

République Algérienne Démocratique 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 Master 2

Filière : Électrotechnique

Option : Réseau électrique

Thème

***Etude du système de protection du réseau de
distribution de la ville de Bejaia
cas pratique : SONELGAZ de Bejaia***

Présenté par

M^{elle} SAIGHU Nabila

Encadreur :

M^f Boutebel .M

M^f Amghar .S

2013/2014

Remerciements

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.

En exprimant ma profonde gratitude à mon promoteur M^{er} BOUÏEBEL qui a contribué à la réalisation de ce mémoire, Pour m'avoir honoré en acceptant de diriger ce travail et pour ses orientations ; ses conseils et sa grande patience tout au long de la période de travail.

Je tiens à exprimer mes sincères remerciements au personnel de l'entreprise SONELGAZ de Béjaia surtout à mon encadreur M^{er} AMGHAR,

Dédicaces

Je dédie cet humble travail à :

Mes très chers parents pour leurs soutiens et sacrifices,

Mes frères Mehdi, Mouloud et Yanis,

Mes très chères sœurs

Aïcha, Lamia et son époux Mennoir pour leurs encouragements

Surtout Mon cher époux Halim

Sans oublier ma belle famille

Et toute ma grande famille pour leur soutien et encouragements,

Mes proches amis : Rafika, Mouhamed, Rahima, Ahmed, Nawel Ait Idir, Nassia, Rana Nassima, Souhila et leurs époux, Khadidja, Juba, Nadjete, Tahar, Biba Mouhand, Rabeih et Hillale et spécifiquement Nawel temboukti, Karima et Faiza, qui m'ont aidés et encouragés durant le déroulement de ce modeste travail.

Et toutes les personnes qui me connaissent de près ou de loin.

Nabila

N°	Liste des Tableau	N°page
1	tableau des gamme des tension	4
2	mode de compensation	29
3	Les donnés de transformateur de départ (60/30) KV de Cité Tobale	53
4	la résistivité de câble	53
5	Des données de calcul de la résistance de la ligne	54
6	Limite thermique des conducteurs MTA et MTS	59
7	Ordre de grandeur des capacités homopolaires	62
8	Valeur de base pour calculer le courant homopolaire I_h compensé	62
9	les longueurs de départ en prenant compte des dérivations	62

N° Figure	Liste des Figures	N° Page
1	Topologie des réseaux	3
2	Poste de livraison HTB en antenne	6
3	Poste de livraison HTB en double alimentation	6
	poste de livraisons HTB en double	6
5	Poste de livraisons HTB en jeu de barre	7
6	Un jeu de barre avec une source	7
7	un jeu de barre sans couplage et deux sources	8
8	Deux jeux de barre avec couplage et deux sources	9
9	Un jeu de barre sans couplage de trois sources	9
10	un jeu de barre sans couplage et trois sources	10
11	Deux jeux de barres avec deux attaches par départ et deux sources	11
12	radiale en simple antenne	12
13	radiale en double antenne sans couplage	13
14	radiale en double antenne avec couplage	13
15	boucle ouvert	14
16	boucle fermé	15
17	Double dérivation	16
18	Présentation temporelle	17
19	Diagramme de Fresnel de puissance	19
20	le paramètre de creux de tension, durée et profondeur	22
21	flicker ou papillotement	26
22	Diagramme de Fresnel de la puissance de compensation	28
23	les mode de compensation	29
24	Schéma de principe de. a)TCSC b) TSSC	32
25	Structure d'un TCSR	33
26	Schéma de principe d'un SSSC	33
27	Schéma de principe du STATCOM	34
28	Schéma de principe d'un SVC.	35

29	Schéma de principe d'un IPFC.	36
30	Schéma de principe d'un variateur de charge universel	37
38	court-circuit monophasé	41
39	court-circuit biphasé	41
40	court-circuit biphasé-terre	42
41	court-circuit triphasé	42
42	compensant directe, inverse et homopolaire pour la tension	43
43	Différents régimes de neutre MT utilisé	51
46	Schéma unifilaire de ville 1 de Cité Tobale	52
47	Conducteur	55
48	Conducteurs en nappe	55
49	câbles en nappe série	56
50	Protection biphasé	58
51	Schéma de base d'un réseau de distribution HTA radial	66
52	Schéma de base d'un réseau de distribution HTA en boucle ouverte	66
53	chaine de protection HTA	69
54	état du réseau après le défaut	71
55	architecture de téléconduite d'un réseau HTA	73
56	différents niveaux hiérarchiques des fonctions du contrôle – commandent HTA	74
57	états du réseau après le défaut	76
58	reconfigurations du r réseau après un défaut	77

Liste des abréviations

abréviation	Signification
3Zf	L'impédance mis à terre
A	aérien
Al	Aluminium
ALM	almélec
ALU	Aluminium acier
BT	Basse de tension
BTB	Très très haute tension
C	capacité
C1	La composante fondamentale
CIM	Computer Integrated Manufacturing
Cn	La composante harmonique de rang n
CU	cuivre
D	Le taux global de distorsion harmonique
D	La commende de convertisseur statique
D(VA)	la puissance déformante du la harmonique.
DC-DC	convertisseur
Dep	départ
D-FACT	Compensateur hybrides

Liste des abréviations

D_n	Taux d'harmonique individuels
HT ou HTB	Haute tension
HTA	Moyenne tension
HTB	Haute tension
$I(Tc)$	Le courant de Tc
I_1, I_2, I_3	Composante symétrique de courant
IC	Le courant de sortie de convertisseur
Iccb	le courant de court-circuit biphasé
Iccbs	le courant de court-circuit au secondaire de TC
$I_{cc\varphi\varphi}$	Courant de court circuit phase
I_L	Le courant de la ligne
I_{max}	Le courant maximum
I_{min}	Le courant minimum
INTC	le courant secondaire de TC
Intcp	Le courant primaire du Tc
Intcs	Le courant secondaire du Tc
I_{or}	Le courant de réglage d'homopolaire
I_{ors}	Le courant de réglage d'homopolaire au secondaire de Tc
IPD	Indicateur de Passage de Défaut
IPFC	<i>Interline Power Flow Controller</i>
IREG	le courant de réglage pour le relais de face
I_{regth}	La valeur de courant de réglage homopolaire

Liste des abréviations

Is	Le courant max de charge
ISS	Le courant max de charge au secondaire de TC
Ith	Le courant thermique limite de section
J	Tension d'inertie
JDB	Jeu de barre
k	Coefficient de surcharge
K'	Dépend de relais
Kilt	La limite thermique multiplie par coefficient de surcharge
kV	Kilo volte
L	La longueur de la ligne
mm	Millimètre
MT ou HTA	Moyenne tension
MTA	Moyenne tension aérien
MTS	Moyenne tension aérien souterrain
MVA	Méga volte ampère
MW	Méga watt
NF	Normalement fermé
NO	Normalement ouvert
P (W)	la puissance active
P'	La puissance active après compensation
PQ, PV	Jeu de barre bus

Liste des abréviations

Q(VAR)	la puissance réactive
Q'	La puissance réactive après compensation
QC	La puissance réactive de la batterie de condensateur
R	La résistance
Req	La résistance équivalente
Rlc	Resistance, inductance, capacité
RTUs	Remote Terminal Units
S	La surface
s	souterrain
S(VA)	la puissance apparente
SCADA	Supervisory Control and Dfata Acquisition
Sec	la puissance de court-circuit.
Sn	La puissance apparente nominale
SONALGAZ	Societe de Distribution de l'Electricité et du Gaz de l'Est
SSSC	Static Synchronous Series Compensator
STATCOM	Static synchronous compensator
SVC	Static Var Compensator
TBT	Très base tension
TC	Transformateur de courant
TCR	<i>Thyristor-Controlled Reactor</i>
TCSC	Thyristor- Controlled Series Capacitor
TCSR	Thyristor Switched Series Reactor

Liste des abréviations

THT	Tres haute tension
tr	transformateur
TSC	<i>Thyristor- Switched Capacitor</i>
TSSC	Thyristor Switched Series Capacitor
TT	Transformateur de tension
U	La tension composé
u	Le max de courant de surcharge
U μ	Tension directe
U_{cc}	tension de court-circuit de transformateur.
U_{cc$\phi$$\phi$}	La tension de court circuit phase phase
U_d	La tension directe
U_{eff}	La valeur efficace de la tension
U_h	La tension homopolaire
u_h	La tension homopolaire
U_n	La tension nominale
U_{np}	la tension nominale de transformateur coté secondaire.
U_{np}	la tension nominale primaire de transformateur
U_{ns}	La tension nominale de secondaire
U_{nt}	tension nominale de secondaire de transformateur.
UPFC	<i>Unified Power Flow Controller</i>
U_{ref}	Tension de référence








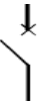



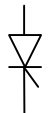






Liste des abréviations

Uδ	Ecart de composante directe due au défaut
V	Tension simple x
V1, V2, V3	Composante symétrique du tension
VA	Volte ampère
VC	Tension de convertisseur
Vdc	Source d'énergie pour un convertisseur statique
VL	La tension de réseau
VSC	Compensateur statique de puissance réactif
W	Wattmètre
X	La réactance
Xc	La réactance de condensateur
Xda	La réactance amont du réseau
Xdt	La réactance de transformateur
Xeq	La réactance équivalente de la ligne
X_{ind}	Inductance de TCSC
X_{tsc}	Impédance totale vue par la ligne de TCSC
Zμ	L'impédance directe
Zd	Impédance directe
Zda	L'impédance amont ramenée au secondaire de transformateur
Zdt	L'impédance de transformateur
Zeq	Impédance équivalente d'un départ

Liste des abréviations

Zh	L'impédance homopolaire
Zht	Impédance amont de réseau
Zi	L'impédance inverse
Ω	hom
Sn (MVA)	Puissance apparente
Uns	La tension nominale
Unt	la tension nominale secondaire de transformateurs
Zda(Ω)	L'impédance amont
<i>Iccϕt</i>	Courant de court circuit phase terre
<i>Icc$\phi\phi$t</i>	Courant de court circuit phase-phase et terre
<i>Ud</i>	La tension directe
<i>Uh</i>	La tension homopolaire
<i>U1 nom</i>	La tension nominale
<i>Zcc</i>	L'impédance de court circuit
α^2	L'opérateur de relation
<i>cosϕ</i>	Facteur de puissance
<i>iccth</i>	Courant de court circuit trois phases sans liaison à la terre
<i>uccht</i>	tension de court circuit trois phases sans liaison à la terre
δ	Facteur de puissance
ρ	La résistivité

Symbole Graphiques

Symbole	Mot clé	Symbole	Mot clé
	Ligne ou câble triphasé		Fusible
	La terre		Transformateur de courant
	Arrivée HTA		Transformateur de tension (potentiel)
	Départ HTA ou BT		Disjoncteur
	Court-circuit		Diode
	Interrupteur fusible		Thyristor
	Condensateur		Générateur
	Transformateur de puissance		Inductance
	Interrupteur sectionneur		Sectionneur

Sommaire

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

Chapitre I : Architecture des réseaux de distribution

Introduction.....	2
1. Les différents types de réseaux électriques.....	2
1.1. Les réseaux THT de transport et d'interconnexion.....	2
1.2. Les réseaux THT et HT de répartitions régionale.....	2
1.3. Les réseaux de distributions MT et BT.....	3
2. La gamme de tension utilisée.....	4
3. poste de livraisons HTB.....	4
3.1. poste en antenne.....	4
3.2. Poste en double alimentation.....	5
3.3. Poste en jeu de barre.....	5
4. Mode d'alimentation des réseaux HTA.....	7
4.1. Un jeu de barre avec une source.....	7
4.2. Un jeu de barre sans couplage et deux sources.....	7
4.3. Deux jeux de barre avec couplage et deux sources.....	8
4.4. Un jeu de barre sans couplage de trois sources.....	9
4.5. Un jeu de barre sans couplage et trois sources.....	9
4.6. Deux jeux de barres avec deux attaches par départ et deux sources.....	10
4.7. Deux doubles jeux de barre couplés entre eux.....	11
5. Structure des réseaux HTA.....	12
5.1. Radiale en simple antenne.....	12
5.2. Radiale en double antenne sans couplage.....	13
5.3. Radiale en double antenne avec couplage.....	13
5.4. Boucle.....	14
5.4.1. Boucle ouvert.....	14
5.4.2. Boucle fermé.....	15
5.4.3. Double dérivation.....	16
Conclusion	16

Sommaire

Chapitre II : Fonctionnement en régime normale

Introduction	17
1. La perturbation de réseau électrique.....	17
1.1. Perturbation harmonique en courant et tension.....	17
1.2. Creux de tension.....	21
1.3. Déséquilibre de courant et de tension.....	23
1.4. Surtension temporaires ou transitoire.....	24
1.5. Papillotement (Flicker) et fluctuation lente de tension.....	25
2. Solution de dépollution de réseau électrique.....	26
2.1. Solution dépollution traditionnelles.....	26
2.1.1. Dépollution des courants perturbateurs.....	26
2.1.2. Dépollution des tensions perturbatrices.....	30
2.2. Compensateur statique.....	31
Conclusion	37

Chapitre III : Fonctionnement en régime de défaut

Introduction	38
1. Le défaut.....	38
1.1. Le défaut court-circuit.....	38
1.1.1. Durée des courts circuits.....	39
1.1.2. Courant de court circuit.....	39
1.1.3. Conséquences de court-circuit.....	40
1.1.4. Forment des courts-circuits.....	41
1.2. Equation des différents défauts.....	42
1.2.1. Le défaut monophasé.....	44
1.2.2. Le défaut Biphase.....	45
1.2.3. Le défaut biphasé- terre	46
1.2.4. Le défaut symétrie ou triphasé.....	47
1.3. Calcule des défauts impédant	47
1.3.1. Le défaut monophasé.....	48
1.3.2. Le défaut Biphase.....	48

Sommaire

1.3.3. Le défaut biphasé- terre	49
1.3.4. Le défaut symétrie ou triphasé terre.....	49
2. Régime de neutre.....	49
2.1. Neutre MT.....	49
2.1.1. Le neutre isolé.....	49
2.1.2. Mise à la terre de neutre par bobine d'extinction (dite de Petersen).....	50
2.1.3. Neutre relié directement à la terre.....	50
2.1.4. Neutre relie à la terre par une impédance.....	50
Conclusion.....	51

Chapitre IV : Analyse de système de protection en place

Introduction.....	52
1. Protection des départs HTA des postes HTB/ HTA.....	52
1.1. l'impédance du départ	52
1.1.1. Introduire les donné de départ	53
1.1.2. Donné de transformateurs de départ ville 01.....	53
1.1.3. Calcule de l'impédance amant ramenée en 30 KV.....	53
1.1.4. Calcule de l'impédance de transformateur	53
1.1.5. Calcule de l'impédance équivalente.....	57
1.2. Calcule le courant de court-circuit biphasé.....	58
1.3. Réglage de courant de phase et homopolaire.....	58
1.3.1. Protection contre les défauts de phase.....	59
1.3.2. Exemple de calcule de départ.....	59
2. Calcule les courants de capacités résiduelles $3I_0$	61
2.1. Méthode étendue.....	61
2.2. La méthode approchée.....	62
3. Réglage du relais de temps.....	64
Conclusion.....	64

Sommaire

Chapitre V : Mesures additionnelles du système de protection

Introduction	65
1. Topologie des réseaux.....	65
2. Composants dans un réseau HTA.....	67
2.1. Les postes.....	67
2.2. Appareils de manœuvre HTA.....	68
2.2.1. Les disjoncteurs HTA.....	68
2.2.2. Les interrupteurs HTA.....	68
2.2.3. Les lignes HTA.....	69
3. Système de protection des réseaux HTA.....	69
3.1. Chaîne de protection.....	69
3.2. Nouvelles technologies utilisées dans les systèmes de protection HTA.....	70
3.3. Réaction du système de protection lors d'un défaut.....	70
4. Conduite du réseau HTA et son rôle dans le processus de	71
4.1. Conduite du réseau HTA.....	71
4.1.1. Télésurveillance.....	72
4.1.2. Télécommande.....	72
4.1.3. Centre de téléconduite.....	73
4.1.3.1. Architecture d'un système de contre-commande en HTA.....	73
4.1.3.2. Réseau de communication.....	74
4.2. Rôle du système de conduite face un défaut.....	74
5. Reconfiguration du réseau après un défaut.....	75
Conclusion	77
Conclusion générale	78

Le réseau de distribution n'a pas été conçu, à l'origine, pour accueillir des unités de production mais pour acheminer, de manière unidirectionnelle, l'électricité qui provient du réseau de répartition jusqu'aux consommateurs moyenne et basse tension.

Les lignes et les câbles de distribution d'énergie électrique moyenne tension HTA constituent une partie essentielle d'un réseau électrique qui doit assurer la continuité de l'alimentation en électricité aux consommateurs HTA et BT. Ce qui n'est pas toujours le cas, car ces lignes sont souvent exposées à des incidents ou défauts (surcharges, surtension, harmoniques, déséquilibre, surintensité...) qui peuvent interrompre ce service et engendrer des pertes financières importantes pour les industriels et des désagréments pour les simples consommateurs.

L'intégration des relais numériques programmables au réseau de distribution facilite la détection des différents types de défauts (polyphasé ou monophasé) vu à leur rapidité. Et dit que le défaut sera détecté scada se charge de l'isoler et en fin une équipe de maintenance va se charger de la réparer le plus rapidement possible pour réalimenter les clients.

Dans cette optique, le premier chapitre présentera le concept de planification des réseaux de distribution en détaillant les différentes structures utilisées et les différentes règles adoptées. Ensuite, le deuxième chapitre se concentrera sur le fonctionnement en régime normal du réseau et qui englobera les différentes anomalies ainsi que quelque solution proposée afin de minimiser un peu ces pertes.

Puis le troisième chapitre se concentrera sur le fonctionnement du réseau au régime de défaut et aussi on a donné un petit aperçu sur les différentes méthodes de calcul des courants et des tensions de courts-circuits.

Le quatrième chapitre se résume à la partie pratique, "analyse du système de protection en place" il aborde les différentes méthodes de calcul des courants du réglage des relais de

protection afin d'assurer une performance et une stabilité du réseau. Le cinquième chapitre engendre trois fonctions principales sont généralement appelées lorsqu'un défaut se produit : la détection du défaut, son diagnostic (localisation et isolement de la zone contenant le défaut) et réparer dans les brèves délais afin de garder le réseau sain et d'assurer la continuité de distribution. Enfin, on va terminer par une conclusion générale.

Introduction

Le réseau de transport a pour fonction d'acheminer l'énergie des centres de production vers les points de consommation ou points de livraison. Il est composé de lignes aériennes ou souterraines formant une toile maillée reliant différents points du territoire permettant de mutualiser les moyens de production qui alimentent les clients. Ce réseau est constitué de nœuds électriques appelés "postes"

- ✚ **dont la fonction est triple directe (ou d'aiguillage)** qui assurent les liaisons entre lignes a même tension (sans transformateur de liaison).
- ✚ **de transformation** qui relie des réseaux à tensions différentes.
- ✚ **de conversion** : on réalise une modification des caractéristiques de tension, de la fréquence...

1 Les différents types de réseaux électriques

Vue la complexité du réseau électrique, on distingue plusieurs niveaux qui assurent des fonctions spécifiques propres, caractérisées par des tensions adaptées à ces fonctions.

1.1 Les réseaux THT de transport et d'interconnexion

Ces réseaux sont souvent interconnectées afin de :

- ✚ collecter la puissance produite par les centrales importantes et de l'acheminer vers les zones de consommation.
- ✚ réaliser la mise commune de l'ensemble des moyens de production à disposition de tous les consommateurs.

En général, ils ont une structure maillée. [1]

1.2 Les réseaux THT et HT de répartition régionale

Ce sont les réseaux de 225 KV, 90 KV et 63 KV, leurs fonctions sont : [1]

- Amener l'énergie prélevée sur les réseaux de tension supérieure jusqu'aux points d'injection sur les réseaux de distribution et chez les gros utilisateurs industriels
- L'exploitation de ces réseaux se fait en boucle fermée ou en boucle ouverte et certaines alimentations se font en antenne ou encore en piquage.

1.3 Les réseaux de distributions MT et BT

Ces réseaux alimentent un grand nombre d'utilisateurs ; soit directement pour les puissances allant jusqu'à quelques MW, soit après transformation. En BT, leur structure et leur mode d'exploitation varient selon les pays.

- ✚ les réseaux mailles permettent une meilleure continuité de fourniture mais imposent un plan de protection adapté
- ✚ les réseaux radiales sont exploités déboucler, il existe deux types principaux de structures :
 - ∞ en coupure d'artère, typique des réseaux urbains et souterrains ;
 - ∞ en structure arborescente, typique des réseaux ruraux, aériens, ils comportent des points de bouclage pour assurer un secours par la MT.

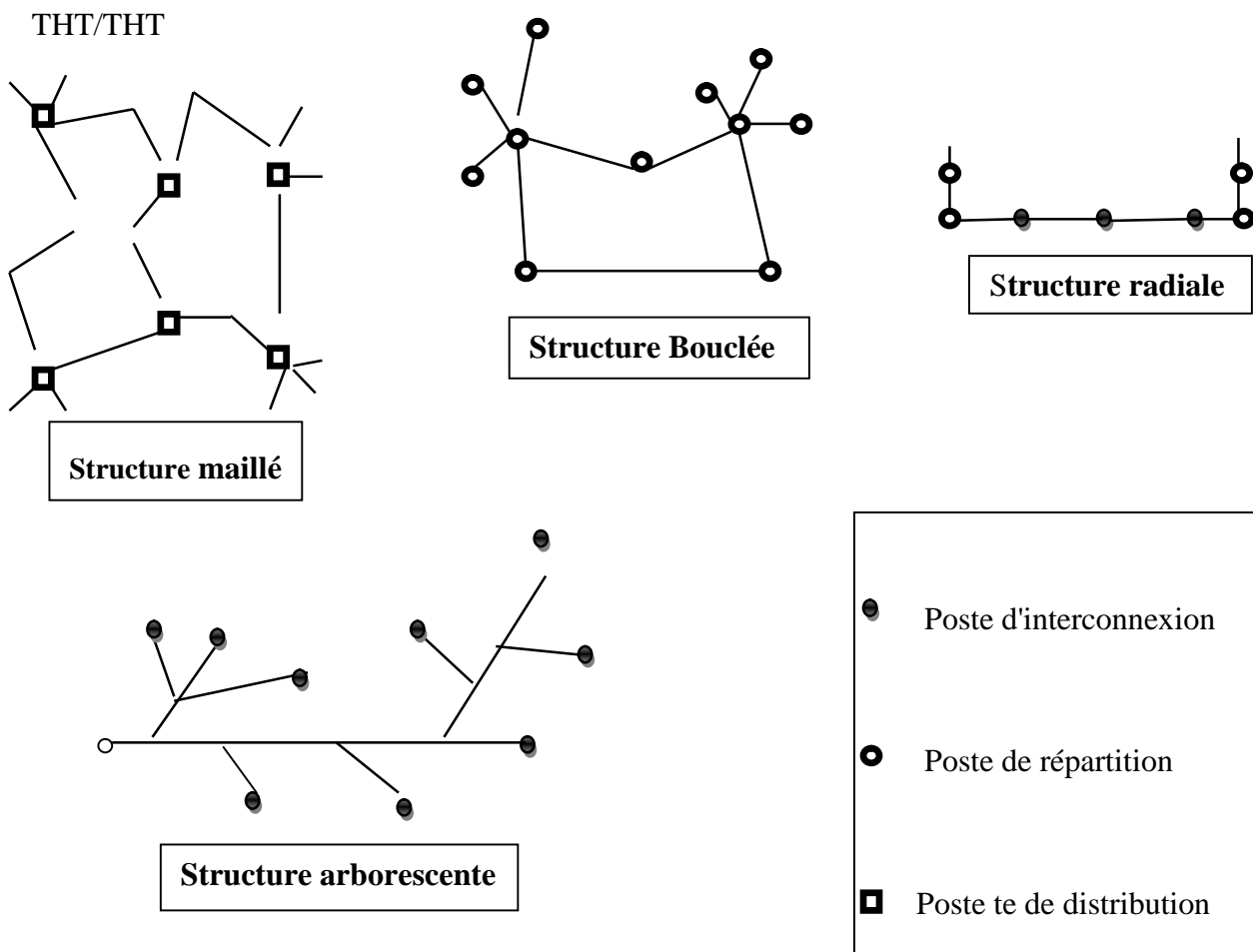


Figure.1 1 topologie des réseaux [2]

2 La gamme de tension utilisée

Les différentes tensions utilisées au sein de SONELGAZ sont : [3]

Domaines de Tension		Valeur de la tension composée nominale (U_n en Volts)	
		Tension Alternatif	Tension Continu
Très Basse Tension (TBT)		$U_n \leq 50$	$U_n \leq 120$
Basse Tension (BT)	BTB	$50 < U_n \leq 500$	$120 < U_n \leq 750$
	BTB	$500 < U_n \leq 1000$	$750 < U_n \leq 1500$
Haute Tension (HT)	HTA ou MT	$1000 < U_n \leq 50\ 000$	$1500 < U_n \leq 75\ 000$
	HTB	$U_n > 50\ 000$	$U_n > 75\ 000$

Tableau.1 1 tableau des gamme des tension

3 poste de livraisons HTB

Ce poste est caractérisé par des puissances supérieures à 10 MVA [4][5]

- la transformation de la tension du niveau HTB à HTA
- la mise à terre du neutre HTA par des résistances électriques de moins neutre.
- la production des réseaux électriques.
- la répartition de l'énergie électrique.

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

3.1 poste en antenne

Son rôle est d'assurer la fourniture de l'énergie en appoint et en secours.

3.1.1 Structure

3.1.2 Avantages

- structure plus simple
- facile à protéger
- coût minimal

3.1.3 Inconvénients

- faible disponibilité d'alimentation.
- temps de coupure sur défaut éventuellement long.

3.2 Poste en double alimentation

3.2.1 Structure

3.2.2 Avantages

- ☞ la simplicité
- ☞ une bonne sécurité
- ☞ assure la fourniture de la puissance nominale
- ☞ il peut être associé à une diapositive assurant la perturbation automatique des travées en cas d'incident.

3.2.3 Inconvénients

- ☞ sans possibilité d'extension.

3.3 Poste en jeu de barre

3.3.1 Structure

3.3.2 Avantages

- ☞ bonne continuité d'alimentation
- ☞ souplesse d'utilisation, transfert sans coupure
- ☞ souplesse de maintenance

3.3.3 Inconvénients

- ☞ solution coûteuse
- ☞ nécessité de fonctionnement d'automatisme

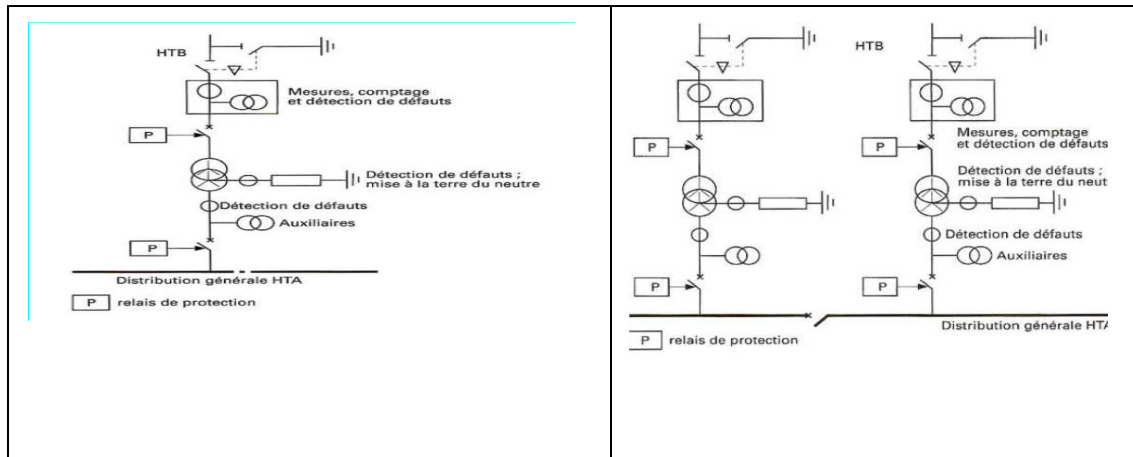


Figure.1. 3 poste de livraisons HTB en antenne

Figure.1. 4 Poste de livraisons HTB en double alimentation

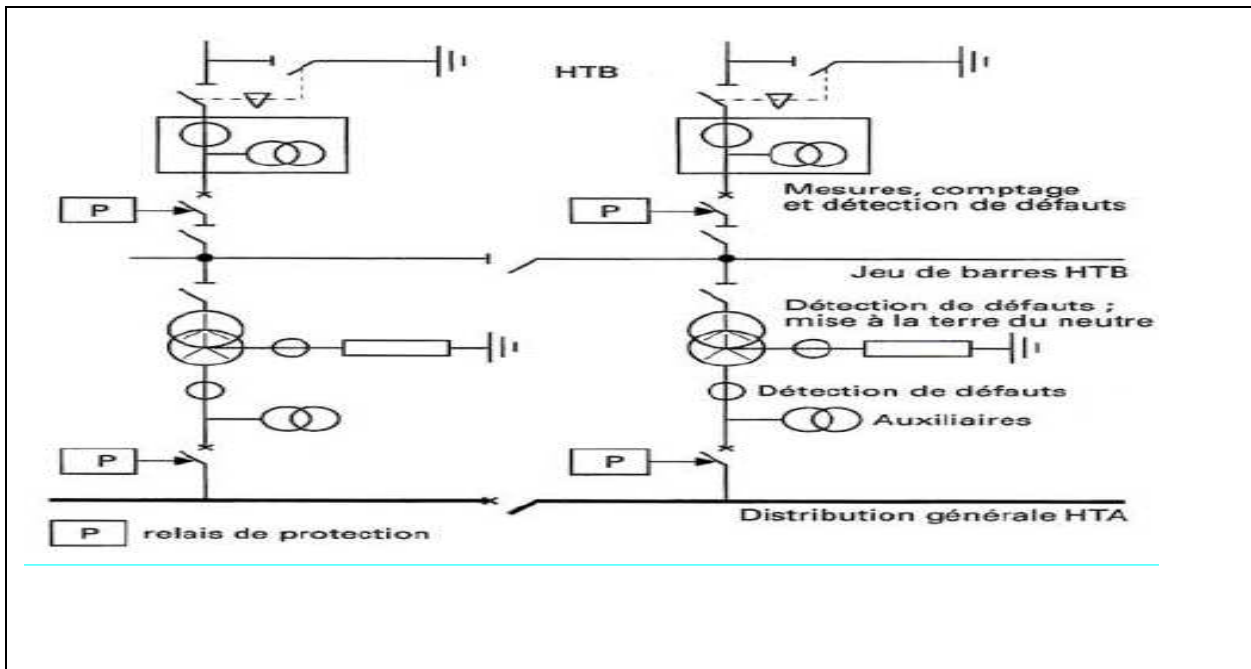


Figure.1.5 Poste de livraisons HTB en jeu de barre

4 Mode d'alimentation des réseaux HTA

4.1 Un jeu de barre avec une source

4.1.1 Architecture

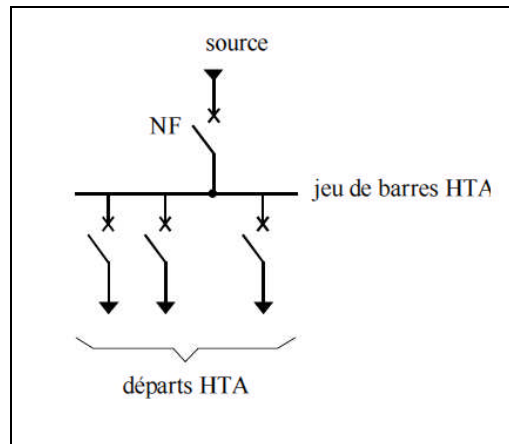


Figure.1. 2 Un jeux de barre avec une source [6]

4.1.2 Fonctionnement :

En cas de perte de la source d'alimentation, le jeu de barre sera hors service jusqu'à la réparation de ce dernier. [6]

4.2 Un jeu de barre sans couplage et deux sources

4.2.1 Architecture

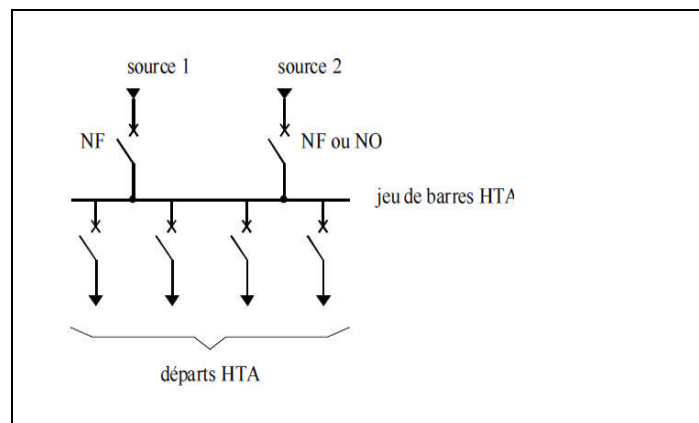


Figure.1. 3 un jeu de barre sans couplage et deux sources

4.2.2 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 seront plus alimentés. [6]

4.3 Deux jeux de barre avec couplage et deux sources

4.3.1 Architecture

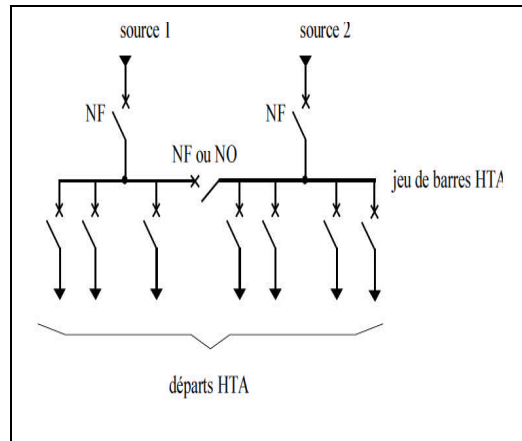


Figure.1. 4 Deux jeux de barre avec couplage et deux sources

4.3.2 Fonctionnement :

Le disjoncteur de couplage peut être maintenu fermé ou ouvert. [6]

- ✚ 1^{er} cas : s'il est ouvert, chaque source alimente un demi-jeu de barres.
- ✚ 2^{ème} cas : s'il y a la perte d'une source, le disjoncteur de couplage est fermé et l'autre source alimente les deux demi-jeux de barres.
- ✚ 3^{ème} cas : s'il y a un défaut sur le demi-jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), une partie seulement des départs n'est plus alimentée.

4.4 Un jeu de barre sans couplage de trois sources

4.4.1 Architecture

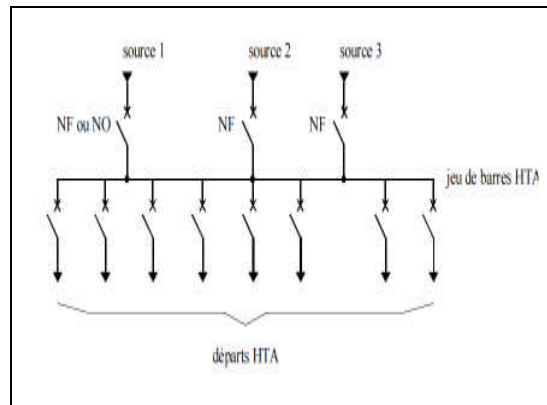


Figure.1. 5 Un jeu de barre sans couplage de trois source

4.4.2 Fonctionnement :

- ✚ 1^{er} cas : Les trois sources peuvent fonctionner en parallèle ou l'une en secours des deux autres.
- ✚ 2^{ème} cas : s'il y a un défaut sur le jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), les départs ne sont plus alimentés.

4.5 Un jeu de barre sans couplage et trois sources

4.5.1 Architecture

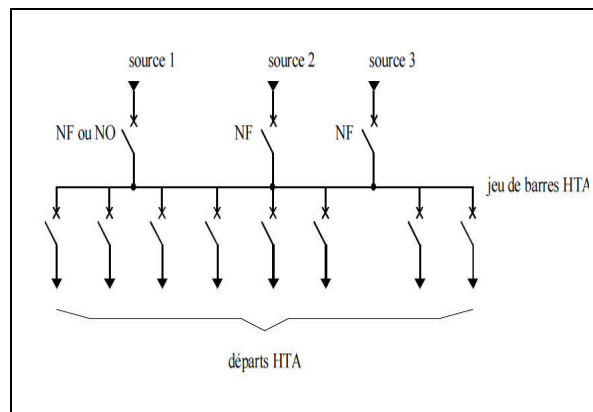


Figure.1. 6 un jeu de barre sans couplage et trois sources

4.5.2 Fonctionnement

- ✚ **1^{er} cas** : les deux disjoncteurs de couplage peuvent être maintenus ouverts ou fermés
- ✚ **2^{ème} cas** : s'ils sont ouverts, chaque source alimente sa section de barre.
- ✚ **3^{ème} cas** : en cas de perte d'une source, le disjoncteur de couplage associé est fermé, une source alimente deux sections de barres et l'autre alimente une section de barre.
- ✚ **4^{ème} cas** : Un défaut sur une section de barre (ou maintenance de celle-ci), une partie seulement des départs n'est plus alimentée.

4.6 Deux jeux de barres avec deux attaches par départ et deux sources

4.6.1 Architecture

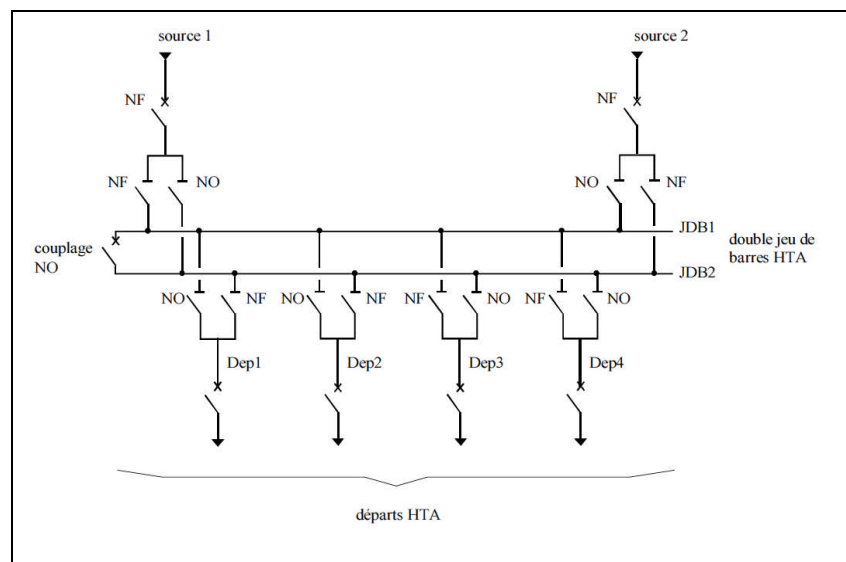


Figure.1. 7 Deux jeux de barres avec deux attaches par départ et deux sources

4.6.2 Fonctionnement

Le disjoncteur de couplage est maintenu ouvert en fonctionnement normal.

Chaque départ peut être alimenté par l'un ou l'autre des jeux de barres suivant l'état des sectionneurs par départ qui doit être fermé. [6]

- la source 1 alimente le jeu de barres JDB1 et les départs Dep1 et Dep2.
- La source 2 alimente le jeu de barres JDB2 et les Dep3 et Dep4.
- ✚ **1^{er} cas** : en cas de perte d'une source, le disjoncteur de couplage est fermé, l'autre source assure la totalité de l'alimentation
- ✚ **2^{ème} cas** : en cas de défaut d'une source, le disjoncteur de couplage est fermé, l'autre source assure la totalité de l'alimentation.

- ✚ 3^{ème} cas : en cas de perte d'une source, le disjoncteur de couplage est fermé, l'autre source assure la totalité de l'alimentation.
- ✚ 4^{ème} cas: en cas de défaut sur un jeu de barre (ou maintenance de celui-ci), le disjoncteur de couplage est ouvert et l'autre jeu de barre alimente la totalité des départs.

4.7 Deux doubles jeux de barre couplés entre eux

4.7.1 Architecture

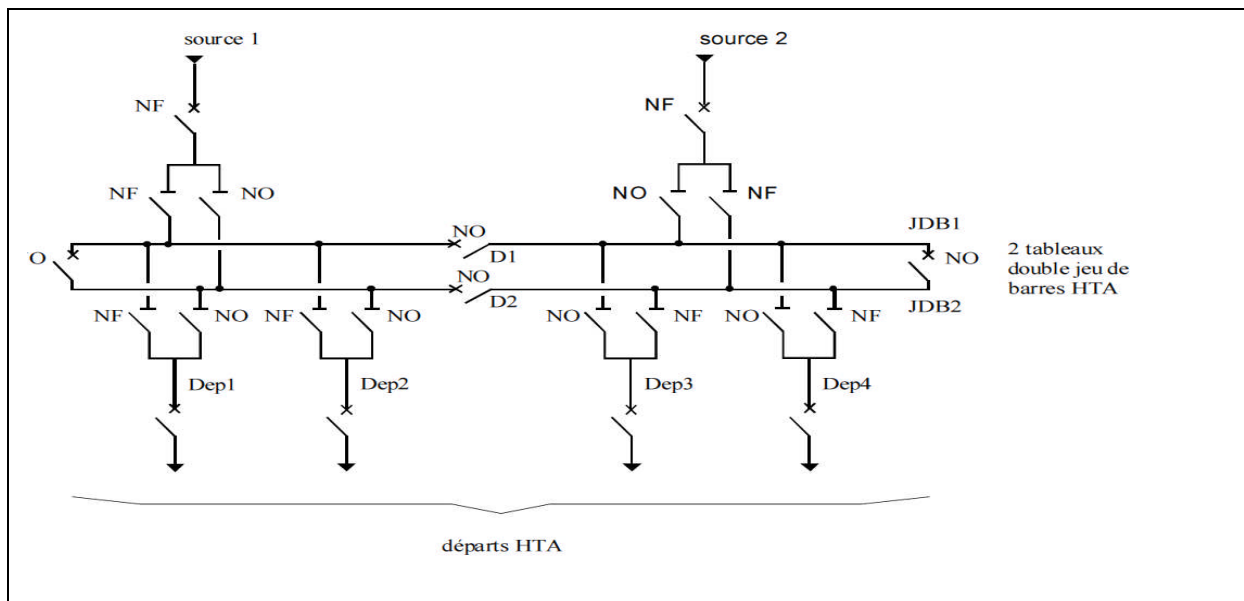


Figure.1. 8 deux doubles jeux de barre couplés entre eux

4.7.2 Fonctionnement

- ✚ Il est presque identique au schéma précédent (deux jeux de barres, deux attaches par départ, deux sources d'alimentation)
- ✚ La décomposition de double jeu de barre en deux tableaux avec couplage (par D1 et D2) permet une plus grande souplesse d'exploitation.

Chaque jeu de barre alimente un nombre de départs moins important en fonctionnement normal

5 Structure des réseaux HTA

5.1 Radiale en simple antenne

5.1.1 Architecture

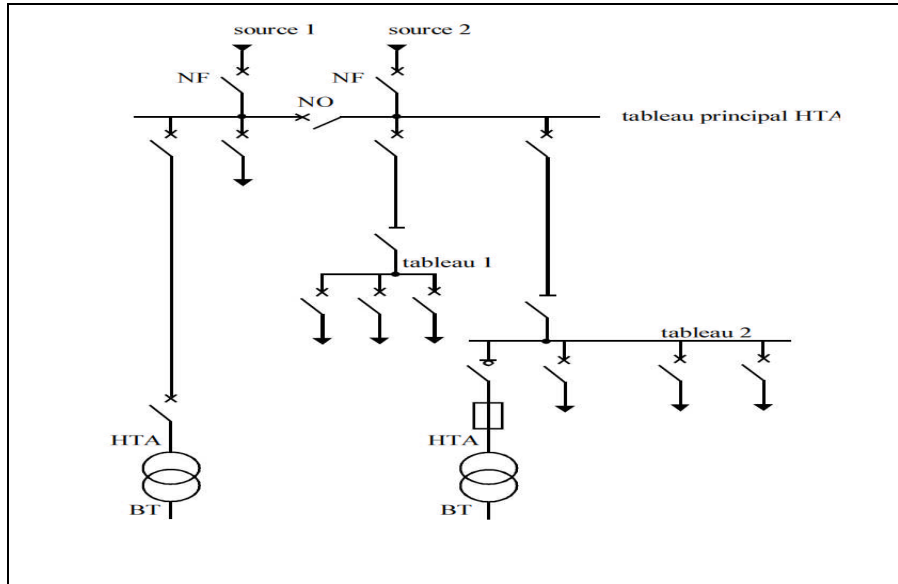


Figure.1. 9 radiale en simple antenne [6]

5.1.2 Fonctionnement

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

5.2 Radiale en double antenne sans couplage

5.2.1 Architecture

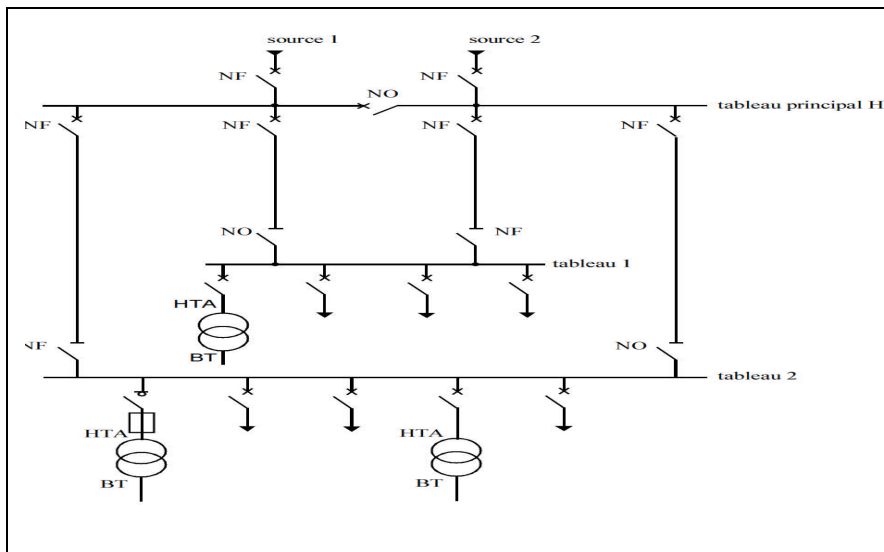


Figure.1. 10 radiale en double antenne sans couplage

5.2.2 Fonctionnement

- ✚ Les tableaux 1 et 2 alimenté par deux sources sans couplage, l'une en secours de l'autre
- ✚ la disponibilité est bonne.
- ✚ L'absence de couplage des sources pour les tableaux 1 et 2 entraine une exploitation moins souple.

5.3 Radiale en double antenne avec couplage

5.3.1 Architecture

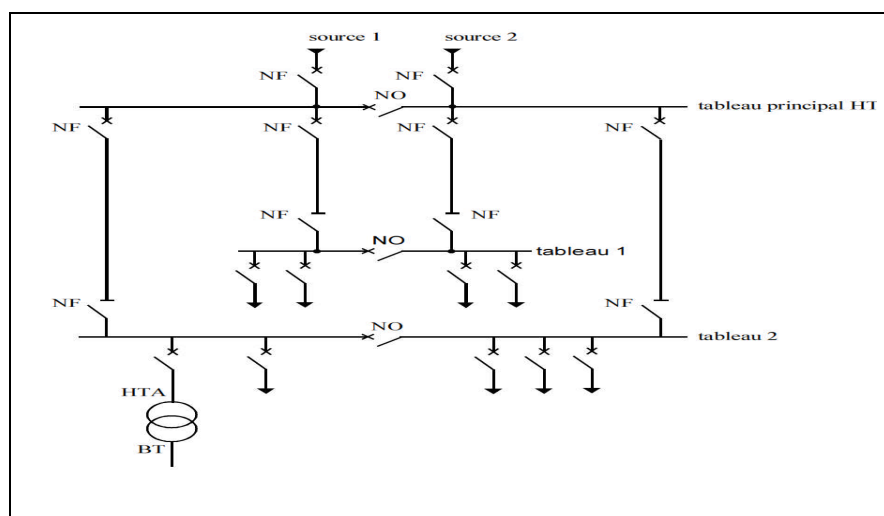


Figure.1. 11 radiale en double antenne avec couplage

5.3.2 Fonctionnement

Les tableaux 1 et 2 sont alimentés par deux sources avec couplage mais en fonctionnement normal, les disjoncteurs de couplage sont ouverts.

- ✚ chaque demi-barre peut être dépannée et alimentée par l'une ou l'autre des sources.
- ✚ cette structure est préconisée.

Lorsqu'une bonne disponibilité est demandée, elle est souvent retenue dans les domaines de la sidérurgie et de la pétrochimie. [6]

5.4 Boucle

5.4.1 Boucle ouverte

5.4.1.1 Architecture

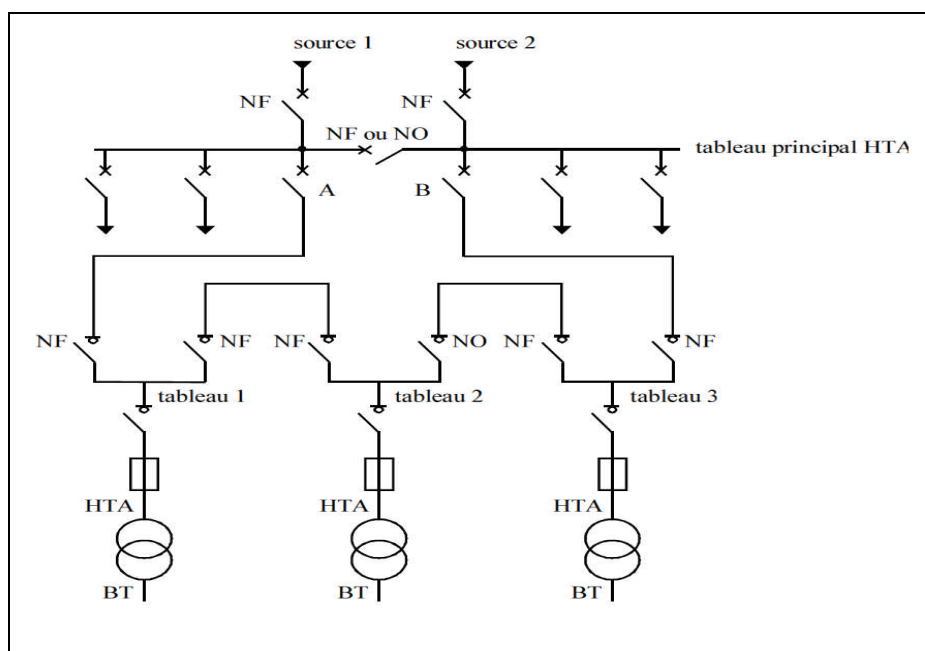


Figure.1. 12 boucle ouverte

5.4.1.2 Fonctionnement

- ✚ Les têtes de boucle en A et B équipées de disjoncteur.
- ✚ les appareils de coupure des tableaux 1,2 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 des sources.

Un défaut sur un câble ou la perte d'une source est palie par une reconfiguration de la boucle, cette configuration engendre une coupure d'alimentation de quelques secondes si un automatisme de reconfiguration de boucle est installé. 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.

5.4.2 Boucle fermée

5.4.2.1 Architecture

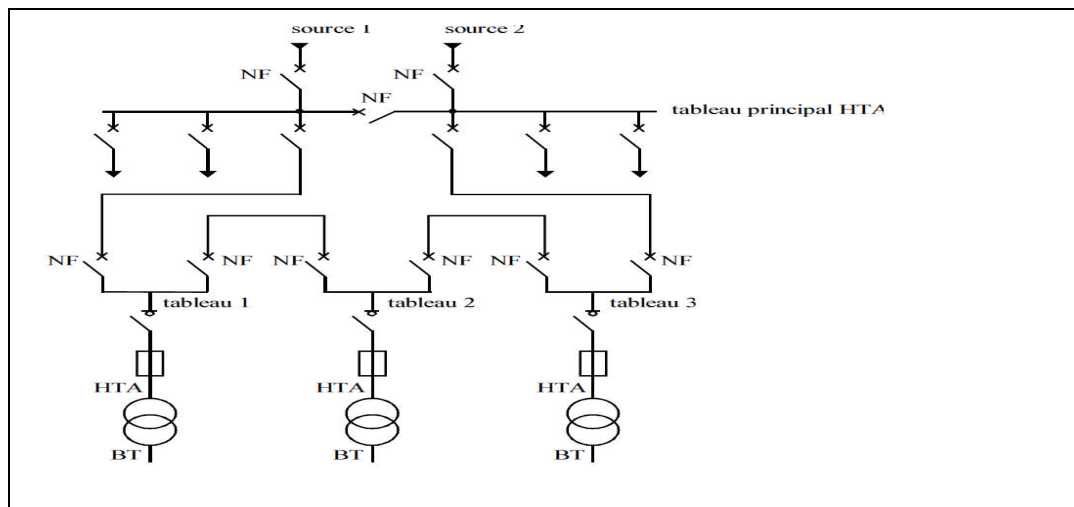


Figure.1. 13 boucle fermée

5.4.2.2 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 est plus onéreuse, car elle nécessite des disjoncteurs dans chaque tableau et un système de protection plus élaboré. [6]

5.4.3 Double dérivation

5.4.3.1 Architecture

5.4.3.2 Fonctionnement

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

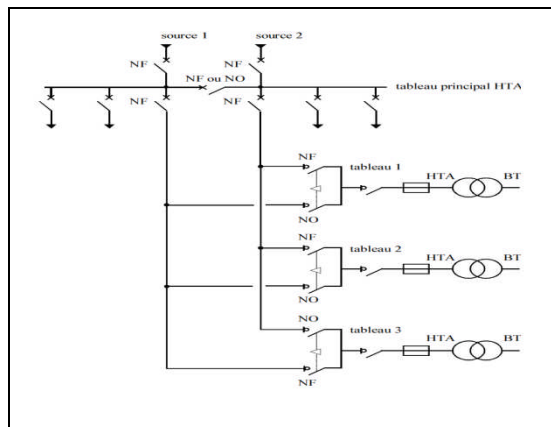


Figure.1. 14 Double dérivation

Conclusion

Dans ce chapitre, on a appliqué une structure générale sur les réseaux de distribution moyenne tension, ce dernier nous permettra d'assurer un bon fonctionnement de ces architectures.

Introduction

La croissance de la population fait augmenter régulièrement la consommation de l'énergie électrique. Par conséquent, il devient de plus en plus difficile à trouver des endroits de passage afin de construire des nouvelles lignes de distribution.

Les réseaux de transport et de distribution de l'énergie électrique comportent jusqu'à maintenant des appareillages passifs. Par ailleurs, le maillage des lignes exige de plus en plus le contrôle des puissances transitées. La complexité des réseaux électriques de distribution exige une marge de sécurité accrue afin que les perturbations locales ne provoquent aucune instabilité qui pourrait s'étendre sur tout le réseau.

1 La perturbation de réseau électrique

1.1 Perturbation harmonique en courant et tension

1.1.1 L'harmonique

Lorsqu'une fonction périodique n'est pas parfaitement sinusoïdale, elle contient des harmoniques. En effet, ce sont des composantes dont la fréquence est un multiple de la fréquence fondamentale, qui provoque une distorsion de l'onde sinusoïdale. Quand aux harmoniques de fréquence plus élevée, ils sont fortement atténués par l'effet de peau et par la présence des inductances de lignes.

1.1.2 Les inter-harmoniques

Les inter-harmoniques sont des composantes sinusoïdales dont les fréquences sont différentes des multiples entiers de la fondamentale (situées entre les harmoniques).

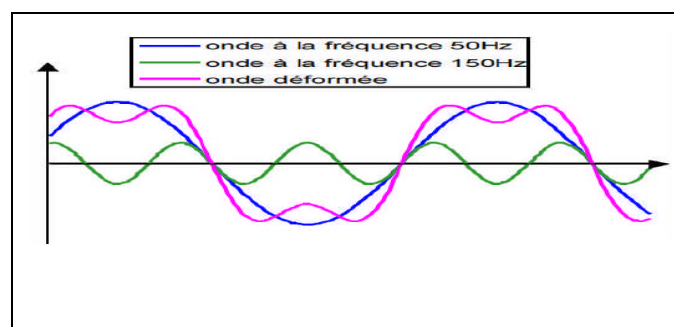


Figure.2. 1 Présentation temporelle d'une onde déformée

Elles sont dues à des variations périodiques ou aléatoires de la puissance absorbée par différents récepteurs tels que (fours à arc, machine à souder..). Le spectre peut être discret ou continu et variable de façon aléatoire (fours à arc) ou intermittente (machines à souder). On distingue plusieurs caractéristiques d'harmoniques qui sont :

Le taux des harmoniques individuels :

C'est un indice qui donne une mesure de l'importance de chaque harmonique par rapport au fondamental.

$$D_n = \frac{C_n}{C_1} * 100\%$$

C_n : représente la composante harmonique de rang n.

C_1 : représente la composante fondamentale.

Le taux global de distorsion harmonique

$$D = \sqrt{\sum_{n=2}^N \left(\frac{C_n}{C_1}\right)^2} * 100 \% \quad 2.1$$

Le taux des harmoniques individuels (D_n) et le taux d'harmoniques total (D) correspondent à la valeur efficace des tensions harmoniques mesurées sur des intervalles de temps d'intégration de 10 mn. Les niveaux de tensions harmoniques doivent être laissés de côté des périodes où se produisent des transitoires rapides (creux de tension...), ou encore les périodes où la tension des trois phases tombe en dessous de 50 % de la tension nominale.

Remarque :

Les taux d'harmoniques peuvent être exprimés par rapport à une tension fixe de référence (tension nominale ou fondamentale). L'évaluation des taux d'harmoniques par rapport à une référence fixe permet de retrouver les niveaux absolus d'harmoniques même si la composante fondamentale fluctue.

Le facteur de puissance

Le facteur de puissance en régime sinusoïdale est la division entre la puissance active (P) et la puissance apparente (S).

$$\cos\varphi = \frac{P}{S} \quad 2.2$$

D'après le diagramme de Fresnel (figure 3.2), en présence d'harmonique, il y aura une puissance supplémentaire appelée la puissance déformante (D), qui est donnée comme :

$$S = \sqrt{(P^2 + Q^2 + D^2)} \quad 2.3$$

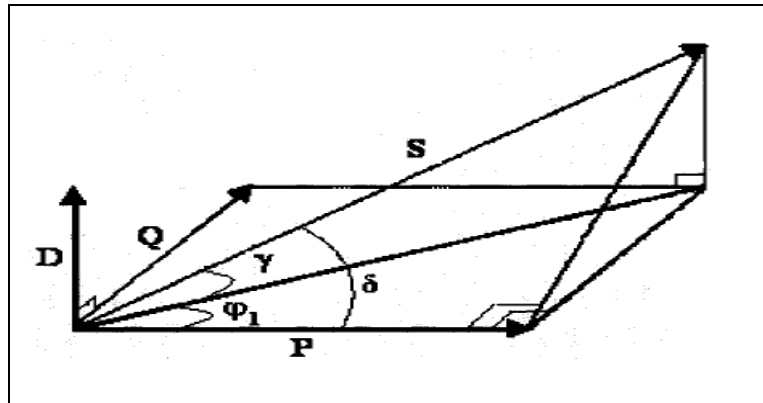


Figure.2. 2 Diagramme de Fresnel de puissance

P (W)= la puissance active.

D(VA)= la puissance déformante due à l'harmonique.

S(VA)= la puissance apparente.

Q (VAR) = la puissance réactive.

Donc notre facteur de puissance devient :

$$\delta = \frac{P}{\sqrt{(P^2+Q^2+D^2)}} = \cos(\varphi_1) * \cos(\gamma) \quad 2.4$$

⇒ **Une faible valeur de facteur de puissance, donc mauvaise utilisation de tout équipement dimensionné pour la tension et le courant nominaux.**

1.1.3 Effet des harmoniques

Les effets les plus importants sont l'échauffement, l'interférence avec les réseaux de télécommunication, les défauts du mauvais fonctionnement des équipements de protection (ouvertures aléatoires des fusibles, déclenchements intempestifs des disjoncteurs ou contacteurs) et le risque d'excitation de résonance dans le cas où la fréquence propre de l'ensemble condensateur réseau est proche d'un rang d'harmonique. Ces effets ont des impacts économiques majeurs et ils peuvent :

- ☞ causer un surcoût lié à la dégradation du rendement énergétique de l'installation (pertes d'énergie),
- ☞ un surdimensionnement des équipements,
- ☞ une perte de productivité (vieillesse accélérée des équipements, déclenchements intempestifs).

Au-delà d'un taux de distorsion harmonique de tension de 8 %, les dysfonctionnements sont possibles. Entre 5 et 8 %, les dysfonctionnements sont probables. Donc, l'harmonique est mauvais et exige leur élimination. [16]

1.1.3.1 L'effet instantané

- ☞ les tensions harmoniques peuvent perturber les dispositifs de régulation.
- ☞ Elles peuvent influencer sur les conditions de commutation des thyristors lorsqu'elles déplacent le passage à zéro de la tension.
- ☞ les courants harmoniques génèrent des vibrations, des bruits acoustiques, surtout dans les appareils électromagnétiques dus aux efforts électrodynamiques proportionnels aux courants instantanés.

1.1.3.2 L'effet à terme

L'effet à terme veut dire l'échauffement donc ce qui conclut une fatigue mécanique prématurée des matériaux.

1.1.3.3 Échauffement des condensateurs

Les pertes sont l'une des principales causes de l'échauffement [16], dues à des phénomènes de conduction et hystérésis dans le diélectrique.

- ☞ elles sont proportionnelles au carré du courant efficace, ce qui signifie qu'elles sont sensibles aux surcharges.
- ☞ Dès que l'impédance diminue, la fréquence augmente, de ce fait si la tension est déformée, les courants harmoniques circulent dans ces condensateurs destinés à améliorer le facteur de puissance.

1.1.3.4 Échauffement des câbles et des équipements

- ☞ Le courant harmonique provoque une élévation de température en traversant le conducteur de neutre [32]. En effet, le dimensionnement du conducteur de neutre doit être pris avec soin en présence des charges déformantes.
- ☞ L'augmentation de la valeur efficace du courant pour chaque consommée.

- ☞ L'élévation de la résistance apparente de l'âme avec la fréquence, phénomène dû à l'effet de peau.
- ☞ L'élévation des pertes diélectriques dans l'isolant avec la fréquence, si le câble est soumis à une distorsion de tension non négligeable.
- ☞ Les phénomènes de proximité, de gaine, d'écran mis à la Terre en deux extrémités.

1.1.3.5 Echauffement dû aux pertes supplémentaires des machines et des transformateurs

Les courants harmoniques sont à l'origine [32] :

- ☞ des pertes supplémentaires dans les machines électriques dans leur stator et principalement dans leurs circuits.
- ☞ des différences importantes de vitesse entre les champs tournants inducteurs et le rotor.
- ☞ de l'augmentation de la perte de fer, pertes dues à l'effet de peau ainsi que les pertes à l'hystérésis.

1.2 Creux de tension

Un creux de tension est une chute brutale de l'amplitude de la tension en un point du réseau électrique à une valeur comprise (par convention) entre 90% et 10% [14] par rapport à la tension de référence U_{ref} , suivie d'un rétablissement après un court laps de temps compris entre 10 ms à 1 mn [IEEE Std. 1159]. Les paramètres caractéristiques de celle-ci sont :

- ☞ sa profondeur (amplitude) ΔU
- ☞ sa durée (Δt)

L'amplitude de creux de tension [16] est liée à la nature du défaut et à la puissance du court-circuit du réseau. Le bouclage des réseaux, favorable à l'obtention d'une puissance court-circuit élevée, permet de limiter l'amplitude de ces phénomènes. Au contraire, le débouclage des réseaux permet de limiter la zone de réseau subissant un creux de tension lors d'un défaut

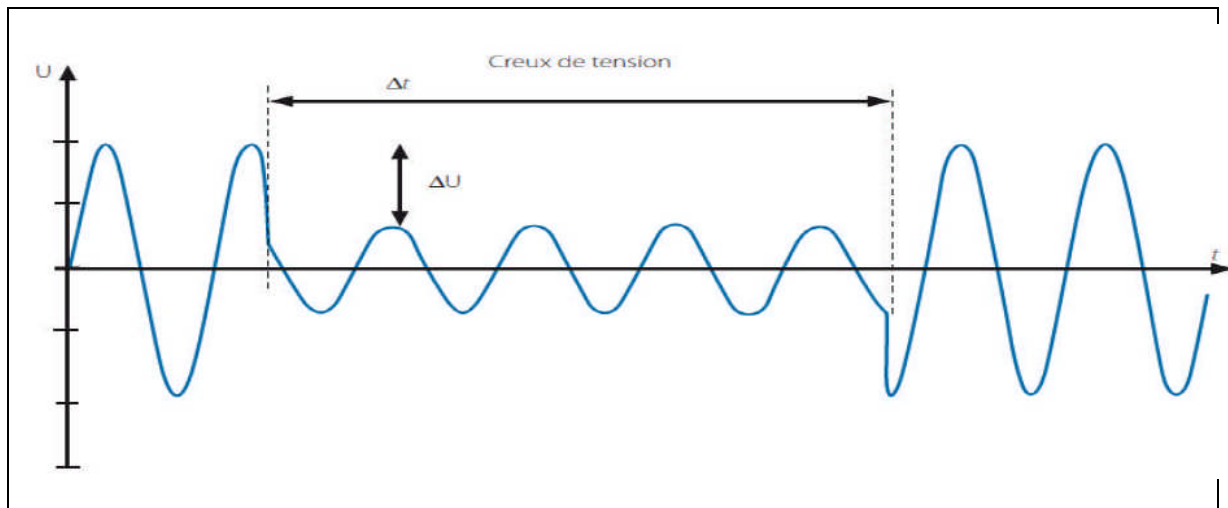


Figure.2. 3 Le paramètre du creux de tension, durée et profondeur

Une coupure brève est un cas particulier du creux de tension [33] :

- ∞ profondeur $\Delta U > 90 \%$
- ∞ durée $\Delta t < 3 \text{ mn}$

Les coupures longues et du :

- ∞ durée $\Delta t > 3 \text{ mn}$

Les creux de tension sont monophasés, biphasés ou triphasés suivant le nombre de phases concernées. En revanche, un système triphasé est considéré comme subissant un creux de tension si au moins une phase est affectée par cette perturbation. Dans ce cas, les caractéristiques « ΔU » et « Δt » sont en général différentes sur les trois phases. À cet effet, le creux doit être détecté et caractérisé séparément sur chacune des phases. Donc une coupure totale d'alimentation si la durée est inférieure ou égale à 10 ms. [16]

Les coupures brèves sont généralement la cause de manœuvres des automatismes des réseaux de distribution (réenclencher, isolations de défaut). On les trouve souvent sur les réseaux aériens que sur les réseaux souterrains du fait des intempéries (bien entendu, s'ils sont raccordés sur le même départ ...) sans oublier les isolements des défauts par les dispositifs de protection (disjoncteur et fusible) qui provoquent des coupures (brèves ou longues) pour les utilisateurs alimentés par la section en défaut du réseau.

La détection et la caractérisation d'un creux de tension se fait en mesurant l'impédance par le pourcentage de réduction de tension, et sa durée par le temps pendant lequel la U_{eff} est l'une des phases qui tombe en dessous du seuil de 90 % de la U_n . On continue la mesure jusqu'à ce que la tension excède à nouveau ce seuil. [16]

1.3 Déséquilibre de courant et de tension

C'est quand un récepteur triphasé qui n'est pas équilibré et que l'on alimente par un réseau triphasé équilibré conduit à des déséquilibres de tension dus à la circulation de courant non équilibré dans les impédances du réseau.

La tension inverse (ou homopolaire) est provoquée par les chutes de tension le long des impédances du réseau dues aux courants inverses produits par les charges déséquilibrées qui conduisent à des courants non identiques sur les trois phase.

Les défauts monophasés ou biphasés provoquent des déséquilibres jusqu'au fonctionnement des protections mais pour le déséquilibre du système triphasé s'observe lorsque les trois tensions ne sont pas égales en amplitude et/ou déphasées de 120° les unes par rapport aux autres. les déséquilibres de tension sont généralement d'origine de deux causes principales, soit les asymétries d'impédance des lignes du réseau, soit les déséquilibres de charge. [16]

Conséquence de déséquilibre

- Le dysfonctionnement des appareils basses tensions connectés sur la même installation.
- Le fonctionnement d'une charge en présence de déséquilibre entraîne l'apparition de composantes harmoniques non caractéristiques, plus spécifiquement les harmoniques de rang multiple de trois, qui modifient le passage à zéro des tensions et peuvent perturber la synchronisation de l'allumage des thyristors.
- Les couples de freinage parasite et les pertes supplémentaires sur les machines tournant en sens inverse créé par la composante inverse due au déséquilibre.
- Cette composante inverse qui est due au déséquilibre peut provoquer l'échauffement et la dégradation prématurée des machines.
- La réactance inverse d'une machine asynchrone est équivalente à sa réactance pendant la phase de démarrage.
- Le taux de déséquilibre en courant sera donc plusieurs fois celui de la tension d'alimentation.

- Le déséquilibre des tensions triphasées perturbe le fonctionnement des dispositifs à thyristors à commande de phase.
- Concernant l'effet du déséquilibre homopolaire, il faut signaler le risque d'échauffement du conducteur neutre dans un réseau BT .

1.4 Surtension temporaires ou transitoire

Les surtensions correspondant à des augmentations de l'amplitude de la tension et elles se décomposent de natures :[16]

1.4.1 Temporaires

Les surtensions temporaires prennent naissance suite à un défaut d'isolement entre phase et Terre, la fréquence est la caractéristique principale de ces surtensions et qui se marie avec celle du réseau.

1.4.2 Atmosphérique

Les surtensions atmosphériques sont provoquées par la foudre soit directement, soit indirectement par augmentation du potentiel de la Terre. Les réseaux aériens sont les plus affectés par les surtensions et surintensités d'origine atmosphérique.

1.4.3 Décharge électrostatique

Les surtensions induites sont d'origine électromagnétique, certaines sont d'origine électrostatique et intéressent particulièrement les réseaux isolés de la Terre.

1.4.4 De manœuvre

Les phénomènes transitoires sont dus à la modification brusque de la structure d'un réseau (ouverture d'appareils de protection, fermeture et ouverture d'appareils de commande) électrique ce qui donne naissance à une onde de surtension à amortissement et on peut citer :

- Surtension de commutation en charge normale.
- La commutation des courants inductifs.
- La commutation des circuits capacitifs.
- L'interruption d'un fort courant par un organe de coupure.

1.4.5 La rupture de continuité du neutre

Les réseaux de distribution sont généralement triphasés. De nombreux équipements et appareillages sont monophasés, ce qui peut provoquer une rupture du neutre qui introduit une tension de montée en potentiel dommageable pour des appareils prévus pour fonctionner

sous une tension simple et qui se trouvent alors sous une tension proche de la tension composée.

1.4.6 Le défaut désolément

Dans le cas d'un réseau triphasé à neutre isolé, une phase mise à Terre soumet les deux autres phases à la tension composée par rapport à la Terre. La surtension qui se propage en mode commun soit de foudre ou à fréquence industrielle lorsque le courant homopolaire en MT est important.

Conséquence et effet de surtension

Les conséquences de la surtension sont très diverses selon le temps d'application, la répétitivité, l'amplitude, le mode (commun ou différentiel) et on les trouve au niveau d'un dysfonctionnement, à la destruction des matériels et spécifiquement des composants électroniques, ces perturbateurs peuvent conduire à :

- Claquage du diélectrique, cause de destruction de matériel sensible.
- Dégradation de matériel par vieillissement (surtensions non destructives, mais répétées).
- Coupure longue entraînée par la destruction de matériel.
- Des interruptions courtes (réenclenchement automatique sur les réseaux de distribution publique MT par lignes aériennes).
- Perturbations des circuits de contrôle et de communication à courant faible.
- Contraintes électrodynamiques et thermiques (incendie) causées par la foudre.

Les réseaux aériens sont les plus affectés par la foudre, par conséquent les installations alimentées par des réseaux souterrains peuvent subir des contraintes de tension élevées en cas de foudroiement à proximité du site.

1.5 Papillotement (Flicker) et fluctuation lente de tension

Afin d'avoir un bon fonctionnement des équipements, on doit respecter les tolérances de variation d'amplitude et de la fréquence sur le réseau, elles sont dues à la propagation sur les lignes ou hors services d'appareil dont la puissance absorbée varie de manière rapide et répétitive comme le flicker de lumière. L'amplitude de la fluctuation dépend du rapport entre l'impédance de l'appareil perturbateur et leurs sources, on trouve :

- Dysfonctionnement du système d'éclairage.
- Flicker est provoqué par les infraharmoniques et les interharmoniques.
- Les perturbateurs.

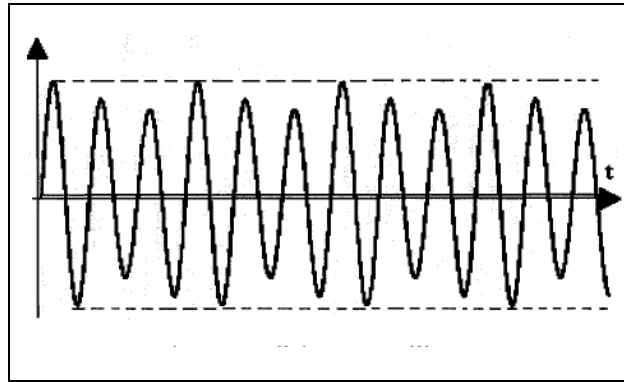


Figure.2. 4 flicker ou papillotement

✚ Solutions du Flicker

- **Utiliser un compensateur au filtre actif** : cet équipement réalise une compensation en temps réel phase par phase de la puissance réactive. le flicker peut être réduit de 25% à 75% [16].
- **Augmenter la puissance du court-circuit** : en raccordant les circuits d'éclairage au plus près du point de l'alimentation.
- **Changer le mode d'éclairage** : en choisissant les lampes fluorescentes ayant une sensibilité plus faible que les lampes à incandescence.
- **Éloigner électriquement la charge perturbatrice des circuits d'éclairage** : en alimentant la charge perturbatrice par un transformateur indépendant.
- **Modifier le perturbateur** : le changement du mode de démarrage de moteurs à démarrage fréquents permet par exemple de réduire les surintensités.

2 Solution de dépollution de réseau électrique

2.1 Solution dépollution traditionnelle

Il existe deux approches de solutions de dépollution traditionnelle qu'on va analyser par la suite :

2.1.1 Dépollution des courants perturbateurs

Le réseau électrique a plusieurs contraintes et perturbateurs et pour de le dépolluer on a plusieurs façons. On va citer quelque unes :

2.1.1.1 Rééquilibrage des courants par la répartition égale des charges

Généralement les charges monophasées et biphasées dans un réseau électrique ont mal donné naissance à des courants déséquilibrés dans un réseau électrique basse tension. Donc afin d'assurer l'équilibre d'un système électrique, on doit tenir compte de :

- une répartition égale des charges sur les trois phases (les composantes inverse et homopolaire sont toutes les deux nulles).
- l'annulation de la composante inverse dans le cas d'un système sans neutre connecté, pour que le système soit équilibré.

2.1.1.2 Compensation de la puissance réactive

Le réseau électrique à courant alternatif fournit l'énergie apparente qui correspond à la puissance (puissance appelée). Cette énergie se décompose en deux formes d'énergie :

- **L'énergie active** : transformée en énergie mécanique (travail) et en chaleur (pertes).
- **L'énergie réactive** : utilisée pour créer des champs magnétiques.

Les consommateurs de l'énergie réactive sont les moteurs asynchrones, les transformateurs, les inductances et les convertisseurs statiques. Plusieurs méthodes de compensations de l'énergie réactive sont utilisées mais la plus simple c'est celle des condensateurs. Elle consiste à placer les batteries de condensateurs en parallèle avec le réseau. Elle se fait en deux méthodes :

- condensateurs fixes si la puissance des condensateurs est supérieure de 15 % à celle des transformateurs.
- Par batteries de condensateurs à régulation automatique si la puissance des condensateurs est inférieure de 15 % à celles des transformateurs.

Cette méthode a un inconvénient si la puissance réactive fournie par le condensateur est constante et qu'elle ne s'adapte pas à l'évolution du besoin. On utilise un stato-compensateur qui permet de consommer une partie de la puissance réactive qui s'adapte aux variations de celles-ci mais elles sont des générateurs harmoniques.

Afin d'augmenter la performance dynamique, on réalise une compensation variable en fonction de la consommation d'énergie réactive de la charge qui nous conduit à utiliser des convertisseurs statiques de puissance réactive avancée car il injecte de la puissance réactive en un seul point de réseau de façon à augmenter la puissance maximale transmissible et la

stabilité du réseau. Les machines synchrones triphasées sont également utilisées pour compenser la puissance réactive.

2.1.1.2.1 Calcul de la puissance de compensation des condensateurs

Sur une installation de puissance réactive Q et de puissance apparente S , on installe une batterie de condensateurs de puissance Q_c .

La puissance réactive passe de Q à Q' avec $Q' = Q - Q_c$ et la puissance apparente passe de S à S' . À savoir, comme indiqué sur la Figure.2.5, que la nouvelle puissance apparente après compensation S' sera donc diminuée.

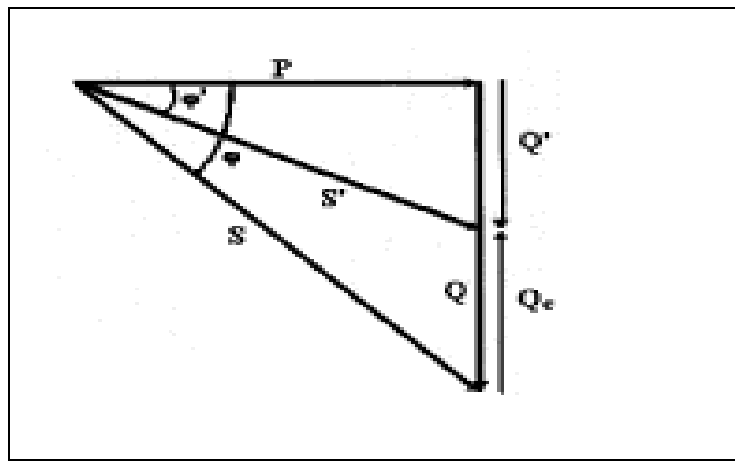


Figure.2. 5 Diagramme de Fresnel de la puissance de compensation

Alors, la capacité des condensateurs se calcule par :

$$\begin{cases} Q_c = 3 \times U^2 \times C \times w \\ C = \frac{Q_c}{3 \times U \times w} \end{cases} \quad 2.5$$

2.1.1.2.2 Comment choisir l'équipement de compensation d'énergie réactive

La méthode proposée comporte quatre étapes successives

✚ Calcul de la puissance réactive compense :

Elles sont faites pour qu'on ne paye pas la consommation de l'énergie réactive et de dimensionner correctement les transformateurs, câbles, appareils de commande et de protection.

✚ **Choix du mode de compensation** : La compensation de l'énergie réactive peut-être,

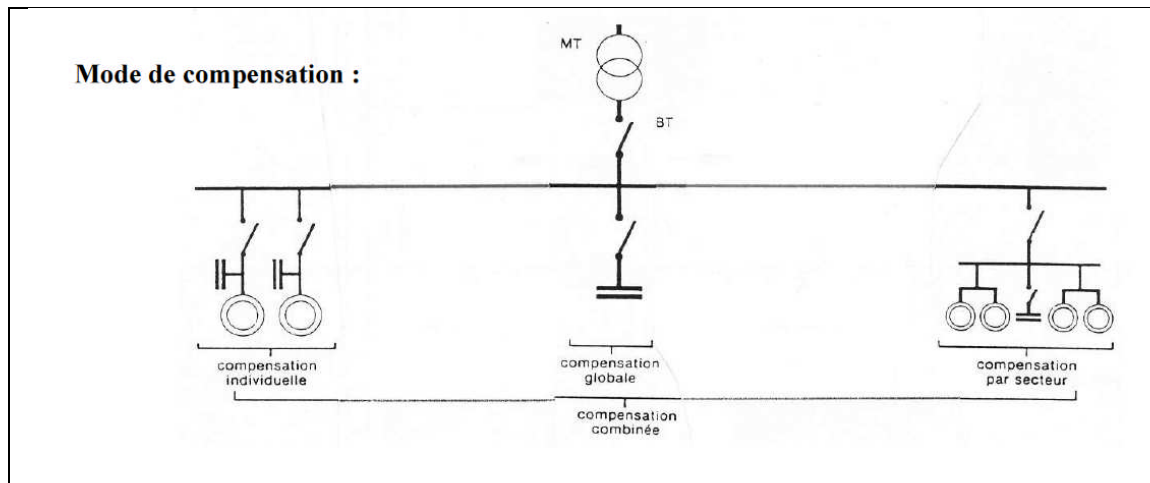


Figure.2. 6 les modes de compensation

Mode	avantages	Inconvénients
Compensation individuelle	<ul style="list-style-type: none"> • La production de l'énergie réactive se fait directement aux bornes de la charge • Soulagement du câble d'alimentation 	<ul style="list-style-type: none"> • Relativement coûteuse • n'utilise pas au mieux la puissance des conducteurs
Compensation par secteur	<ul style="list-style-type: none"> • Mieux que l'individuelle mais attention à la surcompensation qui augmente le vieillissement en créant des surtensions 	<ul style="list-style-type: none"> • Tous les câbles ne sont pas soulagés. • Prévoir des disjoncteurs et résistances de décharge pour la maintenance • Surveiller les fusibles
Compensation globale	<ul style="list-style-type: none"> • bon facteur d'utilisation. • Solution économique. 	<ul style="list-style-type: none"> • Câbles non compensés : Si le récepteur faisant varier souvent la charge, pas intéressant

Tableau.2. 1 mode de compensation

✚ Choix du type de compensation :

- ☞ Fixe, puissance réactive livrée constante.
- ☞ Automatique, puissance réactive livrée est variable qui compense celle consommée par la charge.

✚ Choix de l'équipement de compensation dans les réseaux perturbés par les**Harmoniques :**

- les tensions et les courants harmoniques qui ont été créés par la présence des récepteurs non linéaires.
- l'équipement de compensation est choisi en fonction de l'importance et de la valeur de ces harmoniques.

La présence des récepteurs non linéaires (variateurs de vitesse, onduleurs ...) crée des courants et des tensions harmoniques. L'équipement de compensation se choisit en fonction de l'importance de la valeur de ces harmoniques.

➤ Les filtrages passifs :

Ces filtrages ne suppriment pas les courants harmoniques qui circulent dans l'installation mais plutôt ils font avec en évitant leurs conséquences. Donc, son principe de fonctionnement est de faire piéger les courants de court-circuit dans le circuit " RLC ", accordés sur les rangs d'harmoniques à filtrer. Il constitue à placer en parallèle sur le réseau d'alimentation une impédance de valeur très faible autour de la fréquence à filtrer et suffisamment importante à la fréquence fondamentale du réseau.

Le dimensionnement des filtres harmoniques doit être soigné : filtre passif mal conçu peut conduire à des résonances dont l'effet est d'amplifier des fréquences qui n'étaient pas gênantes avant son installation. On peut installer un filtre pour une charge ou pour un ensemble de charges. Sa conception nécessite une étude approfondie du réseau électrique et un travail de conception de bureau d'études. Le dimensionnement dépend du spectre harmonique de la charge et de l'impédance de la source d'énergie. Il convient également de coordonner ses caractéristiques avec les besoins en puissance réactive des charges.

2.1.2 Dépollution des tensions perturbatrices

La dépollution des réseaux se fait en limitant la circulation des courants perturbateurs dus au " tension harmonique et tension déséquilibre ", en utilisant les solutions traditionnelles. Par contre, pour ce qui concerne les creux de tension, on utilise des groupes

électrogènes qui substituent au réseau électrique mais la limitation de la puissance de ces groupes ainsi que la qualité médiocre de l'énergie électrique fournie constituent des inconvénients pour cette solution.

Réduction de la durée et de la profondeur des creux de tension

Afin de diminuer la durée et la sévérité de réseau, on a :

- **Au niveau du réseau :**
 - a. Augmentation des possibilités de bouclage (nouveaux postes source, installation des interrupteurs de bouclage).
 - b. Amélioration du niveau de performance des protections électriques (sélectivité, automatisme de reprise d'alimentation, organes télécommandés en réseau, téléconduite, remplacement des éclateurs par des parafoudres ...).
 - c. Augmentation de la puissance du court-circuit du réseau.
- **Au niveau des équipements :**

Diminution de la puissance absorbée par les charges de fortes puissances lors de leur mise sous tension avec des compensateurs automatiques en temps réel et des démarreurs progressifs qui limitent les pointes de courant (ainsi que les sollicitations mécaniques).

2.2 Compensateurs statiques :

Ce sont des compensateurs d'énergie réactive. Ils sont constitués de condensateurs et des inductances commandées par les thyristors montés en tête bêche. Leurs rôles consistent à l'amélioration de la stabilité du réseau et le réglage de la tension, ils sont caractérisés par leur capacité d'atténuer les fluctuations de tension particulièrement dans les zones éloignées des centres de production.

On distingue trois modes de compensation :

2.2.1.1 Compensation en série :

Modifier l'impédance de la ligne, X_L est diminué afin d'augmenter la puissance active transmissible. Le FACTS est connecté en série avec le système de puissance. Il fonctionne comme une source de tension contrôlable. L'inductance série existe dans toutes les lignes de transmission AC. Sur les lignes longues, quand un courant fort circule, ceci provoque une chute de tension importante. Pour compenser, des condensateurs séries sont connectés, diminuant l'effet de l'inductance.

2.2.1.1.1 Compensateur en série à base de thyristor

✚ un contrôle continu

Le TCSC (**Thyristor- Controlled Series Capacitor**) est composé d'un module qui contient un banc de condensateurs X_c en parallèle avec une inductance X_{ind} contrôlée par deux thyristors . L'impédance totale X_{tcsc} vue par la ligne est une combinaison parallèle à la capacité et à l'inductance équivalente variable selon l'angle d'amorçage des thyristor. On peut aligner plusieurs modules commandés en série dans la ligne de transmission à courant alternatif.

✚ Par une commande discrète.

La différence entre TSSC (**Thyristor Switched Series Capacitor**) et le TCSC est que l'angle d'amorçage soit de 90° ou 180° . [18]

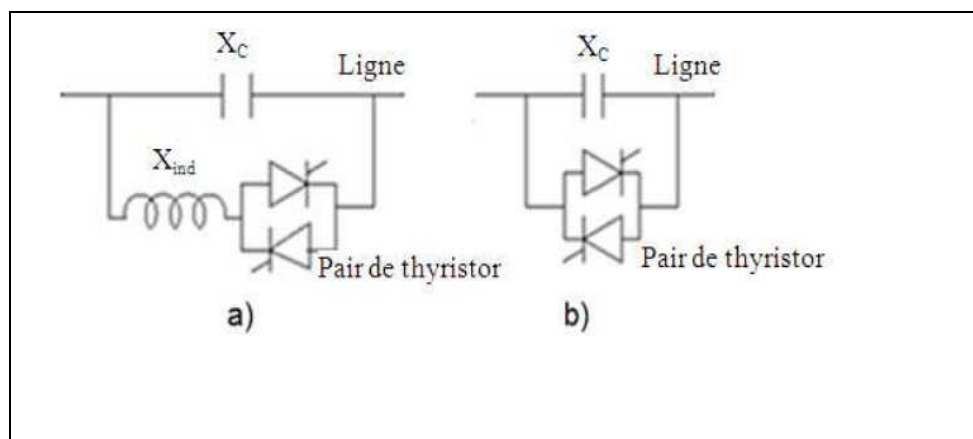


Figure.2. 7 Schéma de principe de. a)TCSC b) TSSC

2.2.1.1.2 Réactance Série Contrôlée par Thyristor TCSR

(Thyristor Switched Series Reactor)

Placé en série avec la ligne de transmission, qui se compose de deux inductance en parallèle (X_{ind1}, X_{ind2}) commandées par thyristor afin de fournir une réactance inductive variable.

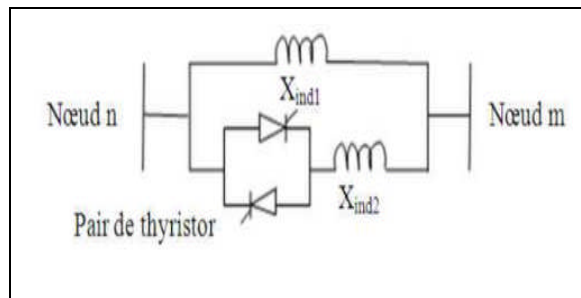


Figure.2. 8 Structure d'un TCSR

- Lorsque l'angle d'amorçage de la réactance commandée par thyristor est de 180° , le thyristor cesse de conduire.
- la réactance non contrôlable X_{ind1} agit comme un limiteur de courant de défaut.
- Au moment où l'angle d'amorçage diminue au-dessous de 180° , la réactance équivalente diminue jusqu'à l'angle de 90° , où elle est la combinaison parallèle de deux réactances.

2.2.1.1.3 Compensateur Série Synchronique Statique (SSSC) : Static Synchronous Series Compensator (SSSC)

Le SSSC est constitué d'un convertisseur statique avec une source d'énergie **V_{dc}**, connectée en série avec la ligne de transmission à travers un transformateur de tension placé en série.

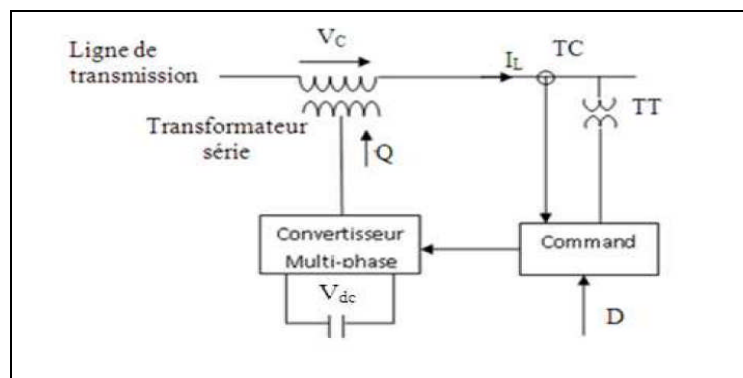


Figure.2. 9 Schéma de principe d'un SSSC

Le SSSC est constitué d'un convertisseur statique avec une source d'énergie **V_{dc}**, connectée en série avec la ligne de transmission à travers un transformateur de tension placé en série.

Le SSSC injecte en série une tension alternative "**V_C**" en quadrature avec le courant de ligne "**I_L**" à l'aide d'un transformateur série. Le SSSC peut produire ou absorber la

puissance réactive " Q " suivant la commande " D " du convertisseur statique (prend la mesure de la tension à l'aide d'un transformateur de tension " TT", et du courant à l'aide d'un transformateur de courant "TC»).

Le SSSC a une fonction comparable au "TCSC". Mais contrairement à ce dernier qui présente une zone morte à la résonance parallèle, le réglage est continu. De plus, l'introduction d'un stockage d'énergie est possible du fait de la structure du convertisseur "VSC". En distribution, il a des niveaux de puissance plus faibles, cette topologie est utilisée pour fiabiliser les utilisations critiques, face aux microcoupures: celle-ci porte alors le nom de " DVR " stockage dynamique de tension, (Dynamics Voltage Restorer) .

2.2.1.2 Compensation en shunt (parallèle)

2.2.1.2.1 Compensateur Statique Synchronique(STATCOM) : " Static synchronous compensator (STATCOM) "

Le compensateur statique synchronique "STATCOM" est constitué d'un convertisseur source de tension, d'un transformateur d'accouplement et d'un circuit de commande. Dans cette application :

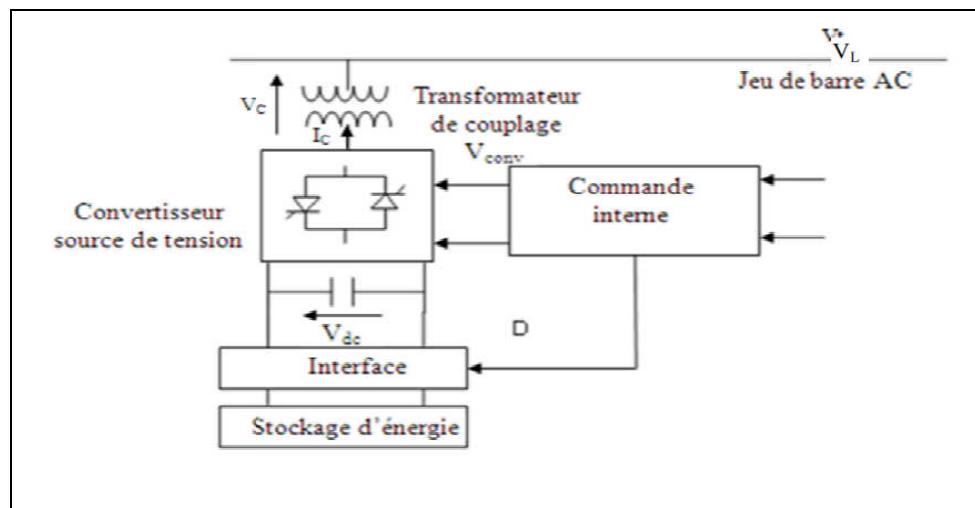


Figure.2. 10 Schéma de principe du STATCOM

∞ la source d'énergie "Vdc" peut être remplacée par un condensateur "C", de sorte que l'échange d'énergie en régime permanent entre le compensateur statique et le réseau soit uniquement réactif, ou "Ic" est le courant de sortie du convertisseur, perpendiculaire à la tension du convertisseur "Vc".[18]

∞ L'amplitude de la tension du convertisseur et la puissance réactive à la sortie du convertisseur sont réglables.

- ✚ Si " V_C " est supérieure à la tension " V_L " du réseau, le compensateur statique fournit la puissance réactive au système.
- ✚ si " V_C " est inférieure à " V_L " le compensateur statique absorbe la puissance réactive.

Le modèle simplifié du "**STATCOM**" considère le "**STACOM**" comme une source de tension variable qui est ajustée automatiquement pour atteindre la tension désirée, le jeu de barre où il est connecté, est considéré comme un jeu de barre où l'amplitude de la tension et la puissance active et réactive sont spécifiées.

2.2.1.2.2 Compensateur Statique de Puissance Réactive SVC :

« *Static Var Compensator (SVC)* »

le "**SVC**" est considéré comme un générateur synchrone qui ne produit aucune puissance active, identique à un condensateur synchrone en parallèle avec une réactance inductive.

Le jeu de barre au point de raccordement est comme un jeu de barre "**PV**" bus, devient "**PQ**" bus quand le "**SVC**" fonctionne à sa limite .

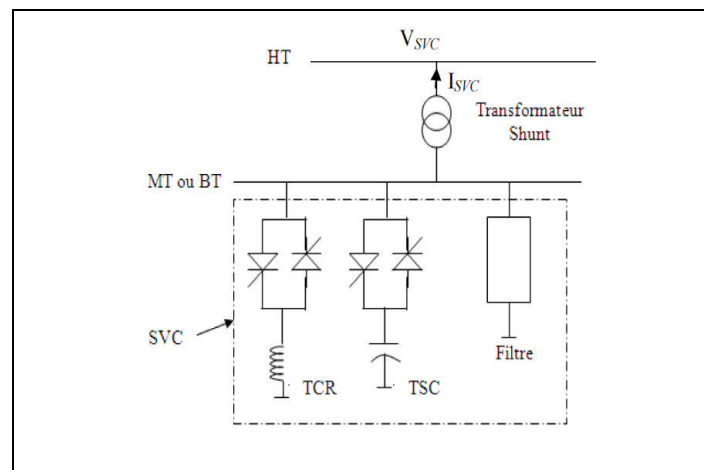


Figure.2. 11 Schéma de principe d'un SVC.

Le compensateur statique de puissance réactive "**SVC**" rend possible le contrôle rapide de la tension.

Le " SVC " est l'association d'une inductance commandée par thyristor (*Thyristor-Controlled Reactor: TCR*), d'un condensateur commuté par thyristor (*Thyristor-Switched Capacitor: TSC*) et d'un filtre d'harmoniques.

2.2.1.3 Compensation hybride (shunt-série) (UPFC, IPFC,...)

C'est une compensation qui utilise les compensateurs hybrides D-FACT qui sont une combinaison de dispositifs et shunts commandés d'une manière coordonnée afin d'accomplir un contrôle prédéfini.

Ils permettent un contrôle multi variable, ils servent à contrôler le flux de puissance active et réactive, la tension et l'angle de transport.

2.2.1.3.1 Contrôleur de flux de puissance d'interligne (IPFC) :

Interline Power Flow Controller (IPFC)

L'IPFC a été proposé afin de compenser un certain nombre de lignes de transmission d'une sous-station. Sous sa forme générale, l'IPFC utilise des convertisseurs DC-DC placés en série avec la ligne à compenser. En d'autres termes, l'IPFC comporte un certain nombre de SSSC et peut ajouter le STATCOM.

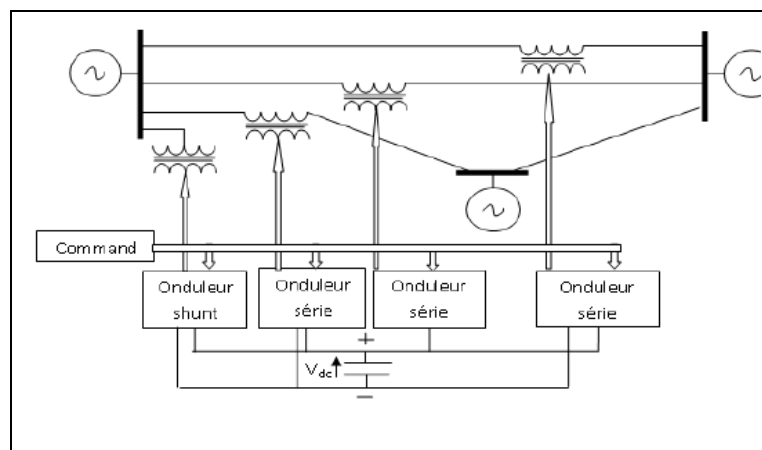


Figure.2. 12 Schéma de principe d'un IPFC.

2.2.1.3.2 Variateur de charge universel UPFC :

Unified Power Flow Controller (UPFC):

En principe, le variateur de charge universel l'UPFC possède à la fois la fonctionnalité des autres compensateurs FACTS (parallèle, série et déphaseur), à savoir le réglage de la

tension, le flux de puissances, l'atténuation des oscillations de puissance et l'amélioration de la stabilité.

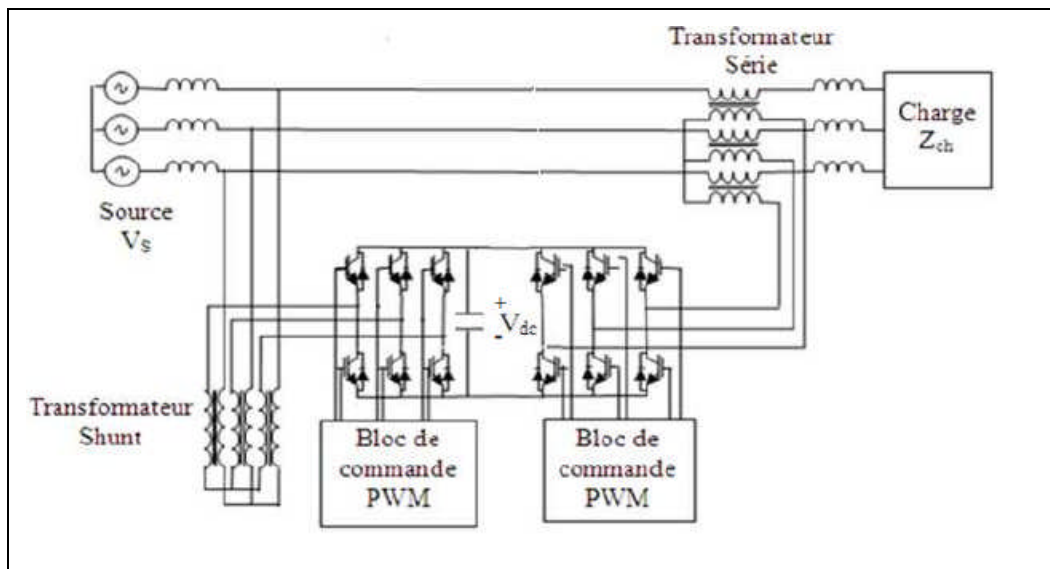


Figure.2. 13 Schéma de principe d'un variateur de charge universel

L'originalité de ce dispositif est de pouvoir contrôler les trois paramètres associés au transit de puissance dans une ligne électrique à savoir : la tension, l'impédance de la ligne, le déphasage des tensions aux extrémités de la ligne où il est installé. La configuration de l'UPFC comprend un compensateur shunt STATCOM et un compensateur série SSSC. Les deux compensateurs sont interconnectés avec un jeu de barre de tension continue V_{dc} comme le montage (Figure.2.13).

Conclusion

Dans ce chapitre la on a vue les différents anomalies que le réseau de distribution peut engendre quotidiennement et afin de diminuer de ces anomalie on a proposé quelque solution de compensation de cette énergie.

Introduction

Lorsque un défaut se produit sur un élément de réseau (ligne, câble ou barre, transformateur, alternateur, moteur), il est indispensable de mettre hors circuit cet élément de réseau pour :

- limiter les dégâts que l'arc ou le courant de défaut peut causer.
- éviter les répercussions que le maintien du défaut aurait sur le fonctionnement général du réseau ou sur la bonne marche de la centrale de production.

Donc, c'est qui nous a permis d'installer un système de protection qui a pour but de déceler l'existence des défauts et de mettre automatiquement hors-circuit l'élément du réseau devenu défectueux, mais malgré ces différentes protections, le risque d'apparition d'un incident n'est pas nul.

1 Le défaut

Un défaut a toujours pour effet de modifier la tension et les intensités propres à l'appareil intéressé par le défaut. Les grandeurs agissantes sur les protections devront être liées à ces courants et à ces tensions puisque dans le cas d'une installation triphasée, les trois tensions simples V (entre phase et terre), les trois tensions composées U (phases) et les trois courants dans les phases sont les seules quantités électriques dont on dispose pour caractériser l'état de l'installation.

1.1 Le défaut court-circuit

La hiérarchisation des réseaux est conçue, construite et entretenue 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 ;

- les lignes aériennes sont soumises à la perturbation atmosphérique.
- les câbles souterrains sont exposés à l'agression extérieure.
- les matériels des réseaux et de poste comportent des isolants qui subissent des dégradations conduisant à des défauts d'isolement qui se traduisent par des courts circuits.

1.1.1 Durée des courts circuits

Un court-circuit est toujours le résultat d'un manque d'isolement, à partir de là on distingue quatre type de défaut [7] :

1.1.1.1 Le défaut fugitif

Il nécessite le fonctionnement des protections qui sont éliminés par les automatismes de reprises de service ou par les disjoncteurs shunt après une ouverture brève. C'est le cas par exemple lorsque on est en présence d'un isolant gazeux qui se reforme dès la mise en hors tension et la disparition de l'arc.

1.1.1.2 Les défauts permanents

Ils ne sont pas éliminés par les réenclencheurs et nécessitent l'intervention de l'exploitant. Ce type de défaut se trouve dans les câbles qui subissent des agressions extérieures.

Le défaut évolutif :

Défaut monophasé évoluant en biphasé ou triphasé [21].

Le défaut intermittent :

Défaut monophasé qui réamorçe selon une périodicité, c'est le cas par exemple d'un court circuit sur une ligne aérienne suite au balancement de conducteurs qui viennent toucher les branches d'un arbre.

1.1.1.3 Les défauts semi-permanents

Ils nécessitent le fonctionnement des protections éliminées par les automatismes de reprise de service à l'issue du 1^{er} ou 2^{ème} réenclenchement. C'est le cas par exemple de défaut qui est du à la croissance de la végétation qui disparaît lorsque celle-ci est consommée.

1.1.1.4 Auto-extincteurs

Ils disparaissent naturellement par eux-mêmes en une durée inférieure à 100 ms. [21]

1.1.2 Courant de court circuit

L'intensité du courant de court-circuit est une caractéristique importante, elle détermine la sévérité de la contrainte appliquée au réseau et au matériel en défaut. Elle dépend de la forme des courts-circuits et pour ceux qui impliquent la terre, du mode de mise à terre des points neutres [1].

1.1.3 Conséquences des courts-circuits

1.1.3.1 Effet thermique

Ce phénomène est provoqué lors d'un court-circuit .il engendre un courant beaucoup plus important que le courant nominal et parmi ces conséquences, on trouve les

échauffements des câbles qui conduisent à endommager l'isolant. Afin d'éviter que la température du câble n'atteigne pas une valeur critique, on doit couper le courant par un disjoncteur ou par un fusible sur une valeur critique. [20]

1.1.3.2 Effet électrodynamique

La valeur maximale crête du courant est à l'origine des efforts électrodynamiques maximaux observés dans les matériels du réseau.

Ces efforts proviennent d'effets électromagnétiques appelés " force de la place"

Exemple :

L'effort linéique généré par deux conducteurs en parallèle traverse par un courant identique I .

- Les forces sont attractives si les deux courants sont de même sens et répulsives dans le cas inverse.

En régime sinusoïdal, il faut dimensionner le matériel par rapport à la valeur crête du courant de court-circuit. Celle-ci est de 1.6 à 2.5 fois supérieure à la valeur du courant de court-circuit en régime établi.

1.1.3.3 Chute de tension

C'est une baisse de tension souvent inférieure à la tension admissible des récepteurs et cette baisse de tension peut entraîner des difficultés qui ne disparaissent pas forcément avec l'élimination du défaut et on le trouve dans une installation ou bien sur le réseau d'alimentation.

1.1.3.4 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 ou encore lors d'une ferrorésonance provoquée par un circuit inductif et un Condensateur. La caractéristique principale de ces surtensions est la fréquence qui épouse celle du réseau [21].

1.1.3.5 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].

1.1.3.6 Surtension de manœuvre

Lors des manœuvres de mise sous tension ou de mise hors tension de récepteurs, des surtensions transitoires apparaissent sur le réseau. Ces surtensions sont d'autant plus dangereuses si le courant coupé est inductif ou capacitif. L'amplitude, 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][22].

1.1.3.7 Tension induite sur les circuits de télécommandé

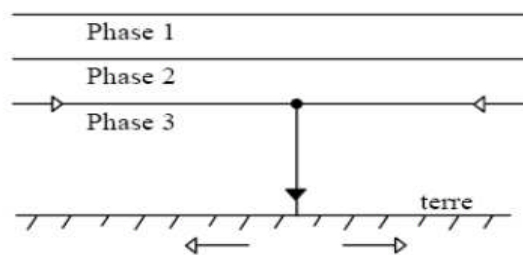
Cet effet est provoqué par un courant monophasé dans un câble de téléphonie qui induit une tension perturbatrice sur les câbles de téléphonie ou contrôle situé à proximité par exemple lors d'un court-circuit monophasé terre. Par contre, les courts-circuits triphasés, du fait de leur symétrie, induisent une somme de tension nulle sauf lorsque la disposition des circuits de télécommande par rapport aux différentes phases est symétrique, la tension induite n'est que rarement gênante dans ce cas. [21].

1.1.4 Les différents types de court-circuit

On distingue quatre types de court circuit [19].

1.1.4.1 Monophasé

Il correspond à un défaut entre une phase et la terre.



• **Figure.3. 1 court-circuit monophasé**

1.1.4.2 Biphasé isolé

Il correspond à un défaut entre deux phases sous tension composées et le courant résultant est plus faible que le cas du défaut triphasé sauf lorsqu'il se situe à proximité d'un générateur.

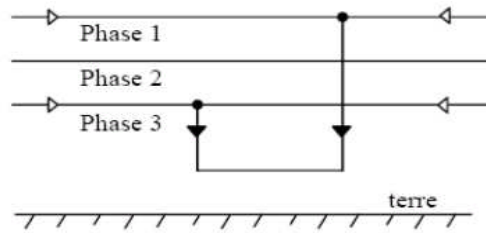


Figure.3. 2 court-circuit biphasé

1.1.4.3 Biphassé-terre

Il correspond à un défaut entre deux phases et la terre

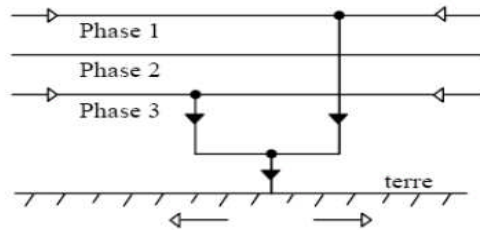


Figure.3. 3 court-circuit biphassé-terre

1.1.4.4 Triphasé

Il correspond à la réunion des trois phases ; il provoque généralement les courants les plus élevés.

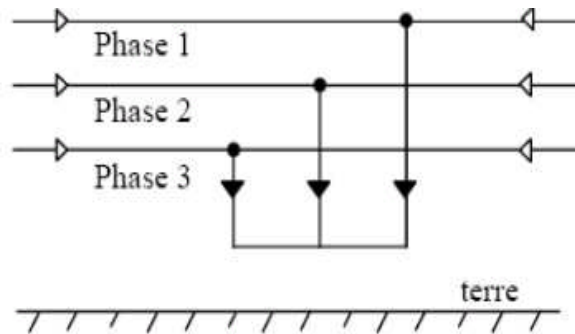


Figure.3. 4 court-circuit triphasé

1.2 Equation des différents défauts

Le calcul d'I_{cc} consécutif à un défaut nécessite le recours aux composantes symétriques pour la totalité des types de défauts [20].

On va utiliser l'opérateur de relation " a " qui est défini par la relation suivante :

$$a = e^{-j2\theta\pi/3}$$

3. 1

La relation permet de calculer les courants I_1 dans les trois phases on utilisant les composantes directes " I_d ", inverse " I_i " et homopolaire " I_h " comme suite :

$$\begin{pmatrix} I1 \\ I2 \\ I3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & 1 & 1 \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} Id \\ Ii \\ Ih \end{pmatrix} \quad 3.2$$

Ou inversement en calculant les composante directe " I_d ", inverse " I_i " et homopolaire " I_h " du courant I1

$$\begin{pmatrix} Id \\ Ii \\ Ih \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} I1 \\ I2 \\ I3 \end{pmatrix} \quad 3.3$$

Et c'est pareil pour ce qui concerne la tension.

On calcule la tension U1 à travers les composante directe " \hat{u}_d ", inverse " U_i " et homopolaire

$$\begin{pmatrix} U1 \\ U2 \\ U3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} ud \\ ui \\ uh \end{pmatrix} \quad 3.4$$

L'Inverse, on calcule les composantes directe " \hat{u}_d ", inverse " u_i " et homopolaire " u_h " du courant U1

$$\begin{pmatrix} ud \\ ui \\ uh \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} U1 \\ U2 \\ U3 \end{pmatrix} \quad 3.5$$

On calcule la tension U1 à travers les composante directe " \hat{u}_d ", inverse " U_i " et homopolaire

$$\begin{pmatrix} U1 \\ U2 \\ U3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} ud \\ ui \\ uh \end{pmatrix} \quad 3.6$$

L'inverse, on calcule les composantes directe " \hat{u}_d ", inverse " u_i " et homopolaire " u_h " du courant U1

$$\begin{pmatrix} ud \\ ui \\ uh \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} U1 \\ U2 \\ U3 \end{pmatrix} \quad 3.7$$

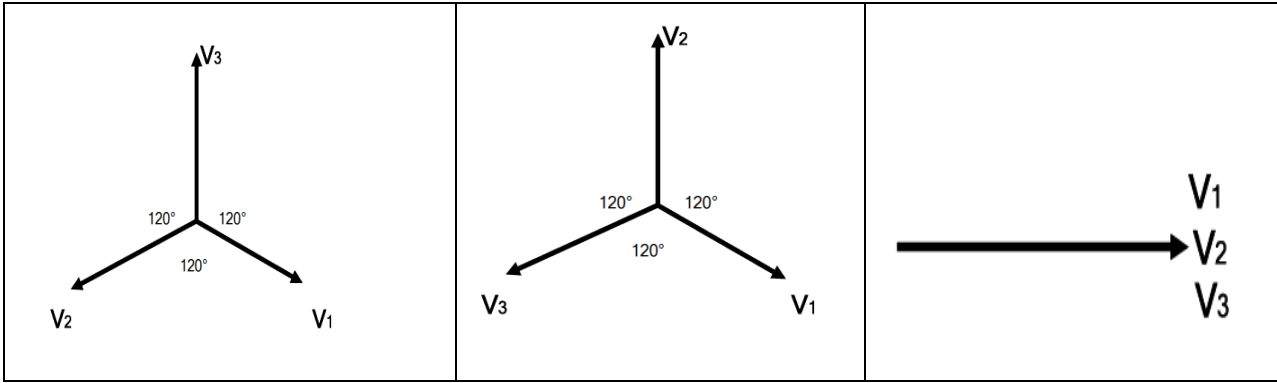


Figure.3. 5 compensant directe, inverse et homopolaire pour la tension*

On a besoin aussi de savoir l'impédance du court-circuit qu'est donné par cette relation.

$$Z_{cc} = U1 \text{ nom} * I_{cc1} \tag{3.8}$$

Ou

$$Z_{cc} = 3 * (v1 \text{ nom})^2 / P_{cc} \tag{3.9}$$

1.2.1 Le défaut monophasé

1.2.1.1 Condition de défaut

$$\begin{cases} U_{ccm1} = 0 \\ I_{ccm2} = 0 \\ I_{ccm3} = 0 \end{cases} \tag{3.10}$$

Et qu'on a aussi :

$$\begin{cases} U_d + U_i + U_h = 0 \\ I_i = I_d \\ I_h = I_d \end{cases} \tag{3.11}$$

1.2.1.2 Calcule le courant de court-circuit I_{cc} :

Pour calculer le courant du court circuit, on aura besoin de cette équation :

$$\begin{cases} I_{cc1} = I_d + I_i + I_h \\ -I_d = \left(\frac{U_\mu}{Z_\mu} \right) \\ -I_i = \frac{U_i}{Z_i} \\ -I_h = \frac{U_h}{Z_h} \end{cases} \tag{3.12}$$

U_δ : écart de composante directe due au défaut

$$U_d = U_1 + U_\mu \tag{3.13}$$

On tient compte des équations (4. 1) et la première équation de (4. 2) et aussi celle

(4. 3) on obtient :

$$0 = U_d + U_i + U_h = U_i - (Z_\mu / I_d) - (Z_i / I_i) - (Z_h / I_h)$$

$$I_d = I_i = I_h = U_1 / (Z_\mu + Z_i + Z_h)$$

$$I_{ccm2} = 0 \text{ (A)}$$

$$I_{ccm3} = 0 \text{ (A)}$$

$$I_{ccm1} = 3 * U_1 / (Z_\mu + Z_i + Z_h) \text{ (A)}$$

1.2.1.3 La tension de court circuit U_{cc}

$$U_d = U_1 + U_\mu = U_1 - (Z_d * I_d)$$

$$U_d = U_1 * (Z_i Z_h) / (Z_\mu + Z_i + Z_h)$$

$$U_i = -U * Z / (Z_\mu + Z_i + Z_h)$$

Pour trouver les U_{ccm} , on utilisera l'identifiant " a " à l'équation et on obtiendra :

$$U_{ccm1} = 0 \quad \mathbf{V}$$

$$U_{ccm2} = U_1 [(a^2 - a) * Z_i + (a^2 - 1)] / (Z_\mu + Z_i + Z_h) \quad \mathbf{V}$$

$$U_{ccm3} = U_1 [(a - a^2) * Z_i + (a - 1)] / (Z_\mu + Z_i + Z_h) \quad \mathbf{V}$$

1.2.2 Le défaut phase- phase (Biphasé)

1.2.2.1 Conditions de défaut

$$\begin{cases} U_{ccb2} = 0 \\ I_{ccb1} = 0 \\ I_{ccb2} + I_{ccb3} = 0 \end{cases} \quad \mathbf{3.14}$$

A partir de l'équation instantanée, on déduit les équations symétriques :

$$\begin{cases} U_d = U_i \\ I_d + I_i = 0 \\ I_h = 0 \end{cases} \quad \mathbf{3.15}$$

1.2.2.2 Calcule le courant de court circuit I_{cc}

On ajoute l'équation (4. 13), la première équation de (4.10) et celle de (4. 11) on aura :

$$0 = I_d + I_i = -(U_\mu / Z_\mu) - (U_i / Z_i) = (U_d / Z_\mu) - (U_i / Z_i)$$

$$U_d = U_i = [U_1 / (1 + (Z_\mu / Z_i))]$$

$$I_i = - (U_i / Z_i) = - U_1 / (Z_\mu / Z_i)$$

$$I_d = -I_i = U_1 / (Z_\mu / Z_i)$$

$$I_h = 0$$

Donc on aura ça

$$I_{ccb1} = 0 \quad A$$

$$I_{ccb2} = U_1 [(a - a^2) / (Z_\mu + Z_i)] \quad A$$

$$I_{ccb3} = U_1 [(a^2 - a) / (Z_\mu + Z_i)] \quad A$$

1.2.2.3 Calcule la tension de court-circuit U_{cc} :

La tension de court circuit, on mentionne l'identité a

$$U_h = 0$$

$$U_{ccb1} = [(2 * U_1) / (1 + (Z_\mu / Z_i))] \quad V$$

$$U_{ccb2} = U_{ccb3} = [- U_1 / (1 + (Z_\mu / Z_i))] \quad V$$

1.2.3 Le défaut entre deux phase et neutre (biphasé terre)

1.2.3.1 Condition de défaut

La valeur instantanée est

$$\begin{cases} u_{cibt2} = 0 \\ i_{cibt3} = 0 \\ i_{cibt1} = 0 \end{cases} \quad 3.16$$

Les valeurs en composante symétriques on a :

$$\begin{cases} U_i = U_d \\ U_h = U_d \\ I_d + I_i + I_h = 0 \end{cases} \quad 3.17$$

1.2.3.2 Calcule la tension de court-circuit U_{cc} :

Pour calculer les courant de court-circuit on aura besoin de :

On ajoute l'équation (4.15), la première équation de (4.10) et celle de (4.11) on obtiendra :

$$U_d = U_i = U_\mu = U_1 / [1 + (Z_\mu / Z_i) + (Z_\mu / Z_h)]$$

Donc on aura :

$$U_{cibt1} = [(2 * U_1) / (1 + (Z_\mu / Z_i))] \quad V$$

$$U_{cibt2} = U_{cibt3} = 0 \quad V$$

1.2.3.3 Calcule le courant de court circuit I_{cc}

$$n=1 + (Z_{\mu} / Z_i) + (Z_{\mu} / Z_h)$$

$$I_d(A) = [U_1 / (n * Z_i)] + [U_1 / (n * Z_h)]$$

$$I_i(A) = -U_1 / (n * Z_i)$$

$$I_h(A) = -U_1 / (n * Z_h)$$

Et on utilise l'identification " a " sans oublier que

$$I_{ccb1} = 0 \quad A$$

$$I_{ccb2} = (a^2 - a) \left[\frac{U_1}{(n * Z_i)} \right] + (a^2 - 1)' * \left[\frac{U_1}{n * Z_h} \right] \quad A$$

$$I_{ccb3} = (a - a^2) \left[\frac{U_1}{(n * Z_i)} \right] + (a - 1) * \left[\frac{U_1}{n * Z_h} \right] \quad A$$

1.2.4 Court circuit symétrie ou triphasé**1.2.4.1 Condition de défaut**

La valeur instantanée est

$$\begin{cases} u_{cc3ph2} = u_{cc3ph1} \\ u_{cc3ph3} = u_{cc3ph1} \\ i_{cc3ph1} + i_{cc3ph2} + i_{cc3ph3} = 0 \end{cases} \quad 3.18$$

Les valeurs en composante symétriques :

$$\begin{cases} U_d = 0 \\ U_i = 0 \\ I_h = 0 \end{cases} \quad 3.19$$

1.2.4.2 Calcule le courant de court circuit I_{cc}

On a :

$$U_h = -Z_h * I_h$$

$$U_d = U_i = U_h = 0$$

$$U_{\mu} = -U_1$$

D'où :

$$I_d = -U_{\mu} / Z_{\mu} = +U_1 / Z_{\mu}$$

$$I_i = I_h = 0$$

$$I_{cc3ph1} = U1 / Z_{\mu}$$

1.3 Calcul des défauts impédant sur équation

Dans ce cas, on va refaire les mêmes calculs, mais on ajoute juste " $3*Z_f$ " pour ce qui concerne " Z_{μ} "

1.3.1 Le défaut phase-terre (monophasé-Terre)

On a la même condition, juste que les impédances homopolaires sont égales à:

$$Z_{h'} = Z_h + 3Z_f$$

1.3.1.1 Calcule le I_{cc}

En effet, la relation devient comme suite :

$$I_{ccm1} = 0 \quad (A)$$

$$I_{ccm2} = 0 \quad (A)$$

$$I_{ccm3} = 3 * U1 / (Z_{\mu} + Z_i + Z_h + 3Z_f) \quad (A)$$

1.3.1.2 Calcule le U_{cc}

Et pour ce qui concerne la tension du court circuit on aura :

$$U_{ccm1} = 0 \quad V$$

$$U_{ccm1} = U1 [(a^2 - a) * Z_i + (a^2 - 1)] / (Z_{\mu} + Z_i + Z_h + 3Z_f) \quad V$$

$$U_{ccm1} = U1 [(a - a^2) * Z_i + (a - 1)] / (Z_{\mu} + Z_i + Z_h + 3Z_f) \quad V$$

1.3.2 Le défaut Biphassé- terre

1.3.2.1 Calcule le courant de court circuit I_{cc}

$$I_{ccb1} = 0 \quad A$$

$$I_{ccb2} = U1 [(a - a^2) / (Z_{\mu} + Z_i)] \quad A$$

$$I_{ccb3} = U1 [(a^2 - a) / (Z_{\mu} + Z_i)] \quad A$$

1.3.2.2 Calcule la tension de court circuit U_{cc}

Et pour ce qui concerne la tension, elle est de

$$U_{ccb1} = [(2 * U1) / (1 + (Z_{\mu} / Z_i))] \quad V$$

$$U_{ccb2} = U_{ccb3} = [- U1 / (1 + (Z_{\mu} / Z_i))] \quad V$$

1.3.3 Le défaut entre deux phase et neutre (biphasé terre)

1.3.3.1 Calcule le courant de court circuit I_{cc}

$$I_{ccbt1} = 0 \quad A$$

$$I_{ccbt2} = (a^2 - a) \left[\frac{U_1}{(n \cdot Z_i)} \right] + (a^2 - 1)' * \left[\frac{U_1}{n \cdot (Z_h + 3Z_f)} \right] \quad A$$

$$I_{ccbt3} = (a - a^2) \left[\frac{U_1}{(n \cdot Z_i)} \right] + (a - 1) * \left[\frac{U_1}{n \cdot (Z_h + 3Z_f)} \right] \quad A$$

1.3.3.2 Calcule la tension de court circuit U_{cc}

$$U_{ccbt1} = [(2 \cdot U_1) / (1 + (Z_\mu / Z_i))] \quad V$$

$$U_{ccbt2} = U_{ccbt3} = 0 \quad V$$

1.3.4 Court circuit triphasé Terre

Pour ce courant rien n'influence sur lui

1.3.4.1 Calcule le courant de court circuit I_{cc}

$$I_{cc3pht1} = U_1 / Z_\mu$$

Et pour ce qui concerne la tension du court-circuit, elles sont nulles

2 Régime de neutre

On appelle " régime de neutre " 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 " [8][21].

2.1 Neutre MT

On appelle régime neutre la manière dont est connecté le point 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, longueur des départs, réseau souterrain ou aérien, densité de charge) .De même, une incidence sur les niveaux de sécurité et de qualité de service.

2.1.1 Le neutre isolé

Afin d'éviter le maintien prolongé d'un défaut entre phase et terre ; ce régime est utilisé à favoriser une bonne qualité de service. En cas de défaut entre phase et terre, il évite les déclenchements et les courants de défaut qui sont limités à des valeurs très faibles (sauf

lorsque les départs sont constitués de câbles souterrains et longs), la tension de desserte est élevée au quelle le courant capacitif devient non négligeable. En revanche, il faut assurer une surveillance attentive et nécessaire pour qu'on ne risque pas d'avoir un court-circuit biphasé s'il s'ajoute un défaut sur une autre phase. Le système à neutre isolé a l'inconvénient de générer des surtensions importantes en régime transitoire (lors de manœuvres).

2.1.2 Mise à la terre de neutre par bobine d'extinction (dite de Petersen)

Le principe est d'insérer entre le point neutre du réseau et la terre une bobine dont la réactance est telle qu'il y ait résonance à la fréquence industrielle avec la capacité homopolaire du réseau.

Son objectif est la nécessité d'une adaptation de la valeur de la réactance de la bobine à chaque changement de configuration du réseau.

Son avantage est ne pas perturber la distribution comme dans le cas du neutre isolé lors d'une extinction spontanée des arcs engendrés sur défauts entre phase et terre. Les inconvénients de ce régime consistent aux surtensions transitoires au moment des manœuvres un peu moins élevées.

2.1.3 Neutre relié directement à la terre

Cette technique engendre des courants de défaut entre phase et terre très importantes et afin de limiter le retour de courant par le sol, on installe un conducteur de neutre relié à la terre de proche en proche et par lequel circule une part importante du courant de défaut.

Cet avantage est d'éliminer les surtensions éventuelles, mais une rupture de celui-ci serait dangereuse, entraînant de forts gradients de potentiel autour des connexions de terre lié au courant élevé d'écoulement à la terre.

La présence du conducteur de neutre permet la réalisation de dérivation monophasées (système à la terre distribué).

2.1.4 Neutre relié à la terre par une impédance

Cette technique nous permet de limiter les valeurs des courants de court-circuit sur défauts entre phase et terre, tout en ayant des surtensions modérées. Elle ne nécessite pas l'ajout d'un conducteur de neutre si les courants de défaut s'élèvent.

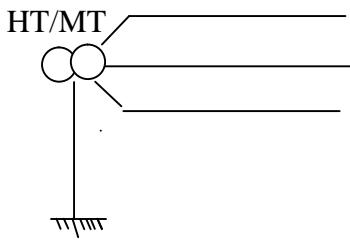
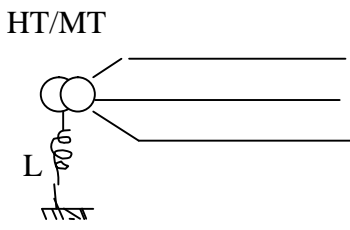
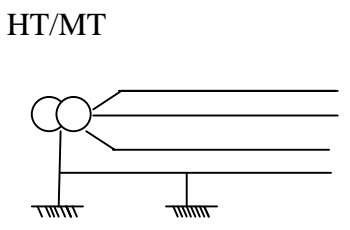
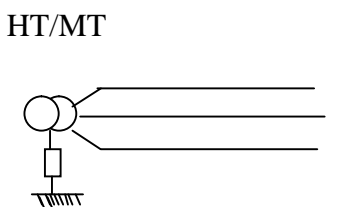
	<p>Neutre isolé $Z_n=0$</p>
	<p>Bobine d'extinction dite de Petersen L : compensation de la capacité du réseau</p>
	<p>Neutre directement à la terre</p>
	<p>Neutre impédant Z_n : quelques dizaines d'ohms</p>

Figure.3. 6 Différents régimes de neutre MT utilisés

Conclusion

Pour conclure, le court circuit est un défaut qui est très dangereux sur le réseau de distribution et il peut être fatal. Pour éviter tous ces risques, il faut estimer les valeurs des courant de court-circuit afin de prendre gare au choix de régime de neutre le plus fiable.

Introduction

Dans ce chapitre , on va étudier les réglage des relais de protection maximum de courant phase (court-circuit phase-phase) et maximum de courant homopolaire (court-circuit phase-terre) avec des calculs faits à la main ainsi sous forme d'un programme **Matlab** qui résume le travail .

La ville de Bejaïa se décompose de deux postes (HT/MT) ; le premier est celui de la "Cité Tobale" et le deuxième est celui de "Bir-Slem", chaque départ se compose de deux transformateurs qui sont couplés entre eux et chacun d'eux alimente plusieurs départs :

✚ Cité Tobale : 13 départs

✚ Bir-Slem : 8 départs

Le réseau de distribution de la ville de Bejaïa peut se résumer dans un simple schéma.

1 Protection des départs HTA des postes HTB/ HTA

Dans ce calcul, on prend le départ ville 1 qui appartient au poste de *Cité Tobale*. Puisqu'il est composé d'une partie aérienne et souterraine.

1.1 Impédance de départ

L'impédance de la ligne est composé de deux normes, la partie imaginaire qui représente la réactance " X " et la partie réel de la ligne qui représente la résistance " R " .

1.1.1 Introduire les données de départ

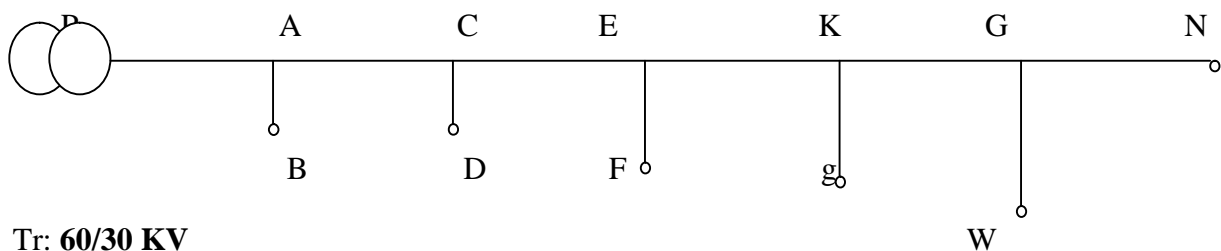


Figure.4. 1 Schéma unifilaire de ville 1 de Cité Tobale

1.1.2 Donnée de transformateur de départ ville 1 :

Réseau amant 60/30 KV	U_{np} (KV)	U_{ns} (KV)	S_{cc} (MVA)	U_{nt} (KVA)	U_{cc} (%)	S_n (MVA)
Départ ville 01	60	30	500	31.5	12.5	30

Tableau.4. 1 Les données de transformateur de départ

(60/30) KV de Cité Tobale

1.1.3 Calcul de l'impédance amant ramenée en 30 KV

La formule de calcul est :

$$Z_{da}(\Omega) = \frac{U_{ns}^2(KV)}{S_{cc}(MVA)} \tag{4.1}$$

$Z_{da} = j 1.800 \Omega$

1.1.4 Calcul de l'impédance de transformateur

$$Z_{dt} = \frac{U_{cc}(\%)}{100} * \frac{U_{nt}^2(KV)}{S_n(MVA)} \tag{4.2}$$

Application :

$Z_{dt}(\Omega) = j 4.1344\Omega$

1.1.4.1 La résistance de la ligne

Pour calculer la résistance, on a plusieurs composantes à prendre en compte :

$$R = \rho * \frac{l}{s} \tag{4.3}$$

✚ La résistivité (ρ) des câbles est donnée selon le tableau suivant : [31]

	Cuivre	aluminium	Almelec	Aluminium acier
ρ (mm ² /m)	18	30	33	36

Tableau.4. 2 la résistivité de câble

- ✚ la longueur des câbles souterraine et les lignes aériennes sont données par tronçon qui est mesurée au moment de leurs installations en mètres.
- ✚ la section des câbles est donnée par le constructeur, elle est en (mm²).

Puisqu'on a plusieurs tronçons, on trouve différentes longueurs, sections et le mode d'alimentation (souterrain ou aérien) qui sont présentés sur ce tableau ci-dessus :

	S (mm ²)	l (m)	Nature arc	ρ (mm ² Ω /m)	X (Ω)	R (Ω)
PA	93.3	127	Aérien	33	0.2233	0.0449
	120	1725	Souterrain	30	0.3450	0.4313
AC	120	949	Souterrain	30	0.2674	0.1910
CE	120	764	Souterrain	30	0.2489	0.1462
EK	120	1414	Souterrain	30	0.3139	0.3535
KG	120	1088	Souterrain	30	0.2813	0.2720
GN	93.3	11073	Aérien	33	1.2798	3.9165
AB	120	679	Souterrain	30	/	/
CD	120	1777.4	Souterrain	30	/	/
	93.3	1548	Aérien	33		
EF	120	1116	Souterrain	30	/	/
Kg	120	2981	Souterrain	30	/	/
GW	120	1263	Souterrain	30	/	/
		302	Aérien			

Tableau 4. 3 Des données de calcul de la résistance de la ligne

Exemple de calcul :

$$R (PA) = 0.4762 \ \Omega$$

1.1.4.2 Calcul de la réactance

Le calcul de l'inductance linéique d'un départ et la somme de toutes les réactances (Transformateur, ligne et le réseau amants). Et chaque équation a ça propre loi de calcul

1.1.4.2.1 Afin de La réactance de la ligne

Calculer la réactance de la ligne on a besoin de déterminer le rayon géométrique(RMG) et la distance moyen géométrique (DMG)

✚ Le rayon moyen géométrique " RMG "

Le calcul de RMG est souvent compliqué et cela est représenté par une formule qui correspond à notre cas qui est :

$$RMG = r * e^{-\frac{1}{4}} \quad 4.4$$

r : rayon de conducteur

Puisqu'on a les trois conducteurs qui sont

Identiques, donc on utilise la même formule [20]



Figure.4. 2 Conducteur

Et ce calcul ne sera valable que dans la mesure où les effets pelliculaires et de proximité sont négligeables, ce qui peut dire pour autant que la densité du courant à l'intérieur d'un conducteur puisse être considérée comme uniformément répartie.

✚ Distances moyennes géométriques "DMG"

Cette distance dépend de la distance située entre les conducteurs soit aériens ou souterrains,

Donc en ce qui concerne les lignes aériennes les

Conducteurs sont en nappe [20].

Et en ce qui concerne les câbles souterrains on a des

câbles en nappe séries comme le montre (Figure.4.4) :

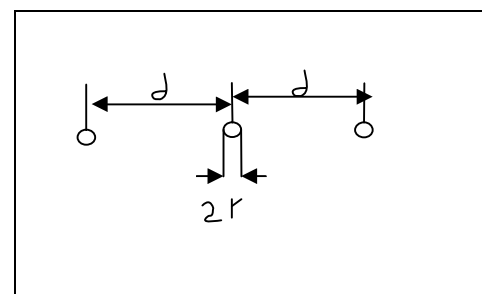


Figure.4. 3 Conducteurs en nappe

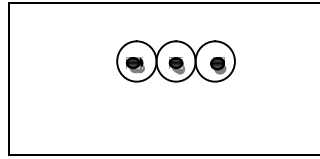


Figure.4. 4 câbles en nappe série

La formule de calcul est comme suite :

$$DMG = (d * d * (2 * d))^{\frac{1}{3}} \quad 4.5$$

d : la distance entre deux conducteurs

En utilisant le RMG et le DMG pour calculer l'inductance linéique de la ligne

$$L(H) = (\mu_0/2\pi) * Ln (DMG/RMG) \quad 4.6$$

Donc d'après (4.5), (4.6) et (4.7), on pourra calculer la réactance de la ligne par cette équation là :

$$X(\Omega) = 2 \pi f L \quad 4.7$$

Et afin de faciliter les tâches, la valeur de la réactance kilométrique par phase est approximativement :

$$\begin{cases} X(\Omega) = 0.1 * l(km) & \text{pour le souterrain} \\ X(\Omega) = 0.4 * l(km) & \text{pour le aérien} \end{cases} \quad 4.8$$

✚ Le réseau aérien :

Exemple

$$X (PA) = j 0.2233 \Omega$$

✚ Le réseau souterrain :

Exemple :

$$X (GN) = j 0.3450 \Omega$$

1.1.5 Calcul de l'impédance équivalente

Le calcul de cette impédance se fait à travers cette équation :

✚ La résistance équivalente de la ligne

$$R_{eq} = \sum_p^N R(\Omega) \quad 4.9$$

$$R_{eq}(\Omega) = R(PA) + R(AC) + R(CE) + R(EK) + R(KG) + R(GN)$$

$$R_{eq}(\Omega) = 5.4464 \Omega$$

✚ La réactance équivalente de départ

$$X_{eq} = j \sum_p^N X(\Omega) \quad 4.10$$

$$X_{eq}(PA) = j [X(PN) + X(dt) + X(ht)]$$

$$X_{eq}(\Omega) = j 5.0740 \Omega$$

Donc l'impédance équivalente se calcul comme suite :

$$Z_{eq}(\Omega) = R_{eq}(\Omega) + j X_{eq}(\Omega) \quad 4.11$$

$$Z_{eq}(PN) = 5.4464 + j 5.0740 (\Omega)$$

$X(dt) = Z(dt)$ par ce que la résistance de réseau amont tend à l'infini

$$X(da) = Z(da) \quad R=0$$

✚ Le module de $Z_{eq}(\Omega)$

Afin d'avoir l'impédance équivalente en nombre entier, on calcule son module

$$Z_{eq}(\Omega) = \sqrt{R_{eq}^2 + (X_{eq} + X_{dt} + X_{da})^2} \quad 4.12$$

$$Z_{eq}(\Omega) = 12.2820 \Omega$$

1.2 Calcul de courant biphasé

Pour calculer le courant du court-circuit, on applique cette formule :

$$I_{ccb} = \frac{U_n^2}{2 * Z_{eq}} \quad 4.13$$

Donc on obtient :

$$I_{ccb} (A) = 1.2213 * 10^3 A$$

1.3 Réglage de courant de phase et homopolaire

1.3.1 Protection contre les défauts de phase

Le réglage du seuil « I_{reg} » devra satisfaire aux conditions suivantes : [23]

1.3.1.1 La condition 1 :

✚ Si $0.8 * I_{ccb} < K_{ilt}$ le seuil sera réglé à $I_s < I_{reg} < K * k_{ilt}$

1.3.1.2 La condition 2 :

✚ Si $0.8 * I_{ccb} > K_{ilt}$ le seuil sera réglé à $I_s < I_{reg} < 0.8 I_{ccb}$

K_{ilt} : Limite thermique de la ligne.

I_{ccb} : courant de court-circuit biphasé à l'extrémité de la ligne.

K : Coefficient de surcharge admissible sur les conducteurs (K=1.2).

I_{ntc} : le courant secondaire de TC.

I_{reg} : le courant réglé pour le relais.

I_s = Courant de service (valeur de point).

1.3.2 Exemple de calcul de départ :

✚ selon la première condition

Pour effectuer ce calcul, on aura besoin de la limite thermique des conducteurs MTA et MTS.

R.X. MT TYPE	Section de conducteur	Limite thermique (t_{hm})
MTA 30 KV (Arrien)	93.3 ALM	270
	34.4 ALM	140
	54.6 ALM	190
MTS 30 KV (Souterrain)	50 CU	180
	70 CU	225
	95 CU	275
	120 ALU	280

Tableau.4.4 Limite thermique des conducteurs MTA et MTS [31]

Puisqu'on a deux valeurs de section dans notre départ (120 mm² aluminium au souterrain et 93.3mm² Almelec aérien) donc on a : [$i_{th}(120) = 280 \text{ A}$; $i_{th}(93.3)=270 \text{ A}$] et on prend le « **th** » le plus grand :

$$I(TC) = 300/1 \text{ (A)}; I_{ntcp} = 300 \text{ A}; I_{ntcs} = 1 \text{ A}; I_{th} = 280 \text{ A}$$

- Calcul du Kitt au secondaire de TC

$$kilt = k * ith \quad 4.14$$

Donc le

$$Kilt = 1.2 * 280 = 336$$

$$Kilt = 336 \text{ A}$$

Maintenant, on va calculer sa valeur au coté du secondaire de TC :

$$Kitt = Kilt * (Intcs/Intcp) \text{ (A)} \quad 4.9$$

En remplaçant les valeurs des données on aura :

$$Kitt = 336 * (1/300) = 1.12 \text{ A}$$

$$Kitt = 1.12 \text{ A}$$

- Calcule le 0.8 I_{ccbs}

$$I_{ccbs} = I_{ccb} * (Intcs/Intcp) \quad 4.10$$

Donne-le :

$$I_{ccbs} = 4.0710 \text{ A}$$

I_{ccbs} : le courant du court-circuit au secondaire de TC

$$0.8 * I_{ccbs} = 3.2568$$

Et on aura :

Donc on a :



$$3.2568 < 1.12 \quad \text{résultat impossible}$$

D'après ces résultats on conclut que la condition 1 n'est pas vérifiée, donc le seuil de réglage sera calculé avec la deuxième condition.

🚦 selon la deuxième condition

$$I_s = 1.3 * I_{ntc} \quad (A) \quad 4.11$$

$$I_s = 1.3 \text{ A}$$

- Calcule $0.8 * I_{ccbs}$

Donc, on aura :

$$0.8 * I_{ccbs} = 0.8 * 4.0710 = 3.2568 \text{ A}$$

$$0.8 * I_{ccbs} = 3.2568 \text{ A}$$

Cette valeur est entre deux valeurs, elle représente le minimum et l'autre le maximum.

$$[I_{min} : pas : I_{max}]$$

Dans notre cas, on prend la moyenne, car nous sommes obligés de prendre en compte la plage de réglage (min=1.3 A ; Max=3.2986 A) avec un (pas =0.5)

$$1.3 < I_{reg} < 3.2568$$

$$I_{reg} = 2 \text{ A}$$

2 Calcule les courants de capacités résiduelles $3I_o$

2.1 Méthode étendue

Dans cette méthode, on va faire les calculs de $3I_o$ telle qu'ils sont donnés par Sonelgaz.

- au départ, on a deux sections pour le souterrain " 70 mm² et 120 mm² "
- pour l'aérien, on ne prend pas en considération les sections des lignes et afin d'avoir $3I_o$, on va le calculer à partir de cette équation.

$$\begin{cases} 3I_o = 3 * V * C_o * \omega \\ \omega = 2 * \pi * f \end{cases} \quad 4.12$$

avec

v : la tension simple du réseau.

C_o : la capacité homopolaire du réseau.

ω : La pulsation du réseau.

$f = 50$ Hz.

Section en mm ²	C_o (μF/km)	$3 I_o$ A/km
3* 70 mm ²	0.33	5.39
3*120 mm ²	0.41	6.69

Tableau.4. 7 Ordre de grandeur des capacités homopolaires

des câbles HN 33 S 23 sous 30 KV

En ce qui concerne les lignes aériennes, elles sont fixes.

$$3 * I_o (totale) = \sum [(l_i * 3I_o)_s + (l_i * 3I_o)_a] \quad 4.13$$

s : souterrain ; a : aérien ; l_i : longueur de la ligne.

$$3I_o (totale) = 95.6827 \text{ A}$$

2.2 La méthode approché

Récemment, Sonalgaz fait réinstaller les réseaux de distribution et elle a opté pour les câbles souterrains " l'aluminium" de section 120 mm² et de l'Almelec pour les lignes ariennes

de section 93.3 mm² pour la torsadée et 34.4mm² pour les dérivation. Pour calculer le « **3I_o** », elle a pris les valeurs de capacité homopolaire qui sont indiqués sur le tableau (4.5).

I _h	MTA 30 (KV)	MTS (KV)
Valeur de base	8/100 (A / km)	4.8 (A / km)

Tableau.4. 5 Valeur de base pour calculer le courant homopolaire I_h compensé [31]

Pour compléter le calcul, on a calculé toutes les longueurs de départ (souterraines et aériennes) en incluant les dérivation, on a obtenu les valeurs (voir tableau 4.6).

	Longueur (km)
Souterrain	15.500
Arrien	29.927

Tableau.4. 6 les longueurs de départ en prenant compte des dérivation

Donc, on utilise cette fonction afin de calculer le 3I_o :

$$3 * I_o (totale) = \sum [(i_h * l_i)_s + (i_h * l_i)_a]$$

$$3 * I_o (totale) = [(3I_o)_s \sum (l_i)_s] + [(3I_o)_a \sum(l_i)_a] \tag{4.14}$$

3I_o (totale) = 76.8241 A

Conclure

On compare les deux résultats de deux méthodes, on conclut qu'il y'a une différence un peux élever eux entre mais le fait que Sonelgaz est entrain de changer le réseau dans tout les sections et la même pour le souterrain, donc elle a concèderai que la méthode approchées est plus simple, facilite pour les calculs du courants de capacités résiduels Réglage de relais homopolaire

Donc on a utilisé les valeur trouvé de la méthode approché pour calculer I_{ro}:

$$I_{ro} > k * 3I_o \tag{4.19}$$

k : dépend du type de relais utilisé à (**k= 1.5**)

Donc :

$$I_{ro} > 1.5 * 76.8241 \text{ (A)}$$

$$I_{ro} > 115.2362 \text{ A}$$

🚧 Au côté de secondaire du TC

$$I_{ros} = I_{ro} * \left(\frac{Intcs}{Intcp} \right) \quad 4.15$$

Alors, on aura :

$$I_{ros} = 115.2362 * (1/ 300) = 0.3841 \text{ A}$$

Le pas utilisé est [pas = 0.5], alors les valeurs de réglage prennent juste celles qui viendraient au delà de cette valeur.

$$I_{regth} = 0.60$$

3 Réglage du relais de temps

De ce fait, ce réglage tient la valeur la plus rapide pour tout le réseau car on a un seul relais.

Is=0.5

Conclusion

Vu les différents défauts que rencontre le réseau de distribution quotidiennement ; l'équipe de maintenance de **SONELGAZ** est chargée d'assurer la continuité de distribution, mais cela nous a permis d'avoir des résultats différents pour ceux qui sont pris sur les relais de départ. Par exemple, les câbles et les lignes sont changés : " 120 mm² aluminium " et l'aérien en "93.3 mm² Almelec" mais il reste quelques endroits qui ne sont pas encore changés surtout les changements des structures des réseaux qui sont dues aux surcharges des habitants et les usines qui se mentionnent chaque année.

Introduction

Le défi principal de Sonelgaz est de gérer efficacement ces réseaux de distribution, la gestion du réseau inclut tous les aspects tels que la planification, la construction, la maintenance et l'utilisation du réseau de distribution pour répondre aux besoins des clients desservis par la Sonelgaz tout en améliorant la satisfaction de l'abonné. Le système de téléconduite du réseau électrique et des installations de distribution de l'énergie « **SCADA** » sont mis en service au titre de la modernisation de la gestion du réseau électrique.

Ce dispositif permettra d'assurer la surveillance et le contrôle à distance d'équipements électriques de haute et moyenne tensions. Ainsi les centres de relais arriveront à une amélioration de la qualité du service et la réduction des délais de coupures et de dépannages. De même, il définira également les points de perturbations du réseau électrique et fournira des données techniques à travers le territoire de la wilaya.

1 Topologie des réseaux

Comme on a déjà vu une description générale du réseau et détaillée de la structure du réseau de distribution et comme dans ce chapitre là on s'intéresse à deux topologies qui sont utilisées au réseau de distribution de Bejaia. [30]

Schéma radial

Son principe de fonctionnement repose sur une seule voie d'alimentation. Ceci signifie que tout point de consommation sur un tel schéma ne peut être alimenté que par un seul chemin possible. Cette structure est de type arborescence qui prend naissance au niveau des postes sources (HTB/HTA ou HTA/HTA) et elles sont généralement utilisées pour le réseau HTA en rural, il permet d'accéder à des consommations de faible densité de charge de type aérien.

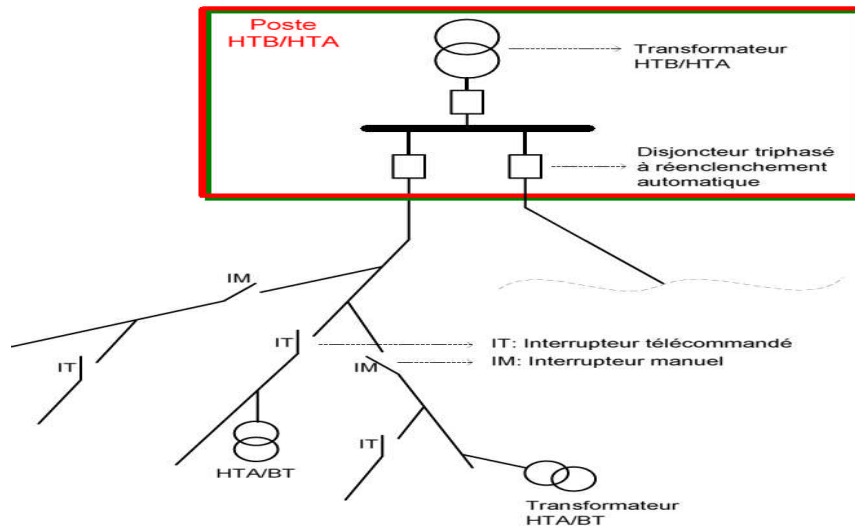


Figure.5. 1 Schéma de base d'un réseau de distribution HTA radial

🔧 Schéma boucle ouverte (schéma de coupure d'artère)

Son principe de fonctionnement s'appuie sur deux voies d'alimentation. Cela signifie que tout point de consommation s'appuie sur deux voies d'alimentation tout point de consommation sur cette structure peut être alimenté par deux chemins électriques possibles ; A un instant, seul un de ces deux chemins est activé, un autre est appelé le chemin de secours. Dans telle schéma, il y a toujours un point d'ouverture dans la boucle.

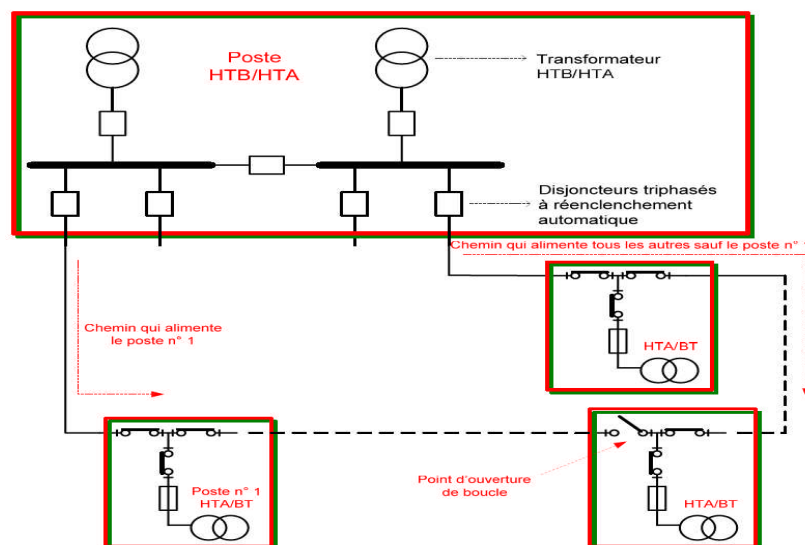


Figure.5. 2 Schéma de base d'un réseau de distribution HTA en boucle ouverte

Ce schéma là correspond à une boucle sur laquelle les points de consommation sont connectés. Ces points peuvent être des postes de distribution publics (HTA/BT), et/ou des postes de livraison pour un abonnement HTA. Chaque point est raccordé sur la boucle par

deux interrupteurs HTA. Tous ces interrupteurs sont fermés, sauf un qui constitue le point d'ouverture de la boucle. Ce point d'ouverture peut être déplacé dans la boucle, en particulier lors des manœuvres de reconfiguration du réseau faisant suite à un défaut ou pour modifier la configuration pour réduire les pertes. Une telle manœuvre consistant à transférer une charge d'un départ à un autre départ porte le nom de transfert de charges.

Très souvent, ces schémas sont associés à une distribution de type souterrain. Il est typiquement utilisé en milieu urbain à forte densité. Ce schéma tend à devenir le plus courant dans les structures de départ.

Points forts et points faibles de deux schémas

Ce tableau là nous résume tout.

Technologie	Points forts	Points faibles
Radiale	<ul style="list-style-type: none">• Structure simple• Exploitation facile• Cout d'installation faible	<ul style="list-style-type: none">• Aucune capacité de reconfiguration• Qualité de service faible
Boucle ouverte	<ul style="list-style-type: none">• Structure simple• Capacité de reconfiguration• qualité de service haute	<ul style="list-style-type: none">• Exploitation de capacité de reconfiguration• Qualité de service faible

Tableau.5. 1 comparatif des deux schémas de base de réseaux HTA

Notre étude est basée sur le schéma boucle ouverte, car il représente la possibilité d'autoriser la configuration de la structure du réseau.

2 Composants dans un réseau HTA

Le réseau HTA se compose de postes sources, d'appareils et de lignes.

2.1 Les postes

Comme on a déjà vu au paravent, on a plusieurs postes mais ils ont un seul rôle, c'est d'assurer la transition entre deux niveaux de tension.

2.2 Appareils de manœuvre HTA

L'appareillage HTA permet de réaliser les trois fonctions de base suivante :

- ✚ Le sectionnement qui consiste à isoler une partie d'un réseau pour y travailler en toute sécurité.
- ✚ Les coupures qui consistent à ouvrir ou à fermer un circuit dans ses conditions normales d'exploitation.
- ✚ La protection qui consiste à isoler une partie d'un réseau en situation anormale quand il y a un dépassement d'un seuil limite sur une variation surveillée (le courant en général).

Et parmi les appareils, on trouve presque deux qui sont utilisés dans le réseau de distribution, le disjoncteur et les interrupteurs , et ils sont souvent associées à des protections comme les relais et d'autres.

2.2.1 Les disjoncteurs HTA

Les disjoncteurs ont une fonction principale, c'est la protection mais ils peuvent aussi jouer le rôle des interrupteurs. Ils sont souvent utilisés dans les réseaux HTA.

Ils peuvent fonctionner sous ou hors tension, en mode manuel ou télécommandé.

2.2.2 Les interrupteurs HTA

Leur fonction principale est la coupure, ils peuvent aussi assurer la fonction de sectionnement.

Ils sont opérés à distance ou en manuel. On a deux types qui sont employés dans les réseaux.

- ✚ Les interrupteurs sans pouvoir de coupure

Ils sont utilisés afin de sectionner ou d'acheminer entre des sections dans des départs. Ce type d'interrupteur peut être seulement manœuvré hors tension.

- ✚ interrupteurs avec pouvoir de coupure (interrupteur-sectionneur)

Ils sont des interrupteurs spéciaux, ils peuvent être manœuvrés sous tension. Ils sont utilisés comme des dispositifs de coupure de secours. En effet, ces interrupteurs sont des disjoncteurs sans fonction de protection.

2.2.3 Les lignes HTA

Elles jouent un rôle important dans la distribution de réseau par ce qu'elles font l'enchaînement entre les postes de distribution. Elles se différencient selon ces types : lignes aériennes ou lignes souterraines.

Chaque ligne a des paramètres qui représentent la capacité de conduction de l'énergie.

3 Système de protection des réseaux HTA

Tout réseau de distribution électrique possède des systèmes de protection pour le protéger en cas de défaut. Le réseau HTA n'est pas une exception. L'ensemble des chaînes de protection d'un réseau forme le système de protection.

3.1 Chaîne de protection

Chaque départ est généralement protégé par un disjoncteur en association avec des dispositifs de détection (capteur de mesure), de protection et de contrôle-commande (unité de protection), et de déclenchement (actionneurs). L'ensemble de ces éléments constitue une chaîne de protection qui assure l'isolation de la partie défaillante du réseau.

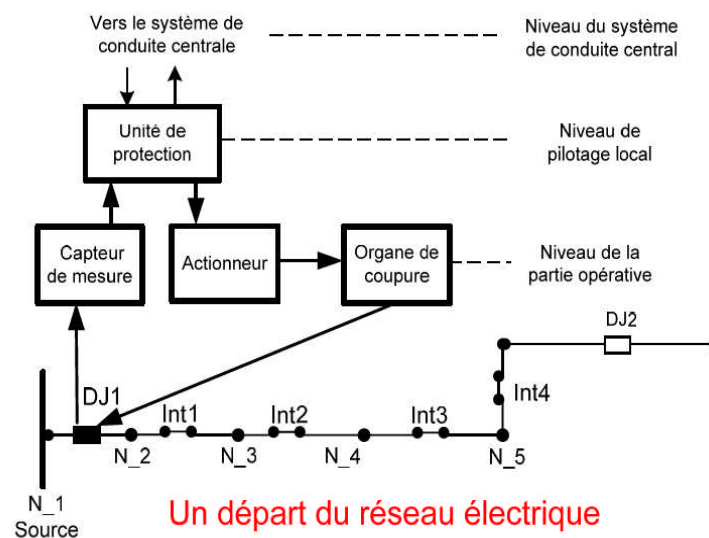


Figure.5. 3 chaîne de protection HTA

Dans une chaîne de protection, l'unité de protection joue le rôle de la commande locale.

Une unité de protection, ou relais HTA, surveille en permanence les divers paramètres d'une partie d'un réseau (les valeurs des grandeurs électriques de ligne, de câble ou de transformateur) qui lui sont fournies par les capteurs de mesure, et donne les ordres de fonctionnement aux circuits de déclenchement, pour agir en situation anormale. De plus en

plus cette unité peut échanger des informations avec le système de pilotage du réseau afin de l'exploiter plus efficacement.

3.2 Nouvelles technologies utilisées dans les systèmes de protection HTA

L'amélioration des technologies numériques à base de microprocesseurs, des technologies de télécommunication et l'avènement de l'informatique se sont traduits par une évolution significative des matériels pour les systèmes de protection du réseau HTA. Les matériels disponibles à ce jour reposent sur trois technologies : électromécanique, analogique et numérique. Ils visent toujours des caractéristiques comme : la flexibilité (le choix des protections se fait par une simple programmation), la paramétrabilité (choix de réglages étendus), la fiabilité (elles sont équipées d'auto surveillance) et l'économie (les coûts de Câblage et le temps de mise en œuvre sont réduits).

Une des nouvelles fonctions très importante des matériels de protection réside dans l'intégration de fonctions supplémentaires telles que la télésurveillance, la télécommande, ou la téléconduite etc. Profitant de cette capacité à communiquer, une véritable conduite globale de réseau est maintenant réalisable, à distance.

3.3 Réaction du système de protection lors d'un défaut

En fonctionnement normal, le réseau est exploité sous une configuration dont l'état mécanique des ressources (Disjoncteur ou Interrupteur) et l'état électrique des nœuds sont déterminés. Le réseau fonctionne en sécurité, ce qui veut dire qu'avec cette configuration, il n'y a ni surcharge sur les lignes ni aucune chute de tension dépassant la limite admissible.

Lors de l'occurrence d'un défaut dans un départ, le disjoncteur de protection du départ s'ouvre et le départ est alors mis hors tension pour éliminer le défaut. L'état du réseau après la réaction du système de protection est le suivant :

- ✚ le disjoncteur au début du départ en défaut est ouvert (par exemple, le Disj4),
- ✚ la partie en défaut du réseau est hors tension. Les clients dans ces parties sont donc hors tension,
- ✚ la partie saine (départs ne contenant pas le défaut) est sous tension. Les clients de cette partie sont toujours alimentés.

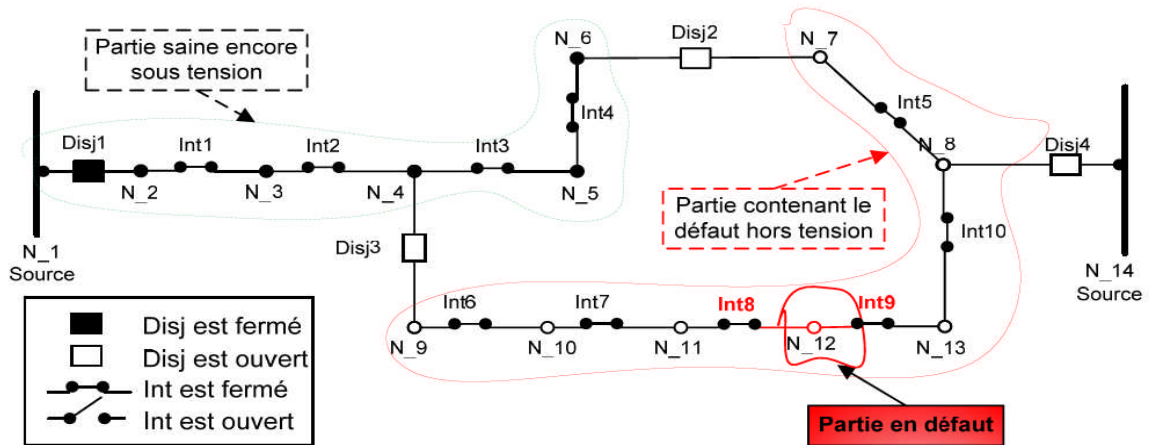


Figure.5. 4 état du réseau après le défaut

4 Conduite du réseau HTA et son rôle dans le processus de de reconfiguration

Les systèmes de conduite des réseaux actuels permettent donc d'envisager un pilotage plus complexe et performant intégrant des fonctionnalités telle que la supervision, la surveillance, le diagnostic ou encore la reconfiguration qui se font à distance. Dans cette section, nous allons préciser quelques notions comme : la conduite du réseau HTA (les missions de la

Conduite d'un réseau), le centre de téléconduite dans un réseau HTA et le rôle de ce système dans le processus d'exploitation d'un réseau.

4.1 Conduite du réseau HTA

La conduite du réseau HTA s'effectue depuis des centres de conduite via un système de pilotage qui peut fonctionner automatiquement ou/et sous la surveillance des opérateurs. Dans un système de pilotage, des appareils dits « intelligents » sont responsables de collecter les informations ainsi que d'envoyer des ordres aux dispositifs du réseau [29]. Ces appareils intelligents peuvent aussi échanger des informations avec d'autres appareils du même niveau ou à un autre niveau du système de pilotage via un système de communication.

Il s'agit généralement d'un système de conduite (SCADA - Supervisory Control and Dfata Acquisition) permettant de :

- ✚ commander les organes de coupure (disjoncteurs, interrupteurs) - télécommande.
- ✚ connaître l'état de ces organes - télésurveillance,
- ✚ mesurer certaines grandeurs (tension, intensité, fréquence) - télémesure,
- ✚ communiquer les informations - télécommunication,

✚ signaler les dysfonctionnements pour l'opérateur d'exploitation - télésignalisation.

Dans la pratique, ces fonctions peuvent se diviser en deux groupes liés au sens de transmission de l'information entre l'exploitant et le réseau : télésurveillance, des appareils vers l'exploitant et la télécommande, de l'exploitant vers les appareils.

4.1.1 Télésurveillance

Elle regroupe toutes les signalisations du réseau comme le déclenchement ou l'enclenchement éventuel des appareils, la mesure des consommations instantanées ou pondérées dans les différentes parties du réseau électrique, et toute autre information permettant de connaître l'état réel du réseau [29]. Aujourd'hui, la télésurveillance a la capacité d'analyser et de faire la synthèse des Informations reçues afin de fournir automatiquement et en continu toutes les informations nécessaires pour conduire le réseau en temps réel, ou pour en effectuer une analyse et/ou des commandes (par exemple, la reconfiguration du réseau après un défaut). De surcroît, à partir des informations de télésurveillance, l'exploitant peut visualiser des schémas d'exploitation, Les valeurs des grandeurs d'exploitation (courants, tensions, puissances, ...), les valeurs de réglage des protections HTA, le contenu détaillé des alarmes, leur chronologie d'apparition.

4.1.2 Télécommande

La commande à distance de l'ouverture ou de la fermeture des appareils de puissance est l'exemple élémentaire de la télécommande [27]. L'application pratique se fait par les interrupteurs et les disjoncteurs HTA télécommandés. D'autres actions peuvent être accessibles à travers la télécommande comme des réglages paramétriques, des commandes d'automatisme, etc.

Les ordres de télécommande doivent être exécutés avec la garantie de grande fiabilité-sureté du succès. Cette garantie peut être obtenue par l'utilisation d'un réseau de communication permettant de disposer des informations nécessaires en temps réel. Ainsi un ordre de manœuvre d'un appareil HTA est transmis via une télécommande double (TCD) afin d'augmenter la précision de transmission d'information et il est confirmé par le retour d'une télésignalisation double (TSD). Les procédures de télécommande intègrent également des demandes de validation et de confirmation avant l'exécution d'un ordre de manœuvre.

4.1.3 Centre de téléconduite

Un centre de téléconduite correspond à la centralisation d'informations issues d'autres postes de conduite fixes, ou mobiles (embarqués dans un véhicule), des RTUs (Remote Terminal Units),... qui constituent un système de contrôle-commande.

Les informations sont échangées par le système de communication.

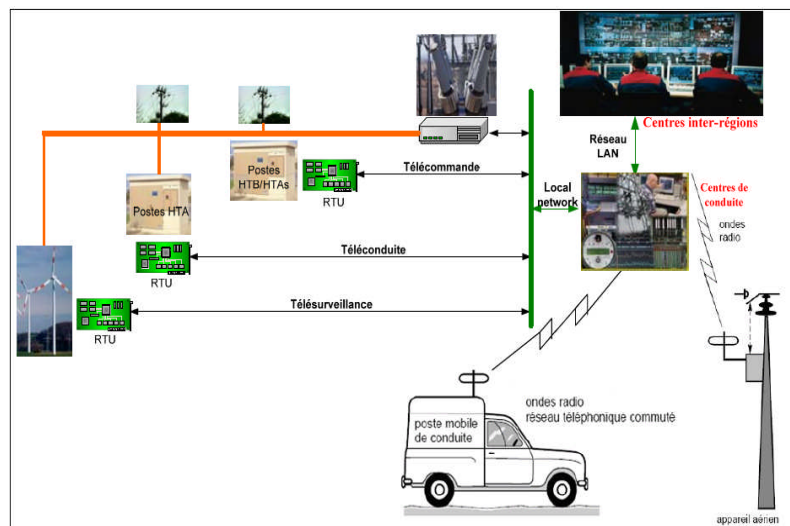


Figure.5.5 architecture de téléconduite d'un réseau HTA

4.1.3.1 Architecture d'un système de contrôle – commande en HTA

L'architecture d'un système de contrôle-commande définit : les fonctions à réaliser, leurs niveaux hiérarchiques et leur localisation géographique. [26]

L'architecture dans la littérature (encore utilisée aujourd'hui dans la plupart des réseaux de distribution) est décrite à travers le concept de "Computer Integrated Manufacturing"

CIM) en particulier les quatre niveaux du temps réel.

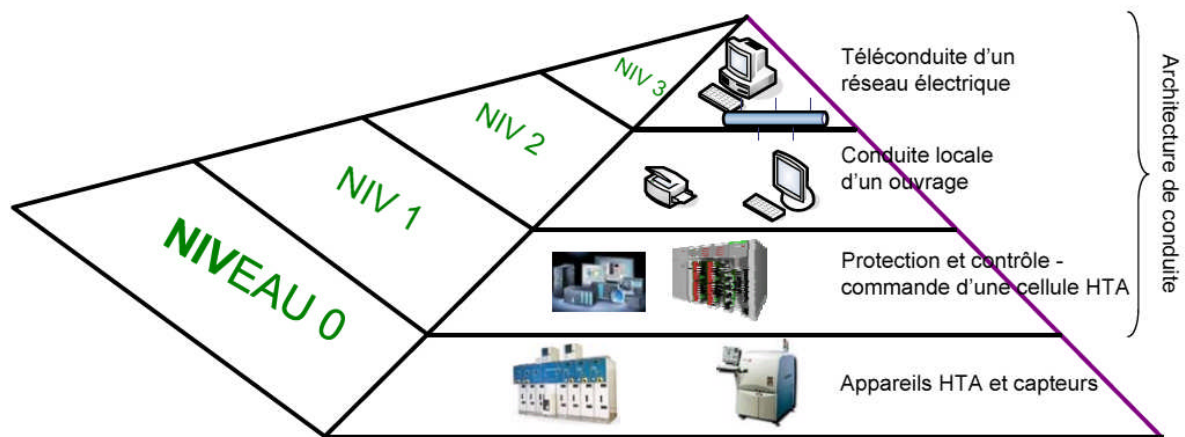


Figure.5. 6 Différents niveaux hiérarchiques des fonctions du contrôle – commande HTA

L'ensemble constitue une architecture de contrôle – commande HTA dont le fonctionnement repose sur de nombreux échanges d'informations entre les différents niveaux hiérarchiques. Ces informations sont essentiellement : des télésignalisations, des télémessures et des télécommandes.

4.1.3.2 Réseau de communication

Pour échanger des informations entre les centres de téléconduite et les points d'information, il est nécessaire de s'appuyer sur des réseaux de communication. Tous ces échanges sont regroupés dans la fonction télétransmission définie par : son organisation, ses supports matériels et ses règles de communication. L'ensemble de ces paramètres, devant permettre de garantir que tout message émis est reçu correctement (sans erreur), est appelé norme de communication ou protocole de communication.

4.2 Rôle du système de conduite face à un défaut

Au niveau de l'exploitation du réseau électrique, les centres de téléconduite amènent naturellement des gains économiques, augmentant le niveau de sûreté et surtout la qualité de service grâce à l'amélioration considérable de la réactivité de l'exploitant et la vision globale qui est restituée. S'il y a un défaut, un système de conduite peut :

- ✚ détecter le défaut en se basant sur le système de protection du réseau,
- ✚ diagnostiquer le défaut (localiser en consultant à distance les indicateurs de localisation de défaut (IPD - Indicateur de Passage de Défaut) installés en différents

points du réseau HTA, isoler le point de défaut en agissant sur les interrupteurs/disjoncteurs HTA télécommandés, [19] [28]

- ✚ changer rapidement la configuration d'exploitation du réseau pour réduire la partie de réseau non alimentée (reconfiguration d'un réseau suite à un défaut).

Il en résulte aussi, d'une part, une forte réduction de l'énergie non distribuée et une optimisation de ce réseau avec les possibilités de gérer au mieux la répartition des charges et une amélioration de l'efficacité dans le processus de conduite du réseau. L'opérateur peut disposer rapidement de l'information la plus pertinente par un prétraitement du système automatique.

Dans le cadre de notre étude, nous nous intéressons au troisième point mentionné : la reconfiguration d'un réseau après un défaut. La section suivante se propose de présenter en détail ce problème.

5 Reconfiguration du réseau après un défaut

Suite à l'occurrence d'une défaillance et à la détection du défaut, une phase de diagnostic est lancée afin de localiser et d'isoler la zone de défaut (méthodes de détection et localisation de défauts [28] [19]). L'état du réseau suite à détection, localisation et isolation est généralement décrit par (Figure.5. 7).

- ✚ le disjoncteur au début du départ en défaut est ouvert (par exemple, le Disj4),
- ✚ la partie en défaut (zone délimitée) est connue. Les interrupteurs au début et à la fin de la partie en défaut sont ouverts. La partie de défaut est isolée,
- ✚ quelques parties saines dans le réseau sont hors tension (Figure.5. 7), les clients dans ces parties sont appelés les clients sains hors tension. Ces parties sont généralement des départs adjacents qui servent de secours au départ en défaut,
- ✚ quelques parties saines dans le réseau sont sous tension (Figure.5. 7). Les clients dans ces parties sont appelés les clients sains sous tension,
- ✚ les états des dispositifs de coupure (télécommandé ou manuel...), des charges, des lignes sont identifiés,
- ✚ la structure du réseau (topologie, charges,...) est connue.

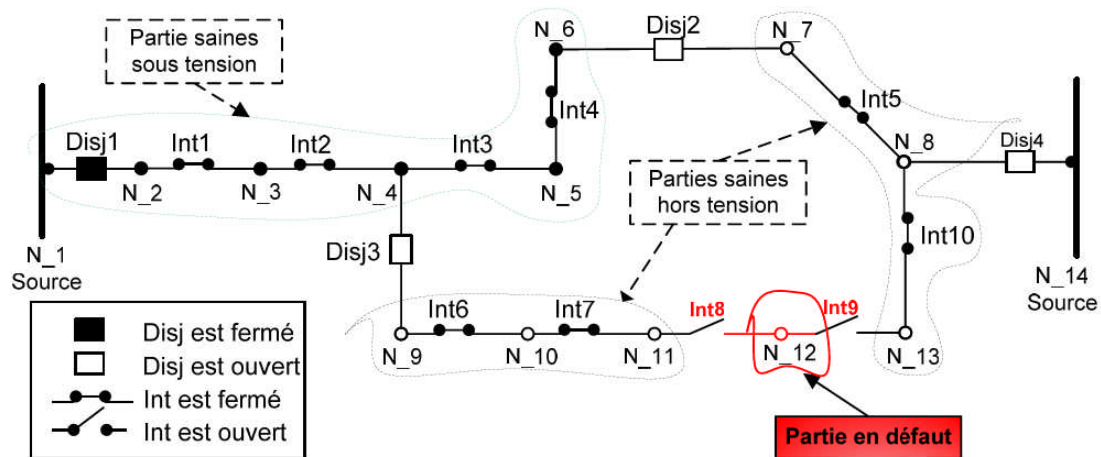


Figure.5. 7 états du réseau après le défaut

Cet état (Figure.5. 7) est le point de départ du processus de reconfiguration d'un réseau après un défaut. Notre problème consiste alors à chercher le plus rapidement possible une solution (le point d'arrivée, c'est-à-dire l'état du réseau visé, et le chemin pour atteindre le point d'arrivée à partir du point de départ) pour reconfigurer le réseau une fois le défaut détecté, localisé et isolé. Ce problème peut être décomposé en deux sous - problèmes présentés ci-dessous. Le premier - sous problème est de rechercher une nouvelle configuration exploitable après le défaut (Figure.5.8) afin que tous les clients sains hors tension soient réalimentés. Qu'est-ce qu'une configuration exploitable (configuration de secours admissible), C'est une Nouvelle configuration qui respecte au moins les critères suivants :

- ✚ tous les clients sains hors tension sont réalimentés,
- ✚ le réseau fonctionne en sécurité sous cette configuration.

Cependant, déterminer une nouvelle configuration respectant ces critères ne garantit pas qu'elle soit atteignable. Pour atteindre la nouvelle configuration, il faut changer l'état mécanique des appareils de coupure (des manœuvres de fermeture ou d'ouverture) en respectant une séquence satisfaisant les contraintes de manœuvre de ces appareils. Cela pose donc un problème supplémentaire à savoir s'il existe une séquence de manœuvres permettant d'amener le réseau dans une configuration respectant ces critères.

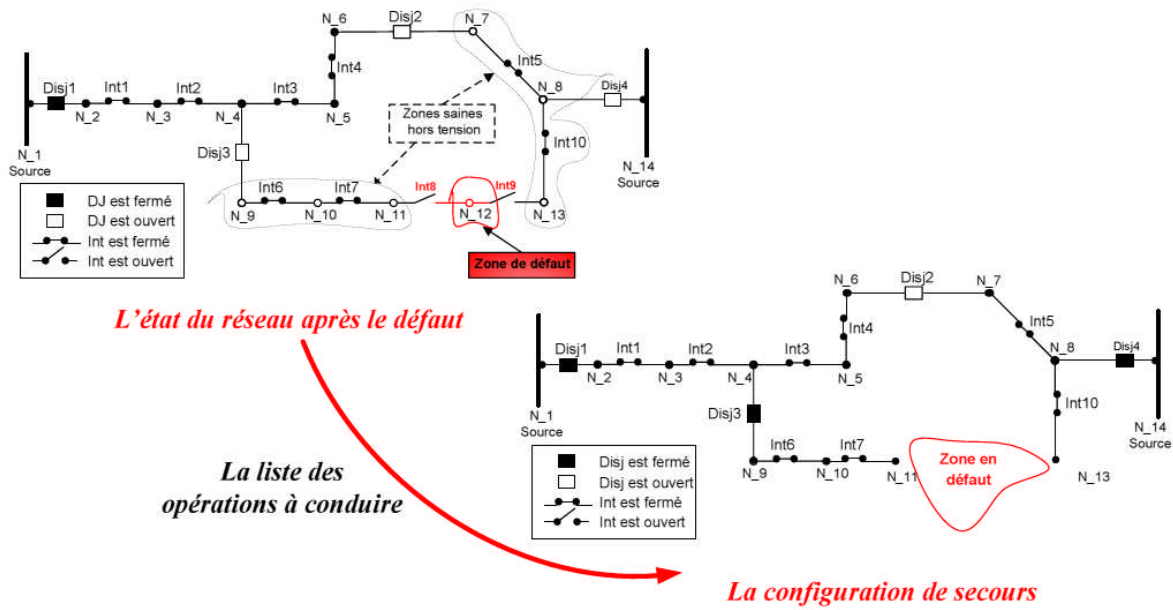


Figure.5. 8 reconfigurations du r réseau après un défaut

Aussi, le deuxième sous - problème réside dans la construction d'une séquence des manœuvres permettant de passer la configuration du réseau de la configuration après le défaut à la nouvelle configuration exploitable que nous venons de trouver (Figure.5.8). Cette séquence est utilisée pour reconfigurer le réseau après le défaut.

Conclusion

En conclusion, il est préférable de faire une recommandation d'utiliser des relais à temps inverse dans la mesure où on peut réduire le temps de recherche du défaut .C'est vrais que la solution revient plus chère mais elle est plus efficace, par exemple on peut choisir un nombre réduit d'emplacements des relais temps inverse et faire une coordination.

Vu la complexité du réseau, on a opter pour l'utilisation des différentes architectures de réseau de distribution qui sont sensibles aux anomalies, donc ce qui nous a apparu plus utile de lui engendrer une meilleure protection afin d'éviter toute perturbation et les incidents qui peuvent apparaître. En effet, ils ont installé des relais numériques programmables afin de protéger leur départ et d'assurer l'enchaînement de distribution de l'énergie électrique.

Malgré la fiabilité et la rapidité de détection des défauts par les relais de protection, il reste toujours un problème, c'est la localisation et la réparation de défaut et à cet effet que SCADA rentre en jeux afin d'accomplir ça tache qui se fait à distance grâce à l'indicateur de défaut qui est télécommandé à distance.

La technologie apportée par SONALGAZ sur le plan de protection du réseau de distribution est-elle fiable ? Et l'alliance qui réunit le scanda et la technologie de protection (relais numérique, les interrupteurs de téléconduite et telemanoeuvré) est elle aussi fiable ?

1. Djamel LABED, " *Production décentralisé et couplage au réseau* ", thèse doctorat d'état (Constantine), électrotechnique, 2008.
2. Louis DEVATINE, " *Postes à haute et très haute tension-rôle et structure* " technique de l'ingénieur, traité par génie électrique D4570, 2009.
3. GRAPHEME, " *Protection des réseaux électriques- Guide de protection* " Schneider Electric, 2008.
4. G VALATIN, R FONDEUR, B- J BOUILLON et J-C TURPAIN, " *Poste à moyenne tension* " technique de l'ingénieur, traité par génie électrique D4600, 1996.
5. Christophe Prévé, Robert Teannot, " *Guide de conception des réseaux électriques - Architecteurs des réseaux* ", PDF Schneider Electric, février 1997 page 23-57.
6. Nouredine HADJSAID, " *Les distribution d'énergie électrique en présence de protection décentralisée* ", livre -2010.
7. Philippe CARRIVE, " *Réseaux de distribution - Structure et planification* ", technique de l'ingénieur, traité par génie électrique D4210, 1991.
8. Mouhamed ZELLAGUI, " *Étude des protections des réseaux électriques MT (30 & 10 kV)* " Mémoire Magister, Université Mentouri Constantine, 01 / 07 /2010.
9. Claude CRROYER, " *Protection des réseaux -généralités* ", technique de l'ingénieur traité par génie électrique, D4800, 2014.
10. Habitat, " *Protection différentielle* ", Hagar PDF.
11. Cristian JECU, " *Système de protections novateur et distribué pour les réseaux Moyenne Tension du futur* ", Thèse de doctorat, génie électrique 2011.
12. L. G. Hewitson, Mark BROWN, Ramesh BALAKRISHNAN, " *Guide de la protection des équipements électriques* ", technique et ingénierie, série EEA, 2007.
13. Philippe CARRIVE, " *Réseaux de distribution-Structure et planification* " technique de l'ingénieur, traité par génie électrique, D4210, 1991.

14. Vanya Ignatova, " *Méthodologie d'analyse de la qualité de l'énergie électrique. Application aux creux de tension et à la pollution harmonique* ", Thèse pour obtenir le grade de DOCTEUR de L'UJF, Université JOSEPH FOURIER, le 20 Octobre 2006.
15. CHALAH Samira, " *Analyse Stochastique De La Résultante De l'injection de courants Harmoniques Dans Un Réseau Electrique* ", Mémoire de Magister, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, Le 17/05/2012.
16. HAKIM Sakkou, "*Conception d'une compensatrice active multifonction corrigeant toutes les perturbations en tension générées par les charges non linéaires et les fours à arc* ", Mémoire, comme exigence partielle à l'obtention de la maîtrise en génie électrique, m.Ing. École de technologie supérieure Université du Québec, 09 janvier 2007.
17. MAMMERI Oussama, "*Différentes méthodes de calcul de la puissance réactive Dans un nœud à charge non linéaire en présence d'un système de compensation de l'énergie*", Mémoire de Magister, Université de Batna, 2012.
18. BELGUIDOUM Hocine, " *Les systèmes FACTS utilisant les convertisseurs entièrement commandés* ", Mémoire de Magister, Université Ferhat Abbas — Sétif, 01/03/2012.
19. Cong Duc PHAM, " *Détection et localisation de défauts dans les réseaux de distribution HTA en présence de génération d'énergie dispersée* ", Thèse Doctorat, institut national polytechnique de Grenoble, 19 septembre 2005.
20. M.AGUET et J.-J. MORF, "*Energie Electrique*", livre, aout 1987.
21. NAHIDI Hassan, "*Guide de protection des réseaux industriels*", Livre, 12-28-2011
22. Michel LAMI, "*Protection et surveillance des réseaux de transport d'énergie électrique*", livre, 01/février /2003.

23. BENCHEIKH el Hocine, "*Protection des réseaux HTA*", Centre de formation Ain M'lila, Institut de formation en électricité et Gaz, SONALGAZ, 2006/2008.
24. STE d'EDF GDF SERVICES, "*Guide des plans de protection (B61-21 ; B61-22 ; B61-23. B61-24)*", PDF, 1994.
25. B. ENACHEANU, "*Outils d'aide à la conduite pour les opérateurs des réseaux de distribution*", Thèse de doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, Octobre 2007.
26. M. C. ALVAREZ-HERAULT, "*Architecture des réseaux de distribution du futur en présence de production décentralisée*", Thèse de doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, décembre 2009.
27. H. BELEHDDAOUI, H. MEDROMI, J. SAADI, O. MALASSE, "*Nouvelle Approche d'Analyse de Fiabilité pour la Sécurité de Fonctionnement à base des Systèmes Multi Agents : Application aux Systèmes de Commande Industriels*", 5ème conférence internationale CPI'2007 – Conception et Production Intégré, Rabat – Maroc, 2007.
28. C. ANDRIEU, B. RAISON et al, "*Fault detection, analysis and diagnostics in high DG – distribution systems*", EESD project, 2002.
29. C. PURET, "*les réseaux de distribution publique MT dans le monde*", Cahier Technique Schneider Electric, No.155, 1991.
30. Schneider Electric, "*Les architectures de réseaux*", Guide de conception des réseaux électriques industriels, Schneider Electric T&D 6883 427A, 2001
31. GTD, "*Plan de protection des réseaux HTA*", guide technique de distribution électrique, chapitre BA 1-3 Édition/83- page 6-7-8-9 & 10.
32. Philippe BREM, "les déférent solutions de régulation des harmoniques",
33. Bertrand CHARIER. "*La qualité de l'énergie électrique : critères définitions*", Technologie 159, janvier - février 2009.

1 Poste source HTB/HTA de Bejaia :

1.1 Poste 60/30 kV Cité Tobale

1.1.1 - Caractéristiques des transformateurs HTB/HTA :

Caractéristiques	60 kV	30 kV
Marque	TOVERNA	
Fréquence	50	
Tensions nominale (kV)	60	31.5
Puissance Apparent (MVA)	30	30
Tension de court-circuit (%)	10.26	11.45
Courant nominale (A)		549.9
Symbole de couplage	Yn yn 0	
Refroidissement	ONAF/ONAN	

Tableau.1. 1 Caractéristiques **techniques des transformateurs**

1.1.2 Schémas unifilaires des étages HTA :

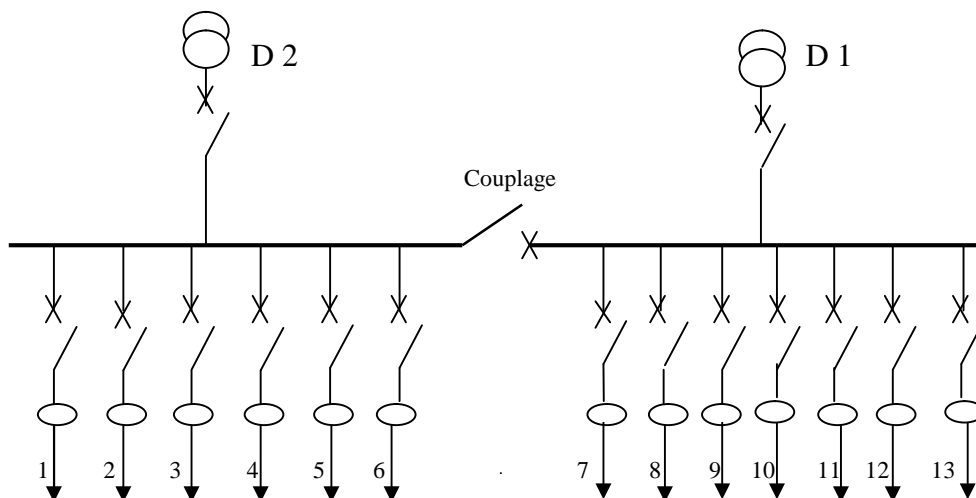


Figure.1. 1 Schéma unifilaire de l'étage 30 kV

1.1.3 Les données de départ

Numéro	Départ (01)	Numéro	Départ (02)
1	Seline	7	Zone 01
2	Ville 2	8	Ville 03
3	Ville 4	9	SNIB
4	Tichy	10	ENCG
5	Zone 2	11	EKS
6	Ville 1	12	CEVITAL

Tableau.1. 2 les noms des différents départs**1.2 Poste 60/30 kV Bir-Slem****1.2.1 Caractéristiques des transformateurs HTB/HTA :**

Caractéristique	60 kV	30 kV
Marque	VA TECH STEM	
Norme	CEI600 76-1	
Fréquence	50	
Tension nominale (kV)	60±13*1.3846%	31.5
Puissance apparente (MVA)	30	40
Tension de court-circuit (%)	12.5	
Courant nominale (A)	733.14	384.9
Symbole de couplage	YNyno	
Refroidissement	ONAN / ONAF	
Tension d'isolement (kV)	72.5	36
Température maximal (C°)	50	

Tableau.1. 3 Caractéristiques techniques des transformateurs

1.2.2 Schémas unifilaires des étages HTA :

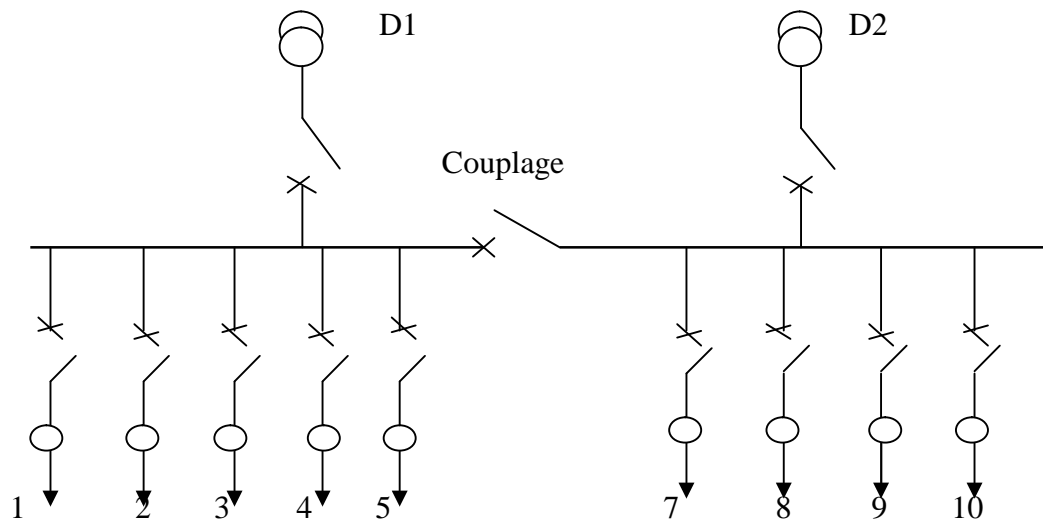


Figure.1. 2 Schéma unifilaire de l'étage 30 KV

1.2.3 Les données de départ

Numéro	Départ (01)	Numéro	Départ (02)
1'	Ihadaden	6'	El kseur
2'	Bejaia	7'	Sealine
3'	Sid Ali Lebhar	8'	Tizi
4'	Tala Hemza		
5'	Edimco		

Tableau.1. 4 les noms des différents départs

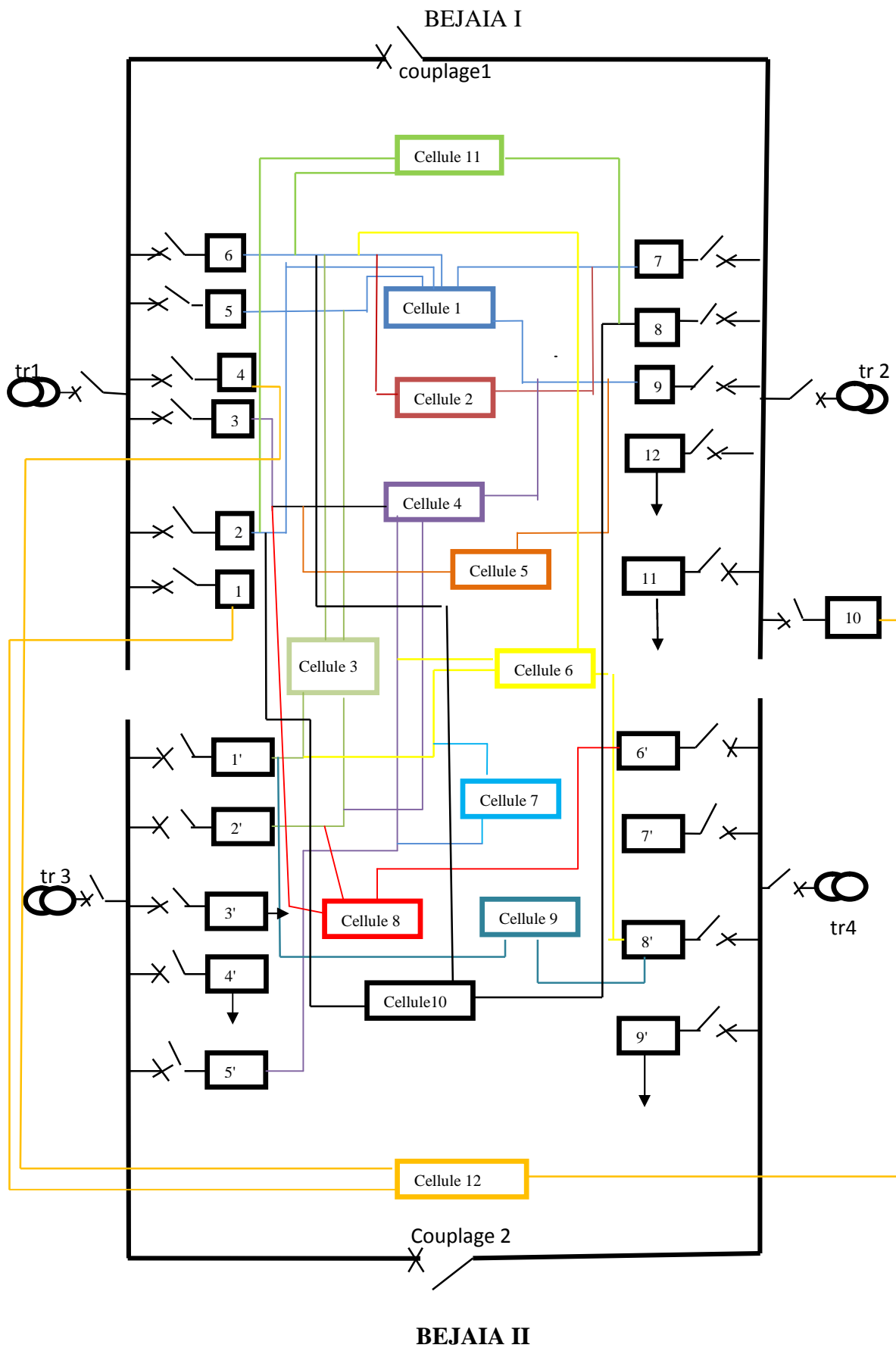


Figure.1. 3 Schéma unifilaire des liaisons du départ

1.2.4 Les point d'interconnexion des départs

	Nombre de liaison	Les différents départs			Nombre de liaison	Les différents départs	N°
Cellule 1	5	Zone 1 Zone 2 Ville 02 ENCG	7 5 2 9		Cellule 7	Bejaia El kseur Ville4	2' 6' 3
Cellule 2	2	Ville1 Zone1	6 7		Cellule 8	Tizi Ihadaden	8' 1'
Cellule 3	3	Ville 01 Ihadaden Bejaia	6 1'		Cellule 9	Bejaia El kseur	2' 6'
Cellule 4	2	ENCG Ville 04	9 3		Cellule 10	Ville 02 Ville 01 Ville 03 SNIB	2 6 8 9
Cellule 5	5	Ihadaden Ville 01 TIZI Edimco Bejaia	1' 6 8' 5' 2'		Cellule 11	Ville 03 Ville 02 Ville 01	8 2 6
Cellule 6	2	Edimco Ihadaden	5' 1'		Cellule 12	sonatrach Tichy	10 4

Tableau.1. 5 Les cellule des nœuds de bouclage des différents départs

1.2.5 Caractéristiques des Départ

Code de départ	Nom de départ	Poste MT/BT				Puissance		Longueurs		TOT (m)
		D P	A B	MX	TO T	PI KVA	PMD KW	AERIEN MT/A (m)	Souterrain MT/S (m)	
331H1C10	tichy	92	93	4	189	13660	17310	97357	10619	107976
331H1C12	sonatrach	0	1	0	1	0	5000	1694	495	2189
331H1C14	ville2	3	1	1	5	1150	130	0	4531	4531
331H1C16	snib	4	2	3	31	2340	12640	0	0	0
331H1C17	civital	0	1	0	1	0	7500	0	1314	1314
331H1C18	ENCG	0	2	0	2	0	5200	0	1337	1337
331H1C19	sen line	0	0	0	0	0	0	0	1672	1672
331H1C5	ville4	12	38	2	52	3770	15770	574	13888	14462
331H1C6	ville1	65	29	3	97	14080	4140	29927	15500	45427
331H1C7	zone2	21	12	7	40	6920	4560	80	9704	9784
331H1C8	zone1	13	7	4	24	3990	2000	240	6612	6852
331H1C9	ville3	9	8	2	19	3640	2632	0	6285	6285
331H2C1	Ihadaden	13	11	2	26	6170	1930	703	7054	7757
331H2C1	Bejaia	17	27	2	46	6040	6630	1924	9244	11168
331H2C1	el kseur	19	13	0	32	2510	1915	6819	63	6882
331H2C1	Tizi	7	1	0	8	2800	120	0	4387	4387
331H2C1	See line	0	1	0	1	0	5000	0	3200	3200

Tableau.1. 6 Les Caractéristiques de la ville de Bejaia

Calcule les l'impédance équivalente et le court circuit biphasé

	ReqL (Ω)	XeqL (Ω)	Zam(Ω)	Ztr (Ω)	Ze _q (Ω)	I _{ccb} (A)
Ville 1	5.0268	5.2780	1.8000	4.1344	12.2820	1.2213*10³
Ville2	1.8960	1.5389	1.8000	4.1344	7.7100	1.9455*10³
Ville3	1.3894	0.8996	1.8000	4.1344	6.5725	2.2822*10³
Ville 4	0.0449	0.8313	1.8000	4.1344	6.9738	2.1509*10³
Zone 1	1.6362	5.4974	1.8000	4.1344	11.5483	1.2989*10³
Ihadaden	4.1449	2.8252	1.8000	3.1008	8.7676	1.7108*10³
Bejaia	0.4251	2.5293	1.8000	3.1008	7.4422	2.0155*10³
Tizi	1.0968	2.9000	1.8000	3.1008	7.8775	1.9042*10³
ENCG	1.1310	1.2329	1.8000	4.1344	7.2560	2.0673*10³
Zone 2	1.7533	5.5184	1.8000	4.1344	11.5862	1.2946*10³
civital	0.3285	4.9690	1.8000	1.8000	10.9084	1.3751*10³
sonatrach	0.4800	5.2640	1.8000	4.1344	11.2087	1.3382*10³

Tableau.1. 7 Le courant de court-circuit biphasé des départs

2 Caractéristiques de réseaux électrique HTA

	Section câble (mm ²)	Longueur aérien (m)	Longueur souterrain (m)
Caractéristique de départ 30 kV			
ARTR 1	240 Cu		
Ville 1	120 Alm	29927	15500
Ville 2	120 Alm	0	4531
Tichy	95 Cu	97357	10619
Ville 4	120 Alm	574	13888
ZONE 2	120 Alm	80	9704
SEALINE	120 Alm	0	1672
ARRIVE 2	240 Alm		
CIVITAL	120 Alm	0	1314
EKS	95 Alm	6819	63
ENCG	120 Alm	0	1337
SNIB	70 Alm	0	0
VILLE 3	120 Alm	0	6285
ZONE 1	120 Alm	731	62
Caractéristique de Poste Bir-Eslem			
ARRIVE 1	240 Cu		
IHADADEN	120 Alm	703	7054
BEJAIA	120 Alm	1924	9244
SEALINE SIDI ALI LEBHAR	120 Alm	0	0
TALA HAMZA	120 Alm	0	0
EDIMCO 2	120 Alm	0	0
ARRIVE2	240 Alm		
EL KSEUR	120 Alm	51660	470
SEALINE	120 Alm	0	3200
TIZI	120 Alm	0	4387
EDIMCO1	120 Alm	0	0

Tableau.1. 8 Caractéristiques des réseaux électriques 30 KV

3 Les caractéristiques des disjoncteurs

Tension alimentation des auxiliaire 127 vcc

	Equipement	Plaque signalétique
1	Disjoncteur arrivée HD4/W.36.16.25	NR AD00001639 Masse 235 kg Tension nominale 36 kV Courant assigné 1600 A Commande IEC 62271.100 Es H9 CEI 17-1 Yc 125 v dc / YL1 125 vdc Yc 125 v dc / YL1 125 vdc
2	Disjoncteur Départ HD4/W.36.16.20	NR AD00007142 Masse 130 kg Tension nominale 36 kV Courant assigné 1250 A Commande IEC 62271.100 Es H9 CEI 17-1 Yc 125 v dc / YL1 125 vdc Yc 125 v dc / YL1 125 vdc

Tableau.1. 9 les caractéristiques de disjoncteur

1 Câble Aérien

On les donné suivante qui sont donné par SONALGAZ :[]

Nature du conducteur 30 (kV)	Section de la ligne (mm ²)	Courant de Limite Thermique en (A)
Almelec	34.4	140
	93.3	270

Tableau.2. 1 Les courant de limite thermique en (A)

2 Câble Souterrain

Nature du conducteur (30 kV)	Section de câble (mm ²)	Courant de Limite Thermique en (A)	Coefficient K
Cuivre 'CU'	70	225	18
Aluminium 'Al'	120	280	16

Tableau.2. 2 Courant de limite thermique des câbles souterrain HTA

3 Les valeurs de court circuit biphasé des départs

3.1 les courant de court circuit

	Iccb (A)		Iccb (A)
Ville 1	$1.2207 \cdot 10^3$	Ihadaden	$1.7108 \cdot 10^3$
VILLE 2	$1.9455 \cdot 10^3$	Bejaia	$2.0155 \cdot 10^3$
Ville3	$2.2822 \cdot 10^3$	Tizi	$1.9042 \cdot 10^3$
Ville 4	$2.1509 \cdot 10^3$	ENCG	$2.0673 \cdot 10^3$
Zone 1	$1.2989 \cdot 10^3$	Zone 2	$1.2946 \cdot 10^3$
Sonatrach	$1.3382 \cdot 10^3$	civital	$1.3751 \cdot 10^3$

Tableau.3. 1 les valeurs d'Iccb (A)

3.2 La capacité homopolaire de réseau de distribution [24]

Tension de service kV	Tension spécifiée en kV	Section (mm ²)	Câbles souterrains isolés au papier						Lignes aériennes	
			Câble à champ radial		Câble tripolaire à champ non radial				Co	3 lo
			Unipolaire triplomb métallisé		Conducteurs ronds		Conducteurs sectoraux		μF/km	A/km
			Co μF/km	3 lo A/km	Co μF/km	3 lo km	Co μF/km	3 lo A/km		
5,5	3,2	30			0,12	0,35	-	-	5 x 10 ⁻³	0,015
		38			0,12	0,37	0,16	0,49		
		48			0,13	0,38	0,17	0,52		
		75			0,13	0,4	0,20	0,60		
		95			0,14	0,41	0,22	0,65		
		116			0,14	0,43	0,23	0,70		
		148			0,15	0,45	0,25	0,76		
240			0,16	0,49	0,30	0,89				
10	5,8	30	0,32	1,74	0,10	0,57	0,12	0,64	5 x 10 ⁻³	0,027
		38	0,35	1,9	0,11	0,58	0,13	0,69		
		48	0,40	2,18	0,11	0,60	0,14	0,73		
		75	0,48	2,61	0,12	0,65	0,15	0,84		
		95	0,52	2,83	0,12	0,67	0,16	0,90		
		116	0,58	3,16	0,13	0,70	0,18	0,96		
		148	0,64	3,48	0,13	0,73	0,19	1,04		
	240	0,79	4,3	0,14	0,78	0,22	1,18			
	11,6	30	0,21	1,15						
		38	0,24	1,3						
		48	0,27	1,47						
		75	0,33	1,8						
		95	0,36	1,96						
		116	0,41	2,23						
148		0,46	2,5							
240	0,58	3,16								
15	8,7	30			0,09	0,77	0,11	0,87	5 x 10 ⁻³	0,04
		38			0,10	0,81	0,11	0,92		
		48			0,10	0,86	0,12	0,99		
		75			0,11	0,92	0,14	1,12		
		95			0,12	0,96	0,15	1,21		
		116			0,12	0,99	0,16	1,3		
		148			0,13	1,04	0,17	1,39		
	240			0,14	1,12	0,19	1,57			
	11,6	30	0,21	1,72						
		38	0,24	1,96						
		48	0,27	2,21						
		75	0,33	2,69						
		95	0,36	2,94						
		116	0,41	3,35						
148		0,46	3,76							
240	0,58	4,74								
20	11,6	30	0,21	2,29	0,08	0,91	0,09	-	5 x 10 ⁻³	0,054
		38	0,24	2,61	0,09	1,01	0,10	1,13		
		48	0,27	2,94	0,10	1,09	0,11	1,23		
		75	0,33	3,59	0,11	1,19	0,13	1,41		
		95	0,36	3,92	0,11	1,24	0,14	1,51		
		116	0,41	4,47	0,12	1,29	0,15	1,61		
		148	0,46	5,01	0,12	1,33	0,16	1,72		
		240	0,58	6,32	0,13	1,44	0,18	2		

3.3 Les valeurs de calcul à la main de réglage des courant de phase et l'homopolaire et :

	Le relais de phase			Le relais homopolaire		
	Imin	Imax	La valeur prise	La valeur calculée	La valeur estimée	PAS=0.05
VILLE 1	1.3	3.29	3	0.72	0.60	0.05
VILLE 2	1.3	5.18	3	0.10	0.15	0.05
VILLE3	1.3	6.06	4	0.15	0.2	0.05
VILLE 4	1.3	5.73	4	0.33	0.35	0.05
TIZI	1.3	5.077	4	0.10	0.15	0.05
BELAIA	1.3	5.37	4	0.22	0.25	0.05
ENCG	1.3	5.51	3	0.03	0.05	0.05
IHADADEEN	1.3	4.56	3	0.16	0.2	0.05
CIVITAL	1.3	3.66	3	0.03	0.05	0.05
SONOTRACH	1.3	3.66	3	0.03	0.05	0.05
ZONE 2	1.3	3.45	3	0.23	0.25	0.05
ZONE 1	1.3	3.46	3	0.15	0.2	0.05

Tableau.3. 2 Les valeurs calculées à la main

Réglages des protections départs MT/BT

Poste source MT/BT	Départ MT	Calibre primaire TC(A)	Section de câble émergence (mm ²)	Charge Pointe état sain (A)	Charge pointe état secoure S(A)	Relais de phase	Longueur R,X MT		Relais de terre
						Réglage phase MT(A)	MTS	MTA	Réglage Homopolaire MT(A)
Bejaia I 60/30 (kV)	Arrivé TR1	1000/1 A	240	402		750			1.2
	Ville1	300/1 A	120	114	221	900	15.5	29.93	
	Ville2	300/1 A	120	62	202	900	4.531	0	
	Ville 4	300/1 A	95	122	182	1200	13.89	0.574	
	Zone2	300/1 A	120	96	180	900	9.704	0.8	
	Arrivé TR2	1000/1 A	240	410.5		750			1.2
	Civital		120	0		900	1.314	0	
	ENCG		120	137	180	900	1/37	0	
	Ville 3		120	97	156	1200	6.285	0	
	Zone1		120	97	221	900	6.612	0.241	
Bejaia II 60/30 (kV)	Arrivé 1	1000/1	240	158		880			1.2
	Ihadaden	300/1	120	102	240	900	7.054	0.703	
	Bejaia	300/1	120	53	70	1200	9.244	1.924	
	Arrivé 2	1000/1	120	187		880			1.2
	Tizi	300/1	120			1200	4.387	0	

Tableau.3. 3 Réglage des protections

Résumé

Les réseaux de distribution électriques est une partie essentielle pour l'alimentation en énergie électrique pour les différents consommateurs MT et BT, sont considérés comme des infrastructures hautement critiques pour le développement industriel et économique de pays, mais il y a plusieurs anomalies (chute de tension, déséquilibre, court-circuit ...etc.), pour cela il faut installer un bon système électrique pour la protection de ce réseau. Les bonnes études des systèmes de protection au réseau de distribution électrique moyenne tension (10kV et 30 kV) contre les courts-circuits entre phases ou phase à la terre assurent à la fois une bonne sécurité des personnes contre les électrisations et des biens contre les électrisations et des biens contre les effets destructifs des courants forts sur les câbles, lignes, et transformateur de puissance...etc. ainsi qu'une bonne continuité de service globale du réseau de distribution en isolant partie en défaut du réseau à afin d'en préserver le fonctionnement . La contribution de ce travail de magistère consistant l'étude de cas réseau de distribution électrique moyenne tension de la ville de Bejaia.