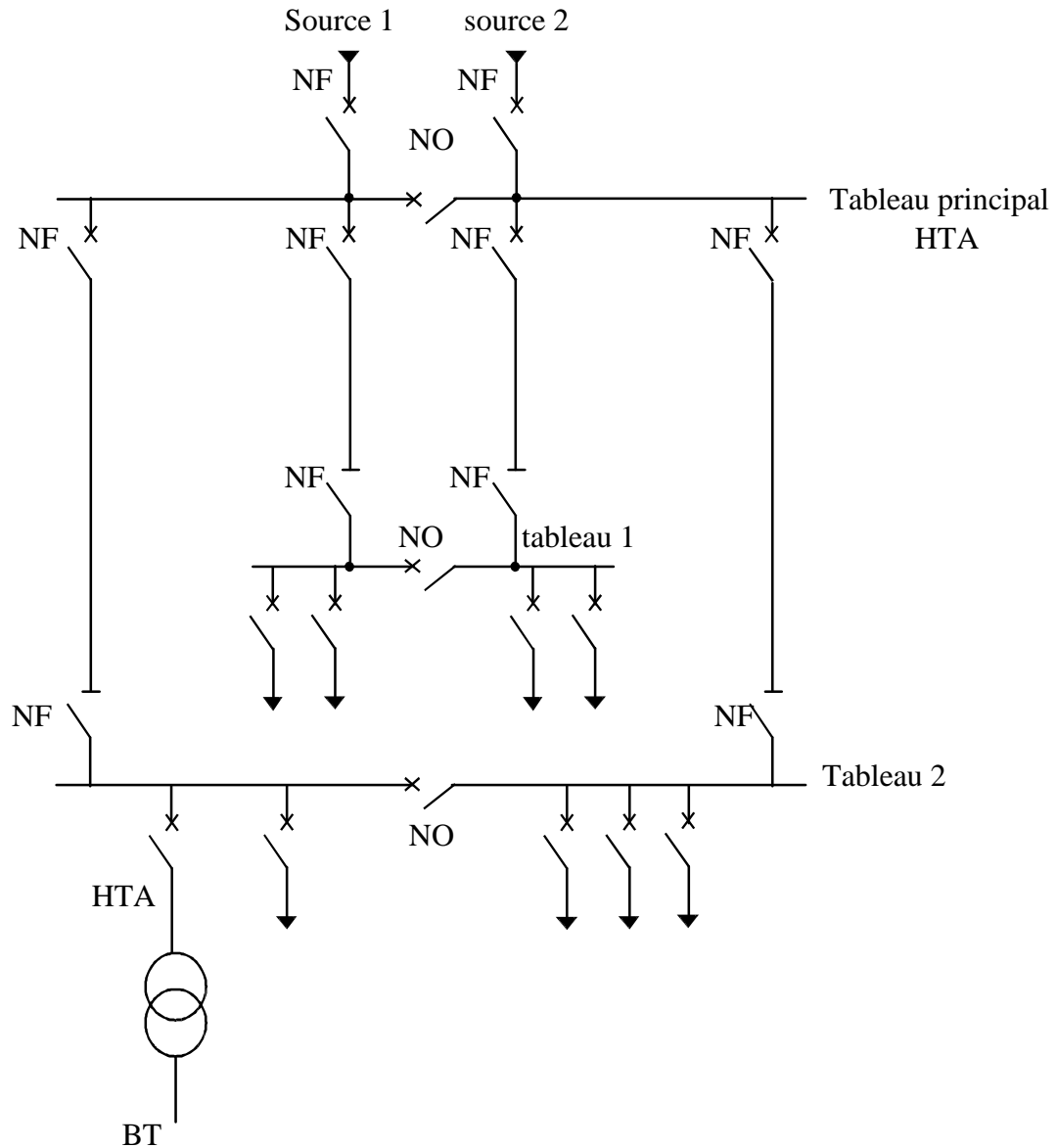


Figure I-10: réseau HTA radial en double antenne avec couplage [2]

Fonctionnement

Les tableaux 1 et 2 sont alimentés par 2 sources avec couplage. En fonctionnement normal les disjoncteurs de couplage sont ouverts et chaque demi-jeu de barres peut être dépanné et être alimenté par l'une ou l'autre source, cette structure est préconisée lorsqu'une bonne disponibilité est demandée, elle est souvent retenue dans le domaine de la pétrochimie. [2]

I. 1. 7. 4. En boucle

Il existe deux possibilités suivant que la boucle est ouverte ou fermée en fonctionnement normal. [2]

I. 1. 7. 4. 1. Boucle ouverte

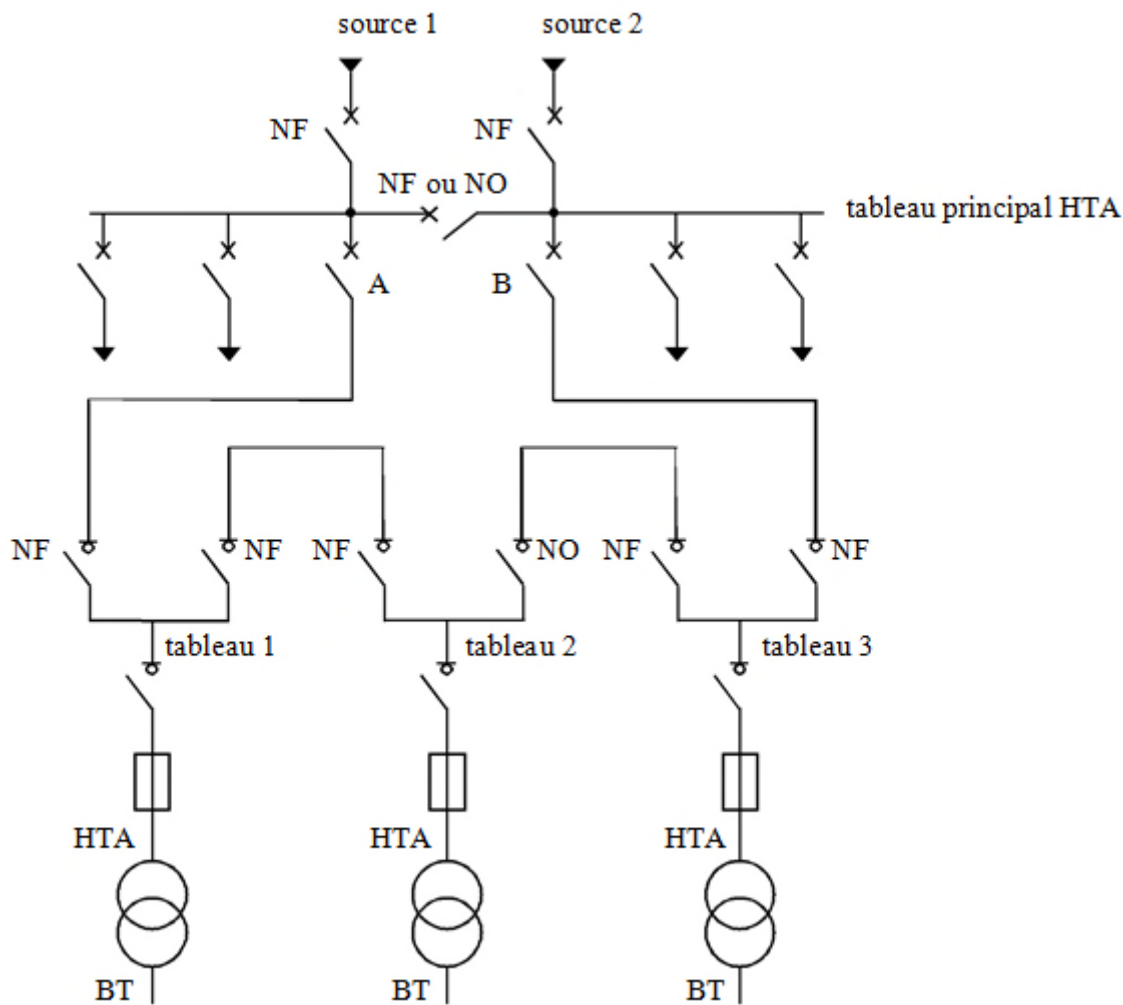


Figure I-11 : réseau HTA en boucle ouverte [2]

Fonctionnement

Les têtes de boucle en A et B sont équipées de disjoncteurs, les appareils de coupure des tableaux 1 et 2 et 3 sont des interrupteurs. En fonctionnement normal la boucle est ouverte (sur la figure, elle est ouverte au niveau du tableau 2) les tableaux peuvent être alimentés par l'une ou l'autre source l'orqe un défaut survient. Cette reconfiguration engendre une

coupure d'alimentation de quelques secondes. La coupure est d'au moins plusieurs minutes ou dizaines de minutes si la reconfiguration de boucle est effectuée manuellement par le personnel d'exploitation. [2]

I. 1. 7. 4. 2. Boucle fermée

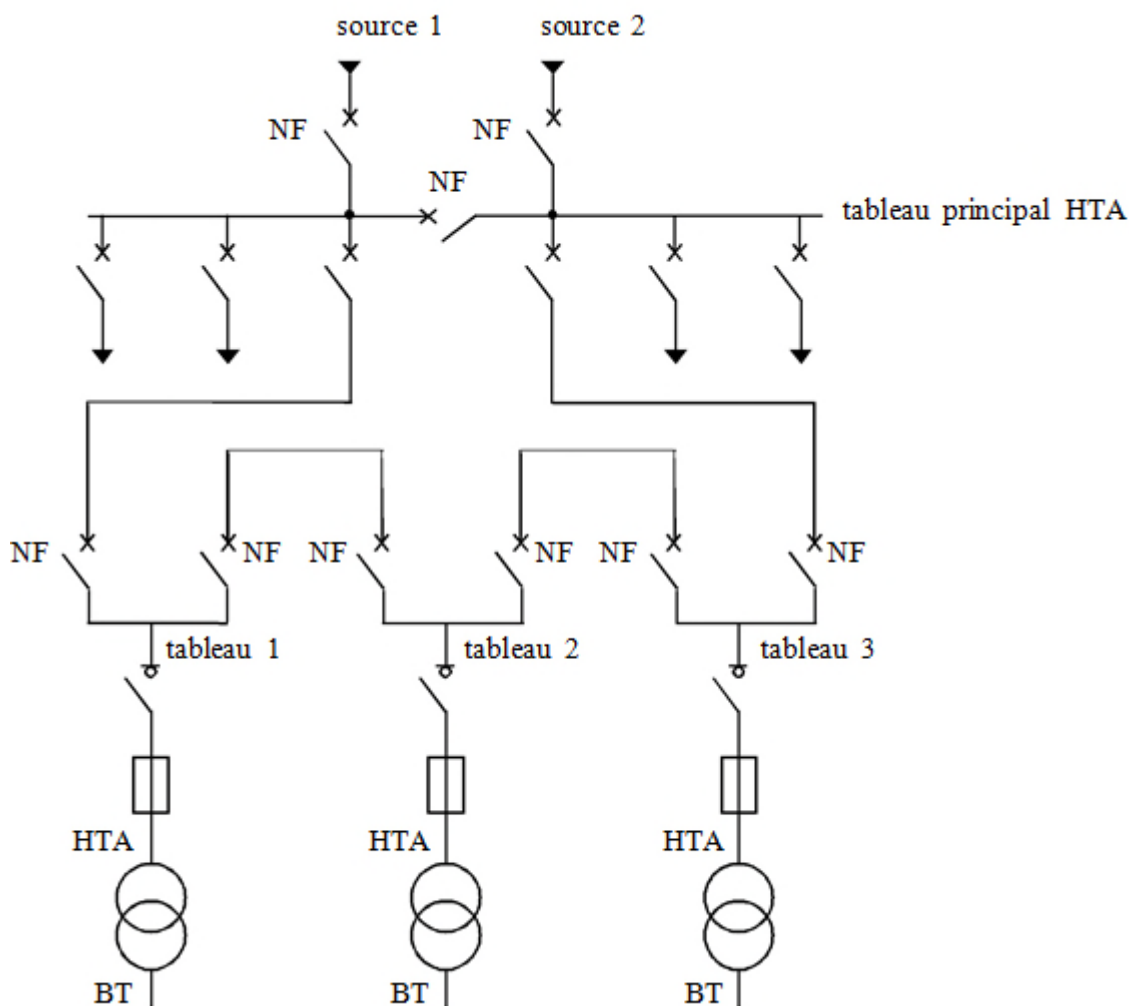


Figure I-12: réseau HTA en boucle fermée [2]

Fonctionnement

Tous les appareils de coupure de la boucle sont des disjoncteurs, en fonctionnement normal la boucle est fermée. Le système de protection permet d'éviter les coupures d'alimentation lors d'un défaut, cette solution est plus performante que le cas de la boucle ouverte car elle évite les coupures d'alimentation. Par contre elle nécessite des disjoncteurs dans chaque tableau et un système de protection plus élaboré. [2]

I. 1. 7. 5. En double dérivation

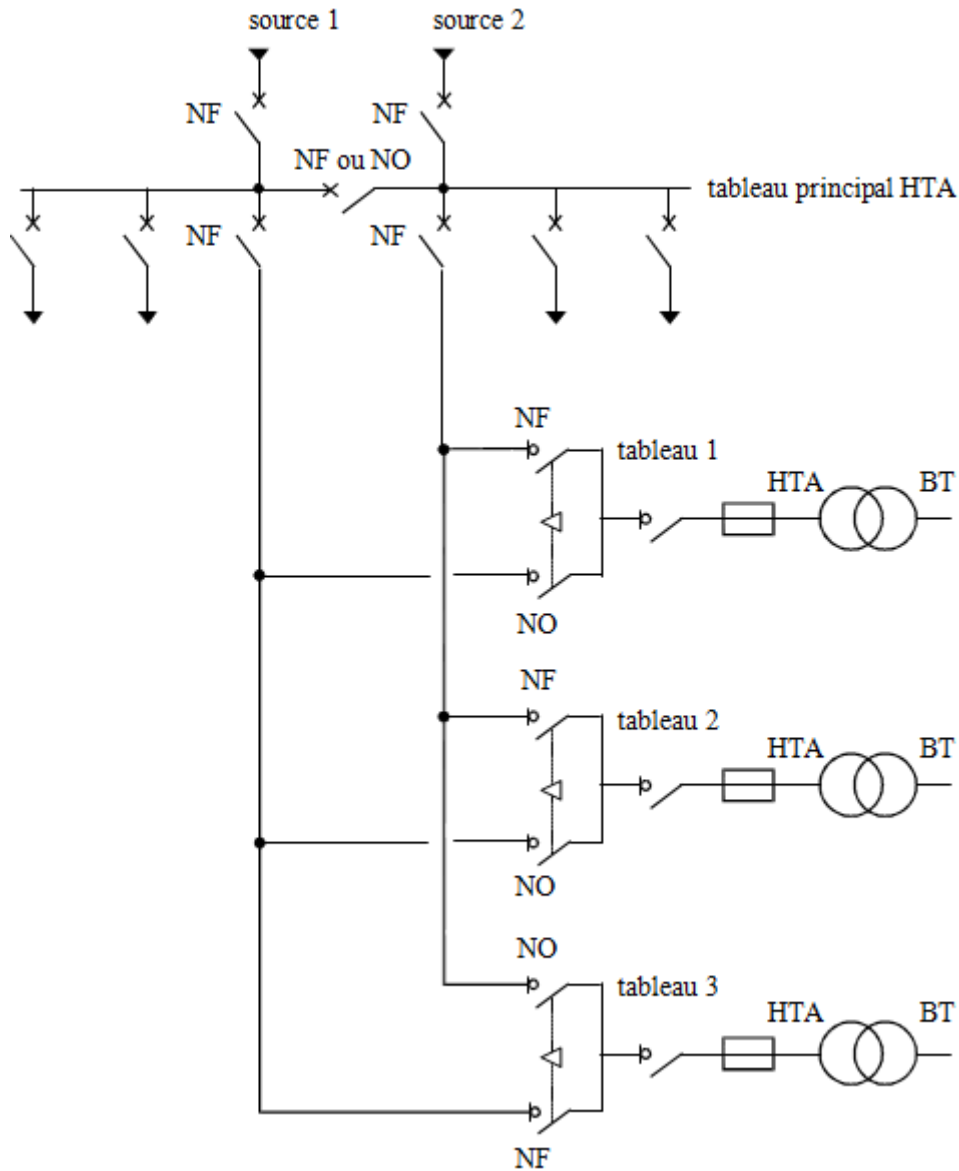


Figure I-13 : réseau HTA en double dérivation [2]

Fonctionnement

Les tableaux 1 et 2 et 3 peuvent être dépannés et être alimentés par l'une ou l'autre des sources indépendamment, cette structure est bien adaptée aux réseaux étendus avec des extensions futures limitées nécessitant une très bonne disponibilité. [2]

I. 2. POSTE ELECTRIQUE

I. 2. 1. Définition d'un poste

Les postes sont des points particulièrement importants dans un réseau car d'une part ils permettent une liaison entre différents réseaux soit avec une même tension ou à des tensions différentes. D'autre part ils permettent de pouvoir manœuvrer et mettre en/(ou hors) service un élément du réseau que l'on désire, sans toutefois changer la configuration générale de réseau.

[6]

Il existe différents niveaux de tensions qui sont : [6]

- (400 - 220 - 60) KV. SAB
- (220 - 150 - 60 - 30) KV. DERGINA
- (220 - 60 - 30) KV. EL KESEUR
- (60 - 30) KV. BEJAIA
- (60 - 10) KV.

I. 2. 2. Postes sources

Les postes-sources, sont à l'interface du réseau de transport et du réseau de distribution. Ils sont raccordés au réseau de transport 90 ou 63 KV ou 225 KV dans les zones de forte densité de consommation. Le poste-source, bénéficie d'équipements de surveillance de protection et de télécommande. L'exigence de disponibilité justifie souvent l'équipement d'installations permettant au poste source de fonctionner avec la perte d'une ligne d'alimentation côté transport ou d'un transformateur HTB/HTA. [6][7]

I. 2. 3. Postes HTB/HTA

Sont aussi appelés poste source, ils constituent l'interface entre le réseau de transport HTB et le réseau de distribution HTA (*Figure I -3*). Sa fonction principale consiste à la transformation de la tension du niveau HTB vers le niveau HTA depuis une ou plusieurs lignes HTB, cette tâche passe par l'intermédiaire d'un ou de plusieurs transformateurs HTB/HTA, et on n'trouve aussi la répartition de l'énergie électrique avec un ou plusieurs tableaux de répartition HTA.

[6]

I. 2. 4. Poste HTA /BT

Ces postes sont caractérisés par les tensions entrées 10 ou 30 KV et les tensions de sortie (utilisation) 230/400V. [6]

I. 2. 5. Différents éléments de poste électrique

Les éléments d'un poste électrique se décomposent en deux parties "éléments primaires" (les équipements haute tension) et "éléments secondaires" (équipements basse tension) Parmi les équipements primaires. [6][8]

I. 2. 6. Transformateur de puissance

Un transformateur, est un appareil électromagnétique statique destiné à transformer une tension d'une certaine valeur (grandeur) à une autre tension de valeur plus grande ou plus petite. [6]

Il existe deux types de transformateur : [6]

- Transformateur élévateurs U primaire inférieur à U secondaire.
- Transformateur abaisseurs U primaire supérieur à U secondaire.

I. 2. 7. Disjoncteur

Un disjoncteur, est un appareil qui est destiné à établir, supporter et interrompre des courants sous sa tension assignée (tension maximale de réseau). Son ouverture n'est pas considérée comme une coupure visible : C'est-à-dire les contacts fixes et mobiles se trouvent dans une chambre de coupure (enveloppe en porcelaine) remplie soit de gaz SF₆ ou air comprimé ou bien de l'huile isolante BORAK. Selon la nature du produit d'extinction de l'arc dans la chambre de coupure (gaz SF₆ / air comprimé / huile) on les appelle : [6]

- Disjoncteur à gaz SF₆.
- Disjoncteur à air comprimé.
- Disjoncteur à faible volume d'huile.

I. 2. 8. Sectionneur

Le sectionneur est un appareil mécanique de connexion, sa manœuvre doit s'effectuer hors charge, il permet de séparer un départ ou une ligne de la source d'énergie et d'assurer la garantie de l'isolement du circuit. Un sectionneur peut être motorisé ou pas c'est-à-dire équipé d'une commande électrique en local ou à distance (cas d'un sectionneur motoriser). [6]

I. 2. 9. Sectionneur de mise à la terre

Un sectionneur de mis à la terre, est un sectionneur de sécurité qui isolent un circuit et qui grâce à la mise à la terre empêche l'apparition de toute tension sur la ligne pendant les réparations. [6]

I. 2. 10. Transformateur de courant

Le transformateur de courant, est un élément qui permet d'obtenir au niveau de sons secondaire un courant d'une intensité proportionnelle à celle du courant du réseau sur lequel il est raccordé. Il alimente des appareils de mesures et de comptage et des relais de protection. [6]

I. 2. 11. Transformateur de tension

Un transformateur de tension, est un élément qui permet d'obtenir au niveau de son secondaire une tension proportionnelle à celle du réseau sur lequel il est raccordé. Il alimente en général des appareils de mesure, de contage et des relais de protection. Il est constitué d'un enroulement primaire, d'un circuit magnétique, d'un ou plusieurs enroulements secondaires, le tout enrobé dans une résine isolante. [6]

I. 2. 12. Jeux de barres

Les jeux de barres, sont des éléments importants dans les schémas des réseaux électriques à exploitation industriels. Ils représentent les points de la concentration d'énergie électrique et en second lieu d'une organisation électrique répartie. Une barre est constituée par trois conducteurs, portés par des isolateurs sur un châssis métallique. Le rôle principal des barres est la réparation de la tension sur plusieurs départs autrement dit de les faire alimenter en dérivation. [6]

I. 3. PROTECTION ELECTRIQUE

I. 3. 1. Définition et rôle de la protection

Le rôle de 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. [9] [10]

Pour cela ces protections doivent pouvoir faire face à un certain nombre d'incidents inévitables : [10]

- 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 : [10]

- 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.

I. 3. 2. Différent type de protection dans un poste source

I. 3. 2. 1. Rôle de système de protection dans un poste

Le système de protection permet d'éviter les conséquences et les incidents qui peuvent être dangereux pour les personnes et pour le matériel. Pour cela ils doivent : [11] [12]

- Assurer la protection des personnes contre tout danger électrique.
- Limiter les contraintes thermiques, diélectriques et mécaniques auxquelles est soumis le matériel.
- Assurer la stabilité d'un réseau électrique.

I. 3. 2. 2. Qualités fondamentales d'une protection électrique

Une protection électrique se doit de posséder les qualités suivantes : [13]

- Rapidité.
- Sureté.
- Sécurité.
- Fiabilité.
- Sélectivité.
- Sensibilité.
- Disponibilité

I. 3. 2. 3. Protection de ligne HTB

La protection de ligne HTB peut être divisée en deux types principaux : [14]

- **Protection principale à distance (relais de distance)** : A la capacité de détecter une panne à une distance prédéfinie sur une ligne de transport ou un câble d'alimentation depuis son Emplacement.
- **Protection différentielle (relais différentielle)** : Le système de protection des lignes, contient un appareil sur chaque côté de la ligne qu'on veut protéger à condition d'y avoir un moyen pour transmettre le signal entre les deux appareils comme câble pilote.

I. 3. 2. 4. Protection des départs HTA

- **Protection contre les défauts entre phases** : La protection contre les défauts entre phases est assurée par deux relais à d'intensités sensibles aux courants des deux phases. La protection contre les défauts polyphasés sera à deux seuils de réglage et de temporisation à temps constant. [15]
- **Protection contre les défauts entre phases et terre** : La détection des défauts à la terre doit s'effectuer au niveau de chaque départ MT, à l'aide d'un relais de courant résiduel. Ce relais, est sensible en cas de défaut à la terre ou de la composante homopolaire du courant de défaut.

I. 3. 2. 5. Protection des lignes HTA contre les surcharges

- **Parafoudre** : Ce sont des appareils de protection contre les surtensions dues à la foudre directe ou indirecte. Ils ont pour rôle de limiter en écoulant à la terre le courant de foudre.
- **Éclateurs** : Les éclateurs sont destinés à protéger les lignes et les appareils (transformateur), ils ont pour rôle la protection contre les courts-circuits et la surcharge du a la foudre.

I. 3. 2. 6. Protection des jeux de barres

Les jeux de barres sont rarement le siège de défauts à cause de leurs petites longueurs et leurs petits diamètres. Mais il est nécessaire de prévoir leurs éliminations le plus rapidement possibles, car ils peuvent engendrer des dégâts importants comme ils peuvent déstabiliser une partie ou tout le réseau. La protection des jeux de barres peut être effectuée par une protection différentielle comme elle peut être effectuée par une protection de masse. [12] [16]

La Protection différentielle de jeu de barre : C'est la protection la plus utilisée pour protéger les jeux de barres car elle est très rapide et Sélective. Elle est la plus efficace pour garantir l'élimination sûre de tout défaut sur le jeu de barre. Son principe repose sur la comparaison entre le courant arrivant de la source et la somme des courants sortant par les départs. On dit que le jeu de barre est sain si la différence des courants est nulle, dans le cas contraire, il existe un défaut et l'appareil de coupure associé se déclenche. [12] [17]

I. 3. 2. 7. Protection d'un transformateur

Le transformateur est un élément particulièrement important sur le réseau. Il est nécessaire de le protéger efficacement contre tous les défauts susceptibles de l'endommager (surcharge court-circuit) qu'ils soient internes ou externes. [18]

- **Surcharge** : On utilise une protection à image thermique pour le surveiller avec une meilleure sensibilité, l'élévation de la température et l'échauffement sont déterminés par simulation du dégagement de la chaleur en fonction du courant et de l'inertie thermique du transformateur.
- **Court-circuit** : Une protection de courant phase instantanée associée au disjoncteur situé au primaire du transformateur assure la protection court-circuit violents au

primaire. Le seuil de courant est réglée a une valeur supérieure au courant du a un court-circuit au secondaire.

I. 4. RÉGIME DU NEUTRE

I. 4. 1. Définition de régime du neutre

Le régime de neutre est la manière dont le neutre d'une installation est relié à la terre si celui-ci l'est effectivement. Il ne faut jamais confondre entre le régime neutre MT et BT. [19] [20]

I. 4. 2. Neutre MT

Le neutre MT, est la manière dont on connecte le point de neutre du secondaire du transformateur HTB/HTA et la condition d'exploitation d'entretien. Le système de neutre adopté doit être cohérent avec la structure du réseau MT (niveau de tension et longueur des départs et réseau souterrain ou aérien et densité de charge). [21]

I. 4. 3. Le neutre isolé

Il n'existe aucune liaison électrique entre le point neutre et la terre à l'exception des appareils de mesure ou de protection. Il est évident qu'il n'y ait aucun courant de défaut à la terre dans un système dont le neutre est véritablement isolé de la terre. C'est la principale raison de l'utilisation des systèmes d'alimentation sans mise à la terre car la grande majorité des défauts dans un système d'alimentation sont les défauts à la terre. Les interruptions de service dues aux défauts sur un système sans mise à la terre seront ainsi considérablement réduites. [22]

I. 4. 5. Neutre mis à la terre par réactance

Une réactance est intercalée volontairement entre le point de neutre et la terre. Pour les réseaux de tension supérieure à 40 kV on préfère utiliser une réactance plutôt qu'une résistance pour des raisons dues au dégagement de chaleur en cas de défaut.

I. 4. 6. Neutre mis à la terre par résistance

Une résistance est intercalée volontairement entre le point neutre et la terre.

I. 4. 7. Les différents régimes du neutre [2]

La norme **CEI 364** et **NFC 15-100** définit trois régimes de neutre. Chaque schéma est défini par deux lettres :

La première lettre définit la situation du point neutre par rapport à la terre :

- **T** : Liaison directe du point neutre à la terre
- **I** : Point neutre, soit isolé de la terre, soit relié à la terre par une impédance de valeur élevée.

La deuxième lettre définit le mode de raccordement des masses de l'installation électrique :

- **T** : Les masses sont interconnectées et reliées directement à la terre indépendamment de la mise à la terre éventuelle du point neutre.
- **N** : Les masses sont reliées directement au conducteur neutre.

I. 4. 8. Régime du neutre IT

Le neutre est isolé ou relié à la terre par une impédance de valeur élevée (première lettre I), une impédance de 1700 W est fréquemment employée. Les masses des récepteurs sont interconnectées soit totalement soit par groupes. Chaque groupe interconnecté est relié à une prise de terre (deuxième lettre T). Il est possible qu'une ou plusieurs masses soient reliées séparément à la terre. [2]

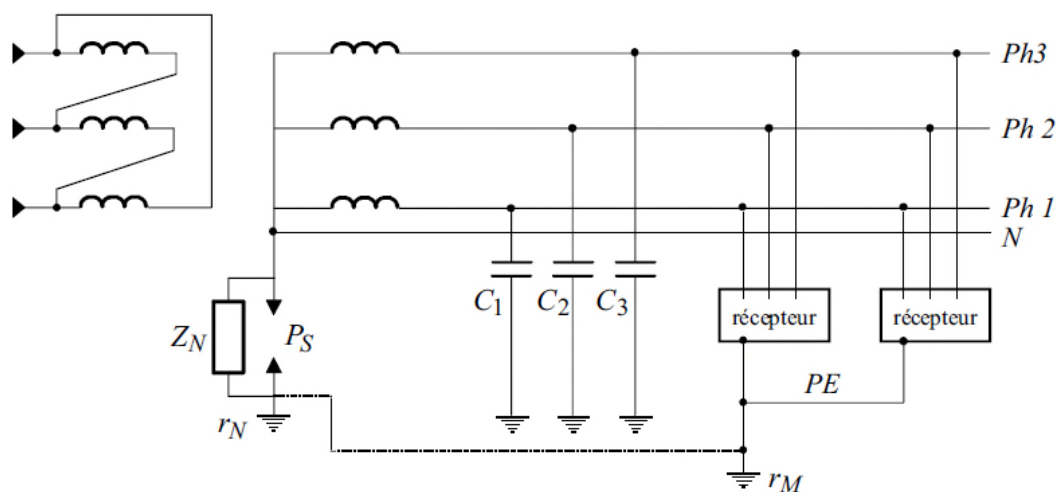


Figure I-14: neutre isolé ou impédant (schéma IT) en basse tension [2]

I. 4. 9. Régime de neutre TT

Le point neutre est relié directement à la terre (première lettre *T*). Les masses des récepteurs sont interconnectées, soit toutes ensemble soit par groupes soit individuellement et sont reliées à la terre (deuxième lettre *T*). La protection est assurée au moyen de dispositifs différentiels résiduels. Toutes les masses protégées par le même dispositif de protection doivent être reliées à la mise prise de terre. La prise de terre du neutre et celle des masses peuvent ou non être interconnectées ou confondues. Le neutre peut être distribué ou non. [2]

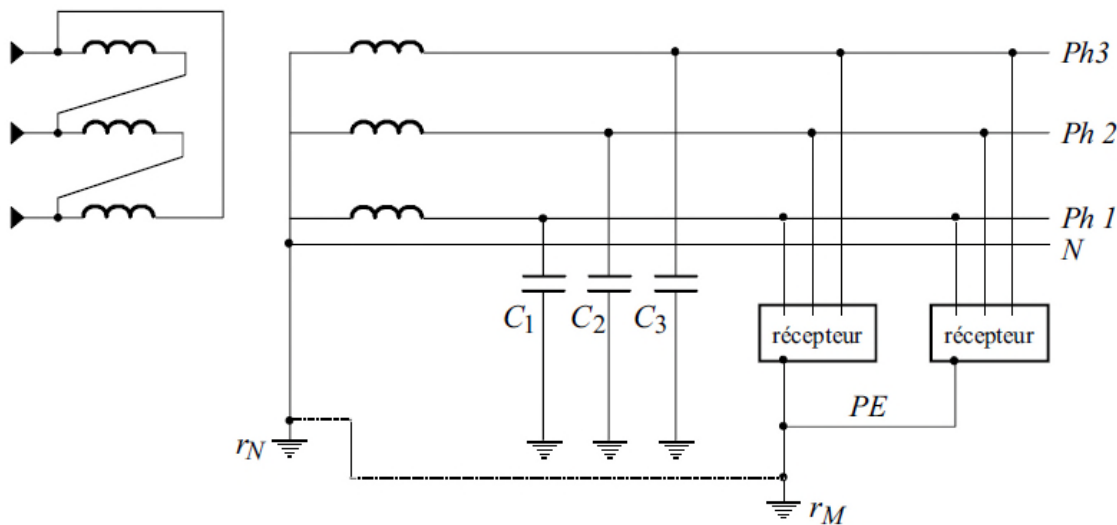


Figure I-15: neutre mis directement à la terre (schéma TT) en basse tension [2]

I. 4. 10. Régime de neutre TN

Le point neutre est relié directement à la terre (première lettre *T*). Les masses des récepteurs sont reliées au conducteur neutre (deuxième lettre *N*). On distingue deux schémas possibles suivant que le conducteur neutre (*N*) et le conducteur de protection (*PE*) sont confondus ou non. [2]

Premier cas : les conducteurs de neutre et de protection sont confondus en un seul conducteur appelé PEN. Le schéma est identifié par une troisième lettre *C* est noté TNC, il est recommandé de relier le PEN régulièrement à la terre afin de limiter son niveau de potentiel par rapport au sol, ce schéma est interdit pour les sections inférieures à 10 mm² cuivre et 16 mm² aluminium ainsi que pour les canalisations mobiles. Il est également interdit en aval d'un schéma TNS. [2]

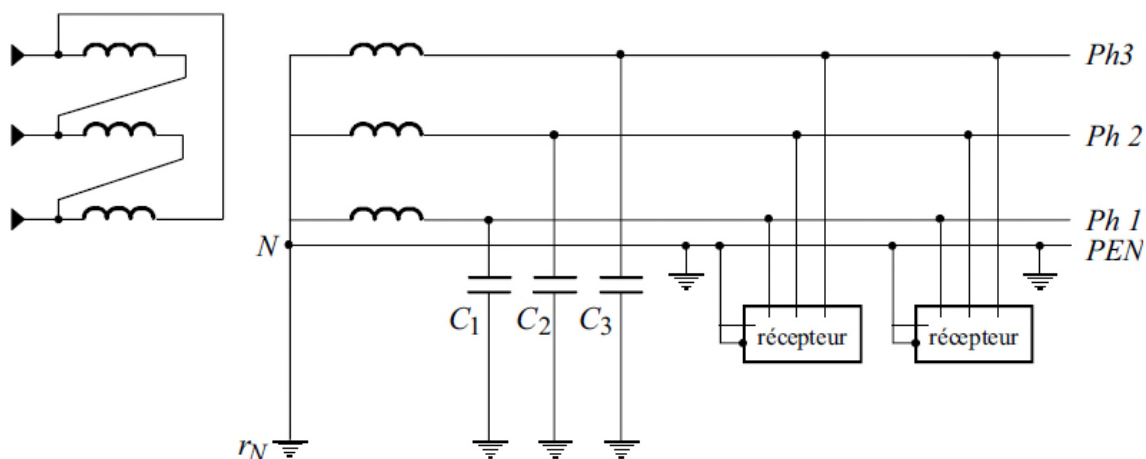


Figure I-16 : schéma TNC [2]

Deuxième cas : Le conducteur de neutre et le conducteur de protection sont séparés. Le schéma est alors identifié par la troisième lettre S et est noté TNS, des prises de terre doivent être réparties uniformément le long du conducteur de protection. En TN ce schéma est obligatoire pour des sections inférieures à 10 mm² cuivre ou 16 mm² aluminium ainsi que pour les canalisations mobiles. Il est interdit en amont d'un schéma TNC. [2]

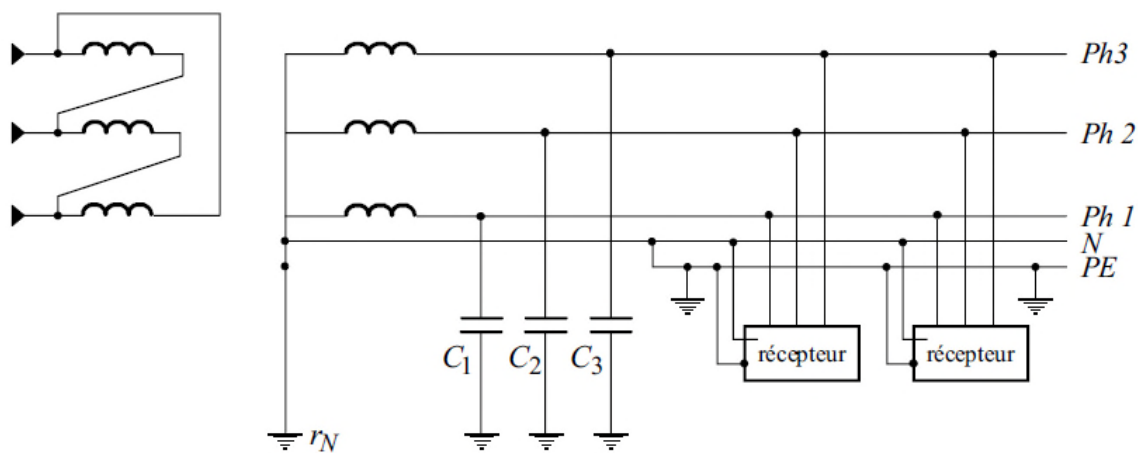


Figure I-17: schéma TNS [2]

I. 5. LES PUISSANCES

I. 5. 1. Bilan de puissances

C'est la première étape essentielle de l'étude de conception d'un réseau. Elle doit cerner et localiser géographiquement les valeurs des puissances actives et réactives. Selon l'étendu du site, les puissances installées, leurs répartitions, l'installation sera divisée en plusieurs zones géographiques (3 à 8 zones). Le bilan des puissances actives et réactives sera alors fait pour chaque zone en appliquant aux puissances installées les facteurs d'utilisation propre à chaque récepteur et le facteur de simultanéité pour le groupement de plusieurs récepteurs ou circuits.

[2]

I. 5. 2. La puissance d'une installation industrielle

Pour réussir à calculer la puissance d'une installation électrique industriel afin de concevoir une installation, il est nécessaire d'estimer le plus possible la puissance maximale (puissance d'utilisation) que devra fournir le distributeur d'énergie. [2]

I. 5. 3. Puissance installée

La puissance installée, est la somme des puissances nominales de tous les récepteurs de l'installation. L'indication de la puissance nominale (P_n) est marquée sur la plupart des appareils et équipements électriques. [23]

I. 5. 4. Puissance absorbée P_a

La puissance absorbée P_a est souvent supposée être la somme arithmétique des puissances apparentes de chaque récepteur (cette sommation est exacte si toutes les charges ont le même facteur de puissance) pour des raisons de (confort de calcul. [21]

I. 5. 5. Puissance d'utilisation P_u

Du fait que les récepteurs ne fonctionnent pas tous en même temps ni à pleine Charge, des facteurs de simultanéité (k_s) et d'utilisation (k_u) permettant d'estimer la puissance apparente maximale réellement absorbée par chaque groupe de récepteur. La puissance d'utilisation P_u est la donnée significative pour la souscription d'un contrat de fourniture en énergie électrique à partir d'un réseau public BT ou MT. Trois coefficients sont à n'autre disposition : [22]

I. 5. 6. Facteur d'utilisation k_u

Le régime de fonctionnement normal d'un récepteur peut être tel que sa puissance utilisée soit inférieure à sa puissance nominale installée, d'où la notion de facteur d'utilisation. Le facteur d'utilisation s'applique individuellement à chaque récepteur. [22]

I. 5. 7. Facteur de simultanéité k_s

Tous les récepteurs installés ne fonctionnent pas simultanément. C'est pourquoi il est permis d'appliquer aux différents ensembles de récepteurs (ou de circuits) des facteurs de simultanéité. Le facteur de simultanéité s'applique à chaque regroupement de récepteurs. [22]

I. 5. 8. Facteur d'extension k_e

Le rôle du facteur d'extension appelé aussi facteur de réserve est de prévoir une augmentation de la puissance absorbée. Rarement utilisé sur des circuits terminaux mais plutôt sur un ensemble de plusieurs départs comme un coffret ou une armoire électrique. Le coefficient varie de 1 à 1,3 et pour les installations industrielles on prend généralement 1,2 qui sera le cas pour notre travail. [22]

I.6. LES COURTS-CIRUITS**I. 6. 1. Définition d'un court-circuit**

C'est une rencontre ou liaison accidentelle entre conducteurs à impédance nulle (court-circuit franc) ou non (court-circuit impédant). Un court-circuit, peut être interne s'il est localisé au niveau d'un équipement ou externe s'il se produit dans les liaisons. [22]

I. 6. 2. Origines du court-circuit

Les différents composants des réseaux sont construits et entretenus de façon à réaliser le meilleur compromis entre coût et risque de défaillance. Ce risque n'est donc pas nul et des incidents ou défauts viennent perturber le fonctionnement des installations électriques [24].

I. 6. 3. Caractéristiques du court-circuit

Les courts-circuits sont caractérisés par leur forme et leur durée et leur l'intensité. Les ingénieurs en réseaux électriques utilisent souvent le terme « défaut électrique ».

I. 6. 4. Différent type Types de court-circuit

Trois types :

- **Monophasé** : Entre une phase et la terre ou une masse.
- **Biphasé** : Entre deux phases raccordées ensemble peut être un court-circuit biphasé mis à la terre ou biphasé isolé.
- **Triphasés** : Entre trois phases de la ligne ou les trois phases et la terre.

I. 7. LES CHUTES TENSIONS**I. 7. 1. Définition d'une chute de tension**

La chute de tension, est une baisse de tension souvent inférieure à la tension admissible des récepteurs, cette baisse tension peut entraîner des difficultés qui ne disparaissent pas forcément avec l'élimination du défaut, on la trouve dans les installations électrique ou bien sur le réseau d'alimentation. [21]

I. 7. 2. Surtension temporaire

Les surtensions temporaires à la fréquence industrielle, prennent naissance suite à un défaut d'isolement entre phase et terre lors d'une surcompensation de l'énergie réactive, la caractéristique principale de ces surtensions est la fréquence qui épouse celle du réseau. [25] [26]

I. 7. 3. Tensions de contact

Lorsqu'un défaut met en présence une phase et une masse ou deux phases et une masse, il apparait entre la masse et la terre ou entre deux masses voisines une tension provenant du passage d'un courant conducteur de terre. Pour que cette tension ne soit pas dangereuse, il faut installer une liaison équipotentielle entre deux masses simultanément accessibles au niveau de la mise à terre des masses et des conducteurs de neutre. [21] [25]

I. 7. 4. Surtension de manœuvre

Elles apparaissent lors des manœuvres de mise sous tension ou de mise hors tension des récepteurs de surtension transitoire sur le réseau. Ces surtensions sont d'autant plus dangereuses si le courant coupé est inductif ou capacitif. L'amplitude de la fréquence et la durée d'amortissement de ce régime transitoire dépend des caractéristiques du réseau considéré et des caractéristiques mécaniques et diélectriques de l'appareil de coupure. [21][25][26]

I. 8. LA SÉLECTIVITÉ

I. 8. 1. Définition

C'est la coordination des dispositifs de coupure automatique de telle sorte qu'un défaut survenant en un point quelconque du réseau soit éliminé et sécurisé par le déclenchement du disjoncteur placé immédiatement en amont du défaut et par lui seul. [27]

I. 8. 2. Différents types de Sélectivité

I. 8. 2. 1. Sélectivité totale

Pour toutes les valeurs du défaut, depuis la surcharge jusqu'au court-circuit franc la distribution est totalement sélective si D2 s'ouvre et D1 reste fermé. [27]

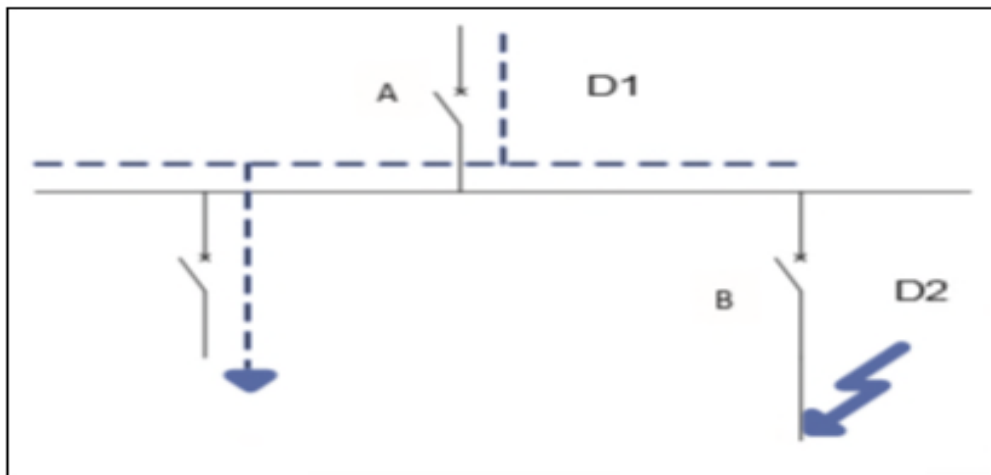


Figure I-18 : Sélectivité des appareils. [27]

I. 8. 2. 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 de sélectivité. Dans l'éventualité d'un défaut les disjoncteurs D1 et D2 s'ouvrent. [27]

I. 8. 2. 3. Sélectivité ampérométrique

Elle est basée sur le fait que dans un réseau le courant de défaut est d'autant plus faible que le défaut est plus éloigné de la source. Une protection ampérométrique est disposée au départ de chaque tronçon, son seuil est réglé à une valeur inférieure à la valeur de court-circuit minimal provoqué par un défaut sur la section surveillée, et supérieure à la valeur maximale du courant provoqué par un défaut situé en aval (au-delà de la zone surveillée). [27]

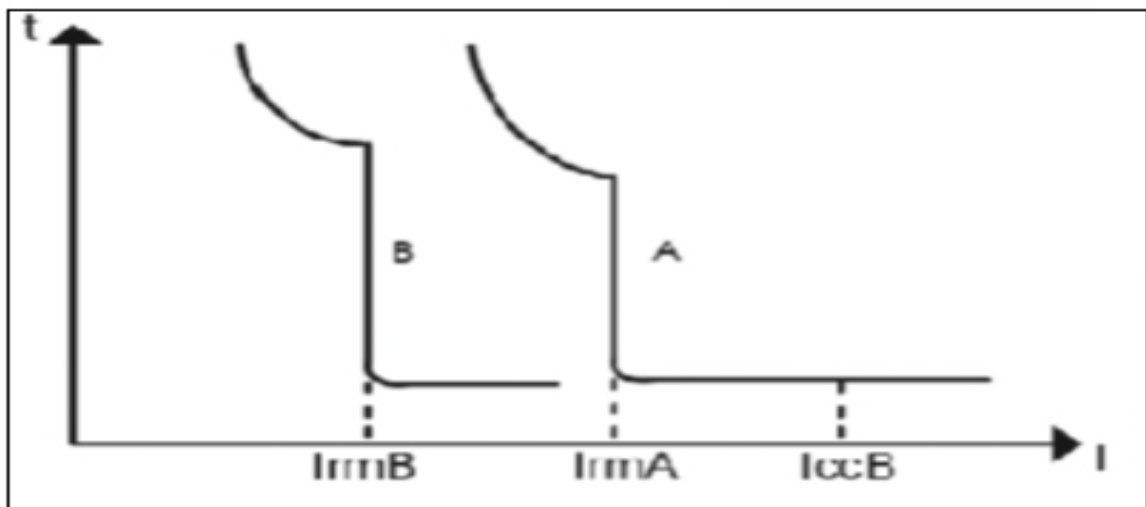


Figure I-19 : Sélectivité ampérométrique. [27]

I. 8. 2. 4. Sélectivité chronométrique

Consiste à donner des temporisations différentes aux protections de courant échelonnées le long du réseau. Ces temporisations sont d'autant plus longues que le relais est plus proche de la source. Elle repose sur le décalage temporel des courbes comme le montre la figure ci-dessous. [27]

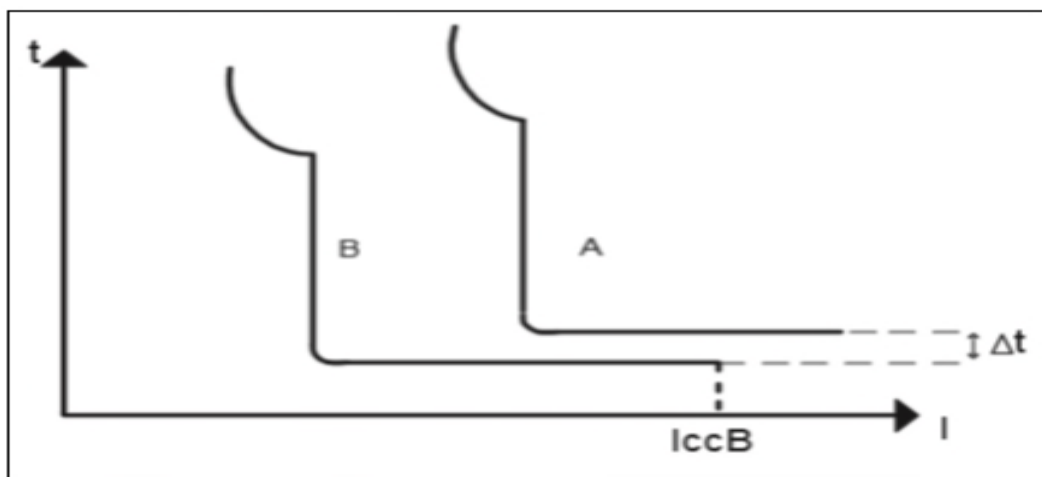


Figure I-20 : Sélectivité chronométrique. [27]

I. 8. 2. 5. Sélectivité logique

Ce principe est utilisé lorsque l'on souhaite obtenir un temps court d'élimination de défaut. L'échange d'informations logiques entre protections successives permet la suppression des intervalles de sélectivité, et donc de réduire considérablement le retard de déclenchement des disjoncteurs situés plus près de la source. Ce principe est souvent utilisé pour protéger des réseaux MT comportant des antennes avec de nombreux étages de sélectivité. [27] [28]

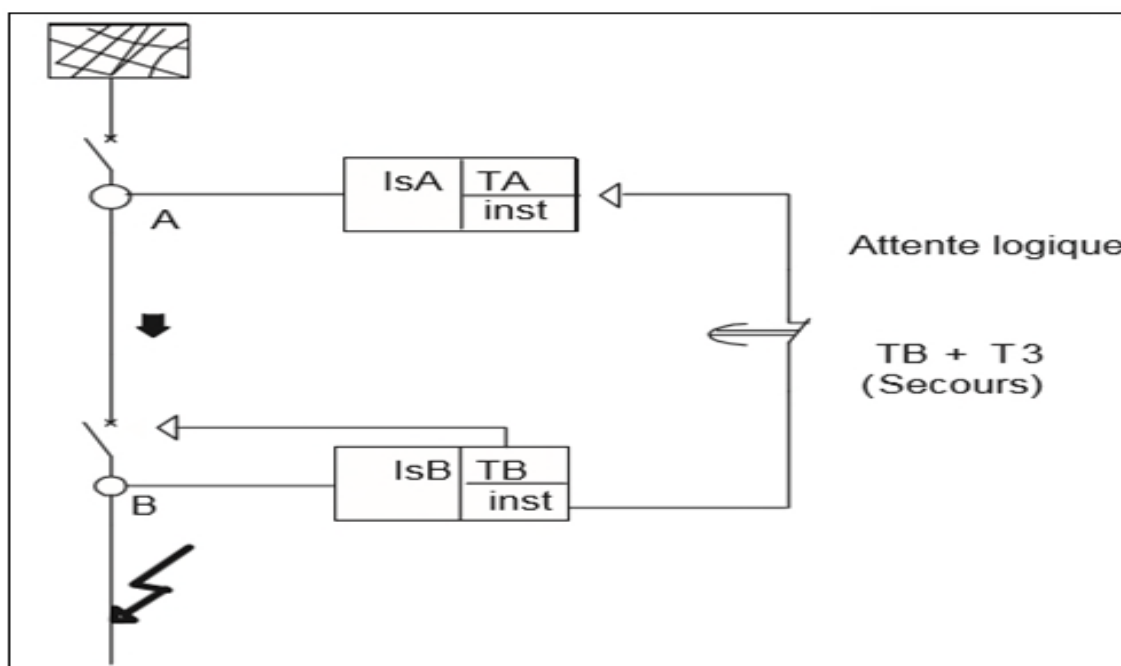


Figure I-21 : Fonctionnement d'une sélectivité logique. [27]

I. 9. LES NORMES

I. 9. 1. La Normalisation [29]

Il existe en réalité trois normalisations en électricité :

- Internationale : La CEI.
- Européenne : Le CENELEC.
- Française : L'UTE.

Lesquelles élaborent plusieurs types de documents :

- Publications ou recommandations de la CEI.
- Documents d'harmonisation (HD) ou normes européennes (EN) du CENELEC.
- Normes homologuées et normes enregistrées de l'UTE laquelle édite également des guides ou publications UTE (qui ne sont pas des normes).

Il existe deux grandes familles de normes qui visent d'une part la construction du matériel électrique et d'autre part la réalisation des installations électriques. Les principales normes de réalisation sont :

- La NF C 15-100 : Installations électriques à basse tension.
- La NF C 13-100 : Postes de livraison.
- La NF C 13-200 : Installations électriques à haute tension.
- La NF C 14-100 : Installations de branchement (basse tension).

Parmi les normes de conception beaucoup plus nombreuses citons en particulier :

- La NF C 20-010 : Classification des degrés de protection procurés par les enveloppes
- La NF C 20-030 : Règles de sécurité relatives à la protection contre les chocs électriques.
- La NF C 71-008 : Baladeuses.

Une marque de conformité est gravée sur les appareils, un appareil conforme à une norme est un gage de sécurité.

I. 9. 2. Organisme de normalisation [30]

Exemple d'organisme de normalisation :

- AFNOR : Association Française de Normalisation.
- UTE : Union Technique de l'électricité.
- CEI : Commission Electrotechnique Internationale.
- CENELEC : Comité Européen de Normalisation Electrotechnique.

I. 9. 3. Exemple de Norme CEI et leur domaine de spécification

NORMES	DESIGNATION
CEI 60 364	Installations électriques Basse Tension
CEI 60 529	Degrés de protection procurés par les enveloppes (code IP)
CEI 60 947-1	Appareillages Basse Tension – Règles générales
CEI 60 947-2	Appareillages Basse Tension - Disjoncteurs
CEI 60 947-3	Appareillages Basse Tension – Interrupteurs, sectionneurs
CEI 61 000	Compatibilité électromagnétique (CEM)
CEI 61 140	Protection contre les chocs électriques
CEI 61 143-1	Parafoudres Basse Tension
CEI 61 921	Condensateurs de puissance – Batterie de compensation de facteur de puissance BT

Tableau I-1 : Organismes de normalisations et normes internationales [30]

NORMES	DESIGNATION
NF C 15-100	Installation électrique BT et guide technique
NF C 14-100	Installations de branchement de 1 ^{ère} catégorie comprises entre le réseau de distribution publique et l'origine des installations intérieures.
NF C 13-200	Installation électrique Haute Tension
NF C 13-102	Postes simplifiés préfabriqués sous enveloppe
NF C 13-100	Poste de livraison HTA/BT raccordé à un réseau de distribution de 2 ^{ème} catégorie.

Tableau I-2 : Décret et norme en France [30]

La norme NF C 15-100 et NF C13-200 en France définit les niveaux de tension comme suite :

TENSION ALTERNATIVE	DOMAINE DE TENSION	APPELLATION COURANTE	VALEUR USUELLE EN FRANCE
$\leq 50V$	TBT	/	12 – 24 – 48V
$\leq 500V$	BTA	BT (Basse Tension)	220 – 380 – 400V
$\leq 1000V$	BTB		
$1 \leq U \leq 50kV$	HTA	MT (Moyenne Tension)	5,5 – 6,6 – 10 – 15 – 20 – 36kV
$U \geq 50kV$	HTB	HT (Haute Tension)	63 – 90 – 150kV
		THT (Très Haute Tension)	225 – 400kV

Tableau I-3 : Les niveaux de tension en France selon la norme NF C 15-100 et la NF C13-200. [30]

I. 9. 4. Gamme des tensions utilisés par le groupe « SONELGAZ »

Domaine de tension		Valeur de la tension composée nominale (Un en volts)	
		Tension alternative	Tension continue
Très basse tension TBT		$U_n \leq 50V$	$U_n \leq 120V$
Basse tension (BT)	BTB	$50 < U_n \leq 500V$	$120 < U_n \leq 750V$
	BTA	$500 < U_n \leq 1000$	$750 < U_n \leq 1500V$
Haute tension (HT)	HTA ou MT	$1000 < U_n \leq 50\ 000$	$1500 < U_n \leq 75\ 000V$
	HTB	$U_n > 50\ 000$	$U_n > 75\ 000$

Tableau I-4 : définition des niveaux de tension par le Groupe SONELGAZ [1]

I. 10. CONCLUSION

Dans ce chapitre nous avons présenté les différents type et architectures des réseaux électriques avec leurs gamme de tension, et les différents modes d'alimentation des postes (HTB/HTA et HTA/BT), nous avons identifié les principales solutions d'alimentation des tableaux HTA et présenté les composantes électrique d'un poste HTB/HTA ainsi que les protections et régime du neutre et tous qui concerne les puissances, les courts-circuits, la chute de tension, la sélectivité et quelque norme qui existe en électricité.

CHAPITRE II
PRESENTATION DE
L'ENTREPRISE

Présentation de la SONATRACH

II. 1. Introduction

Depuis de nombreuses années le pétrole est une source d'énergie très important dans notre société, celui-ci étant une matière première très importante jouant un rôle primordial qui demande une attention très particulière, du fait de son omniprésence dans tous les domaines de la société, son présent et son devenir restent au cœur de l'attention.

La production massive engendrée par les désirs de la société actuelle accroît la consommation en pétrole. De toute façon l'or noire devient un des moteurs de l'économie mondiale, mais l'enjeu pétrolier ne s'arrête pas à cela : des tensions politiques apparaissent à travers le monde car le pétrole est un matériau très polluant, au fur et à mesure le pétrole gagne de l'importance malgré les problèmes qu'il représente.

II. 2. Description de l'entreprise SONATRACH

II. 2. 1. Historique

Sonatrach-RTC (Bejaia) : **société nationale** de recherche d'exploitation du **transport** et la commercialisation des **hydrocarbures**, elle a été créée le 31 décembre 1963. La volonté de l'Algérie de récupérer ses richesses naturelles et d'assurer pleinement le contrôle de leurs exploitations amena à nationaliser la production des hydrocarbures le 24 février 1971, par la signature d'une ordonnance définissant le cadre d'activité des sociétés étrangères en Algérie.

[31]

Au début des années 80 La restructuration de SONATRACH se mit en œuvre, cette étape figure parmi les plus importantes dans le développement de la société. D'autres étapes ont été suivies toutes aussi importantes, notamment la réorganisation des structures de la société en activités particulièrement les activités Aval et Amont. Par ailleurs, de nombreux contrats de partenariats avec les compagnies étrangères américaines ainsi qu'à l'étranger, SONATRACH a pu développer son statut de compagnie pétrolière solide. [31]

L'oléoduc Haoud El Hamra-Bejaïa, est la première pipeline construit en Algérie en 1959 par la Société SO.PE.G. Elle est d'une longueur de 660,72 Km et d'un diamètre de 24 pouces.

[32]

Pour cette année 2017 le groupe pétrolier algérien sonatrach occupe la première place du classement des 500 premières entreprises africaines. La société angolaise sonangole occupe la deuxième place suivie par le grand groupe sud-africain. [33]

II. 3. Principale activité de la société

II. 3. 1. Activité amont

- Exploration.
- Recherches et développement.
- Production.
- Forage.
- Engineering et construction.
- Associations en partenariat.

II. 3. 2. Activité avale

- Liquéfaction du gaz naturel et séparation des GPL.
- Raffinage du pétrole.
- Pétrochimie.
- Études et développement de nouvelles technologies.

II. 3. 3. Activité transport par canalisations

- Stockage d'hydrocarbures liquides.
- Transport par canalisation d'hydrocarbures liquides gazeux depuis les lieux de la production primaires à travers le réseau secondaire et principal.
- Le chargement des navires pétroliers.

II. 3. 4. Activité commercialisation

- Commercialisation extérieure.
- Commercialisation sur le marché intérieur.
- Transport maritime des hydrocarbures.

II. 4. Présentation de la D.R.G.B

Figure II-1 : D.R.G.B de Bejaia

La direction régionale de Bejaia est une direction parmi les 7 directions opérationnelles composant l'activité de transport par canalisation avec les régions de :

- Région transport de Haoud El- Hamra (RTS).
- Région transport centre - Bejaia (RTC).
- Région transport d'Ain Amenas (RTI).
- Région transport Ouest Arzew (RTO).
- Région transport Est-Skikda (RTE).
- Gazoduc Italie (par El Kala) (GEM).
- Gazoduc Espagne (par Mostaganem) (GPDF).

Ces deux derniers sont deux gazoducs traversant l'Italie et l'Espagne. La vocation de la DRGB est le transport des hydrocarbures par canalisation, le stockage et chargement des navires.

Organigramme RTC Bejaia

Organigramme RTC Bejaia

II. 5. Le terminal marin de Bejaia

Le terminal marin de Bejaïa est divisé en deux parties qui sont :

- Terminal Nord
- Terminal Sud



Figure II-2: Le Terminale marin de Bejaia [35]

II. 5. 1. le terminal Nord

On trouve dans ce terminal les éléments suivants :

II. 5. 1. 1. Parc de stockage



Figure II-3: Back de stockage

Leur Fonction principale est le stockage du brut, il contient douze bacs à toit flottant de capacité volumique de 35 000 m³ chaque bac contient une vanne, deux agitateurs, un jaugeur (transmetteur de niveau et de température) et un système anti-incendie au halon pour étouffer le feu en cas d'incendie.

Un bac 4Y1 à toit fixe de capacité de 2900 m³ utilisé pour emmagasiner le brut et le condensat en cas de surpression et lors de nettoyage des bacs.

II. 5. 1. 2. Manifold



Figure II-4 : Manifold

C'est un ensemble de canalisations de vannes et de pompes de chargement, utilisés pour réceptionner les hydrocarbures venant du Sahara. Il contient sept pompes six vannes chacune d'elle alimente deux bacs et d'autres vannes. Le manifold destiné à assurer en nombre et en direction tous les mouvements du produit:

- Réception par pipeligne.
- Remplissage et vidange sélectif des groupes de réservoirs.
- Transfert d'un groupe de réservoirs à un autre.

II. 5. 1. 3. Tour de contrôle

C'est une salle dans laquelle on trouve les tables de commande pour le terminal nord et sud, pour commander l'ouverture des vannes, la sélection du bac de la pompe et du chemin de circulation du fluide, en plus la tour est située à une hauteur importante permettant de visualiser l'état des vannes et des bacs.

II. 5. 2. Le terminal Sud

On trouve dans ce terminal les éléments suivants :

II. 5. 2. 1. Parc de stockage

Il contient quatre bacs à toit flottant de capacité volumique de 50 000 m³, chaque bac contient une vanne, deux agitateurs, un jaugeur (transmetteur de niveau et de température) en plus de ça un système anti-incendie au halon pour étouffer le feu en cas d'incendie.

II. 5. 2. 2. Salle électrique

Elle est divisée en trois chambres : Hautes tension, moyenne et basse tension. On trouve dans la chambre de haute tension les deux arrivées de sonalgaz qui sont connectées à deux disjoncteurs principaux redondants, un disjoncteur en amont et en aval de chaque transformateur de tension 30kv/5.5kv.

Dans la chambre de moyenne tension on trouve deux transformateurs 5.5kv/380v redondant, un transformateur 380v/380v pour extraire le neutre du secondaire, et un disjoncteur en amont et en aval de chaque transformateur, et des petits disjoncteurs pour l'alimentation des moteurs et des pompes.

Dans la chambre de basse tension on trouve des batteries rechargeables, des redresseurs de tension, des chargeurs de batterie et des armoires contenant les automates Allen Bradley et Siemens S7 300 et S7 400. Un ordinateur pour la supervision des installations qui sont connectées directement avec l'automate S7 400 par un câble Ethernet. Dans ces chambres on trouve des capteurs de fumée et des bouteilles de Halon pour la sécurité de la salle électrique.

II. 5. 2. 3. Manifold

Il contient un ensemble de canalisations et pompes, moteurs, électrovannes, la conduite d'étalonnage et le skid de comptage. Ces pompes aspirent le pétrole ou bien le condensat ensuite le refoulent vers les postes de chargement qui se trouvent au port.

II. 6. Département de maintenance

II. 6. 1. Organigramme de département de maintenance

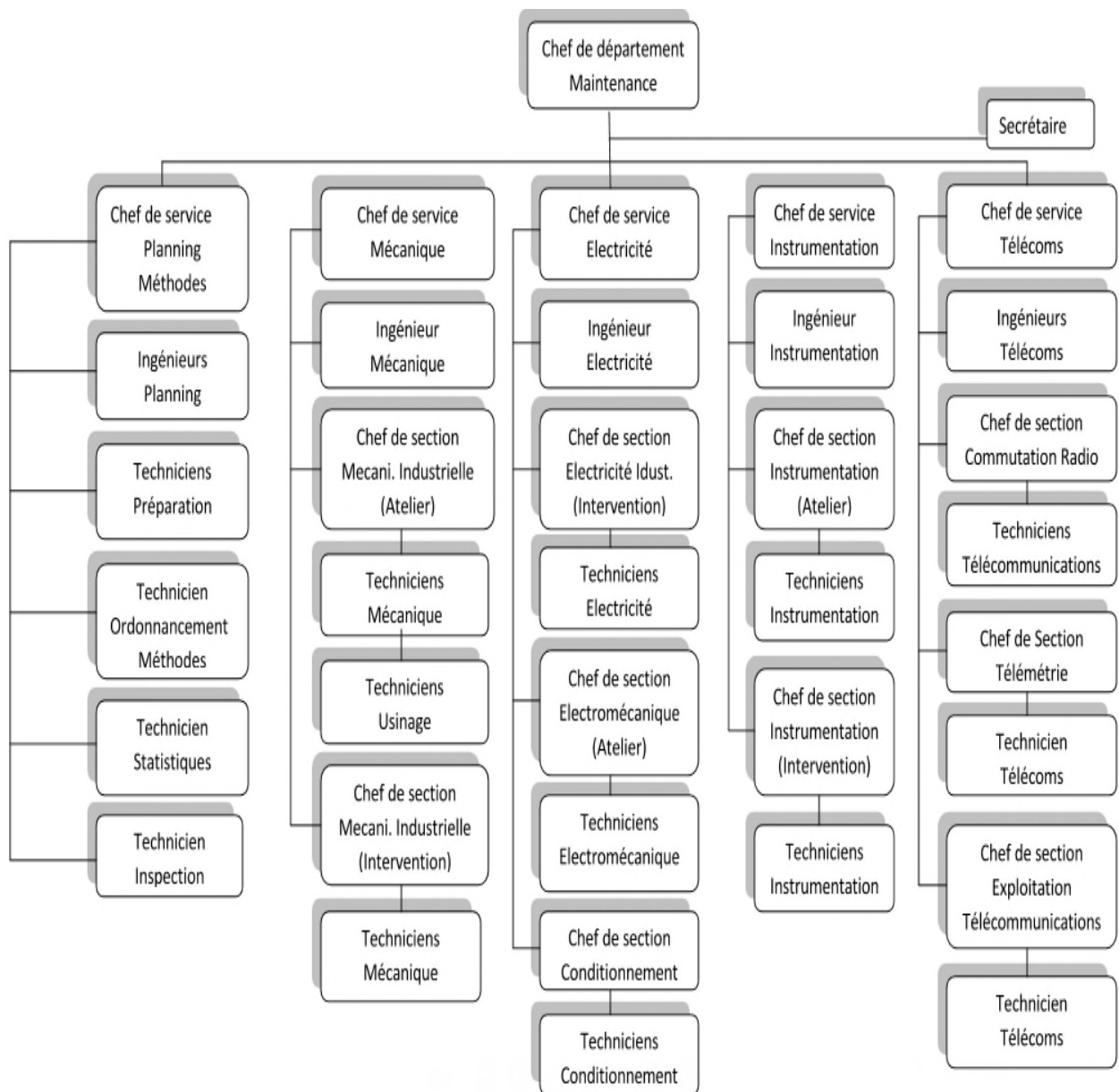


Figure II-5 : Organigramme de département de maintenance [35]

II. 6. 2. Service électricité

Ce service s'occupe de trois types d'équipements :

- Equipements industriels.
- Equipements électromécaniques.
- Equipements conditionnements.

II. 7. NOTION DIVER**II. 7. 1. Pétrole**

Mots latin « Petra deum » qui signifie huile de pierre. Liquide huileux inflammable dont la couleur varie du vert au noir. Le pétrole, est un mélange de substances appelées hydrocarbures. Constitués d'un nombre différent d'atomes, de carbone, d'hydrogène et de molécules de taille et de structure différentes, ce qui détermine leur état physique soit solide ou liquide ou bien gazeux.

II. 7. 2. CONDENSAT

Le condensat, est un liquide de gaz naturel composé d'un mélange d'hydrocarbures avec des fractions plus légères de gisements de gaz naturel, on l'appelle également essence naturelle.

II. 7. 3. Station de pompage

C'est une installation composée de plusieurs machines qui permet de régulariser le débit des produits transportés en exerçant une pression pour les faire parvenir à la prochaine station de pompage.

II. 7. 4. Pipeligne

Est une canalisation servant au transport à moyennes et grandes distances des liquides. Elle est appelée oléoducs, elle sert au transport du pétrole brut et gazoduc. Elle est caractérisée par son diamètre, son épaisseur et la matière dont elle est fabriquée ainsi que par sa résistance à la pression.

II. 7. 5. Raffinerie

Le pétrole utilisé directement sous sa forme brute est soumis à diverses opérations de transformation (séparation et mélange... etc.) qui constituent le raffinage avant d'être consommé dans divers domaines. C'est ainsi que plusieurs entreprises s'engagent à construire des usines de raffinage du pétrole brut.

II. 7. 6. La gare racleur

Chaque station de pompage possède une gare racleur d'arrivée et une autre de départ c'est un outil qu'on introduit à l'intérieur de l'oléoduc pour nettoyer les parois intérieures de la pipe. La gare racleur est la destination finale du racleur.

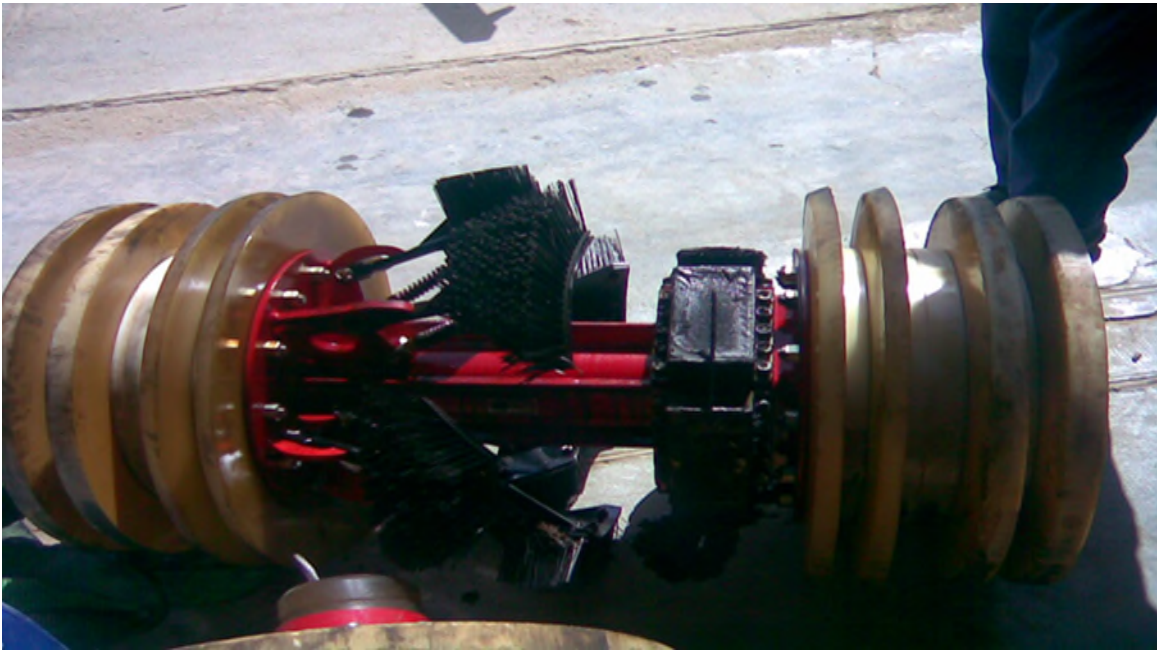


Figure II-6 : La gare racleur

II. 7. 7. Système anti incendie

Il comprend deux bassins d'eau d'une capacité de 8 000 m³ et de 600 m³ qui alimentent tout le réseau anti-incendie.

II. 8. PRESENTATION DU PROJET

Projet : Etude et dimensionnement d'un réseau et d'un poste transformateur MT/MT/BT au sien de la société.

Le projet a pour but la mise à niveau des installations de lutte contre les incendies des deux dépôts de stockage (Nord et Sud) du Terminal Marin de Bejaia, en vue de les adapter aux nouvelles règles et normes exigées dans le domaine de la protection incendie relevant des risques spéciaux des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE).

Cette mise à niveau, inspirée des règles d'aménagement et d'exploitation des ICPE devient aujourd'hui d'une évidente nécessité, eu égard à la vétusté et à l'inadaptation du réseau incendie et de la capacité de la réserve d'eaux anti-incendie caractérisant le site.

Le projet s'inscrit dans le cadre des dispositions de la directive de Sonatrach relative à la sécurité des installations et des travailleurs visant notamment à l'amélioration et renforcement de la prévention, de la gestion des risques et des situations d'urgence, dans le respect des recommandations issues des études de danger établies à cet effet.

Le but de l'installation d'un nouveau système anti-incendie est aussi celui de se conformer à la réglementation en vigueur, notamment la loi 05-07 du 28/04/2005 relative aux hydrocarbures, modifiée et complétée par l'ordonnance n° 06-10 du 29 juillet 2006 et par la loi n° 13-01 du 20 février 2013, stipulant sur la mise à niveau des installations d'hydrocarbures de Sonatrach.

Le Terminale Marin de Bejaia est un établissement classé de première catégorie (AM) relevant des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE), compte tenu de la rubrique 1532.

Il est défini comme un dépôt aérien des liquides inflammables des catégories A et B de la rubrique 1530, lorsque la quantité stockée susceptible d'être présente est supérieure à la 10 000 t.

La réalisation de système de pompage (pompe incendie) équipée et adaptée à la nouvelle puissance hydraulique requise (débits, pressions), composée d'un groupe de pompes électriques principales, d'une pompe de secours fonctionnant au diesel et deux pompes de maintien de pression dans le réseau (pompes jockey).

La réalisation d'un système de distribution d'eau anti-incendie composé par un nouveau réseau maillé, équipé et dimensionné en tenant compte de la nouvelle puissance hydraulique requise (débits, vitesse, pressions,... ect).

La réalisation de système d'alimentation en énergie électrique des installations projetées (sous-station, poste transformateur d'énergie MT/BT, auxiliaires et autres installations complémentaires).

I. 4. 1. Organigramme RTC Bejaia

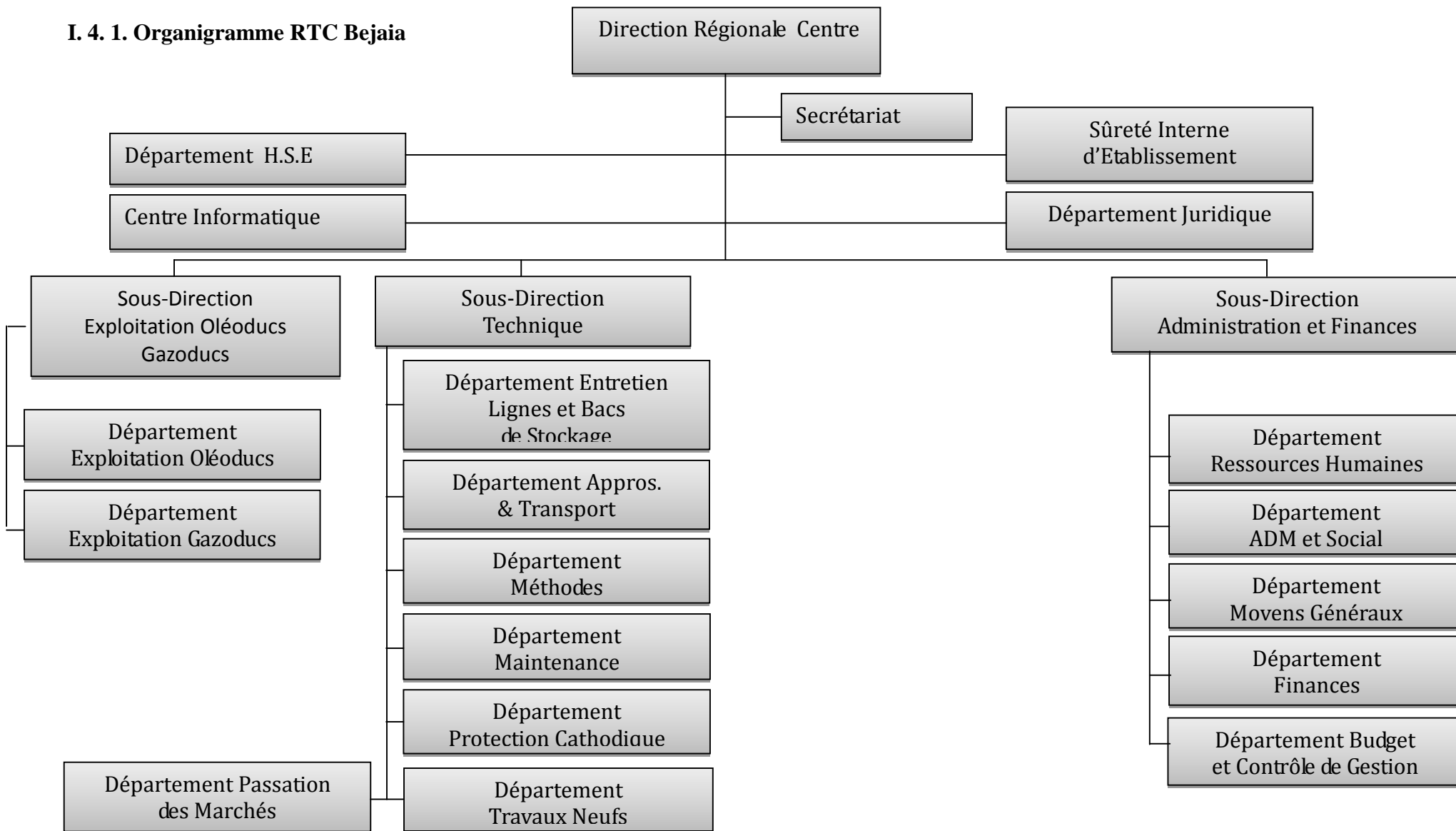


Figure II-23 : Organigramme de RTC Bejaia

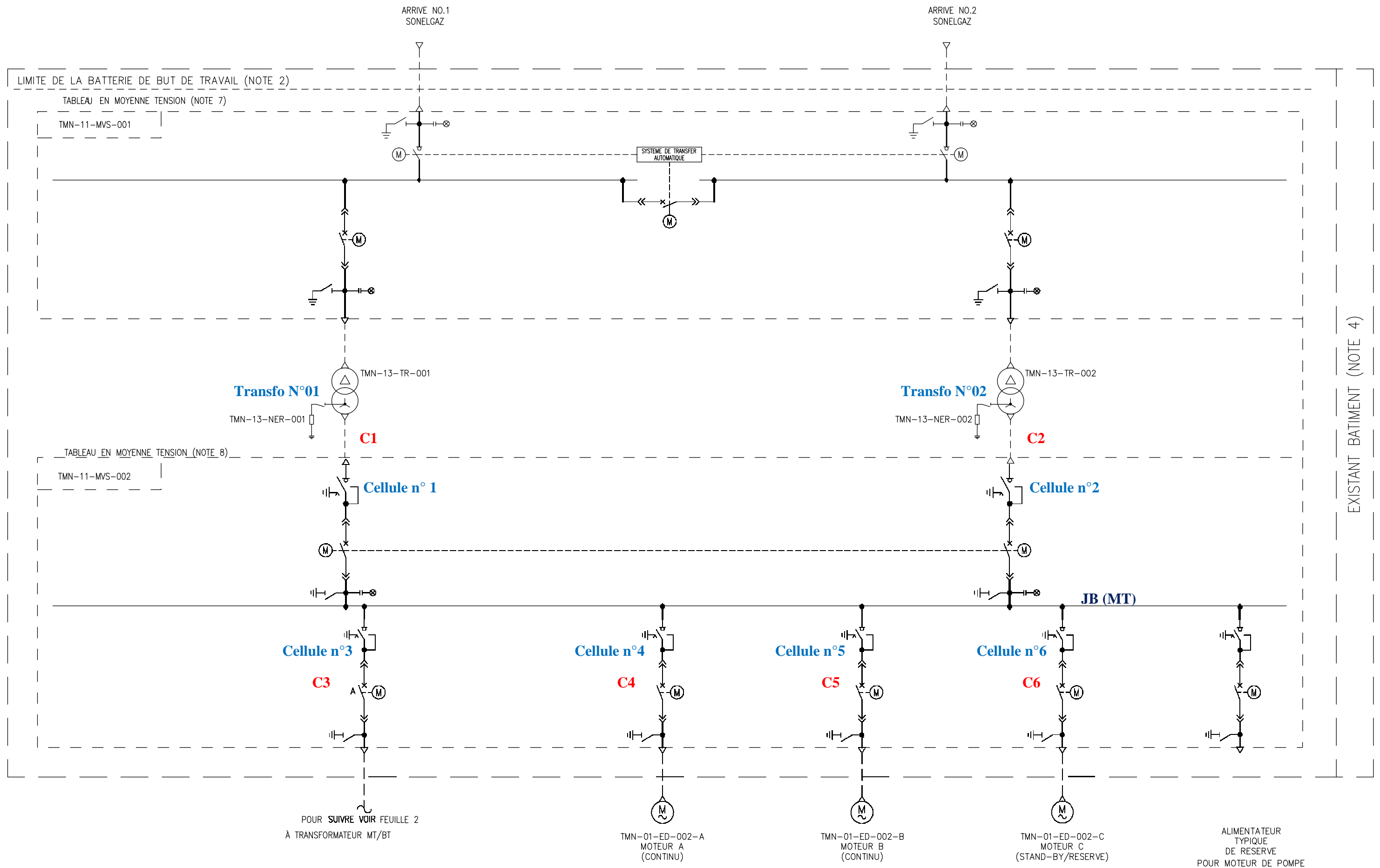
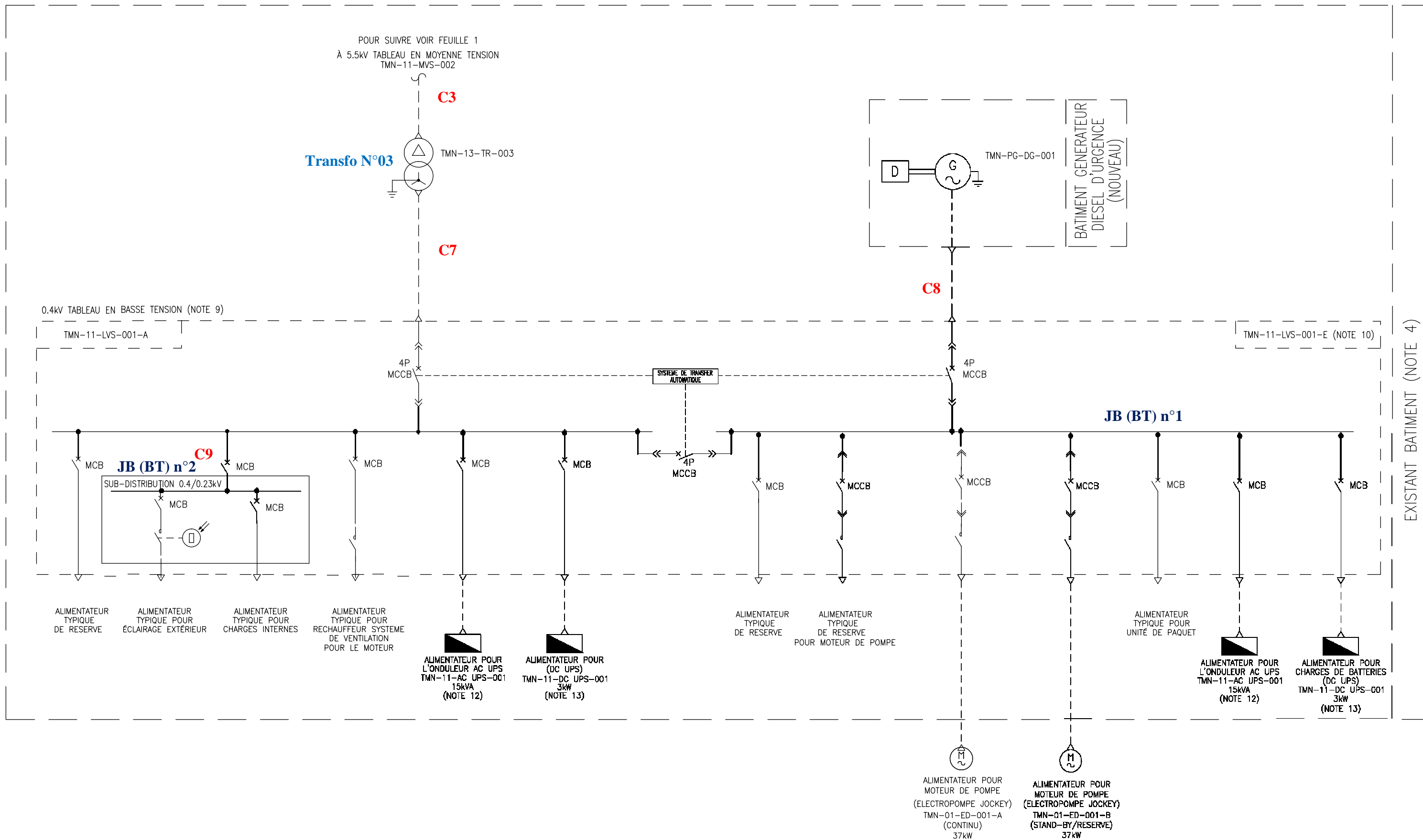


Figure III.1 : schéma unifilaire générale de l'installation MT



EXISTANT BATIMENT (NOTE 4)

Figure III.2 : schéma unifilaire générale de l'installation BT

CHAPITRE III
BILAN DE PUISSANCE
DES INSTALLATION

III. 1. INTRODUCTION

Pour concevoir une installation électrique, il est nécessaire de calculer la puissance maximale (la puissance d'utilisation) que devra fournir le distributeur d'énergie (sonalgaz et transformateur). L'objet de ce chapitre est de fournir une méthode pour l'estimation de la puissance d'utilisation. Il est nécessaire pour cette estimation d'évaluer quelques facteurs prenant en compte:

- Le non fonctionnement simultané de toutes les charges (facteur de simultanéité K_s).
- Le niveau d'utilisation réel de charges installées (facteur d'utilisation K_u).
- Le niveau d'utilisation prévisionnel et extension de charges installées (facteur d'extension K_e).

III. 2. INDICATION DE FACTEUR

Les normes *NF C 14-100*, *NF C 63-410* et le guide *UTE C 15-105* donnent des indications sur ces facteurs selon le nombre de charge et selon l'utilisation.

Nombre de circuit	Facteur de simultanéité K_s
1 à 3	0.9
4 à 5	0.8
6 à 9	0.7
10 et plus	0.6

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

Utilisation	Facteur d'utilisation Ku
Eclairage, conditionnement d'air	1
Chauffage électrique, micro-ordinateur	1
Prise de courant (n : nombre de prise de courant alimenter par le même circuit.)	Si: $n > 6 \rightarrow 0,6$ $n < 6 \rightarrow 0,1 + (0,9/n)$
Moteur électrique	0.75

Tableau III.2 : Facteur d'utilisation.

III. 3. SCHEMA UNIFILAIRE DE L'INSTALLATION

Les schémas électrique général unifilaire de l'installation du notre projet sont représenté par suite ci-dessous.

Figure III-1: schéma unifilaire générale de l'installation MT.

Page 1

Figure III-2: schéma unifilaire générale de l'installation BT.

Page 2

III. 4. IDENTIFICATION DES DIFFERENTS CIRCUIT DE L'INSTALLATION

Dans le tableau suivant, l'ensemble de toutes les charges du projet auxquels on associe des numéros de circuits, ainsi que leurs puissances et les longueurs des câbles par rapport au TGBT.

III. 4. 1. RECEPTEUR MOYENNE TENSION

Numéro du circuit	Signification	Puissance (W)	Longueur du câble par rapport au TGBT (m)
1	Alimentateur typique de réserve pour moteur de pompe	355 000	/
2	Pompe principale anti-incendie moteur A	355 000	18
3	Pompe principale anti-incendie moteur B	355 000	20
4	Pompe principale anti-incendie moteur C	355 000	22

Tableau III-3 : Identification des différent circuit du site MT.

III. 4. 2. RECEPTEUR BASSE TENSION

Numéro du circuit	Signification	Puissance (W)	Longueur du câble par rapport au TGBT (m)
5-1	Système de traitement de l'eau	20 000	370
5-2	AC UPS onduleur alimentation A	13 500	10
5-3	AC UPS onduleur BY-PASS (STAND-BY/RESERVE)	13 500	12

Numéro de circuit	Signification	Puissance (w)	Longueur du câble par rapport au TGBT (m)
5-4	Charger de batterie DC UPS alimentation A	3 000	14
5-5	Tableau pour système de protection cathodique	650	330
5-6	Poste de travail avec ordinateur et écran	3 000	20
5-7	F&G cabinets/interface cabinets (STAND-BY/RESERVE)	3 000	15
5-8	Réchauffeur système de ventilation pour le moteur A	200	28
5-9	Réchauffeur système de ventilation pour le moteur B	200	30
5-10	Réchauffeur système de ventilation pour le moteur C	200	32
5-11	RESERVE	3 000	/
5-12	RESERVE	3 000	/
5-13	RESERVE	13 500	/
5-14	RESERVE	20 000	/
5-15-1	Système d'éclairage extérieur	1 000	120
5-15-2	Système d'éclairage intérieur (sous station électrique)	2 000	10

Numéro de circuit	Signification	Puissance (w)	Longueur du câble par rapport au TGBT (m)
5-15-3	Système d'éclairage intérieur (sous station électrique)	1 000	20
5-15-4	Système de prise de courant (4 prise)	40 000	30
5-15-5	Système de climatisation et ventilation	20 000	15
5-15-6	RESERVE	1 000	/
5-15-7	RESERVE	2 000	/
5-15-8	RESERVE	40 000	/
5-16	Electropompe jocky pompe A	37 000	35
5-17	Electropompe jocky pompe B	37 000	40
5-18	Pompe de chargement pour charger l'eau du bassin existant	18 500	45
5-19	AC UPS onduleur alimentation E (STAND-BY/RESERVE)	13 500	17
5-20	Charger de batteries DC UPS- alimentation E (STAND-BY/RESERVE)	3 000	22
5-21	Tableau de démarrage automatique pour générateur de secours	10 000	150

Numéro de circuit	Signification	Puissance (w)	Longueur du câble par rapport au TGBT (m)
5-22	Reserve pour alimentateur moteur	37 000	/
5-23	Reserve pour alimentateur moteur	37 000	/
5-24	RESERVE	18 500	/
5-25	RESERVE	13 500	/

Tableau III-4 : Identification des différents circuits du site BT.

III. 5. Calcul de la puissance installée

Les résultats de calcul de la puissance installée de l'installation sont donnés dans le tableau suivant :

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} \times U_n \times \cos \varphi} \quad (3.1)$$

$$Q_n = \sqrt{3} \times U_n \times I_n \times \sin \varphi \quad (3.2)$$

$$S_n = \sqrt{3} \times U_n \times I_n \quad (3.3)$$

III. 5. 1. Bilan de puissance nominale des charges (MT)

circuit	cos φ_n	U_n (V)	I_n (A)	P_n (w)	Q_n (var)	S_n (VA)
Alimentateur typique de réserve pour moteur de pompe	0.88	5 500	42.3469	355 000	191608.3751	403408.4029
Colonne N°01	//	//	42.3469	355 000	191608.3751	403408.4029

circuit	cos φ_n	U_n (V)	I_n (A)	P_n (w)	Q_n (var)	S_n (VA)
Pompe principale anti-incendie moteur A	0.88	5 500	42.3469	355 000	191608.3751	403408.4029
Colonne N°02	//	//	42.3469	355 000	191608.3751	403408.4029
Pompe principale anti-incendie moteur B	0.88	5 500	42.3469	355 000	191608.3751	403408.4029
Colonne N°03	//	//	42.3469	355 000	191608.3751	403408.4029
Pompe principale anti-incendie moteur C	0.88	5 500	42.3469	355 000	191608.3751	403408.4029
Colonne N°04	//	//	42.3469	355 000	191608.3751	403408.4029

Tableau III-5 : Identification des puissances des charges MT.

III. 5. 2. Bilan de puissance nominale des charges (BT)

circuit	cos φ_n	U_n (V)	I_n (A)	P_n (w)	Q_n (var)	S_n (VA)
Système de traitement de l'eau	0.89	400	32.4354	20 000	10246.3013	22471.9043
Colonne N° 05-1	//	//	32.4354	20 000	10246.3013	22471.9043

circuit	$\cos \varphi_n$	U_n (V)	I_n (A)	P_n (w)	Q_n (var)	S_n (VA)
AC UPS onduleur alimentation A	0.90	400	21.6506	13 500	6538.3378	14999.9757
Colonne N° 05-2	//	//	21.6506	13 500	6538.3378	14999.9757
AC UPS onduleur BY-PASS (STAND- BY/RESERVE)	0.90	400	21.6506	13 500	6538.3378	14999.9757
Colonne N° 05-3	//	//	21.6506	13 500	6538.3378	14999.9757
Charger de batterie DC UPS alimentation A	0.90	400	4.8113	3 000	1452.9807	3333.3664
Colonne N° 05-4	//	//	4.8113	3 000	1452.9807	3333.3664
Tableau pour système de protection cathodique	0.90	400	1.0424	650	314.7979	722.1959
Colonne N° 05-5	//	//	1.0424	650	314.7979	722.1959
Poste de travail pour ordinateur et écran	0.90	230	14.4928	3 000	1452.9709	3333.334
Colonne N° 05-6	//	//	14.4928	3 000	1452.9709	3333.334

circuit	cos φ_n	U_n (V)	I_n (A)	P_n (w)	Q_n (var)	S_n (VA)
F&G cabinets/interface cabinets (STAND- BY/RESERVE)	0.90	230	14.4928	3 000	1452.9709	3333.334
Colonne N° 05-7	//	//	14.4928	3 000	1452.9709	3333.334
Réchauffeur système de ventilation pour le moteur A	0.90	400	0.3208	200	96.8795	222.2568
Colonne N° 05-8	//	//	0.3208	200	96.8795	222.2558
Réchauffeur système de ventilation pour le moteur B	0.90	400	0.3208	200	96.8795	222.2558
Colonne N° 05-9	//	//	0.3208	200	96.8795	222.2558
Réchauffeur système de ventilation pour le moteur C	0.90	400	0.3208	200	96.8795	222.2558
Colonne N° 05-10	//	//	0.3208	200	96.8795	222.2558
RESERVE	0.90	400	4.8113	3 000	1452.9807	3333.3664
Colonne N° 05-11	//	//	4.8113	3 000	1452.9807	3333.3664
RESERVE	0.90	230	14.4928	3 000	1452.9709	3333.334
Colonne N° 05-12	//	//	14.4928	3 000	1452.9709	3333.334

circuit	$\cos \varphi_n$	U_n (V)	I_n (A)	P_n (w)	Q_n (var)	S_n (VA)
RESERVE	0.90	400	21.6506	13 500	6538.3378	14999.9757
Colonne N° 05-13	//	//	21.6506	13 500	6538.3378	14999.9757
RESERVE	0.89	400	32.4354	20 000	10246.3013	22471.9043
Colonne N° 05-14	//	//	32.4354	20 000	10246.3013	22471.9043
éclairage extérieur (3 lampe)	1	230	0.7531	300	0	300.0137
Colonne N° 05-15-1	//	//	0.7531	300	0	300.0137
éclairage intérieur (sous station électrique) (30 lampe)	1	230	8.6957	2 000	0	2000.011
Colonne N° 05-15-2	//	//	8.6957	2 000	0	2000.011
éclairage intérieur (sous station électrique) (30 lampe)	1	230	6.9565	1 600	0	1599.995
Colonne N° 05-15-3	//	//	6.9565	1600	0	1599.995
Système de prise de courant (4 prise)	0.80	400	72.1688	40 000	30 000	50 000
Colonne N° 05-15-4	//	//	72.1688	40 000	30 000	50 000

circuit	cos φ_n	Un (V)	In (A)	Pn (w)	Qn (var)	Sn (VA)
Système de climatisation et ventilation	0.85	400	33.9618	20 000	12394.8939	23529.4253
Colonne N° 05-15-5	//	//	33.9618	20 000	12394.8939	23529.4253
RESERVE	1	230	6.9565	1600	0	1599.995
Colonne N° 05-15-6	//	//	6.9565	1600	0	1599.995
RESERVE	1	230	8.6957	2 000	0	2000.011
Colonne N° 05-15-7	//	//	8.6957	2 000	0	2000.011
RESERVE	0.80	400	72.1688	40 000	30 000	50 000
Colonne N° 05-15-8	//	//	72.1688	40 000	30 000	50 000
Colonne N°05-15	/	/	197.1259	107500	72394.8939	131029.3698
Electropompe jocky pompe A	0.90	400	59.3388	37 000	17919.9246	41111.1256
Colonne N° 05-16	//	//	59.3388	37 000	17919.9246	41111.1256
Electropompe jocky pompe B	0.90	400	59.3388	37 000	17919.9246	41111.1256
Colonne N° 05-17	//	//	59.3388	37 000	17919.9246	41111.1256

circuit	cos φ_n	U_n (V)	I_n (A)	P_n (w)	Q_n (var)	S_n (VA)
Pompe de chargement pour charger l'eau du bassin existant	0.90	400	29.6694	18 500	8959.9623	20555.5633
Colonne N° 05-18	//	//	29.6694	18 500	8959.9623	20555.5633
AC UPS onduleur alimentation E (STAND-BY/RESERVE)	0.90	400	21.6506	13 500	6538.3378	14999.9757
Colonne N° 05-19	//	//	21.6506	13 500	6538.3378	14999.9757
Charger de batteries DC UPS- alimentation E (STAND-BY/RESERVE)	0.90	400	4.8113	3 000	1452.9807	3333.3664
Colonne N° 05-20	//	//	4.8113	3 000	1452.9807	3333.3664
Tableau de démarrage automatique pour générateur de secours	0.90	400	16.0375	10 000	4843.2188	11111.1059
Colonne N° 05-21	//	//	16.0375	10 000	4843.2188	11111.1059
Reserve pour alimentateur moteur	0.90	400	59.3388	37 000	17919.9246	41111.1256
Colonne N° 05-22	//	//	59.3388	37 000	17919.9246	41111.1256

circuit	$\cos \varphi_n$	U_n (V)	I_n (A)	P_n (w)	Q_n (var)	S_n (VA)
Reserve pour alimentateur moteur	0.90	400	29.6694	18 500	8959.9623	20555.5633
Colonne N° 05-23	//	//	29.6694	18 500	8959.9623	20555.5633
RESERVE	0.90	400	16.0375	10 000	4843.2188	11111.1059
Colonne N° 05-24	//	//	16.0375	10 000	4843.2188	11111.1059
RESERVE	0.90	400	21.6506	13 500	6538.3378	14999.9757
Colonne N° 05-25	//	//	21.6506	13 500	6538.3378	14999.9757

Tableau III-6 : Identification des puissances nominale des charges BT.

On a donc le bilan des puissances nominales de l'installation MT et BT résumer dans le tableau suivant :

circuit	I_n (A)	P_n (KW)	Q_n (KVAR)	S_n (KVA)
TOTALE(MT)	211.38	1420	766.44	2013.64
TOTALE(BT)	662.485	462.25	216.251	458.983
TOTALE	/	1882.25	973.474	2072.623

Tableau III-7 : Bilan de puissance nominale charge (MT et BT)

III. 6. Calcul de la puissance d'utilisation [36]

La détermination de cette puissance nécessite une bonne connaissance du facteur d'utilisation. Elle est donnée par la relation suivante :

$$Pu = Ku \times Pn \quad (3.4)$$

$$Qu = Ku \times Qn \quad (3.5)$$

$$Su = Ku \times Sn \quad (3.6)$$

- ***Pu*** : Puissance active utile demandée.
- ***Qu*** : Puissance réactive utile demandée.
- ***Su*** : Puissance apparente utile demandée.
- ***Pn*** : Puissance active nominale.
- ***Qn*** : Puissance réactive nominale
- ***Sn*** : Puissance apparente nominale.
- ***Ku*** : Facteur d'utilisation.

III. 6. 1. Puissance utile dans une branche *Puj* [37]

Elle est donnée par la relation suivante :

$$Puj = Ku * \sum Pu \quad (3.7)$$

$$Quj = Ku * \sum Qu \quad (3.8)$$

$$Suj = Ku * \sum Su \quad (3.9)$$

- ***Puj*** : Puissance active demandé d'une branche.
- ***Quj*** : Puissance réactive demandé d'une branche.
- ***Suj*** : Puissance apparente demandé d'une branche.

III. 6. 2. Bilan de la puissance utilisée (charge MT)

Circuit	K_u	P_u (w)	Q_u (var)	S_u (VA)	P_{uj} (w) -	Q_{uj} (var)	S_{uj} (VA)
Alimentateur typique de réserve pour moteur de pompe	0.75	266250	143706.2813	302556.3022	/	/	/
Colonne N°01	Ks=0.9	266250	143706.2813	302556.3022	239625	129335.6532	272300.672
Pompe principale anti-incendie moteur A	0.75	266250	143706.2813	302556.3022	/	/	/
Colonne N°02	Ks=0.9	266250	143706.2813	302556.3022	239625	129335.6532	272300.672
Pompe principale anti-incendie moteur B	0.75	266250	143706.2813	302556.3022	/	/	/
Colonne N°03	Ks=0.9	266250	143706.2813	302556.3022	239625	129335.6532	272300.672
Pompe principale anti-incendie moteur C	0.75	266250	143706.2813	302556.3022	/	/	/
Colonne N°04	Ks=0.9	266250	143706.2813	302556.3022	239625	129335.6532	272300.672

III. 6. 3. Bilan de la puissance utilisée (charge BT)

Circuit	K_u	P_u (w)	Q_u (var)	S_u (VA)	P_{uj} (w)	Q_{uj} (var)	S_{uj} (VA)
Système de traitement de l'eau	1	20 000	10246.3013	22471.9043	/	/	/
Colonne N°05-1	Ks=0.9	20 000	102446.3013	22471.9043	18000	92201.6712	20224.7139
AC UPS onduleur alimentation A	1	13 500	6538.3378	14999.975	/	/	/
Colonne N°05-2	Ks=0.9	13 500	6538.3378	14999.975	12150	5884.5040	13499.9775
AC UPS onduleur BY-PASS STAND-BY/RESERVE	1	13 500	6538.3378	14999.75	/	/	/
Colonne N°05-3	Ks=0.9	13 500	6538.3378	14999.975	12150	5884.5040	13499.9775
Charger de batterie DC UPS alimentation A	1	3 000	1452.9807	3333.3664	/	/	/
Colonne N°05-4	Ks=0.9	3 000	1452.9807	3333.3664	2 700	1307.6826	3000.2976
Tableau pour système de protection cathodique	1	650	314.7979	722.1959	/	/	/
Colonne N°05-5	Ks=0.9	650	314.7979	722.1959	585	283.3181	649.9763

Circuit	K_u	$P_u(w)$	$Q_u (var)$	$S_u(VA)$	$P_{uj}(w)$	$Q_{uj} (var)$	$S_{uj} (VA)$
Poste de travaille avec ordinateur et écran	1	3 000	1452.9671	3333.3352	/	/	/
Colonne N°05-6	K_s=0.9	3 000	1452.9671	3333.3352	2 700	1307.6704	3000.0017
F&G cabinets/interface cabinets (BY-PASS/RESERVE)	1	3 000	1452.9671	3333.3352	/	/	/
Colonne N°05-7	K_s=0.9	3 000	1452.9671	3333.3352	2 700	1307.6704	3000.0017
Réchauffeur système de ventilation pour le moteur A	1	200	96.8795	222.2568	/	/	/
Colonne N°05-8	K_s=0.9	200	96.8795	222.2568	180	87.1916	200.0311
Réchauffeur système de ventilation pour le moteur B	1	200	96.8795	222.2568	/	/	/
Colonne N°05-9	K_s=0.9	200	96.8795	222.2568	180	87.1916	200.0311
Réchauffeur système de ventilation pour le moteur C	1	200	96.8795	222.2568	/	/	/
Colonne N°05-10	K_s=0.9	200	96.8795	222.2568	180	87.1916	200.0311

Circuit	K_u	$P_u(w)$	$Q_u (var)$	$S_u(VA)$	$P_{uj}(w)$	$Q_{uj} (var)$	$S_{uj} (VA)$
RESERVE	1	3 000	1452.9807	3333.3664	/	/	/
Colonne N°05-11	$K_s=0.9$	3 000	1452.9807	3333.3664	2 700	1307.6826	3000.0298
RESERVE	1	3 000	1452.9671	3333.3352	/	/	/
Colonne N°05-12	$K_s=0.9$	3 000	1452.9671	3333.3352	2 700	1307.6704	3000.0017
RESERVE	1	13 500	6538.3378	14999.9757	/	/	/
Colonne N°05-13	$K_s=0.9$	13 500	6538.3378	14999.9757	12 150	5884.5040	13499.9781
RESERVE	1	20 000	10246.3013	22471.9043	/	/	/
Colonne N°05-14	$K_s=0.9$	20 000	10246.3013	22471.9043	18 000	9221.6712	20224.7139
Système d'éclairage extérieur (3 lampe)	1	300	0	300.0137	/	/	/
Colonne N°05-15-1	$K_s=0.9$	300	0	300.0137	270	0	270.0133
Système d'éclairage intérieur (30lampe)	1	2 000	0	1999.9852	/	/	/
Colonne N°05-15-2	$K_s=0.6$	2 000	0	1999.9852	1 200	0	1199.9911

Circuit	K_u	$P_u(w)$	$Q_u (var)$	$S_u(VA)$	$P_{uj}(w)$	$Q_{uj} (var)$	$S_{uj} (VA)$
Système d'éclairage intérieur (30lampe)	1	1 600	0	1599.9802	/	/	/
Colonne N°05-15-3	K_s=0.6	1 600	0	1599.9802	960	0	959.9881
Système de prise de courant (4prise)	0.33	13 200	9 900	16500	/	/	/
Colonne N°05-15-4	K_s=0.8	13 200	9 900	16 500	10 560	7 920	13 200
Système de climatisation et de ventilation	1	20 000	12394.8939	23529.4253	/	/	/
Colonne N°05-15-5	K_s=0.9	20 000	12394.8939	23529.4253	18 000	11155.4045	21176.4828
RESERVE	1	1 600	774.9134	1777.7735			
Colonne N°05-15-6	K_s=0.6	1 600	774.9134	1777.7735	960	464.9480	1066.6641
RESERVE	1	2 000	968.6505	2222.2368			
Colonne N°05-15-7	K_s=0.6	2 000	968.6505	2222.2368	1 200	581.1903	1333.3421

Circuit	K_u	$P_u(w)$	$Q_u (var)$	$S_u(VA)$	$P_{uj}(w)$	$Q_{uj} (var)$	$S_{uj} (VA)$
RESERVE	0.33	13 200	9 900	16 500	/	/	/
Colonne N°05-15-8	$K_s=0.8$	13 200	9 900	16 500	10 560	7 920	13 200
Colonne N°05-15	$K_s=0.7$	53900	32194.9039	49129.3698	37730	22856.0807	34463.908
Electropompe jockey pompe A	0.75	27 750	13439.9435	30833.3442	/	/	/
Colonne N°05-16	$K_s=0.9$	27 750	13439.9435	30833.3442	24 975	12095.9492	27750.0098
Electropompe jockey pompe B	0.75	27 750	13439.9435	30833.3442	/	/	/
Colonne N°05-17	$K_s=0.9$	27 750	13439.9435	30833.3442	24 975	12095.9492	27750.0098
Pompe de chargement pour charger l'eau du bassin existant	0.75	13 875	6719.9717	15416.6725	/	/	/
Colonne N°05-18	$K_s=0.9$	13 875	6719.9717	15416.6725	12487.5	6047.9745	13875.0053
AC UPS onduleur alimentation E (STANDBY/RESERVE)	1	13 500	6538.3378	14999.9775	/	/	/
Colonne N°05-19	$K_s=0.9$	13 500	6538.3378	14999.9775	12 150	5884.5040	13499.9798

Circuit	K_u	$P_u(w)$	$Q_u (var)$	$S_u(VA)$	$P_{uj}(w)$	$Q_{uj} (var)$	$S_{uj} (VA)$
Charger de batteries DC UPS alimentation E (STAND-BY/RESERVE)	1	3 000	1452.9807	3333.3664	/	/	/
Colonne N°05-20	$K_s=0.9$	3 000	1452.9807	3333.3664	2 700	1307.6826	3000.0298
Tableau de démarrage automatique pour générateur de secours	1	10 000	4843.2188	11111.1059	/	/	/
Colonne N°05-21	$K_s=0.9$	10 000	4843.2188	11111.1059	9 000	4358.8969	9999.9953
Reserve pour alimentateur moteur	0.75	27 750	13439.9435	30833.3442	/	/	/
Colonne N°05-22	$K_s=0.9$	27 750	13439.9435	30833.3442	24 975	12095.9492	27750.0098
Reserve pour alimentateur moteur	0.75	13 875	6719.9717	15416.6725	/	/	/
Colonne N°05-23	$K_s=0.9$	13 875	6719.9717	15416.6725	12487.5	6047.9745	13875.0053
RESERVE	1	10 000	4843.2188	11111.1059	/	/	/
Colonne N°05-24	$K_s=0.9$	10 000	4843.2188	11111.1059	9 000	4358.8969	9999.9953

Circuit	K_u	$P_u(w)$	$Q_u (var)$	$S_u(VA)$	$P_{uj}(w)$	$Q_{uj} (var)$	$S_{uj} (VA)$
RESERVE	1	13 500	6538.3378	14999.9775	/	/	/
Colonne N°05-25	Ks=0.9	13 500	6538.3378	14999.9775	12 150	5884.5040	13499.9798
Colonne N°05	//	311650	250348.6868	336017.7196	269705	219194.486	292663.692
-total	//	577900	825173.812	1546242.928	1228205	736537.099	1381866.38

Tableau III-8 : Bilan de Puissance utilisée des charges MT et BT

III. 7. Choix et dimensionnement du transformateur BT

On a dans le tableau suivant les valeurs des puissances utiles de toutes les branches BT :

CHARGE	$P_{uj} (w)$	$Q_{uj} (var)$	$S_{uj} (VA)$
INSTALLATION (BT)	269705	219194.486	292663.692

Tableau III-9: Bilan de puissance utile totale de toutes les branches de l'installation BT

En introduisant un facteur d'extension qui est égal à 1,2 on obtient les résultats suivant:

CHARGE	$P_{uj} (w)$	$Q_{uj} (var)$	$S_{uj} (VA)$
INSTALLATION (BT)	323646	263033.3832	351196.4304

Tableau III-10 : Bilan totale de toutes les branches de l'installation BT multiplié par 1.2

III. 7. 1. Calcul du facteur de puissance de l'installation BT

Le facteur de puissance de l'installation BT est le quotient de la puissance active totale consommée sur la puissance apparente totale fournie c'est-à-dire :

$$\cos\varphi = (P_{uj} / S_{uj}) \text{ est donc } \cos\varphi = (323646/351196.4304)=\underline{0.92} \quad (3.10)$$

III. 7. 2. Choix du transformateur BT

Pour choisir le transformateur qui va y assurer la puissance totale de l'installation BT, on s'intéresse au bilan de puissance utile, Donc d'après le bilan de puissance utilisé, la puissance apparente et de (tableau 11 de l'Annex)

- $S_u = 336017.7196 \text{ VA}$ qui est égale à 336.0177196 KVA

La puissance apparente normalisée du transformateur à choisir sera prise selon les caractéristique du fabricant de transformateur AZAZGA (tableau 12 de l'Annexe)

III. 7. 3. Calcul du rapport de transformation

Pour le calcul du rapport de transformation, on utilise la formule suivante

$$m = (U_2/U_1) = (N_2/N_1) \quad (3.11)$$

$$m = U_2/U_1 = 400/5500 = 0.07273$$

Avec :

- U_1, U_2 : Tension primaire et secondaire du transformateur.
- N_1, N_2 : Nombre de spires au primaire et au secondaire du transformateur.

Donc, le rapport de transformation égal à, m= 0,07273

III. 7. 4. Calcul du courant secondaire [21]

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

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \times U} = \frac{400 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400} = 577,3503A \quad (3.12)$$

- S_n = Puissance assignée du transformateur (kVA).
- U_2 = Tension assignée secondaire (à vide) du transformateur (V).
- I_n = Courant assigné du transformateur, côté BT (valeur efficace) (A).

Donc, le courant secondaire du transformateur égal à : I₂= 577.3503 A

III. 7. 5. Calcul du courant primaire

$$m = \frac{I_1}{I_2} \Rightarrow I_1 = m \times I_2 \Rightarrow I_1 = 0.07273 \times 577.3503 = 41.99069 \text{ A} \quad (3.13)$$

Donc, le courant primaire du transformateur égal à : I1= 41.99069 A

III. 7. 6. Détermination de tension de court-circuit U_{cc}

Pour le transformateur de distribution (norme *NBN - HD 428 1 SI*), U_{cc} a des valeurs normalisées. (**Tableau 11 de l'Annexe**).

La tension de court-circuit U_{cc}= 4%U_b, pour notre transformateur ce qui nous donne une tension de court-circuit en volt de U_{cc}=16V.

Après avoir effectué le bilan de puissance, les caractéristiques du transformateur nécessaire pour l'installation de la station de pompage d'eau doit être caractérisé comme suit (**voir Tableau 11 de l'Annexe**):

- Puissance apparente **S= 400 kVA**
- Tension primaire **U= 5.5 kV**
- Tension secondaire **U= 0.4V**
- Courant primaire **I1= 41.99069 A**
- Courant secondaire **I2=577.3503 A**
- Rapport de transformation **m = 0.7273**
- Tension de court-circuit **U_{cc}= 4% U_b**
- Résistance du transformateur **RT = 5.5 mΩ.**
- Réactance du transformateur **XT = 16.8 mΩ.**

III. 8. Choix et dimensionnement du transformateur MT

On a dans le tableau suivant le bilan des puissances utiles de toutes les branches MT :

CHARGE	<i>P_{uj}</i> (w)	<i>Q_{uj}</i> (var)	<i>S_{uj}</i> (VA)
INSTALLATION (MT)	1228205	736537.099	1381866.38

Tableau III-11 : Bilan de puissance utile totale de toutes les branches de l'installation MT

En introduisant un facteur d'extension qui est égal à 1,2 on obtient les résultats suivant:

CHARGE	P_{uj} (w)	Q_{uj} (var)	S_{uj} (VA)
INSTALLATION (MT)	1473846	883844.5188	1658239.656

Tableau III-12 : Bilan totale de toutes les branches de l'installation MT multiplié foi 1.2

III. 8. 1. Calcul du facteur de puissance de l'installation MT

Le facteur de puissance de toute l'installation est le quotient de la puissance active totale consommée sur la puissance apparente totale fournie c'est-à-dire :

$$\cos\varphi = \frac{P_{ui}}{S_{ui}} = \frac{1473846}{1658239} = \underline{0.88} \quad (3.14)$$

III. 8. 1. Choix du transformateur MT

Pour choisir le transformateur qui va y assurer la puissance totale de l'installation MT, de la même façon que l'installation BT on s'intéresse au bilan de puissance utile, Donc d'après le bilan de puissance utilisé, la puissance apparente et de (**tableau 11 de l'Annex**)

- $S_u = 1546242.928\text{VA}$ qui est égale à 1546.242928 KVA

La puissance apparente normalisée du transformateur à choisir sera prise à 1600 kVA

III. 8. 2. Calcul du rapport de transformation

Pour le calcul du rapport de transformation, on utilise la formule suivante

$$m = (U_2/U_1) = (N_2/N_1) \quad (3.15)$$

$$m = U_2/U_1 = 5500/30000 = \underline{0.18333}$$

Avec :

- U_1, U_2 : Tension primaire et secondaire du transformateur.
- N_1, N_2 : Nombre de spires au primaire et au secondaire du transformateur.

Donc, le rapport de transformation égal à, $m = 0.18333$

III. 8. 3. Calcul du courant secondaire

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

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \times U_n} = \frac{1600 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 5500} = 167,9564A \quad (3.16)$$

- S_n = Puissance assignée du transformateur (kVA).
- U_2 = Tension assignée secondaire (à vide) du transformateur (V).
- I_n = Courant assigné du transformateur, côté BT (valeur efficace) (A).

Donc, le courant secondaire du transformateur égal à : **$I_2= 167.9564 A$**

III. 8. 4. Calcul du courant primaire

$$m = \frac{I_1}{I_2} = I_1 = m \cdot I_2 \Rightarrow I_1 = 0.18333 \cdot 167.9564 = 30.7915A \quad (3.17)$$

$m = I_1/I_2 \Rightarrow$ Donc, le courant primaire du transformateur égal à : **$I_1= 30.7915 A$**

III. 8. 5. Détermination de tension de court-circuit U_{cc}

Pour le transformateur de distribution (norme *NBN - HD 428 1 SI*), U_{cc} a des valeurs normalisées. (**Tableau 11 de l'Annexe**).

La tension de court-circuit $U_{cc} = 6\% U_b$, pour notre transformateur ce qui nous donne une tension de court-circuit en volt de $U_{cc} = 24V$.

Après avoir effectué le bilan de puissance, les caractéristiques du transformateur nécessaire pour l'installation de la station de pompage d'eau doit être caractérisé comme suit (**voir Tableau 11 de l'Annexe**) :

- Puissance apparente **$S = 1600kVA$**
- Tension primaire **$U = 30 kV$**
- Tension secondaire **$U = 5.5V$**
- Courant primaire **$I_1 = 30.7915 A$**
- Courant secondaire **$I_2 = 167.9564 A$**
- Rapport de transformation **$m = 0.18333$**
- Tension de court-circuit **$U_{cc} = 6\% U_b$**
- Résistance du transformateur **$R_T = 2.1 m\Omega$** .
- Réactance du transformateur **$X_T = 6.3 m\Omega$** .

III. 9. Dimensionnement du groupe électrogène

Dans notre installation certain récepteur ne doit pas rester sans alimentation électrique, ces récepteurs doivent rester à tout moment en service de marche contrairement au autre récepteur de tout l'installation, c'est d'ailleurs compréhensible car notre système est un système anti-incendie, ce qui veut dire que les pompes alimentant l'installation anti-incendie doivent être fonctionnelles 24/24h en cas d'incendie survenant, plus quelque récepteur comme les caméras de surveillance, et d'autres c'est pour cela qu'un bilan de puissance s'impose pour dimensionner l'installation du groupe électrogène alimentant ces charges.

III. 9. 1. Bilan de la puissance nominale (récepteur du groupe électrogène)

circuit	$\cos \varphi_n$	U_n (V)	I_n (A)	P_n (w)	Q_n (var)	S_n (VA)
Electropompe jockey pompe A	0.90	400	59.3388	37 000	17919.9246	41111.1256
Colonne N° 05-16	//	//	59.3388	37 000	17919.9246	41111.1256
Electropompe jockey pompe B	0.90	400	59.3388	37 000	17919.9246	41111.1256
Colonne N° 05-17	//	//	59.3388	37 000	17919.9246	41111.1256
Pompe de chargement pour charger l'eau du bassin existant	0.90	400	29.6694	18 500	8959.9623	20555.5633
Colonne N° 05-18	//	//	29.6694	18 500	8959.9623	20555.5633

circuit	cos φ_n	U_n (V)	I_n (A)	P_n (w)	Q_n (var)	S_n (VA)
AC UPS onduleur alimentation E (STAND- BY/RESERV E)	0.90	400	21.6506	13 500	6538.3378	14999.9757
Colonne N° 05-19	//	//	21.6506	13 500	6538.3378	14999.9757
Charger de batteries DC UPS- alimentation E (STAND- BY/RESERV E)	0.90	400	4.8113	3 000	1452.9807	3333.3664
Colonne N° 05-20	//	//	4.8113	3 000	1452.9807	3333.3664
Tableau de démarrage automatique pour générateur de secours	0.90	400	16.0375	10 000	4843.2188	11111.1059
Colonne N° 05-21	//	//	16.0375	10 000	4843.2188	11111.1059
Reserve pour alimentateur moteur	0.90	400	59.3388	37 000	17919.9246	41111.1256
Colonne N° 05-22	//	//	59.3388	37 000	17919.9246	41111.1256

circuit	cos φ_n	U_n (V)	I_n (A)	P_n (w)	Q_n (var)	S_n (VA)
Reserve pour alimentateur moteur	0.90	400	29.6694	18 500	8959.9623	20555.5633
Colonne N° 05-23	//	//	29.6694	18 500	8959.9623	20555.5633
RESERVE	0.90	400	16.0375	10 000	4843.2188	11111.1059
Colonne N° 05-24	//	//	16.0375	10 000	4843.2188	11111.1059
RESERVE	0.90	400	21.6506	13 500	6538.3378	14999.9757
Colonne N° 05-25	//	//	21.6506	13 500	6538.3378	14999.9757

Tableau III. 13: Bilan de puissance nominale des récepteurs qu'alimentera le GEG

On a donc le Bilan de puissance nominale totale des récepteurs du groupe électrogène résumer dans le tableau suivant :

circuit	I_n (A)	P_n (W)	Q_n (VAR)	S_n (VA)
TOTALE	317.5427	105500	51095.9808	117222.2185

Tableau III. 14: Bilan totale des récepteurs qu'alimentera le GEG

III. 9. 2. Bilan de la puissance utilisée (récepteur électrogène)

Circuit	K_u	$P_u(w)$	$Q_u (var)$	$S_u(VA)$	$P_{uj}(w)$	$Q_{uj} (var)$	$S_{uj} (VA)$
Electropompe jockey pompe A	0.75	27 750	13439.9435	30833.3442	/	/	/
Colonne N°05-16	Ks=0.9	27 750	13439.9435	30833.3442	24 975	12095.9492	27750.0098
Electropompe jockey pompe B	0.75	27 750	13439.9435	30833.3442	/	/	/
Colonne N°05-17	Ks=0.9	27 750	13439.9435	30833.3442	24 975	12095.9492	27750.0098
Pompe de chargement pour charger l'eau du bassin existant	0.75	13 875	6719.9717	15416.6725	/	/	/
Colonne N°05-18	Ks=0.9	13 875	6719.9717	15416.6725	12487.5	6047.9745	13875.0053
AC UPS onduleur alimentation E (STANDBY/RESERVE)	1	13 500	6538.3378	14999.9775	/	/	/
Colonne N°05-19	Ks=0.9	13 500	6538.3378	14999.9775	12 150	5884.5040	13499.9798
Charger de batteries DC UPS alimentation E (STANDBY/RESERVE)	1	3 000	1452.9807	3333.3664	/	/	/
Colonne N°05-20	Ks=0.9	3 000	1452.9807	3333.3664	2 700	1307.6826	3000.0298

Circuit	K_u	$P_u(w)$	$Q_u (var)$	$S_u(VA)$	$P_{uj}(w)$	$Q_{uj} (var)$	$S_{uj} (VA)$
Tableau de démarrage automatique pour générateur de secours	1	10 000	4843.2188	11111.1059	/	/	/
Colonne N°05-21	Ks=0.9	10 000	4843.2188	11111.1059	9 000	4358.8969	9999.9953
Reserve pour alimentateur moteur	0.75	27 750	13439.9435	30833.3442	/	/	/
Colonne N°05-22	Ks=0.9	27 750	13439.9435	30833.3442	24 975	12095.9492	27750.0098
Reserve pour alimentateur moteur	0.75	13 875	6719.9717	15416.6725	/	/	/
Colonne N°05-23	Ks=0.9	13 875	6719.9717	15416.6725	12487.5	6047.9745	13875.0053
RESERVE	1	10 000	4843.2188	11111.1059	/	/	/
Colonne N°05-24	Ks=0.9	10 000	4843.2188	11111.1059	9 000	4358.8969	9999.9953
totale	//	147500	71437.53	163888.933	133050	64293.777	147500.042

Tableau III. 15 : bilan de puissance utilisée qu'alimentera le GEG

III. 9. 3. Choix et dimensionnement du groupe électrogène

On a dans le tableau suivant le bilan des puissances utiles de toutes les branches qu'alimentera le groupe électrogène :

CHARGE	P_{uj} (w)	Q_{uj} (var)	S_{uj} (VA)
Récepteur du groupe électrogène	133050	64293.777	147500.042

Tableau III-16 : Bilan utile totale de toutes les branches qu'alimentera le GEG

En introduisant un facteur d'extension qui est égal à 1,2 on obtient les résultats suivant:

CHARGE	P_{uj} (w)	Q_{uj} (var)	S_{uj} (VA)
Récepteur du groupe électrogène	159660	77152.5324	177000.0504

Tableau III-17 : Bilan de puissance utilise totale de toute les branches qu'alimentera le GEG multiplié par 1.2

III. 9. 4. Calcul du facteur de puissance du groupe électrogène

Le facteur de puissance du groupe électrogène est le quotient de la puissance active totale consommée sur la puissance apparente totale fournie c'est-à-dire :

$$\text{Cos}\varphi = \frac{P_{uj}}{S_{uj}} \text{ est donc } \text{cos}\varphi = (159660/177000.0504)=\underline{0.90} \quad (3.18)$$

III. 9. 5. Choix du groupe électrogène

Pour choisir le groupe électrogène qui va y assurer la puissance totale des récepteurs, on s'intéresse au bilan de puissance utile, Donc d'après le bilan de puissance utilisé, la puissance apparente.

- $S_u = 163888.9333$ VA qui est égale à 163.8889333 KVA

La puissance apparente normalisée du transformateur à choisir sera prise à 200kVA

Donc le groupe va comporter la consigne suivante :

Tension débité	Facteur de puissance	Puissance apparente
400 V	0.90	200 KVA

Tableau III-18 : consigne du GEG

III. 10. Conclusion

Dans ce chapitre, on n'a pu dimensionner les deux transformateur MT/MT et MT/BT en passant différent étape du bilan de puissance ainsi que leur différent caractère qui sont la puissance apparente S_u , et le rapport de transformation m , et aussi les deux courant primaire et secondaire I_1 et I_2 , et grâce à une abaque on a choisi les transformateurs qui correspondent au puissance utile qu'on a trouvé.

Grace au bilan de puissance calculé et l'utilisation des différents coefficients, on a pu estimer les puissances utiles des différents récepteurs et la puissance globale. D'après les résultats de calcul obtenus, on constate que l'installation du système anti-incendie présente un facteur de puissance moyen de $\cos\varphi = 0.90$.

Au finale on dimensionner le groupe électrogène, calculé sa puissance utile qui servira à alimenter les pompes anti-incendie et quelque charge de secours en cas de coupure ou de panne survenant.

CHAPITRE IV
DIMENSIONNEMENT ET
CHOIX DES ELEMENT DE
L'INSTALLATION

IV. 1. INTRODUCTION

Le câble électrique ou bien conducteur électrique permet de conduire l'électricité d'un point à un autre, Il représente l'élément actif des liaisons électriques. Les conducteurs doivent être très peu résistifs pour limiter les pertes par effets joule et les chutes de tension mais aussi être correctement isolés avec une matière isolante pour éviter les contacts directs ou bien les contacts entre conducteurs voisins (courts-circuits), avec la terre et les masses. Il existe une très grande variété de conducteurs et de câbles électriques, en fonction des réalisations souhaitées. [38]

De ce fait, il doit être déterminé soigneusement, son calcul doit tenir compte du côté technique que du côté économique. Dans chapitre nous allons procéder au dimensionnement des équipements de transit de puissance ainsi que les dispositifs de protection. Après le calcul des courants de court-circuit, nous procéderons à la vérification des dispositifs de protection et la tenue des câbles et des jeux de barres aux effets thermiques.

IV. 2. Dimensionnement technique d'un câble électrique

IV. 2. 1. Câble BT

Un est mécaniquement solidaire. Un câble est au minimum constitué d'un conducteur, d'une gaine de bourrage et d'une enveloppe isolante.

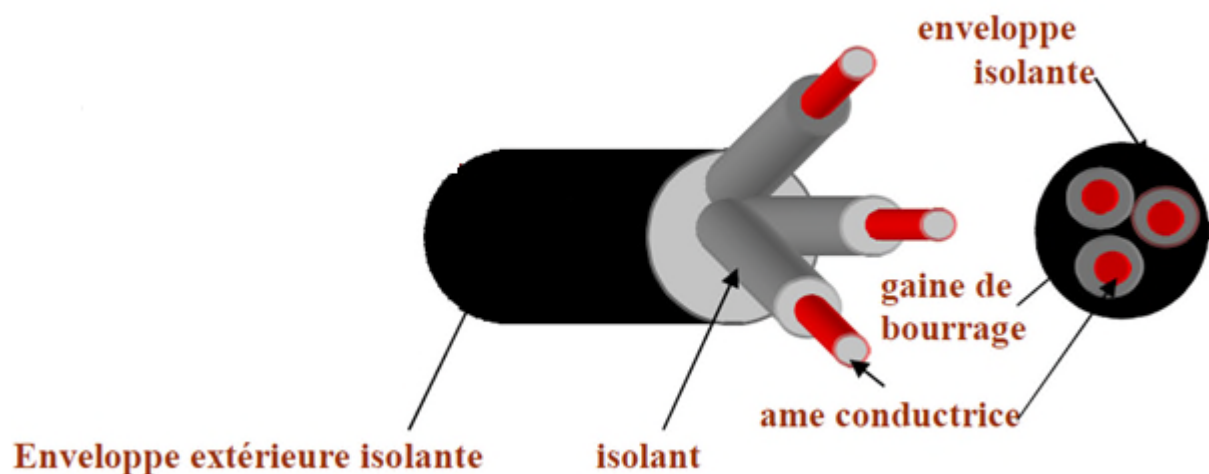


Figure IV-1 : constitution d'un câble électrique [39]

IV. 2. 2. Câble MT

Visuel du câble :

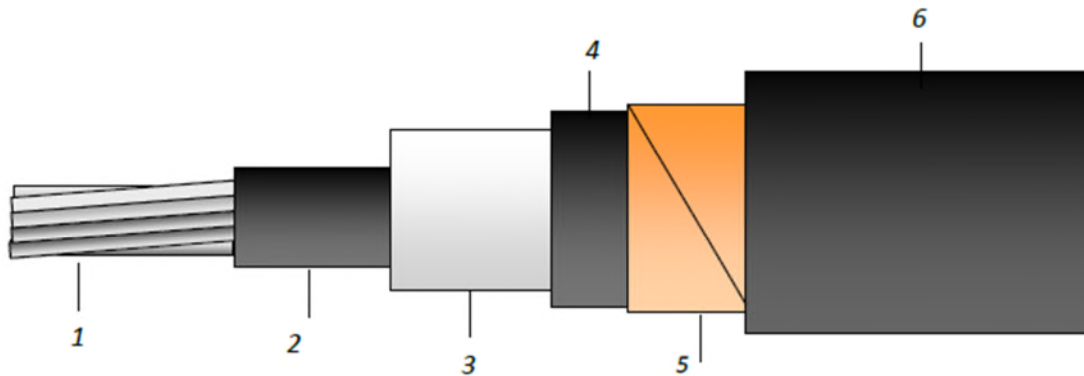


Figure IV-2 : constitution d'un câble électrique MT [5]

Constitution :

- 1- Ame : cuivre ou Alu câblée circulaire de classe 2 (CEI 60128 ou NFC 32-013).
- 2- Ecran semi-conducteur de extrudé.
- 3- Isolant PR.
- 4- Ecran semi-conducteur extrudé pelable.
- 5- Ecran en cuivre (posé en hélice).
- 6- Gaine en PVC spécial

IV. 3. Calcul et choix des sections des câbles en moyenne tension [2]

a) Courant d'emploi I_B

Le courant d'emploi I_B est le courant correspondant à la plus grande puissance transportée par le circuit en service normal.

- **En monophasé :**

$$I_B = \frac{P}{V \times \cos\varphi} \quad (4.1)$$

- **En triphasé :**

$$I_B = \frac{P_n}{\sqrt{3} \times U \times \cos \varphi} \quad (4.2)$$

Avec :

- **U:** tensions composée en triphasée (V).
- **V:** tensions simple en monophasée (V).
- **P:** Puissance absorbée (W).
- **cos φ :** Facteur de puissance du récepteur.

Section des câbles a calculer en MT

- **C1 :** câble reliant le transformateur n°1 jusqu'aux cellule SF6 n°1 alimentant les moteurs et le transformateur MT/BT.
- **C2 :** câble reliant le transformateur n°2 jusqu'aux cellule SF6 n°2 alimentant les moteurs et le transformateur MT/BT.
- **C3 :** câble reliant le transformateur MT/BT à la cellule SF6 n°3.
- **C4 :** câble reliant le moteur pompe (GEP) n°1 a la cellule SF6 n°4.
- **C5 :** câble reliant le moteur pompe (GEP) n°2 a la cellule SF6 n°5.
- **C6 :** câble reliant le moteur pompe (GEP) n°3 a la cellule SF6 n°6.

Section du Câble C3 :

a)-Détermination du courant maximal d'emploi I_B

$$I_B = I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} * U_n} = \frac{400 * 10^3}{\sqrt{3} * 5500} = 42 \text{ A.} \quad (4.3)$$

b)- facteurs de correction et choix de S_1

Les facteurs de correction à appliquer sont :

- mode de pose (caniveaux) (voir Annex tableau 2): **$K_1 = 0,95$.**
- température ambiante (voir Annex tableau 4) : **$K_2 = 1$.**
- groupement de plusieurs câbles (voir Annex tableau 3) : **$K_3 = 1$.**

Le facteur de correction global est : $K = 0,95 * 1 * 1 = 0,95$.

Le courant équivalent que le câble doit pouvoir véhiculer dans les conditions standards d'installation est :

$$I_z = \frac{I_B}{K} = \frac{42}{0,95} = 45 \text{ A} \quad (4.4)$$

Le tableau 5 de l'Annex (colonne (1), PR, aluminium) donne une section minimale $S_1 = 10 \text{ mm}^2$ qui a un courant admissible $I_0 = 77 \text{ A}$.

c)-vérification des contraintes thermiques S_2

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

$$Z_{T1} = Z_{T2} = \frac{U_n^2}{S_n} * \frac{U_{cc}}{100} = \frac{(5,5 \times 10^3)^2}{1,6 \times 10^6} * \frac{6}{100} = 1,1344 \Omega \quad (4.5)$$

Le courant de court-circuit maximal est donc :

$$I_{cc} = 1,1 * \frac{U_n}{\sqrt{3} * Z_{T1}} = 1,1 * \frac{5,5 \times 10^3}{\sqrt{3} * 1,1344} = 3079 \text{ A} \quad (4.6)$$

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

$$S_2 \geq \frac{I_{cc}}{K} \sqrt{t} \rightarrow S_2 \geq \frac{3079}{94} \sqrt{1} \quad (4.7)$$

- $k = 94$: valeur du coefficient correspondant à un conducteur en aluminium isolé au PR (voir tableau 6 de l'Annex).
- $t = 1 \text{ s}$: durée du court-circuit égale à la temporisation de la protection.

$$S_2 \geq 32,76 \text{ mm}^2$$

- La section minimale à retenir est donc : $S_2 = 35 \text{ mm}^2$.

Section des Câbles C4, C5, C6 :

Les trois câbles on la même section car il alimente le type de pompe avec un courant d'emploi maximale de :

$$I_B = \frac{pn}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi} = \frac{355 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 5500 \cdot 0.88} = 42A \quad (4.8)$$

b)- facteurs de correction et choix de S₁

Les facteurs de correction à appliquer sont :

- mode de pose (caniveaux) (voir Annex tableau 2): **K₁ = 0,95.**
- température ambiante (voir Annex tableau 4) : **K₂ = 1.**
- groupement de plusieurs câbles (voir Annex tableau 3) : **K₃ = 1.**

Le facteur de correction global est : **K = 0,95 * 1 * 1 = 0,95.**

Le courant équivalent que le câble doit pouvoir véhiculer dans les conditions standards d'installation est :

$$I_z = \frac{I_B}{K} = \frac{42}{0.95} = 45 A \quad (4.9)$$

Le tableau 5 de l'Annex (colonne (1), PR, aluminium) donne une section minimale **S₁ = 10 mm²** qui a un courant admissible **I₀ = 77 A.**

c)-vérification des contraintes thermiques S₂

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

$$Z_{T1} = Z_{T2} = \frac{U_n^2}{S_n} * \frac{U_{cc}}{100} = \frac{(5.5 \times 10^3)^2}{1.6 \times 10^6} * \frac{6}{100} = 1.1344\Omega \quad (4.10)$$

Le courant de court-circuit maximal est donc :

$$I_{cc} = 1,1 \times \frac{Un}{\sqrt{3} \cdot Z_{T1}} = 1,1 \times \frac{5.5 \times 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1.1344} = 3079 A \quad (4.11)$$

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

$$S_2 \geq \frac{I_{cc}}{K} \sqrt{t} \rightarrow S_2 \geq \frac{3079}{94} \sqrt{1} \quad (4.12)$$

- $k = 94$: valeur du coefficient correspondant à un conducteur en aluminium isolé au PR (voir tableau 6 de l'Annex).
- $t = 1s$: durée du court-circuit égale à la temporisation de la protection.

$$S_2 \geq 32,76 \text{ mm}^2$$

- La section minimale à retenir est donc : $S_2 = 35 \text{ mm}^2$.

Section des câbles C1, C2 :

Les deux câbles C1 et C2 ont la même section car ils peuvent supporter le même courant de court-circuit du transformateur n°1 ou 2.

a) Le courant de court-circuit du transfo n°1 ou 2

$$Z_{T1} = Z_{T2} = \frac{U_n^2}{S_n} * \frac{U_{cc}}{100} = \frac{(5.5 \times 10^3)^2}{1.6 \times 10^6} * \frac{6}{100} = 1.1344 \Omega \quad (4.13)$$

Le courant de court-circuit maximal est donc :

$$I_{cc} = 1,1 \times \frac{U_n}{\sqrt{3} * Z_{T1}} = 1,1 \times \frac{5.5 \times 10^3}{\sqrt{3} * 1.1344} = 3079 \text{ A} \quad (4.14)$$

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

$$S_1 \geq \frac{I_{cc}}{K} \sqrt{t} \rightarrow S_1 \geq \frac{3079}{94} \sqrt{1} \quad (4.15)$$

- $k = 94$: valeur du coefficient correspondant à un conducteur en aluminium isolé au PR (voir tableau 6 de l'Annex).
- $t = 1s$: durée du court-circuit égale à la temporisation de la protection.

$$S_1 \geq 32,76 \text{ mm}^2$$

Le tableau 5 de l'Annex (colonne (2), PR, aluminium) donne une section minimale $S_1 = 35 \text{ mm}^2$ qui a un courant admissible $I_0 = 175 \text{ A}$.

Fonctionnement simultané des récepteurs :

Qui est le cas le plus défavorable, fonctionnement totale des charges (trois moteur pompe + transfo MT/BT) ce qui implique un courant d'emploi plus grand.

$$I_B = I_{MT/BT} + 3I_{\text{Moteur}} = 42 \times 4 = 168\text{A} \quad (4.16)$$

Les facteurs de correction à appliquer sont :

- mode de pose (caniveaux) (voir Annex tableau 2): $K_1 = 0,95$.
- température ambiante (voir Annex tableau 4) : $K_2 = 1$.
- groupement de plusieurs câbles (voir Annex tableau 3) : $K_3 = 1$.

Le facteur de correction global est : $K = 0,95 * 1 * 1 = 0,95$.

Le courant équivalent que le câble doit pouvoir supporté dans l'installation est :

$$I_z = \frac{I_B}{K} = \frac{168}{0.95} = 178\text{A} \quad (4.17)$$

La section à retenir est de $S_2 = 50 \text{ mm}^2$ pour un courant admissible de 185A (tableau 5 de Annex).

IV. 4. Calcule de chute de tension [2]

Les chutes de tension en régime normal sont inférieures à 1 %, en tout point du réseau 5,5 kV, elles ne sont donc pas contraignantes.

$$\Delta V = I_B \times (R \cos \varphi + X \sin \varphi) \quad (4.18)$$

Avec :

- I_B Courant d'emploi dans le circuit (A).
- $R = \rho \frac{l}{S}$: Résistance du conducteur (Ω).
- $X = \lambda \cdot l$: Réactance du conducteur (Ω).
- λ : Réactance linéique des conducteurs: $\lambda = 0.15 \times 10^{-3} \Omega / m$ (Aluminium).
- l : Longueur du câble en (m).
- $\cos \varphi$: Facteur de puissance.
- ρ : Résistivité du câble, $\rho = 0.036 \Omega \text{mm}^2 / m$ pour l'aluminium.

Câble C3 :

$l=12\text{m}$, $S=35\text{mm}^2$, $\lambda=0.15 \times 10^{-3}\Omega/m$, $\rho = 0.036 \Omega\text{mm}^2/m$, $I_B= 42\text{A}$, $\cos\varphi=0.92$, $\sin\varphi=0.39$.

$$\Delta V = \left(0.036 \frac{12}{35} 0.92 + 0.15 \times 10^{-3} \times 12 \times 0.39\right) \times 42$$

$$\Delta V = 0.51 \text{ V}$$

La chute de tension relative est de : $\Delta V / V_n = (0.55/(5500/\sqrt{3})) = 0.016\% < 1\%$ donc elle est acceptable.

Câble C4 :

$l=18\text{m}$, $S=35\text{mm}^2$, $\lambda=0.15 \times 10^{-3}\Omega/m$, $\rho = 0.036 \Omega\text{mm}^2/m$, $I_B= 42\text{A}$, $\cos\varphi=0.88$, $\sin\varphi=0.47$

$$\Delta V = \left(0.036 \frac{18}{35} 0.88 + 0.15 \times 10^{-3} \times 18 \times 0.47\right) \times 42$$

$$\Delta V = 0.74 \text{ V}$$

La chute de tension relative est de : $\Delta V / V_n = (0.74/(5500/\sqrt{3})) = 0.02\% < 1\%$ donc elle est acceptable.

Câble C5 :

$l=20\text{m}$, $S=35\text{mm}^2$, $\lambda=0.15 \times 10^{-3}\Omega/m$, $\rho = 0.036 \Omega\text{mm}^2/m$, $I_B= 42\text{A}$, $\cos\varphi=0.88$, $\sin\varphi=0.47$

$$\Delta V = \left(0.036 \frac{20}{35} 0.88 + 0.15 \times 10^{-3} \times 20 \times 0.47\right) \times 42$$

$$\Delta V = 0.92 \text{ V}$$

La chute de tension relative est de : $\Delta V / V_n = (0.92/(5500/\sqrt{3})) = 0.03\% < 1\%$ donc elle est acceptable.

Câble C6 :

$l=22\text{m}$, $S=35\text{mm}^2$, $\lambda=0.15 \times 10^{-3}\Omega/m$, $\rho = 0.036 \Omega\text{mm}^2/m$, $I_B= 42\text{A}$, $\cos\varphi=0.88$, $\sin\varphi=0.47$

$$\Delta V = \left(0.036 \frac{22}{35} 0.88 + 0.15 \times 10^{-3} \times 22 \times 0.47\right) \times 42$$

$$\Delta V = 1.02 \text{ V}$$

La chute de tension relative est de : $\Delta V / V_n = (1.02/(5500/\sqrt{3})) = 0.03\% < 1\%$ donc elle est acceptable.

Câble C1 :

$l=8\text{m}$, $S=70\text{mm}^2$, $\lambda=0.15 \times 10^{-3}\Omega/\text{m}$, $\rho = 0.036 \Omega.\text{mm}^2/\text{m}$, $I_B= 168\text{A}$, $\cos\varphi=0.88$, $\sin\varphi=0.47$

$$\Delta V = \left(0.036 \frac{8}{70} 0.88 + 0.15 \times 10^{-3} \times 8 \times 0.47\right) \times 168$$

$$\Delta V = 0.76 \text{ V}$$

La chute de tension relative est de : $\Delta V / V_n = (0.76/(5500/\sqrt{3})) = 0.02\% < 1\%$ donc elle est acceptable.

Câble C2 :

$l=10\text{m}$, $S=70\text{mm}^2$, $\lambda=0.15 \times 10^{-3}\Omega/\text{m}$, $\rho = 0.036 \Omega.\text{mm}^2/\text{m}$, $I_B= 168\text{A}$, $\cos\varphi=0.88$, $\sin\varphi=0.47$

$$\Delta V = \left(0.036 \frac{10}{70} 0.88 + 0.15 \times 10^{-3} \times 10 \times 0.47\right) \times 168$$

$$\Delta V = 0.88\text{V}$$

La chute de tension relative est de : $\Delta V / V_n = (0.88/(5500/\sqrt{3})) = 0.03\% < 1\%$ donc elle est acceptable.

IV. 5. Dimensionnement des jeux de barres [41]

Les jeux de barres sont destinés à assurer le transport d'énergie électrique entre éléments d'une installation la fournissant (générateurs, transformateurs...) et la répartissant (tableaux généraux de distribution dits TGBT), ils peuvent également être une partie de ces derniers ou d'ensembles d'appareillage faisant l'objet de normes particulières. Dans notre cas on va dimensionner un jeu de barre du cote de la MT qui va alimenter les trois moteur pompe GEP et le transformateur MT/BT, et aussi le jeu de barre BT qui alimentera les récepteurs de la basse tension.

IV. 5. 1. Le courant nominal I_n

Le courant nominal qui parcourt les conducteurs des jeux de barres est donné par la relation :

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} * U_n} \tag{4.19}$$

Avec :

- S_n : Puissance apparente nominale (VA).
- U_n : Tension nominale composée entre deux phases (V).

	S_n (KVA)	U_n (KV)	I_n (A)
JB (MT)	1600	5.5	167.9564
JB (BT) n°1	400	0.4	577.3502
JB (BT) n°2	/	0.4/0.23	122.5359

Tableau IV.1: Valeurs des courants nominale des JB (MT et BT).

IV. 5. 2. Le courant admissible I_{ad}

Le courant admissible maximal est estimé à 1,2 fois le courant nominal qui parcourt les jeux de barres.

$$I_{ad} = 1,2 * I_n \tag{4.20}$$

Connaissant le courant admissible, on peut choisir la section des barres directement à partir du **tableau 7** de l'annexe (température ambiante 30°C).

- Coté (MT) : Pour un conducteur en cuivre nu et pour un courant admissible normalisé de 405 A, donc la section sera, $S = 2 * 20 * 2 = 2 * 40 \text{ mm}^2$.
- Coté (BT) n°1 : Pour un conducteur en cuivre nu et pour un courant admissible normalisé de 1256 A, donc la section sera, $S = 2 * 50 * 4 = 2 * 200 \text{ mm}^2$.
- Coté (BT) n°2: Pour un conducteur en cuivre nu et pour un courant admissible normalisé de 282 A, donc la section sera, $S = 2 * 12.5 * 2 = 2 * 25 \text{ mm}^2$.

	I_n (A)	I_{ad} (A)	S (mm²)
JB (MT)	167.9564	201.5477	40
JB (BT) n°1	577.3502	692.8202	200
JB (BT) n°2	122.5359	147.0431	25

Tableau IV.2: Valeurs des courant admissible avec des sections des JB (MT et BT).

IV. 5. 3. Vérification aux contraintes thermiques et électrodynamiques

a) La tenue thermique des jeux de barres [41]

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

$$I = K * \frac{24,9 * (\theta - \theta_n)^{0.61} * S^{0.5} * P^{0.39}}{\sqrt{[\rho_{20} * (1 + \alpha(\theta - 20))]}} \tag{4.21}$$

Avec :

- **I**: Intensité de courant admissible en A.
- **θ_n** : Température ambiante en °C (dans notre cas la température ambiante égale à 30°C).
- **$(\theta - \theta_n)$** : Echauffement admissible en °C (Voir le **tableau 8** de l'annexe).
- **S**: Section d'une barre en cm².
- **P**: Périmètre d'une barre en cm.

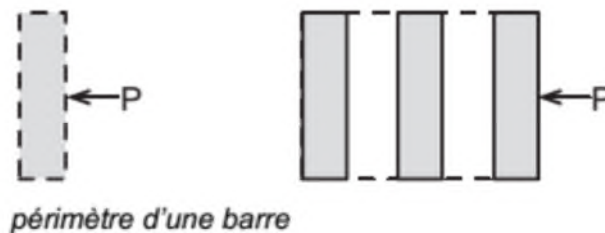


Figure IV.3: Schéma explicatif du périmètre d'une barre.

- **ρ_{20}** : Résistivité du conducteur à 20°C (Cuivre : 1,83μΩ cm, Aluminium : 2,90 μΩ cm).
- **α** : Coefficient de température de la résistivité : 0,004.
- **K** : Coefficient de conditions de pose, il est le produit de 6 coefficients ($K_1, K_2, K_3, K_4, K_5, K_6$).

b) Définition du coefficient de conditions de pose K

Le coefficient de conditions de pose il se détermine à partir de la formule suivante:

$$K = K_1 * K_2 * K_3 * K_3 * K_4 * K_5 * K_6 \tag{4.22}$$

c) Signification des différents coefficients

1) Le coefficient k_1 est on fonction du nombre de barres méplates par phase.

- Pour 1 barre chaque phase $K_1 = 1$.
- Pour 2 ou 3 barres chaque phase voir le tableau ci-dessous :

$\frac{e}{a} =$	0.05	0.06	0.08	0.10	0.12	0.14	0.16	0.18	0.20
Nombre de barre par phase	K_1								
2	1.63	1.73	1.76	1.80	1.83	1.85	1.87	1.89	1.91
3	2.40	2.45	2.50	2.55	2.60	2.63	2.65	2.68	2.70

Tableau IV.3: Valeurs de coefficient K_1 en fonction du nombre des JB

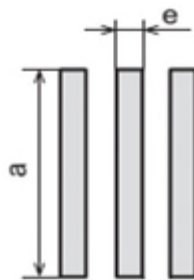


Figure IV.4 : Dimensions d'une barre.

- **e** : Epaisseur de la barre
- **a** : Largeur de la barre.

Dans notre cas et à partir du **Tableau IV.3** on tir la valeur du coefficient K_1

	Nombre de JB	$\frac{e}{a}$	K_1
JB (MT)	2	$\frac{2}{20} = 0.1$	1.80
JB (BT) n°1	2	$\frac{4}{50} = 0.08$	1.76
JB (BT) n°2	2	$\frac{2}{12.5} = 0.16$	1.87

Tableau IV.4 : valeur de K_1

2) Le coefficient **k2** est fonction de l'état de surface des barres :

- Nues : $k_2 = 1$
- Peintes : $k_2 = 1,15$

3) Le coefficient **k3** 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 : $k_3 = 0,75$

4) Le coefficient **k4** 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 : $k_4 = 0,80$

5) Le coefficient **k5** 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.

6) Le coefficient **k6** est fonction de la nature du courant :

- Pour un courant alternatif de fréquence ≤ 60 Hz, **k6** est fonction du nombre de barres **n** par phase et de leur écartement. Valeur de **k6** pour un écartement égal à l'épaisseur des barres :

n	1	2	3
K₆	1	1	0.98

Tableau IV.5 : valeur de **K₆**

Les résultats des valeurs de coefficient **k** sont résumés dans le tableau suivant :

coefficient	K1	K2	K3	K4	K5	K6	K
JB (MT)	1.80	1	0.75	1	1	1	1.35
JB (BT) n°1	1.76	1	0.75	1	1	1	1.32
JB (BT) n°2	1.87	1	0.75	1	1	1	1.40

Tableau IV.6 : valeur de tous les coefficients de **K**, **JB (MT et BT)**

d) Vérifications de la section (JB MT)

- $\theta_n = 30^\circ\text{C}$: Température ambiante
- $S = 20 * 2 = 40 \text{ mm}^2 = 0.4 \text{ cm}^2$: Section d'une barre.
- $P = (20 + 2) * 2 = 44 \text{ mm} = 4.4 \text{ cm}$: Périmètre d'une barre.
- $\rho_{20} = 1,83 * 10^{-6} \Omega \cdot \text{cm}$: Résistivité du conducteur à 20°C.
- $\alpha = 0,004$: Coefficient de température de la résistivité.
- $\theta = 90^\circ\text{C}$: Température de la nature de l'organe qui fait le raccordement du jeu de barres.

$$\text{On a: } I = 1.35 * \frac{24,9 * (90 - 30)^{0.61} * 0,4^{0.5} * 4,4^{0.39}}{\sqrt{[1.83 * (1 + 0.004 * (90 - 20))]}} = 300.85\text{A}$$

Donc, la solution choisie 2 barres de $e = 2 \text{ mm}$, et $a = 20 \text{ mm}$, et qui admet un courant admissible de valeur de $300.85\text{A} > I_{\text{ad}} = 201.5477\text{A}$ convient parfaitement.

Si la valeur du courant trouvée était inférieure au courant admissible, on procèdera alors au changement de l'épaisseur et de la largeur de jeux de barre et on refait les calculs.

e) Vérifications de la section JB (BT) n°1

- $\theta_n = 30^\circ\text{C}$: Température ambiante
- $S = 50 * 4 = 200 \text{ mm}^2 = 2 \text{ cm}^2$: Section d'une barre.
- $P = (50 + 4) * 2 = 108 \text{ mm} = 10.8 \text{ cm}$: Périmètre d'une barre.
- $\rho_{20} = 1,83 * 10^{-6} \Omega \cdot \text{cm}$: Résistivité du conducteur à 20°C.
- $\alpha = 0,004$: Coefficient de température de la résistivité.
- $\theta = 90^\circ\text{C}$: Température de la nature de l'organe qui fait le raccordement du jeu de barres.

$$\text{On a: } I = 1.3125 * \frac{24,9 * (90 - 30)^{0.61} * 2^{0.5} * 10,8^{0.39}}{\sqrt{[1.83 * (1 + 0.004 * (90 - 20))]}} = 928.3049\text{A}$$

Donc, la solution choisie 2 barres de $e = 4 \text{ mm}$, et $a = 50 \text{ mm}$, et qui admet un courant admissible de valeur de $928.3049\text{A} > I_{\text{ad}} = 692.8202\text{A}$ convient parfaitement.

Si la valeur du courant trouvée était inférieure au courant admissible, on procèdera alors au changement de l'épaisseur et de la largeur de jeux de barre et on refait les calculs.

f) Vérifications de la section JB (BT) n°2

- $\theta_n = 30^\circ\text{C}$: Température ambiante
- $S = 12.5 * 2 = 25 \text{ mm}^2 = 0.25 \text{ cm}^2$: Section d'une barre.
- $P = (12.5 + 2) * 2 = 29 \text{ mm} = 2.9 \text{ cm}$: Périmètre d'une barre.
- $\rho_{20} = 1,83 * 10^{-6} \Omega \cdot \text{cm}$: Résistivité du conducteur à 20°C.
- $\alpha = 0,004$: Coefficient de température de la résistivité.
- $\theta = 90^\circ\text{C}$: Température de la nature de l'organe qui fait le raccordement du jeu de barres.

$$\text{On a: } I = 1.40 * \frac{24,9 * (90 - 30)^{0.61} * 0.25^{0.5} * 2.9^{0.39}}{\sqrt{[1.83 * (1 + 0.004 * (90 - 20))]}} = 209.64\text{A}$$

Donc, la solution choisie 2 barres de $e = 2 \text{ mm}$, et $a = 12.5 \text{ mm}$, et qui admet un courant admissible de valeur de $209.64\text{A} > I_{ad} = 147.0431\text{A}$ convient parfaitement.

Si la valeur du courant trouvée était inférieure au courant admissible, on procèdera alors au changement de l'épaisseur et de la largeur de jeux de barre et on refait les calculs.

j) Au passage du court-circuit (JB MT): On admet que, pendant toute la durée (1 à 3s) :

- Toute la chaleur dégagée sert à élever la température du conducteur ;
- Les effets du rayonnement sont négligeables.

Pour le calcul de l'échauffement dû à un court-circuit, on utilise la formule suivante :

$$\Delta\theta_{cc} = \frac{0.24 * \rho_{20} * I_{cc}^2 * tk}{(n * S)^2 * C * \delta} \quad (4.23)$$

Avec:

- $\Delta\theta_{cc}$: Echauffement dû au court-circuit ($^\circ\text{C}$).
- C : Chaleur spécifique du métal (Cuivre : 0,091 kcal/daN $^\circ\text{C}$, Aluminium: 0,23 kcal/daN $^\circ\text{C}$).
- n : Nombre de barre(s) par phase.
- I_{cc} : Courant de court-circuit de courte durée (kA).
- S : Section d'une barre en cm^2 .
- tk : Durée du court-circuit de courte durée (1 à 3 s).
- ρ_{20} : Résistivité du conducteur à 20°C (cuivre : 1,83 $\mu\Omega$ /cm, Aluminium: 2,90 $\mu\Omega$ /cm).
- δ : Masse volumique du métal (Cuivre: 8,9 g/cm 3 , Aluminium: 2,7 g/cm 3).

Le courant de court-circuit triphasé à pleine tension, immédiatement aux bornes de MT du transformateur qui traverse le jeu de barres, peut être exprimé par la relation suivante :

$$I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3} \times Z_{cc}} \quad (4.24)$$

U : tension de service au secondaire du transfo MT qui est de 5,5 KV.

Z_{cc} : impédance de court-circuit qui est égale a Z_{T1}+Z_{C1}+Z_{Dj}+ Z_{JB (MT)}

Z_{T1} : impédance du transfo n°1.

Z_{C1} : impédance du câble C1.

Z_{Dj} : impédance du disjoncteur en tête MT.

Z_{JB (MT)} : impédance de jeu de barre MT.

On a: $R_T = 2.1 \text{ m } \Omega$, $X_T = 6.3 \text{ m } \Omega$, $l=8\text{m}$, $S=70\text{mm}^2$, $\lambda=0.15 \times 10^{-3} \Omega / \text{m}$, $\rho = 0.036 \Omega \text{ mm}^2 / \text{m}$

$$Z_{T1} = 1,1344 \Omega$$

$$R_{C1} = \rho \frac{l}{S} = 0.036 \frac{8}{70} = 0.0041 \Omega \quad ; \quad X_{C1} = \lambda \cdot l = 0.15 \times 10^{-3} \times 8 = 0.0012 \Omega \quad (4.25)$$

$$Z_{C1} = \sqrt{R_{C1}^2 + X_{C1}^2} = \sqrt{(0.0041)^2 + (0.0012)^2} = 0.0043 \Omega \quad (4.26)$$

Pour le Dj on a : [21]

- La résistance du disjoncteur est négligeable, $R_{Dj} = 0 \text{ m}\Omega$
- La réactance est prise égale à : $X_{Dj} = 0.6 \text{ m}\Omega$
- Donc, l'impédance du disjoncteur égale à : $Z_{Dj} = 0.6 \text{ m}\Omega$

Les valeurs de R, X et Z d'autres différents disjoncteurs de l'installation de la station sont aussi égales à celles du disjoncteur de tête.

$$Z_{Dj} = \sqrt{R_{Dj}^2 + X_{Dj}^2} = \sqrt{(0.0006)^2 + (0)^2} = 0.0006 \Omega \quad (4.27)$$

JB (MT) :

$l=2,80\text{m}$, $S=40\text{mm}^2$, $\lambda=0.08\Omega/\text{km}$, $\rho = 22,5\Omega.\text{mm}^2/\text{km}$.

$$R_{JB (MT)} = \rho \times \frac{l}{S} = 22,5 \frac{0,0028}{40} = 1,575 \text{ m}\Omega \quad ; \quad X_{JB (MT)} = \lambda \times l = 0,08 \times 0,0028 = 0,224 \text{ m}\Omega$$

$$Z_{JB (MT)} = \sqrt{R_{JB (MT)}^2 + X_{JB (MT)}^2} = \sqrt{(1,575)^2 + (0,224)^2} = 1,5908 \text{ m}\Omega \quad (4.28)$$

Donc: $Z_{cc} = 1,1344 + 0.0043 + 0.0006 + 0,0015908 = 1,1409 \Omega$

$$I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3} \times Z_{cc}} = \frac{5.5}{\sqrt{3} \times 1,1409} = 2,7833 \text{KA} \quad (4.29)$$

Donc on a pour une durée de court-circuit de $t = 3 \text{ s}$:

$$\Delta\theta_{cc} = \frac{0,24 \times 1,83 \times 10^{-6} \times 2,7833^2 \times 3}{(2 \times 0.4)^2 \times 0,091 \times 8,9} = 19,69^\circ\text{C}$$

La température θ_t du conducteur après le court-circuit est calculée avec la formule suivante :

$$\theta_t = \theta_n + \theta - \theta_n + \Delta\theta_{cc} \quad (4.30)$$

θ : Température (en $^\circ\text{C}$) choisie en fonction de la nature de l'organe, du matériau et du diélectrique.

$$\theta_t = \theta_n + \theta - \theta_n + \Delta\theta_{cc} = 30 + 90 - 30 + 19,69 = 109,69^\circ\text{C} \Rightarrow \theta_t = 109,69^\circ\text{C}$$

$\theta_{\max} = 200^\circ\text{C}$: Température maximale supportable par les pièces en contact avec le jeu de barres.

On a $\theta_t = 109,69 < \theta_{\max}$ donc la section des jeux de barres choisie est convenable.

h) Au passage du court-circuit JB (BT) °n1: [21]

Le courant de court-circuit triphasé à pleine tension, immédiatement aux bornes de BT du transformateur qui traverse le jeu de barres, peut être exprimé par la relation suivante :

$$I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3} \times Z_{cc}} \quad (4.31)$$

$$I_{cc} = \frac{400}{\sqrt{3} \times 0,0199} = 11,605 \text{KA}$$

I_{cc} : Courant de court-circuit

Z_{cc} : impédance de court-circuit

Donc on a pour une durée de court-circuit de $t = 3 \text{ s}$:

$$\Delta\theta_{cc} = \frac{0,24 \times 1,83 \times 10^{-6} \times 11,605^2 \times 3}{(2 \times 2)^2 \times 0,091 \times 8,9} = 13,69^\circ\text{C}$$

$$\theta_t = \theta_n + \theta - \theta_n + \Delta\theta_{cc} = 30 + 90 - 30 + 13,69 = 103,69^\circ\text{C} \Rightarrow \theta_t = 113,69^\circ\text{C}$$

On a $\theta_t = 110,9 < \theta_{\max}$ donc la section des jeux de barres choisie est convenable.

i) Au passage du court-circuit JB (BT) n2: [21]

Le courant de court-circuit triphasé à pleine tension, immédiatement aux bornes de BT du transformateur qui traverse le jeu de barres, peut être exprimé par la relation suivante :

$$I_{cc} = \frac{C \times M \times V}{\sqrt{3} \times Z_{cc}} \quad (4.32)$$

V: Tension nominale entre phase et neutre (V)

Z_{CC} : impédance de court-circuit

C: Facteur de tension pris égal , M : Facteur de marche pris égal

$$Z_{CC} = 0,0345\Omega ; I_{cc} = \frac{1,05 \times 1,05 \times 230}{\sqrt{3} \times 0,0345} = 4,2435 \text{ KA}$$

Donc on a pour une durée de court-circuit de t = 3s :

$$\Delta\theta_{cc} = \frac{0,24 \times 1,83 \times 10^{-6} \times 4,2435^2 \times 3}{(2 \times 0,25)^2 \times 0,091 \times 8,9} = 117,18^\circ\text{C}$$

$$\theta_t = \theta_n + \theta - \theta_n + \Delta\theta_{cc} = 30 + 90 - 30 + 117,18 = 207,18^\circ\text{C} \Rightarrow \theta_t = 207,18^\circ\text{C}$$

On a $\theta_t = 211,08 > \theta_{max}$ donc la section des jeux de barres choisie ne convient pas, donc il faut choisir une section plus grand, on fait le choix de $S=16 \times 2 \times 2 = 2 \times 32 \text{ mm}^2$.

$$\Delta\theta_{cc} = \frac{0,24 \times 1,83 \times 10^{-6} \times 4,2435^2 \times 3}{(2 \times 0,32)^2 \times 0,091 \times 8,9} = 71,52^\circ\text{C}$$

$$\theta_t = \theta_n + \theta - \theta_n + \Delta\theta_{cc} = 30 + 90 - 30 + 71,52 = 161,52^\circ\text{C}$$

$^\circ\text{C} \Rightarrow \theta_t = 161,52^\circ\text{C}$ On a $\theta_t = 161,52 < \theta_{max}$ donc la section des jeux de barres est convenable.

IV. 6. Détermination des courants influençant sur la section en BT

IV. 6. 1. 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:

$$I_{ad} \geq I_f = (I_B / K) \quad (4.33)$$

Avec, K : Facteur de correction tenant compte de la température et du groupe des conducteurs.

IV. 6. 2. Courant fictif

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

$$I_f = (I_e / K) \leq I_{ad} \quad (4.34)$$

Avec, **K**: facteur de correction tenant compte de condition d'exploitation du câble.

IV. 6. 3. Calcul et choix des sections des câbles en BT

IV. 6. 3. 1. Calcul de la section selon l'échauffement S_j [36]

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

- 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_B .

Ainsi on calcul la valeur du courant fictif suivant la relation :

$$I_f = \frac{I_B}{K} = \frac{I_B}{K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_n \times K_s} \quad (4.35)$$

Le mode de pose dans notre étude c'est le mode **sous caniveaux** qui est sélectionné par la lettre **B** d'après le **tableau 1** de l'annexe et suivant la figure suivante :

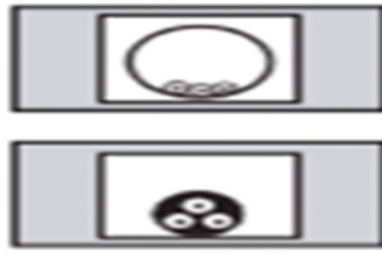


Figure IV.5: Mode de pose sous caniveaux.

Le 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 côte à côte.
- Le facteur de correction K_3 prend en compte la température ambiante et la nature de l'isolant.

Les facteurs de correction K_1 , K_2 et K_3 sont représentés dans les **tableaux (2, 3 et 4)** de l'annexe.

- Le facteur de correction du neutre chargé K_n .
- Le facteur de correction dit de symétrie K_s .
- Le facteur de correction du neutre chargé K_n selon la norme (NF C15-100 § 523.5.2):
 $K_n = 0,84$.
- Le facteur de correction dit de symétrie K_s , selon la norme (NF C15-105 § B.5.2):
 $K_s = 1$ pour 2 et 4 câbles par phase avec le respect de la symétrie.
 $K_s = 0,8$ pour 2, 3 et 4 câbles par phase si non-respect de la symétrie.

Exemple de calcul

Dans notre cas : $K_1 = 0,95$, $K_2 = 1$, $K_3 = 1$, $K_n = 0,84$, $K_s = 1$.

$$K = K_1 * K_2 * K_3 * K_n * K_s = 0,95 * 1 * 1 * 0,84 * 1 = 0,798$$

Prenons l'exemple de prise de courant dans la colonne N°5-15-4 : $P = 40 \text{ KW}$

$$I_f = \frac{72,1688}{0,798} = 90,43 \text{ A}$$

Le courant admissible correspondant au courant fictif et la section S_j sont choisis à partir du **tableau 9** de l'annexe. Pour un courant d'emploi de $I_B = 72.1688A$ on a un courant fictif de $I_f = 90.43A$ et $S_j=25 \text{ mm}^2$ et $I_{ad}=96A$.

Les résultats de calcul pour chaque circuit sont inscrits dans tableau suivant :

Numéro de circuit	I_n (A)	K	I_f (A)	I_{ad} (A)	S_j (mm ²)
5-1	32.4354	0.798	40.6459	48	6
5-2	21.6506	0.798	27.1311	32	4
5-3	21.6506	0.798	27.1311	32	4
5-4	4.8113	0.798	6.0232	15.5	1.5
5-5	1.0424	0.798	1.3063	15.5	1.5
5-6	14.4928	0.798	18.1614	17.5	1.5
5-7	14.4928	0.798	18.1614	17.5	1.5
5-8	0.3208	0.798	0.4020	15.5	1.5
5-9	0.3208	0.798	0.4020	15.5	1.5
5-10	0.3208	0.798	0.4020	15.5	1.5
5-15-1	0.7531	0.798	0.9437	15.5	1.5
5-15-2	8.6957	0.798	10.8968	15.5	1.5
5-15-3	6.9565	0.798	8.7117	15.5	1.5
5-15-4	72.1688	0.798	90.4371	96	25
5-15-5	33.9618	0.798	42.5586	48	6
5-16	59.3388	0.798	74.3593	76	16
5-17	59.3388	0.798	74.3593	76	16
5-18	29.6694	0.798	37.1797	41	6
5-19	21.6506	0.798	27.1311	32	4
5-20	4.8113	0.798	6.0292	15.5	1.5
5-21	16.0375	0.798	20.0971	23	1.5
C7	424.9206	0.798	532.4819	538	240
C8	190.8464	0.798	190.8464	196	70
C9	122.5359	0.798	153.5538	158	35

Tableau IV.7: Le courant admissible correspondant au courant fictif et la section

Remarque : La connaissance des courants fictifs permet alors la détermination de courant admissible qui permet de déterminer à son tour la section nécessaire (Voir le **tableau 9** de l'annexe). La lecture s'effectue dans la colonne qui correspond au type de conducteur et à la ligne de la méthode de référence.

IV. 6. 3. 2. Calcul de la section selon la chute de tension Sz [36]

La chute de tension, provoquée par le passage du courant dans les conducteurs, doit être compatible avec les tensions existantes au départ et celles souhaitées à l'arrivée. Cette condition détermine ce que nous appelons Sz. Elle est donnée pour une charge triphasée sous la forme :

$$\Delta U \% = \sqrt{3} * I_B * (R \cos \varphi + X \sin \varphi) * \frac{100}{U_n} \quad (4.36)$$

Avec :

- I_B : Courant d'emploi dans le circuit (A)
- $R = \rho \frac{l}{s}$: Résistance du conducteur (Ω)
- $X = \lambda \cdot l$: Réactance du conducteur (Ω)
- U_n : Tension nominale entre phases (V)
- λ : Réactance linéique des conducteurs:
 - Pour les câbles multi ou mono-conducteurs en trèfle 0,08 Ω /Km.
 - Pour les câbles mono-conducteurs jointifs en nappe égale à 0,09 Ω /Km.
 - Pour les mono-conducteurs séparés égale à 0,13 Ω /Km.
- l : Longueur du câble en (km),
- $\cos \varphi$: Facteur de puissance,
- ρ : Résistivité du câble, $\rho = 22,5\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$ pour le cuivre, $\rho = 36\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$ pour l'aluminium.

Pour notre cas, les câbles sont en cuivre, sachant que la chute de tension admissible dans notre cas est égale à **8 %**, ce qui donne : (voir le **tableau 10** de l'annex), $\Delta U = 32$ V coté BT.

Exemple de calcul

On prend un exemple de prise de courant dans la sous colonne **N°5-15-4**, système de Prises de courant qui se situe à environ 30 m du TGBT.

$I_e=72,1688$ A, $U= 400$ V, $L= 30$ m, $\cos \varphi= 0,80$, $\rho= 22,5\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$. $S_j = 25\text{mm}^2$

$$R = \rho \frac{l}{s} = 22.5 * \frac{0.03}{25} = 0.027 \Omega \quad ; \quad X = \lambda . l = 0.08 * 0.03 = 0.0024 \Omega \quad ; \quad \Delta U = 2.88 \text{ Ce qui}$$

ne donne une chute de tension en % : $\frac{\Delta U}{U} * 100 = 0.72 \%$ qui est inférieur à 8% et donc la

section est convenable.

Remarque : Si la chute de tension est supérieure aux valeurs limites admises, il y a lieu d'augmenter la section des conducteurs jusqu'à ce que la chute de tension devienne inférieure aux valeurs prescrites. Lorsque les canalisations principales de l'installation ont une longueur supérieure à 100 m, les valeurs limites admises des chutes de tension peuvent être augmentées de 0,005 % par mètre au-delà de 100 m, sans que ce supplément ne dépasse lui-même 0,5 % (**tableau 10 de l'annex**), les résultats de calcul des autres paramètres sont représentés dans le tableau suivant :

Numéro du circuit	R (Ω)	X (Ω)	cos φ	L (Km)	ΔU (V)	ΔU (%)	Sj (mm ²)	Sz (mm ²)
5-1	0.5203	0.0296	0.89	0.370	26.7732	6.6933	6	16
5-2	0.0563	0.0008	0.90	0.010	2.6754	0.6688	4	4
5-3	0.0675	0.00096	0.90	0.012	2.4350	0.6088	4	4
5-4	0.21	0.0011	0.90	0.014	1.5790	0.3948	1.5	1.5
5-5	4.95	0.0264	0.90	0.330	8.0642	2.0161	1.5	1.5
5-6	0.3	0.0016	0.90	0.020	3.9231	0.9808	1.5	1.5
5-7	0.225	0.0012	0.90	0.015	2.9424	0.7356	1.5	1.5
5-8	0.42	0.0022	0.90	0.028	0.2106	0.0526	1.5	1.5
5-9	0.45	0.0024	0.90	0.030	0.2256	0.0564	1.5	1.5
5-10	0.48	0.0026	0.90	0.032	0.2407	0.0601	1.5	1.5
5-15-1	1.8	0.0096	1	0.120	2.3480	1.0208	1.5	1.5
5-15-2	0.15	0.0008	1	0.010	1.3043	0.3261	1.5	1.5
5-15-3	0.3	0.0016	1	0.020	2.0869	0.9074	1.5	1.5
5-15-4	0.027	0.0024	0.80	0.030	2.8800	0.7200	25	25
5-15-5	0.0563	0.0012	0.85	0.015	2.8522	0.7130	6	6
5-16	0.0492	0.0028	0.90	0.035	4.6764	1.1691	16	16
5-17	0.0563	0.0032	0.90	0.040	5.3511	1.3378	16	16

Numéro du circuit	R (Ω)	X (Ω)	cos φ	L (Km)	ΔU (V)	ΔU (%)	Sj (mm ²)	Sz (mm ²)
5-18	0.1688	0.0036	0.90	0.045	7.8876	1.9719	6	6
5-19	0.0956	0.0014	0.90	0.017	3.2494	0.8123	4	4
5-20	0.33	0.0018	0.90	0.022	2.4816	0.6204	1.5	1.5
5-21	0.8438	0.0120	0.90	0.150	21.2403	5.3100	1.5	4
C7	0.0019	0.0160	0.92	0.020	8.5699	2.1425	240	240
C8	0.0102	0.00256	0.80	0.032	3.2051	0.8013	70	70
C9	0.0128	0.0016	0.80	0.020	2.3770	0.5942	35	35

Tableau IV.8: Valeurs des sections calculées par rapport à la chute de tension.

IV. 6. 3. 3. La section économique [39]

L'essentiel des pertes en ligne est dû à l'effet Joule ($P=R.I^2$). Pour économiser sur l'énergie, il faut diminuer l'intensité (récepteurs adaptés, à rendement élevé et un bon facteur de puissance). Augmenter la section du câble, c'est à dire choisir une section économique pour laquelle le supplément du coût d'achat est compensé par la diminution des pertes en ligne sur N années. Pour faire un calcul approché et rapide de la section économique, on peut utiliser la formule : $\cos \varphi$

$$S_{\text{éco}} = 10^{-2} * I_s * \sqrt{H * F * C} \quad (4.37)$$

Avec :

- **I_s** : Intensité de service.
- **H** : Nombre d'heures de service par an.
- **F** : Prix moyen du kWh.
- **C** : Facteur de charge .

IV. 7. Méthode générale de calcul des courants de court-circuit [42]

Pour notre cas, on va utiliser la méthode des impédances, 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 IV.9, dans lequel on retrouve toujours les éléments suivants :

- Le réseau amont.
- Le ou les transformateurs.
- Le ou les disjoncteurs.
- Des câbles, des jeux de barres, des canalisations préfabriquées, Les récepteurs (moteurs, pompes, ...).

La méthode des impédances consiste à totaliser les résistances et les réactances des boucles de défaut depuis la source jusqu'au point considéré et à en calculer l'impédance équivalente.

Les différents courants de court-circuit sont alors déduits par l'application de la loi suivante :

IV. 7. 1. Pour la basse tension :

$$I_{cc} = \frac{C \times M \times V}{\sqrt{(R_T^2 + X_T^2)}} \quad (4.38)$$

V: Tension nominale entre phase et neutre (V)

$R_T = \Omega$: Résistance du transformateur.

$X_T = \Omega$: Réactance du transformateur.

C: Facteur de charge

M : Facteur de marche

IV. 7. 2. Pour la moyenne tension :

$$I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3} \times Z_{cc}} \quad (4.39)$$

U : tension de service au secondaire du transfo MT qui est de 5,5 KV.

Z_{cc} : impédance de court-circuit.

I_{cc} : courant de court-circuit.

Le calcul de l'intensité 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. D'où :

$$Z_T = \sqrt{(\sum_{i=1}^n R_i)^2 + (\sum_{i=1}^n X_i)^2} \quad (4.40)$$

On a donc le tableau suivant qui résume les étapes à suivre pour la disposition d'un réseau de la distribution électrique :

Réseau amont		R_a : Résistance amont X_a : Réactance amont S_{cc} : En générale 500MVA
Transformateur		R_{Tr} : Résistance transformateur X_{Tr} : Réactance transformateur U_{cc}(%) entre 4 et 7 %
Câble		R_{cb} : Résistance câble X_{cb} : Réactance du câble
Disjoncteur		R_{Dsj} : Résistance négligeable X_{Dsj} : Réactance disjoncteur
Jeu de barre		R_{Jb} : Résistance négligeable X_{Jb} : Réactance du jeu de barres
Câble		R_{cb} : Résistance des câbles X_{cb} : Réactance des câbles
$R = \sum(R_a + R_{Tr} + R_{Cb} + R_{Dsj} + R_{Jb} + \dots)$ $X = \sum(X_a + X_{Tr} + X_{Cb} + X_{Dsj} + X_{Jb} + \dots)$		

Tableau IV.9 : Disposition d'un réseau de distribution

Lorsqu'on effectue l'étude d'une installation électrique, il est nécessaire de déterminer pour chaque circuit, le courant de court-circuit maximal présumé à l'origine du circuit et le courant de court-circuit minimal présumé à l'extrémité du circuit. La méthode des impédances consiste à décomposer le réseau en tronçons et à calculer, pour chacun des tronçons, R et X, puis à les additionner arithmétiquement.

IV. 7. 3. calcul des impédances de chaque tronçon

a) Transformateur MT:

U: Tension entre phase au secondaire du transformateur à vide.

S_n = 1600 KVA : Puissance nominale du transformateur.

U_{cc} = 6%: Tension de court-circuit.

$$Z_{T1} = Z_{T2} = \frac{U_n^2}{S_n} * \frac{U_{cc}}{100} = \frac{(5.5 \times 10^3)^2}{1.6 \times 10^6} * \frac{6}{100} = 1.1344 \Omega \quad (4.41)$$

b) Disjoncteur

La résistance du disjoncteur est négligeable, $R_{Dsj} = 0 \text{ m}\Omega$

La réactance est prise égale à : $X_{Dsj} = 0.6 \text{ m}\Omega$

Donc, l'impédance du disjoncteur égale à : $Z_{Dsj} = 0.6 \text{ m}\Omega$

Les valeurs de R, X, Z d'autres différents disjoncteurs de l'installation de la station sont aussi égales à celles du disjoncteur de tête.

c) Câble C1 :

$l=8\text{m}$, $S=70\text{mm}^2$, $\lambda=0.15 \times 10^{-3}\Omega/\text{m}$, $\rho = 0.036 \Omega.\text{mm}^2/\text{m}$.

$$R = \rho \times \frac{l}{S} = 0.036 \frac{8}{70} = 4,1143\text{m}\Omega \quad ; \quad X = \lambda \times l = 0.15 \times 10^{-3} \times 8 = 1,2\text{m}\Omega$$

$$Z_{C1} = \sqrt{X_{C1}^2 + R_{C1}^2} = \sqrt{(4,1143)^2 + (1,2)^2} = 4,2857\text{m}\Omega \quad (4.42)$$

d) JB (MT) :

$l=2,80\text{m}$, $S=40\text{mm}^2$, $\lambda=0.08\Omega/\text{km}$, $\rho = 22,5\Omega.\text{mm}^2/\text{km}$.

$$R_{JB (MT)} = \rho \times \frac{l}{S} = 22,5 \frac{0,0028}{40} = 1,575\text{m}\Omega \quad ; \quad X_{JB (MT)} = \lambda \times l = 0,08 \times 0,0028 = 0,224\text{m}\Omega$$

$$Z_{JB (MT)} = \sqrt{R_{JB (MT)}^2 + X_{JB (MT)}^2} = \sqrt{(1,575)^2 + (0,224)^2} = 1,5908\text{m}\Omega \quad (4.43)$$

e) Câble C3:

$l=1,2\text{m}$, $S=35\text{mm}^2$, $\lambda=0.15 \times 10^{-3}\Omega/\text{m}$, $\rho = 0.036 \Omega\text{mm}^2/\text{m}$.

$$R = \rho \times \frac{l}{S} = 0.036 \frac{1,2}{35} = 1,2343\text{m}\Omega \quad ; \quad X = \lambda \times l = 0.15 \times 10^{-3} \times 1,2 = 0,18\text{m}\Omega$$

$$Z_{C1} = \sqrt{R_{C1}^2 + X_{C1}^2} = \sqrt{(1,2343)^2 + (0,18)^2} = 1,2474\text{m}\Omega \quad (4.44)$$

f) Réseau amont :

La puissance de court-circuit du réseau HT est donnée par le distributeur d'énergie, l'impédance du réseau amant ramenée au secondaire du transformateur est donnée par la relation suivante :

P_{cc} (MVA)	U_0 (V)	R_a (mΩ)	X_a (mΩ)
250	230	0,03	0,21
	400	0,095	0,633
500	230	0,016	0,105
	400	0,047	0,316

Tableau IV.10 : Impédances du réseau amont ramenées au secondaire du transformateur. [42]

Dans notre cas, on a $P_{cc} = 500\text{MVA}$ et $U_0 = 400\text{V}$ d'où :

$$\begin{aligned} R_a &= 0,047\text{m}\Omega \quad ; \quad X_a = 0,316\text{m}\Omega \\ Z_a &= \sqrt{R_a^2 + X_a^2} = \sqrt{0,047^2 + 0,316^2} = 0,3195\text{m}\Omega \end{aligned} \quad (4.45)$$

j) Transformateur BT :

$S_n = 400\text{KVA}$: Puissance nominale du transformateur.

$U_{cc} = 4\%$: Tension de court-circuit.

$$Z_{T1} = Z_{T2} = \frac{U_n^2}{S_n} * \frac{U_{cc}}{100} = \frac{(400)^2}{400 \times 10^3} * \frac{4}{100} = 0,016\Omega \quad (4.46)$$

h) Câble C7 :

$l=20\text{m}$, $S=240\text{mm}^2$, $\lambda=0,08\Omega/\text{km}$, $\rho = 22,5\Omega.\text{mm}^2/\text{km}$.

$$R_{C7} = \rho \times \frac{l}{S} = 22,5 \frac{0,020}{240} = 1,875\text{m}\Omega \quad ; \quad X_{C1} = \lambda \times l = 0,08 \times 0,020 = 1,6\text{m}\Omega$$

$$Z_{C1} = \sqrt{R_{C1}^2 + X_{C1}^2} = \sqrt{(1,875)^2 + (1,6)^2} = 2,4649\text{m}\Omega \quad (4.47)$$

i) JB (BT) n°1:

$l=3,80\text{m}$, $S=200\text{mm}^2$, $\lambda=0,08\Omega/\text{km}$, $\rho = 22,5\Omega.\text{mm}^2/\text{km}$.

$$R_{JB(BT)} = \rho \times \frac{l}{S} = 22,5 \frac{0,0038}{200} = 0,4275\text{m}\Omega \quad ; \quad X_{JB(BT)} = \lambda \times l = 0,08 \times 0,0038 = 0,304\text{m}\Omega$$

$$Z_{JB(BT)} = \sqrt{R_{JB(BT)}^2 + X_{JB(BT)}^2} = \sqrt{(0,4275)^2 + (0,304)^2} = 0,5246\text{m}\Omega \quad (4.48)$$

g) Cable C9:

$l=20\text{m}$, $S=35\text{mm}^2$, $\lambda=0,08\Omega/\text{km}$, $\rho = 22,5\Omega.\text{mm}^2/\text{km}$.

$$R_{C7} = \rho \times \frac{l}{S} = 22,5 \frac{0,020}{35} = 12,8571 m\Omega \quad ; \quad X_{C1} = \lambda \times l = 0,08 \times 0,020 = 1,6 m\Omega$$

$$Z_{C9} = \sqrt{R_{C9}^2 + X_{C9}^2} = \sqrt{(12,8571)^2 + (1,6)^2} = 12,9509 m\Omega \quad (4.49)$$

k) JB (BT) n°2:

$$l=1,2m, S=25mm^2, \lambda=0.08\Omega/km, \rho = 22,5\Omega.mm^2/km.$$

$$R_{C7} = \rho \times \frac{l}{S} = 22,5 \frac{0,0012}{25} = 1,08 m\Omega \quad ; \quad X_{C1} = \lambda \times l = 0,08 \times 0,0012 = 0,096 m\Omega$$

$$Z_{JB (BT)} = \sqrt{R_{JB (BT)}^2 + X_{JB (BT)}^2} = \sqrt{(1,08)^2 + (0,096)^2} = 1,0843 m\Omega \quad (4.50)$$

L'impédance du nouveau jeu de barre **JB (BT) n°2** :

$$l=1,2m, S=32mm^2, \lambda=0.08\Omega/km, \rho = 22,5\Omega.mm^2/km.$$

$$R_{C7} = \rho \times \frac{l}{S} = 22,5 \frac{0,0012}{32} = 0,8438 m\Omega \quad ; \quad X_{C1} = \lambda \times l = 0,08 \times 0,0012 = 0,096 m\Omega$$

$$Z_{JB (BT)} = \sqrt{R_{JB (BT)}^2 + X_{JB (BT)}^2} = \sqrt{(0,8438)^2 + (0,096)^2} = 0,8492 m\Omega \quad (4.51)$$

Les résultats de calcul des différents tronçons sont résumés dans les tableaux suivants :

Tronçon	Résultats
30/5.5 kv	Z (Ω)
Transformateur (MT)	1,1344
Transformateur (BT)	0,016

Tableau IV.11 : Résultat des différentes valeurs de Z des transformateurs MT et BT

Tronçon	Résultats		
	R (mΩ)	X (mΩ)	Z (mΩ)
5.5/0.4/0.23 kv			
Câble C1	4,1143	1,2	4,2857
Câble C3	1,2348	0,18	1,2474

Câble C7	1,875	1,6	2,4649
Câble C9	12,8571	1,6	12,9509
Disjoncteur	0,6	0	0,6

Tableau IV.12 : Résultat des différentes valeurs de R, X, Z des câble C1, C3, C7, C9 et du Dj.

Tronçon	Résultats				I_{cc} (A)
	R (mΩ)	X (mΩ)	Z (mΩ)	Z_{tot} (Ω)	
30/5.5/0.4/0.23 kv					
JB (MT)	1,575	0,224	1,5908	1,1409	2783,26
JB (BT) n°1	0,4267	0,304	0,5246	0,0199	11605,03
JB (BT) n°2	1,08	0,096	1,0843	0,0345	4243,52
Nouveau JB (BT) n°2	0,8438	0,096	0,8492	0,0343	4268,27

Tableau IV.13 : Résultat des différentes valeurs de R, X, Z des JB.

IV. 7. 4. Calcul des courant des courts-circuits en fonction des impédance

Exemple d'application :

Câble C2 :

$$l = 18m, \rho = 0.036 \Omega\text{mm}^2/m ; \lambda = 0,15 \times 10^{-3} \Omega/m$$

$$R_{C2} = \rho \frac{l}{S} ; X_{C2} = \lambda * l$$

$$R_{C2} = 0.036 \times \frac{18}{35} = 0.0185 \Omega ; X_{C2} = 0.15 \times 10^{-3} \times 18 = 0.0027 \Omega$$

$$Z_{C2} = \sqrt{R_{C2}^2 + X_{C2}^2} = 0.0187 \Omega \quad (4.52)$$

Câble C₅₋₁ :

$$l = 370m, \rho = 22,5 \Omega\text{mm}^2/km ; \lambda = 0,08 \Omega/km$$

$$R_{C5-1} = \rho \frac{l}{S} ; X_{C5-1} = \lambda * l$$

$$R_{C5-1} = 22.5 \times 10^{-3} \times \frac{370}{16} = 0.5203 \Omega ; X_{C5-1} = 0.08 \times 370 \times 10^{-3} = 0.0296 \Omega$$

$$Z_{C5-1} = \sqrt{R_{C5-1}^2 + X_{C5-1}^2} = 0.5216 \Omega \quad (4.53)$$

En utilisant les deux formule suivante en calcule : $I_{CC} = \frac{C \times M \times V}{\sqrt{3} \times Z_{cc}}$; $I_{CC} = \frac{U}{\sqrt{3} \times Z_{cc}}$

Les résultats de calcul des courants de court-circuit dans les différents circuits terminaux sont représentés dans tableau suivant :

Numéro de circuit	R (Ω)	X (Ω)	Z (Ω)	Z _{tot} (Ω)	I _{CC} (A)
2	0.0185	0.0027	0.0187	1,1596	2738,38
3	0.0206	0.0030	0.0208	1,1617	2733,43
4	0.0226	0.0033	0.0228	1,1637	2728,73
5-1	0.5203	0.0296	0.5216	0,5415	270,36
5-2	0.0563	0.0008	0.5626	0,5825	251,33
5-3	0.0675	0.00096	0.6751	0,6950	210,65
5-4	0.2100	0.0011	0.2100	0,2299	636,81
5-5	4.9500	0.0264	4.9501	4,9700	29,46
5-6	0.3000	0.0016	0.3000	0,3199	457,65
5-7	0.2250	0.0012	0.2250	0,2449	597,80
5-8	0.4200	0.0022	0.4200	0,4399	332,81
5-9	0.4500	0.0024	0.4500	0,4699	311,56
5-10	0.4800	0.0026	0.4800	0,4999	292,86
5-15-1	1.8000	0.0096	1.8000	1,5143	96,68
5-15-2	0.1500	0.0008	0.1500	0,1843	794,37
5-15-3	0.3000	0.0016	0.3000	0,3343	437,93
5-15-4	0.0270	0.0024	0.2711	0,3054	479,38
5-15-5	0.0563	0.0012	0.5626	0,5969	245,27
5-16	0.0492	0.0028	0.4930	0,5129	285,44

5-17	0.0563	0.0032	0.5634	0,5833	250,99
5-18	0.1688	0.0036	0.1688	0 ,1887	775,84
5-19	0.0956	0.0014	0.9563	0,9762	149,97
5-20	0.3300	0.0018	0.3300	0,3499	418,41
5-21	0.8438	0.0120	0.8438	0,8637	169,51
C9	0.0128	0.0016	0.1296	0,1495	979,27

Tableau IV.14 : Calcul des courts-circuits dans les différents circuits terminaux.

IV. 8. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons procédé au choix et redimensionnement des sections des câbles utilisées au niveau des récepteurs MT (les trois moteur pompe et le transfo MT/BT), ainsi que tous les récepteurs BT de chaque tronçon de l'installation électrique. Nous avons aussi calculé les courants de courts circuits au niveau chaque tronçon respectivement ce qui va permettre le choix des protections électriques a utilisée, c'est-à-dire le pouvoir de coupure **PdC** (fusible et disjoncteur).

Conclusion générale

Dans ce présent travail, nous avons réalisé l'étude et redimensionnement de système anti-incendie de l'entreprise SONATRACH (Bejaia) ceci nous a permis de découvrir l'environnement interne de l'entreprise, de combler nos lacunes et d'approfondir nos connaissances dans le domaine des installations électriques. Elle nous a permis également de toucher à la pratique, de maîtriser la méthodologie du calcul de bilan de puissance afin de d'acquérir des connaissances dans les techniques de dimensionnement des circuits internes des installations industrielles, et la maîtrise de bonne exploitation électrique.

Pendant notre étude, nous avons décrit l'unité de point de vue équipement électrique, élaboré le bilan de puissance de l'installation qui nous a permis de déterminer la puissance du nouveau transformateur et de redimensionnement le groupe électrogène.

Nous avons étudié en détail les caractéristiques des différentes parties de l'installation, en commençant par le calcul des sections de câbles du point de vue échauffement et chute de tension. Pour ceci nous étions amenés à calculer les courants de court-circuit éventuels dans chaque tronçon du réseau.

Enfin, nous souhaitons que nos résultats soient pris en considération et exploités par l'entreprise et que notre étude serve de base, aux autres projets d'alimentation en énergie électrique.

BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE

- [1]: Groupe Sonalgaz XD « **Guide Technique de Distribution** » Document technique de Groupe SONELGAZ 1984.
- [2]: Schneider Electric « **Architecteur de Réseau de Distribution** » 2007.
- [3]: SIEMENS « **Power Engineering Guide - Transmission and Distribution** » 4th Edition 2005.
- [4]: J.M. DELBARRE « **Postes à HT et THT - Rôle et Structure** » Techniques de l'Ingénieur Traité Génie électrique D 4570 2004.
- [5]: INGELEC « fiche de produit câble moyenne tension câble HTA isole ».03/08/2013
- [6]: Mémoire Master II Électrotechnique Option : Commande des Systèmes Électriques /Réseaux Électriques « **Fonctionnement et protection du réseau électrique moyenne tension de CEVITAL** » 2016-2017. Présenté par M. DJAMA Malek, M. YOUCEF KHODJA Lyes. Université de Bejaia.
- [7]: G.VALENTIN and J-C TURPAIN « **Réseau moyenne tension** » Techniques de l'Ingénieur-traité Génie électrique D 4 600 2017.
- [8]: [13] P. FONTI « **Paramétrage et réglage d'un relais de protection micom** » p142 du départ 30kv hta ssempacs issu du poste source th oued-aissi. Schneider Electric Cahier technique n°194-2017.
- [9]: **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.
- [10]: Projet fin d'étude master II « **étude et dimensionnement électrique de la raffinerie sucre liquide CEVITAL** »2015/2016. Présenté par : ABBAS Hichem, AIT AMOKHTAR Samir. Université de Bejaia.
- [11]: M. SAIDANI and N. HAMMOUCHE « **Paramétrage et réglage d'un relais de protection micom p142 du départ 30kv hta ssempacs issu du poste source th oued-aissi** » Mémoire de Master Académique réseaux électriques Université UMMTO 2015.
- [12]: Mémoire de fin de cycle en vue de l'obtention d'un Master Électrotechnique Option : Commande des Systèmes Électriques /Réseaux Électriques « **Fonctionnement et protection du réseau électrique moyenne tension de Cevital** » 2016/2017.

BIBLIOGRAPHIE

- [13]: M HACHOUD and F. TIBERANINE « **Etude de la protection numérique sepam 200 d'un réseau électrique hta30kv appliquée au départ bouhinoun** » Mémoire de Master Académique réseaux électriques Université UMMTO 2010.
- [14]: L. Hewitson « **Practical power systems protection** » First published Elsevier 2004.
- [15]: H. Benchikh « **Les étages moyens tension** » Institut de Formation en Electricité et Gaz IFEG Centre Ain M'Lila Groupe SONELGAZ Avril 2004.
- [16]: M. Gerin. « **Guide de protection** » Schneider Electric Edition 2006.
- [17]: M. Gerin. « **Guide de la protection cg0021fr** » Schneider électrique édition 2006.
- [18]: Schneider Electric «**Guide de protection Electric** » Edition 2007.
- [19]: Mouhamed ZELLAGUI « **Étude des protections des réseaux électriques MT (30 & 10 kV)** » Mémoire Magister Université Mentouri Constantine 01 / 07 /2010.
- [20]: NAHIDI Hassan « **Guide de protection des réseaux industriels** » Livre 12-28-2011
- [21] : Mémoire de Master 2 Filière : Électrotechnique Option : Réseau électrique « **Etude du système de protection du réseau de distribution de la ville de Bejaia cas pratique : SONELGAZ de Bejaia** » 2013/2014. Présenté par : M^{elle} SAIGHU Nabila, Université de Bejaia.
- [22] : Mémoire de Master 2 Filière : Électrotechnique Option : Réseau électrique « **Etude et analyse de la sélectivité moyenne tension du complexe CEVITAL** » 2016. Présenté par : OUADI Rahim, BOUNAB Nabil, Université de Bejaia.
- [23] Technique d'ingénieur « **Protection des réseaux moyenne tension de distribution publique** » d4018.
- [24] : M. LAMI « **Protection et Surveillance des Réseaux de Transport d'Énergie Électrique** » Volume 2 Electricité de France (EDF) février 2003.
- [25] : NAHIDI Hassan « **Guide de protection des réseaux industriels** » Livre 12-28-2011
- [26] : Michel LAMI « **Protection et surveillance des réseaux de transport d'énergie électrique** » livre 01/février /2003.

BIBLIOGRAPHIE

[27] : Mémoire de Master II filière : Electrotechnique Option : Commande des Systèmes Électriques /Réseaux Électriques « **Fonctionnement et protection du réseau électrique moyenne tension de Cevital** » 2016-2017.

[28] : C. Meheraz. « **Protection des installations électrique mt application réseau cevital-bejaia** » Mémoire de fin d'études de master académique en électrotechnique 25/09/2016.

[29] : texte règlementation et norme-Elemac (<https://elemac.fr> > pdf> livret_classeur) « **1re Partie : TEXTES RÉGLEMENTAIRES ET NORMES, Normalisation** » INRS ED 1522-1995.

[30] : UNIVERSITE D'ORTOIS, Département Génie Civil – Enseignement du S3, « **ET3-RESEAUX : Présentation et dimensionnement des installations courants forts (CFO) et courants faibles (CFA)** » Organismes de normalisations et normes internationales et décret et normes en France PDF.

[31] : [https:// www.sonatrach.com](https://www.sonatrach.com), un peu d'histoire-sonatrach.

[32] : MOSELLE-VIEILLEMARD, « **SO.PE.G** » la pipeligne Haoud-el-Hamra Bougie, IMPRIMERIES PARIS 13 rue des Arquebusiers, 21 avril 1965.

[33] : www.eco-algeria.com, Sonatrach dans le top ten des compagnies Africaine en 2017.

[34]: photo satellite, Map data 2018 Google, terraMetrics.

[35] : sadelli lounis, « **Rapport de stage les automates programmables** » Ecole nationale polytechnique Département Automatique 3eme année Automatique.

[36] : Schneider Electric, « **Guide de la distribution basse et moyenne tension**», édition 2002.

[37] : Schneider Electric, puissance d'une installation.

[38] : pirew énergie câble et système France, « câble et conducteur électrique »

[39] : http://missiontice.ac-besancon.fr/sti/didacticiel/ecodialv3_37.htm.

[40] : Schneider Electric « **règles de conception, Calcul des jeux de barres**», Guide techniques Merlin Gerin moyenne tension.

[41] : Guide technique Merlin Gerin, guide de conception MT, édition 03/2000

BIBLIOGRAPHIE

[42] : Livre « **Electrotechnique et normalisation** » (4 Equipements de puissance) « Henri NEY » ISBN : 2-09 181343-5 Editions Fernand Nathan 1988.

ANNEXE

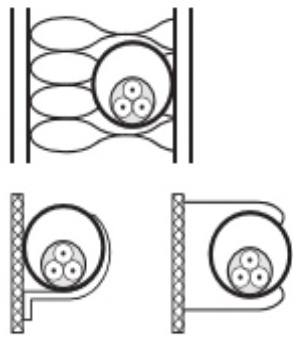
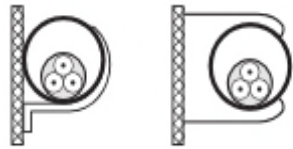
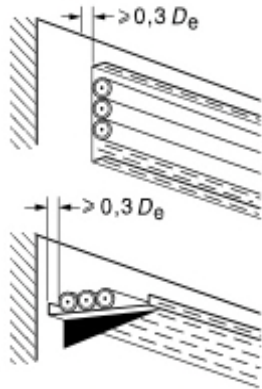
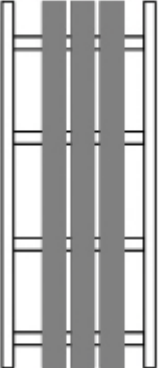
Exemple	Mode de pose(description)	Numéro de référence du mode de pose	Lettre de sélection
Conducteur et câble multiconducteurs 	<ul style="list-style-type: none"> • sous conduit profilé ou goulotte, en apparent ou encastré • sous vide de construction, faux plafond • sous caniveau, moulure, plinthe, chambranle 	1, 2, 3, 3A, 4, 4A, 5, 5A, 11, 11A, 12, 21, 22, 22A, 23, 23A, 24, 24A, 25, 31, 31A, 32, 32A, 33, 33A, 34, 34A, 41, 42, 43, 71, 73, 74	B
	<ul style="list-style-type: none"> • en apparent contre mur ou plafond • sur chemin de câble ou tablettes non perforées 	11, 11A, 12, 18	C
Câble multiconducteur 	<ul style="list-style-type: none"> • sur échelles, corbeaux, chemin de câble perforé • fixés en apparent, espacés de la paroi • câbles suspendus 	13, 14, 16, 17	E
Câble monoconducteur 		13, 14, 16, 17	F

Tableau 1

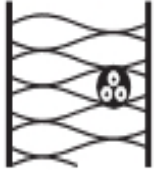

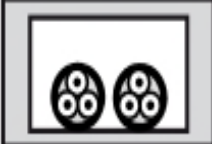




Lettre de sélection	Mode de pose (description)	Exemple	K1	Numéro de référence du mode de pose
B	Câbles dans des conduits noyés directement dans des matériaux thermiquement isolants		0,70	2
	Conduits noyés dans des matériaux thermiquement isolants		0,77	1
	Câbles mono- ou multiconducteurs dans les conduits-profilés dans ces vides de construction		0,87	22A, 23A, 24A
	câbles multiconducteurs		0,90	3A, 4A, 5A, 31A, 32A, 33A, 34A, 73A, 24A
	Vides de construction et caniveaux		0,95	21,22, 23, 24, 25, 41
C	Pose sous plafond		0,95	11A, 18
B, C, E, F	Autres cas		1	Tous les autres

Tableau 2

Disposition des câbles jointifs	Nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs												Méthodes de référence
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20	
Groupés dans l'air sur une surface, noyés ou enfermés	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	Méthode de A à F
Simple couche sur paroi, plancher ou tablette non perforée	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Pas de facteur de réduction supplémentaire pour plus de neuf circuits ou câbles multiconducteurs			Method C
Simple couche fixée sous plafond en bois	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
Simple couche sur tablette perforée horizontale ou verticale	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				Méthode E et F
Simple couche sur échelle, corbeau, etc	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

Tableau 3

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 4

Section nominale (mm ²)	Isolé PVC			Isolé PE*			Isolé EPR ou PR		
	Cuivre	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)
10	80	89	71	86	97	76	99	110	93
16	105	115	95	110	125	100	125	145	120
25	135	150	125	140	160	130	165	185	160
35	160	180	150	170	195	160	195	225	200
50	190	215	180	200	230	190	230	265	235
70	235	265	230	245	285	240	285	325	295
95	285	320	280	295	340	295	340	390	360
120	320	365	320	335	385	340	385	445	420
150	360	410	370	375	435	385	430	500	475
185	410	470	425	425	490	445	485	560	550
240	475	540	500	490	570	530	560	650	650
300	540	610	580	550	640	600	630	730	740
400	610	700	670	600	690	700	720	840	860
500	680	780	760	700	810	790	800	940	990
630	770	880	870	790	920	920	910	1 060	1 140
800	850	980	990	870	1 010	1 040	1 000	1 170	1 300
1 000	930	1 070	1 110	950	1 100	1 160	1 100	1 270	1 450
1 200	980	1 130	1 210	1 000	1 160	1 260	1 160	1 350	1 570
1 400	1 030	1 190	1 290	1 050	1 220	1 350	1 220	1 420	1 680
1 600	1 080	1 250	1 360	1 100	1 280	1 420	1 280	1 480	1 770
Aluminium	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)
10	62	69	55	67	76	59	77	87	72
16	80	89	73	86	97	78	98	110	95
25	105	115	96	110	125	100	125	145	125
35	125	140	115	130	150	125	150	175	150
50	150	170	140	160	180	150	180	205	185
70	180	205	175	190	220	185	220	250	230
95	220	250	215	230	265	230	260	300	280
120	250	285	250	260	300	265	300	345	325
150	280	320	285	290	335	300	335	385	370
185	320	365	330	330	380	345	380	440	425
240	370	425	390	385	445	410	440	510	510
300	420	485	455	435	500	470	500	580	580
400	480	550	530	495	580	550	570	660	680
500	540	630	610	560	650	640	640	750	790
630	620	720	710	640	750	750	740	860	920
800	700	810	820	720	840	860	830	970	1 070
1 000	780	900	940	800	930	980	920	1 070	1 220
1 200	840	970	1 030	860	1 000	1 080	990	1 150	1 340
1 400	890	1 030	1 110	910	1 060	1 160	1 050	1 230	1 450
1 600	940	1 080	1 180	950	1 110	1 230	1 100	1 290	1 530

(*) Pour les câbles dont l'isolation est en polyéthylène haute densité (PEHD), les valeurs sont à multiplier par:
1,05 pour les colonnes (1) et (2)
1,06 pour la colonne (3)

Tableau 5 : courants admissibles dans les câbles constitués par trois câbles unipolaires de tension assignée inférieure ou égale à 6/10 (12) kV

Tableau 5

	Isolants			
	PVC PE		PR EPR	
Conducteurs actifs				
- en cuivre	115		143	
- en aluminium	74		94	
Conducteurs de protection	a	b	a	b
- en cuivre	143	115	176	143
- en aluminium	95	75	116	94
- en acier	52	–	64	–
a conducteurs de protection non incorporés aux câbles				
b conducteurs de protection incorporés aux câbles				

Valeur du coefficient K

Tableau 6

Annexe 6-1	INTENSITES ADMISSIBLES en AMPERES dans les JEUX de BARRES (Cuivre)					N° du tableau				
	JB 102									
CUIVRE	T Ambiante : 30 °C					Echauffement : 50 °C				
Dimensions des barres en mm	Epaisseur des barres : e = 2 mm					Epaisseur des barres : e = 3,15 mm				
	Nombre de barres en // et par phases					Nombre de barres en // et par phases				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
10	125	240	333	410	487					
12,5	151	282	393	483	577					
16	186	341	476	587	697					
20	225	405	562	697	825	288	538	748	920	1098
25	272	479	667	817	977	347	639	891	1099	1306
31,5	332	575	798	984	1170	423	761	1057	1310	1551
40	409	691	961	1186	1411	519	913	1271	1557	1863
50	497	825	1148	1417	1695	629	1089	1510	1863	2215
63						769	1300	1808	2231	2654
Dimensions des barres en mm	Epaisseur des barres : e = 4 mm					Epaisseur des barres : e = 5 mm				
	Nombre de barres en // et par phases					Nombre de barres en // et par phases				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
20	329	628	872	1075	1276	374	732	1009	1240	1468
25	396	740	1029	1267	1512	448	857	1188	1467	1740
31,5	481	885	1233	1522	1808	543	1016	1413	1739	2076
40	589	1060	1473	1826	2162	664	1219	1700	2098	2492
50	713	1256	1748	2140	2561	803	1446	2008	2491	2948
63	871	1507	2091	2579	3066	980	1724	2400	2939	3517
80	1072	1812	2520	3109	3699	1204	2083	2890	3565	4239
100						1462	2471	3436	4240	5044
125						1777	2949	4104	5063	6058
160						2206	3551	4963	5316	6651

Tableau 7

Nature de l'organe, du matériau et du diélectrique (Cf : 1, 2 et 3)	Température θ (°C)	($\theta - \theta_n$) avec θ_n
Raccords par boulons ou dispositifs équivalents (Cf : 7)		
cuivre nu, alliage de cuivre nu ou alliage d'aluminium dans		
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

* SF6 (hexafluorure de soufre)

Tableau 8

		isolant et nombre de conducteurs chargés (3 ou 2)								
		caoutchouc ou PVC			butyle ou PR ou éthylène PR					
lettre de sélection	B	PVC3	PVC2		PR3		PR2			
	C		PVC3		PVC2	PR3		PR2		
	E			PVC3	PVC2	PR3		PR2		
	F				PVC3		PVC2	PR3		PR2
section cuivre (mm ²)	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	
section aluminium (mm ²)	2,5	16,5	18,5	19,5	21	23	25	26	28	
	4	22	25	26	28	31	33	35	38	
	6	28	32	33	36	39	43	45	49	
	10	39	44	46	49	54	59	62	67	
	16	53	59	61	66	73	79	84	91	
	25	70	73	78	83	90	98	101	108	121
	35	86	90	96	103	112	122	126	135	150
	50	104	110	117	125	136	149	154	164	184
	70	133	140	150	160	174	192	198	211	237
	95	161	170	183	195	211	235	241	257	289
	120	186	197	212	226	245	273	280	300	337
	150		227	245	261	283	316	324	346	389
	185		259	280	298	323	363	371	397	447
	240		305	330	352	382	430	439	470	530
	300		351	381	406	440	497	508	543	613
400					526	600	663		740	
500					610	694	770		856	
630					711	808	899		996	

Tableau 9

Type d'installations	Eclairage	Autres usages (force motrice)
Alimentation par le réseau BT de distribution publique	3%	5%
Alimentation par poste privé MT/BT	6%	8%

Lorsque les canalisations principales de l'installation ont une longueur supérieure à 100 m, ces chutes de tension peuvent être augmentées de 0,005 % par mètre de canalisation au-delà de 100 m, sans toutefois que ce supplément soit supérieur à 0,5 %.

Tableau 10

Transformateurs immergés dans un diélectrique liquide

S_n kVA	50	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
$U_{cc(1)}$ %	4	4	4	4	4	4	6	6	6	6	6	6
$I_n^{(2)}$ A	72	144	231	361	577	909	1155	1443	1804	2309	2887	3608
R_t mΩ	43,7	21,9	13,7	8,7	5,5	3,5	4,1	3,3	2,6	2,1	1,6	1,3
X_t mΩ	134,1	67	41,9	26,8	16,8	10,6	12,6	10	8,1	6,3	5	4
$I_{ca(2)}$ kA	1,8	3,6	5,8	9,0	14,3	22,7	19,1	24,1	29,8	38,2	48,3	60,3
Disjoncteur	T1B160 T2N160 T4N250	T1B160 T2N160 T4N250	T3N250 T4N250	T5N400	T5N630	E1B10	E1B12	E2B16	E2B20	E3N25	E3N32	E4S40

Tableau 11

ELECTRO-INDUSTRIES AZAZGA EPE –SPA	TRANSFORMATEUR DE DISTRIBUTION
CARACTERISTIQUES	
Type Tension Primaire (kV) Tension Secondaire (kV) Prises de réglage hors service (%) Fréquence (Hz) Service Couplage Courant à vide (%) Pertes à vide (W) Pertes en charge à 75 ° C (W) Tension de court-circuit à 75 ° C (%) Mode de refroidissement Liquide de refroidissement et d'isolation Température ambiante maximale (°C) Altitude (m) Normes d'essais	Intérieur/Extérieur Respirant avec conservateur d'huile 5.5 0.4 ± 2 x 2.5 50 Continu Dyn11 1.6 960 6000 4.0 ONAN Huile minérale 40 ≤ 1000 C.E.I 76
<u>ENCOMBREMENTS ET POIDS</u>	
Longueur (mm) Largeur (mm) Hauteur (mm) Entre-axe galets (mm) Poids d'huile (kg) Poids total (kg)	1575 870 1845 670 351 1410
<u>Equipements de surveillance:</u>	- Un relais Buchholz à deux contacts - Un thermomètre à deux contact

Azazga : Le : 20.10.2013 C/S CHAOUCHI K	400 KVA /5.5 KV /0.4 KV DIN 42503
	N° 990 - 210 - 4000 - 00031
FOT-7.200-2 / 18.12.02	

Tableau 12