

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieure et de la Recherche Scientifique



جامعة بجاية
Tasdawit n' Bgayet
Université de Béjaïa

Université A-MIRA de Bejaïa



جامعة بجاية
Tasdawit n' Bgayet
Université de Béjaïa

Faculté Technologie

Département Génie Electrique

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

En vue de l'obtention du diplôme MASTER en électrotechnique

Option: Réseaux électriques

Thème

*Calcul des Protections des Départs HTA
au sein de l'entreprise SonelGaz Bejaïa
Application aux Réseaux de la
Distribution de la Ville de Bejaïa*

Présenté par

BACHIOUA Mebrouk

SAHLI Sabah

Membres de jury:

Promoteur: Mr. HAMMOUDI .F

Co-promoteur: Mr. AMGHAR.S

Président: Mr. KASDI. A

Examinatrice: Mme. ROUHA. N

2016/2017

Remerciements

Tout d'abord, Nous remercions dieu tout puissant de nous avoir donné tant de courage, de volonté, de patience et de santé durant toutes ces années d'études.

En exprimant notre profonde gratitude a notre promoteur Mr. HAMOUDI FARID qui a contribué a la réalisation de se mémoire, pour nous avoir honoré en acceptant de diriger ce travail et pour ses orientation ; ses conseils et sa grande patience tout au long de la période de travail.

Nous remercions aussi tout le personnel de la SONELGAZ de Bejaia et plus particulièrement notre encadreur Mr .AMGHAR qui nous a aider et orienter toute la période du stage.

Nous adressons nos chaleureux remerciements aux membres de jury, Mr. Kasdi et Melle. Rouha qui nous ont fait l'honneur d'accepter de juger notre travail.

Nous souhaitons également tous les enseignants ayant assurés nos cours pendant nos années d'études.

Enfin, nos remerciements vont également à nos collègues et amis de la promotion.

Sans oublier nos chers parents, frères et sœurs.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

A ma très cher être qui m'a mis au monde et la plus chère à mes yeux et qui est la source de ma volonté depuis mon enfance, <<ma mère >> qui m'a soutenue et orienter durant mon parcours éducatif.

A la mémoire de mon très cher père

Le destin ne nous a pas laissé le temps pour jouir ce bonheur ensemble et de t'exprimer tout mon respect. Puisse Dieu tout puissant vous accorder sa clémence, sa miséricorde et vous accueillir dans son paradis.

Mes très chères sœurs : Bhidja, Khaira et Warda

A mes frères: Fares et Boudjamaa

A ma future femme SABAH

A la femme de mon frère Chafai

A tous mes oncles, et tantes

A tous mes cousins :Kaïou, Adam, Mimih, Karim, Fatih, Bilal, Abd Alaziz, Razik, Houssam, Alaid et youyou ...

A tous la famille <<BACHIOUA >>.

A tous ceux qui m'ont encouragé à braver les difficultés que j'ai rencontrées pendant l'élaboration de ce mémoire.

MEBROUK,

Dédicace

A mon père et ma très chère maman, qui m'ont éclairé le chemin en me donnant la main tout au long de mes années d'études

<<Que dieu me les gardes>>.

A mes frères

A mon fiancée Mebrouk,

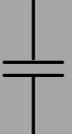
A toutes ma famille.

A tous mes amis de la promotion.

A tous mes amis sans exception.

SABAH.

Liste des symboles Graphiques

symbole	Mot clé	Symbole	Mot clé
	Ligne ou câblé triphasé		Fusible
	La terre		Transformateur de tension
	Arrivée HTA		Transformateur de courant
	Départ HTA ou BT		Disjoncteur
	Court-circuit		Sectionneur
	Interrupteur sectionneur		Générateur
	Interrupteur fusible		Condensateur
	Transformateur		Lampe

Introduction général.....1

Présentation de l'entreprise.....2

Généralités Sur les Réseaux et Postes Electriques

I.1 Introduction.....5

I.2 Structure des réseaux.....5

 I. 2.1 Topologie des réseaux.....5

 I.2.2 Description d'un poste.....7

 I.2.3 Schéma type.....8

 I.2.4 Eléments constitutifs d'un poste.....8

I.3 Gamme des tensions utilisées par le groupe SONELGAZ.....11

I.4 Architectures des postes de livraison HTB.....11

 I.4.1 Simple antenne.....12

 I.4.1.a) Architecture.....12

 I.4.1.b) Mode d'exploitation.....12

 I.4.2 Double antenne.....13

 I.4.2.a) Architecture.....13

 I.4.2.b) Mode d'exploitation.....13

Sommaire

I.4.2.c) Avantages et Inconvénient.....	13
I.4.3 Double antenne avec double jeu de barres.....	14
I.4.3.a) Architecture.....	14
I.4.3.b) Mode d'exploitation.....	14
I.4.3.c) Avantages et Inconvénient.....	15
I.5 Modes d'alimentation des tableaux HTA	15
I.5.1 Un jeu de barres avec une source	15
I.5.1.a) Architecture	15
I.5.1.b) Fonctionnement.....	16
I.5.2 Un jeu de barres sans couplage avec deux sources.....	16
I.5.2.a) Architecture	16
I.5.2.b) Fonctionnement.....	16
I.5.3 deux jeux de barres avec couplage et deux sources.....	16
I.5.3.a) Architecture.....	16
I.5.3.b) Fonctionnement.....	16
I.5.4 Un jeu de barres sans couplage et trois sources.....	17
I.5.4.a) Architecture.....	17
I.5.4.b) Fonctionnement.....	17

Sommaire

I.5.5 Trois jeux de barres avec couplages et trois sources.....	18
I.5.5.a) Architecture.....	18
I.5.5.b) Fonctionnement.....	18
I.5.6 Sources et Départs en " DUPLEX ".....	18
I.5.6.a) Architecture.....	18
I.5.6.b) Fonctionnement.....	18
I.5.7 Deux jeux de barres avec deux attaches par départ et deux sources.....	20
I.5.7.a) Architecture.....	20
I.5.7.b) Fonctionnement.....	20
I.5.8 Deux doubles jeux de barres couplées entre eux.....	21
I.5.8.a) Architecture.....	21
I.5.8.b) Fonctionnement.....	21
I.6 Architectures des réseaux HTA.....	21
I.6.1 Radial en simple antenne.....	22
I.6.1.a) Architecture.....	22
I.6.1.b) Fonctionnement.....	22
I.6.3 Radial en double antenne avec couplage.....	23
I.6.3.a) Architecture.....	23

Sommaire

I.6.3.b) Fonctionnement.....	23
I.6.4 En boucle.....	24
I.6.4.1 Boucle ouverte.....	24
I.6.4.1.a) Architecture.....	24
I.6.4.1.b) Fonctionnement.....	24
I.6.4.2 Boucle fermée.....	25
I.6.4.2.a) Architecture.....	25
I.6.4.2.b) Fonctionnement.....	25
I.6.5 En double dérivation.....	26
I.6.5.a) Architecture.....	26
I.6.5.b) Fonctionnement.....	26
I.7 Architectures des postes HTA/BT supérieur à 630 kVA.....	27
I.7.1 Généralité.....	27
I.7.2 Alimentation en coupure d'artère.....	28
I.7.3 Alimentation en double dérivation.....	28
I.8 Conclusion.....	29

Chapitre II : Protection Des Réseaux Electriques HTA

II.1 Introduction.....	30
-------------------------------	-----------

Sommaire

II.2 Description du système de protection sur un réseau moyenne tension.....	30
II.3 Connexion des relais et zones de protection.....	32
II.4 Les différents types de protections.....	33
II.4.1 La protection ampérométrique.....	33
II.4.2 Les protections à maximum de courant phase (code ANSI 50 ou 51).....	34
II.4.3 Les protections à maximum de courant terre (code 67 N, 67 NC, 50N ou 51N, 50G ou 51G).....	36
II.4.4 La protection différentielle.....	36
II.4.5 La protection de distance ou d'impédance.....	37
II.4.6 La protection wattmétriques homopolaire.....	38
II.4.7 Les protections voltométrique homopolaires.....	40
II.5 Les différents types de sélectivités.....	40
II.5.1 Sélectivité chronométrique.....	41
II.5.2 Sélectivité ampèremétrique.....	42
II.5.3 Sélectivité logique.....	43
II.5.4 Sélectivité par protection directionnelle.....	45
II.5.5 Sélectivité par protection différentielle.....	46
II.5.6 La sélectivité par protection de distance.....	46

II.6 Appareillage de protection.....	47
II.6.1 Système relais.....	47
II.6.2 Transformateurs de mesures.....	48
II.6.3 Relais (Relay).....	49
II.6.4 Disjoncteur (Breaker).....	49
II.7 Protection des éléments du réseau.....	50
II.7.1 Protection des générateurs.....	50
II.7.3 Protection des transformateurs.....	52
II.7.4 Protection des lignes.....	54
II.7.5 Protection des condensateurs.....	54
II.8 Conclusion.....	55

Chapitre III : calcul Et dimensionnement Des Protection HTA

III.1 Introduction.....	56
III.2 Dimensionnement et réglage des protections.....	56
III.2.1 Méthodologie de dimensionnement d'une installation électrique.....	56
III.2.2 Réglementation et normalisation	57
III.2.3 structures des deux postes HT/MT de la ville de Bejaia.....	57
III.2.3.a) schéma unifilaire étage30Kv BEJAIA 1 (Tobal).....	57

Sommaire

III.2.3.b) schéma unifilaire étage 30Kv Bejaia 2 (B IR ESLAM).....	58
III.3 régime de neutre adapté par SONELGAZ.....	58
III.4 La valeur de la résistance de limitation.....	59
III.5 Caractéristiques des deux postes 60/30 KV Bejaia (TOBAL et BIR ESLAM).....	59
III.6 Calcul des courants de court-circuit.....	61
III.6.1 Calcul du courant de court- circuit triphasé.....	64
III.6.2 Calcul du courant de court- circuit biphasée.....	64
III.6.3 Calcul du courant de court-circuit phase-terre (homopolaire).....	64
III.6.4 Calcul du courant de réglage du relais de phase.....	65
III.6.5 Calcul du courant de réglage du relais homopolaire-IRH -.....	67
III.7 Réglage des protections départs primaires 30Kv poste 60/30 Kv BEJAIA1.....	67
III.7.1 Les paramètre des départs poste TOBAL.....	67
III.7.2 Les résistances et les réactances des départs TOBAL.....	68
III.7.3 Les courant du court-circuit des différents départs (post TOBAL).....	69
III.7.4 Les courant de réglages des différents départs (post TOBAL).....	70
III.8 La protection des départs utilisée par SONEGAZ.....	71
III.8.1 Définition d'un réenclencheur.....	71
III.8.2 Définition d'un interrupteur aérien.....	72

Conclusion.....73

Liste des Figures

N° Figure	Liste des Figures	N° page
1	Topologie des réseaux électrique	6
2	Architecture générale de réseaux d'énergies électrique en Algérie	7
3	un schéma type avec ces différents éléments	8
4	Domaines des tensions électriques utilisées par groupe SONELGAZ	11
5	Architecture simple antenne	12
6	Architecture double antenne	13
7	Architecture double antenne avec double jeu de barres	14
8	Architecture d'un jeu de barres avec une source	15
9	Architecture d'un jeu de barres sans couplage avec deux sources.	16
10	Architecture de deux jeux de barres avec couplage et deux sources	17
11	Architecture de trois jeux de barres avec couplages et trois sources	17
12	Architecture de trois jeux de barres avec couplages et trois sources	18
13	Architectures de couplage des sources et départs en " DUPLEX "	19
14	Architectures des deux jeux de barres avec deux attaches par départ et deux sources	20
15	Architectures des deux doubles jeux de barres couplés entre eux	21
16	Réseau HTA radial en double antenne sans couplage	22
17	Réseau HTA radial en double antenne avec couplage	23
18. a	Réseau HTA en boucle ouverte	24
18. b	Réseau HTA en boucle fermée	25
19	Réseau HTA en double dérivation	26
20	Architecture générale d'un poste abonné HTA/BT	27
21	Poste abonné alimenté en coupure d'artère	28
22	Poste abonné alimenté en double dérivation	28
23	Chaîne de protection	30
24	Différentes parties à protéger dans le réseau électrique	32
25	Décomposition du temps de réaction d'une protection	33
26	Protection à temps indépendant	34
27	Courbes de déclenchements typiques des Protection à temps dépendant	35
28	Le principe de fonctionnement de la protection différentielle	36

Liste des Figures

29	Protection des lignes : (a). Protection de distance	38
30	Caractéristique d'une protection wattmétrique homopolaire	39
31	Sélectivité chronométrique	42
32	Sélectivité logique	44
33	Sélectivité par protection directionnelle pour la détermination du sens du courant	46
34	Schéma de fonctionnement de la protection de distance	47
35	Les composants d'un système relais	48
36	Connexion des PT : (a). En étoile, (b). En V	49
37	Protection des jeux de barres : (a) Discrimination temporaire, (b). Discrimination logique, (c). Protection différentielle	51
38	Principe de fonctionnement d'un relais Buchholz	53
39	Protection des transformateurs : (a), (b). Protection contre les courts-circuits. (c), (d), (e), (f) et (g). Protection contre les défauts à la terre	54
40	schéma unifilaire étage 30Kv BEJAIA 1-Tobal	57
41	schéma unifilaire étage 30Kv Bejaia 2-B IR ESLAM	58
42	Interrupteur Aérien à Commande Manuelle	72

Liste Des Tableaux

N°	liste des tableaux	N° page
1	Tableau des domaines de tension	8
2	Tableau II.1- paramètres de déclenchements typiques des protections à temps dépendant	35
3	Caractéristiques des transformateurs	60
4	les donnée physique des départes	61
5	Paramètre départe ville 1	62
6	Limite thermique des conducteurs MTA et MTS	66
7	Les paramètres des départs postes tobal	68
8	les résistances et les réactances des départs	69
9	Les courants du court-circuit	70
10	Les courants de réglages	71

Introduction Générale

Le réseau électrique comprend trois grandes étapes, la production de l'énergie électrique, le transport et la distribution. Chaque équipement est doté d'un ensemble de protections souvent de nature complémentaire et à caractère instantané ou différé.

Les centrales de la production de l'énergie électrique se trouvent généralement dans des endroits éloignés par rapport aux différents points de consommation, pour cela, ils viennent les postes de transformation et les lignes de transport qui assurent l'évacuation de l'énergie produite vers les clients finaux. On trouve des postes de transformation de l'énergie aux bords des villes, ces postes sont construits pour baisser la tension (Haute tension) et la rendre moyenne tension MT (HTA). Après, on trouve des lignes électriques (HTA) qui sortent de ces postes et qui se dispersent dans les villes, les villages, les zones rurales, et les zones industrielles. Ces lignes doivent être commandées et contrôlées, pour cela, on trouve des protections installées au niveau de la cellule de chaque départ (Ligne sortante du poste de transformation), ces protections assurent l'élimination de l'effet des défauts et protègent les clients en cas de la présence d'anomalies dans le fonctionnement du départ qui les alimente. Les valeurs de réglages de ces protections doivent être calculées et affichées sur ces protections d'une manière correcte et rigoureuse.

L'objectif primordiale de la protection est d'éliminer le défaut par l'action instantanée d'un relais électromagnétique ou retardée par un relais temporisé. Selon le type du défaut, la protection intelligente émet un signal de déclenchement du disjoncteur, et par conséquent la mise hors tension de l'installation ou un signal de signalisation pour informer les opérateurs sur la nature du défaut et de prendre les mesures adéquates.

En Algérie le plan de protection de SONELGAZ est conçu de façon à prévoir tout les équipements nécessaires, qui permettent de protéger de façon sûre et sélective les lignes et les transformateurs contre les types de défauts.

Notre travail repose sur le thème « Calcul des Protections des Départs HTA au sein de l'entreprise SONELGAZ Bejaïa Application aux Réseaux de Distribution de la Ville de Bejaïa » :13 départ issu du poste Tobal, l'architecture de se réseau et la collecte des données est nécessaires, pour un dimensionnement et un choix convenable des appareils de protection.

Enfin nous allons élaborer le plan de protection pour le réseau en question.

Le présent mémoire est structuré comme suit:

Dans le premier chapitre, nous avons présenté l'architecture des réseaux et postes électriques. En suit le deuxième chapitre concerne les différents types de protection.

Le troisième chapitre consacré au calcul et dimensionnement des protections HTA.

Notre travail se termine par une conclusion et des perspectives.

Sonelgaz : présentation

Dès son indépendance, en 1962, l'Algérie avait opté pour le développement du secteur de l'énergie, dans le cadre d'une politique nationale visant le développement des infrastructures électriques et gazières. Cette politique prévoit l'accès de la population à l'électricité et au gaz naturel comme une priorité absolue pour l'amélioration de la qualité de vie du citoyen et de la situation économique du pays. La charte nationale en 1976, annonça la volonté de généralisation de l'électrification des ménagers à travers tout le territoire national.

Le Groupe compte aujourd'hui, outre la maison mère, 34 sociétés filiales et 6 sociétés en participation directe.

Le processus de transformation de Sonelgaz a commencé en 2004 avec la création de trois sociétés « métiers » : SPE, pour la production de l'électricité, GRTE pour le transport de l'électricité et GRTG pour le transport du gaz.

Le processus s'est poursuivi en 2006 avec l'émergence, dès le 1er janvier, de quatre sociétés de distribution de l'électricité et du gaz (SDA, SDC, SDE et SDO) et d'une société de gestion du système électrique national (OS).

Filiales

SPE : Société Algérienne de Production de l'Electricité

GRTE : Société Algérienne de Gestion du Réseau de Transport de l'Electricité

SDA : Société de Distribution de l'Electricité et du Gaz d'Alger

SDC : Société de Distribution de l'Electricité et du Gaz du Centre

SDE : Société de Distribution de l'Electricité et du Gaz de l'Est

SDO : Société de Distribution de l'Electricité et du Gaz de l'Ouest

OS : Opérateur Système Electrique.....etc.

Puissance installée de production d'électricité

Beaucoup d'efforts ont été fournis par Sonelgaz et ses sociétés filiales pour le renforcement des capacités de production, qui a connu ces dernières années une évolution conséquente de la puissance de production d'électricité installée. Celle-ci est passée de 7 492 MW en 2005 à 17 238,6 MW en 2015, soit près de 10 000 MW additionnelle mise en service en dix ans.

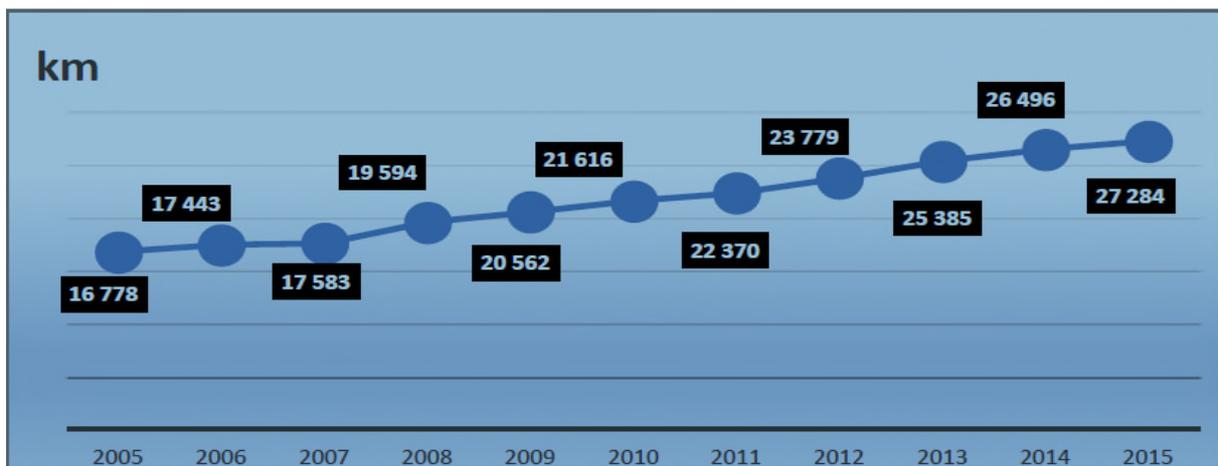
Réseau Electrique National

La structure du réseau électrique nationale se décompose en trois systèmes :

- ✓ Le Réseau Interconnecté National (RIN),
- ✓ Le pôle In Salah – Adrar – Timimoune (PIAT),
- ✓ Les Réseaux Isolés du Sud (RIS).

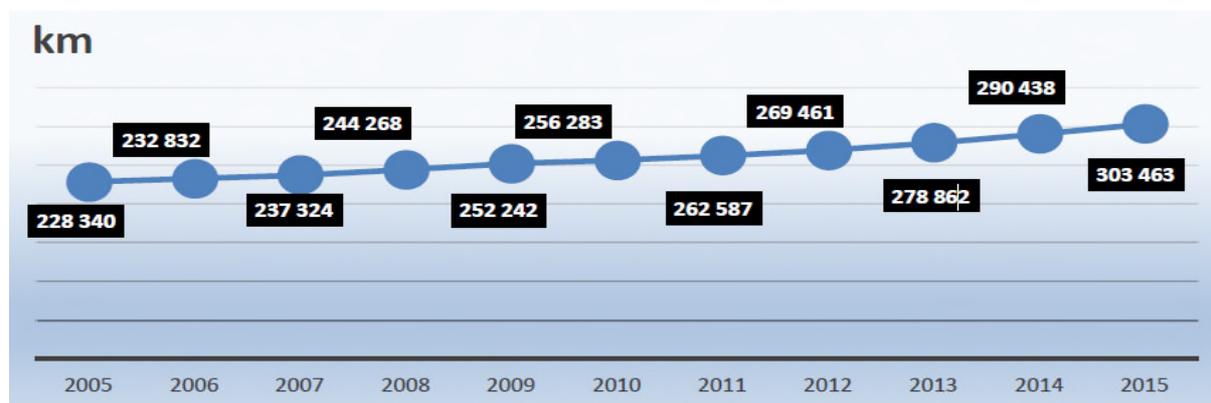
La longueur totale du réseau national de transport de l'électricité, tous niveaux de tensions confondus (60 à 400 kV), dont la gestion est confiée au Gestionnaire du Réseau de Transport de l'Electricité (GRTE) est de à 27 284 km à fin 2015 soit 10 506 km de réalisé en dix ans. Et la longueur du réseau électrique la direction de distribution de BEJAIA et de 6266.823km.

A fin 2011, la longueur totale du réseau national de distribution de moyenne et basse tension de l'électricité, a été atteint 263 585 km



Evolution de la longueur du réseau de transport électrique 2005-2015

Présentation de l'Entreprise



Evolution de la longueur du réseau de distribution électrique 2005-2015

Le réseau de transport électrique algérien est relié au deux réseau marocain et tunisien visa plusieurs lignes électrique, dont les plus récente sont deux lignes 400 kV. Ces nouvelles interconnexions entre les trois pays confortent les liens traditionnels déjà existants depuis de longue date en matière de coopération dans le domaine de l'énergie électrique.

Nombre de clients au niveau de la wilaya de BEJAIA

Répartition de la clientèle par niveau de tension							
NOMBRE DE CLIENTS				CONSOMMATION (GWh)			
HT	MT	BT	TOTAL	HT	MT	BT	TOTAL
1	1413	251 256	252 670	82,0	459,4	542,5	1 083,9

I.1 Introduction

L'électricité circule depuis le lieu où elle est fabriquée jusqu'à l'endroit où elle est consommée, par l'intermédiaire d'un réseau de lignes électriques aériennes ou souterraines.

Il permet de transporter et de distribuer l'énergie électrique sur l'ensemble du territoire de pays et même vers d'autres pays voisiné. L'énergie est acheminée à distance par des liaisons électriques à grand flux qui remplissent une fonction de transport d'énergie.

L'architecture d'un réseau de distribution électrique industriel est plus ou moins complexe suivant le niveau de tension, la puissance demandée et la sûreté d'alimentation requise. Nous allons identifier dans ce chapitre les différents postes de livraison HTB et HTA, et la structure des réseaux HTA et BT.

I.2 Structure des réseaux

I. 2.1 Topologie des réseaux

a) réseaux de transport d'énergie et d'interconnexion

Sont donc, par nature, constitués d'ouvrages capables de forts transits et maillés. Les liaisons forment des boucles dont la grande majorité a des côtés communs, réalisant ainsi une structure semblable aux mailles d'un filet (figure.1.a).

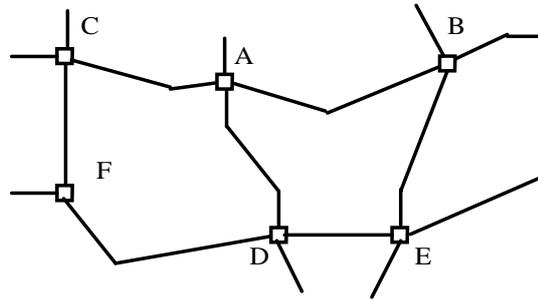
b) réseaux de répartition

Les réseaux de répartition qu'ils alimentent ont fréquemment une structure bouclée (figure.1.b) et peuvent alors être exploités soit en boucle fermée, le réseau est dit bouclé, soit en boucle ouverte, le réseau est alors dit débouclé. Certaines alimentations se font aussi en antenne (poste G, figure.1.b) ou encore en piquage en prélevant une partie de l'énergie circulant sur une ligne reliant deux postes (poste H, figure.1.b). Ces réseaux de répartition à caractère régional fournissent l'énergie aux réseaux de distribution.

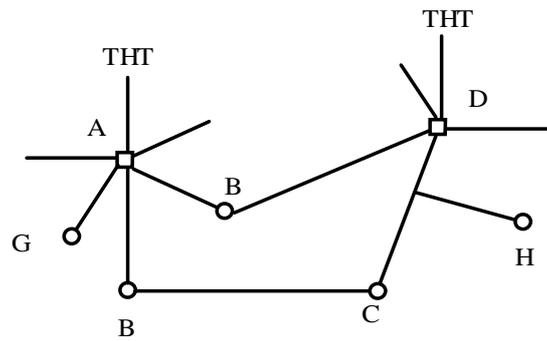
c) réseaux de distribution

Qui sont des réseaux à moyenne tension (MT) assurant l'alimentation d'un grand nombre d'utilisateurs soit directement, soit après transformation en basse tension. Leur configuration et leur mode d'exploitation sont variables. On peut trouver, selon

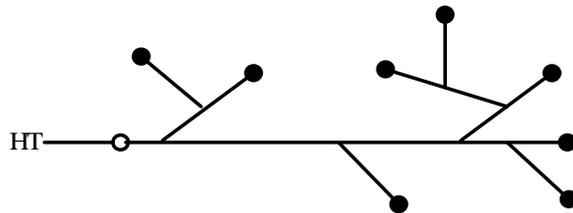
les pays, des réseaux maillés exploités débouclés, des réseaux à structure radiale (figure.1.d), des réseaux à structure arborescente (figure.1.c). [1]



a) exemple de structure maillée



b) exemple de structure bouclée



c) exemple de structure arborescente



d) exemple de structure radiale

- ▣ poste d'interconnexion
- poste de répartition
- poste de distribution

Figure 1 : Topologie des réseaux électrique.

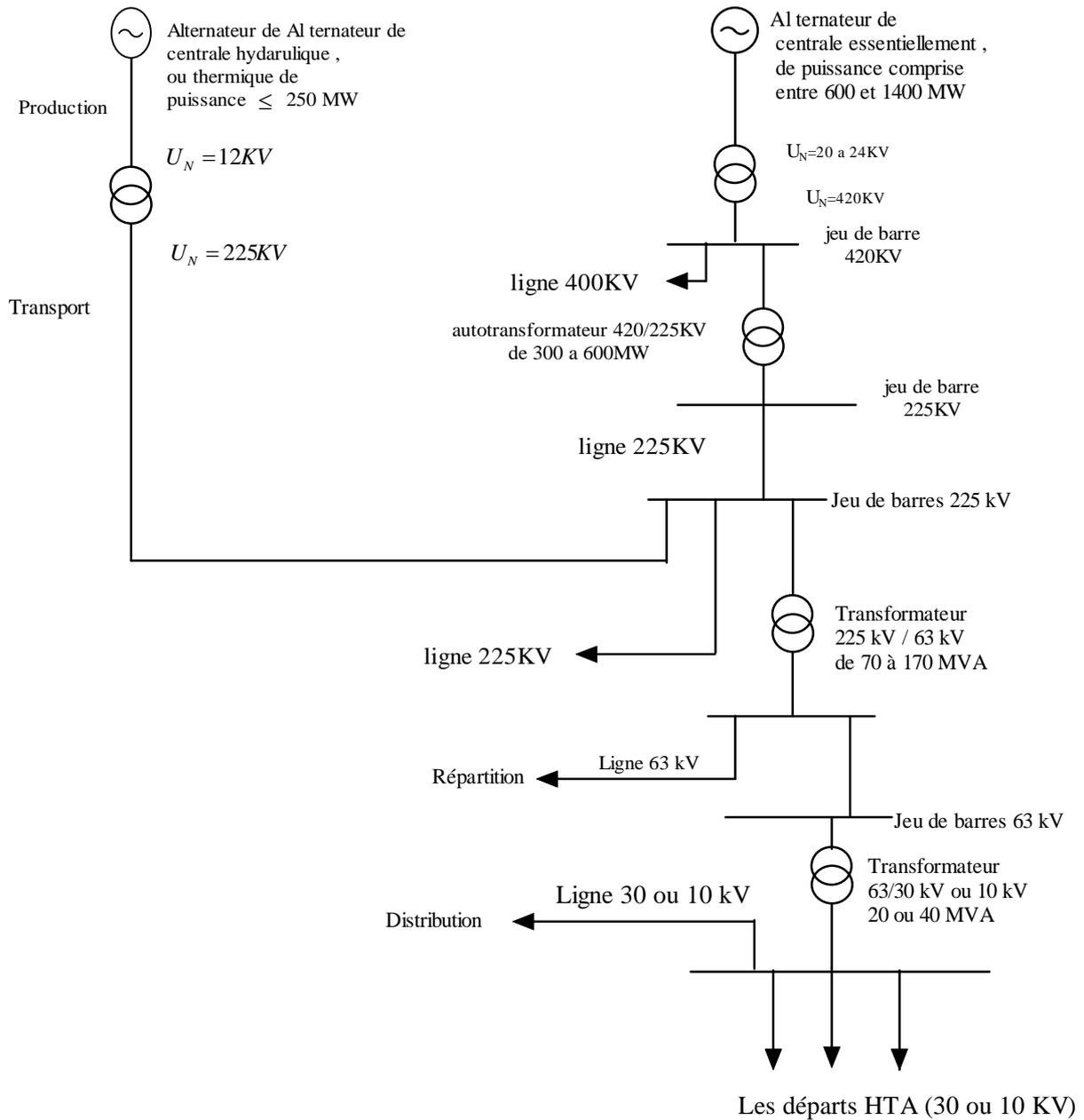


Figure .2 Architecture générale de réseaux d'énergie électrique en Algérie. [2]

I.2.2 Description d'un poste

Par définition, un poste (une sous-station) est une installation d'organes de liaison et d'organes de manœuvre où parvient l'énergie des centrales et d'où cette énergie est orientée vers les centres de consommation. [3]

I.2.3 Schéma type

Un poste est constitué d'une multitude d'éléments. A titre d'illustration, un schéma type avec ces différents éléments (figure.3). [4]

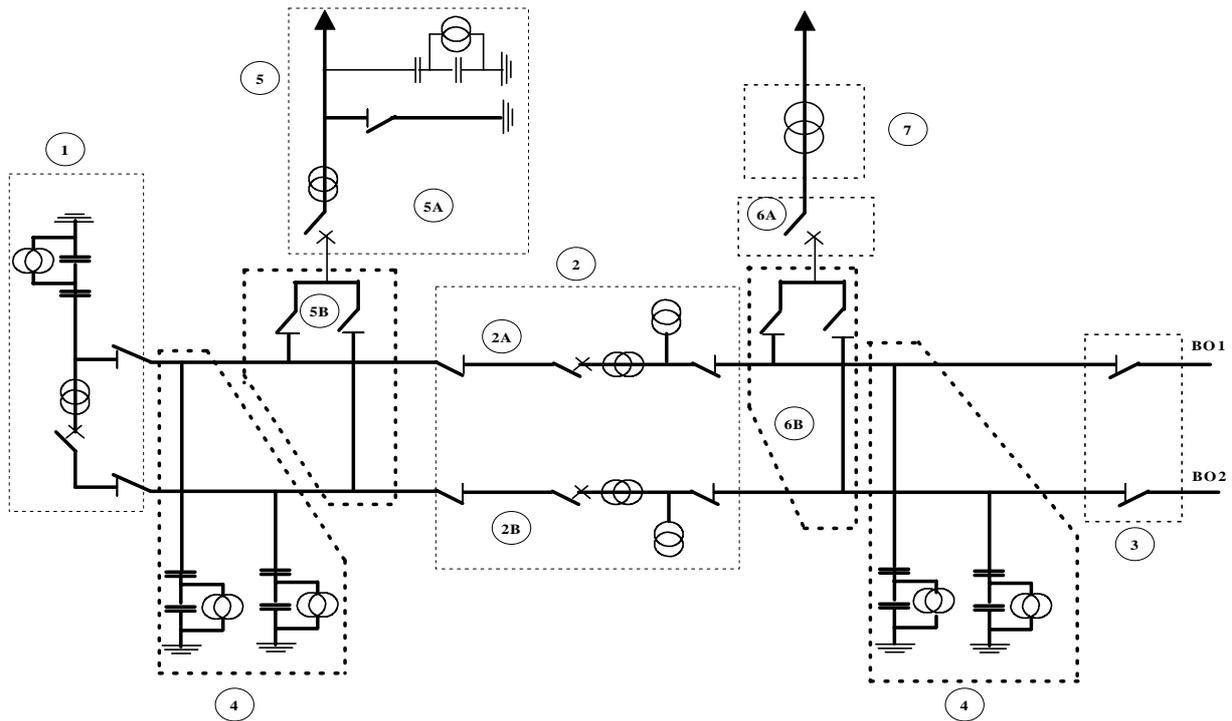


figure.3 un schéma type avec ces différents éléments

BO	Jeux de barre
1	Couplage
2	2A Tronçonnement de barres BO1
	2B Tronçonnement de barres BO2
3	Sectionnement de barres
4	Contrôle barres
5	Cellule ligne
	5A – Tête de cellule
	5B – Aiguillage sur les jeux de barres
6	Cellule raccordement transformateur
	6A – Tête de cellule
	6B – Aiguillage sur les jeux de barres
7	Banc de transformation

I.2.4 Eléments constitutifs d'un poste

➤ Jeux de Barres

Un jeu de barres est un ouvrage électrique triphasé régnant sur la longueur du poste. Il permet de relier entre eux les départs de même tension qui y aboutissent. Un poste électrique peut être doté de un, ou deux, même trois jeux de barres pour une tension donnée.

➤ **Cellules de Couplage des Barres**

Permettent de relier entre eux deux quelconques des jeux de barres du poste ou deux de leurs sections ou tronçons disposés du même côté d'un sectionnement ou d'un tronçonnement de barres s'il en existe un.

Leur équipement comprend un disjoncteur, les sectionneurs d'aiguillage sur les différents jeux de barres et des réducteurs de mesures.

✓ **Sections de Barres – les Tronçons de barres**

Lorsqu'un jeu de barres peut être partagé en plusieurs parties par sectionneurs ou par disjoncteurs, on appelle :

"Section de barres" une partie d'un jeu de barres comprise entre 2 sectionneurs de sectionnement, entre un sectionneur de sectionnement et une extrémité de barres, ou entre un sectionneur de sectionnement et un disjoncteur ou interrupteur de tronçonnement,

"Tronçon de barres" une partie d'un jeu de barres comprise entre 2 disjoncteurs de tronçonnement, ou entre un disjoncteur de tronçonnement et une extrémité de barres.

Le tronçonnement permet de réaliser autant de sommets d'exploitation qu'il y a de tronçons de jeux de barres délimités par des disjoncteurs.

Les sectionnements se composent uniquement d'un sectionneur et permettent d'obtenir autant de sommets qu'il y a de sections.

✓ **Cellules de Ligne**

Pour lesquelles on distingue :

- la tête de cellule qui regroupe les équipements de contrôle, de protection, de coupure, d'isolement et de mise à la terre de la ligne : transformateurs de mesure courant et tension, disjoncteur, éventuel sectionneur d'isolement à coupure visible et de mise à la terre de la ligne,
- la partie aiguillage qui permet de connecter la tête de cellule à l'un ou l'autre des jeux de barres du poste. Elle ne comporte, comme appareillage, que les sectionneurs qui permettent d'effectuer les manœuvres de raccordement désirées.

✓ **Cellules de Raccordement des Transformateurs de Puissance**

Qui diffèrent des cellules de lignes par la suppression :

- du sectionneur d'isolement du banc de transformation dont la fonction de "coupure visible" est assurée par les sectionneurs d'aiguillage encadrant proches,
- et, le cas échéant, des transformateurs de mesure courant et tension qui ne sont installés, en l'absence de protection de débouclage ou de jeux de barres, que sur l'enroulement de plus faible tension du transformateur de puissance.

✓ **Banc de Transformation**

Proprement dit comprend, outre le transformateur ou l'autotransformateur de puissance et ses accessoires :

- l'appareillage : parafoudres de phases, inductance de neutre, parafoudre de neutre, associé à des transformateurs de mesure de courant et tension, transformateur de protection de cuve, transformateur de point neutre,
- les installations HTA raccordées à son enroulement tertiaire : transformateur de soutirage pour l'alimentation des aéroréfrigérants et, le cas échéant, des services auxiliaires du poste, ainsi qu'éventuellement, les équipements de compensation de l'énergie réactive.
- Les liaisons primaire et secondaire.

✓ **Liaison Omnibus**

Qui permet de relier deux quelconques tronçons de jeux de barres disposés de part et d'autre d'un tronçonnement de barres. Elle comporte un disjoncteur et les sectionneurs d'aiguillage sur tous les tronçons de jeux de barres déterminés par le tronçonnement correspondant, ainsi que les transformateurs de mesure nécessaires pour l'alimentation des protections.

Les caractéristiques des différents éléments et cellules, comme définis ci-dessus, découlent :

- de la disposition choisie, pour les conditions d'implantation des matériels et connexions,
- du schéma et du rôle dans le réseau pour le choix du calibre des différents éléments (appareillage et conducteurs),
- des conditions d'exploitation et de protection, pour les équipements BT de contrôle commande, protection et signalisation.

I.3 Gamme des tensions utilisées par le groupe SONELGAZ

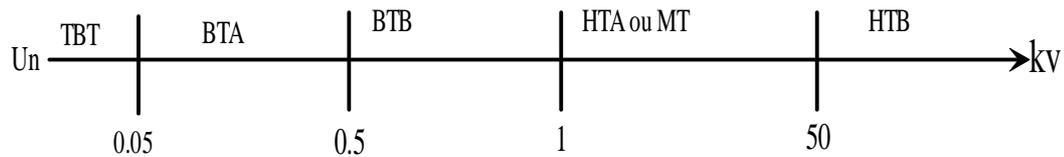


Fig. I.4 - Domaines des tensions électriques utilisées par groupe SONELGAZ [4].

La nouvelle norme en vigueur en Algérie (SONELGAZ) définit les niveaux de tension alternative comme suit :

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

Tableau I.1 - Tableau des domaines de tension [5].

Cas particuliers de la très basse tension (TBT)

Dans le cadre des travaux et interventions sur des installations ou équipements du domaine

TBT, il y a lieu de distinguer ces réalités.

- ✓ En très basse tension de sécurité (TBTS),
- ✓ En très basse tension de protection (TBTP),
- ✓ En très basse tension de fonctionnelle (TBTF)

I.4 Architectures des postes de livraison HTB

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

- ✓ D'une part, le point de raccordement au réseau de distribution HTB,
- ✓ D'autre part, la borne aval du ou des transformateurs HTB / HT.

Indice **O** pour « position ouvert » et **F** pour « position fermé ».

Les schémas électriques des postes de livraison HTB les plus couramment rencontrés sont les suivants : [6]

I.4.1 Simple antenne

I.4.1.a) Architecture

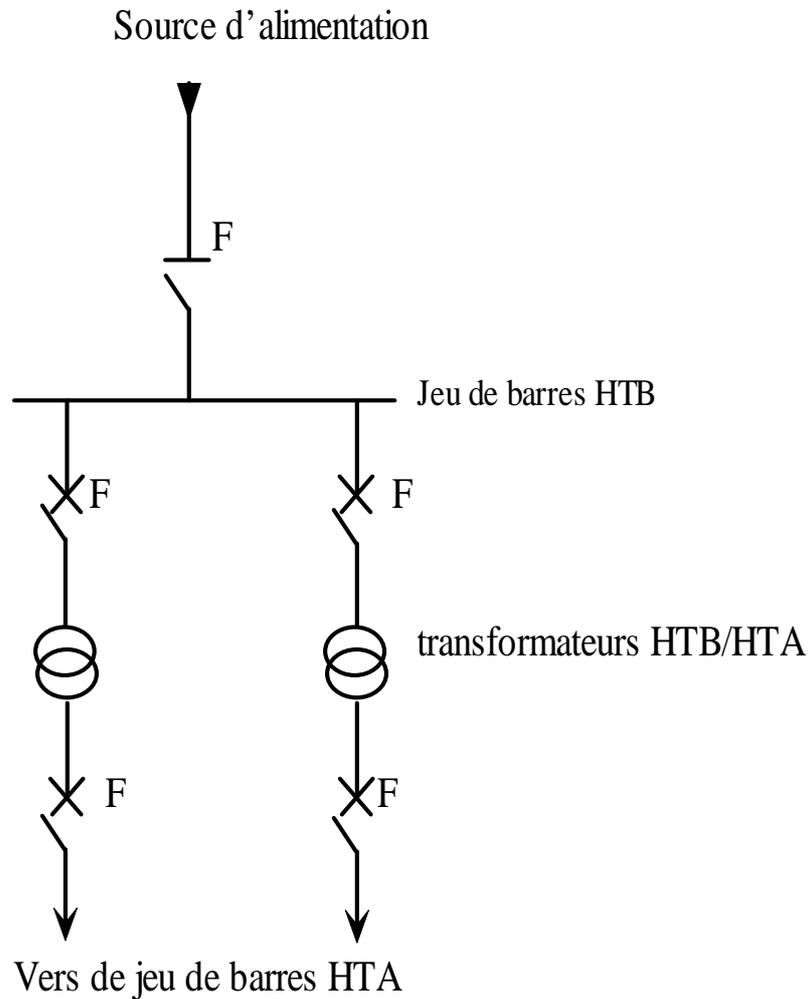


Figure. I.5 - Architecture simple antenne.

I.4.1.b) Mode d'exploitation

Normal

- ✓ Les transformateurs HTB/HTA sont alimentés par un seul jeu de barre HTB.

Perturbé

- ✓ En cas de perte d'une source d'alimentation, les transformateurs HTB/HTA sont mis hors service.

I.4.1.c) Avantages et Inconvénient

Avantage : Coût minimal.

Inconvénient : Disponibilité faible.

I.4.2 Double antenne

I.4.2.a) Architecture

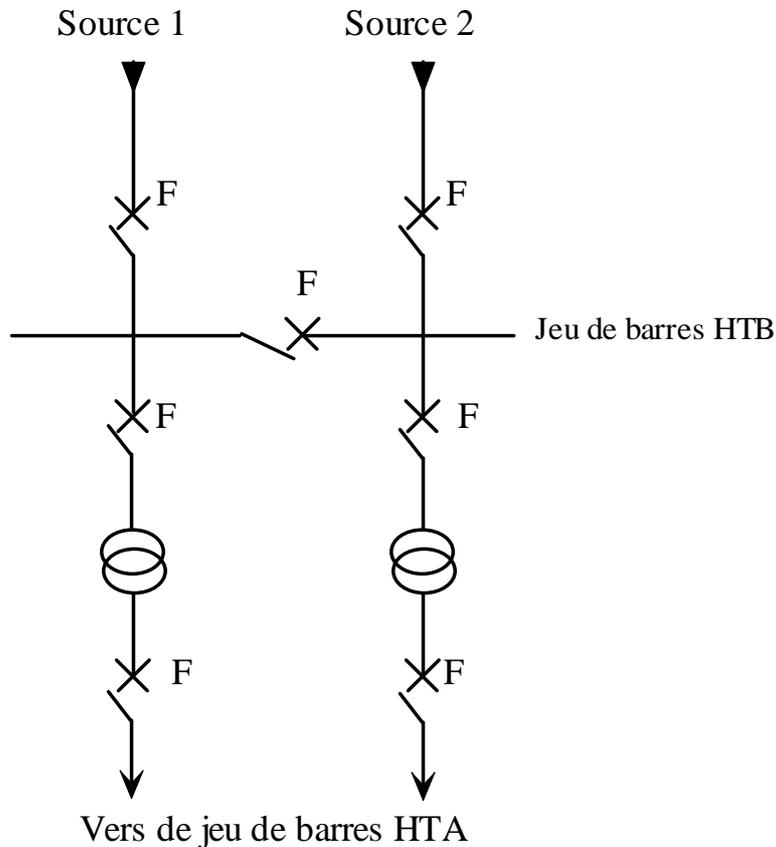


Figure. I.6 - Architecture double antenne.

I.4.2.b) Mode d'exploitation

Normal

- ✓ Les deux disjoncteurs d'arrivée des sources sont fermés, ainsi que le sectionneur de couplage.
- ✓ Les transformateurs sont donc alimentés par les 2 sources simultanément.

Perturbé

- ✓ En cas de perte d'une source, l'autre source assure la totalité de l'alimentation.

I.4.2.c) Avantages et Inconvénient

Avantages

- ✓ Bonne disponibilité, dans la mesure où chaque source peut alimenter la totalité du réseau
- ✓ Maintenance possible du jeu de barres, avec un fonctionnement partiel de celui-ci

Inconvénients

- ✓ Solution plus coûteuse que l'alimentation simple antenne

- ✓ Ne permet qu'un fonctionnement partiel du jeu de barres en cas de maintenance de celui-ci

I.4.3 Double antenne avec double jeu de barres

I.4.3.a) Architecture

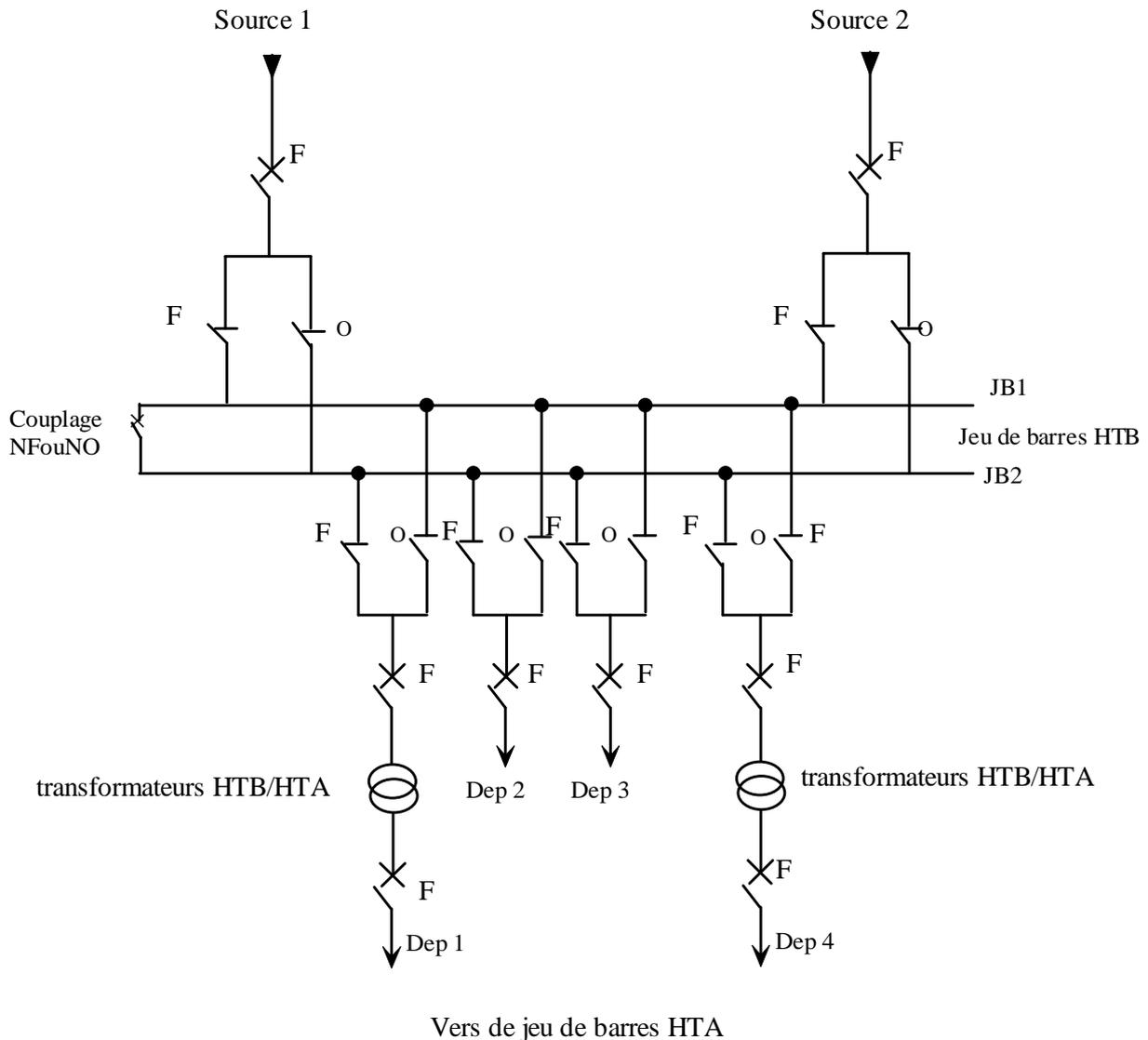


Figure. I.7 - Architecture double antenne avec double jeu de barres.

I.4.3.b) Mode d'exploitation

Normal

La source 1 alimente, par exemple, le jeu de barres JB1 et les départs Dép 1 et Dép 2.

- ✓ La source 2 alimente, par exemple, le jeu de barres JB2 et les départs Dép 3 et Dép 4.
- ✓ Le disjoncteur de couplage peut être maintenu fermé ou ouvert.

Perturbé

- ✓ En cas de perte d'une source, l'autre source assure la totalité de l'alimentation.

- ✓ En cas de défaut sur un jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), le disjoncteur de couplage est ouvert et l'autre jeu de barres alimente la totalité des départs.

I.4.3.c) Avantages et Inconvénient

Avantages

- ✓ Bonne disponibilité d'alimentation,
- ✓ Très grande souplesse d'utilisation pour l'affectation des sources et des charges, et pour la maintenance des jeux de barres,
- ✓ Possibilité de transfert de jeu de barres sans coupure (lorsque les jeux de barres sont couplés, il est possible de manœuvrer un sectionneur si son sectionneur adjacent est fermé).

Inconvénient

- ✓ Surcoût important par rapport à la solution simple jeu de barres

I.5 Modes d'alimentation des tableaux HTA

Nous allons identifier les principales solutions d'alimentation d'un tableau HTA, indépendamment de son emplacement dans le réseau.

Le nombre de sources et la complexité du tableau diffèrent suivant le niveau de sûreté de fonctionnement désiré. [7]

Les schémas sont classés dans un ordre tel que la sûreté de fonctionnement s'améliore tandis que le coût d'installation augmente.

I.5.1 Jeu de barres avec une source

I.5.1.a) Architecture

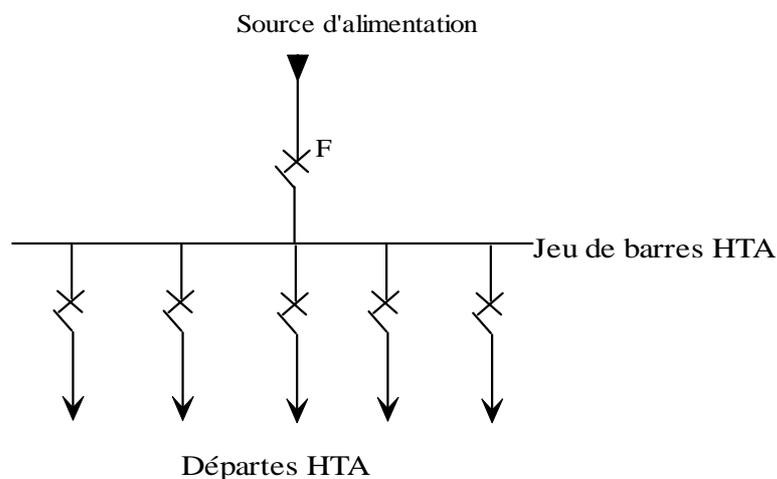


Figure. I.8 - Architecture d'un jeu de barres avec une source.

I.5.1.b) Fonctionnement

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

I.5.2 Jeu de barres sans couplage avec deux sources

I.5.2.a) Architecture

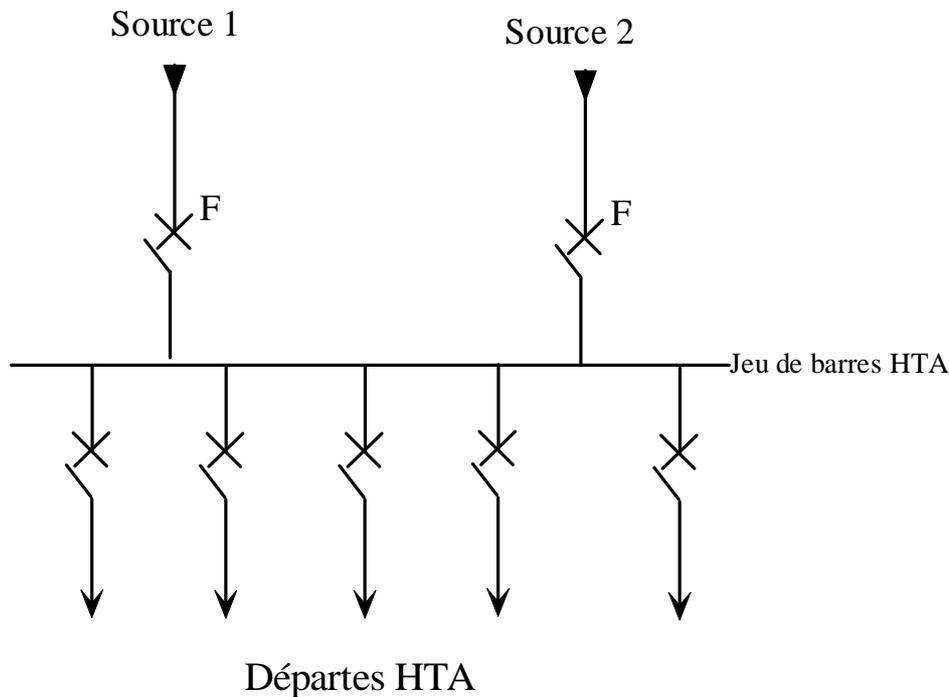


Figure. I.9 - Architecture d'un jeu de barres sans couplage avec deux sources.

I.5.2.b) Fonctionnement

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

I.5.3 Deux jeux de barres avec couplage et deux sources

I.5.3.a) Architecture

I.5.3.b) Fonctionnement

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

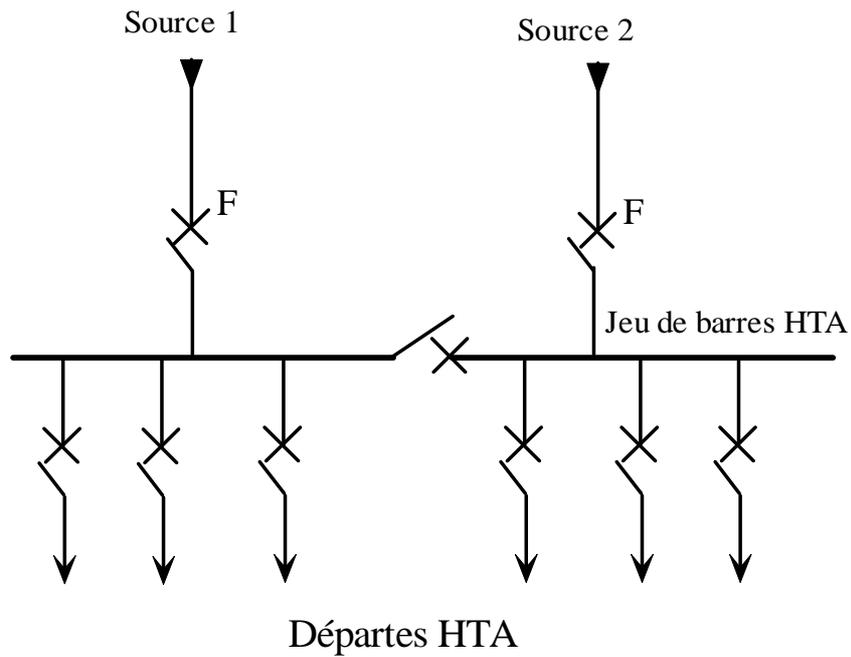


Figure. I.10 - Architecture de deux jeux de barres avec couplage et deux sources.

I.5.4 Jeu de barres sans couplage et trois sources

I.5.4.a) Architecture

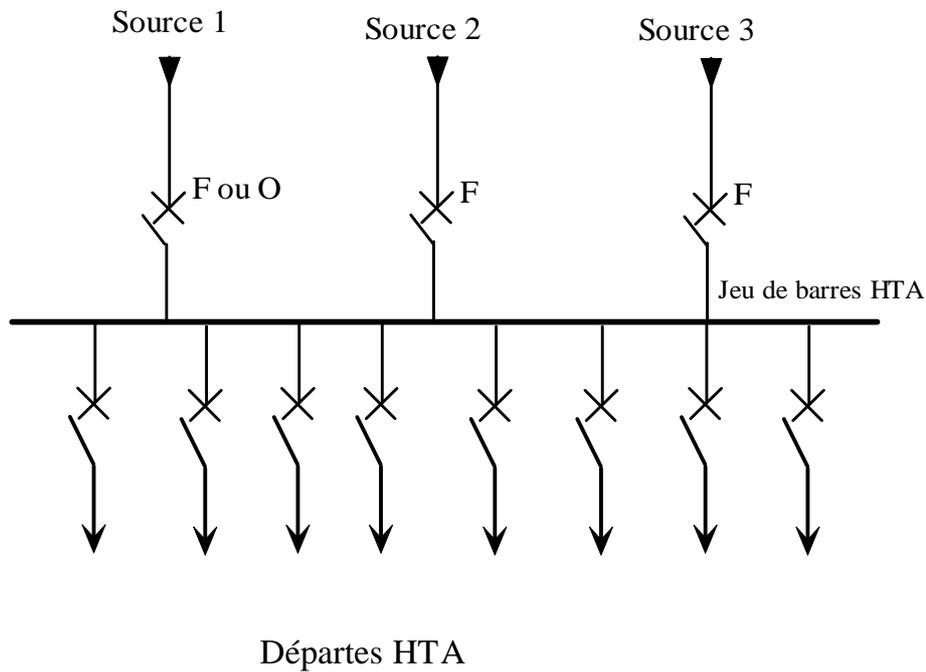


Figure. I.11 - Architecture de trois jeux de barres avec couplages et trois sources.

I.5.4.b) Fonctionnement

Les 3 sources peuvent fonctionner en parallèle ou l'une en secours des deux autres.

En cas de défaut sur le jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), les départs ne sont plus alimentés.

I.5.5 Trois jeux de barres avec couplages et trois sources

I.5.5.a) Architecture

I.5.5.b) Fonctionnement

Les deux disjoncteurs de couplage peuvent être maintenus ouverts ou fermés. S'ils sont ouverts, chaque source alimente sa section de barres. En cas de perte d'une source, le disjoncteur de couplage associé est fermée, une source alimente 2 sections de barres et l'autre 1 section de barres.

En cas de défaut sur une section de barres (ou maintenance de celle-ci), une partie seulement des départs n'est plus alimentée.

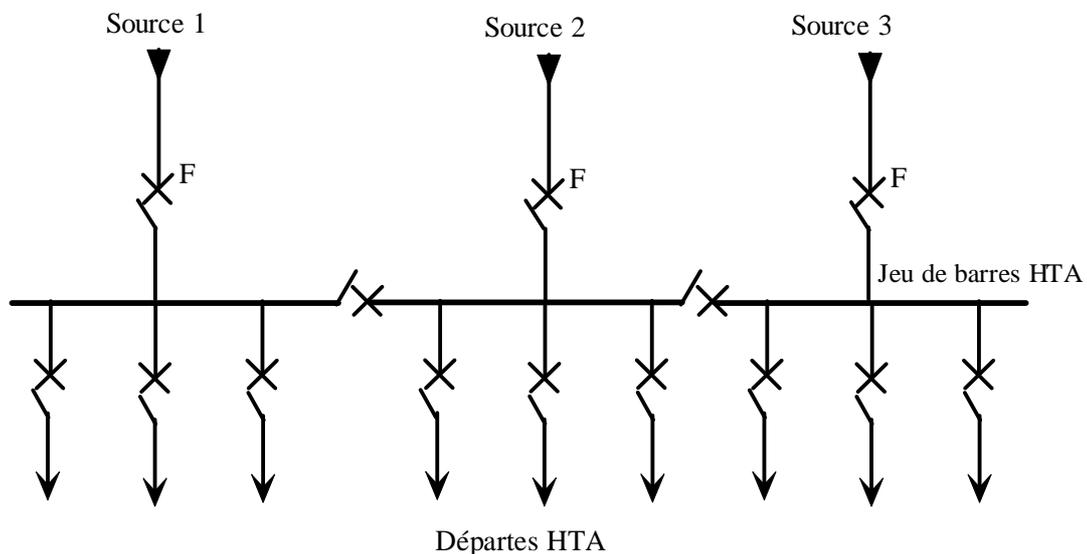


Figure I.12 - Architecture de trois jeux de barres avec couplages et trois sources.

I.5.6 Sources et Départs en " DUPLEX "

I.5.6.a) Architecture

I.5.6.b) Fonctionnement

✓ Le disjoncteur de couplage est maintenu ouvert en fonctionnement normal. Chaque source peut alimenter l'un ou l'autre des jeux de barres par ses deux cellules disjoncteur débrochable. Par souci d'économie, il n'y a qu'un seul disjoncteur pour les deux cellules débrochable qui sont installées tête-bêche. On peut ainsi facilement déplacer le disjoncteur d'une cellule à l'autre. Ainsi, si l'on veut que la source 1 alimente le jeu de barres JB2, on déplace le disjoncteur dans l'autre cellule associée à la source 1.

✓ Le même principe est mis en place pour les départs. Ainsi, à chaque départ sont associées deux cellules débouchables et un seul disjoncteur.

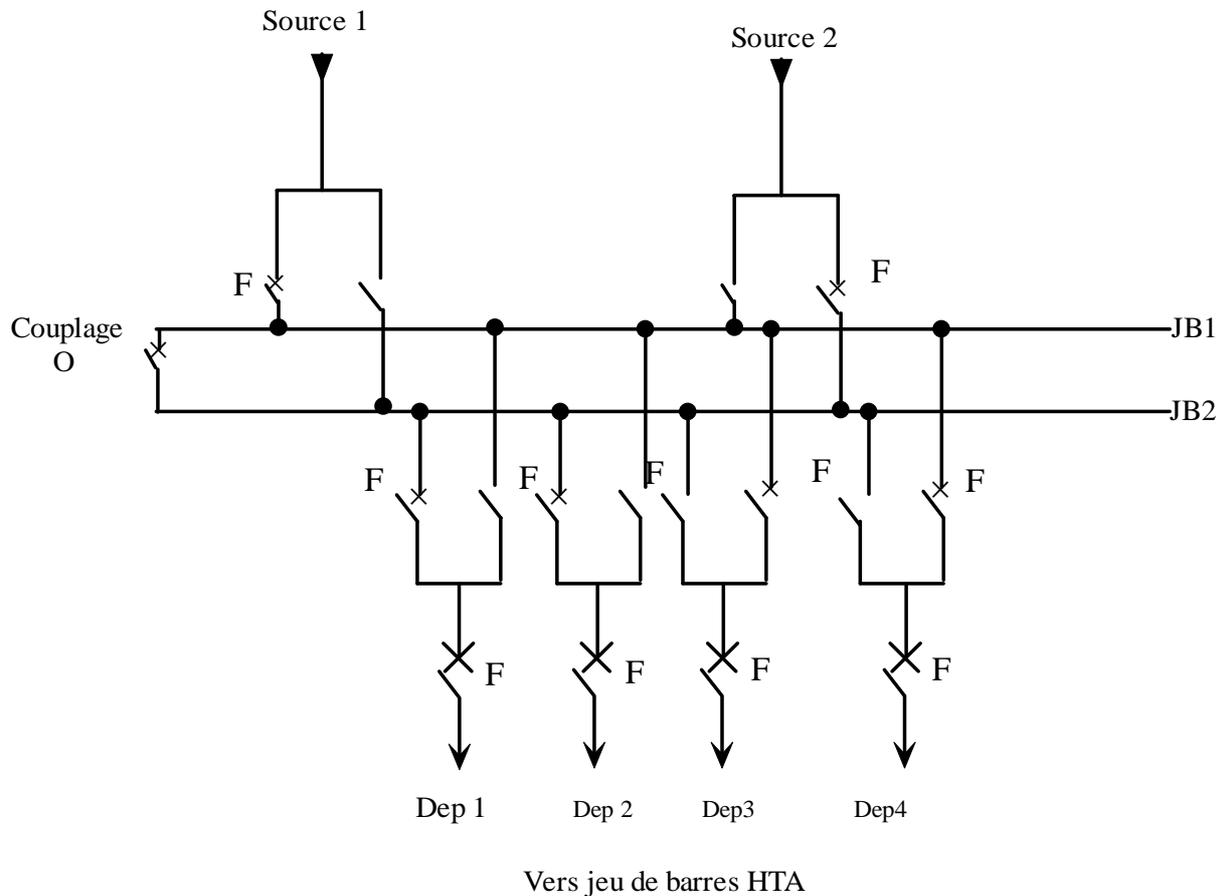


Figure. I.13 - Architectures de couplage des sources et départs en " DUPLEX ".

Chaque départ peut être alimenté par l'un ou l'autre des jeux de barres suivant l'emplacement du disjoncteur. Par exemple, la source 1 alimente le jeu de barres JB1 et les départs Dép1 et Dép2. La source 2 alimente le jeu de barres JB2 et les départs Dép3 et Dép4.

✓ En cas de perte d'une source, le disjoncteur de couplage est fermé, l'autre source assure la totalité de l'alimentation.

✓ En cas de défaut sur un jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), le disjoncteur de couplage est ouvert et chaque disjoncteur est placé sur le jeu de barres en service, afin que tous les départs soient alimentés.

✓ L'inconvénient du système " DUPLEX " est qu'il ne permet pas les permutations automatiques. En cas de défaut, chaque permutation à effectuer dure plusieurs minutes et nécessite la mise hors tension des jeux de barres.

I.5.7 Deux jeux de barres avec deux attaches par départ et deux sources

I.5.7.a) Architecture

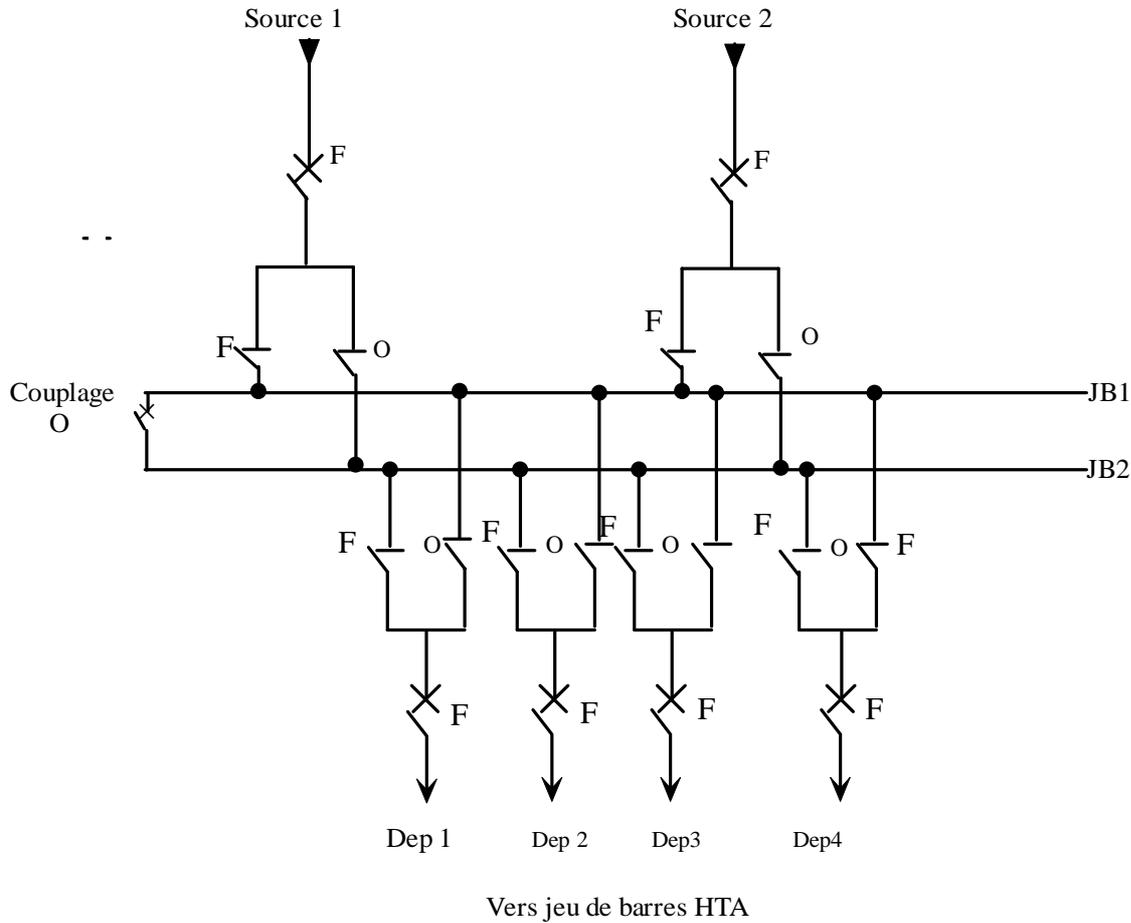


Figure. I.14 - Architectures des deux jeux de barres avec deux attaches par départ et deux sources.

I.5.7.b) 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 de sectionneurs qui lui sont associés, un seul sectionneur par départ doit être fermé,
- ✓ Par exemple, la source 1 alimente le jeu de barres JB 1 et les départs Dép1 et Dép2. La source 2 alimente le jeu de barres JB 2 et les départs moyenne tension Dép 3 et Dép 4,
- ✓ En cas de perte d'une source, le disjoncteur de couplage est fermé, l'autre source assure la totalité de l'alimentation,
- ✓ En cas de défaut sur un jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), le disjoncteur de couplage est ouvert et l'autre jeu de barres alimente la totalité des départs.

I.5.8 Deux doubles jeux de barres couplés entre eux

I.5.8.a) Architecture

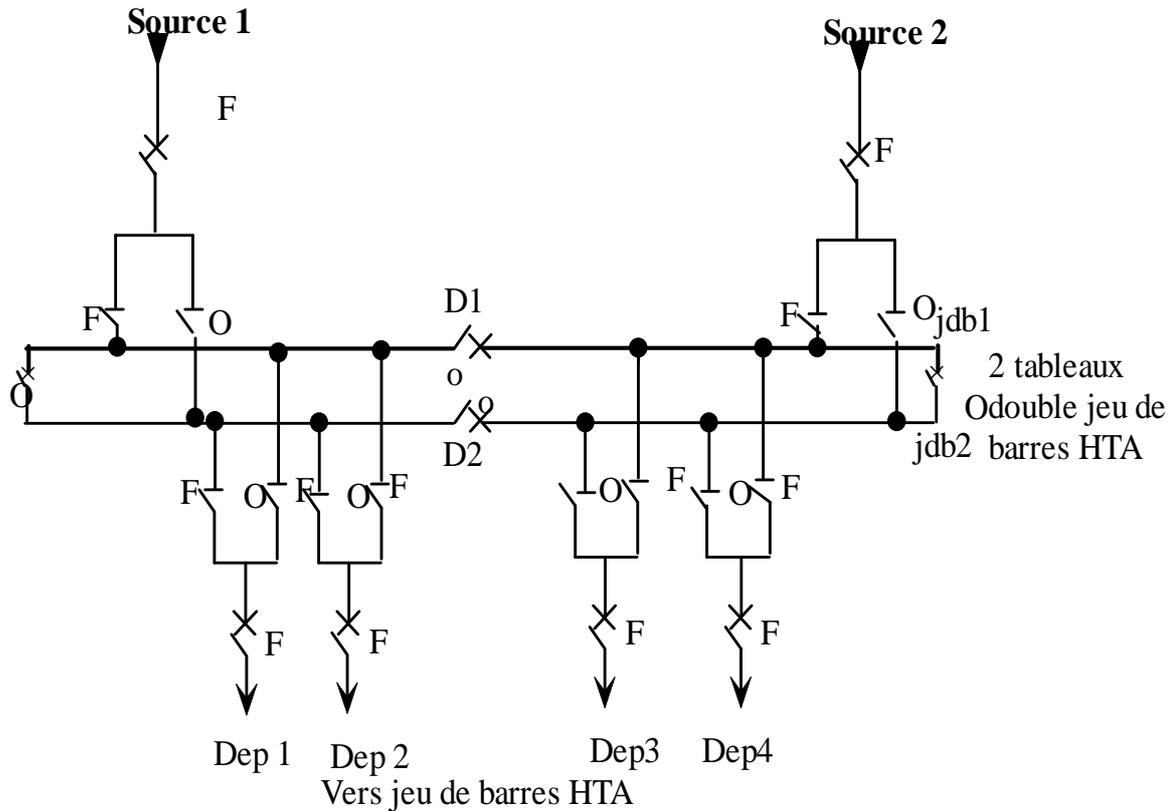


Figure. I.15 - Architectures des deux doubles jeux de barres couplés entre eux.

I.5.8.b) Fonctionnement

- ✓ Il est presque identique au schéma précédent (2 jeux de barres, 2 attaches par départ, 2 sources d'alimentation). La décomposition du double jeu de barres en 2 tableaux avec couplage (par D1 et D2) permet une plus grande souplesse d'exploitation,
- ✓ Chaque jeu de barres alimente un nombre de départs moins important en fonctionnement normal.

I.6 Architectures des réseaux HTA

Nous allons identifier les principales structures de réseaux HTA permettant d'alimenter les tableaux secondaires et les transformateurs HTA/BT. La complexité de la structure diffère suivant le niveau de sûreté de fonctionnement désiré. [8]

Les schémas électriques des réseaux HTA les plus souvent rencontrés sont les suivants :

I.6.1 Radial en simple antenne

I.6.1.a) Architecture

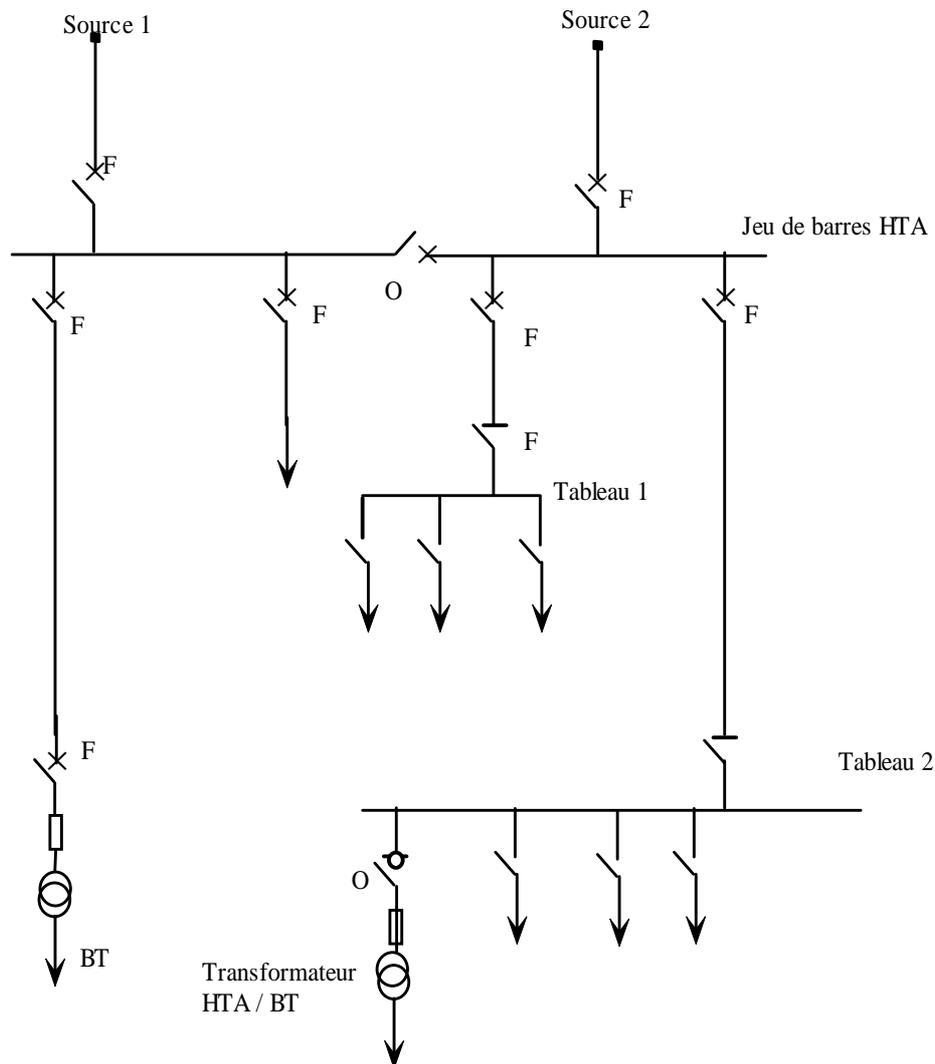


Figure. I.16 - Réseau HTA radial en double antenne sans couplage.

I.6.1.b) Fonctionnement

- ✓ Les tableaux 1 et 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.

I.6.3 Radial en double antenne avec couplage

I.6.3.a) Architecture

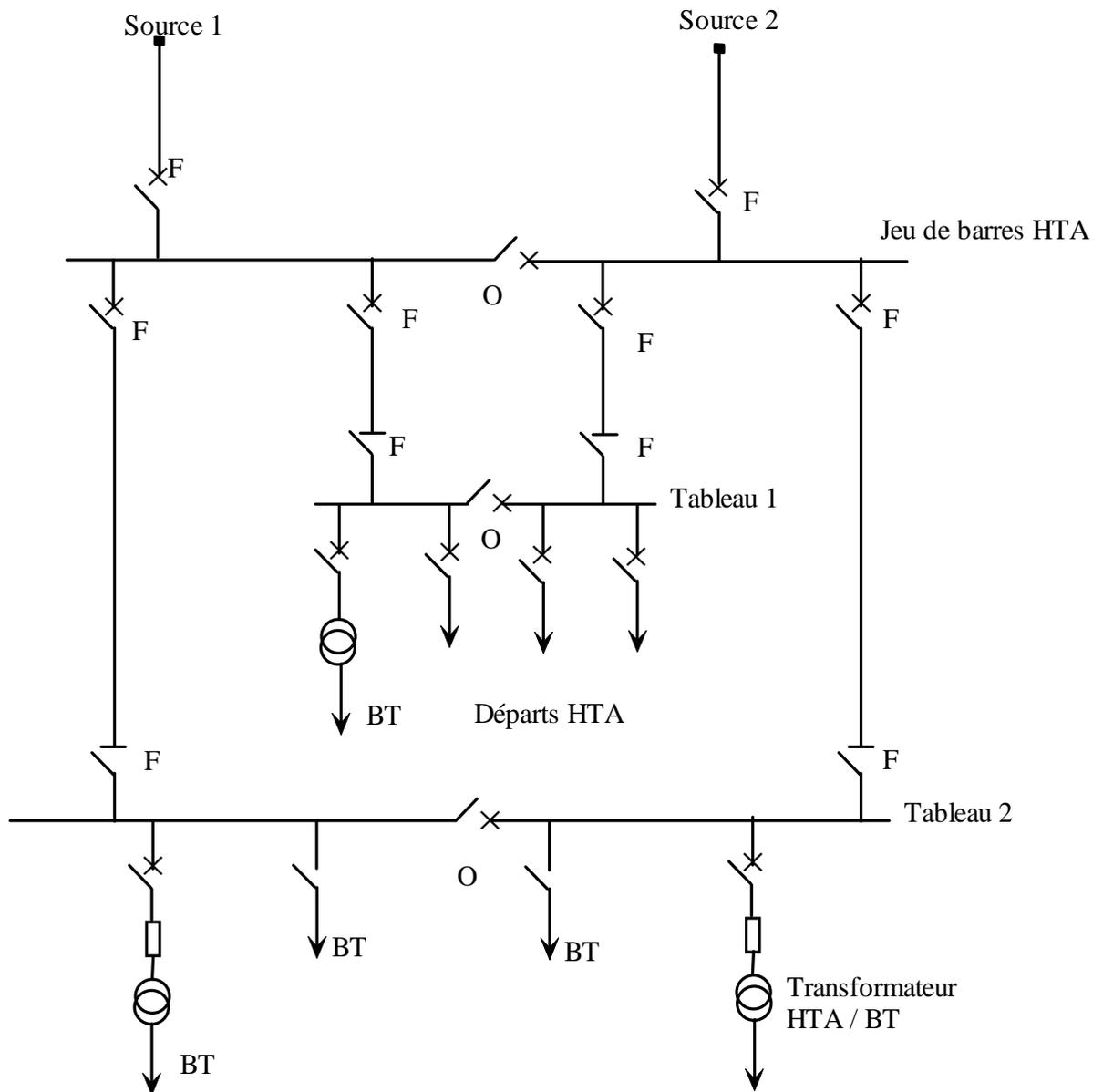


Figure. I.17 - Réseau HTA radial en double antenne avec couplage.

I.6.3.b) Fonctionnement

- ✓ Les tableaux 1 et 2 sont alimentés par 2 sources avec couplage. En fonctionnement normal, les disjoncteurs de couplage sont ouverts,
- ✓ Chaque demi-jeu de barres peut être dépanné et être alimenté 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.

I.6.4 En boucle

- ✓ Cette solution est bien adaptée aux réseaux étendus avec des extensions futures importantes,
- ✓ Il existe deux possibilités suivant que la boucle est ouverte ou fermée en fonctionnement normal.

I.6.4.1 Boucle ouverte

I.6.4.1.a) Architecture

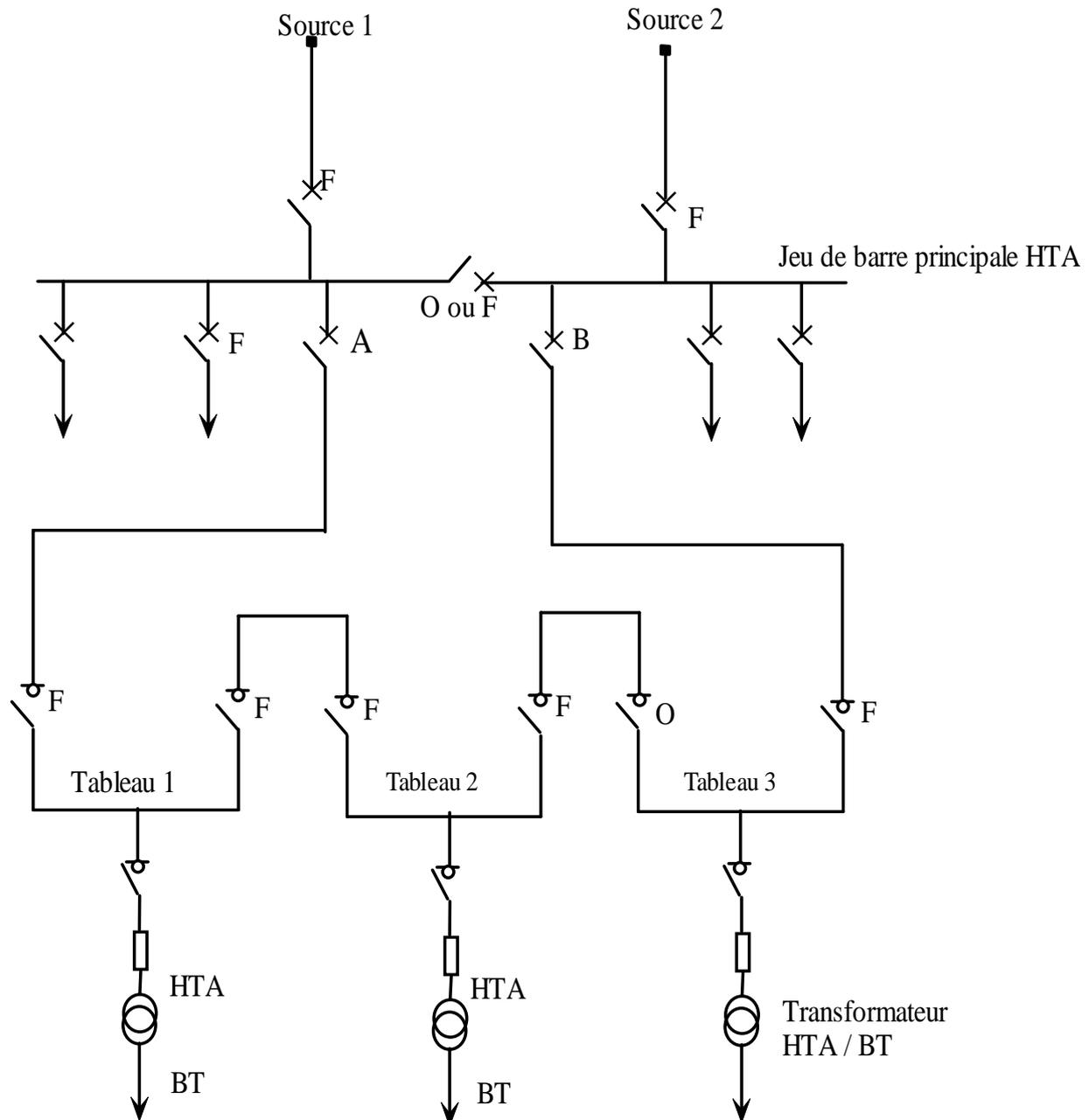


Figure. I.18.a - Réseau HTA en boucle ouverte.

I.6.4.1.b) Fonctionnement

- ✓ Les têtes de boucle en A et B sont équipées de disjoncteurs,

- ✓ Les appareils de coupure des tableaux 1, 2 et 3 sont des interrupteurs,
- ✓ En fonctionnement normal, la boucle est ouverte (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 palier par une reconfiguration de la boucle.

Cette reconfiguration engendre une coupure d'alimentation de quelques secondes si un automate 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.

I.6.4.2 Boucle fermée

I.6.4.2.a) Architecture

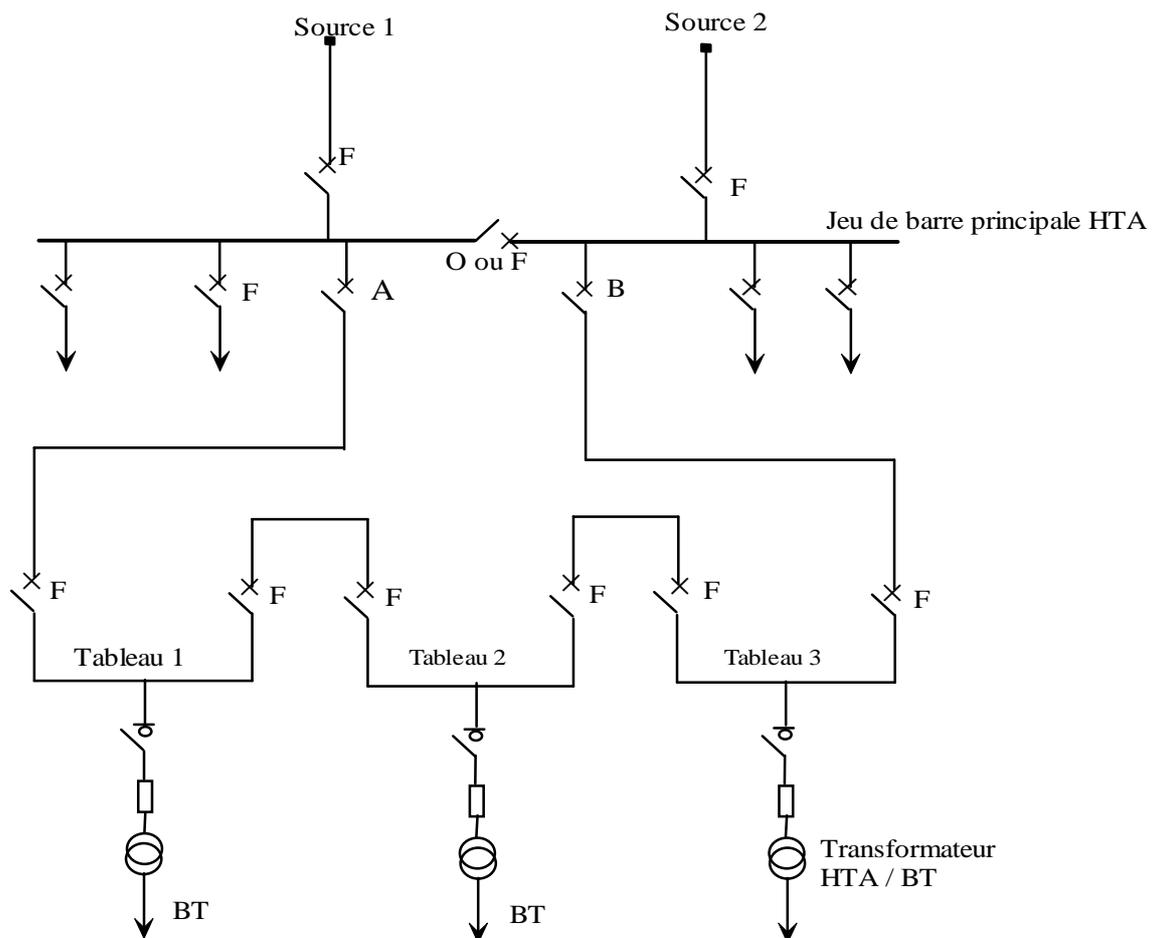


Figure. I.18.b - Réseau HTA en boucle fermée.

I.6.4.2.b) 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.

I.6.5 En double dérivation

I.6.5.a) Architecture

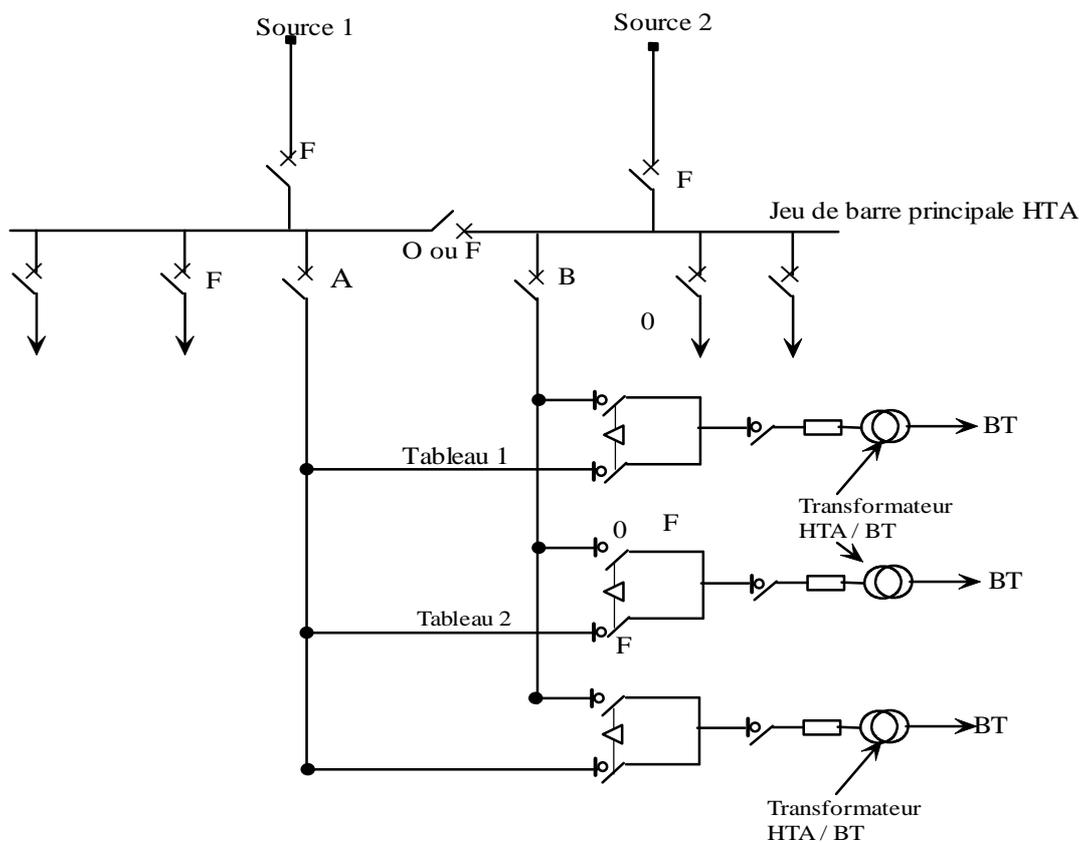


Figure. I.19 - Réseau HTA en double dérivation.

I.6.5.b) Fonctionnement

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

I.7 Architectures des postes HTA/BT supérieur à 630 kVA

I.7.1 Généralité

Ce type des postes HTA/BT sont caractérisé par:

- ✓ Les tensions d'entrées sont : 10 ou 30 kV,
- ✓ Les tensions de sortie (utilisation) sont : 230/ 400 V,
- ✓ Section du câble d'alimentation est 120 mm^2 ,
- ✓ Puissance : $S > 630 \text{ kVA}$,
- ✓ Mode d'alimentation :
 - ✓ Souterrain : Coupure d'artère,
 - ✓ Aérien : Dérivation.
- ✓ Une cellule de protection générale par disjoncteur HTA,
- ✓ Une cellule de comptage de l'énergie (tension et courant),
- ✓ Protection des transformateurs par fusible HTA,
- ✓ Tableau générale basse tension (TGBT)

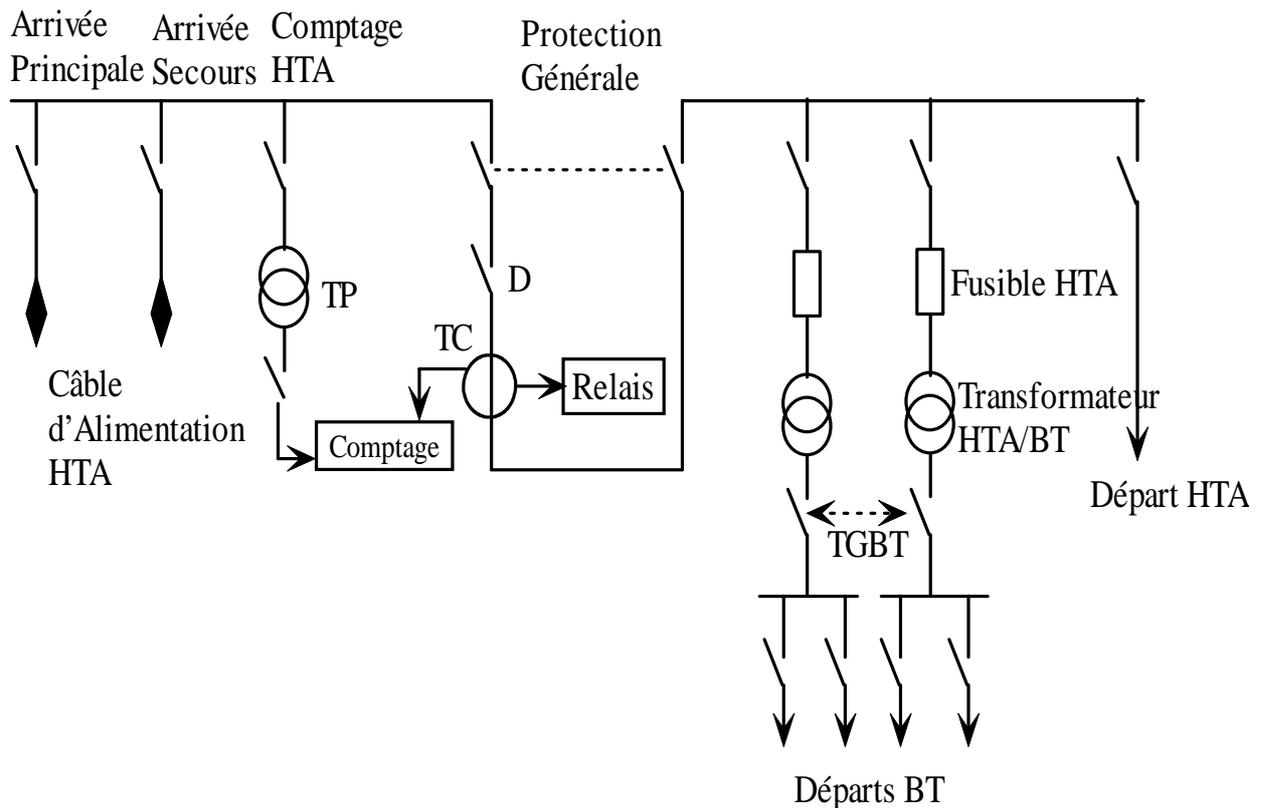


Figure. I.20 - Architecture générale d'un poste abonné HTA/BT.

I.7.2 Alimentation en coupure d'artère

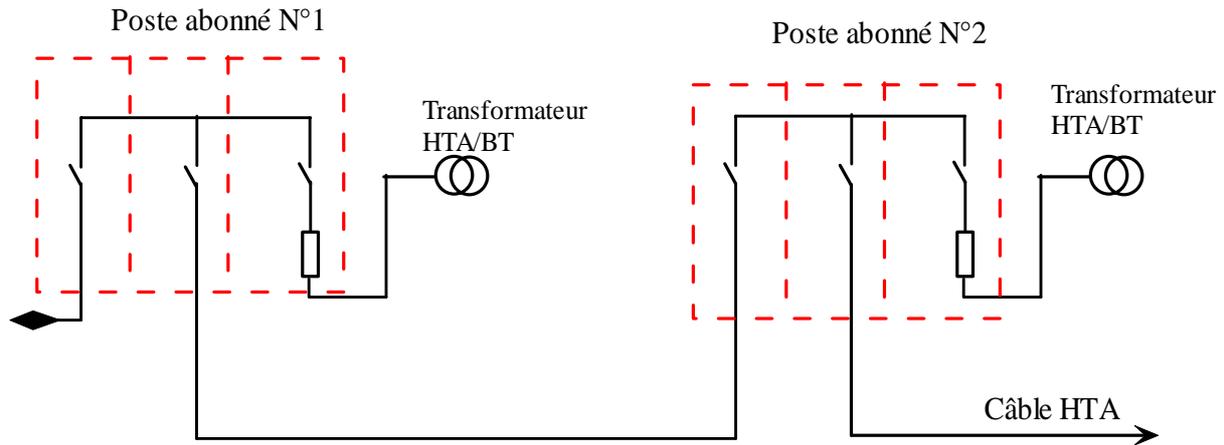


Figure. I.21 - Poste abonné alimenté en coupure d'artère.

La distribution en coupure d'artère (Figure I.21) est très répandue. Le réseau de distribution passe par le poste de livraison de l'abonné, ce dernier étant équipé de deux cellules «arrivée». Les agents du service local de distribution utilisent les interrupteurs de ces cellules pour isoler, en cas de travaux ou de défaut, le tronçon situé entre deux postes.

I.7.3 Alimentation en double dérivation

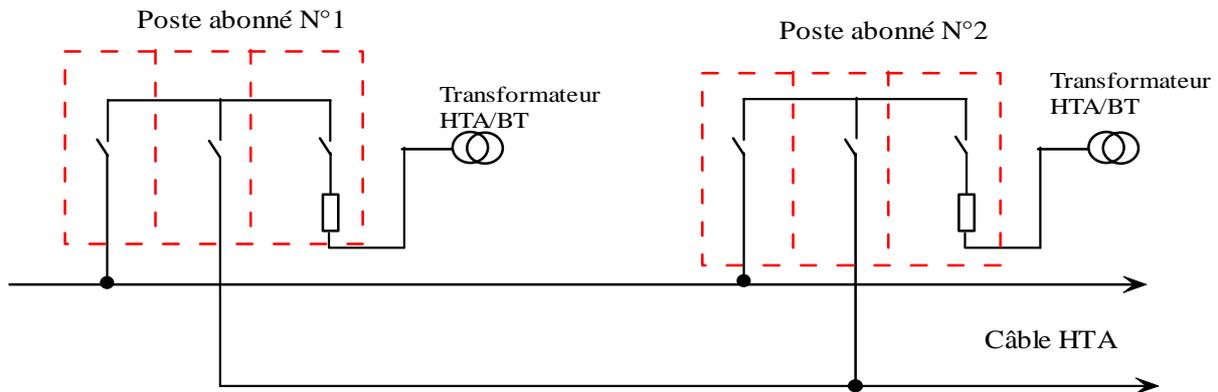


Figure. I.22 - Poste abonné alimenté en double dérivation.

La distribution en double dérivation (figure. I.22) permet dans les zones de forte densité de maintenir un haut niveau de disponibilité de l'énergie électrique. Les postes de livraison sont connectés au réseau par leur câble «travail» et sont permutés soit automatiquement en cas de défaut, soit par télécommande en cas de travaux [7].

Domaines d'utilisation :

- ✓ Distributions souterraines en zone urbaine,
- ✓ Réseaux HT. d'activités tertiaires.

Domaines d'utilisation

- ✓ Distributions aériennes rurales,
- ✓ Postes sur poteau,
- ✓ Réseaux des villes à forte densité ou en extension,
- ✓ Distribution aérienne industrielle.

I.8 Conclusion

Dans ce chapitre, on a énuméré les différents architecteurs du réseau de distribution moyenne tension et ces postes HTA (30 et 10 kV). Ces architectures sont très importantes et très sensibles, ce qui nécessite une protection contre les différents types d'anomalies telles que les court-circuit, les surtensions, les surintensités, ...etc.

II.1 Introduction

Pour un fonctionnement fiable du réseau électrique, des protections sont nécessaires aux différents niveaux. Le rôle d'une protection est de déconnecter (isoler) un équipement ou une partie du réseau qui se trouve en défaut, afin de protéger les équipements et le personnel opérateur. Ce rôle consiste aussi, à éviter la propagation d'un défaut à d'autres parties du réseau qui ne sont pas en défaut, sachant que la protection d'un réseau est fortement liée à son régime du neutre.

Dans ce chapitre, nous présentons une description du système de protection, les différents types de protections avec leur sélectivité afférente.

II.2 Description du système de protection sur un réseau moyenne tension

Un système de protection repose sur la structure globale du réseau électrique et coordonne ses différents éléments de protection. Les protections individuelles se composent d'une chaîne constituée des éléments suivants (Figure II-1) :

- ✓ capteurs de mesure – de courant et de tension – qui fournissent les informations nécessaires à la détection des défauts,
- ✓ relais de protection, qui surveillent en permanence l'état électrique du réseau et qui élaborent des ordres de commande au circuit de déclenchement,
- ✓ appareillages qui ont le rôle de coupure : disjoncteurs, interrupteurs-fusibles, contacteurs-fusibles.

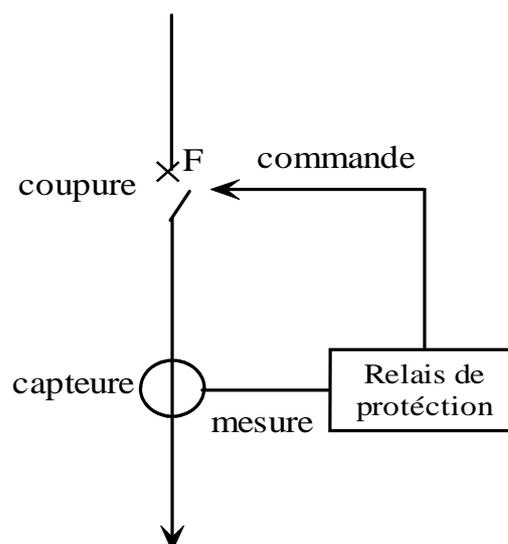


Figure. II.1- Chaîne de protection.

Un système de protection doit :

- ✓ préserver la sécurité des personnes et des biens ;
- ✓ éviter la destruction partielle ou totale des matériels ;
- ✓ assurer la meilleure continuité de fourniture possible.

On définit alors les dispositifs de protections contre:

- ✓ les courts-circuits, entre phases et phase-terre ;
- ✓ les surcharges ;
- les perturbations de tension et électromagnétiques :
 - ✓ les surtensions à fréquence industrielle ;
 - ✓ les surtensions d'origine atmosphérique ;
 - ✓ les perturbations électromagnétiques.

Un plan de protection est donc l'ensemble des dispositions pour :

- éliminer les défauts en séparant l'élément défectueux du reste du système électrique par un organe de coupure ;
- éliminer un défaut par une protection et assurer éventuellement la protection de secours (redondance des protections) ;
- protéger certains matériels spécifiques : transformateurs, lignes/câbles HTA, gradins de condensateurs HTA, entre autres ;
- permettre la modification temporaire des fonctionnements (sensibilité, rapidité) pour effectuer certaines opérations d'exploitation : travaux sous tension, mise en parallèle de transformateurs.

Les qualités d'un plan de protection sont les suivantes :

- ✓ la sensibilité ;
- ✓ la sélectivité ;
- ✓ la rapidité ;
- ✓ la fiabilité ;
- ✓ la simplicité ;
- ✓ le coût.

Le plan de protection doit être organisé afin de permettre la sélection et l'élimination des défauts d'isolement de toutes formes. Il doit permettre de distinguer l'élément défectueux parmi les éléments de réseaux suivants :

- ✓ départs HTA ;
- ✓ jeux de barres HTA ;

- ✓ transformateurs HTB/HTA et leurs liaisons aux jeux de barres HTA.

Ces protections sont alors organisées en cascade suivant ces trois niveaux. De plus il faut ajouter :

- ✓ les protections contre les défauts résistants (des défauts très résistants ne sont pas « vus » par les protections de phase, mais fréquemment ils évoluent dans le temps en défauts moins résistifs);
- ✓ les protections des tableaux HTA ;
- ✓ les protections du transformateur HTB/HTA ;
- ✓ l'élimination des défauts par le fonctionnement du disjoncteur shunt. [9]. [10]

II.3 Connexion des relais et zones de protection

Pour achever une protection effective, la connexion des relais est réalisée autour du concept de la zone du relais (relaying zone). La zone est définie pour inclure la partie du réseau qui doit être protégée et le disjoncteur (circuit breaker) nécessaire pour isoler cette partie du reste du réseau en cas de défaut. Une allocation typique des zones est montrée toujours sur la Figure. II.2. [11].

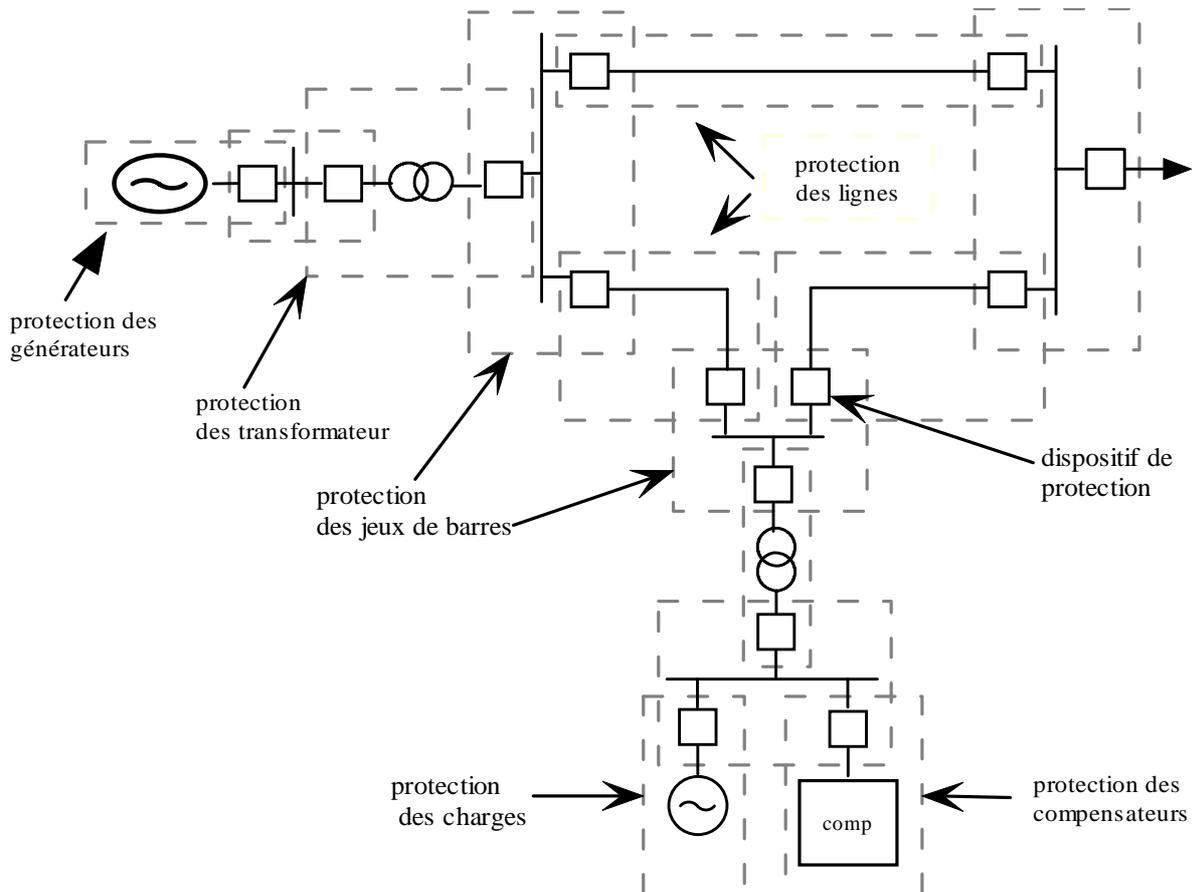


FIGURE II.2 – Différentes parties à protéger dans le réseau électrique.

II.4 Différents types de protections

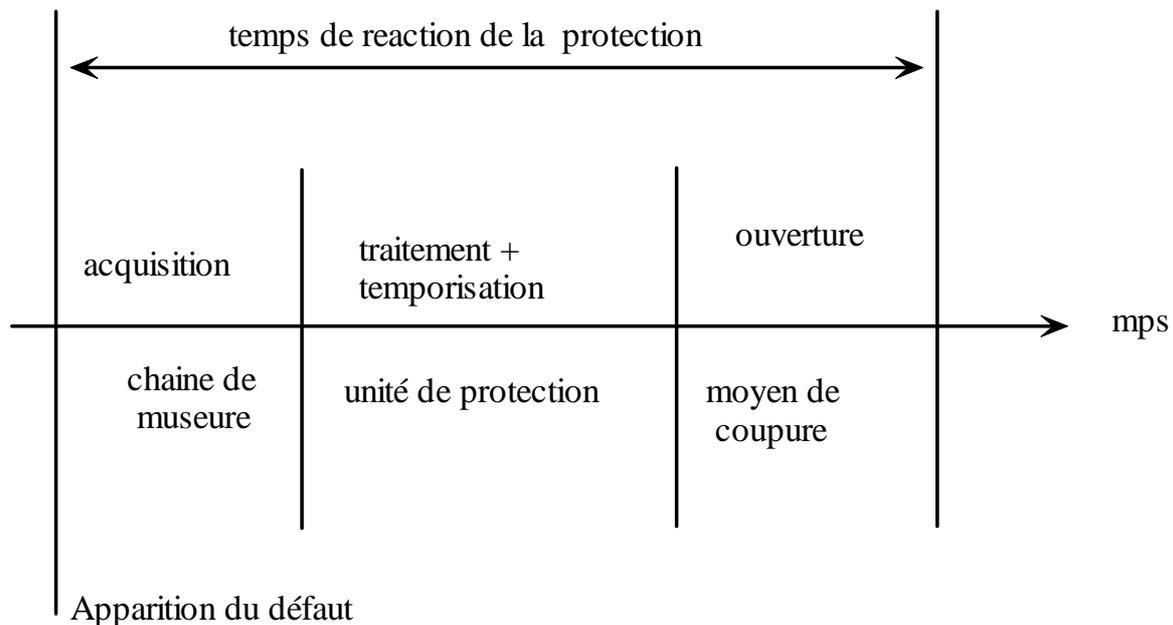


Figure II.3- Décomposition du temps de réaction d'une protection.

Les protections sont utilisées pour détecter et isoler tout phénomène anormal pouvant se produire sur un réseau électrique. La fonction de protection est réalisée par des relais ou des appareils multifonctions, qui comparent en permanence les grandeurs électriques du réseau à des seuils réglables. En fonction du type de protection, les grandeurs mesurées par les capteurs peuvent être : courant, tension, fréquence et les grandeurs calculées peuvent alors être : puissances, impédances. Lorsque la mesure dépasse le seuil, la protection donne des ordres d'action comme l'ouverture du disjoncteur, après une temporisation. Cette temporisation est la somme du temps de coupure du disjoncteur (temps de mesure, de calcul de l'algorithme, de réponse de l'appareil et le temps d'élimination de l'arc), des tolérances de temporisation (marge de sécurité afin d'éviter les doubles déclenchements). Cette chaîne d'actions est présentée dans la Figure. II.3.

II.4.1 Protection ampérométrique

Les protections ampérométriques mesurent la valeur de courant de phase ou de terre. C'est pourquoi il existe des protections à maximum de courante phase et des protections à maximum de courant terre. Ces deux types de protections ampérométriques peuvent aussi être munis d'une fonction de directionnalité.

II.4.2 Protections à maximum de courant phase (code ANSI 50 ou 51)

Ce type de protection est utilisé pour détecter les surintensités monophasées, biphasées ou triphasées. La grandeur mesurée est alors le courant. Lorsqu'un, deux ou trois des courants

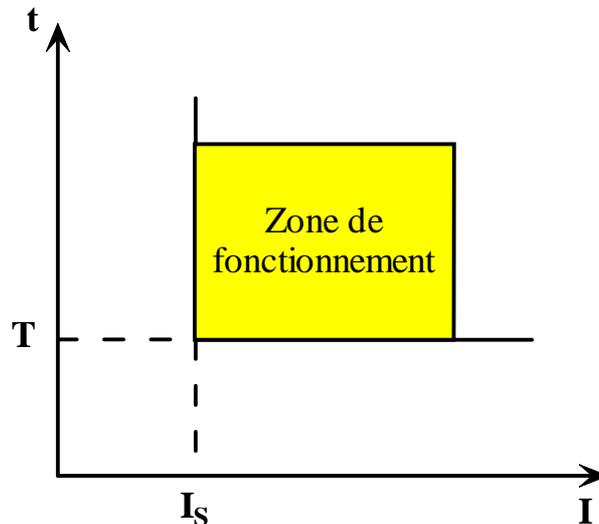


Figure II.4- Protection à temps indépendant.

Concernés dépassent la consigne correspondant au seuil, la protection devient active et déclenche. La protection peut être utilisée avec une temporisation qui bloque la commande de déclenchement pendant un temps égal à la temporisation sélectionnée (de fonctionnement). Suivant le calcul de la temporisation en fonction du courant mesuré, il existe des protections à temps indépendant (ou constant) et à temps dépendant (ou inverse).

➤ Les protections à temps indépendant ont une temporisation constante, indépendante de la valeur du courant. La courbe de déclenchement est simple et définit une zone de fonctionnement limitée à gauche par le seuil de fonctionnement en courant, I_s - seuil de courant, et en bas par le retard de fonctionnement de la protection, T - temporisation, Figure II.4.

➤ Les protections à temps dépendant ont une temporisation dépendant du rapport entre le courant mesuré et le seuil de fonctionnement. On l'appelle inverse parce que le retard diminue avec l'augmentation du courant mesuré, à l'image de la fusion d'un fusible en fonction de la surintensité qui le parcourt, Figure II.5.

La norme CEI 255-3 fournit les formules et valeurs de calcul pour des différents types de courbes : extrêmement inverse, très inverse, inverse. L'équation (II.1) comporte des paramètres réglables (k – le multiplicateur de temps et I_s - le courant de seuil), un paramètre

mesuré (I – le courant de défaut mesuré par le capteur après le transformateur de courant) et des paramètres imposé pour chaque type de courbe (α et β présentés dans le Tableau II.1).

$$t = \frac{K \cdot \beta}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1} \quad (II.1)$$

Les protections ampèremétriques à temps constant ou indépendant sont inadaptées pour un réseau avec le neutre compensé pour un défaut monophasé. [12]

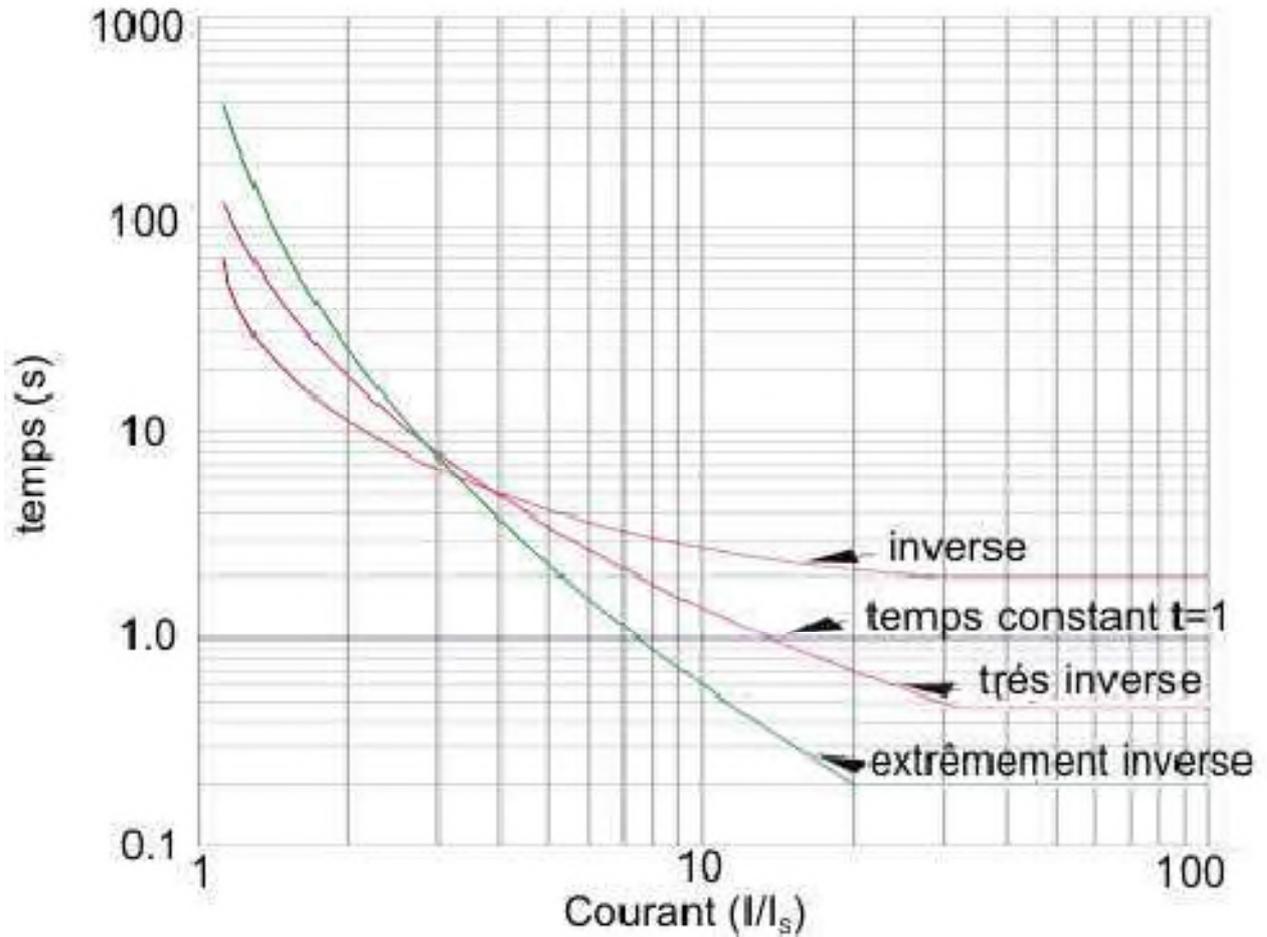


Figure II.5- Courbes de déclenchements typiques des Protection à temps dépendant.

Caractéristiques de courbes		Inverse	très inverse	Extrêmement Inverse
Paramètres Imposé	α	0.14	13.5	80
	β	0.02	1	2

Tableau II.1- paramètres de déclenchements typiques des protections à temps dépendant

II.4.3 Protections à maximum de courant terre (code 67 N, 67 NC, 50N ou 51N, 50G ou 51G)

Les protections ampèremétriques de terre sont utilisées pour détecter les défauts à la terre.

Elles sont activées lorsqu'il y a un courant résiduel qui circule dans la terre. En régime de fonctionnement normal, le courant résiduel $I_{rsd} = I_1 + I_2 + I_3$ est nul. Lors d'un défaut, il donne une image du courant de défaut qui passe par la terre (dans les cas des réseaux sans neutre distribué). Comme la protection de phase, le principe de protection de terre est simple ; si la valeur mesurée de courant dépasse le seuil pendant une durée égale à la temporisation choisie, la protection est activée. Le courant résiduel peut être mesuré par :

- un transformateur de courant de type tore pour les trois conducteurs qui mesurent un flux magnétique $\Phi_{rsd} = \Phi_1 + \Phi_2 + \Phi_3$. Ce flux est proportionnel au I_{rsd} parce que chaque flux magnétique composant est proportionnel au courant correspondant.
- trois transformateurs de courant, qui mesurent chaque courant de phase, connectés en parallèle afin d'obtenir la somme vectorielle.

Ces protections peuvent être à temps dépendantes ou indépendantes comme les protections à maximum de courant de phase.

II.4.4 Protection différentielle

Le principe de la protection différentielle consiste à comparer les courants aux deux extrémités de la zone surveillée (Figure II.6). Les différences entre ces courants sont détectées et la protection signale la présence de défaut. Elle est intrinsèquement sélective en ne détectant que les défauts internes et pas les défauts externes. La protection différentielle est avantageuse parce qu'elle peut détecter des courants de court-circuit inférieurs au courant nominal et aussi parce que la temporisation peut être très faible. Elle peut protéger une zone de réseau (un ou plusieurs câbles), un jeu de barres ou un transformateur.

La stabilité de la protection différentielle est sa capacité à rester insensible s'il n'y a pas de défaut interne à la zone protégée, même si un courant différentiel est détecté (courant magnétisant de transformateur, courant capacitif de ligne, courant d'erreur dû à la saturation des capteurs de courant).

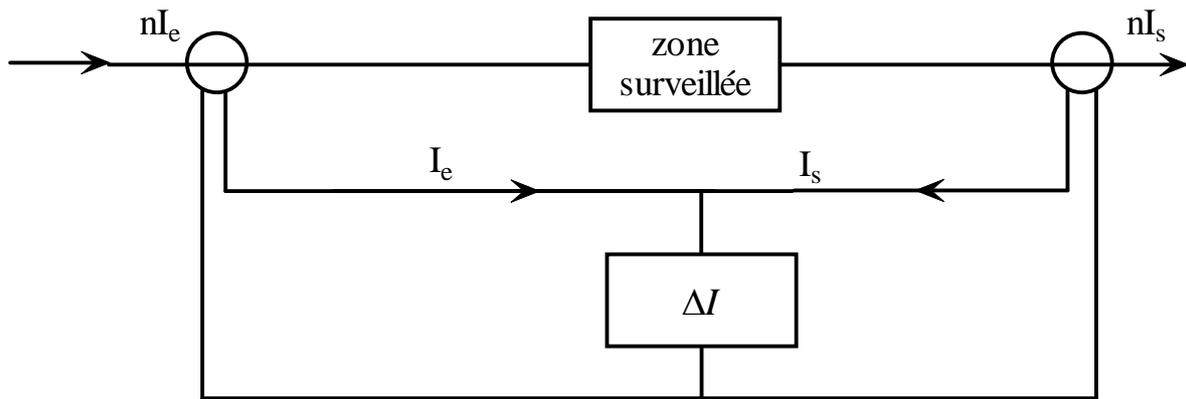


Figure II.6- Le principe de fonctionnement de la protection différentielle.

Il y a plusieurs types des protections différentielles:

- ✓ à haute impédance ;
- ✓ à fil pilote de câbles ;
- ✓ pour les transformateurs. [12].

II.4.5 Protection de distance ou d'impédance

Est l'une des protections les plus importantes utilisées pour les lignes électriques. Son principe est illustré sur la Figure. II.7(a). D'abord, la longueur de la ligne est partagée en plusieurs sections ou zone de protection. Pour chaque zone est couverte par des unités de protection par la fonction ANSI 21 (protection de distance) aux deux extrémités. Cette fonction calcule l'impédance apparente à partir de la mesure de la tension et du courant ($Z = V/I$). Pour un fonctionnement normale, cette impédance se situe autour d'une valeur normalement connue (Elle est généralement élevée et presque résistive), mais en cas de défaut, elle change de façon drastique et devient plutôt inductive (Figure. II.7(b)). A partir des paramètres de la ligne et sa puissance de court-circuit, la valeur calculée de Z permet d'estimer la distance entre le point de défaut et celui de la mesure, ce qui permettra de décider lequel des tronçons de ligne à isoler. Sur l'exemple de la Figure. II.7(a) trois zones de protection sont définies dans le plan de Z ; Si la valeur calculée de l'impédance appartient à la zone 1 dans le plan de Z , alors la fonction ANSI 21 comprendra que le défaut se situe entre A et B et décide par conséquent d'ordonner l'ouverture de son disjoncteur et d'envoyer l'information à l'unité située à l'autre extrémité de la ligne pour l'ouverture de son disjoncteur. Si par ailleurs, la valeur de l'impédance est située dans les zones 2 ou 3 dans le plan de Z alors cette fonction (ANSI 21) comprendra que le défaut est situé en dehors du tronçon AB, et par conséquent aucun des deux disjoncteurs ne devrait ouvrir.

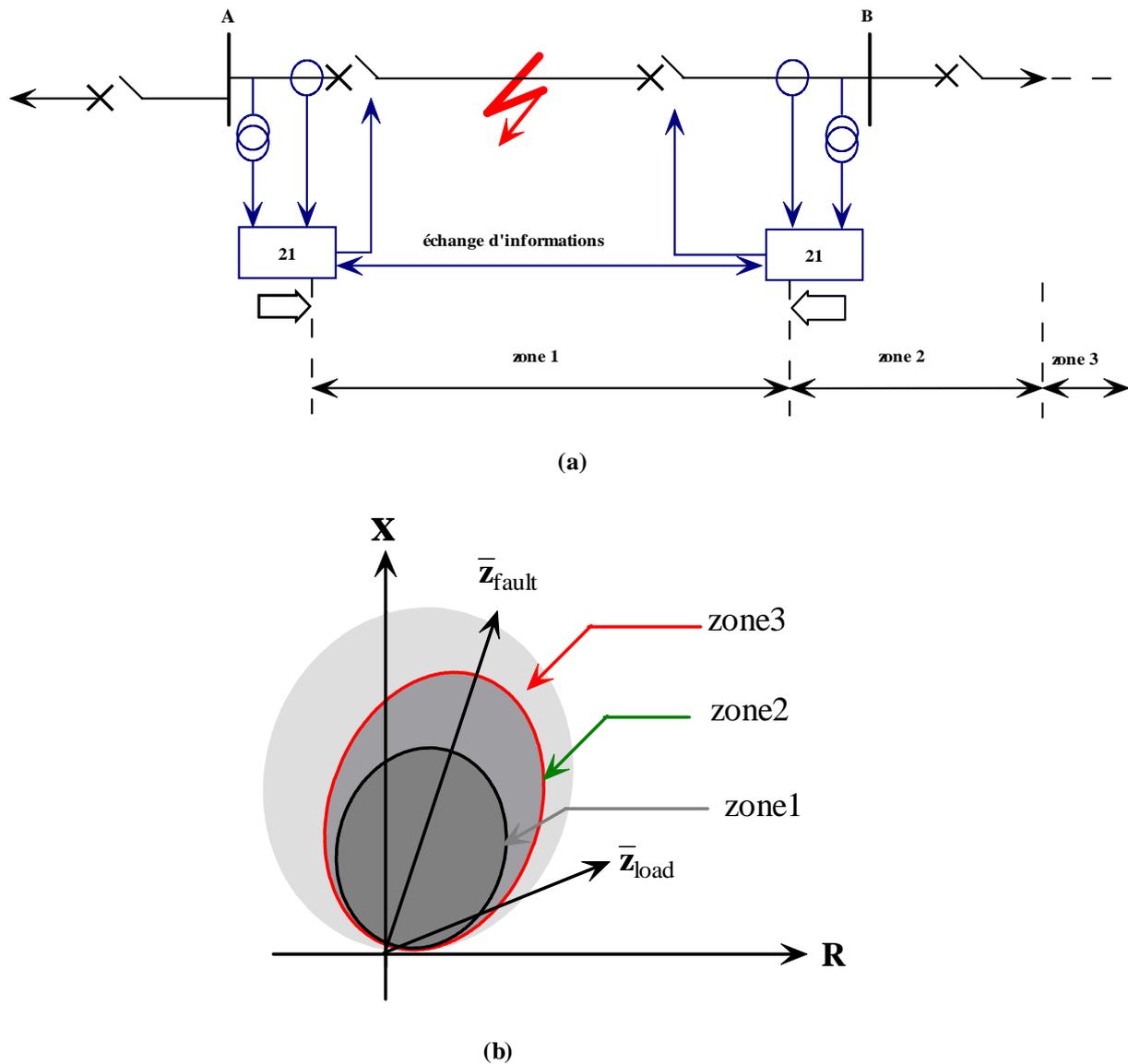


FIGURE II.7 – Protection des lignes : Protection de distance. [11]

Il faut finalement remarquer que cette protection est sélective comme la protection différentielle, mais elle l'avantage d'estimer le point de défaut.

II.4.6 Protection wattmétriques homopolaire

Dans le cas de mise à la terre du neutre HTA par bobine de compensation, le courant dans le neutre, en cas de défaut monophasé, a deux composantes l'une active et l'autre réactive qui compense le courant capacitif homopolaire. Si cette composante réactive est du même ordre de grandeur que le courant capacitif et si la composante active est faible, le courant de défaut sera fortement réduit. Le courant vu par la protection du départ en défaut peut être inférieur en module à celui vu sur un départ sain. Cela signifie que les protections à critère

ampèremétrique, qu'elles soient à temps constant ou à temps dépendant, sont inadaptées. Lorsque le courant de défaut maximal est inférieur à quelques dizaines d'ampères, les défauts monophasés à la terre, fugitifs et semi permanents (environ 90 %) deviennent auto extincteurs.

Les protections wattmétriques homopolaires sont installées sur les arrivées des jeux de barre et sur les départs HTA (en cas de départs fortement capacitifs ou de mise à la terre du neutre HTA par bobine de compensation).

Le fonctionnement repose sur le fait que, lors d'un défaut, dans les départs sains, ne circulent que des courants résiduels résultant de leurs capacités homopolaires et seul le départ en défaut "voit" circuler un courant actif homopolaire. En effet, en parallèle de la bobine de compensation, il y a une résistance de mise à la terre qui crée ce courant actif.

Les critères de fonctionnement peuvent être :

- ✓ la puissance wattmétrique homopolaire : $V_0 I_0 \cos \varphi$

le courant actif homopolaire : $I_0 \cdot \cos \varphi$. Son fonctionnement est similaire à celui des protections terre (67N), mais, en plus, il est nécessaire de connaître l'angle. φ est l'angle entre I et V, ou bien, entre I et la droite passant par V. Ce type de protection est sensible au courant résiduel actif circulant sur le départ qu'elle protège.

La Figure .II.8 suivant présente sa caractéristique dans le plan $I_{p0} - I_{Q0}$ (courant résiduel actif- courant résiduel réactif). Si I_{r1} est l'intensité résiduelle du départ en défaut et I_{r2} est l'intensité résiduelle dans les départs sains et que la protection fonctionne lorsque le courant résiduel a la composante $I_{r1} \cdot \cos \varphi > \text{seuil}$, on peut rencontrer deux problèmes :

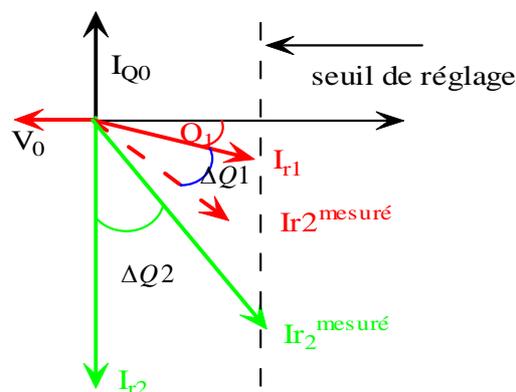


Figure II.8- Caractéristique d'une protection wattmétrique homopolaire.

Déclenchement intempestif d'un départ sain résultant d'un réglage trop bas du seuil si $\Delta\varphi$ est trop importante et $I_{r2}^{mesuré} = I_{r2} \cdot \cos(\Delta\varphi) > seuil$. Le $\Delta\varphi$ est la différence entre l'angle de la valeur mesurée $I_r^{mesuré}$ et celui de l'intensité résiduelle (I_{r1}).

- ✓ Non déclenchement du départ en défaut résultant d'un courant résistif trop faible si $I_{r1}^{mesuré} = I_{r1} \cdot \cos(\varphi_1 + \Delta\varphi_1) < seuil$

La sensibilité de la protection dépend des trois éléments suivants :

- ✓ seuil de la protection,
- ✓ courant actif généré par l'impédance de mise à la terre du neutre, courant réactif résultant du désaccord entre le courant réactif de l'impédance de mise à la terre du neutre et la capacité homopolaire des phases saines du réseau.

II.4.7 Protections voltométrique homopolaires

Le principe de fonctionnement est simple : lorsqu'un défaut à la terre apparaît, la tension homopolaire, qui était nulle, devient importante. Si on mesure la tension homopolaire, on peut détecter la présence d'un défaut à la terre. Le réglage est exprimé en pourcentage de la valeur nominale de la tension simple (10-20%). Le relais voltométrique homopolaire est connecté à un générateur de tension homopolaire (transformateur avec le secondaire en triangle ouvert,

Elle a quelques inconvénients :

- ✓ sélectivité très faible
- ✓ sensibilité moyenne

Les protections sont utilisées par les producteurs autonomes et les clients HTA et en association avec d'autres protections pour les réseaux à neutre compensé.

II.5 Différents types de sélectivités

La sélectivité est le moyen de régler des protections pour leur permettre d'agir correctement, de manière coordonnée et le plus rapidement possible. La sélectivité doit conduire à imposer des réglages précis pour que les protections puissent isoler la plus petite zone du réseau possible en laissant sous tension les autres parties saines du réseau (si possible).

Dans les réseaux de distribution HTA actuels, la sélectivité est conçue entre les protections des producteurs/consommateurs et les protections du poste source. Dans le cadre

de la thèse, des protections seront implantées dans le départ et conduiront donc à mettre à jour la sélectivité entre les différentes protections.

Il faut aussi préciser que des principes de sélectivité existent aussi pour des réseaux industriels. Ceux-ci sont aussi décrits dans la suite de cette partie.

Suivant les moyens à la disposition du concepteur du réseau et du conducteur de réseau, il existe différentes sélectivités qui peuvent être mises en œuvre :

- ✓ Sélectivité chronométrique (par le temps) ;
- ✓ Sélectivité ampèremétriques (par les courants) ;
- ✓ Sélectivité par échange d'informations – logique ;
- ✓ Sélectivité par utilisation de protections directionnelles ;
- ✓ Sélectivité par utilisation de protections différentielles ;
- ✓ Sélectivité par utilisation de protections de distance ;
- ✓ Sélectivités combinées ;

II.5.1 Sélectivité chronométrique

Le principe est de donner des temporisations différentes aux protections en fonction de leur position par rapport au défaut. Les protections sont réglées suivant les courants de défaut et avec une temporisation décroissante depuis le poste source vers les extrémités du départ. La Figure II.9 présente la succession des temporisations des protections en fonction de la position de la protection dans le réseau. La plus rapide est la protection D qui est la plus éloignée de la source.

Chaque protection reçoit une temporisation additionnelle de $t=0.3$ s (par rapport aux normes actuelles et technologies installées) à mesure que l'on s'approche du poste source. Si la mesure, la transmission des mesures vers la protection, la détection de valeur supérieure au seuil - algorithme, la commande d'ouverture vers le disjoncteur et l'ouverture du disjoncteur dans le point D se sont déroulées convenablement, les autres protections ne voient plus le défaut car il a été isolé et alors elles reviennent en veille.

Si non la protection la plus proche (dans ce cas, la protection C) va donner la commande de déclenchement après la temporisation ($TC=0.5$ s). Les protections en amont constituent les secours pour les zones aval. Ces secours et cette simplicité sont les avantages de cette sélectivité.

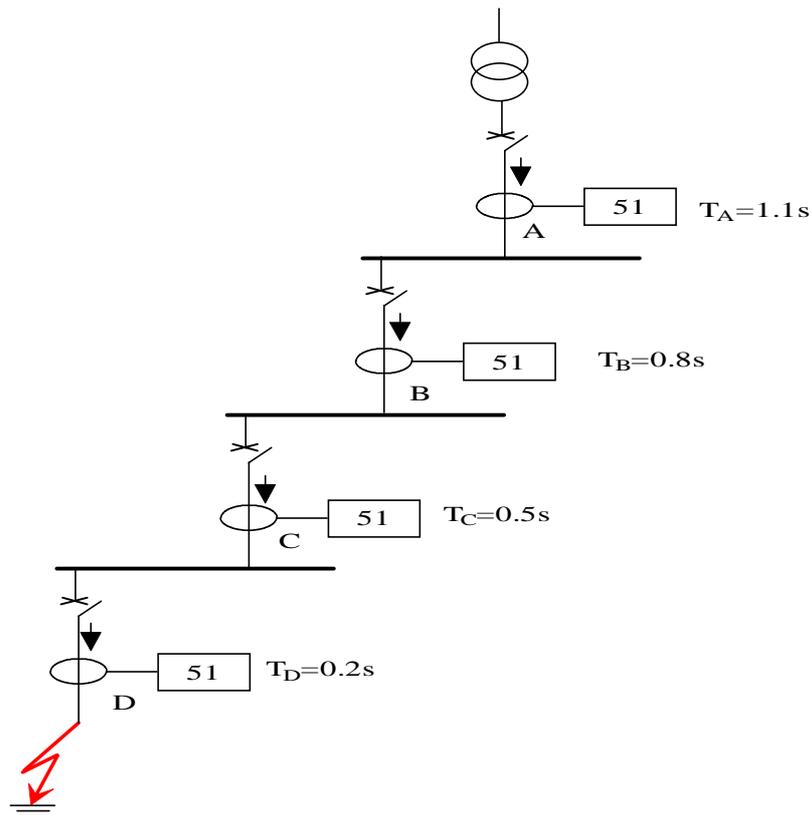


Figure II.9- Sélectivité chronométrique.

Par contre, lorsque le nombre de relais en cascade est grand, du fait que la protection située le plus en amont a la temporisation la plus longue et le courant de défaut le plus grand, on aboutit à un temps d'élimination de défaut prohibitif et incompatible avec la tenue des matériels aux courants de court-circuit, ou avec les impératifs extérieurs d'exploitation, (raccordement au réseau électrique d'un distributeur par exemple).

Pour les protections à temps dépendant ainsi que pour les protections à temps indépendant, les réglages sont $I_{sA} > I_{sB} > I_{sC} > I_{sD}$ et $T_A = T_B + 0.3$ s; $T_B = T_C + 0.3$ s; $T_C = T_D + 0.3$ s, comme il est montré dans la Figure II.9.

II.5.2 Sélectivité ampèremétrique

Le principe repose sur l'idée que, dans un réseau, le courant d'un défaut proche de la source est plus important que le courant de défaut plus éloigné de la source. Le seuil de la protection ampèremétrique est réglé à une valeur inférieure à la valeur de court-circuit minimal provoqué par un défaut sur la section surveillée, et supérieure à la valeur maximale du courant provoqué par un défaut situé en aval (au-delà de la zone surveillée). Ce réglage peut être avantageux parce que chaque protection n'est pas influencée par les défauts en

dehors de sa zone de protection et alors il ne peut pas déclencher par erreur. Il est beaucoup utilisé pour protéger des tronçons de lignes séparés par un transformateur ou lorsque l'on a des modifications de sections, car ce système est simple, de coût réduit et applicable pour ce type de réseau. Mais ce réglage a aussi le grand inconvénient qu'il n'assure aucun secours. Aussi pour les réseaux sans impédances importantes, il est difficile de définir les réglages de deux protections en cascade parce que le courant de défaut ne varie pas notablement lorsqu'un défaut apparaît entre deux zones voisines.

II.5.3 Sélectivité logique

La sélectivité logique est en fait une aide pour la sélectivité chronométrique qui impose des temporisations de plus en plus longues lorsque l'on a beaucoup de protections en cascade. Cette sélectivité ajoute des communications entre les protections permettant d'agir plus vite qu'avec la sélectivité chronométrique. L'information échangée permet d'agir instantanément et de ne pas attendre plus que la temporisation de 0.3s. Le défaut est facile à trouver parce que dans un réseau radial en défaut, seules les protections en amont du défaut sont sollicitées. Toutes les protections sollicitées envoient un ordre d'attente logique à l'étage supérieur – amont, qui est en fait une demande de temporisation de leurs actions respectives. L'ordre de déclenchement au disjoncteur associé est envoyé par les protections sollicitées seulement si il n'a pas reçu l'ordre d'attente de l'étage aval ou après que le temps de blocage ait été dépassé – mode secours.

La Figure II.10 montre l'échange d'informations entre les protections voisines. Dans le cas présenté dans la figure, la protection D est la seule qui envoie l'ordre d'attente en amont et qui ne reçoit pas d'ordre d'attente de l'aval. Elle est alors celle qui va envoyer l'ordre d'ouverture. Si tout fonctionne avec succès, le défaut est isolé en aval du point D. Sinon la protection C va agir après la temporisation $TD+T3$. L'avantage est que pour un défaut situé entre D et C, par exemple, le déclenchement ne comporte aucun retard grâce à la temporisation. La temporisation s'applique seulement en cas de secours. Alors le temps de déclenchement est indépendant de la position du défaut dans la cascade de sélectivité et du nombre de protections en cascade.

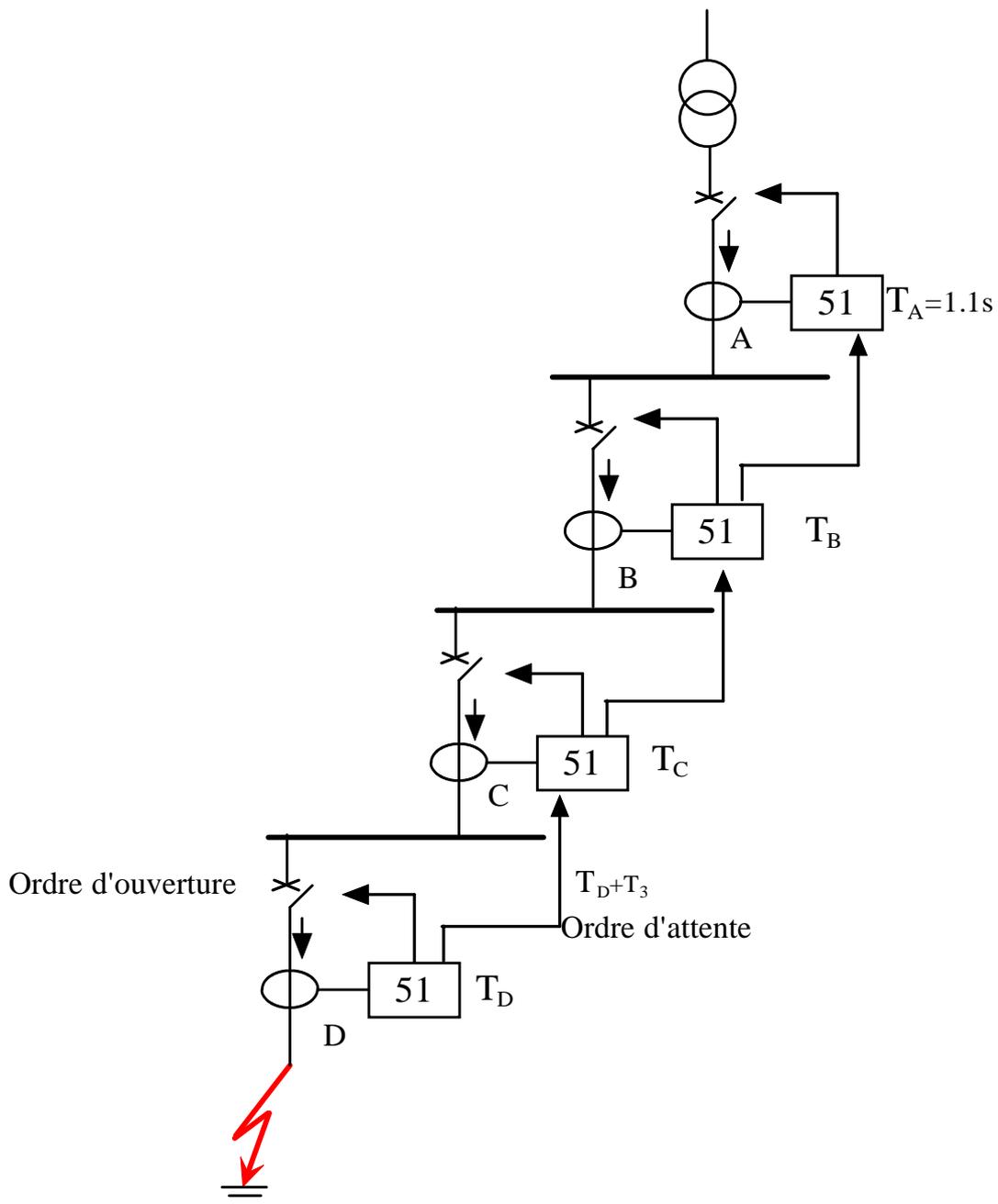


Figure II.10-Sélectivité logique.

L'utilité est que le courant de court-circuit qui provient d'un défaut proche de la source est plus important que le courant d'un défaut au bout de la ligne et alors il est important d'éliminer ce premier courant (du défaut proche) plus vite que l'autre défaut (éloigné). Il faut aussi souligner que le système intègre le secours. Les inconvénients sont généralement liés à la communication logique qui implique des fils supplémentaires. Elle est donc coûteuse pour des lignes longues et reste esclave de la qualité de la communication. De plus, l'utilisation d'une sélectivité logique doit prendre en compte le risque de la défaillance de la communication. Si on considère une probabilité de défaillance pour chaque mètre de câble de

communication, la probabilité d'avoir une défaillance sur le système de protection avec sélectivité logique augmente avec la longueur des lignes protégées.

Un autre inconvénient est la difficulté de la combiner avec d'autres sélectivités.

Par exemple une sélectivité chronométrique pour les protections éloignées et une sélectivité logique pour les autres plus proches. Un problème existe quand un défaut se produit au bout du réseau.

Les protections éloignées du poste source mais proches du défaut, ampèremétriques avec sélectivité chronométrique, vont bien protéger leur part de réseau. Mais les protections ampèremétriques, avec sélectivité logique, proches du poste source néanmoins mais éloignées du défaut vont déclencher (la protection la plus proche du défaut) parce qu'elles ne reçoivent pas d'ordre d'attente. Comme il n'y a pas de communication en aval, cette protection qui déclenche pense être la première à avoir vu le défaut.

II.5.4 Sélectivité par protection directionnelle

Cette sélectivité est pratiquée pour les réseaux bouclés ou maillés dans lesquels les défauts sont alimentés par deux extrémités. Les protections envisagées sont directionnelles à maximum de courant. La Figure II.11 présente le mode de déclenchement d'une protection ampèremétrique équipée d'une détection de direction du courant de court-circuit.

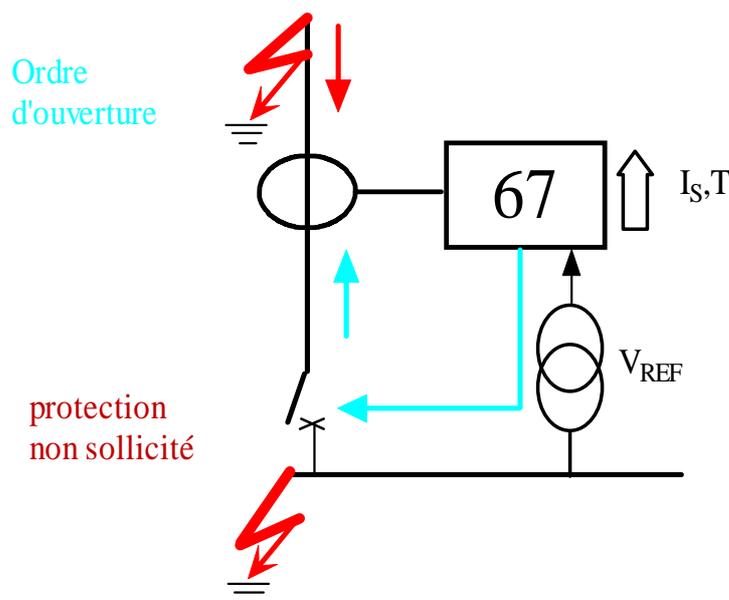


Figure II.11-Sélectivité par protection directionnelle pour la détermination du sens du courant.

L'avantage est que la solution est simple et de plus en plus utilisée car elle permet d'éviter les déclenchements intempestifs (les réseaux deviennent bouclés et comportent de plus en plus de production décentralisée). Donc elle a besoin d'un transformateur de mesure de la tension.

Aussi cette sélectivité est utilisée dans le cas des arrivées en parallèle, des réseaux en boucle fermée, ou certains cas de protection contre les défauts à la terre. Une mesure de tension de référence est nécessaire pour déterminer la référence de phase.

II.5.5 Sélectivité par protection différentielle

Cette sélectivité est, bien sûr, valable pour les protections différentielles. Elle est bien adaptée pour la structure du réseau minimal à protéger. On peut dire cela, parce que les protections comparent les courants aux deux extrémités du tronçon de réseau. Alors la protection protège la zone délimitée par les points de mesure et elle est insensible à tout défaut externe. Le fonctionnement est possible à condition d'utiliser des transformateurs de courant spécifiquement dimensionnés, rendant insensible la protection aux autres phénomènes.

La sélectivité par protection différentielle est avantageuse pour des zones où il faut déclencher instantanément. Elle est sensible à des valeurs de courant de court-circuit inférieures au courant nominal de l'élément protégé. Mais une telle solution est coûteuse ; elle est difficile à mise en œuvre et n'assure pas le secours.

II.5.6 Sélectivité par protection de distance

Elles peuvent être sélectives par construction, c'est-à-dire qu'elles peuvent détecter les défauts éloignés mais elles vont déclencher après une temporisation plus longue que dans le cas d'un défaut proche. Pour cette raison, une sélectivité entre les protections est assurée par réglages des différentes zones des protections. Si on prend l'exemple d'une zone du départ protégée par deux protections de distance en cascade (en série), pour un défaut au bout de cette zone, on va avoir une sélectivité assurée entre les protections. Les deux protections voient le défaut mais, par construction, la plus proche va déclencher plus vite que la protection la plus éloignée.

Alors les protections ne nécessitent plus de sélectivité chronométrique supplémentaire pour être sélectives et, en plus, ont des temps de coupure plus courts que les autres types

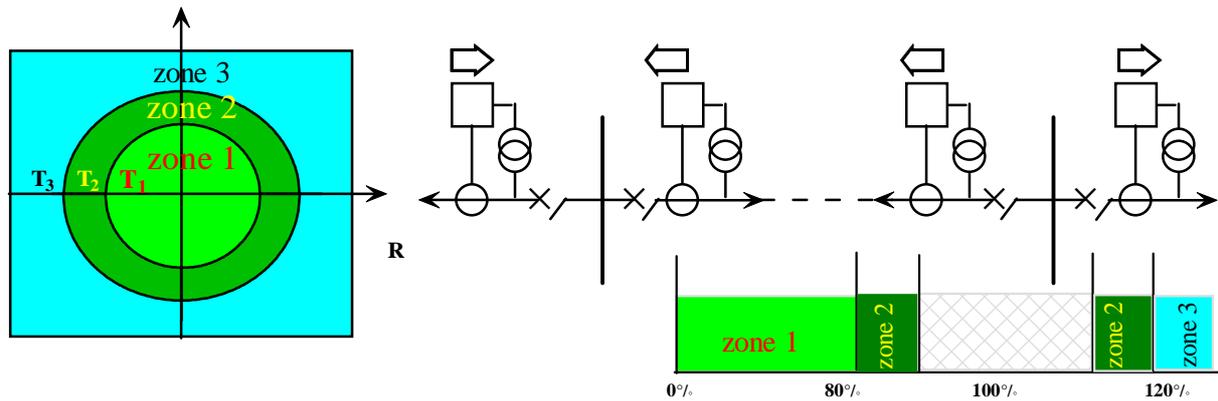


Figure II.12-Schéma de fonctionnement de la protection de distance.

de protections qui utilisent la sélectivité chronométrique. Par exemple, comme on peut le voir dans la Figure.8, une protection de distance va agir :

- ✓ instantanément dans le cercle d'impédance à 80% de la longueur de la ligne – zone1,
- ✓ après une temporisation de 200 ms dans la zone 2 comprise entre les cercles de 80% et 120% de la longueur (afin de tenir compte des éventuelles incertitudes et variations de paramètres),

- ✓ après une temporisation plus longue (en fonction des cas) dans l'extérieur de cercle de 120% de la longueur de la ligne, pour assurer le secours de la protection en aval.

S'il y a des moyens de communication entre les protections, la zone entre 0% et 80% de longueur de la ligne peut être réglée pour déclencher instantanément la protection qui est à l'autre extrémité de la ligne et demander le verrouillage des autres protections non concernées. [13].

II.6 Appareillage de protection

II.6.1 Système relais

L'élément central dans une protection est le système relais (relaying system) ou unité de protection illustré par la Figure II.13.

Ce système est constitué au minimum de

- ✓ Transformateur de mesure (Instrument transformer), de tension et de courant ;
- ✓ Le relais lui-même ;
- ✓ Le disjoncteur (Circuit breaker)

Le principe de fonctionnement de ce système est le suivant : Le relais connecté aux transformateurs de mesure reçoit l'information sur l'état des grandeurs électriques du réseau

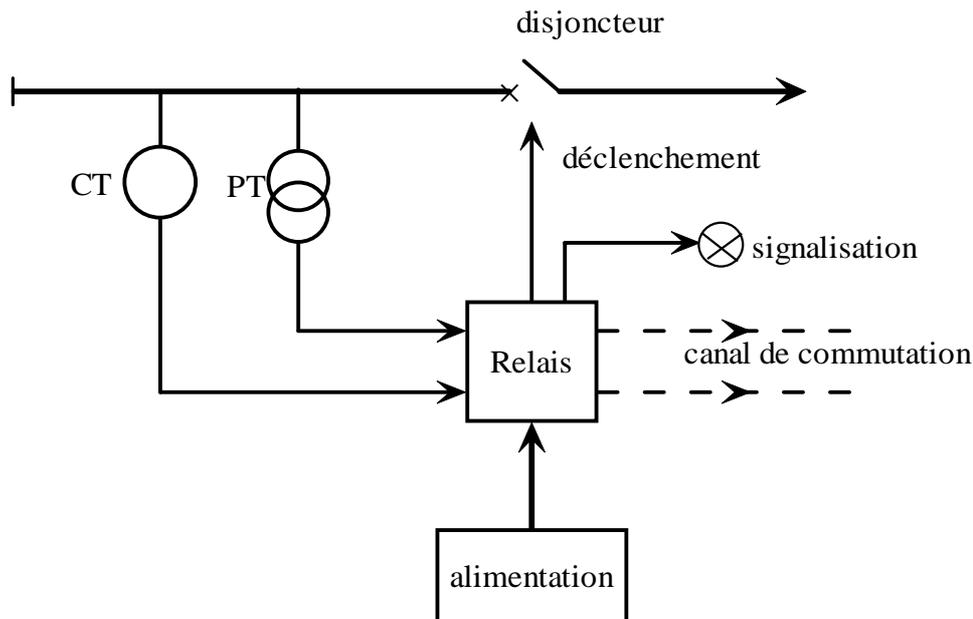


Figure II.13 Les composants d'un système relais.

(Courant, tension). Si la mesure reçue dépasse un certain seuil (consigne) défini par l'opérateur, le relais assume alors qu'il y a défaut et envoie au disjoncteur l'ordre d'ouvrir le circuit. Dans certain cas le relais doit d'abord calculer une nouvelle grandeur électrique à partir des mesures de tension et de courant (exemples ; impédance, puissance). Très souvent la décision d'actionner le disjoncteur est précédée par un signal visuelle indiquant à l'opérateur la présence d'un défaut. Un système de relais parfois nécessite une alimentation spécifique, notamment lorsque il s'agit d'un relais électronique qui nécessite une alimentation DC. Il faut ajouter à cela aussi que parfois, un échange d'information avec d'autres relais est nécessaire pour prendre une décision, c'est pourquoi un moyen de communication est parfois associé au système de relais.

II.6.2 Transformateurs de mesures

Le transformateur de courant (Current transformer CT) est utilisé pour baisser le niveau de courant réel à des valeurs standards (1 à 5 A, selon la norme IEC 60044) utilisés par les relais. Une protection fiable dépend de la précision de mesure du CT. Il ya deux types de classe par rapport à la précision ; Classe 5P10 (erreur de 5 % pour un courant égale 10 fois le courant nominale) et classe 10P15 (erreur de 10 % pour un courant égale 15 fois le courant nominale). Un CT doit être capable supporter le courants de court circuit maximale pendant 1 seconde.

Les transformateurs de tension, (potential transformer PT, appelés aussi capacitor coupling voltage transformer CVT) sont utilisés pour baisser le niveau de tension à des valeurs typiques de $100,100/\sqrt{3}$, $100,110\sqrt{3}$ V (Norme IEC 60186). Les transformateurs de tension sont couplés soit en étoile soit en V (Figure II.14).

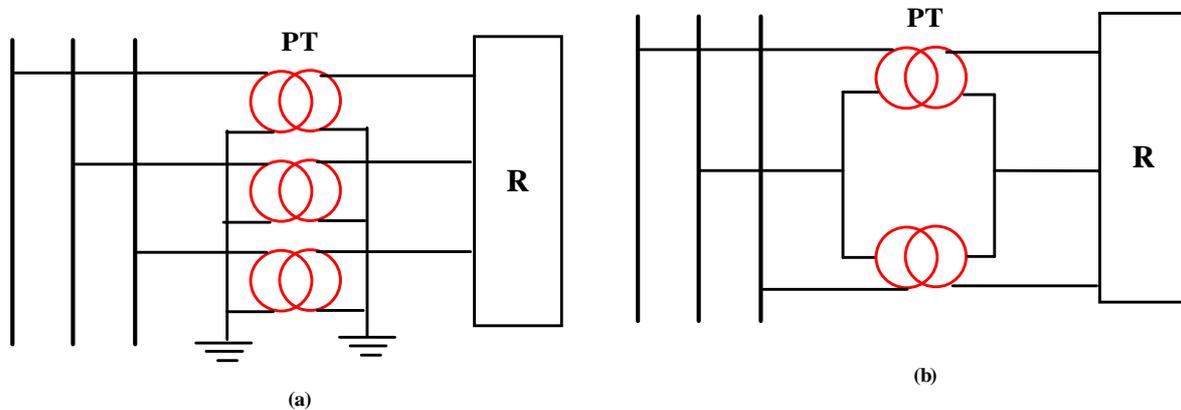


Figure II.14– Connexion des PT : (a). En étoile, (b). En V.

II.6.3 Relais (Relay)

Le relais est le contrôleur qui décide de l'ouverture du disjoncteur ou pas. Un relais reçoit des consignes (settings), généralement un seuil, et un temps de retard, et une fois ces consignes sont dépassées, il décide d'actionner le disjoncteur. Il y a plusieurs types de relais ; relais de surintensité (overcurrent relay), de surtension (overvoltage relay), relais d'impédance (distance relay) . . . etc.

II.6.4 Disjoncteur (Breaker)

Le disjoncteur est le dispositif qui ouvre le circuit en cas de défaut. Le disjoncteur doit être capable de réagir rapidement si un ordre est reçu de la part du relais. En haute tension (et même en moyenne tension), les disjoncteurs ouvrent le circuit dans des chambres à l'huile, ou des chambres à vide ou à gaz (SF6), pour éviter des arcs électriques. Les disjoncteurs sont parfois dotés d'un système de re-fermeture automatique (breaker autoreclosing system). Ce concept permet de fermer le disjoncteur après quelques secondes de son ouverture, ainsi, si le défaut a déjà disparu, alors le circuit est rétabli, si non le relais lui envoie une autre fois l'ordre d'ouvrir qu'il va re-exécuter. Si le défaut persiste, alors le disjoncteur ouvre définitivement. Ce système permet de faire la différence entre un défaut permanent et un défaut momentané ou fugitif et évite au personnel d'aller à chaque fois rétablir le circuit. Parfois, pour plus de sécurité, le disjoncteur est équipé d'un relais auxiliaire appelé défaut

disjoncteur (Breaker failure BF). En cas de défaut sur le disjoncteur, ce relais sert à renvoyer l'ordre d'ouverture à un autre disjoncteur.

II.7 Protection des éléments du réseau

Le réseau est généralement doit être protégé contre un certain nombre de défauts communs à tous ses éléments, notamment les courts-circuits, les surcharges, les défauts à la terre. Néanmoins certains éléments comme les générateurs ont besoin de quelques protections spécifiques contre les variations de fréquence et de tension (et éventuellement des protections mécaniques). Un élément du réseau est protégé par un ensemble d'unités de protection, et chaque unité est définie par sa fonction (son rôle). Ces fonctions sont définies par des codes selon la norme ANSI C37.2. (**Annexe A**) : représentent un exemple de protection des réseaux et quelques fonctions de protection.

II.7.1 Protection des générateurs

Les générateurs (alternateurs) et systèmes associés requièrent des protections particulièrement complexes vues son importance dans le réseau électrique. Un générateur a besoin d'être protégé contre des défauts électriques (courts-circuits, surtensions, perte d'excitation, échauffements. . .), et mécaniques (vibrations, distorsion du rotor, . . .).

Les principales protections contre les défauts électriques sont :

- ✓ Protection contre les surcharges ;
- ✓ Protection contre les déséquilibres des courants de phases ;
- ✓ Protection contre les courts-circuits internes et externes ;
- ✓ Protection contre les défauts à la masse;
- ✓ Protection contre les surtensions et les chutes de tensions ;
- ✓ Protection contre les pertes d'excitation.

II.7.2 Protection des jeux de barres

Les jeux de barres nécessitent souvent deux protections ;

- ✓ Contre les surintensités (courts-circuits) ;
- ✓ Défauts à la terre ;

Contre les surintensités, des fonctions ANSI 51 (défauts entre phase) ou ANSI 51N (défauts à la terre) sont utilisés en amont de chaque jeu de barres. Une durée de discrimination est imposée entre les unités pour assurer une sélectivité. Pour l'exemple de la Figure II.15(a) on peut prendre $TC = 0.1$ sec, $TB = 0.4$ sec et $TA = 0.7$ sec soit une discrimination de 0.3 sec.

Dans certains cas, il est préférable d'imposer une discrimination logique comme le montre l'exemple de la Figure II.15(b) où

- L'unité A est réglée pour intervenir après un temps court (0.1 sec par exemple) pour un défaut sur le jeu de barres 1 ;
- Les unités B et C sont réglées à 0.4 et 0.1 sec respectivement.

Dans ce cas, pour un défaut au jeu de barres 2, l'unité B doit envoyer immédiatement un ordre de blocage à l'unité A. Si B n'arrive pas à éliminer le défaut après 0.4 sec, l'unité A interviendra avec un retard $\Delta T = 0.3$ sec soit à 0.7 sec.

La protection différentielle utilise la fonction ANSI 87B (Figure II.15(c)). Celle-ci compare la somme vectorielle des courants en amont et en aval du jeu de barres. Lorsqu'il n'y a aucun défaut la somme est zéro, mais pour un défaut sur le jeu de barre cette somme est différente de zéro.

Dans ce cas, la fonction ANSI 87B ordonne l'ouverture soit du disjoncteur amont soit de tous les disjoncteurs (amont et aval).

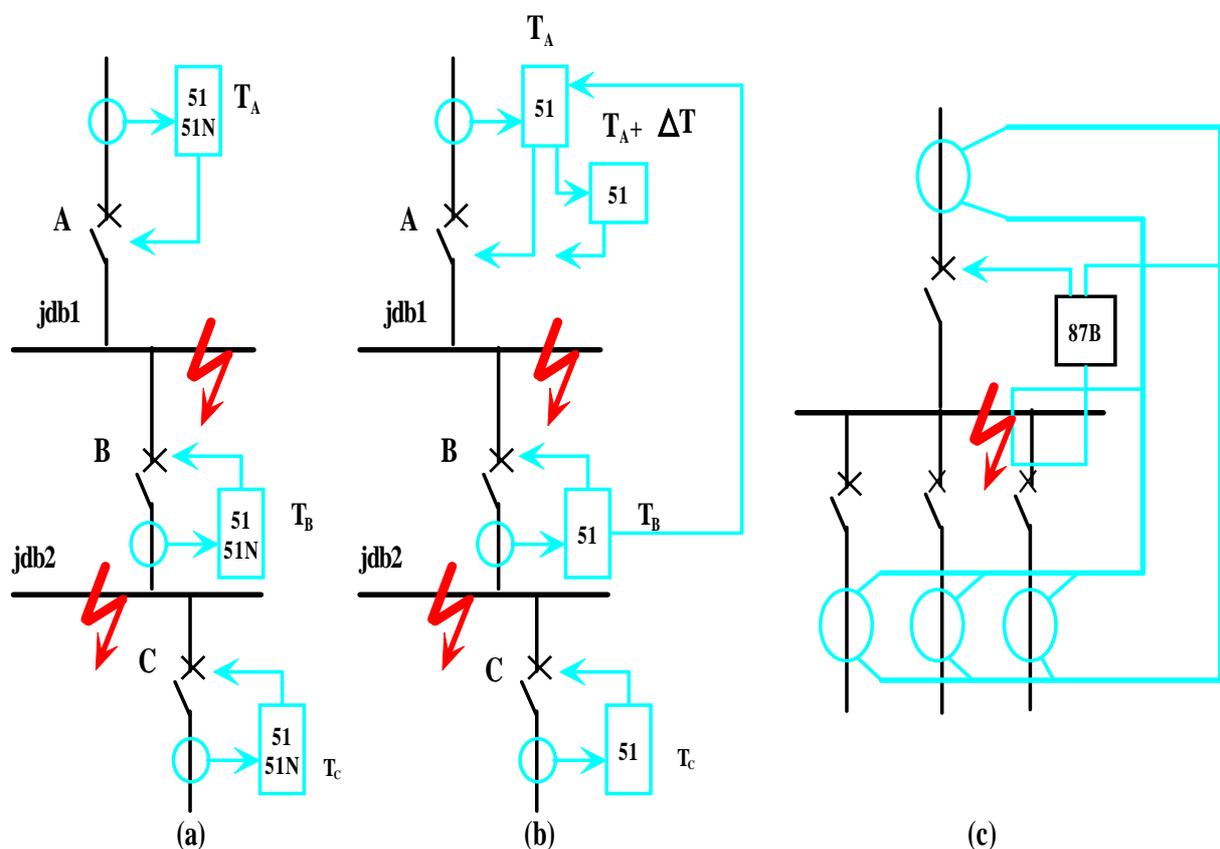


Figure II.15 – Protection des jeux de barres : (a) Discrimination temporaire, (b). Discrimination logique, (c). Protection différentielle.

II.7.3 Protection des transformateurs

Un transformateur doit être protégé au moins contre ;
Les surcharges, Les courts-circuits, Les défauts à la terre.

a) Protection contre les surcharges

Une surcharge de longue durée se manifeste souvent par des effets thermiques. Les transformateurs sont normalement équipés d'une protection contre l'échauffement par la fonction ANSI 26. Il s'agit d'un thermostat qui surveille en permanence la température du diélectrique liquide dans lequel sont émergés les enroulements du transformateur. En générale un signal d'alarme est émis à 95°C et un déclenchement de la protection est ordonné à 100°C. Une autre protection par la fonction ANSI 49T (sonde de température) sert à surveiller la température des enroulements, pour les transformateurs de type sec. Pour la fonction ANSI 49T la norme recommande une alarme à 150°C et un déclenchement à 160°C.

Pour les transformateur MT/BT la protection contre la surcharge est simplement réalisée par le disjoncteur côté BT.

b) Protection contre les courts-circuits

La protection des transformateurs contre les courts-circuits peut être réalisée par différentes fonctions :

✓ Pour les transformateurs à bain d'huile, la fonction de protection ANSI 63 sensible aux émissions de gaz causées par l'échauffement de l'huile en cas de défaut interne (court-circuit entre spire d'un même enroulement ou court-circuit entre phases). On peut citer pour cette fonction le relais Buchholz dont le principe de fonctionnement illustré sur la Figure II.16 peut-être résumé comme suit si l'échauffement persiste, les gaz dégagés agissent sur un autre flotteur pour déclencher la protection (ouverture du ou des disjoncteurs),

✓ La protection différentielle par la fonction ANSI 87T est l'une des meilleures solutions contres les courts-circuits entre phases (Figure II.17(a)). Pour éviter des déclenchements nuisible le 2^{ème} et le 5^{ème} harmonique sont souvent pris en compte ;

✓ Une protection instantanée (sans retard) contre les surintensités par la fonction ANSI 50, très utile en cas de court-circuit violent (Figure II.17(b)) ;

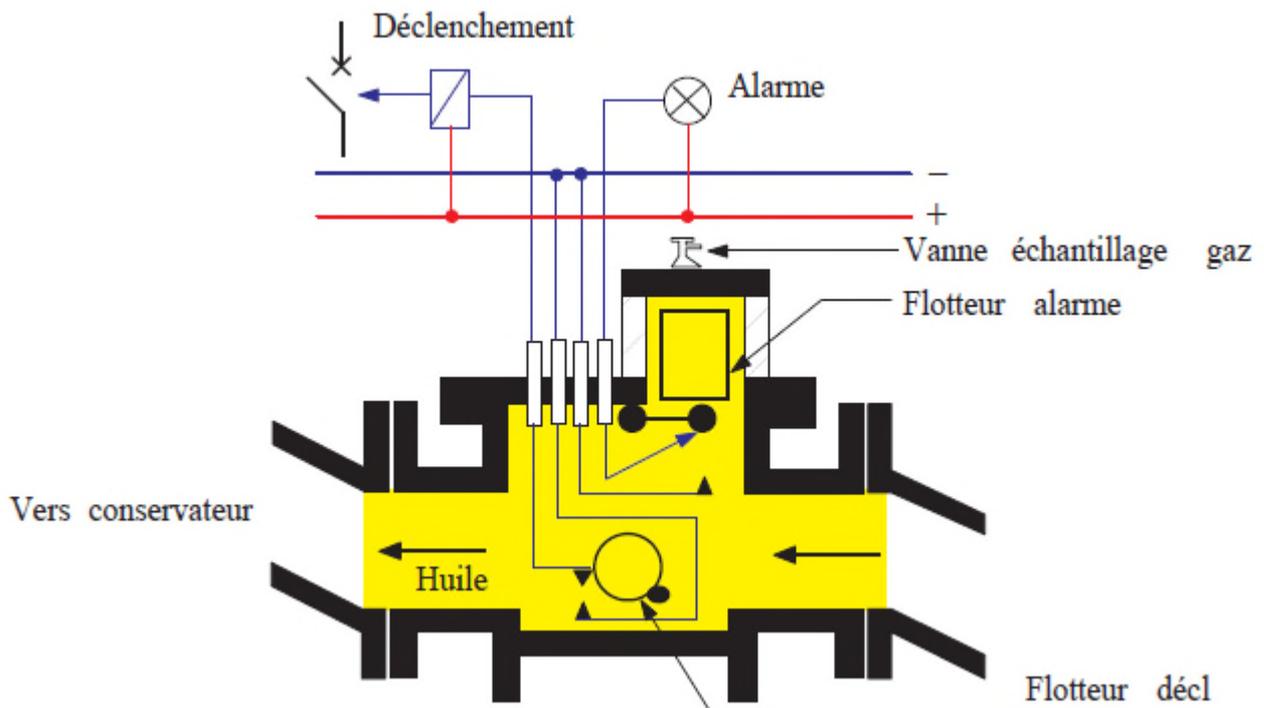


FIGURE II.16 – Principe de fonctionnement d'un relais Buchholz.

4- Fusibles sur les enroulements HT pour les transformateurs de faibles puissances (Figure II.17 (b)).

c) Défauts à la terre

Les défauts à la terre dans un transformateur sont causés souvent par le contact d'un enroulement avec la masse du transformateur. La protection contre un défaut à la terre peut être réalisée aussi de différentes manières ;

- 1- Une protection contre les surintensités par la fonction ANSI 51G (mesure de courant résiduel dans la liaison à la terre) dans la mise à la terre de la masse du transformateur (Figure II.17(c)) ;
- 2- Pour des défauts phase-terre dans le transformateur, en amont ou en aval de celui-ci, la fonction protection ANSI 51N sur la Figure II.17(d) (mesure le courant résiduelle par la somme des courants triphasés) est préférable ;
- 3- Si le réseau aval est mis à la terre au secondaire du transformateur (Figure II.17(e)) on peut utiliser la fonction ANSI 64REF. Cette protection est différentielle, puisque elle est basée sur la comparaison des courants résiduels dans la liaison neutre-terre et les courants triphasés à la sortie du transformateur ;

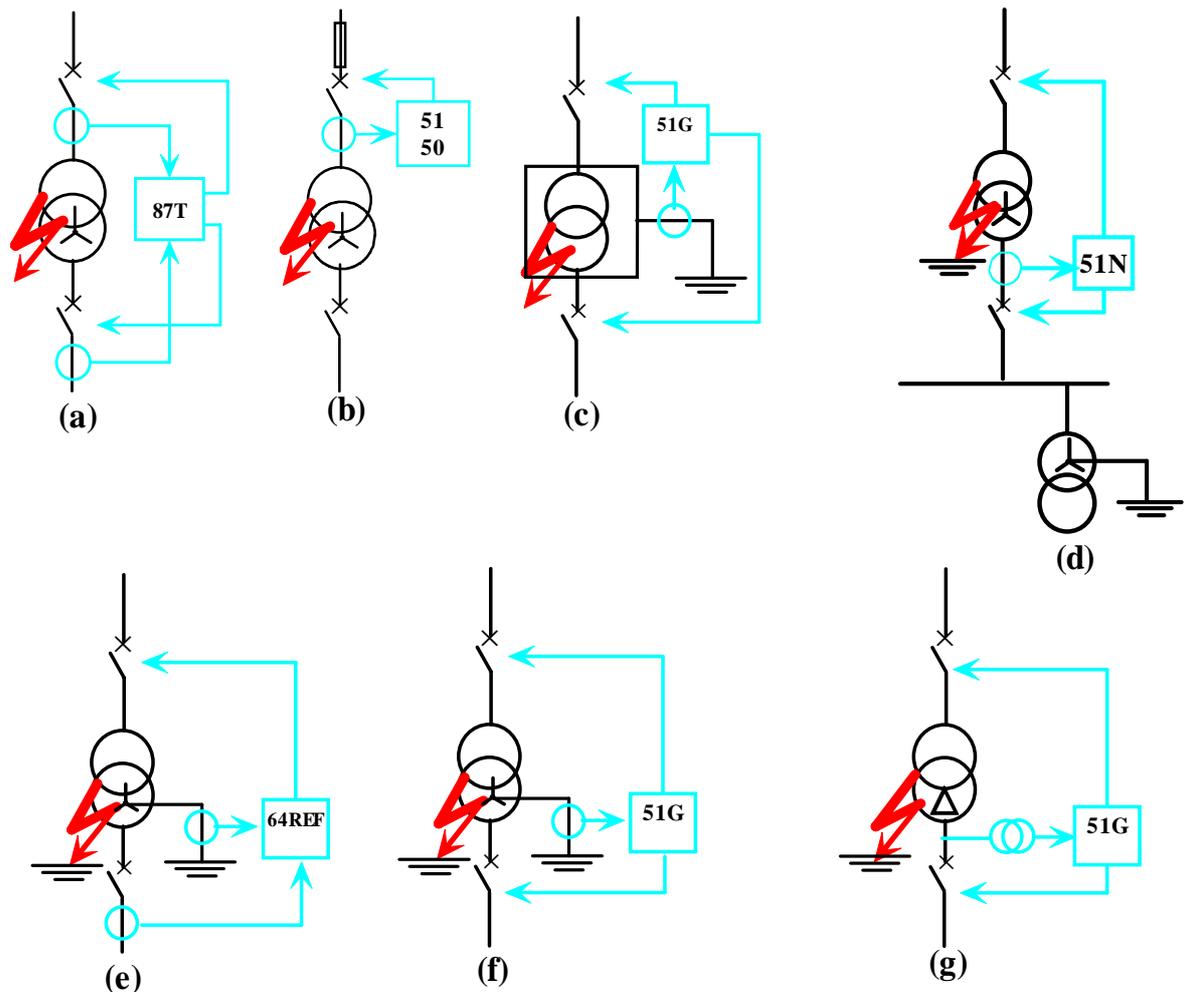


FIGURE II.17 – Protection des transformateurs : (a), (b). Protection contre les courts-circuits. (c), (d), (e), (f) et (g). Protection contre les défauts à la terre.

4- Protection du point neutre par la fonction ANSI 51G si le réseau aval est mis à la terre au secondaire du transformateur (Figure II.17(f)). Par ailleurs, si le neutre n'est pas accessible au secondaire (neutre isolé), il faut utiliser une protection contre le déplacement du point neutre, i.e., la fonction ANSI 59N (Figure II.17(g)).

II.7.4 Protection des lignes

Les lignes nécessitent aussi des protections contre

- ✓ Les déséquilibres ;
- ✓ Les courts-circuits entre phases et à la terre ;

La protection contre les déséquilibres est assurée par la fonction ANSI 46 comme le cas d'un générateur. Contre les défauts entre phase, la fonction ANSI 51 est la meilleure solution pour des lignes simples.

II.7.5 Protection des condensateurs

Les batteries de condensateurs nécessitent des protections

- ✓ Contres les surcharges par la fonction ANSI 49RMS réglée à 1.3 le courant nominal avec un temps de 10 min environ ou par la fonction ANSI 51 avec relais de type IDMT réglé toujours à 1.3 le courant nominal ;
- ✓ Contre les courts-circuits par la fonction ANSI 51 (10 fois le courant nominal, retard 100 ms) ;
- ✓ Contre les défauts à la terre par la fonction ANSI 51G ou 51N à 20% du courant terre maximal ;
- ✓ Contre les surtensions (ANSI 59), réglée à 110% de la tension nominale. [11]

II.8 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différents types de protections et leur sélectivité ainsi que les différents appareillages de protection utilisés pour assurer la continuité de fourniture d'électricité, et la sureté des bien et des personnes, qui existe au niveau du réseau de distribution électrique moyenne tension HTA (utilisé aussi par la société Algérienne SONELGAZ).

III.1 Introduction

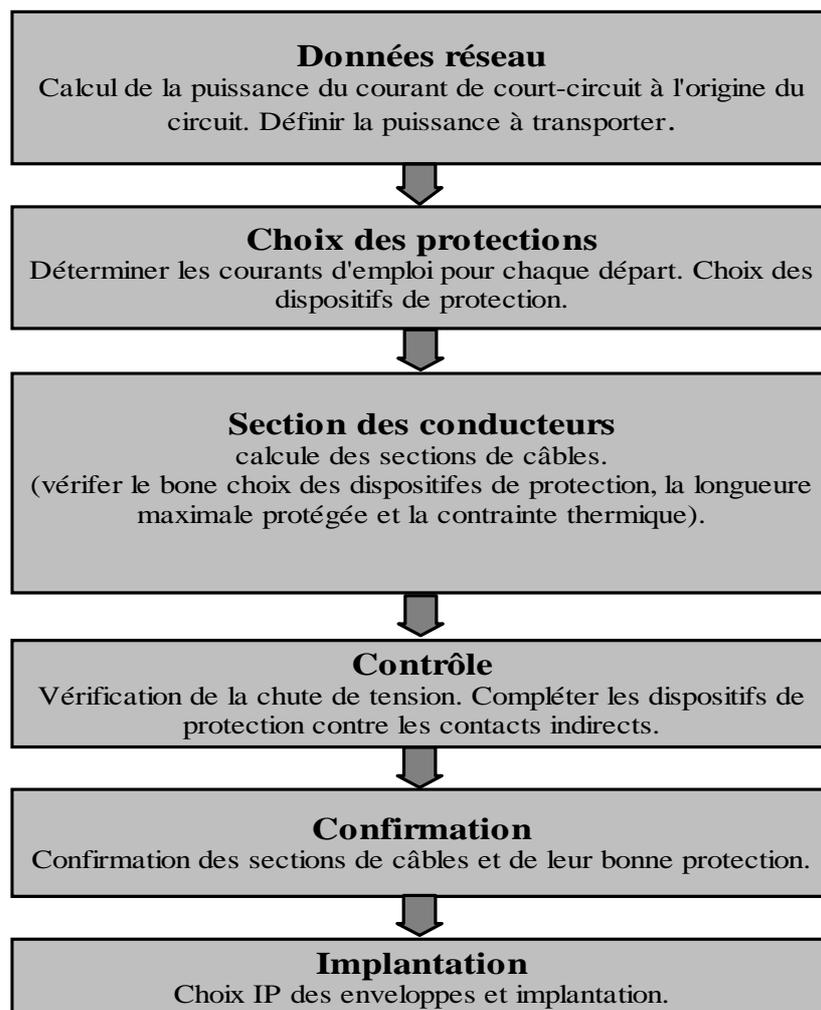
L'étude de l'installation consiste à déterminer précisément les canalisations et leurs protections électriques en commençant à l'origine de l'installation pour aboutir aux circuits terminaux. Chaque ensemble constitué par la canalisation et sa protection doit répondre simultanément à plusieurs conditions qui assurent la sûreté de l'installation.

Dans ce chapitre, on va étudier le réglage des protections distribuées sur le réseau de la distribution de Bejaia selon ses caractéristiques, afin d'éliminer tous les défauts affectant les points du réseau MT, dans le délai le plus court, et par la protection la plus proche.

III.2 Dimensionnement et réglage des protections

III.2.1 Méthodologie de dimensionnement d'une installation électrique

Lorsque toutes les études préalables ont été effectuées (bilan de puissance, schéma de principe, puissance de la source, choix régime de neutre), le dimensionnement d'une installation électrique peut se faire suivant la chronologie ci-après :



Méthodologie de dimensionnement d'une installation électrique

III.2.2 Réglementation et normalisation

Il existe deux types de texte régissant les règles à prendre en compte dans le calcul des installations électriques :

➤ **textes réglementaires**

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

➤ **textes normatifs**

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

Leur application est donc fortement conseillée et peut parfois même être rendue obligatoire par un arrêté. [14].

III.2.3 Structures des deux postes HT/MT de la ville de Bejaia

Le réseau de distribution de la ville de Bejaia se décompose en deux postes HT/ MT, le premier est celui de «Cité Tobal » et le deuxième est celui de « Bir Eslam » chaque poste est composé de deux transformateurs qui sont couplés entre eux, et chacun des deux alimente plusieurs départs :

- Cité tobal : 13 départs,
- Bir Eslam : 13 départs.

III.2.3.a) Schéma unifilaire étage30Kv BEJAIA 1 (Tobal)

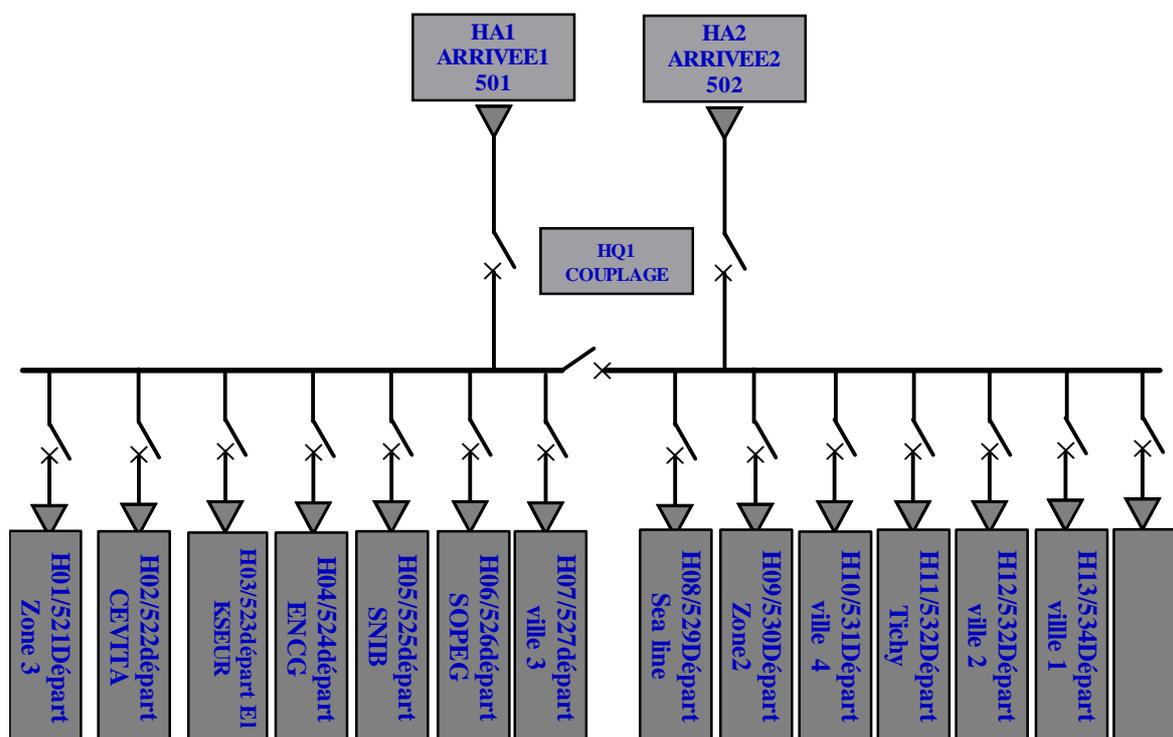


Figure III.1 schéma unifilaire étage30Kv BEJAIA 1-Tobal

III.2.3.b) Schéma unifilaire étage 30Kv Bejaia 2 (B IR ESLAM)

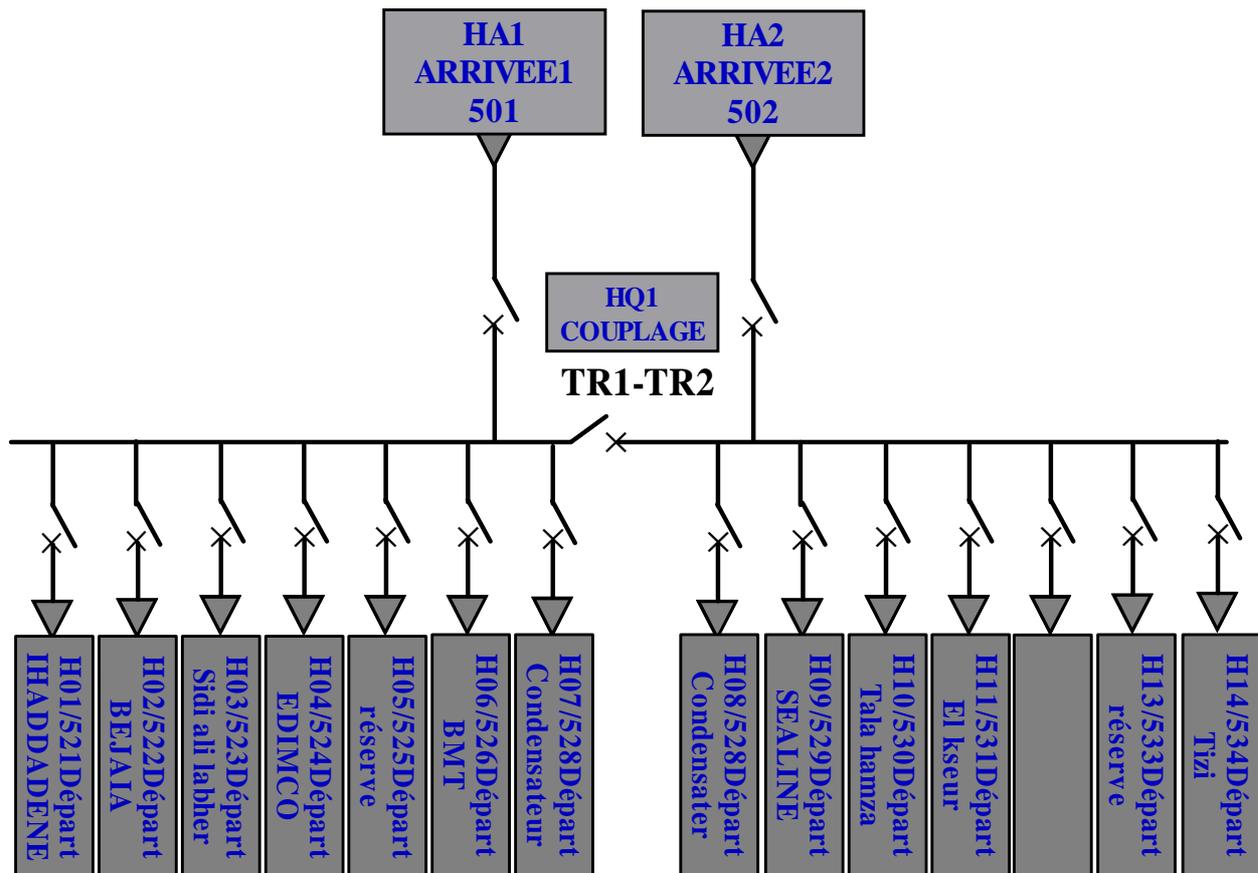


Figure III.2 schéma unifilaire étage 30Kv Bejaia 2-B IR ESLAM

III.3 Régime de neutre adapté par SONELGAZ

Dans un réseau, le régime du neutre joue un rôle primordial. Lors d'un défaut d'isolement, ou de la mise accidentelle d'une phase à la terre, les valeurs prises par les courants de défaut, les tensions de contact et les surtensions sont étroitement liées au mode de raccordement du neutre à la terre. [15]

Sur les réseaux de distribution MT, 70 à 80 % des défauts sont monophasés, et la société SONELGAZ de Bejaia utilise un neutre mis à la terre à travers une impédance (le neutre mis à la terre par l'intermédiaire d'une résistance).

Ce régime réalise une bonne sélectivité, le courant résiduel du défaut homopolaire doit être détecté sans confondre avec les courants capacitifs des départs sains.

En tenant compte de ces arguments, l'intensité du courant du neutre suite à un court-circuit franc à la terre est limité à :

- ✓ 300A, pour les réseaux aériens ou mixtes

✓ 1000A pour les réseaux souterrains.

III.4 Valeur de la résistance de limitation

Puisque l'impédance propre du transformateur, et de la terre ne pas suffisante pour limiter les courants des défauts à des valeurs convenables. Une résistance R_N est intercalée entre le point neutre du transformateur et la terre :

➤ Pour un réseau aérien ou mixte (cas de poste de Bejaïa)

$$R_N = \frac{U_{2n}}{\sqrt{3} \times I_{neutre}} = \frac{31.5 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 300} = 60.6217 \Omega \quad (III.1)$$

➤ Pour le réseau souterrain

$$R_N = \frac{U_{2n}}{\sqrt{3} \times I_{neutre}} = \frac{31.5 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 1000} = 18.1865 \Omega \quad (III.2)$$

III.5 Caractéristiques des deux postes 60/30 KV Bejaia (TOBAL et BIR ESLAM)

a) Caractéristiques des transformateurs

Caractéristiques Générales		
Postes : Bejaia 1 60/31.5 Kv	30/30 MVA	Date de mis en service : 06/09/1994
TRN° :	N° DTE : 477	
CONSTRUCTEUR : ENER	Tension de court-circuit : 10.28	
Année de construction : 1989	Refroidissement : ONAN-ONAF	
TYPE : RT 30 000/30 0	Masse Total	T : 48
N° DE COMMANDE KDL 87/066	Masse sans Huiles	T : T 37
N° de Construction : 67168	Masse Expédition s /Huiles	T : 30.3
NORMES : CEI 76	Masse Huiles	T : 11
Nombre de phase : 3	Masse de décuvage	T : 15.3
Fréquence : 50	Hauteur de décuvage	M : 9.1
Couplage : Ynyn0	Entre Aces des rails	M : 1.5
longueur :4.5 m	largeur :3.6 m	hauteur : 4.45 m

Tableau (a)

Caractéristiques Electriques			
Nom de l'enroulement	60	31.5	/
Régleur: mode de rég marque	EN CHARGE MR		
type	M III Y 500	A VIDE	/
immergé dans la cuve	OUI N° 184 230		
PHASE (CHOC:50 HZ) Kv	325 / 140	170 / 70	/
Niveau d'isoleme neutre (choc /50 HZ) Kv	325 /140	170 / 70	/
Tension Nominale	60 POS. 14	31.5 POS.	POS.
Puissance Nminale MVA	21 /30 /	21 /30 /	/ /
ONAN/ONAF/OFAF Courant Nominale	/ 289 /	/ 550 /	/ /
Max Kv Tension à vide	70.8 pos. 1	31.5 pos.	pos.
Mini Kv	49.2 pos. 27	31.5 pos.	pos.
Nombre de gradins	27		
Deta de chaque gradin	831		

Tableau (b)

Essais en Court-Circuit			
Enroulements	60 / 31.5	/	/
puissance de référence MVA	30		
Position	1 / 14 / 27 /	/ / /	/ / /
Pcc(INOM) à 75%	/ / /	/ / /	/ / /
Pcc(INOM) à 75%	11.45 / 10.26 / 9.28	/ / /	/ / /

Tableau (c)

Tableau III.1 Caractéristiques des transformateurs.

b) Données physique des départs (TOBAL)

POSTE SOURCE HTB/HTA (2 × 30)MVA	Départ MT	CALIBRE PRIMAIRE TC(Amp)& couplage	SECTION CABLE EMERGENC E (mm ²)	Longueur R.X.MT (Km)		
				Nbre des postes MT/BT	MTS	MTA
BEJAIA	VILLE1	300/1	120	86	9.81	11.98
	ZONE 2	300/1	120	47	9	0.43
	TICHY	300/1	95	70	2.03	14.437
	VILLE 4	300/1	120	35	7.28	0.02
	VILLE 2	300/1	120	25	10.44	0.73
	SALTINE	300/1	120	1	1.7	0
	TRANSFO 1	750/1	240			
	ZONE 1	300/1	120	46	10.43	0.18
	VILLE 3	300/1	120	23	6.897	0
	SOPEG	300/1	95	2	0.083	1.03
	SINB	300/1	70	19	4.071	0
	ENCG	300/1	120	1	1.34	0
	ELK	300/1	95	58	13.857	1.11
	CEVITAL	300/1	120	1	1.31	0
	ZONE 3	300/1	120	27	7.78	0
TRANSFO 2	750/1	240				

Tableau III.2 les donnée physique des départes.[16]

III.6 Calcul des courants de court-circuit

Pour choisir convenablement les appareils de coupure et régler les fonctions de protection, trois valeurs du courant de court-circuit doivent être connus :

- ✓ Courant de court- circuit minimal,
- ✓ La valeur efficace du Courant de court- circuit maximal,
- ✓ La valeur crête du Courant de court- circuit maximal,

On prend **ville 1** comme un exemple de calcul.

a) Calcul de l'impédance du réseau HTB ramenée en HTA

La connaissance du réseau amont se limite généralement aux indications fournies par le distributeur, à savoir uniquement la puissance de court- circuit s_{cc} en (MVA).

L'impédance équivalente du réseau amont est

$$X_{HTB} = \frac{U_n^2}{S_{cc}} \quad (III.3)$$

On a $s_{cc}=616$ MVA et $U_n = 31.5$ Kv

Avec

U_n : est la tension nominal composée du reseau.

s_{cc} : La puissance de court-circuit triphasée.

➤ **Application**

$$X_{HTB} = \frac{(31.5 \times 10^3)^2}{616 \times 10^6} = 1.6107 \Omega$$

b) Calcul de l'impédance du transformateur HTB/HTA

L'impédance se calcule à partir de la tension de court- circuit U_{cc} exprimée en %

$$X_T = \frac{U_{cc}}{100} \times \frac{U_{nt}^2}{S_n} \quad (\text{III.4}) \quad [17]$$

Avec

U_{nt} : La tension nominale secondaire du transformateur,

S_n : La puissance nominale du transformateur.

➤ **Application**

$$X_T = \frac{10.28}{100} \times \frac{(31.5 \times 10^3)^2}{30 \times 10^6} = 3.4001 \Omega$$

c) Paramètre de départ ville 1

Départ		Nature	Longueur (km)	Section (mm ²)
Ville 1	Aérien	ALM	3.66	34
		CU	1.99	54
		CU	6.33	93
	Souterrain	ALU	9.81	120

Tableau III.3 Paramètre départ ville 1.[16]

d) Calcul de la résistance et réactance de la ligne (R et X)

La résistance par phase d'un conducteur de section S est donnée par l'expression

$$\text{approximative suivante : } R(\Omega) = \frac{\rho \times L}{s(\text{mm}^2)} \quad (\text{III.5})$$

Pour

$$\text{➤ Cuivre : } R(\Omega) = \frac{18 \times L}{s(\text{mm}^2)}$$

$$\text{➤ Aluminium : } R(\Omega) = \frac{30 \times L}{s(\text{mm}^2)}$$

$$\text{➤ Almelec : } R(\Omega) = \frac{33 \times L}{s(\text{mm}^2)}$$

$$\text{➤ Aluminium Acier : } R(\Omega) = \frac{36 \times L}{s(\text{mm}^2)}$$

Avec

ρ : La résistivité du conducteur à 20°C,

L : La longueur du conducteur en (Km),

S : La section du conducteur en (mm^2).

➤ Application

$$R_{\text{ALM}}(\Omega) = \frac{33 \times 3.66}{34} = 3.5523\Omega$$

$$R_{\text{Cu}}(\Omega) = \frac{18 \times 1.99}{54} = 0.6633\Omega$$

$$R_{\text{Cu}}(\Omega) = \frac{18 \times 6.33}{93} = 1.2251\Omega$$

$$R_{\text{ALu}}(\Omega) = \frac{30 \times 9.81}{120} = 2.4525\Omega$$

$$R_L = R_{\text{ALM}} + R_{\text{ALu}} + \sum R_{\text{Cu}} \quad (\text{III. 6})$$

$$R_L = 3.5523 + 2.4525 + 0.6633 + 1.2251 = 7.8932\Omega$$

La valeur de la réactance par phase est donnée par la relation suivant :

$$X = \lambda \times L \quad (\text{III. 7})$$

Avec

λ : La réactance linéique du conducteur (Ω/km) qu'égal d'après SDE à:

$$\checkmark \text{ pour les lignes aériennes et } X_A = 0.35 \times L \quad (\text{III.7.a})$$

$$\checkmark \text{ pour les câbles souterrains et } X_S = 0.1 \times L \quad (\text{III.7.b})$$

Pour l'aérienne on a $L=L_{\text{ALM}}+L_{\text{CU}}$ (III.8)

La réactance équivalent de départs ville1 X_{eq} :

$$X_{\text{eq}} = X_A + X_S \quad (\text{III.9}) \quad [17]$$

➤ **Application**

$$L=3.66+1.99+6.33=11.98 \text{ m} \quad X_A = 0.35 \times 11.98 = 4.193 \Omega$$

$$X_S = 0.1 \times 9.81 = 0.981 \Omega$$

$$X_{\text{eq}} = 4.193 + 0.981 = 5.174 \Omega$$

III.6.1 Calcul du courant de court- circuit triphasé

C'est un défaut qui correspond à la réunion des trois phases, l'intensité du court-circuit I_{cc3} est : $I_{\text{cc3}} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \times Z_d}$ (III.10)

Avec

Z_d : L'impédance directe des réseaux donné par

$$Z_d = \sqrt{(X_{\text{HTB}} + X_T)^2} \text{ Pour une arrivée,}$$

$$Z_d = \sqrt{(R_L)^2 + (X_{\text{HTB}} + X_T + X_{\text{eq}})^2} \text{ Pour un départ.}$$

➤ **Application**

$$Z_d = \sqrt{(7.8932)^2 + (1.6107 + 3.4001 + 5.174)^2} = 12.8853 \Omega$$

$$I_{\text{cc3}} = \frac{31.5 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 12.8853} = 1411.4171 \text{ A, Avec une temporisation de } 0.1\text{s}$$

III.6.2 Calcul du courant de court- circuit biphasée

Il correspond a un défaut entre deux phases, alimentée sous une tension composée U. Sachant que l'intensité I_{cc2} débitée est inférieure a celle du défaut triphasé. I_{cc2} Donnée par la relation suivante:

$$I_{\text{cc2}} = \frac{U_n}{2 \times Z_d} \quad (\text{III.11}) \quad \text{ou} \quad I_{\text{cc2}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{\text{cc3}} \quad (\text{III.12})$$

➤ **Application**

$$I_{\text{cc2}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times 1411.4171 = 1222.3230 \text{ A, Avec une temporisation de } 0.1\text{s}$$

III.6.3 Calcul du courant de court-circuit phase-terre (homopolaire)

Il correspond à un défaut entre phase et la terre, calculé par la méthode suivante :

$$I_H = I_{HA} + I_{HS} + I_{HT} \quad (III.13)$$

Avec $I_{HA} = 0.08 \times L_A$ Le courant homopolaire crée par les conducteurs aériens pour un kilomètre de longueur,

$I_{HS} = 3.5 \times L_S$ Le courant homopolaire crée par des câbles souterraines, pour un kilomètre de longueur

$I_{HT} = 0.049 \times N$ Le courant homopolaire crée par les postes MT/BT.

L_A : Longueur des conducteur aérien,

L_S : Longueur des conducteur souterrain,

N : nombre des postes pour chaque depart.

➤ Application

$$I_{HA} = 0.08 \times 11.98 = 0.9584 \text{ A} \quad I_{HS} = 3.5 \times 9.81 = 34.335 \text{ A}$$

$$I_{HT} = 0.049 \times 86 = 4.214 \text{ A}$$

D'où : $I_H = 0.9584 + 34.335 + 4.214 = 39.5074 \text{ A} \approx 40 \text{ A}$, avec une temporisation de **0.8s**

III.6.4 Calcul du courant de réglage du relais de phase

Le courant de réglage phase et le minimum entre $0.85 \times I_{cc2}$ calculer et $1.2 \times I_{th}$. et le rapport de transformation TC, donnée par les relations suivante:

$$I_{Rph} = 0.85 \times I_{cc2} \quad \text{si} \quad 0.85 \times I_{cc2} \leq 1.2 \times I_{th} \quad (III.14)$$

$$I_{Rph} = 1.2 \times I_{th} \quad \text{si} \quad 0.85 \times I_{cc2} > 1.2 \times I_{th} \quad (III.15)$$

$$I_{Rph} = I_{nTC} \quad (III.16) [16]$$

Avec :

I_{th} : Limite thermique du conducteur (en A).

1.2 : Coefficient de surcharge admissible du conducteur.

La valeur 0,85 correspond à l'indice de sécurité (15 %) pris sur le calcul du courant I_{cc2} .

Pour effectuer ce calcul on à besoin de la limite thermique des conducteurs qui est présentée dans le tableau ci-après :

R.X. MT TYPE	SECTION CONDUCTEURS (mm ²)	LIMITE THERMIQUE (Amp)
MTA 30 KV (Aérien)	93,3 ALM	270
	34,4 ALM	140
	54,4 ALM	190
MTS 30 KV (Souterrain)	50 CU	180
	70 CU	225
	95 CU	275
	120 ALU	280

Tableau III.4 Limite thermique des conducteurs MTA et MTS. [16]

➤ Application

Dans notre exemple, on à la section câble émergence égal (93mm²cuivre et 120 mm² almelec), on prend la section la plus grande 120 mm² qui donne un courant thermique

$$I_{th} = 280 A$$

D'où :

$$I_{Rph} = 0.85 \times 1222.3230 = 1038.9745 A$$

$$I_{Rph} = 1.2 \times 280 = 336 A, \quad I_{Rph} = I_{nTC} = 300 A$$

Donc : $I_{Rph} = 300 A$ avec une temporisation de **0.8s**

III.6.5 Calcul du courant de réglage du relais homopolaire- I_{RH} -

Le courant de réglage homopolaire est le max entre I_H le courant de défaut phase terre, et 12% de courant nominale de transformateur de courant.

$$I_{RH} = I_H \quad \text{Si} \quad I_H > 12\% I_{nTC}$$

$$I_{RH} = 0.12 \times I_{nTC} \quad \text{Si} \quad I_H < 12\% I_{nTC}$$

Avec

I_{nTC} : Le courant nominal primaire des TC

➤ Application

$$I_{RH} = I_H = 39.5074 A \approx 40 A$$

$$I_{RH} = 0.12 \times 300 = 36 A$$

D'où $I_{RH}=40 A$ avec une temporisation de **0.8s**

III.7 Réglage des protections départs primaires 30Kv poste 60/30 Kv BEJAIA 1

Nous résumons dans les tableaux suivants les paramètres et les résultats des calculs obtenus pour les différents types des courants du court-circuit et leurs réglages.

III.7.1 Paramètre des départs poste TOBAL

Nom de départ	Longueur R.X.MT (Km)			
	MTS		MTA	
	Longueur (km)	Section (mm ²)	Longueur (km)	Section (mm ²)

Zone2	9.00	120ALU	0.43	34ALM
TICHY	2.030	120ALU	7.948	93.3ALM
			3.963	48CU
			2.526	34ALM
VILLE4	7.28	120ALU	0.02	93ALM
VILLE2	10.44	120ALM	0.073	93ALM
Zone1	10.43	120ALU	0.18	93ALM
VILLE3	5.509	120ALM	0.00	/
	1.388	50CU		
SINB	4.071	120ALU	0.00	/
ENCG	1.34	120ALU	0.00	/
EKS	13.857	120ALU	1.11	54CU
CIVITAL	1.314	120ALU	0.00	/
ZONE3	7.78	120ALU	0.00	/
SOPEG	0.083	120ALU	1.03	93.3ALM

Tableau III.5 Les paramètres des départs poste total.

III.7.2 Résistances et les réactances des départs TOBAL

Départ	Calibre de TC	section câble émergence	R (Ω)	X (Ω)	Z_d (Ω)
Zone2	300/1	120	2.66	1.05	6.61
TICHY	300/1	95	5.613	5.255	11.700
VILLE4	300/1	120	8.93	0.735	6.029
VILLE2	300/1	120	2.61	1.044	6.594
Zone1	300/1	120	2.607	1.043	6.590
VILLE3	300/1	120	1.724	0.689	5.953
SINB	300/1	70	1.017	0.407	5.0700
ENCG	300/1	120	0.335	0.134	5.154
EKS	300/1	95	3.464	1.385	7.275
CIVITAL	300/1	120	0.328	0.131	5.153
ZONE3	300/1	120	1.945	0.778	6.107
SOPEG	300/1	95	0.384	0.368	5.389

Tableau III.6 les résistances et les réactances des départs

III.7.3 Courants du court-circuit des différents départs (post TOBAL)

Départ MT	court-circuit				
	I_H (A)	I_{cc2} (A)	T(s)	I_{cc3} (A)	T(s)
Zone2	33.83	2382.753	0.8	2751.366	0.1
TICHY	11.68	1346.153	0.8	1554.404	0.1
VILLE4	26.99	2612.247	0.8	3016.640	0.1
VILLE2	37.76	2388.535	0.8	2757.917	0.1
Zone1	38.75	2389.984	0.8	2759.716	0.1
VILLE3	25.16	2645.720	0.8	3055.019	0.1
SINB	15.17	2857.087	0.8	3299.08	0.1
ENCG	4.739	3055.87	0.8	3528.620	0.1
EKS	51.34	2164.888	0.8	2499.798	0.1
CIVITAL	4.648	3056.116	0.8	3528.898	0.1
ZONE3	28.55	2578.712	0.8	2977.640	0.1
SOPEG	0.47	2922.620	0.8	3374.750	0.1

Tableau III.7 Les courants du court-circuit

III.7.4 Courants de réglages des différents départs (post TOBAL)

Départ MT	Relais Homopolaire		relais phase			
	I_{RH}	T	I_{Rph}	T	I_{Rseuil} violent	T
Zone2	36	0.8	300	0.8	1200	0.1
TICHY	36	0.8	300	0.8	1200	0.1
VILLE4	36	0.8	300	0.8	1200	0.1
VILLE2	37.7	0.8	300	0.8	1200	0.1
Zone1	38.7 5	0.8	300	0.8	1200	0.1
VILLE3	36	0.8	300	0.8	1200	0.1
SINB	36	0.8	270	0.8	1008	0.1
ENCG	36	0.8	300	0.8	1200	0.1
EKS	51.3	0.8	300	0.8	1200	0.1
CIVITAL	36	0.8	300	0.8	1200	0.1
ZONE3	36	0.8	300	0.8	1200	0.1
SOPEG	36	0.8	300	0.8	1200	0.1

Tableau III.7 Les courants de réglages.

III.8 Protection des départs utilisée par SONEGAZ

Le groupe SONELGAZ de BEJAIA utilise les disjoncteurs et chaque disjoncteur équipé d'un automatisme de ré-enclenchement qui assure des cycles d'ouverture et fermeture, pour protégé les différent départs sortant des postes source, et pour assurer la continuité de service au niveau de chaque départ, la plus part des dérivation sont dotée des interrupteurs aériens (IACT, IACM, IATCT).

III.8.1 Définition d'un réenclencheur

Un réenclencheur assure, la remise en service automatique des équipements électriques, est conçu pour donner un ordre de fermeture temporisé à un disjoncteur qui vient de déclencher. Cet ordre est réalisé en toute sécurité car si un défaut de type permanent (Court-circuit par exemple) se produit le système se bloque; dans tous les autres cas des défauts fugitifs, le réenclencheur n'autorise qu'un certain nombre de tentatives (5 en moyenne).

Et au niveau de **sonelgaz** le réenclencheur est réglé à trois cycles (cycle rapide à 0.3s, cycle rapide + un cycle lent Temporisé à 15 s, cycle rapide + 2 cycle lent Temporisés : le 1^{er} à 15 s et le 2^{ème} à 30 s).

III.8.2 Définition d'un interrupteur aérien

Un interrupteur aérien à pour rôle d'isoler la dérivation en défaut avant le déclenchement définitif du disjoncteur, préservant ainsi le départ principal et les dérivation saines. Et d'assurer les interventions de maintenance en parfaite sécurité. [18]

Et le groupe SONELGAZ ont réglée ces interrupteurs à déclenchée pendant 15s d'apparition d'un défaut d'une valeur de 100A, et utilise les trois types d'interrupteurs suivants :

IACT : interrupteur aérien à coupure dans le creux de tension

IACM : Interrupteur Aérien à Commande Manuelle

IATCT : Interrupteur Aérien télécommandé à coupure dans le creux de tension



Figure III .3 Interrupteur Aérien à Commande Manuelle

Conclusion

Dans ce chapitre nous avons calculé les différents types des courants du court-circuit, et les courants de réglage. Nous avons aussi dimensionné les différentes protections (disjoncteurs, interrupteur). Et on a comparé les courants du court-circuit calculés aux courants donnés par l'entreprise et on a obtenu des valeurs approximativement très proches.

Conclusion

Nous avons présenté dans ce mémoire des généralités sur les réseaux électriques de production, de transport et de distribution, aussi nous avons détaillé la composition d'un poste de transformation HT/HTA, dont nous avons détaillé la composition des départs HTA. Les transformateurs de courant et de tensions sont des composants indispensables pour le fonctionnement des organes trouvés dans les cellules HTA.

Une étude sur l'architecture et l'exploitation du réseau nous a permis de mieux cerner les problèmes existants dans les réseaux HTA. Une analyse complète des anomalies susceptible de se produire et leurs conséquences sur le fonctionnement du réseau électrique, nous ont permis de déterminer les points du réseau à protéger.

Dans la partie pratique, d'après le schéma unifilaire des 13 départs fourni par l'entreprise nous avons calculé les valeurs des courants de court-circuit triphasés, biphasés et homopolaires tout comme les courants de réglage à partir des données du réseau, pour les comparer ensuite aux valeurs de réglage des courants de la ligne HTA données par la société **Sonelgaz** et de constater que nos résultats étaient très proche.

Au cours de notre stage, nous avons constaté la capacité des protections numériques qui sont installées pour les départs HTA. Il nous a permis de mieux comprendre comment paramétrer les différentes protections existantes aux niveaux des postes HTA.

Comme perspective, nous proposons l'étude de l'extension du nombre des protections installées, une étude sur la localisation des défauts de ces réseaux de distribution électrique.

Les réglages des protections directionnelle qui n'empêche pas le déclenchement d'une ligne électrique saine suite à l'apparition d'un défaut sur une autre ligne adjacente, na pas été efficace, alors nous proposons l'étude approfondie sur ces réglages.

Nous proposons aussi d'installer des interrupteurs aérien au niveau de tous les dérivations de chaque départ.

Bibliographie

[1] **Jean-Michel DELBARRE** « Postes à haute et très haute tension » Ingénieur de l'École Supérieure d'Électricité Ingénieur au Centre d'Équipement du Réseau de Transport d'Électricité de France.

[2] **Mr. ZELLAGUI Mohamed** «Etude des protections des réseaux électriques MT (30 & 10 kv) » Présenté pour l'obtention du diplôme magistère en électrotechnique le : 01 / 07 /2010.

[3] **F. Kiessling, P. Nefzger, J.F. Nolasco, U. Kaintzyk.** « Overhead Power Lines. Planing, Design and Construction» Springer 2003.

[4] « Guide Technique de Distribution », Document technique de Groupe SONELGAZ, 1984.

[5] **P.JACOB** « Distribution de l'énergie», avril 2014.

[6] « Architecteur de Réseau de Distribution », Cahier technique de Schneider Electric, 2007.

[7] « Guide de conception des réseaux électriques industriels», Cahier technique de Schneider Electric, N°6 883 427/A, 38.

[8] **Ph. CARRIVE**, « Réseaux de Distribution - Structure et Planification », Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie électrique D 4210, 2006.

[9] **Pinel J. et al** « Protection contre les perturbations - Origines des perturbations »
Technique d'ingénieur, référence D5170, 10 avril. 1998.

[10] **Chanelière J.L.** « Protection des réseaux de transport et de répartition contre les courts-circuits et les défauts d'isolement », Technique d'ingénieur, référence 4801, 10 nov. 2009.

[11] **F. HAMOUDI**, « Protection des réseaux électriques Power system protection», Polycopié de cours, Université de BEJAIA, 2015 /2016.

[12] **C. Prévé**, « Protection des réseaux électriques », Hermès Paris 1998.

[13] **Cristian Jecu**, «Système de protections novateur et distribue pour les réseaux moyenne tension du futur», Energie électrique, Université Grenoble Alpes, Français, septembre 2011.

Bibliographie

- [14] «Dimensionnement et protection des installations électriques BT Réglementation et Normalisation - Méthodologie», Document technique de ABB.
- [15] « Guide de conception des réseaux électriques industriels», Cahier technique de Schneider Electric, N°6 883 427/A, 78.
- [16] **groupe sonelgaz**, «fiche de programmation travaux», 2016.
- [17] **B. de Metz-Noblat**, «Calcul des courants de court-circuit», Cahier technique de Schneider Electric n° 158, édition septembre 2005.
- [18] « Raccordement au réseau de distribution publique MT», Guide de l'installation électrique de Schneider Electric, 2010.

1 Réseau à double antenne

Pour des configurations plus complexes du réseau, d'autres protections sont souvent nécessaires. On peut notamment citer la protection directionnelle. La figure 1.1 illustre les protections nécessaires pour un réseau à deux arrivées.

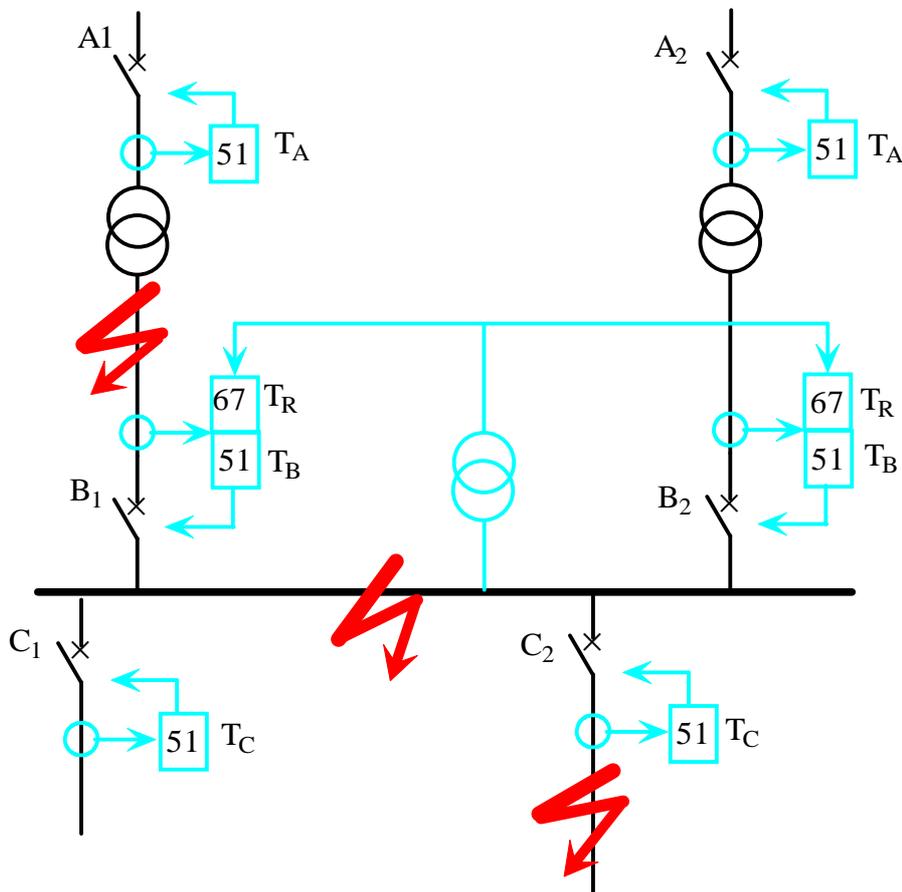


Figure 1.1 Protection contre les défauts entre phases

1.2 Quelques fonctions de protection. Norme ANSI C37.2.

Code ANSI	Fonction	Protection contre
21	Protection de distance	Les variations d'impédance
26	Thermostat	Les surcharges
27	Minimum de tension	Les tensions trop faibles
46	Maximum séquence inverse	Les déséquilibres des courants de phases
49	Image thermique	Les surcharges
49T	Sonde de température	Les échauffements anormaux des enroulements des machines

50	Maximum de courant de phase instantané	Les courts-circuits entre phases
50BF	Défaillance disjoncteur	La non ouverture du disjoncteur après ordre de déclenchement.
50N ou 50G	Maximum courant terre instantané	Les Défaut à terre : N : I résiduel calculé/mesuré par 3 TC G : I résiduel mesuré directement par un TC
51	Maximum courant de phase temporisé	Les surcharges et courts-circuits entre phase.
51N ou 51G	Maximum courant terre temporisé	Les Défaut à terre : N : I résiduel calculé/mesuré par 3 TC G : I résiduel mesuré directement par un TC
59	Maximum de tension	Les tensions trop élevées
59N	Maximum tension résiduelle	Les défauts d'isolement
64REF	Différentielle de terre restreinte	Les défauts à la terre d'enroulements en étoile avec neutre mis à la terre
67	Maximum de courant phase directionnelle	Les courts-circuits selon le sens d'écoulement du courant
67N	Maximum courant terre directionnelle	Les défauts à la terre selon le sens d'écoulement du courant
87B	Différentielle barre	Les défauts internes aux jeux de barres
87L	Différentielle ligne	Les défauts internes des lignes
87T	Différentielle transformateur	Les défauts internes des transformateurs
87G	Différentielle générateurs	Les défauts internes des générateurs

Tableau 1.2 fonctions de protection

1 Réseau à double antenne

Pour des configurations plus complexes du réseau, d'autres protections sont souvent nécessaires. On peut notamment citer la protection directionnelle. La figure 1.1 illustre les protections nécessaires pour un réseau à deux arrivées.

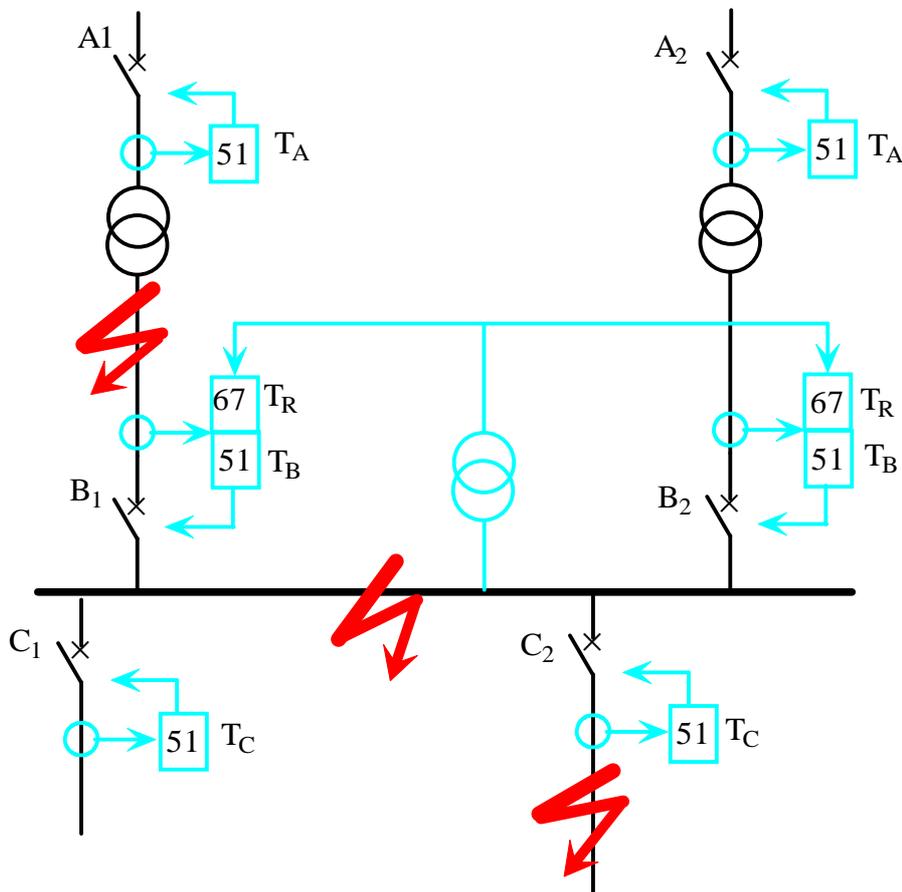


Figure 1.1 Protection contre les défauts entre phases

1.2 Quelques fonctions de protection. Norme ANSI C37.2.

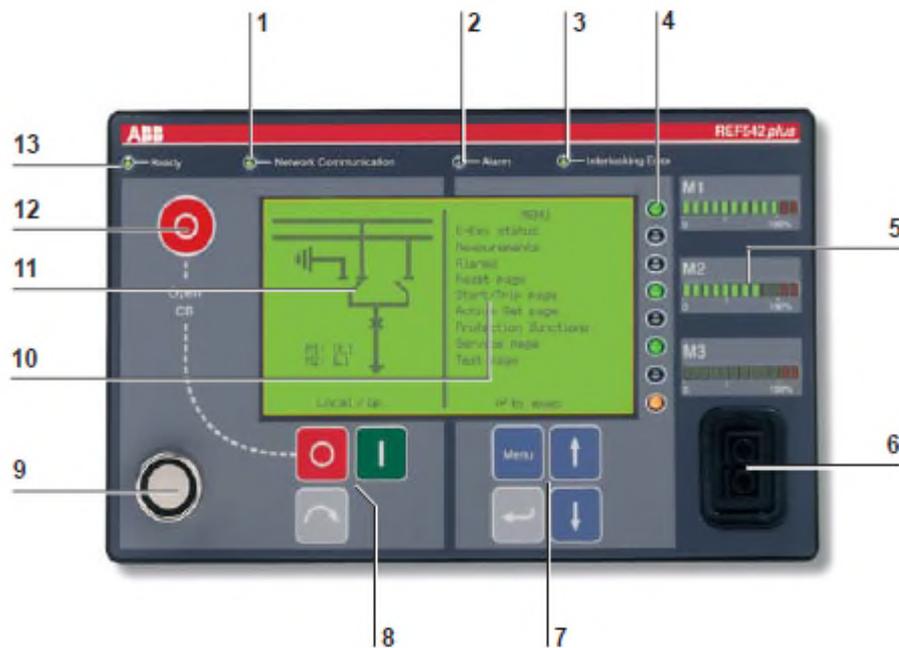
Code ANSI	Fonction	Protection contre
21	Protection de distance	Les variations d'impédance
26	Thermostat	Les surcharges
27	Minimum de tension	Les tensions trop faibles
46	Maximum séquence inverse	Les déséquilibres des courants de phases
49	Image thermique	Les surcharges
49T	Sonde de température	Les échauffements anormaux des enroulements des machines

50	Maximum de courant de phase instantané	Les courts-circuits entre phases
50BF	Défaillance disjoncteur	La non ouverture du disjoncteur après ordre de déclenchement.
50N ou 50G	Maximum courant terre instantané	Les Défaut à terre : N : I résiduel calculé/mesuré par 3 TC G : I résiduel mesuré directement par un TC
51	Maximum courant de phase temporisé	Les surcharges et courts-circuits entre phase.
51N ou 51G	Maximum courant terre temporisé	Les Défaut à terre : N : I résiduel calculé/mesuré par 3 TC G : I résiduel mesuré directement par un TC
59	Maximum de tension	Les tensions trop élevées
59N	Maximum tension résiduelle	Les défauts d'isolement
64REF	Différentielle de terre restreinte	Les défauts à la terre d'enroulements en étoile avec neutre mis à la terre
67	Maximum de courant phase directionnelle	Les courts-circuits selon le sens d'écoulement du courant
67N	Maximum courant terre directionnelle	Les défauts à la terre selon le sens d'écoulement du courant
87B	Différentielle barre	Les défauts internes aux jeux de barres
87L	Différentielle ligne	Les défauts internes des lignes
87T	Différentielle transformateur	Les défauts internes des transformateurs
87G	Différentielle générateurs	Les défauts internes des générateurs

Tableau 1.2 fonctions de protection

Annexe B

Il se compose de deux parties, une unité centrale et une interface homme machine locale séparée (LD HMI), reliée par un câble série.



- | | |
|---|--|
| 1 Communication de réseau | 8 Contrôle objets:
Ouvrir - Fermer - Sélectionner |
| 2 Alarme | 9 Capteur des clés électroniques |
| 3 Erreur de verrouillage | 10 Texte |
| 4 8 DIODES programmables par
l'utilisateur x 4 pages | 11 Schéma unifilaire |
| 5 Barres de mesure | 12 Ouverture rapide du disjoncteur |
| 6 Interface avec le PC | 13 Unité prête |
| 7 Navigation du menu | |

L'unité centrale renferme l'alimentation, le module principal, les modules d'entrée et de sortie (E/S) binaire et analogique en plus des modules optionnels pour obtenir des fonctions supplémentaires.

L'interface HMI est une unité facile à utiliser pour le contrôle local du tableau. Equipée d'une alimentation autonome elle peut être installée sur la porte du compartiment de basse tension ou sur un compartiment près de l'unité centrale. L'interface HMI est utilisée pour commander localement les organes de manœuvre du tableau, pour configurer les paramètres de protection et visualiser les événements et les mesures.

L'unité REF542plus offre le degré maximum de sélectivité pour permettre les manœuvres de déclenchement en cas de défauts, en sectionnant rapidement l'appareil qui a subi le défaut sans toucher l'alimentation destinée aux utilisations qui ne sont pas concernées. Il permet de protéger et de contrôler avec la même efficacité les réseaux en boucle et radiaux.

Annexe B

Et offre deux seuils de protection directionnelle du courant maximum (67) et trois seuil de protection directionnelle de terre, dont une sensible (67S). En utilisant ces fonctions de protection directionnelle et une logique appropriée, l'unité REF542plus identifie et localise certains défauts (jeu de barres de la ligne ou charges) et les coupes en ouvrant le moins de disjoncteurs possible pour réduire au minimum la coupure de l'alimentation. La sélectivité logique entre les deux unités REF542plus peut être réalisée à travers des connexions en câble. La distance maximum entre les deux unités voisines est de 1200 mètres environ.

3 Plaque signalétique de disjoncteur

Disjoncteur HD4/SG 36.12.20	IEC 62271-100CEI17-1
SN1VC1AE00035718	
Tension assigne	Masse 280 Kg
Tension de tenue sous choc	38Kv
Fréquence nominale	170Kv
Courant assigne	50/60 HZ
Courant de courte durée	1250A
Douée de	3s pour 20KA
fermeture/ouverture	80/45ms
Pression absolue SF6 A	550Kpa
20°C	20KA
Pouvoir de coupure	50KA
Pouvoir de fermeture	36Kv
A la tension de	c-0.3s-co-15s-co
Séquence manouvres	

4 Caisse d'injection (isa)

Et une caisse Conçu pour le test par injection primaire de relais de protection et de disjoncteur pour la mise en service et la rénovation des sous-stations et des réseaux électriques.

Annexes

Bibliographies

Conclusion

Chapitre I

Chapitre II

Chapitre III

MESURES DE RESPONSABILITE DE POINTE ÉTÉ 2016 (09/08/2016 AU 10/08/2016)

BIR-SLEM (2*40 MVA)

Départ	Code	Stade	H	6h	7h	8h	9h	10h	11h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	20h	21h	22h	23h	24h	2h	4h	6h	SOMME()		
	GDO	Dlest.		Mesures																								
Tension KV			kV	31,5	31,5	31,46	31,31	31,23	31,38	31,59	31,16	31,45	31,38	31,59	31,64	31,55	31,55	31,43	31,74	31,38	31,33	31,35	31,4	31,23	31,23			
IHADDADEN	I(A)		39,50	39,50	43,50	57,50	61,50	65,50	65,50	66,50	68,50	70,50	68,50	63,50	60,50	51,50	73,50	73,50	75,55	72,50	64,50	54,50	51,50	46,50	75,55	32,8478261		
	MVA		2,16	2,16	2,37	3,12	3,33	3,56	3,58	3,59	3,73	3,83	3,75	3,48	3,31	2,81	4,00	4,04	4,11	3,93	3,50	2,96	2,79	2,52	4,11			
BEJAIA	I(A)		68,50	64,50	83,50	101,50	114,50	114,50	108,50	107,50	111,50	108,50	106,50	95,50	93,50	85,50	106,50	105,50	105,50	104,50	95,50	86,50	86,50	76,50	114,50	62,2282609		
	MVA		3,74	3,52	4,55	5,50	6,19	6,22	5,94	5,80	6,07	5,90	5,83	5,23	5,11	4,67	5,80	5,80	5,73	5,67	5,19	4,70	4,68	4,14	6,22			
Sidi ali lebhar	I(A)		8,50	7,50	9,50	9,50	10,50	12,50	13,50	12,50	13,50	14,50	13,50	12,50	12,50	12,50	13,50	20,50	21,50	20,50	19,50	17,50	14,50	13,50	10,50	21,50	9,34782609	
	MVA		0,46	0,41	0,52	0,52	0,57	0,68	0,74	0,67	0,74	0,79	0,74	0,69	0,68	0,74	1,12	1,18	1,11	1,06	0,95	0,79	0,73	0,57	1,18			
EDIMCO	I(A)		74,50	73,50	83,50	96,50	108,50	107,50	102,50	103,50	108,50	103,50	102,50	94,50	95,50	93,50	109,50	107,50	106,50	100,50	84,50	82,50	78,50	78,50	109,50	109,50		
	MVA		4,06	4,01	4,55	5,23	5,87	5,84	5,61	5,59	5,91	5,63	5,61	5,18	5,22	5,11	5,96	5,91	5,79	5,45	4,59	4,49	4,25	4,25	5,96			
BMT	I(A)		3,50	4,50	4,50	8,50	8,50	8,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	3,50	2,50	2,50	1,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	8,50		
	MVA		0,19	0,25	0,25	0,46	0,46	0,46	0,25	0,24	0,25	0,24	0,25	0,19	0,14	0,14	0,08	0,24	0,25	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,46		
Total TR1	I(A)		194,50	189,50	224,50	273,50	303,50	308,50	294,50	294,50	306,50	301,50	294,50	268,50	264,50	245,50	314,50	312,50	312,55	301,50	266,50	242,50	234,50	216,50	314,50	314,50		
	MVA		10,61	10,34	12,25	14,92	16,56	16,83	16,07	16,07	16,72	16,45	16,07	14,65	14,43	13,39	17,16	17,05	17,05	16,45	14,54	13,23	12,79	11,81	17,158491			
el-kseur	I(A)		50,50	50,50	56,50	73,50	78,50	78,50	72,50	75,50	77,50	79,50	79,50	68,50	67,50	69,50	89,50	94,50	92,50	87,50	81,50	75,50	70,50	56,50	94,50	51,3586957		
	MVA		2,76	2,76	3,08	3,99	4,25	4,27	3,97	4,22	4,32	4,35	3,75	3,69	3,80	4,87	5,20	5,03	4,75	4,43	4,11	3,81	3,06	49	49			
SEALINE	I(A)		0,00	0,00	0,00	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	
	MVA		0,00	0,00	0,00	0,14	0,14	0,14	0,14	0,13	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,1374342		
TIZI	I(A)		62,50	59,50	64,50	76,50	80,50	83,50	85,50	86,50	87,50	87,50	86,50	87,50	89,50	90,50	114,50	120,50	116,50	108,50	93,50	79,50	74,50	68,50	120,50	52,3913043		
	MVA		3,41	3,25	3,51	4,15	4,35	4,54	4,68	4,67	4,77	4,76	4,73	4,80	4,89	4,95	6,23	6,62	6,33	5,89	5,08	4,32	4,03	3,71	6,62432844			
TALA HAMZA	I(A)		19,50	17,50	23,50	27,50	29,50	32,50	28,50	28,50	29,50	30,50	28,50	25,50	23,50	25,50	39,50	39,50	35,50	30,50	26,50	24,50	20,50	39,50	39,50			
	MVA		1,06	0,95	1,28	1,49	1,60	1,77	1,56	1,54	1,61	1,66	1,56	1,40	1,28	1,39	2,15	2,17	2,15	1,93	1,66	1,44	1,33	1,11	2,17146036			
Total TR2	I(A)		132,50	127,50	144,50	180,00	191,00	197,00	189,00	193,00	197,00	200,00	197,00	184,00	183,00	188,00	246,00	257,00	251,00	234,00	208,00	184,00	172,00	148,00	257			
	MVA		7,23	6,96	7,88	9,82	10,42	10,75	10,31	10,53	10,75	10,91	10,75	10,04	9,98	10,26	13,42	14,02	13,69	12,77	11,35	10,04	9,38	8,07	14,02			
TOTAL POSTE HT/MT	I(A)		327,00	317,00	369,00	453,50	494,50	505,50	483,50	487,50	503,50	501,50	491,50	452,50	447,50	433,50	560,50	569,50	563,55	535,50	474,50	426,50	406,50	364,50	570			
	MVA		17,84	17,29	20,11	24,59	26,75	27,47	26,45	26,31	27,43	27,26	26,89	24,80	24,45	23,69	30,51	31,31	30,63	29,06	25,76	23,20	21,99	19,72	31,31	39,1343885		

MESURES DE RESPONSABILITE DE POINTE ETE 2016 (09/08/2016 AU 10/08/2016)

POSTE BEJAIA (2*30 MVA)

Départ	Code	Stade	H	6h	7h	8h	9h	10h	11h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	20h	21h	22h	23h	24h	2h	4h	6h	MAX		
	GDO	Dlest.		Mesures																								
Tension KV			kV	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31		
VILLE 1	I(A)		79,00	74,00	89,00	89,00	89,00	100,00	100,00	90,00	100,00	95,00	100,00	97,00	97,00	100,00	119,00	135,00	137,00	128,00	118,00	101,00	93,00	79,00	137,00	74,4565217		
	MVA		4,24	3,97	4,78	4,78	4,78	5,37	5,37	4,83	5,37	5,10	5,37	5,21	5,21	5,37	6,39	7,25	7,36	6,87	6,34	5,42	4,99	4,24				
ZONE 2	I(A)		63,00	54,00	63,00	85,00	96,00	103,00	105,00	106,00	111,00	113,00	108,00	98,00	93,00	91,00	98,00	100,00	100,00	96,00	87,00	74,00	68,00	63,00	113,00	49,1304348		
	MVA		3,38	2,90	3,38	4,56	5,15	5,53	5,64	5,69	5,96	6,07	5,80	5,26	4,99	4,89	5,26	5,37	5,37	5,15	4,67	3,97	3,65	3,38				
TICHY	I(A)		89,00	82,00	99,00	105,00	112,00	113,00	107,00	113,00	113,00	113,00	107,00	103,00	98,00	111,00	135,00	143,00	141,00	133,00	122,00	109,00	99,00	89,00	143	77,7173913		
	MVA		4,78	4,40	5,32	5,64	6,01	6,07	5,75	6,07	6,07	5,75	5,53	5,26	5,96	7,25	7,68	7,57	7,14	6,55	5,85	5,32	4,78					
VILLE 4	I(A)		29,00	24,00	34,00	37,00	39,00	40,00	36,00	37,00	40,00	39,00	37,00	31,00	27,00	26,00	31,00	32,00	35,00	36,00	35,00	34,00	33,00	29,00	40	17,3913043		
	MVA		1,56	1,29	1,83	1,99	2,09	2,15	1,93	1,99	2,15	2,09	1,99	1,66	1,45	1,40	1,66	1,72	1,88	1,93	1,88	1,83	1,77	1,56				
VILLE 2	I(A)		32,00	31,00	37,00	49,00	55,00	58,00	58,00	63,00	68,00	63,00	61,00	55,00	51,00	50,00	55,00	61,00	57,00	54,00	49,00	40,00	38,00	32,00	68	29,5652174		
	MVA		1,72	1,66	1,99	2,63	2,95	3,11	3,11	3,38	3,65	3,38	3,28	2,95	2,74	2,68	2,95	3,28	3,06	2,90	2,63	2,15	2,04	1,72				
sealine	I(A)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0		
	MVA		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				
Total TR1	I(A)		292,00	265,00	322,00	365,00	391,00	414,00	406,00	409,00	432,00	423,00	413,00	384,00	366,00	378,00	438,00	471,00	470,00	447,00	411,00	358,00	331,00	292,00	471			
	MVA		15,68	14,23	17,29	19,60	20,99	22,23	21,80	21,96	23,19	22,71	22,17	20,62	19,65	20,30	23,52	25,29	25,24	24,00	22,07	19,22	17,77	15,68				
ZONE1	I(A)		66,00	52,00	55,00	75,00	79,00	85,00	85,00	85,00	94,00	82,00	87,00	77,00	72,00	71,00	83,00	88,00	98,00	93,00	89,00	76,00	73,00	66,00	98	42,6086957		
	MVA		3,54	2,79	2,95	4,03	4,24	4,56	4,56	4,56	5,05	4,40	4,67	4,13	3,87	3,81	4,46	4,72	5,26	4,99	4,78	4,08	3,92	3,54				
VILLE 3	I(A)		39,00	33,00	35,00	46,00	54,00	63,00	60,00	65,00	65,00	60,00	68,00	57,00	52,00	50,00	50,00	50,00	53,00	50,00	50,00	44,00	43,00	39,00	68	29,5652174		
	MVA		2,09	1,77	1,88	2,47	2,90	3,38	3,22	3,49	3,49	3,22	3,65	3,06	2,79	2,68	2,68	2,85	2,68	2,85	2,68	2,36	2,31	2,09				
SOPEG	I(A)		0,00	0,00	0,00	6,00	7,00	6,00	6,00	6,00	7,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7	3,04347826		
	MVA		0,00	0,00	0,00	0,32	0,38	0,32	0,32	0,00	0,00	0,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				
SINB	I(A)		24,00	39,00	40,00	55,00	52,00	53,00	50,00	47,00	57,00	63,00	47,00	42,00	37,00	39,00	37,00	27,00	27,00	27,00	28,00	24,00	22,00	24,00	63	27,3913043		
	MVA		1,29	2,09	2,15	2,95	2,79	2,85	2,68	2,52	3,06	3,38	2,52	2,26	1,99	2,09	1,99	1,45	1,45	1,45	1,50	1,29	1,18	1,29				
ENCG	I(A)		50,00	43,00	48,00	48,00	46,00	53,00	61,00	57,00	60,00	58,00	56,00	56,00	53,00	51,00	52,00	43,00	48,00	52,00	48,00	48,00	53,00	50,00	61	26,5217391		
	MVA		2,68	2,31	2,58	2,58	2,47	2,85	3,28	3,06	3,22	3,11	3,01	3,01	2,85	2,74	2,79	2,31	2,58	2,79	2,58	2,58	2,85	2,68				
elkseur	I(A)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0		
	MVA		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				
CEVITAL	I(A)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0		
	MVA		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				
ZONE 3	I(A)		29,00	31,00	40,00	42,00	44,00	54,00	47,00	48,00	56,00	51,00	45,00	40,00	39,00	39,00	39,00	39,00	48,00	40,00	35,00	33,00	29,00	29,00	56,00			
	MVA		0,24	0,24	0,37	0,41	0,46	0,57	0,47	0,50	0,59	0,54	0,45	0,38	0,36	0,40	0,49	0,52	0,63	0,49	0,40	0,33	0,27	0,24				
Total TR2	I(A)		208,00	198,00	218,00	272,00	282,00	314,00	309,00	302,00	332,00	321,00	303,00	272,00	253,00	250,00	261,00	247,00	274,00	262,00	250,00	225,00	220,00	208,00	332			
	MVA		11,17	10,63	11,70	14,60	15,14	16,86	16,59	16,21	17,83	17,24	16,27	14,60	13,58	13,42	14,01	13,26	14,71	14,07	13,42	12,08	11,81	11,17				
TOTAL POSTE	I(A)		500,00	463,00	540,00	637,00	673,00	728,00	715,00	711,00	764,00	744,00	716,00	656,00	619,00	628,00	699,00	718,00	744,00	709,00	661,00	583,00	551,00	500,00	764,00			
	MVA		26,85	24,86	28,99	34,20	36,13	39,09	38,39	38,18	41,02	39,95	38,44	35,22	33,24	33,72	37,53	38,55	39,95	38,07	35,49	31,30	29,58	26,85	41,02	68,3678133		

NB: Départ EKSalimente 3 postes, il a été déchargé par le départ Bejaia issu Birslam
Le nouveau départ ZONE3 a repris une partie du départ Ville4

26,85 24,86 28,99 34,20 36,13 39,09 38,39 38,18 41,02 39,95 38,44 35,22 33,24 33,72 37,53 38,55 39,95 38,07 35,49 31,30 29,58 26,85

Introduction
générale

Introduction

*Liste des
tableaux*

Liste des figures

Sommaire