

UNIVERSITE LIBRE DES PAYS DES GRANDS LACS

FACULTE DE SCIENCES DE L'INGÉNIEUR

DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE ET INFORMATIQUE



BP. 368 GOMA

www.ulpgl.net

**DIMENSIONNEMENT ET CHOIX DU SYSTEME DE
PROTECTION D'UN POSTE D'INTERCONNEXION
DES RESEAUX DE DISTRIBUTION PRIMAIRE
DANS LA VILLE DE GOMA**

Par KASEREKA NGUNUNU Julien

Travail présenté en vue de l'obtention du Diplôme
de Bachelor en Sciences de l'ingénieur.

Option : Génie Electrique

Directeur : Prof. NKIEDIEL Alain AKWIR

Encadreur : CT Ir. KAMUNDALA Janvier

ANNEE ACADEMIQUE 2022-2023

ÉPIGRAPHE

« Si vous voulez trouver les secrets de l'univers, pensez en termes d'énergie, de fréquence et de vibration »

Nikola Tesla

DÉDICACE

À nos très chers parents PALUKU NGUNUNU Jean-Louis et MASIKA Bertha.

REMERCIEMENTS

Nous rendons gloire à Notre Dieu, le tout puissant créateur du ciel et de la terre pour le souffle de vie qu'il nous a accordé tout au long de cette année académique.

Au personnel administratif de la Faculté de Sciences de l'ingénieur (FSI) de l'ULPGL/Goma, qui nous a encadré durant cette partie de notre quête des connaissances.

Nous exprimons notre profonde gratitude à l'égard de notre Directeur le Professeur NKIEDIEL Alain AKWIR et de notre encadreur chef des travaux ingénieur KAMUNDALA Janvier pour les efforts qu'ils n'ont cessés de fournir afin d'orienter ce travail malgré leurs multiples occupations.

A notre père PALUKU NGUNUNU Jean-Louis et à notre mère MASIKA Bertha, pour le soutien tant moral, matériel qu'affectif qu'ils ne cessent de nous accorder.

A nos frères et sœurs, NGUNUNU Ghislain, NGUNUNU Sylvain, NGUNUNU Sylvie, NGUNUNU Ghislaine, NGUNUNU Julienne, NGUNUNU Juliette pour leur amour et soutien moral.

A tous nos amis, connaissances et camarades de promotion de la L3 FSI 2022-2023, avec qui nous avons partagés les joies et peines durant cette longue expérience académique.

A tous les gens bienveillants dont les noms ne sont pas mentionnés dans ce travail.

KASEREKA NGUNUNU Julien

RESUME DU TRAVAIL

Vu la dépendance des sociétés actuelles vis-à-vis de l'électricité, il est crucial d'assurer une continuité d'alimentation électrique fiable et sécurisée aux utilisateurs. C'est ici que trouve motivation notre travail, qui a pour objectif de dimensionner et faire le choix de système de protection d'un poste d'interconnexion dans la ville de Goma en République Démocratique du Congo. Nous avons passé en revue les équipements constitutifs d'un poste électrique d'interconnexion ainsi que le rôle de chaque équipement, les différentes architectures que peut avoir un poste en soulignant que la fiabilité et la flexibilité de celui-ci en dépendent en montrant l'importance des interconnexions des réseaux électriques sur le plan environnemental, économique et social. Ensuite une étude mathématique de calcul de courant de défaut a été faite par l'utilisation de la méthode des composantes symétriques pour les types des défauts qui apparaissent souvent dans un réseau et qui peuvent provoquer des graves incidents (les courts-circuits). En fin, nous avons dimensionné et choisi les équipements du système de protection proprement dit du poste électrique. Nous avons également fait le choix des rapports de transformations standardisés de nos transformateurs de courant et de potentiel (TC et TP) en fonction des courants et de tensions qui les traversent et proposé un schéma de coordination entre différentes protections qui serait le mieux adapté pour le poste électrique étudié.

Mots clés : dimensionner, poste d'interconnexion, composantes symétriques, système de protection, défaut.

ABSTRACT

Given the dependence of today's societies on electricity, it is crucial to ensure reliable and secure continuity of power supply to users. This is where our work is motivated, which aims to size and choose the protection system for an interconnection substation in the city of Goma in the Democratic Republic of Congo. We have reviewed the equipment that makes up an interconnection substation as well as the role of each piece of equipment, the different architectures that a substation can have, emphasizing that its reliability and flexibility depend on it, showing the importance of interconnections of electricity networks on an environmental, economic and social level. Then, a mathematical study of the calculation of fault current was carried out using the symmetric component method for the types of faults that often appear in a network and that can cause serious incidents (short circuits). Finally, we dimensioned and chose the equipment for the protection system itself for the substation. We have also chosen standardised transformation ratios for our current and potential transformers (CT and TP) according to the currents and voltages that pass through them and proposed a coordination scheme between different types of protection that would be best suited for the substation under study.

Keywords : dimensioning, interconnexion substation, symmetrical components, protection system, default.

SIGLES ET ABRÉVIATIONS

AC : Courant alternatif

ANSI : American National Standards Institute

BT : Basse tension

C.E.I : Commission électrotechnique internationale

DC : Courant continu

Dep : Départ

Dsj : Disjoncteur

HT : Haute tension

I₀ : Courant homopolaire

I_{cc} : Courant de court-circuit

I_d : Courant direct

I_i : Courant inverse

Jdb : Jeux de barres

MT : Moyenne tension

MVA : Méga volt Ampère

P_{cc} : Puissance de court-circuit

SF₆ : L'hexafluorure de soufre

S_n : Puissance apparente

TC : Transformateur de courant

TI : Transformateur d'intensité

TP : Transformateur de potentiel

TT : Transformateur de tension

V₀ : Tension homopolaire

V_d : Tension directe

V_i : Tension inverse

Z₀ : Impédance homopolaire

Z_d : Impédance directe

Z_i : Impédance inverse

LISTE DES FIGURES

Figure I.1: trilemme énergétique	6
Figure I.2: poste du type extérieur	7
Figure I.3: poste du type abrité	8
Figure I.4: architectures principales d'un poste	9
Figure I.5: schéma simple antenne	10
Figure I.6: schéma double antenne	11
Figure I.7: schéma double antenne avec double jeux de barres	12
Figure I.8: schéma double jeux de barres double disjoncteurs	13
Figure I.9: Schéma à jeu de barres principal et jeu de barres de transfert	14
Figure I.10: Schéma en anneau	15
Figure I.11: Schéma à un disjoncteur et demi	16
Figure I.12: équipements dans un poste électrique	17
Figure I.13: schéma unifilaire du modèle du poste d'interconnexion de Goma.....	25
Figure II.1: différents types des courts-circuits	29
Figure II.2: Décomposition d'un système triphasé en composantes symétriques	32
Figure II.3: charge triphasée équilibrée reliée en étoile avec neutre mis à la terre	36
Figure II.4: représentation d'un court-circuit monophasé.....	39
Figure II.5: schéma équivalent de Thevenin d'un court-circuit monophasé	40
Figure II.6: représentation d'un court-circuit biphasé	40
Figure II.7: schéma équivalent de Thevenin d'un court-circuit biphasé	42
Figure II.8: représentation d'un court-circuit biphasé-terre.....	43
Figure II.9: schéma équivalent de Thevenin d'un court-circuit biphasé-terre	44
Figure II.10: représentation d'un court-circuit triphasé avec mise à la terre.....	45
Figure III.1: zones de protection	49
Figure III.2: chaine de protection	50
Figure III.3: schéma unifilaire simplifié du poste d'interconnexion de Goma.....	60
Figure III.4: circuit équivalent du TC ramené au secondaire	68
Figure III.5: courbes d'excitation d'un TC ($E=f(I_e)$)	68
Figure III.6: circuit équivalent d'un TP ramené au secondaire	72
Figure III.7: : principe de fonctionnement d'un relais (ex. de relais à maximum de courant ANSI 51(cfr ANNEXE A))	73

Figure III.8: les régions du Relais	74
Figure III.9:les régions du Relais temps-retard	75
Figure III.10: coordination des protections du poste d'interconnexion de Goma	77

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I.1: tableau reprenant certaines caractéristiques des réseaux électriques de Goma.....	26
Tableau II.1: Tableau récapitulatif des formules de calcul des courants des courts-circuits	47
Tableau III.1: réactances des machines synchrones	56
Tableau III.2: : réactances homopolaires des transformateurs en fonctions de leurs couplages	57
Tableau III.3: : réactances homopolaires des lignes pour chaque niveau de tension	58
Tableau III.4: réactances et capacités des câbles pour chaque niveau de tension	58
Tableau III.5: rapports standardisés pour un TC	67

Table des matières

ÉPIGRAPHE.....	i
DÉDICACE.....	ii
REMERCIEMENTS.....	iii
RESUME DU TRAVAIL.....	iv
ABSTRACT.....	v
SIGLES ET ABRÉVIATIONS.....	vi
LISTE DES FIGURES.....	vii
LISTE DES TABLEAUX.....	ix
Table des matières.....	x
0. Introduction générale.....	1
0.1 Contexte.....	1
0.2 Identification et reformulation du problème.....	1
0.3 Questions de recherche.....	2
0.4 Hypothèses de travail.....	2
0.5 Justification du choix de sujet et motivation.....	2
0.6 Objectif de recherche.....	3
0.6.1 Objectif général.....	3
0.6.2 Objectifs spécifiques.....	3
0.7 Méthodes, techniques et délimitation du travail.....	3
0.7.1 Méthodes et techniques.....	3
0.7.2 Délimitation du travail.....	4
0.8 Subdivision du travail.....	4
Chapitre I Généralités et modélisation du poste électrique d'interconnexion.....	5
I.1 Introduction partielle.....	5
I.2 Présentation et définition d'un poste électrique d'interconnexion.....	5
I.3 Importance des interconnexions et classification des postes d'interconnexion...5	5

I.3.1	Importance des interconnexions	5
I.3.2	Classifications des postes électriques d'interconnexions	6
I.4	Description d'un poste électrique d'interconnexion.....	8
I.4.1	Configuration d'un poste électrique d'interconnexion.....	8
I.4.2	Equipements du poste.....	16
I.5	Poste d'interconnexion de Goma proposé	23
I.5.1	Présentation du poste d'interconnexion de Goma	24
I.6	Conclusion partielle	26
Chapitre II	Calcul des courants des défauts	27
II.1	Introduction partielle.....	27
II.2	Définition et origines des défauts électriques	27
II.3	Différents types de défauts électriques.....	28
II.3.1	Les courts-circuits.....	28
II.3.2	Les surtensions.....	29
II.3.3	Les surcharges	30
II.3.4	Le déséquilibre	30
II.4	Calculs des courants des courts-circuits.....	31
II.4.1	Rappel sur les composantes symétriques	32
II.4.2	Courants de courts-circuits dissymétriques	38
II.4.3	Courant de court-circuit symétrique	45
II.5	Conclusion partielle	47
Chapitre III	Protection du poste d'interconnexion de Goma.....	48
III.1	Introduction partielle.....	48
III.2	Etude des protections.....	48
III.3	Zone de protection.....	49
III.4	Définition du système de protection	50
III.5	Qualité d'un bon système de protection	51

III.5.1 Rapidité.....	51
III.5.2 Sensibilité.....	51
III.5.3 Fiabilité	51
III.5.4 La sélectivité	52
III.6 Calcul des courants de courts-circuits et détermination du pouvoir de coupure des disjoncteurs du poste d'interconnexion de Goma	54
III.6.1 Méthode de calcul	54
III.6.2 Énoncé du problème	59
III.7 Choix des transformateurs des mesures (TC et TP) et des relais de protections du poste	67
III.7.1 Transformateur de courant TC.....	67
III.7.2 Transformateur de potentiel TP	72
III.7.3 Relais de protection	73
III.8 Protections contre les surtensions.....	75
III.9 Coordination des protections du poste	76
III.10 Conclusion partielle.....	79
Conclusion générale	80
Bibliographie.....	82
Annexes	84

0. Introduction générale

0.1 Contexte

L'électricité est un élément essentiel dans la vie quotidienne, et son importance ne cesse de croître dans la société moderne. L'électricité est produite dans des usines appelées centrales électriques dont les centrales hydro-électriques, les centrales thermiques, les centrales nucléaires, les centrales solaires et les éoliennes. Son transport et sa distribution sont assurés par un réseau complexe des lignes électriques et des postes de transformation et de distribution. Dans ce contexte, la protection des équipements électriques du poste est un enjeu crucial pour garantir la continuité de la fourniture d'électricité et la sécurité des personnes travaillant sur le réseau.

Le poste d'interconnexion des réseaux de distribution primaire est un élément clé du réseau de distribution d'électricité. Il est responsable de la connexion du système de transmission à haute tension au système de distribution à basse tension. Il permet de connecter différents réseaux de distribution pour assurer une distribution plus efficace de l'électricité. Le dimensionnement et le choix du système de protection de ce poste sont donc essentiels pour garantir la sécurité et la fiabilité du réseau [1].

Ce travail, s'intéresse au dimensionnement et au choix du système de protection d'un poste d'interconnexion des réseaux de distribution primaire dans la ville de Goma.

0.2 Identification et reformulation du problème

Comme présenté dans la section précédente, l'électricité est un élément essentiel dans notre vie quotidienne et est devenue une nécessité pour le développement économique et social. Son accessibilité et sa fiabilité sont devenues l'une de plus grande préoccupation des fournisseurs de celle-ci. Mais à part cette facette qu'on lui donne d'être un élément essentiel, l'électricité représente un grand danger pouvant occasionner les dégâts matériels et humains lorsqu'elle est mal contrôlée. C'est pour ces différentes raisons qu'une mise en place des systèmes de protection appropriés et bien dimensionnés devient nécessaire en partant de sa production, son transport en passant par le poste d'interconnexion et de transformation jusqu'à sa consommation. Dans le cadre de ce travail nous allons seulement nous focaliser sur la partie du poste électrique d'interconnexions.

0.3 Questions de recherche

Vu le problème que nous venons de présenter, une question se pose :

Un bon dimensionnement et un choix approprié du système de protection d'un poste d'interconnexion des réseaux de distribution primaire peuvent-ils améliorer la fiabilité et la sécurité du réseau ?

La précédente question nous amène aussi à nous demander ceci :

- Le système de protection sera-t-il capable de détecter rapidement les défauts et de les éliminer directement ?
- Le système de protection sera-t-il capable d'isoler directement la partie défectueuse du poste pour assurer la continuité de l'alimentation électrique partielle si une fois le défaut persiste ?
- Les équipements du système de protection seront-ils capables de respecter les principes de sélectivité ?

0.4 Hypothèses de travail

A la suite des questions que nous venons de soulever, nous pouvons estimer que :

- Un bon dimensionnement et un choix approprié du système de protection d'un poste d'interconnexion des réseaux de distribution primaire amélioreraient la fiabilité et la sécurité du réseau.
- Le système de protection une fois installé, serait capable de détecter et éliminer rapidement les défauts.
- Le système de protection une fois installé, serait capable d'isoler directement la partie défectueuse du poste si une fois un défaut persiste pour assurer la continuité de l'alimentation électrique de la partie saine du poste.
- Les équipements du système protection une fois installés respecteraient les principes de sélectivité.

0.5 Justification du choix de sujet et motivation

Dans les sociétés actuelles on ne peut plus se passer de l'électricité dans presque tous les domaines de la vie, c'est pourquoi il est crucial d'assurer une continuité d'alimentation électrique fiable et sécurisée pour les consommateurs et les entreprises

qui dépendent de l'électricité dans leurs activités quotidiennes. Il est donc nécessaire de protéger les équipements électriques du poste, qui est élément clé du réseau de distribution d'électricité, pour garantir leur durée de vie et éviter les défaillances qui pourraient entraîner les coupures d'électricité. La sécurité des personnes et des biens est également une préoccupation majeure, car les défaillances des équipements électriques non protégés peuvent causer des incendies, des explosions ou d'autres accidents. Mais aussi, les quatre opérateurs de la ville de Goma seront appelés à travailler ensemble, avoir un seul réseau commun de distribution fiable et donc réaliser les interconnexions.

0.6 Objectif de recherche

0.6.1 Objectif général

Ce travail a pour objectif principal de dimensionner et faire le choix du système de protection d'un poste d'interconnexion des réseaux de distribution primaire dans la ville de Goma.

0.6.2 Objectifs spécifiques

Pour parvenir à bout de notre projet nous comptons :

- Etudier les défauts et leurs causes dans un poste d'interconnexion ;
- Calculer les courants de court-circuit pour chaque défaut ;
- Evaluer la performance de chaque système de protection et faire un choix approprié pour chaque type de défaut ;
- Choisir les éléments du système de protection dans les catalogues des fabricants des équipements de protection.

0.7 Méthodes, techniques et délimitation du travail

0.7.1 Méthodes et techniques

Nous utiliserons comme méthode :

- **Méthode analytique** : elle nous permettra d'effectuer des calculs des courants de court-circuit pour chaque défaut.

Nous utiliserons comme techniques :

- **Descente sur terrain** : pour la récolte des données sur les réseaux électriques de Goma ;
- **Technique expérimentale** : notamment grâce au logiciel de modélisation des réseaux électriques QElectro Tech ;
- **Technique documentaire** : grâce aux livres et articles consultés, cette technique nous permettra d'avoir les informations nécessaires pour l'étude des défauts et leurs causes dans un poste électrique d'interconnexion.

0.7.2 Délimitation du travail

Notre travail se focalise uniquement sur la protection du poste électrique d'interconnexion des réseaux de distribution primaire de la ville de Goma.

0.8 Subdivision du travail

Excepté l'introduction et la conclusion générale, nous avons dans ce travail :

Au **chapitre 1 : généralités et modélisation du poste électrique d'interconnexion**, nous nous focalisons sur les notions générales sur un poste d'interconnexion, son rôle, son schéma électrique général et les différents types d'appareillage qui le constitue mais aussi le rôle de chaque appareil.

Au **chapitre 2 : calcul des courants des défauts**, nous présentons les différents types de défauts mais aussi nous illustrons les formules de calcul des courants de défauts qui peuvent surgir dans un poste électrique d'interconnexion.

Au **chapitre 3 : protection du poste d'interconnexion de Goma**, c'est dans ce dernier chapitre que nous dimensionnons et faisons la sélection du système de protection approprié pour chaque partie du poste nécessitant une protection.

Chapitre I Généralités et modélisation du poste électrique d'interconnexion

I.1 Introduction partielle

Dans ce chapitre, nous allons présenter brièvement les notions générales sur un poste électrique d'interconnexion, son rôle, ses différentes architectures et les différents types d'appareillage qui le constitue mais aussi le rôle de chaque appareil.

C'est dans cette partie que nous modélisons notre poste d'interconnexion des réseaux de distribution primaire dans la ville de Goma, qui prendra en compte quatre réseaux moyenne tension (notamment celui de Virunga Energies SAU, SOCODEE SA, SNEL SA et Nuru SASU). Cela va nous permettre de connaître les parties essentielles à prendre en considération dans la suite de notre travail.

I.2 Présentation et définition d'un poste électrique d'interconnexion

Le poste électrique d'interconnexion est une installation spécialisée, conçue pour relier deux ou plusieurs réseaux électriques dans le but de faciliter l'échange d'électricité pour une meilleure gestion de l'offre et de la demande en l'électricité.

Le poste électrique d'interconnexion regroupe des équipements de raccordement et d'exploitation des lignes des réseaux électriques interconnectés. Il se caractérise par sa sécurité d'exploitation qui se traduit par l'élimination rapide ses défauts, sa souplesse d'exploitation, sa simplicité dans le manœuvre, son coût et sa fiabilité [2].

I.3 Importance des interconnexions et classification des postes d'interconnexion

I.3.1 Importance des interconnexions

Les interconnexions électriques contribuent à la flexibilité du système énergétique c'est-à-dire la gestion d'un équilibre de plus en plus volatil entre l'offre et la demande, elles sont aussi largement mises en avant comme solution au « trilemme énergétique », soit le renforcement de la sécurité d'approvisionnement, en réduisant les coûts totaux de la

demande d'électricité tout en contribuant simultanément à réduire les émissions de gaz à effet de serre [3], comme l'illustre la *Figure I.1*.

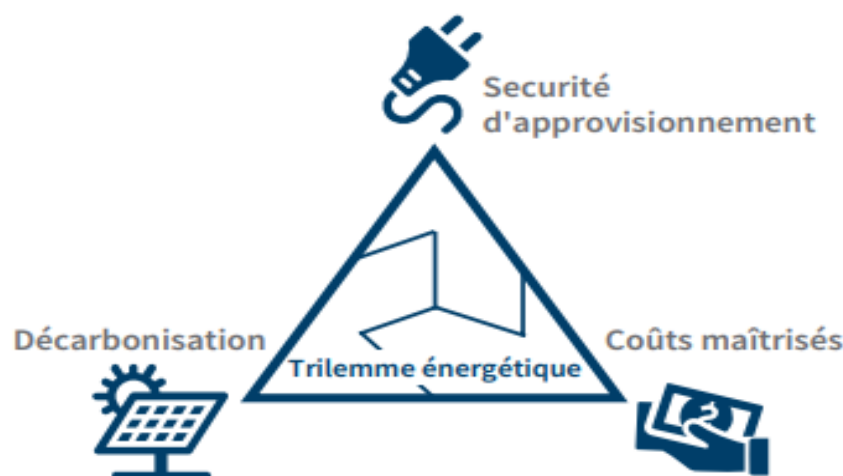


Figure I.1: trilemme énergétique [3]

- **Les interconnexions renforcent la sécurité d'approvisionnement** : les bénéfices des interconnexions se manifestent en premier lieu par l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement des régions connectées [3].
- **Les interconnexions améliorent la rentabilité de la couverture de la demande** : en permettant de partager les ressources de production entre plusieurs zones géographiques, les lignes transfrontalières du réseau de transport permettent de répondre à la demande totale d'électricité à un coût global inférieur [3].
- **Les interconnexions permettent de réduire les émissions de carbone totales** : Enfin, les interconnexions peuvent également contribuer à réduire les émissions de gaz à effet de serre du secteur de l'énergie. En effet, grâce à l'intégration des énergies renouvelables, les interconnexions peuvent aider l'exportation d'électricité renouvelable vers les régions voisines où elles permettent de remplacer des sources de production à forte intensité de carbone (comme la production thermique) [3].

I.3.2 Classifications des postes électriques d'interconnexions

Les postes électriques d'interconnexion peuvent être soit du type extérieur soit du type abrité. Le choix du type dépend de sa configuration, de son emplacement et des conditions climatiques. La plupart des postes sont du type extérieur.

I.3.2.1 Les postes extérieurs

Ces postes sont construits à ciel ouvert, sans structure d'abri spécifique comme représenté à la *figure 1.2*. Ils sont construits dans les zones où les contraintes environnementales ne nécessitent pas la protection supplémentaire.



Figure I.2: poste du type extérieur [4]

I.3.2.2 Les postes abrités

Ces postes sont construits à l'intérieur d'un bâtiment ou d'une structure couverte, offrant une protection contre les éléments extérieurs tels que la pluie, la neige, le vent, etc comme représenté à la *figure 1.3*. ils sont souvent construits dans les zones où l'espace est limité ou lorsqu'une protection supplémentaire est requise pour les équipements sensibles aux intempéries.



Figure 1.3: poste du type abrité [4]

I.4 Description d'un poste électrique d'interconnexion

I.4.1 Configuration d'un poste électrique d'interconnexion

Un poste électrique d'interconnexion est caractérisé par son schéma (architecture) et par la disposition qui en découle une représentation schématique qui est en générale unifilaire. Le choix de l'architecture d'un poste dépend de plusieurs paramètres technico-économiques (Fiabilité, flexibilité, maintenance, les coûts d'investissement et de maintenance).

La fiabilité et la flexibilité d'un poste sont déterminées par son architecture, et plus précisément du nombre et disposition des jeux de barres, nombre et disposition des appareils de coupure (disjoncteurs), et éventuellement des lignes qui alimentent le poste. Les postes peuvent être classés en fonction de leurs architectures indépendamment de leurs types en deux familles [5] [6] :

- **Poste à couplage de barres** : où les jeux de barres couplent en eux les différents départs ;

- **Poste à couplage de disjoncteurs** : où les disjoncteurs couplent entre eux les différents départs.

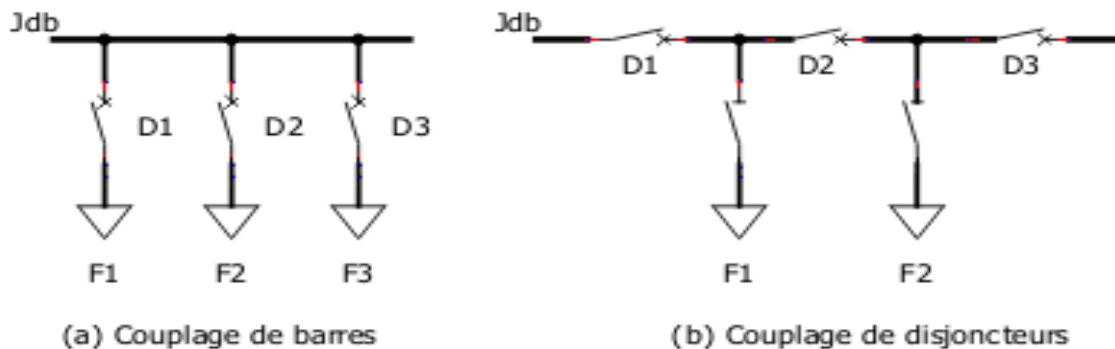


Figure 1.4: architectures principales d'un poste [5]

La Figure 1.4 montre la différence entre ces deux familles de postes. De point de vue fiabilité, on peut remarquer qu'un défaut sur le départ F1 par exemple nécessitera l'ouverture du disjoncteur D1 pour l'architecture à couplage de barres, alors que pour l'autre architecture il faudra ouvrir D1 et D2 pour isoler le départ en défaut. Cependant, en cas de maintenance de disjoncteur D1 le départ est F1 est condamné pour l'architecture à couplage de barre, mais peut rester en service grâce à D2 pour l'architecture à couplage de disjoncteurs.

Donc, à la lumière de cet exemple, on peut dire que l'architecture à couplage de disjoncteur est plus fiable, cependant de point de vue coût, il est évident qu'elle revient plus chère du fait qu'il nécessite plus de disjoncteurs pour protéger le même nombre de départ (exemple : trois disjoncteurs pour trois départs dans une architecture à couplage de barres, le même nombre de disjoncteurs pour deux départs pour une architecture à couplage de disjoncteurs.).

I.4.1.1 Schémas des postes à couplage de barres

I.4.1.1.1 Simple antenne

- Architecture

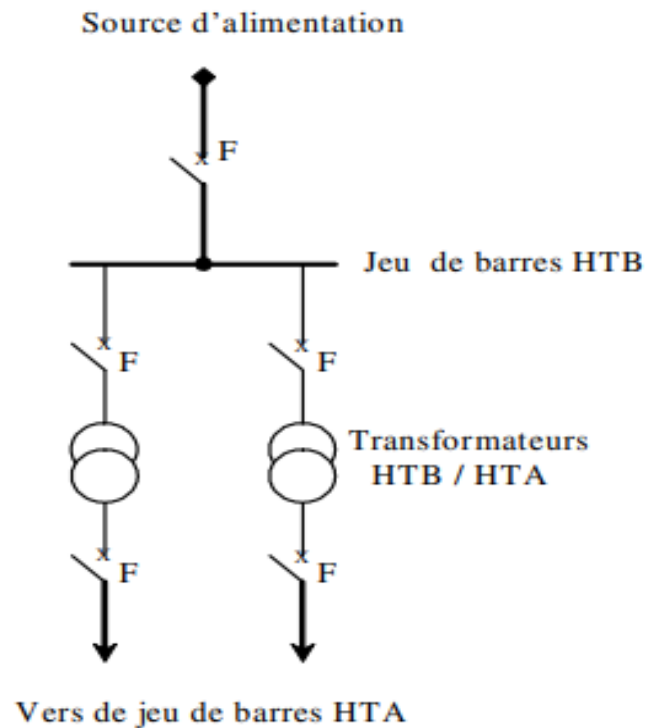


Figure I.5: schéma simple antenne [6]

- Mode d'exploitation

Normal :

- Les transformateurs HT/MT sont alimentés par un seul jeu de barre HT.

Perturbé :

- En cas de perte de la source d'alimentation, les transformateurs HT/MT sont mis hors service.

- Avantages et inconvénients

Avantage : coût minimal.

Inconvénient : disponibilité faible.

I.4.1.1.2 Double antenne

- Architecture

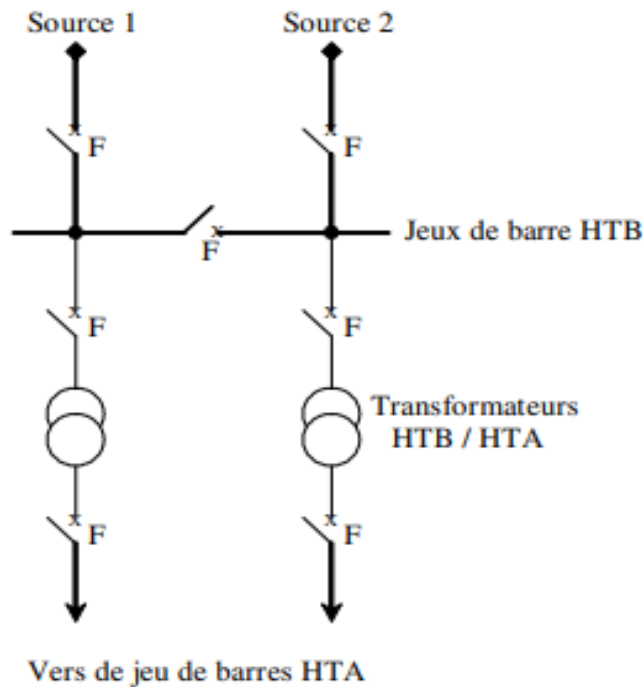


Figure I.6: schéma double antenne [6]

- Mode d'exploitation

Normal

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

Perturbé

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

- Avantages et inconvénient

Avantages :

- Bonne disponibilité, dans la mesure où chaque source peut alimenter la totalité de l'alimentation.
- 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.4.1.1.3 Double antenne avec double jeux de barres

- Architecture

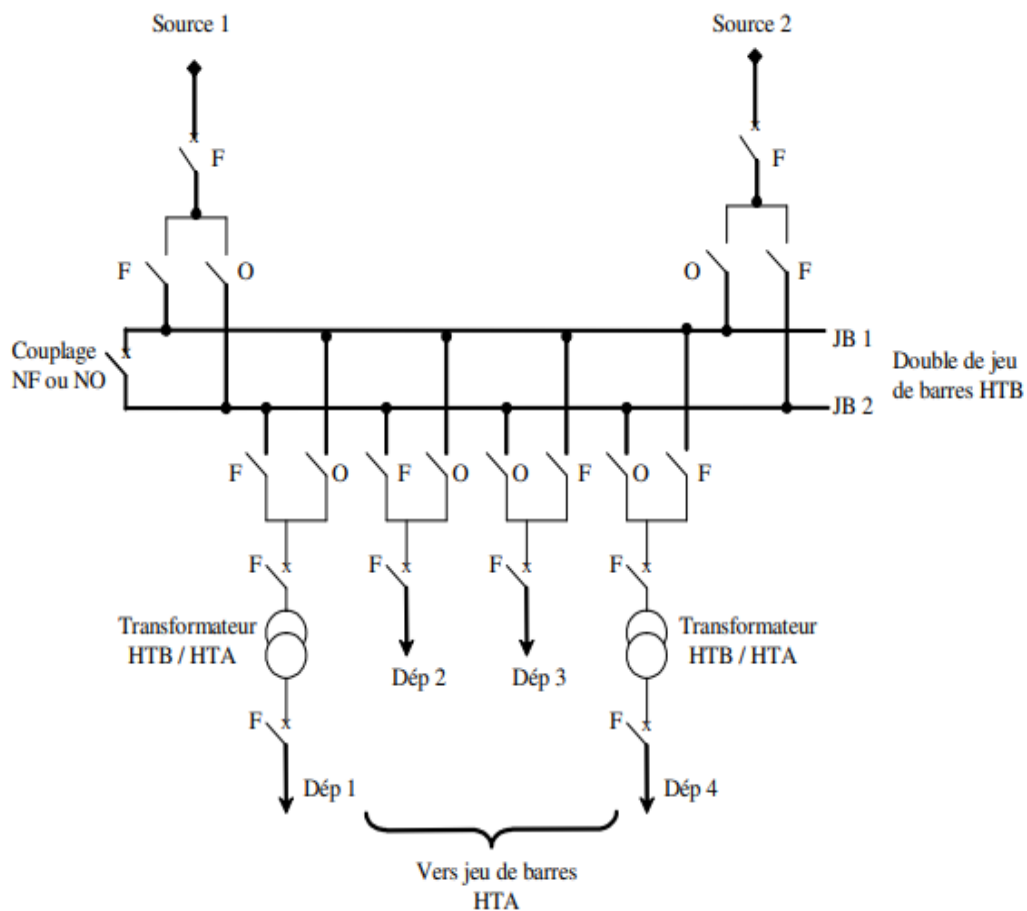


Figure I.7: schéma double antenne avec double jeux de barres [6]

- Mode d'exploitation

Normal :

- La source 1 alimente, par exemple, le jeu de barres JB1 et les départs Dép 3 et Dép 4.
- La source 2 alimente, par exemple, le jeu de barres JB2 et les départs Dép 1 et Dép 2.
- 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.

- **Avantages et inconvénients**

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.

Inconvénient :

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

I.4.1.2 Schémas des postes à couplage de disjoncteurs

Les architectures à couplage de disjoncteurs sont utilisées lorsqu'on recherche une grande disponibilité des départs raccordés aux postes. Néanmoins, de point de vue économique, ces postes sont plus coûteux que les postes à couplage de barres. Les schémas souvent rencontrés pour ce type d'architecture sont les suivants :

I.4.1.2.1 Schéma à double jeu de barres-double disjoncteur

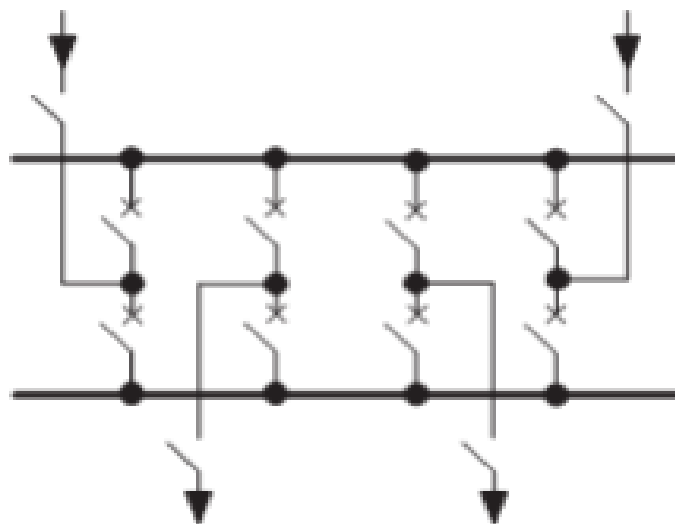


Figure I.8: schéma double jeux de barres double disjoncteurs [6]

Comme son nom l'indique, il y a deux jeux de barres, et chaque dérivation (arrivée ou départ) est encadrée par deux disjoncteurs. Ce schéma présente une très bonne flexibilité permettant de basculer les dérivations sur l'autre jeu de barres si nécessaire, et offre la possibilité de maintenance d'un disjoncteur sans mettre hors service la dérivation

concernée. Néanmoins, ce schéma coûte souvent cher, en outre, si les dérivations ne sont pas raccordées sur les deux jeux de barres, on risque de perdre la moitié si un défaut survient sur un disjoncteur.

I.4.1.2.2 Schéma à jeu de barres principal et jeu de barres de transfert

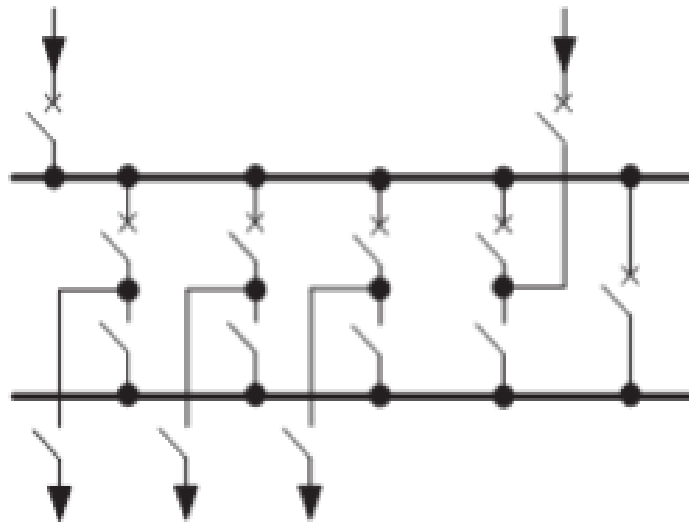


Figure I.9: Schéma à jeu de barres principal et jeu de barres de transfert [6]

Ce schéma illustré sur la *Figure I.9*, utilise aussi deux jeux de barres, un jeu de barre principal, et un jeu de barres de transfert couplés par un disjoncteur. Ce type de schéma coûte relativement moins cher mais son principal avantage est la possibilité de mise hors service des disjoncteurs en cas de besoin de maintenance sans pertes de dérivations, mais il est moins fiable comparé au schéma précédent, car un défaut sur le jeu de barre ou sur un disjoncteur nécessitera la mise hors service de tout le poste. Ajouter à cela les problèmes liés aux manœuvres des sectionneurs lors de la maintenance d'un disjoncteur.

I.4.1.2.3 Schéma en anneau

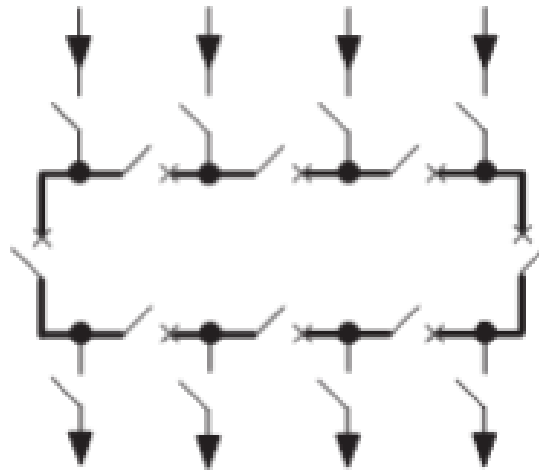


Figure I.10: Schéma en anneau [6]

Le schéma en anneau (ring) illustré par la *Figure I.10* peut être considéré comme un schéma à couplage de barres refermé sur lui-même pour constituer un poste à coulage de disjoncteur sous forme d'un anneau (boucle). On a ainsi les avantages du coût et de fiabilité à la fois.

Dans ce type de schéma, on remarque qu'un seul disjoncteur suffit pour chaque dérivation, autrement dit le nombre de disjoncteurs égal au nombre de dérivation, alors que chaque dérivation est alimentée par deux disjoncteurs. Par ailleurs, il est possible de déconnecter n'importe quel disjoncteur pour maintenance sans perte de dérivation concernée.

Ce schéma présente aussi l'avantage du fait que toutes les manœuvres sont réalisées par des disjoncteurs. L'inconvénient qu'on peut citer pour cette structure est relatif à son système de contrôle et de protection qui est très complexe.

I.4.1.2.4 Schéma à un disjoncteur et demi

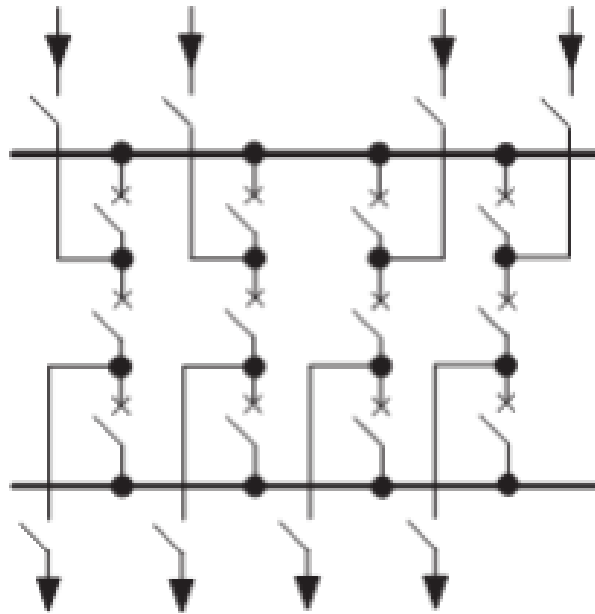


Figure I.11: Schéma à un disjoncteur et demi [6]

Le schéma dit à un disjoncteur et demi est représenté sur la *Figure I.11*, Il y a deux jeux de barres, et trois disjoncteurs pour deux dérivations (d'où le nom un et demi). Chaque dérivation est encadrée par deux disjoncteurs, ainsi les deux dérivations partagent un disjoncteur de couplage (disjoncteur au milieu).

Pour ce schéma aussi, toutes les manœuvres sont réalisées par des disjoncteurs, et grâce aux disjoncteurs de couplages il est possible de déconnecter si nécessaire les deux jeux de barres à n'importe quel moment sans perdre aucune dérivation que ça soit une arrivée ou un départ. Par ailleurs, un défaut sur un jeu de barre n'entraînera pas la perte de dérivations puisqu'elles sont immédiatement basculées vers l'autre jeu de barres. Par ailleurs, un défaut sur un disjoncteur du côté jeu de barres entrainera la perte de la dérivation concernée seulement.

Ce type de schéma est réputé pour sa grande fiabilité et son excellente flexibilité. Néanmoins, de point de vue économique il est évidemment plus cher, car le nombre de disjoncteurs nécessaire pour un tel poste est 1.5 fois le nombre de dérivation.

I.4.2 Equipements du poste

Dans une analyse globale d'un réseau électrique, un poste est considéré comme une barre ou tout simplement un nœud où transitent des flux de puissances. Pour le

design et la planification du réseau, ce poste constitue une pièce majeure dans le système de répartition ou de distribution, dans la mesure où c'est à ce niveau qui est organisée la configuration de la topologie du réseau, et c'est aussi un point de surveillance, de contrôle et de protection [5] [7].

Un poste électrique est un ensemble d'appareillage arrangé de sorte à :

- Faire transiter la puissance d'un niveau de tension à un autre, en général s'il s'agit d'un poste de répartition ou de distribution, le poste sert à baisser la tension ;
- Faire le réglage de la tension, comptage de puissance, surveillance, etc.

Cet ensemble d'appareillage comporte les équipements de liaison (raccordement), de régulation, de mesure, de protection et coupure, de communication, de contrôle et surveillance.

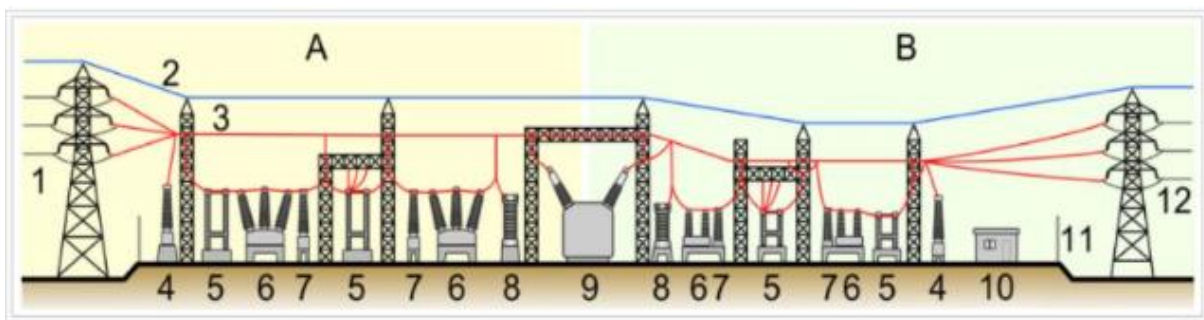


Figure I.12: équipements dans un poste électrique [8]

Composants électriques dans un poste

(A : côté primaire B : côté secondaire)

1. ligne électrique primaire 2. Câble de garde 3. Ligne électrique 4. Transformateur de tension 5. Sectionneur 6. Disjoncteur 7. Transformateur de courant 8. Parafoudre 9. Transformateur de puissance 10. Bâtiment secondaire 11. Clôture 12. Ligne électrique secondaire).

I.4.2.1 Les équipements de raccordement

Les équipements de raccordement permettent de connecter plusieurs équipements du poste. Les principaux composants de raccordement sont les jeux de barres.

Les jeux de barres sont des barres conductrices souvent triphasées montées sur des isolateurs, ils permettent de relier les dérivations de même tension qui y aboutit. Un

poste électrique peut être doté d'un, deux ou trois jeux de barres pour une tension donnée.

I.4.2.2 Les équipements de régulation

Les équipements de régulation permettent de contrôler et ajuster différents paramètres du réseau électrique (tension, fréquence, puissance, etc.) pour garantir le bon fonctionnement du système électrique. Parmi ces équipements, nous pouvons citer :

- **Le transformateur de puissance** : c'est un dispositif permettant de passer d'un niveau de tension à un autre. Il en existe deux types : le transformateur élévateur et le transformateur abaisseur.

Le transformateur de puissance a pour rôle principal de transférer une même puissance à deux niveaux de tension différents [9].

- **Les batteries de condensateurs** : ce sont des dispositifs qui injectent de la puissance réactive dans le réseau pour compenser l'effet inductif des charges et améliorer ainsi le facteur de puissance.

I.4.2.3 Les équipements de mesure

Les équipements de mesure permettent de mesurer différents paramètres électriques (tension, courant, fréquence, puissance, etc.) pour faciliter le contrôle du réseau électrique. Parmi ces équipements, nous pouvons citer :

- **Le transformateur de courant (TC)** : selon la définition de la commission électrotechnique internationale (C.E.I), "un transformateur de courant est un transformateur de mesure dans lequel le courant secondaire est, dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnel au courant primaire et déphasé par rapport à celui-ci d'un angle approximativement nul pour un sens approprié des connexions" [10] [11].

Les transformateurs de courant ont deux fonctions essentielles :

- Adapter la valeur du courant MT du primaire aux caractéristiques des appareils de mesure ou de protection en fournissant un courant secondaire d'intensité proportionnelle réduite ;
- Isoler les circuits de puissance du circuit de mesure et/ou de protection.

- **Le transformateur de tension (TT)** : Selon la commission électrotechnique internationale (C.E.I), un transformateur de tension ou potentiel est un « transformateur de mesure dans lequel la tension secondaire est, dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnelle à la tension primaire et déphasée par rapport à celle-ci d'un angle voisin de zéro, pour un sens approprié des connexions » [10] [11]. On utilise aussi le terme transformateur de potentiel (TP).

Il s'agit donc d'un appareil utilisé pour la mesure de fortes tensions électriques. Il sert à faire l'adaptation entre la tension élevée d'un réseau électrique HT ou MT (jusqu'à quelques centaines de kilovolts) et l'appareil de mesure (voltmètre, ou wattmètre par exemple) ou le relais de protection, qui eux sont prévus pour mesurer des tensions de l'ordre de la centaine de volts.

La caractéristique la plus importante d'un transformateur de tension est donc son rapport de transformation, par exemple 400 000 V/100 V.

- **Le fréquencemètre** : est un appareil de mesure de la fréquence d'un réseau électrique.
- **Le phasemètre** : est un appareil de mesure utilisé pour déterminer la différence de phases entre deux signaux électriques (tension, courant, etc.). Dans un poste d'interconnexion, il joue le rôle de maintien de la succession de phases entre les réseaux interconnectés pour une bonne synchronisation.
- **Le voltmètre** : est un appareil de mesure de tension aux bornes d'un circuit électrique. Il est toujours placé en parallèle dans un circuit.
- **L'ampèremètre** : est un appareil de mesure du courant un circuit électrique. Il est toujours placé en série dans un circuit.
- **Le wattmètre** : est un appareil de mesure qui évalue la puissance active consommée ou fournie dans un système électrique. Il permet de surveiller la consommation d'énergie a différents points du réseau ainsi que les échanges d'énergie entre les différents réseaux interconnectés.
- **Le compteur** : est un appareil de mesure de la quantité d'électricité consommée par une charge donnée. Il facilite la facturation de l'énergie consommée par les utilisateurs.

I.4.2.4 Les équipements de protection et coupure

Les équipements de coupure et protection permettent de détecter les conditions anormales (les surcharges, les courts-circuits, les surtensions, etc.) et d'isoler les éléments défectueux ou dangereux du reste du réseau pour éviter des dommages étendus mais également faciliter l'équipe technique d'effectuer des travaux d'entretien, réparation. Parmi ces équipements, nous pouvons citer :

- **Les relais de protection** : Les relais de protection sont des appareils qui reçoivent une ou plusieurs informations (signaux) à caractère analogique (courant, tension, puissance, fréquence, température, etc.) et les transmettent à un ordre binaire (fermeture ou ouverture d'un circuit de commande) lorsque ces informations reçues atteignent les valeurs supérieures ou inférieures à certaines limites qui sont fixées à l'avance [12].

Donc le rôle des relais de protection est de détecter tout phénomène anormal pouvant se produire sur un réseau électrique tel que le court-circuit, variation de tension, etc.

Un relais de protection détecte l'existence de conditions anormales par la surveillance continue, et détermine quels disjoncteurs à ouvrir et alimente les circuits de déclenchement.

Les relais de protection électrique sont classés en 4 types [13]:

- Les relais électromécaniques ;
 - Les relais statiques ;
 - Les relais thermiques ;
 - Les relais numériques.
- **Les sectionneurs** : Les sectionneurs sont des appareils destinés à ouvrir ou fermer un circuit électrique à vide, et ne possèdent aucun pouvoir de coupure, c'est pourquoi il ne doit jamais être manœuvré en charge sous peine de volatiliser l'appareil et de blesser ou tuer le personnel. Ils ne permettent d'ouvrir un circuit qu'en l'absence de tout courant.

La fonction principale d'un sectionneur haute tension est de pouvoir séparer un élément d'un réseau électrique (ligne à haute tension, transformateur, portion de

poste électrique, ...) afin de permettre à un opérateur d'effectuer une opération de maintenance sur cet élément sans risque de choc électrique [12].

Le sectionneur est caractérisé par :

- Son intensité nominale ;
- Sa tension nominale ;
- Sa tenue en court-circuit ;
- Sa tenue aux surtensions (choc de manœuvre ou foudre).

Dans un poste électrique, quatre types de sectionneurs sont les plus utilisés : le sectionneur à ouverture horizontale, le sectionneur à ouverture verticale, le sectionneur pantographe et le sectionneur de mise à la terre [1].

- **Les disjoncteurs** : les disjoncteurs sont des équipements de coupure qui peuvent interrompre des courants importants, qu'il s'agit du courant normal ou des courants de défauts. Ils protègent le réseau contre d'éventuelles surcharges dues à des courants de défaut (foudre, courts-circuits) en mettant des portions de circuit hors tension.

Un disjoncteur est caractérisé par :

- Sa tension nominale ;
- Son intensité nominale ;
- Son pouvoir de coupure.

Les disjoncteurs les plus utilisés dans les postes sont : le disjoncteur à air comprimé, le disjoncteur à huile et le disjoncteur à l'hexafluorure de soufre (SF6) [14] [15].

- **Les Réenclencheurs** : un réenclencheur est un dispositif auto-contrôlé pour interrompre et rétablir un circuit alternatif avec séquence préconfigurée des ouvertures et fermetures. A la différence des disjoncteurs qui ont des relais séparés pour contrôler l'ouverture et la fermeture du disjoncteur, les réenclencheurs ont des systèmes contrôles incorporés [16].
- **Les fusibles** : ils sont souvent utilisés pour protéger les transformateurs. L'inconvénient majeur de ces dispositifs réside dans le fait qu'ils sont endommagés par les défauts et qu'ils ont une faible sensibilité.

- **Les éclateurs** : l'éclateur est un dispositif simple constitué de deux électrodes, la première reliée au conducteur à protéger, la deuxième reliée à la terre. A l'endroit où il est installé dans le réseau, l'éclateur représente un point faible pour l'écoulement des surtensions à la terre et protège ainsi le matériel.
- **Les parafoudres** : Le parafoudre est un appareil de protection électronique qui se comporte comme une impédance variable en fonction de la tension à ses bornes.
 - En fonctionnement normal (pas de coup de foudre) le parafoudre est vu comme un circuit ouvert par le reste de l'installation (tension nominale du réseau aux bornes du parafoudre (impédance infinie).
 - Au moment du coup de foudre, le parafoudre devient passant (augmentation importante et rapide de la tension ; impédance nulle).

Le rôle du parafoudre est alors double :

- Écouler la surintensité (sans qu'elle traverse les récepteurs) ;
 - Limiter la surtension (afin de ne pas "claquer" les récepteurs).
- **Le fil de garde** : le fil de garde est utilisé pour la protection contre la foudre et les chocs électriques. En cas de défaillance de l'isolation des équipements électriques, le fil de garde fournit un chemin de retour sûr pour les courants de fuite. Cela permet de réduire les risques d'électrocution des opérateurs en cas de problème électrique.

I.4.2.5 Les équipements de communication, contrôle et surveillance

Ces équipements permettent aux opérateurs du poste de surveiller, commander et diagnostiquer les équipements électriques à distance, tout en assurant une communication efficace entre les différentes parties du réseau. La plupart de ces équipements sont placés dans la salle de contrôle, mais il y a aussi ceux-là qu'on place à l'extérieur comme les circuits bouchons.

Les circuits bouchons sont utilisés dans les réseaux de transport et de distribution. Ils sont des composants clés des systèmes de courant porteurs en ligne (CPL), utilisés pour les signaux de télécommande, les communications vocales, la télémétrie et la téléconduite entre les postes d'un réseau électrique.

Dans les postes un peu plus modernisés, on utilise les systèmes SCADA (Systèmes de supervision, de contrôle et d'acquisition des données) pour surveiller et commander les équipements.

I.4.2.6 Les services auxiliaires BT en AC et DC

Ils servent à alimenter l'ensemble des utilités dans un poste et particulièrement les redresseurs – chargeurs, de batterie, les aéroréfrigérants, les compresseurs, le chauffage, l'éclairage, le pont roulant, etc.

Les services auxiliaires doivent assurer en permanence et sans rupture, par mesure de sécurité des postes, l'alimentation des équipements de commande, de mesure, de protection, de signalisation, de comptage et des automatismes [8].

I.5 Poste d'interconnexion de Goma proposé

La *Figure 1.13* représente le schéma unifilaire du modèle de notre poste d'interconnexion : “**poste d'interconnexion de Goma**”. Il interconnecte quatre réseaux électriques de distribution dans la ville de Goma (notamment celui de Virunga Energies SAU, SOCODEE SA, SNEL SA et Nuru SASU).

Pour effectuer une interconnexion entre deux ou plusieurs réseaux électriques, un certain nombre des conditions doivent être obligatoirement vérifiées avant d'effectuer cette interconnexion. Les réseaux électriques à interconnecter doivent avoir [11] :

- **Un même niveau de tension ou avec un écart entre tensions acceptable dans les limites prévues au niveau du jeu de barres de couplage.** Le non-respect de cette condition implique que la différence des tensions n'est pas nulle entre les réseaux. Ce qui va provoquer des courants de circulation dans les enroulements des alternateurs. Ces courants sont d'autant plus élevés que la différence est plus grande. Ce phénomène est susceptible d'endommager les alternateurs et les artifices d'excitation tels que : les diodes, le régulateur de tension, etc.
- **Des fréquences plus ou moins égales ou avec une marge de variation acceptable.** Le non-respect des fréquences peut provoquer des retours de puissances ou des couplages en opposition de phases qui peuvent détériorer l'alternateur et les artifices d'excitation et créer des incidents sur les autres groupes.

- **La succession des phases doit être soigneusement établie entre ces réseaux.**
Le non-respect de cette condition conduit à un couplage en opposition de phases avec des courants de circulations très forts qui peuvent endommager le disjoncteur, l'alternateur et les artifices d'excitation. Le couplage en opposition de phase peut provoquer des incidents sur les autres groupes.

Une fois ces conditions sont vérifiées par des équipements appropriés, on peut maintenant autoriser la fermeture du disjoncteur de couplage pour réaliser l'interconnexion.

I.5.1 Présentation du poste d'interconnexion de Goma

Le poste d'interconnexion de Goma prend à son entrée quatre arrivées de 33kV, 33kV, 70kV et 11kV respectivement du réseau de Virunga, SOCODEE, SNEL et Nuru. Ces différentes arrivées passent à travers des circuits bouchons, les sectionneurs et disjoncteurs têtes des lignes jusqu'à l'entrée des transformateurs de puissance pour l'arrivée SNEL et Nuru pour la remise au même niveau de tension.

L'interconnexion s'effectue à deux étages : au niveau du jeu de barres Jdb1 (premier étage) où elle s'effectue entre les lignes Virunga-SOCODEE et les lignes SNEL-Nuru indépendamment mais avec une possibilité de toutes les coupler. Au niveau du jeu de barres Jdb2 (deuxième étage) où elle s'effectue entre les deux sorties de la première interconnexion.

Le poste est subdivisé en deux tranches au niveau du jeu de barres Jdb3. La première tranche est constituée un transformateur de puissance 33/15 kV alimentant six départs dont deux de 6,6 kV à travers un transformateur 15/6,6 kV mais également les auxiliaires du poste à travers un transformateur biberon 15/0.4 kV. La seconde tranche est constituée aussi un transformateur de puissance 33/15 kV alimentant six départs mais également les auxiliaires du poste à travers un transformateur biberon 15/0.4 kV. Deux piquages sont pris pour les lignes 33 kV et 11kV existantes. La *figure I.13* illustre le poste d'interconnexion de Goma.

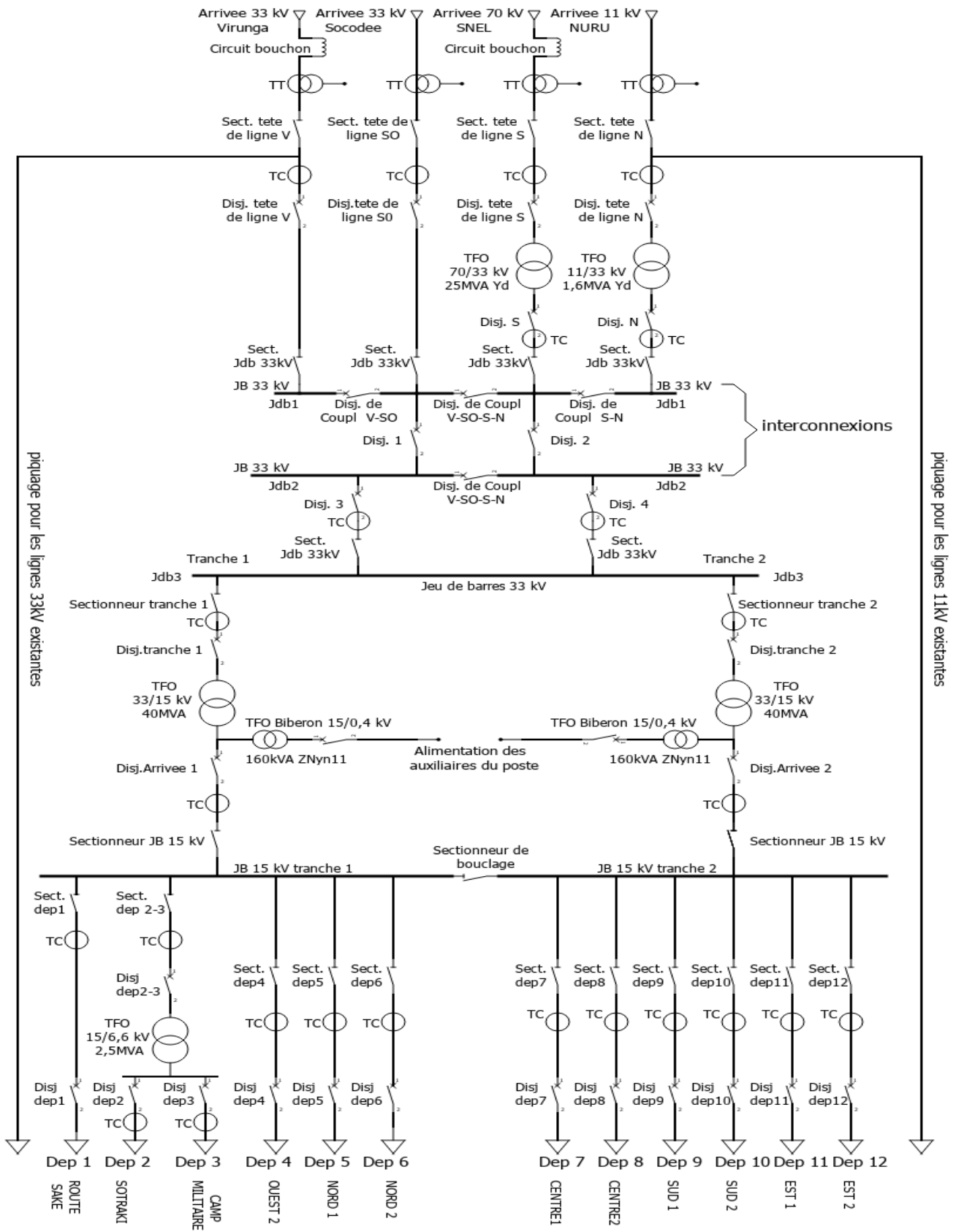


Figure 1.13: schéma unifilaire du modèle du poste d'interconnexion de Goma

Caractéristiques des réseaux électriques de Goma

Tableau I.1: tableau reprenant certaines caractéristiques des réseaux électriques de Goma

Réseau	Puissance du réseau (MVA)	Fréquence du réseau (Hz)	Niveau de tension (kV)			Cosφ
			HT	MT	BT	
Virunga Energies SAU	7	50	-	33	0,38/0,22	0,85
SOCODEE SA	5	50	-	33	0,38/0,22	0,85
SNEL SA	10	50	70	6.6 et 15	0,38/0,22	0,85
NURU SASU	1,6	50	-	11	0,38/0,22	0,85

Avec la croissance démographique qui s'observe ces dernières années dans la ville de Goma, celle-ci augmente de plus en plus la demande en électricité. Mais aussi avec le projet en cours de construction du barrage de RUZIZI III, nous comptons étendre la puissance de la SNEL SA de 10 MVA à 24 MVA. C'est cette valeur de 24 MVA que nous utiliserons dans la suite de ce travail.

I.6 Conclusion partielle

Dans ce chapitre, nous venons de présenter les équipements constitutifs d'un poste d'interconnexion ainsi que le rôle de chaque équipement, les différentes architectures que peut avoir un poste en soulignant que la fiabilité et la flexibilité de celui-ci en dépendent. Nous avons également de monter l'importance des interconnexions entre réseaux électriques sur le plan environnemental, économique et social.

En fin, nous avons proposé un modèle de schéma unifilaire d'un poste interconnectant les quatre réseaux électriques de la ville de Goma que nous avons désigné par "**poste d'interconnexion de Goma**", en survolant certaines conditions appliquées aux paramètres électriques de ces différents réseaux qui doivent être rigoureusement respectées enfin de réaliser les interconnexions.

Chapitre II Calcul des courants des défauts

II.1 Introduction partielle

Les postes électriques peuvent être le siège d'un certain nombre d'incidents qui sont dus, en général, à l'apparition de défauts. Ces défauts donnent lieu à l'établissement de courant de court-circuit, soit entre conducteurs soit entre un ou plusieurs conducteurs et le sol [17].

Dans ce chapitre, nous présentons les différents types de défauts mais aussi nous illustrons les formules de calcul des courants de défauts qui peuvent survenir dans un poste d'interconnexion.

II.2 Définition et origines des défauts électriques

On appelle défaut toute perturbation qui engendre des modifications des paramètres électriques d'un ouvrage [18].

Ils existent de nombreux incidents qui affectent le fonctionnement d'un réseau électrique et peuvent être soit d'origine interne ou d'origine externe.

- **Défauts d'origine interne**

Ce sont des phénomènes propres au réseau, car ils prennent naissance dans les réseaux eux même sans être justifiés par aucune cause extérieure, c'est par exemple, le cas des surtensions dus à des phénomènes de résonance, les surintensités qui peuvent être produites par un courant de surcharge, un court-circuit ou un défaut d'isolement et l'ouverture de circuit électrique en charge.

- **Défauts d'origine externe**

Ce sont des événements indépendants du réseau, dont les causes sont soit d'origine mécanique, ce qui est le cas de la rupture d'un support, d'un conducteur ou d'un isolateur sur une ligne aérienne, et l'amorçage due aux contacts de branche, de brindille ou même des oiseaux avec les conducteurs. Ou bien d'origine atmosphérique qui est le cas de la foudre qui s'abat sur une ligne aérienne ou d'un poste, on peut aussi inclure les amorçages qui résultent de dépôts conducteurs accumulés sur les isolateurs et les travaux de terrassement de terrains qui entraînent systématiquement des défauts permanents sur les câbles souterrains.

II.3 Différents types de défauts électriques

II.3.1 Les courts-circuits

On dit qu'il se produit un court-circuit lorsqu'un conducteur sous tension se trouve mis en contact accidentellement avec un conducteur de tension différente ou avec une pièce conductrice reliée à la terre (bâti de machine, support de ligne, etc.), un arc électrique ou avec la terre elle-même [19]. Ils sont principalement caractérisés par :

- **Leurs durées** : auto-extincteur, fugitif ou permanent ;
- **Leurs origines** : mécaniques (rupture de conducteurs, liaison électrique accidentelle entre deux conducteurs par un corps étranger conducteur tel que outils ou animaux), surtensions électriques d'origine interne ou atmosphérique, ou à la suite d'une dégradation de l'isolement, consécutive à la chaleur, l'humidité ou une ambiance corrosive ;
- **Leurs localisations** : interne ou externe à une machine ou à un tableau électrique.

Plusieurs types de courts-circuits peuvent se produire dans un réseau électrique [19] [11]:

- **Court-circuit triphasé** : il correspond à la réunion des trois phases ; il est celui provoquant généralement les courants les plus élevés (fig. 2).
- **Court-circuit monophasé terre** : il correspond à un défaut entre une phase et la terre ; il est le plus fréquent (fig. 3).
- **Court-circuit biphasé isolé** : il correspond à un défaut entre deux phases sous tension composée. Le courant résultant est plus faible que dans le cas du défaut triphasé, sauf lorsqu'il se situe à proximité immédiate d'un générateur (fig. 4).
- **Court-circuit biphasé terre** : il correspond à un défaut entre deux phases et la terre (fig. 5).

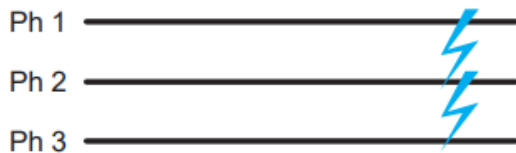


Fig. 2 : court-circuit triphasé (5 % des cas)

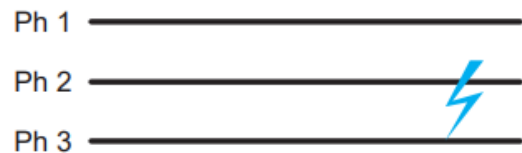


Fig. 4 : court-circuit biphasé isolé

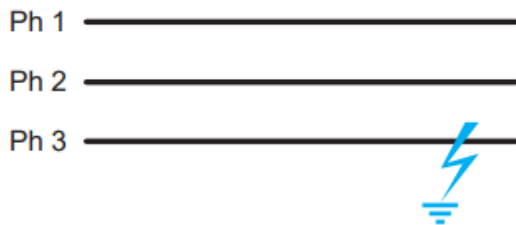


Fig. 3 : court-circuit monophasé (80 % des cas)

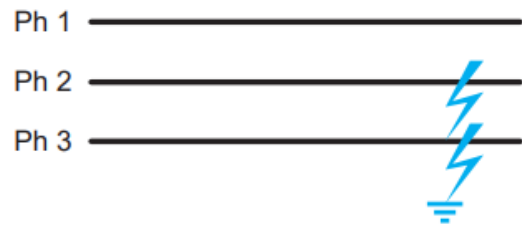


Fig. 5 : court-circuit biphasé terre

Figure II.1: différents types des courts-circuits [11]

Les courts-circuits sont dus à plusieurs causes notamment :

- Rupture de conducteur ;
- Coup de foudre ;
- Contact intempestif entre conducteurs ;
- Claquage d'isolement ;
- Fausse manœuvre ;
- Etc.

Les courts-circuits ont comme conséquences :

- Claquage des équipements ;
- Incendies ;
- Perturbations du fonctionnement du réseau ;
- Sécurité des personnes ;
- Etc.

II.3.2 Les surtensions

On parle de surtension lorsqu'il y a passage de tension à une valeur supérieure à la valeur nominale.

Les surtensions sont dues à plusieurs causes notamment :

- Manœuvre d'organe de coupure ;
- Arcs à la terre ;

- Défaillance du régulateur de tension ;
- Coups de foudre ;
- Etc.

Les surtensions ont comme conséquences :

- Claquage des équipements ;
- Incendies ;
- Perturbations du fonctionnement du réseau ;
- Sécurité des personnes ;
- Etc.

II.3.3 Les surcharges

On parle de surcharge sur un réseau lorsque la puissance de la demande devient supérieure à la puissance fournie par le réseau. On dit alors que le réseau est surchargé.

Les surcharges sont dues à plusieurs causes notamment :

- Augmentation de la demande ;
- Mauvais dimensionnement ;
- Défaut de régulation ;
- Répartition inégale de la charge ;
- Etc.

Les surcharges ont comme conséquences :

- Détérioration des équipements ;
- Pannes et interruptions ;
- Etc.

II.3.4 Le déséquilibre

On parle du déséquilibre dans un système triphasé lorsque les trois phases du système ne sont pas équilibrées en termes de tension, de courant ou de charge

Le déséquilibre est dû à plusieurs causes notamment :

- Répartition inégale de la charge ;
- Variation non contrôlée de tension ;

- Charges non linéaires ;
- Défauts du réseau ;
- Etc.

Le déséquilibre a comme conséquences :

- Pertes d'énergie ;
- Surchauffe des équipements ;
- Etc.

II.4 Calculs des courants des courts-circuits

Pour dimensionner les dispositifs de protection, il est important de déterminer les valeurs de tension et courant du système pendant la période d'apparition des défauts (courts-circuits).

Lors des courts-circuits, l'intensité du courant peut atteindre généralement des valeurs très élevées de l'ordre de 10 à 20 fois les courants nominaux du réseau dans une durée trop courte [19]. La valeur du courant de court-circuit, pouvant exister en un endroit du réseau est souvent fixée en tout premier lieu par la puissance des centrales qui alimentent celui-ci. Dans le cas pratique où les courts-circuits se produisent dans un réseau comportant de nombreuses lignes et plusieurs transformateurs élévateurs ou abaisseurs de tension, on peut conclure [20] :

- Que l'intensité des courants de courts-circuits diffère d'un point à l'autre d'un réseau : relativement intenses à proximité des centrales, ils sont moins à distance, plus grande, vu qu'ils sont alors limités par les impédances des lignes et des transformateurs entre les sources et le défaut.
- Qu'en un point donné du réseau, le courant de courts-circuits peut augmenter très sensiblement si l'on accroît la puissance de la centrale.

En fonctionnement normal équilibré symétrique, l'étude des réseaux triphasés peut se ramener à l'étude d'un réseau monophasé équivalent de tensions égales aux tensions simples du réseau, de courants égaux à ceux du réseau et d'impédances égales à celles du réseau appelées impédances cycliques. Dès qu'apparaît une dissymétrie significative dans la configuration du réseau, la simplification n'est plus possible, car on ne peut établir les relations dans les différents conducteurs à l'aide d'une impédance

cyclique par élément de réseau. La méthode générale faisant appel aux lois d'Ohm et de Kirchhoff est possible mais complexe et lourde. La méthode, dite des composantes symétriques permet une résolution beaucoup plus facile en se ramenant à la superposition de trois réseaux monophasés indépendants [11] [20].

II.4.1 Rappel sur les composantes symétriques [11] [20] [21]

Le calcul des paramètres électriques dans les régimes déséquilibrés reste toujours possible en appliquant les lois d'Ohm et de Kirchhoff. Cependant, il faudrait écrire toutes les équations relatives à chacune des trois phases en tenant compte des interactions mutuelles.

Pour faciliter le calcul, la méthode des composantes symétriques appelée encore la méthode de Fortescue se prête pour résoudre le problème. Il s'agit de remplacer le défaut par une source de tension triphasée directe correspondant à l'état sain, en série avec trois sources de tension directe, inverse et homopolaire dont les valeurs dépendent de la nature du défaut.

La méthode des composantes symétriques consiste à ramener le système réel à la superposition de trois réseaux monophasés indépendants, appelés selon que l'on est en France ou dans les pays anglo-saxons comme illustré à la *Figure II.2* :

- **Système direct (d) ou séquence positive (1)** dans lequel V_{1d} , V_{2d} , et V_{3d} ont même amplitude, sont décalés de 120° et sont disposés selon le sens horaire ;
- **Système inverse (i) ou séquence négative (2)** dans lequel V_{1i} , V_{2i} , et V_{3i} ont même amplitude, sont décalés de 120° et sont disposés selon le sens trigonométrique ;
- **Système homopolaire ou séquence nulle (0)** dans lequel V_{10} , V_{20} , et V_{30} ont même amplitude, sont en phase et donc colinéaires.

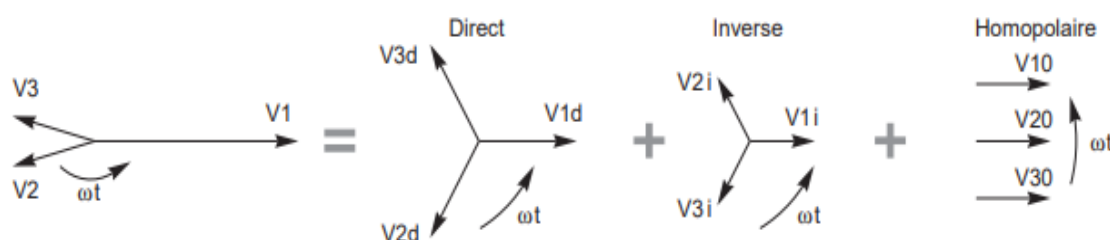


Figure II.2: Décomposition d'un système triphasé en composantes symétriques [11]

Pour chaque système respectivement d, i, 0, les tensions V_d, V_i, V_0 et les courants I_d, I_i, I_0 sont liés par les impédances Z_d, Z_i, Z_0 du même système. Les impédances symétriques sont fonction des impédances réelles, notamment des inductances mutuelles.

Soient V_1, V_2 et V_3 , un système triphasé quelconque de phaseurs tensions, avec 123 comme séquence original. Par application du principe de superposition dans l'étude des circuits, on a le système :

$$\begin{cases} V_1 = V_{1d} + V_{1i} + V_{10} \\ V_2 = V_{2d} + V_{2i} + V_{20} \\ V_3 = V_{3d} + V_{3i} + V_{30} \end{cases} \quad (\text{II.1})$$

- On introduit **l'opérateur de rotation a** utilisé dans la représentation des composantes symétriques. Il est défini comme un vecteur unitaire d'argument égal à 120° .

$$A\text{ savoir : } a = 1 \angle 120^\circ = 1.e^{\frac{j2\pi}{3}} \quad (\text{II.2})$$

$$a^2 = 1 \angle 240^\circ = 1.e^{\frac{j4\pi}{3}} \quad (\text{II.3})$$

$$a^3 = 1 \angle 0^\circ = e^{j2\pi} = 1 \quad (\text{II.4})$$

$$\text{De (II.2), (II.3) et (II.4) nous pouvons écrire : } a+a^2+1=0 \quad (\text{II.5})$$

- On prend V_1 comme référence des phases et on applique les effets de l'opérateur a , on peut écrire :

$$\begin{cases} V_{2d} = a^2 \cdot V_{1d} \\ V_{3d} = a \cdot V_{1d} \end{cases} \quad (\text{II.6})$$

$$\begin{cases} V_{2i} = a \cdot V_{1i} \\ V_{3i} = a^2 \cdot V_{1i} \end{cases} \quad (\text{II.7})$$

$$\begin{cases} V_{20} = V_{10} \\ V_{30} = V_{10} \end{cases} \quad (\text{II.8})$$

En remplaçant (II.6), (II.7) et (II.8) dans (II.1) on a :

$$\begin{cases} V_1 = V_{10} + V_{1d} + V_{1i} \\ V_2 = V_{10} + a^2 \cdot V_{1d} + a \cdot V_{1i} \\ V_3 = V_{10} + a \cdot V_{1d} + a^2 \cdot V_{1i} \end{cases} \quad (\text{II.9})$$

Sous forme matricielle, le système (II.9) devient :

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{10} \\ V_{1d} \\ V_{1i} \end{bmatrix} \quad (\text{II.10})$$

On peut réécrire le système (II.10) sous la forme :

$$V_{123} = AV_{odi}, \text{ avec } A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (\text{II.11})$$

A étant la matrice de transformation dite de « **Fortescue** », qui transforme V_{123} à V_{odi} l'équation (II.11) est dite "équation de synthèse des composantes symétriques".

Représentation des composantes symétriques en fonction de phaseurs originaux. Ceci revient en réalité, à effectuer le passage inverse suivant :

$$V_{odi} = A^{-1}V_{123} \text{ (c'est l'équation d'analyse des composantes)} \quad (\text{II.12})$$

Sous forme matricielle l'équation (II.12) s'écrit :

$$\begin{bmatrix} V_{10} \\ V_{1d} \\ V_{1i} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} \quad (\text{II.13})$$

Réécrivons le système (II.13) en un système des 3 équations indépendantes, on a :

$$\begin{cases} V_{10} = \frac{1}{3}(V_1 + V_2 + V_3) \\ V_{1d} = \frac{1}{3}(V_1 + a \cdot V_2 + a^2 \cdot V_3) \\ V_{1i} = \frac{1}{3}(V_1 + a^2 \cdot V_2 + a \cdot V_3) \end{cases} \quad (\text{II.14})$$

Nous remarquons à partir du système (II.14) qu'il n'y a pas de tension homopolaire pour un système triphasé équilibré, car la somme des phaseurs équilibrés est nulle. Dans un système triphasé déséquilibré, la transformation en composantes symétriques des

tensions simples donne toujours lieu à l'existence de la composante homopolaire. Par contre, celle des tensions composées ne donne jamais lieu à l'existence de la composante homopolaire, car par l'application de la loi des mailles de Kirchhoff, leur somme nulle.

La méthode reste la même quel que soit le paramètre électrique. Pour les phaseurs courants, on aura :

$$I_{123} = AI_{0di} \text{ et } I_{0di} = A^{-1}I_{123} \quad (\text{II.15})$$

On aura donc les systèmes :

$$\begin{cases} I_1 = I_{10} + I_{1d} + I_{1i} \\ I_2 = I_{10} + a^2 \cdot I_{1d} + a \cdot I_{1i} \\ I_3 = I_{10} + a \cdot I_{1d} + a^2 \cdot I_{1i} \end{cases} \quad (\text{Les phaseurs courants}) \quad (\text{II.16})$$

$$\begin{cases} I_{10} = \frac{1}{3}(I_1 + I_2 + I_3) \\ I_{1d} = \frac{1}{3}(I_1 + a \cdot I_2 + a^2 \cdot I_3) \\ I_{1i} = \frac{1}{3}(I_1 + a^2 \cdot I_2 + a \cdot I_3) \end{cases} \quad (\text{Les composantes symétriques}) \quad (\text{II.17})$$

Remarques :

- Dans un système triphasé relié en étoile, le courant du neutre I_n est la somme des courants de ligne qui vaut :

$$I_n = I_1 + I_2 + I_3 \quad (\text{II.18})$$

En comparant les relations (II.18) et la première équation du système (II.17) nous obtenons :

$$I_n = 3I_{10} \quad (\text{II.19})$$

- Le courant du neutre vaut trois fois le courant homopolaire. Dans un système équilibré triphasé relié en étoile les courants de lignes n'ont pas des composantes homopolaires, puisque le courant dans le neutre est nul. Il en découle, que pour tout système triphasé sans neutre (triangle ou étoile sans conducteur de neutre), les courants de lignes n'ont pas de composantes homopolaires.

II.4.1.1 Composantes symétriques des impédances

Soit la *Figure II.3* d'une charge triphasée reliée en étoile avec le fil neutre mis à terre à travers une impédance Z_n et dont l'impédance phaseur par phase est notée Z_y .

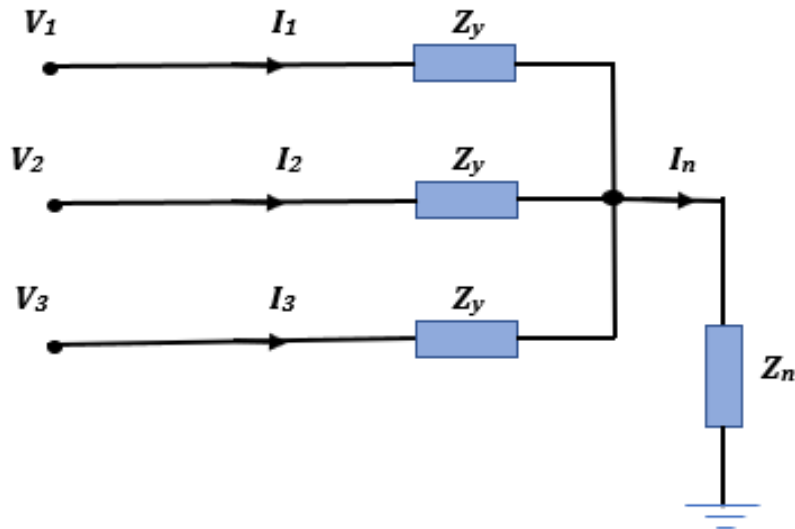


Figure II.3: charge triphasée équilibrée reliée en étoile avec neutre mis à la terre

Les tensions simples du système sont :

$$\begin{cases} V_1 = (Z_y + Z_n)I_1 + Z_n I_2 + Z_n I_3 \\ V_2 = Z_n I_1 + (Z_y + Z_n)I_2 + Z_n I_3 \\ V_3 = Z_n I_1 + Z_n I_2 + (Z_y + Z_n)I_3 \end{cases} \quad (\text{II.20})$$

$$\text{Avec } I_n = I_1 + I_2 + I_3$$

Sous forme matricielle le système d'équations (II.20) s'écrit :

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_y + Z_n & Z_n & Z_n \\ Z_n & Z_y + Z_n & Z_n \\ Z_n & Z_n & Z_y + Z_n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix} \quad (\text{II.21})$$

Le système (II.20) peut être écrite de manière plus compacte en posant V_{123} vecteur tensions simples, I_{123} vecteur courants et Z_{123} la matrice des impédances :

$$V_{123} = Z_{123} I_{123} \quad (\text{II.22})$$

En utilisant les équations (II.11) et (II.15) dans (II.22), nous pouvons déterminer la relation liant les composantes symétriques des tensions à celles des courants de la manière suivante :

$$AV_{0di} = Z_{123} AI_{0di} \quad (\text{II.23})$$

En multipliant par A^{-1} les deux côtés de l'équation (II.23), nous obtenons :

$$V_{0di} = (A^{-1} Z_{123} A) I_{0di} \quad (\text{II.24})$$

$$\text{D'où } V_{0di} = Z_{0di} I_{0di} \quad (\text{II.25})$$

$$\text{Avec, } Z_{0di} = A^{-1} Z_{123} A \quad (\text{matrice impédance des séquences}) \quad (\text{II.26})$$

En remplaçant A^{-1} , A et Z_{123} par leurs valeurs respectives dans (II.26), nous définissons la matrice impédance des séquences d'une charge équilibrée, reliée en étoile avec le fil neutre mis à la terre par la relation suivante :

$$Z_{0di} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_y + Z_n & Z_n & Z_n \\ Z_n & Z_y + Z_n & Z_n \\ Z_n & Z_n & Z_y + Z_n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (\text{II.27})$$

Après avoir effectué le produit matriciel du système (II.27) et sachant que $a+a^2+1=0$, nous obtenons :

$$Z_{0di} = \begin{bmatrix} Z_y + 3Z_n & 0 & 0 \\ 0 & Z_y & 0 \\ 0 & Z_n & Z_y \end{bmatrix} \quad (\text{II.28})$$

L'équation (II.25) devient :

$$\begin{bmatrix} V_{10} \\ V_{1d} \\ V_{1i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_y + 3Z_n & 0 & 0 \\ 0 & Z_y & 0 \\ 0 & Z_n & Z_y \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{10} \\ I_{1d} \\ I_{1i} \end{bmatrix} \quad (\text{II.29})$$

Récrivons le système (2.29) en un système des 3 équations indépendantes, on a :

$$\begin{cases} V_{10} = (Z_y + 3Z_n)I_{10} = Z_{10}I_{10} \\ V_{1d} = Z_{1d}I_{1d} \\ V_{3i} = Z_{1i}I_{1i} \end{cases} \quad (\text{II.30})$$

Comme nous le constatons à partir du système (II.30) ci-dessus, il ressort que la composante homopolaire de la tension ne dépend que de la composante homopolaire du courant et d'impédance $Z_{10} = (Z_y + 3Z_n)$, dite "impédance de séquence homopolaire". De même, la tension de séquence directe ne dépend que du courant de séquence directe et de l'impédance $Z_{1d} = Z_y$, dite "impédance de séquence directe". Même chose pour les grandeurs de séquence inverse.

II.4.2 Courants de courts-circuits dissymétriques

Hypothèses de calcul :

- Le réseau est équilibré avant l'apparition du défaut de manière à ce que seule la composante positive de la séquence directe est activée. Aussi lors de l'apparition du défaut, les représentations des différentes séquences sont connectées uniquement via le point du défaut.
- Le courant de défaut est négligeable de sorte que les tensions de la séquence directe soient identiques dans tous les nœuds et au point de défaut.
- Toutes les résistances et les capacités des lignes sont négligeables.
- Toutes les charges sont passives excepté les machines tournantes qui sont représentées par des machines synchrones.

II.4.2.1 Courant de court-circuit monophasé

Soit un défaut affectant une phase au nœud k du réseau. La portion en défaut est représentée sur la *Figure II.4* où la phase 1 est supposée être en contact avec la terre via une impédance Z_n . Comme le système est non chargé avant l'apparition du défaut, nous avons :

$$I_{cc2} = I_{cc3} = 0 \quad (\text{II.31})$$

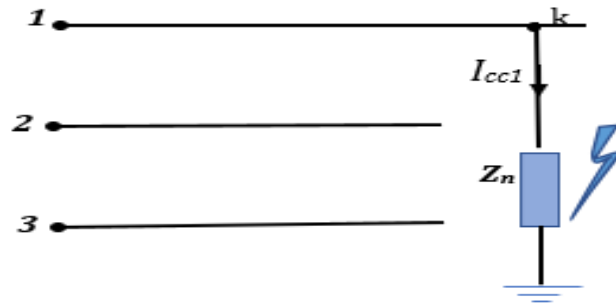


Figure II.4: représentation d'un court-circuit monophasé

La tension de la phase 1 au point de défaut est donnée par :

$$V_{k1} = Z_n I_{cc1} \quad (\text{II.32})$$

En utilisant les composantes symétriques, et à partir de l'équation (II.31), nous pouvons écrire :

$$\begin{bmatrix} I_{cc10} \\ I_{cc1d} \\ I_{cc1i} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{cc1} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (\text{II.33})$$

La résolution de (II.33) donne :

$$I_{cc10} = I_{cc1d} = I_{cc1i} = \frac{I_{cc1}}{3} \quad (\text{II.34})$$

Ceci implique que les trois séquences de courants sont en série pour le court-circuit monophasé. Nous noterons, d'une part, les séquences homopolaire, directe et inverse de l'impédance au point de défaut par Z_{k0} , Z_{kd} et Z_{ki} respectivement. D'autre part, la tension de Thevenin au point de défaut étant notée V_T , nous obtenons les trois circuits de séquences :

$$\begin{cases} V_{k10} = -Z_{k0} I_{cc10} \\ V_{k1d} = V_T - Z_{kd} I_{cc1d} \\ V_{k1i} = -Z_{ki} I_{cc1i} \end{cases} \quad (\text{II.35})$$

En remplaçant (II.34) dans (II.35), on a :

$$V_{k1} = V_{10} + V_{k1d} + V_{k1i} = V_T - (Z_{k0} + Z_{kd} + Z_{ki}) I_{cc10} \quad (\text{II.36})$$

Or l'équation (II.32) donne :

$$V_{k1} = Z_n I_{cc1} = Z_n (I_{cc10} + I_{cc1d} + I_{cc1i}) = 3Z_n I_{cc10} \quad (\text{II.37})$$

En égalant les équations (II.36) et (II.37), on obtient :

$$I_{cc10} = \frac{V_T}{(Z_{k0} + Z_{kd} + Z_{ki} + 3Z_n)} \quad (\text{II.38})$$

D'où le courant de court-circuit monophasé est :

$$I_{cc1} = \frac{3V_T}{(Z_{k0} + Z_{kd} + Z_{ki} + 3Z_n)}, \text{ avec } I_{cc1} = 3I_{cc10} \quad (\text{II.39})$$

Le circuit équivalent de Thevenin du réseau est :

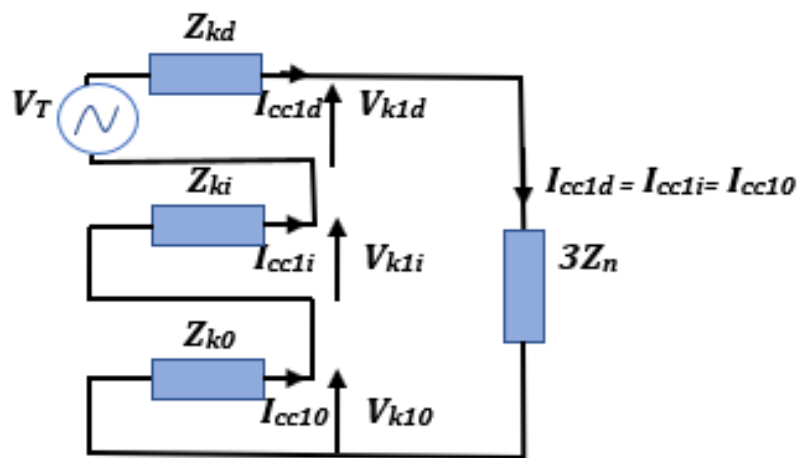


Figure II.5: schéma équivalent de Thevenin d'un court-circuit monophasé [21]

II.4.2.2 Courant de court-circuit biphase

La représentation du réseau en court-circuit biphase est donnée par la *Figure II.6* où le court-circuit est supposé apparaître au nœud k , les phases 2 et 3 sont ainsi court-circuitées à travers une impédance Z_f . Comme le système fonctionne à vide avant l'apparition du défaut, nous avons : $I_{cc1} = 0$

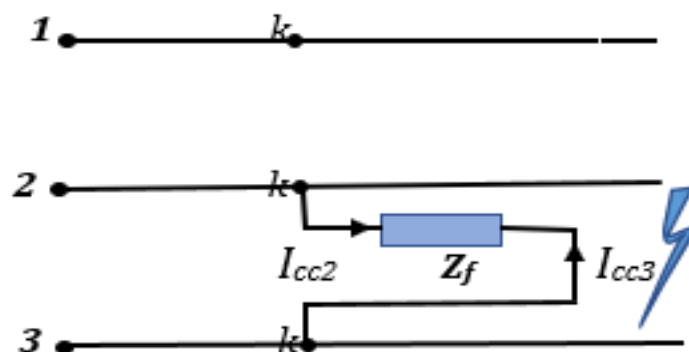


Figure II.6: représentation d'un court-circuit biphase

Comme la phase 2 et 3 sont court-circuitées, nous avons :

$$I_{cc2} = -I_{cc3} \quad (\text{II.40})$$

En utilisant les composantes symétriques, et à partir de l'équation (II.40), nous pouvons écrire :

$$\begin{bmatrix} I_{cc10} \\ I_{cc1d} \\ I_{cc1i} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ I_{cc2} \\ -I_{cc2} \end{bmatrix} \quad (\text{II.41})$$

Le système (II.41) permet d'écrire :

$$I_{cc10} = 0 \text{ et } I_{cc1d} = -I_{cc1i} \quad (\text{II.42})$$

Nous concluons par le fait qu'aucun courant homopolaire n'est injecté dans le réseau au nœud k et ainsi sa représentation est inutile dans le cas d'un court-circuit biphasé. Les courants direct et inverse sont égaux et opposés.

A partir de la figure 6, nous déduisons l'expression de la tension au point de défaut k :

$$V_{k2} - V_{k3} = Z_f I_{cc2} \quad (\text{II.43})$$

$$\begin{aligned} \text{Or } V_{k2} - V_{k3} &= (V_{k2d} - V_{k3d}) + (Z_{k2i} - Z_{k3i}), \quad \text{car } V_{k20} = V_{k30} = 0 \\ &= (a^2 - a)V_{k1d} + (a - a^2)V_{k1i} \end{aligned}$$

$$V_{k2} - V_{k3} = (a^2 - a)(V_{k1d} - V_{k1i}) \quad (\text{II.44})$$

Par ailleurs, comme $I_{cc10} = I_{cc20} = 0$ et $I_{cc1d} = -I_{cc1i}$ nous pouvons écrire :

$$I_{cc2} = I_{cc2d} + I_{cc2i} = a^2 I_{cc1d} + a I_{cc1i} = (a^2 - a) I_{cc1d} \quad (\text{II.45})$$

En combinant les équations (II.43) et (II.45), nous obtenons :

$$V_{k1d} - V_{k1i} = Z_f I_{cc1d} \quad (\text{II.46})$$

Les équations (II.43) et (II.46) montrent que les réseaux des séquences directe et inverse sont en parallèle.

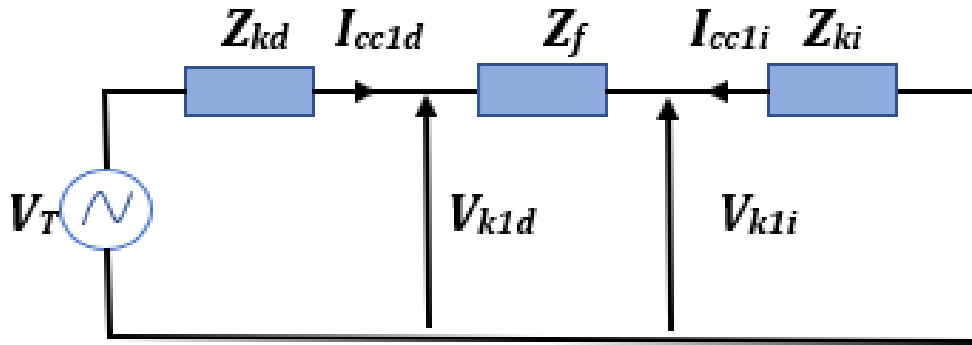


Figure II.7: schéma équivalent de Thevenin d'un court-circuit biphasé [21]

Du circuit représenté sur la Figure II.7 nous pouvons tirer :

$$I_{cc1d} = \frac{V_T}{(Z_{kd} + Z_{ki} + Z_f)} \quad (\text{II.47})$$

En remplaçant (II.45) dans (II.47), nous obtenons le courant de court-circuit biphasé I_{cc2} donné par :

$$I_{cc2} = -I_{cc3} = \frac{(a^2 - a) V_T}{(Z_{kd} + Z_{ki} + Z_f)} \quad (\text{II.48})$$

En utilisant la propriété $(a^2 - a)(a - a^2) = 3$ de l'opérateur de rotation a l'équation (II.48) peut être réécrite sous la forme :

$$I_{cc2} = -I_{cc3} = -j\sqrt{3} \frac{V_T}{(Z_{kd} + Z_{ki} + Z_f)}, \quad \text{avec } j\sqrt{3} = \frac{3}{a - a^2} \quad (\text{II.49})$$

II.4.2.3 Courant de court-circuit biphasé-terre

Le segment en court-circuit biphasé-terre est donné sur la Figure II.8 où le défaut apparaît au nœud k du réseau. Les phases 2 et 3 sont court-circuitées à travers une impédance Z_n avec la terre. Comme le système fonctionne à vide avant l'apparition du défaut, nous avons

$$: I_{cc1} = 0$$

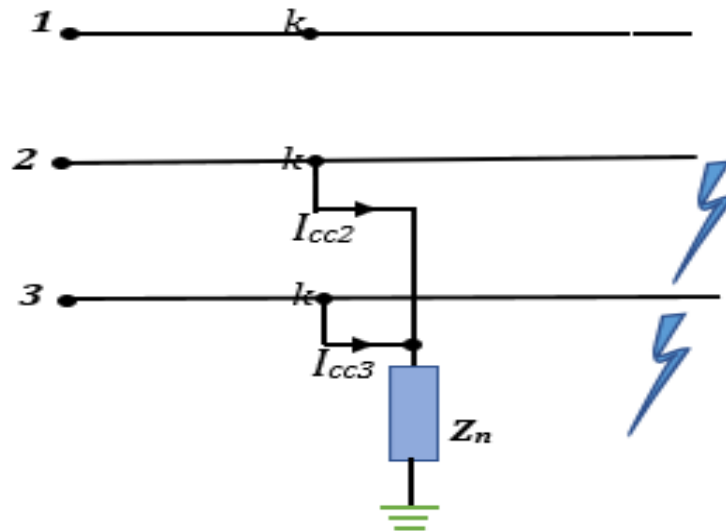


Figure II.8: représentation d'un court-circuit biphasé-terre

En utilisant les composantes symétriques, nous pouvons écrire :

$$I_{cc10} = \frac{1}{3}(I_{cc1} + I_{cc2} + I_{cc3}) = \frac{1}{3}(I_{cc2} + I_{cc3}), \text{ car } I_{cc1} = 0$$

$$\Rightarrow 3I_{cc10} = (I_{cc2} + I_{cc3}) \quad (\text{II.50})$$

Aussi, les tensions des phases b et c sont données par :

$$V_{k2} = V_{k3} = Z_n (I_{cc2} + I_{cc3}) = 3Z_n I_{cc10} \quad (\text{II.51})$$

Ainsi :

$$\begin{bmatrix} V_{k10} \\ V_{k1d} \\ V_{k1i} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{k1} \\ V_{k2} \\ V_{k2} \end{bmatrix} \quad (\text{II.52})$$

En effectuant le produit matriciel du système (II.52), nous obtenons :

$$\begin{bmatrix} V_{k10} \\ V_{k1d} \\ V_{k1i} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} V_{k1} + 2V_{k2} \\ V_{k1} + (a + a^2)V_{k2} \\ V_{k1} + (a + a^2)V_{k2} \end{bmatrix} \quad (\text{II.53})$$

Du système (II.53), nous obtenons deux équations suivantes :

$$V_{k1d} = V_{k1i} \quad (\text{II.54})$$

$$3V_{k10} = V_{k1} + 2V_{k2} = V_{k10} + V_{k1d} + V_{k1i} + 2V_{k2} \quad (\text{II.55})$$

En substituant (II.51) et (II.54) dans (II.55), nous obtenons :

$$V_{k1d} = V_{k1i} = V_{k10} - 3Z_n I_{cc10} \quad (\text{II.56})$$

Et comme $I_{cc1} = 0$, on a :

$$I_{cc10} + I_{cc1d} + I_{cc1i} = 0, \quad (\text{II.57})$$

Le circuit équivalent de Thevenin d'un court-circuit biphasé- terre est donné par la *Figure II.9*:

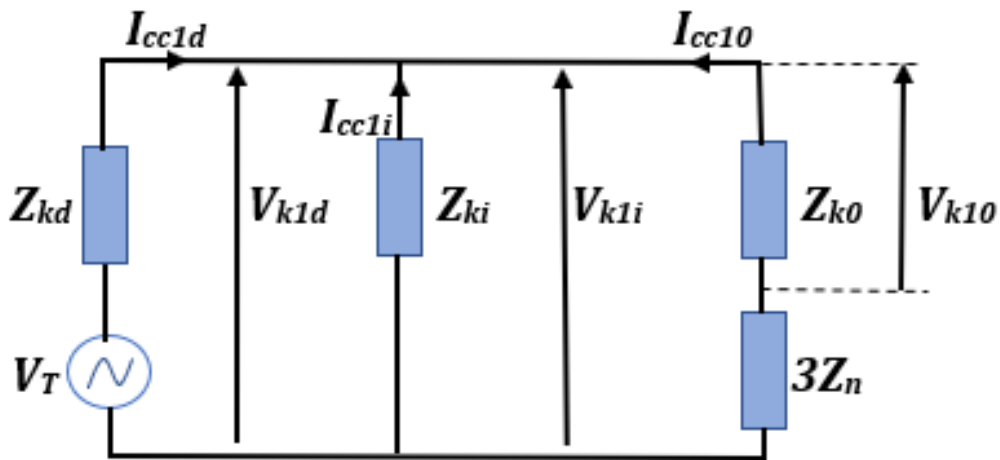


Figure II.9: schéma équivalent de Thevenin d'un court-circuit biphasé-terre [21]

Du schéma ci-haut, tirons la valeur du courant I_{cc1d} , on a :

$$I_{cc1d} = \frac{V_T}{Z_{kd} + \frac{Z_{ki}(Z_{k0} + 3Z_n)}{Z_{ki} + Z_{k0} + 3Z_n}} \quad (\text{II.58})$$

Les courants inverse et homopolaire sont obtenus moyennant le principe du diviseur de courant :

$$I_{cc1i} = I_{cc10} = -I_{cc1d} \frac{Z_{ki}}{Z_{ki} + Z_{k0} + 3Z_n} \quad (\text{II.59})$$

Finalement, le courant de court-circuit biphasé-terre est donc :

$$I_{cc} = I_{cc2} + I_{cc3} = 3I_{cc10} = -3I_{cc1d} \frac{Z_{ki}}{Z_{ki} + Z_{k0} + 3Z_n} \quad (\text{II.60})$$

$$\Rightarrow I_{cc} = - \frac{3V_T Z_{ki}}{Z_{kd}(Z_{ki}+Z_{k0}+3Z_n)+Z_{ki}(Z_{k0}+3Z_n)} \quad (\text{II.61})$$

II.4.3 Courant de court-circuit symétrique

Le court-circuit triphasé (avec ou sans mise à la terre) est le seul défaut symétrique qui s'observe dans un réseau électrique triphasé. Ce type de défaut est équilibré dans le sens où le système reste équilibré après défaut. Sa production est rare mais c'est le type de défaut le plus dangereux du moment où il provoque de grande valeur d'intensités de courant qui peut provoquer la fusion des composants du réseau.

Le segment en court-circuit biphasé-terre est donné par la *Figure II.10* où le défaut apparait au nœud k du réseau. Les phases 1, 2 et 3 sont court-circuitées à travers une impédance Z_n avec la terre.

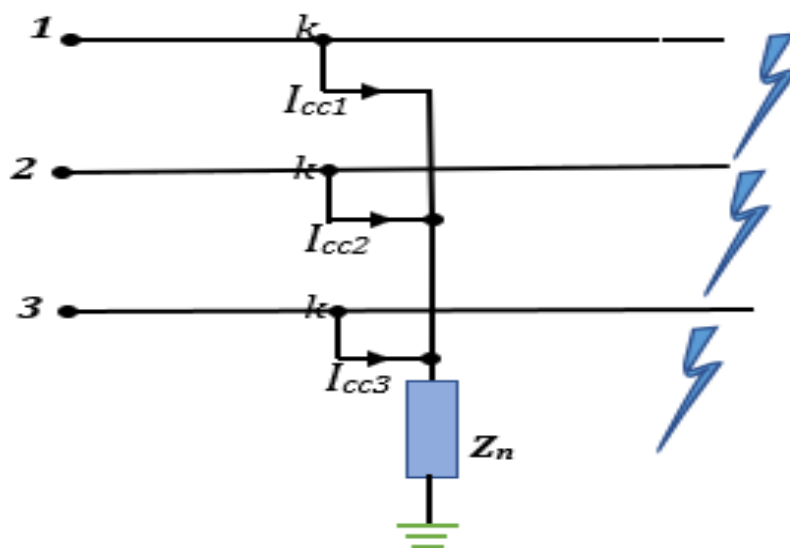


Figure II.10: représentation d'un court-circuit triphasé avec mise à la terre

Les tensions des phases au point de défaut sont :

$$\begin{cases} V_1 = Z_n I_{cc1} \\ V_2 = Z_n I_{cc2} \\ V_3 = Z_n I_{cc3} \end{cases} \quad (\text{II.62})$$

Le générateur est conçu pour donner une **f.e.m** direct E_d dans le fonctionnement normal d'un système triphasé (i.e système équilibré), donc la **f.e.m** inverse et homopolaire sont nulles.

La tension séquence positive pour la phase 1 est :

$$V_{1d} = \frac{1}{3}(V_1 + a.V_2 + a^2.V_3) = \frac{1}{3}(I_{CC1} + a.I_{CC2} + a^2.I_{CC3})Z_n \quad (\text{II.63})$$

Mais aussi :

$$\begin{cases} V_{10} = Z_n I_{10} \\ V_{1d} = Z_n I_{1d} \\ V_{1i} = Z_n I_{1i} \end{cases} \quad (\text{II.64})$$

Comme le système est équilibré, nous pouvons écrire :

$$\begin{cases} V_{10} = 0 - Z_n I_{10} \\ V_{1d} = E_{1d} - Z_{1d} I_{1d} \\ V_{1i} = 0 - Z_n I_{1i} \end{cases} \quad (\text{II.65})$$

En substituant (II.64) dans (II.65), nous obtenons :

$$I_{10} = I_{1i} = 0 \text{ et } I_{1d} = \frac{E_{1d}}{Z_{1d} + Z_n}$$

D'où le courant de court-circuit triphasé au point de défaut est :

$$I_{cc1} = \frac{E_{1d}}{Z_{1d} + Z_n} \quad (\text{II.66})$$

Nous observons que lors d'un court-circuit triphasé :

- Les tensions au point de défaut sont nulles
- Les courants constituent un système triphasé symétrique direct.

II.4.3.1 Calcul de courant de court-circuit triphasé par la méthode d'impédance [22]

Avec la méthode d'impédance, l'intensité de court-circuit triphasé est donnée par :

$$I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3} Z_{cc}} \quad (\text{II.67})$$

Où U désigne la tension entre phases au point F avant l'apparition du défaut et Z_{cc} l'impédance équivalente du réseau amont vue du point de défaut.

Ce calcul est donc simple en principe ; sa complexité pratique résulte de la difficulté à calculer Z_{cc} , impédance équivalente à toutes les impédances unitaires en série et en parallèle des composants du réseau situés en amont du défaut. Ces impédances sont elles-mêmes la somme quadratique de réactances et résistances :

$$Z_{cc} = \sqrt{(\sum R)^2 + (\sum X)^2} \quad (\text{II.68})$$

Une simplification importante consiste en particulier à connaître la puissance de court-circuit S_{cc} au point de raccordement du réseau du distributeur ; on en déduit l'impédance Z_a équivalente en amont de ce point :

$$S_{cc} = \frac{U^2}{Z_a} \quad \text{et} \quad I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3} Z_a} \quad (\text{II.69})$$

Tableau récapitulatif des formules de calcul des courants des courts-circuits

Tableau II.1: Tableau récapitulatif des formules de calcul des courants des courts-circuits [21]

Type de dissymétrie	Dissymétrie impédante	Dissymétrie franche ($Z_n = 0$ et/ou $Z_f = 0$)
Court-circuit monophasé	$I_{cc1} = \frac{3V_T}{(Z_{k0} + Z_{kd} + Z_{ki} + 3Z_n)}$	$I_{cc1} = \frac{3V_T}{(Z_{k0} + Z_{kd} + Z_{ki})}$
Court-circuit biphasé	$I_{cc2} = -j\sqrt{3} \frac{V_T}{(Z_{kd} + Z_{ki} + Z_f)}$	$I_{cc2} = -j\sqrt{3} \frac{V_T}{(Z_{kd} + Z_{ki})}$
Court-circuit biphasé-terre	$I_{cc2} = -\frac{3V_T Z_{ki}}{Z_{kd}(Z_{ki} + Z_{k0} + 3Z_n) + Z_{ki}(Z_{k0} + 3Z_n)}$	$I_{cc2} = -\frac{3V_T Z_{ki}}{Z_{kd}(Z_{ki} + Z_{k0}) + Z_{ki}Z_{k0}}$
Court-circuit triphasé	$I_{cc3} = \frac{E_{1d}}{Z_{1d} + Z_n}$	$I_{cc3} = \frac{E_{1d}}{Z_{1d}}$

II.5 Conclusion partielle

Dans ce chapitre, nous avons passé en revue les différents types de défaut qui peuvent surgir dans un réseau électrique(poste) ainsi que les différentes causes qui les provoquent en effectuant une étude mathématique de calcul de courant de défaut par l'utilisation de la méthode des composantes symétriques pour les types des défauts qui apparaissent souvent dans un réseau et qui peuvent provoquer des graves incidents (les courts-circuits). Tout ceci c'est pour permettre de bien dimensionner et bien faire le choix des équipements des protections, qui permettrons l'élimination rapide de ces défauts, ce qui fera ainsi l'objet de notre chapitre suivant.

Chapitre III Protection du poste d'interconnexion de Goma

III.1 Introduction partielle

Les dispositifs de protection surveillent en permanence l'état électrique des éléments d'un réseau et provoquent leur mise hors tension (par exemple l'ouverture d'un disjoncteur), lorsque ces éléments sont le siège d'une perturbation indésirable : court-circuit, défaut d'isolement, surtension, etc. Le choix d'un dispositif de protection n'est pas le fruit d'une réflexion isolée, mais une des étapes les plus importantes de la conception d'un réseau électrique [11].

Dans ce dernier chapitre nous dimensionnons et faisons la sélection du système de protection approprié pour chaque partie du poste nécessitant une protection.

III.2 Etude des protections

L'étude des protections d'un réseau se décompose en 2 étapes distinctes :

- La définition du système de protection, encore appelée plan de protection ;
- La détermination des réglages de chaque unité de protection, encore appelée coordination des protections ou sélectivité.

Les buts visés par les dispositifs de protection sont multiples :

- Participer à la protection des personnes contre les dangers électriques ;
- Éviter les détériorations de matériel (un court-circuit triphasé sur un jeu de barres moyenne tension peut faire fondre jusqu'à 50 kg de cuivre en 1 seconde ; la température de l'arc peut dépasser en son centre 10000 °C) [23] ;
- Limiter les contraintes thermiques, diélectriques et mécaniques auxquelles sont soumis ces matériels ;
- Préserver la stabilité et la continuité de service du réseau,
- Protéger les installations voisines (par exemple, réduire les tensions induites dans les circuits proches).

Pour atteindre ces objectifs, un système de protection doit avoir des qualités de sensibilité, rapidité, sélectivité et fiabilité. Cependant, il faut être conscient des limites de la protection : les défauts doivent tout d'abord se produire pour qu'elle agisse. La

protection ne peut donc empêcher les perturbations ; elle ne peut que limiter leurs effets et leur durée. De plus, le choix d'une protection est souvent un compromis technico-économique entre la sécurité et la disponibilité de l'alimentation en énergie électrique.

III.3 Zone de protection

La philosophie générale pour l'utilisation des relais est de diviser le système en zones distinctes, qui peuvent être protégées individuellement et déconnectées en cas de défaut afin de permettre au reste du système de rester en service dans la mesure du possible [13].

En général, un système électrique peut être divisé en zones de protection : générateurs, transformateurs, groupes de transformateurs, de moteurs, jeux de barres, lignes, etc. La *figure III.1* montre un système électrique avec différentes zones de protection. Il convient de noter que les zones se chevauchent en certains points, ce qui indique que si un défaut se produit dans ces zones de chevauchement, plus un ensemble de relais de protection devrait fonctionner.

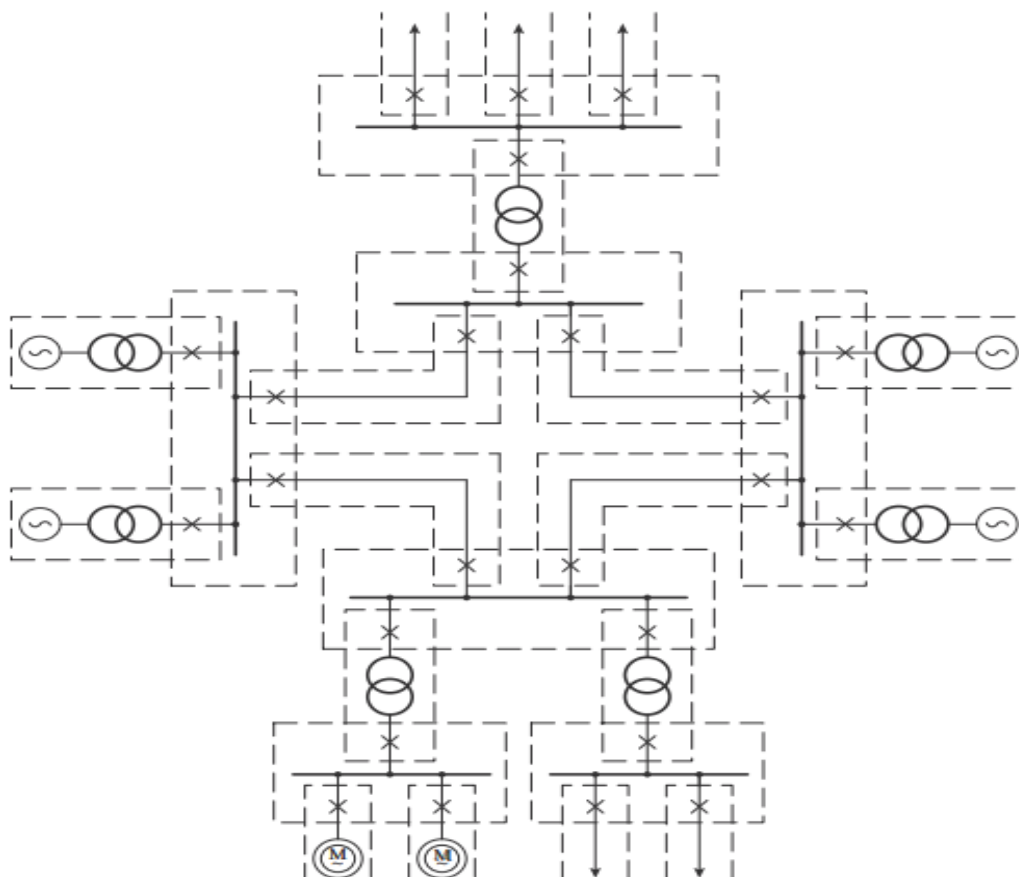


Figure III.1: zones de protection [13]

III.4 Définition du système de protection

La Commission Electrotechnique Internationale (C.E.I) défini la protection comme l'ensemble des dispositions destinées à la détection des défauts et des situations anormales des réseaux afin de commander le déclenchement d'un ou de plusieurs disjoncteurs et, si nécessaire d'élaborer d'autres ordres de signalisations [11]. C'est un ensemble de dispositifs plus ou moins complexe, qui se compose d'une chaine constituée des éléments suivants, comme illustré à la *figure III.2*:

- **Capteurs de mesure courant et tension**, fournissant les informations de mesure nécessaires à la détection des défauts ;
- **Relais de protection**, chargés de la surveillance permanente de l'état électrique du réseau, jusqu'à l'élaboration des ordres d'élimination des parties défectueuses, et leur commande par le circuit de déclenchement. Dans plusieurs systèmes de protection, il y a un relais principal ou primaire qui assure la protection principale (primary protection) et un relais de secours qui assure la protection de secours (back-up protection) si une fois il s'observe un disfonctionnement au niveau la protection principale ;
- **Organes de coupure**, dont leur fonction est l'élimination de défaut : disjoncteurs, interrupteurs-fusibles, contacteurs-fusibles.

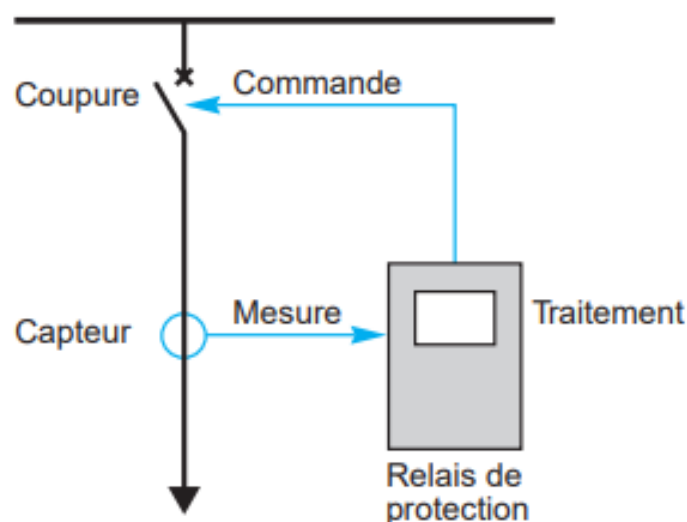


Figure III.2: chaîne de protection [11]

III.5 Qualité d'un bon système de protection

Les dispositifs de protection de tout réseau électrique doivent tenir compte des principes de base suivants [13]:

- Rapidité ;
- Sensibilité ;
- Fiabilité ;
- Sélectivité.

III.5.1 Rapidité

Les courts-circuits sont des incidents qu'il faut éliminer le plus vite possible pour ne pas endommager les équipements. Le temps d'élimination des courts-circuits doit être le plus court possible et comprend deux composantes principales :

- Le temps de fonctionnement des protections (quelques dizaines de millisecondes) ;
- Le temps d'ouverture des disjoncteurs, avec les disjoncteurs modernes (SF6 ou à vide), ces derniers sont compris entre 1 et 3 périodes (c'est-à-dire entre 20 et 60 millisecondes).

III.5.2 Sensibilité

La protection doit fonctionner dans un domaine très étendu de courants de courts-circuits entre :

- Le courant maximal qui est fixé par le dimensionnement des installations et est donc parfaitement connu ;
- Un courant minimal dont la valeur est très difficile à apprécier et qui correspond à un court-circuit se produisant dans des conditions souvent exceptionnelles.

La notion de sensibilité d'une protection est fréquemment utilisée en référence au courant de court-circuit le plus faible pour lequel la protection est capable de fonctionner.

III.5.3 Fiabilité

La protection doit être en mesure de remplir son rôle à tout instant sans défaillance. Cette fiabilité est liée à :

- **La sûreté** : qui est la probabilité de ne pas avoir de défaut de fonctionnement ;
- **La sécurité** : qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement intempestif.

III.5.4 La sélectivité

La protection doit être en mesure d'isoler le plus rapidement possible la partie du réseau affectée par un défaut et uniquement cette partie, en laissant sous tension toutes les parties saines du réseau.

Différents moyens peuvent être mis en œuvre pour assurer une bonne sélectivité dans la protection d'un réseau électrique [11] :

- **Sélectivité chronométrique par le temps** : Sélectivité chronométrique est une sélectivité dans laquelle les protections sollicitées sont organisées pour fonctionner de manière décalée dans le temps. La protection la plus proche de la source a la temporisation la plus longue ;
- **Sélectivité ampèremétrique par les courants** : Le principe de la sélectivité ampèremétrique est basé sur le fait que dans un réseau, le courant de défaut est d'autant plus faible que le défaut est plus éloigné de la source ;
- **Sélectivité par échange d'informations, dite sélectivité logique** : Ce principe est utilisé lorsque l'on souhaite obtenir un temps court d'élimination de défaut. L'échange d'informations logiques entre protections successives permet la suppression des intervalles de sélectivité, et donc de réduire considérablement le retard de déclenchement des disjoncteurs situés les plus près de la source. En effet, dans un réseau en anneau, les protections situées en amont du point de défaut sont sollicitées, celles en aval ne le sont pas ; cela permet de localiser sans ambiguïté le point de défaut et le disjoncteur à commander. Chaque protection sollicitée par un défaut envoie :
 - Un ordre d'attente logique à l'étage amont (ordre d'augmentation de la temporisation propre du relais amont),
 - Un ordre de déclenchement au disjoncteur associé sauf s'il a lui-même reçu un ordre d'attente logique de l'étage aval. Un déclenchement temporisé est prévu en secours.
- **Sélectivité par utilisation de protections directionnelles** : Dans un réseau bouclé, où un défaut est alimenté par les deux extrémités, il faut utiliser une

protection sensible au sens d'écoulement du courant de défaut pour pouvoir le localiser et l'éliminer de façon sélective : c'est le rôle des protections directionnelles à maximum de courant. Les actions de la protection seront différentes selon le sens du courant, c'est-à-dire suivant le déphasage du courant par rapport à une référence donnée par le vecteur de tension ; le relais doit donc disposer à la fois des informations de courant et de tension ;

- **Sélectivité par utilisation de protections différentielles** : Ces protections comparent les courants aux deux extrémités du tronçon de réseau surveillé. Toute différence d'amplitude et de phase entre ces courants signale la présence d'un défaut : la protection ne réagit qu'aux défauts internes à la zone couverte et est insensible à tout défaut externe ;
- **Sélectivités combinées** : afin d'assurer une meilleure performance globale (technique et économique), ou un niveau de secours (back-up). Plusieurs exemples pratiques d'application par association de sélectivités, parmi ces combinaisons nous pouvons avoir :
 - Ampèremétrique + chronométrique,
 - Logique + chronométrique,
 - Chronométrique + directionnelle,
 - Logique + directionnelle,
 - Différentielle + chronométrique.

Etant donné qu'il est pratiquement impossible de satisfaire simultanément toutes ces qualités mentionnées ci-haut, un compromis est inévitablement nécessaire pour obtenir le système le plus optimal possible.

III.6 Calcul des courants de courts-circuits et détermination du pouvoir de coupure des disjoncteurs du poste d'interconnexion de Goma

III.6.1 Méthode de calcul

Il existe plusieurs méthodes de calcul des courants de courts-circuits dans un système électrique notamment :

- **La méthode conventionnelle** : qui permet sans connaître les impédances ou les I_{cc} de la partie d'installation en amont du circuit considéré, de calculer les courants de court-circuit minimaux et les courants de défaut à l'extrémité d'une canalisation [24].

Elle est basée sur l'hypothèse que la tension à l'origine du circuit est égale à 80% de la tension nominale de l'installation pendant la durée du court-circuit ou du défaut.

Cette méthode est essentiellement utilisée pour les circuits terminaux dont l'origine est suffisamment éloignée de la source d'alimentation (réseau ou groupe) ;

- **La méthode des compositions** : utilisable quand les caractéristiques de l'alimentation ne sont pas connues. L'impédance amont du circuit considéré est calculée à partir de l'estimation du courant de court-circuit à son origine [24].
- **La méthode dite « simplifiée »** : qui par l'exploitation de tableaux établis avec de nombreuses hypothèses simplificatrices, donne directement pour chaque section de conducteur [24]:
 - Le courant assigné du dispositif assurant sa protection contre les surcharges ;
 - Les longueurs maximales de canalisations protégées contre les contacts indirects ;
 - Les longueurs admissibles du point de vue des chutes de tension.

Ces tableaux présentent en fait des résultats de calculs essentiellement effectués par les deux méthodes, de composition et conventionnelle.

Elle s'applique directement aux installations BT, et avec des coefficients correcteurs si la tension est différente de 230/400 V.

- **La méthode des impédances** : qui permet de calculer les courants de défaut en tout point d'une installation avec une bonne précision. Elle consiste à totaliser séparément les différentes résistances et réactances de la boucle de défaut, depuis et y compris la source, jusqu'au point considéré ; puis à calculer l'impédance correspondante. L'I_{cc} est enfin obtenu par l'application de la loi d'Ohm [24].
- **La méthode des composantes symétriques** : La méthode des composantes symétriques consiste à ramener le système réel à la superposition de trois réseaux monophasés indépendants. Basée sur le théorème de Thevenin, elle consiste à calculer une source de tension équivalente au point de court-circuit pour ensuite déterminer le courant en ce même point. Toutes les alimentations du réseau et les machines synchrones et asynchrones sont remplacées par leurs impédances (directe, inverse et homopolaire) [24] [25].

Cette méthode est applicable à tous les types de réseaux à distribution radiale et ce quel que soit leur tension.

Le choix de méthode dépend des certains paramètres techniques dont la configuration du réseau à étudier, de la précision dans les calculs mais également de différents niveaux de tension du réseau en question.

Pour les calculs des courants de courts-circuits pour notre poste, nous utiliserons la méthode des composantes symétriques, par laquelle nous avons démontré au chapitre II, les formules de calcul pour les différents types de courts-circuits qui surgissent souvent dans un réseau électrique. Pour la détermination des impédances symétriques nous utiliserons la méthode dites " impédances associées aux composantes symétriques" décrite dans les cahiers techniques Schneider n° 18 et n°158 selon les normes NFC-15-105 et CEI 909 (VDE 0102).

III.6.1.1 Impédances associées aux composantes symétriques [22] [25]

Pour les machines tournantes et les transformateurs, les ordres de grandeurs des impédances sont indiqués en pourcentage, ils sont donnés par :

$$Z (\%) = \frac{Z \times 100 \times S_n}{U_n^2} \quad (\text{III.1})$$

De l'équation III.1, nous tirons :

$$Z = \frac{z (\%) \times U_n^2}{100 \times S_n} \quad (\text{III.2})$$

Avec : Z = impédance cyclique, U_n = tension nominale et S_n = la puissance apparente nominale

➤ Pour machines synchrones

Les génératrices donnent naissance à la composante directe de la puissance. Les défauts sont créateurs des composantes inverse et homopolaire qui se dirigent du lieu du défaut vers les éléments équilibrés en s'atténuant progressivement.

Lors d'une perturbation, la réactance directe d'une machine varie de sa valeur subtransitoire à sa valeur synchrone. Dans un calcul de défaut on peut retenir les valeurs suivantes en % :

Tableau III.1: réactances des machines synchrones [25]

Réactance %	Pôles saillants	Entrefer constant
Subtransitoire	30	20
Transitoire	40	25
Synchrone	120	200

La réactance inverse est inférieure à la réactance directe transitoire, soit environ 20 %.

La réactance homopolaire n'est prise en compte que lorsque le neutre de l'alternateur est réuni à la terre directement ou à travers une bobine/résistance. Sa valeur est de l'ordre de la moitié de la réactance subtransitoire, soit environ 10 %.

➤ Pour les machines asynchrones

La composante directe engendre dans les moteurs des champs tournants dans le sens direct (couple utile). La composante inverse engendre des champs tournants générateurs de couples de freinage.

Usuellement on peut considérer la réactance directe comme une impédance passive : $U^2 / (P - jQ)$.

La réactance inverse varie entre 15 % et 30 %. Elle est approximativement égale à la réactance de démarrage.

La réactance homopolaire est très faible.

➤ **Pour les transformateurs**

La circulation d'un courant homopolaire dans les enroulements d'un transformateur nécessite un couplage ayant un point neutre relié à la terre ou à un conducteur de neutre.

Ils présentent aux courants des systèmes direct et inverse une impédance égale à leur impédance de court-circuit, soit 4 % à 15 %.

La réactance homopolaire dépend du mode de couplage des enroulements et de la nature du circuit magnétique. Le *tableau III.2* indique des ordres de grandeur de cette réactance et présente différents couplages possibles.

Tableau III.2: : réactances homopolaires des transformateurs en fonctions de leurs couplages [25]

Transformateur (vu du secondaire)		Réactance homopolaire
Pas de neutre		∞
Yyn ou Zyn	Flux libre	∞
	Flux forcé	10 à 15 X_d
Dyn ou YNyn		X_d
Primaire zn		0,1 à 0,2 X_d

➤ **Pour les lignes aériennes (cas des lignes transposées).**

L'impédance et la capacité directes ou inverses dépendent de la géométrie de la ligne.

L'impédance homopolaire vaut environ trois fois l'impédance directe.

La capacité homopolaire vaut environ 0,6 fois la capacité directe.

Tableau III.3: : réactances homopolaires des lignes pour chaque niveau de tension [25]

Ligne		BT	MT	HT
Rd = Ri	Ω/km	0,3	0,7	0,02 à 0,12
Rd = Ri	Ω/km	0,3	0,4	0,2 à 0,4
Cd = Ci	nF/km	-	10	9 à 13
	$\mu\text{S}/\text{km}$	-	3,3	3 à 4
Ro	Ω/km	-	-	0,25
Ro	Ω/km	-	8	0,75 à 1,5
Cd = Ci	nF/km	-	5	4,5 à 9
	$\mu\text{S}/\text{km}$	-	-	1,5 à 3

➤ Pour les câbles

La réactance et la capacité directes et inverses sont fonction de la géométrie des câbles.

Les caractéristiques homopolaires d'un câble ne se déduisent pas facilement de celles directe et inverse. Elles sont en général négligeables devant celles des transformateurs qu'il alimente.

Tableau III.4: réactances et capacités des câbles pour chaque niveau de tension [25]

Ligne		BT	MT	HT
Rd = Ri	Ω/km	0,12 à 0,16	0,08 à 0,16	0,02 à 0,05
Rd = Ri	Ω/km	0,06 à 0,10	0,08 à 0,12	0,1 à 0,2
Cd = Ci	nF/km	1	0,1 à 0,6	0,2
	$\mu\text{S}/\text{km}$	0,3	0,03 à 0,2	0,07
Ro	Ω/km	1	0,1	-
Ro	Ω/km	0,12 à 0,2	0,16	-
Cd = Ci	nF/km	2	0,1 à 0,6	4,5 à 9
	$\mu\text{S}/\text{km}$	0,6	0,03 à 0,2	1,5 à 3

III.6.2 Énoncé du problème

Soit le schéma unifilaire simplifié du poste d'interconnexion de Goma illustré par la *figure III.3*, déterminons les courants de courts-circuits aux différents points de défaut allant de A jusqu'à M et en déduisons le pouvoir de coupure des disjoncteurs partant de D1 jusqu'à D17.

Caractéristiques des différents équipements du poste :

Arrivée Virunga(V) : $U_{nV} = 33\text{kV}$, $S_{nV} = 7\text{MVA}$, $\text{Cos}\varphi = 0,85$

Arrivée SOCODEE(SO) : $U_{nSO} = 33\text{kV}$, $S_{nV} = 5\text{MVA}$, $\text{Cos}\varphi = 0,85$

Arrivée SNEL(S) : $U_{nS} = 33\text{kV}$, $S_{nS} = 24\text{MVA}$, $\text{Cos}\varphi = 0,85$

Arrivée NURU (N) : $U_{nN} = 11\text{kV}$, $S_{nN} = 1,6\text{MVA}$, $\text{Cos}\varphi = 0,85$

$$\text{Transformateur T1} \equiv \begin{cases} 70\text{kV}/33\text{kV} \\ S_n = 25\text{MVA} \\ U_{cc} = 10\% \\ \text{couplage Yd} \end{cases}$$

$$\text{Transformateur T2} \equiv \begin{cases} 11\text{kV}/33\text{kV} \\ S_n = 1,6\text{MVA} \\ U_{cc} = 7\% \\ \text{couplage Yd} \end{cases}$$

$$\text{Transformateur T3} \equiv \text{T4} \equiv \begin{cases} 33\text{kV}/15\text{kV} \\ S_n = 40\text{MVA} \\ U_{cc} = 8\% \\ \text{couplage Yd} \end{cases}$$

$$\text{Transformateur T5} \equiv \text{T6} \equiv \begin{cases} 15\text{kV}/0,4\text{kV} \\ S_n = 160\text{kVA} \\ U_{cc} = 5,5\% \\ \text{couplage ZNyn} \end{cases}$$

$$\text{Transformateur T7} \equiv \begin{cases} 15\text{kV}/6,6\text{kV} \\ S_n = 2,5\text{MVA} \\ U_{cc} = 7\% \\ \text{couplage Yd} \end{cases}$$

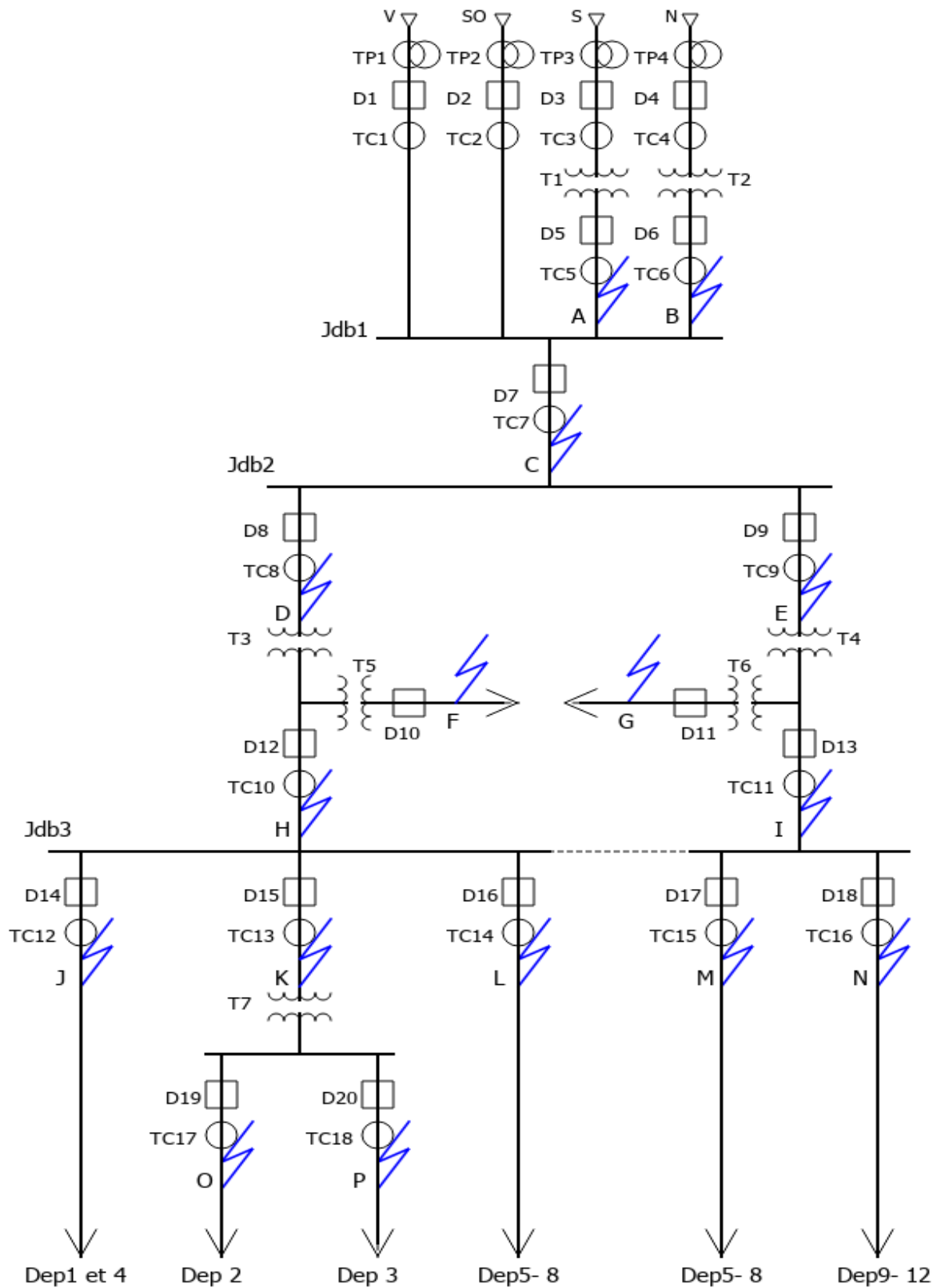


Figure III.3: schéma unifilaire simplifié du poste d'interconnexion de Goma

Hypothèses de calcul

Par manque de certaines données sur nos réseaux interconnectés, nous avons pris certaines hypothèses pour effectuer certains calculs.

Ces hypothèses ont été prises sur base des paragraphes précédents mais également en se référant aux valeurs caractéristiques des équipements réels (*cfr Annexe A,*) qui ont les caractéristiques similaires ou presque avec nos équipements.

- 1) Puissance des courts-circuits amont pour l'arrivée SNEL est $S_{ccS} = 500\text{MVA}$, pour l'arrivée NURU est $S_{ccN} = 250\text{MVA}$, pour l'arrivée Virunga est $S_{ccV} = 250\text{MVA}$ et pour l'arrivée SOCODEE est $S_{ccSO} = 250\text{MVA}$. Ces deux puissances de courts-circuits sont utilisées lorsqu'on ne connaît pas la valeur de S_{cc} amont en un point du réseau. Elles sont prises en fonction de la puissance nominale du réseau [22].
- 2) On néglige les résistances internes des transformateurs ;
- 3) On néglige les impédances des câbles ;
- 4) Pour les transformateurs [26] [27] [28]:
 - T1 \equiv Zd (%) = Zi (%) = 10 %
 - T2 \equiv Zd (%) = Zi (%) = 7 %
 - T3 \equiv T4 Zd (%) = Zi (%) = 8 %
 - T5 \equiv T6 Zd (%) = Zi (%) = Zo (%) = 5,5 %
 - T7 \equiv Zd (%) = Zi (%) = 7 %

Détermination des courants de courts-circuits Icc aux points indiqués

- a. Partant de la première hypothèse (1), nous pouvons déjà conclure que le disjoncteur D3 devra être dimensionné à $S_{cc} = 500\text{MVA}$, tandis que les disjoncteurs D1, D2 et D4 devront être dimensionnés à $S_{cc} = 250\text{MVA}$.

b. Calcul de Icc au point A

- **Impédances de l'arrivée SNEL ramené au secondaire du transformateur T1**

Sachant que $S_{ccS} = 500\text{MVA}$ or $S_{cc} = \frac{U_n^2}{Z_a}$ et $Z = R + jX$ avec R négligeable,

on a :

$$\Rightarrow Z_a = j \frac{U_n^2}{S_{ccS}} = j \frac{(33000)^2}{500 \cdot 10^6} = j 2,178 \Omega$$

D'où les impédances directes et inverse de l'arrivée SNEL ramené au secondaire du transformateur T1 sont données par :

$$Z_{ds} = Z_{is} = Z_a = j 2,178\Omega \quad (\text{III.3})$$

- **Impédances du transformateur T1 ramené au secondaire**

On sait que $Z_d (\%) = Z_i (\%) = 10 \%$

$$\Rightarrow Z_{dT1} = j \frac{Z_d (\%) \times U_n^2}{100 \times S_n} = j \frac{10}{100} \frac{(33000)^2}{25 \cdot 10^6} = j 4,356\Omega$$

D'où les impédances directe et inverse du transformateur T1 sont données par :

$$Z_{dT1} = Z_{iT1} = j 4,356\Omega \quad (\text{III.4})$$

En sommant les équations (III.3) et (III.4), nous obtenons les impédances totales directe et inverse amont vues du point A.

$$Z_{dA} = Z_{iA} = Z_{ds} + Z_{dT1} = j 2,178\Omega + j 4,356\Omega = j 6,534\Omega \quad (\text{III.5})$$

D'où :

- Le courant de court-circuit triphasé en utilisant les formules du *tableau II.1* vaut :

$$|I_{CC\ 3\sim}| = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot |Z_{dA}|} = \frac{33000}{\sqrt{3} \cdot 6,534} = 2915,91\ A \approx 2,9\ kA \quad (\text{III.6})$$

- Le courant de court-circuit biphasé isolé en utilisant les formules du *tableau II.1* vaut :

$$|I_{CC\ 2\sim}| = \frac{U}{|Z_{dA} + Z_{iA}|} = \frac{33000}{6,534 + 6,534} = 2525,25\ A \approx 2,52\ kA \quad (\text{III.7})$$

Conclusion : le disjoncteur D5 devra donc couper un courant un courant de court-circuit de 2,9kA, soit une puissance de coupure S_{ccA} de :

$$S_{ccA} = \sqrt{3} \cdot 33000 \cdot 2915,91 = 166,66\ MVA$$

c. Calcul de Icc au point B

- **Impédances de l'arrivée NURU ramenées au secondaire du transformateur T2**

On sait que $S_{ccN} = 250\ MVA$

$$\Rightarrow Z_a = j \frac{U_n^2}{S_{ccN}} = j \frac{(33000)^2}{250 \cdot 10^6} = j 4,356\Omega$$

D'où les impédances directes et inverse de l'arrivée NURU ramenées au secondaire du transformateur T2 sont données par :

$$Z_{dN} = Z_{iN} = Z_a = j 4,356\Omega \quad (\text{III.8})$$

- **Impédances du transformateur T2 ramené au secondaire**

On sait que $Z_d (\%) = Z_i (\%) = 7 \%$

$$\Rightarrow Z_{dT2} = j \frac{Z_d (\%) \times U_n^2}{100 \times S_n} = j \frac{7}{100} \frac{(33000)^2}{1,6.10^6} = j 47,64\Omega$$

D'où les impédances directe et inverse du transformateur T1 sont données par :

$$Z_{dT2} = Z_{iT2} = j 47,64\Omega \quad (\text{III.9})$$

En sommant les équations (III.8) et (III.9), nous obtenons les impédances totales directe et inverse amont vues du point B.

$$Z_{dB} = Z_{iB} = Z_{dN} + Z_{dT2} = j 4,356\Omega + j 47,64\Omega = j 51,996\Omega \quad (\text{III.10})$$

D'où :

- Le courant de court-circuit triphasé vaut :

$$|I_{CC\ 3\sim}| = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot |Z_{dB}|} = \frac{33000}{\sqrt{3} \cdot 51,996} = 366,42\ A \approx 0,36\ kA \quad (\text{III.11})$$

- Le courant de court-circuit biphasé isolé vaut :

$$|I_{CC\ 2\sim}| = \frac{U}{|Z_{dB} + Z_{iB}|} = \frac{33000}{48,06 + 46,06} = 343,32\ A \approx 0,34\ kA \quad (\text{III.12})$$

Conclusion : le disjoncteur D6 devra donc couper un courant un courant de court-circuit de 0,4 kA, soit une puissance de coupure S_{ccB} de :

$$S_{ccB} = \sqrt{3} \cdot 33000 \cdot 366,42 = 20,94\ MVA$$

d. Calcul de Icc aux points C, D et E

Etant donné que les impédances des câbles sont négligées, les courants de court-circuit aux points C, D, et E sont identiques. On a donc :

$$Z_{dC} = Z_{iC} = Z_{dV} // Z_{dSO} // Z_{dA} // Z_{dB}$$

$$\text{Avec } Z_{dV} = Z_{dSO} = j \frac{(33000)^2}{250.10^6} = j 4,356\Omega$$

$$\Rightarrow Z_{dC} = Z_{iC} = j 1,5837\Omega \quad (\text{III.13})$$

D'où :

- Le courant de court-circuit triphasé vaut :

$$|I_{CC\ 3\sim}| = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot |Z_{dC}|} = \frac{33000}{\sqrt{3} \cdot 1,5837} = 12030,06\text{ A} \simeq 12\text{ kA} \quad (\text{III.14})$$

- Le courant de court-circuit biphasé isolé vaut :

$$|I_{CC\ 2\sim}| = \frac{U}{|Z_{dC} + Z_{iC}|} = \frac{33000}{1,5837 + 1,58037} = 10418,63\text{ A} \simeq 10,41\text{ kA} \quad (\text{III.15})$$

Conclusion : les disjoncteurs D7, D8 et D9 devront donc couper un courant un courant de court-circuit de 12 kA, soit une puissance de coupure S_{CC} de :

$$S_{CC} = \sqrt{3} \cdot 33000 \cdot 12030,06 = 687,61\text{ MVA}$$

e. Calcul de Icc aux points H, I, J, K, L, M et N

Comme les transformateurs T3 et T4 ont les mêmes caractéristiques, alors les courants de courts-circuits aux points H, I, J, K, L, M et N sont identiques.

Connaissant la puissance de court-circuit au primaire du transformateur T3 S_{CC} , alors l'impédance ramenée au secondaire de T3 est donnée par :

$$Z_{dT3'} = j \frac{U_n^2}{S_{CC}} = j \frac{(15000)^2}{687,61.10^6} = j 0,327\Omega \quad (\text{III.16})$$

- **Impédances du transformateur T3 ramené au secondaire**

On sait que $Z_d (\%) = Z_i (\%) = 8 \%$

$$\Rightarrow Z_{dT3} = Z_{iT3} = j \frac{Z_d (\%) \times U_n^2}{100 \times S_n} = j \frac{8}{100} \frac{(15000)^2}{40.10^6} = j 0,45\Omega \quad (\text{III.17})$$

$$Z_{dH} = Z_{iH} = Z_{dT3'} + Z_{dT3} = j 0,327\Omega + j 0,45\Omega = j 0,777\Omega \quad (\text{III.18})$$

En sommant les équations (III.16) et (III.17), nous obtenons les impédances totales directe et inverse amont vues du point H.

D'où :

- Le courant de court-circuit triphasé vaut :

$$|I_{CC\ 3\sim}| = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot |Z_{dH}|} = \frac{15000}{\sqrt{3} \cdot 0,777} = 11145,758\ A \approx 11,14\ kA \quad (\text{III.19})$$

- Le courant de court-circuit biphasé isolé vaut :

$$|I_{CC\ 2\sim}| = \frac{U}{|Z_{dH} + Z_{iH}|} = \frac{15000}{0,777 + 0,777} = 9652,509\ A \approx 9,652\ kA \quad (\text{III.20})$$

Conclusion : les disjoncteurs D12, D13, D14, D15, D16, D17 et D18 devront donc couper un courant un courant de court-circuit de 11,14 kA, soit une puissance de coupure S_{cch} de :

$$S_{cch} = \sqrt{3} \cdot 15000 \cdot 11145,758 = 289,575\ MVA$$

f. Calcul de Icc aux points F et G

Comme les transformateurs T3 et T4 mais également T5 et T6 ont les mêmes caractéristiques, alors les courants de courts-circuits aux points F et G sont identiques.

Connaissant la puissance de court-circuit au primaire du transformateur T5 S_{cch} , alors l'impédance ramenée au secondaire de T5 est donnée par :

$$Z_{dT5'} = j \frac{U_n^2}{S_{cch}} = j \frac{(400)^2}{289,575 \cdot 10^6} = j\ 0,00055\ \Omega \quad (\text{III.21})$$

- **Impédances du transformateur T5 ramené au secondaire**

On sait que $Z_d (\%) = Z_i (\%) = 5,5\ \%$

$$\Rightarrow Z_{dT5} = Z_{iT5} = j \frac{Z_d (\%) \times U_n^2}{100 \times S_n} = j \frac{5,5}{100} \frac{(400)^2}{160 \cdot 10^3} = j\ 0,055\ \Omega \quad (\text{III.22})$$

En sommant les équations (III.21) et (III.22), nous obtenons les impédances totales directe et inverse amont vues du point F.

$$\begin{aligned} Z_{dF} = Z_{iF} &= Z_{dT5'} + Z_{dT5} \\ &= j\ 0,00055\ \Omega + j\ 0,055\ \Omega = j\ 0,05555\ \Omega \end{aligned} \quad (\text{III.23})$$

D'où :

- Le courant de court-circuit triphasé vaut :

$$|I_{CC\ 3\sim}| = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot |Z_{dF}|} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,05555} = 4157,33\ A \approx 4,157\ kA \quad (\text{III.24})$$

- Le courant de court-circuit biphasé isolé vaut :

$$|I_{CC\ 2\sim}| = \frac{U}{|Z_{dF}+Z_{iF}|} = \frac{400}{0,05555+0,05555} = 3600,36A \approx 3,6\ kA \quad (\text{III.25})$$

Conclusion : le disjoncteur D10 et D11 devra donc couper un courant un courant de court-circuit de 4,157 kA, soit une puissance de coupure S_{ccF} de :

$$S_{ccF} = \sqrt{3} \cdot 400 \cdot 4157,33 = 2,8\ MVA$$

g. Calcul de Icc aux points O et P

Les courants des courts-circuits aux points O et P sont identiques.

Connaissant la puissance de court-circuit au primaire du transformateur T7 S_{ccH} , alors l'impédance ramenée au secondaire de T7 est donnée par :

$$Z_{dT7'} = j \frac{U_n^2}{S_{ccH}} = j \frac{(6600)^2}{289,575 \cdot 10^6} = j\ 0,15\Omega \quad (\text{III.26})$$

- **Impédances du transformateur T7 ramené au secondaire**

On sait que $Z_d (\%) = Z_i (\%) = 7\ %$

$$\Rightarrow Z_{dT7} = Z_{iT7} = j \frac{Z_d (\%) \times U_n^2}{100 \times S_n} = j \frac{7}{100} \frac{(6600)^2}{2,5 \cdot 10^6} = j\ 1,219\Omega \quad (\text{III.27})$$

En sommant les équations (III.26) et (III.27), nous obtenons les impédances totales directe et inverse amont vues du point O.

$$Z_{dO} = Z_{iO} = Z_{dT7'} + Z_{dT7} = j\ 0,15\Omega + j\ 1,219\Omega = j\ 1,369\Omega \quad (\text{III.28})$$

D'où :

- Le courant de court-circuit triphasé vaut :

$$|I_{CC\ 3\sim}| = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot |Z_{dO}|} = \frac{6600}{\sqrt{3} \cdot 1,369} = 2782,04\ A \approx 2,78\ kA \quad (\text{III.29})$$

- Le courant de court-circuit biphasé isolé vaut :

$$|I_{CC\ 2\sim}| = \frac{U}{|Z_{dH}+Z_{iO}|} = \frac{6600}{1,369+1,369} = 2410,51\ A \approx 2,41\ kA \quad (\text{III.30})$$

Conclusion : les disjoncteurs D19 et D20 devront donc couper un courant un courant de court-circuit de 2,78 kA, soit une puissance de coupure S_{cc0} de :

$$S_{cc0} = \sqrt{3} \cdot 6600 \cdot 2782,04 = 31,8 \text{ MVA}$$

III.7 Choix des transformateurs des mesures (TC et TP) et des relais de protections du poste

III.7.1 Transformateur de courant TC

La fonction du TC est de reproduire en son enroulement secondaire un courant I' proportionnel au courant I au primaire. Le TC convertit le courant au primaire de l'ordre de kiloampères (kA) en un courant au secondaire d'ordre de 0 à 5 Ampères pour des raisons de mesure.

Les normes internationales ont déjà standardisé le courant secondaire à la valeur 1,2 et 5, selon les régions. Le *tableau III.5* montre un exemple des rapports n standardisés entre courants primaire et un courant secondaire de 5A.

Tableau III.5: rapports standardisés pour un TC [16]

Current Ratios						
50:5	100:5	150:5	200:5	250:5	300:5	400:5
450:5	500:5	600:5	800:5	900:5	1000:5	1200:5
1500:5	1600:5	2000:5	2400:5	2500:5	3000:5	3200:5
4000:5	5000:5	6000:5				

Le circuit équivalent du TC ramené au secondaire est donné à la *figure III.4*

Où :

- Z' : impédance de fuite au secondaire du TI
- X_e : Réactance d'excitation du TI (saturable)
- Z_B : impédance des équipements terminaux (relais, fils inclus)

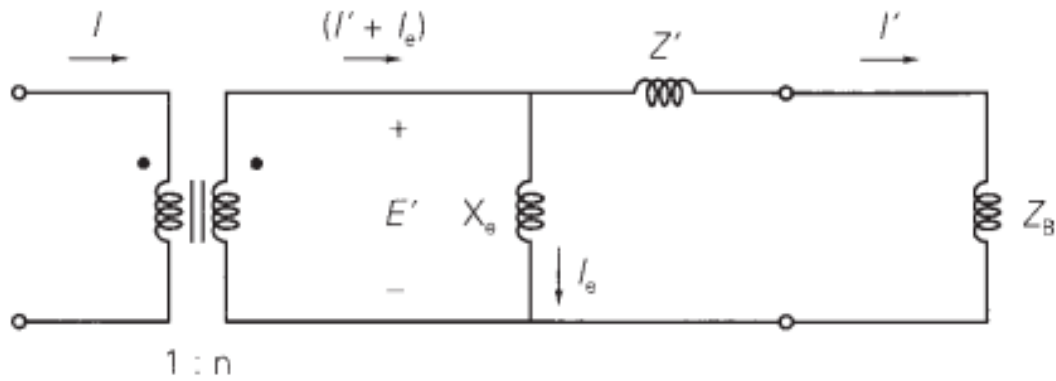


Figure III.4: circuit équivalent du TC ramené au secondaire [16]

Associé au circuit équivalent d'un TC, une courbe d'excitation qui détermine la relation entre la tension au secondaire du TC E' et le courant d'excitation I_e . Les courbes d'excitation pour un TC « manchon : bushing » à rapport multiples avec la précision classification ANSI C100 sont données à la figure III.5 : (*Manuel de relais de Westinghouse : Westinghouse Electric Corporation, 1972*).

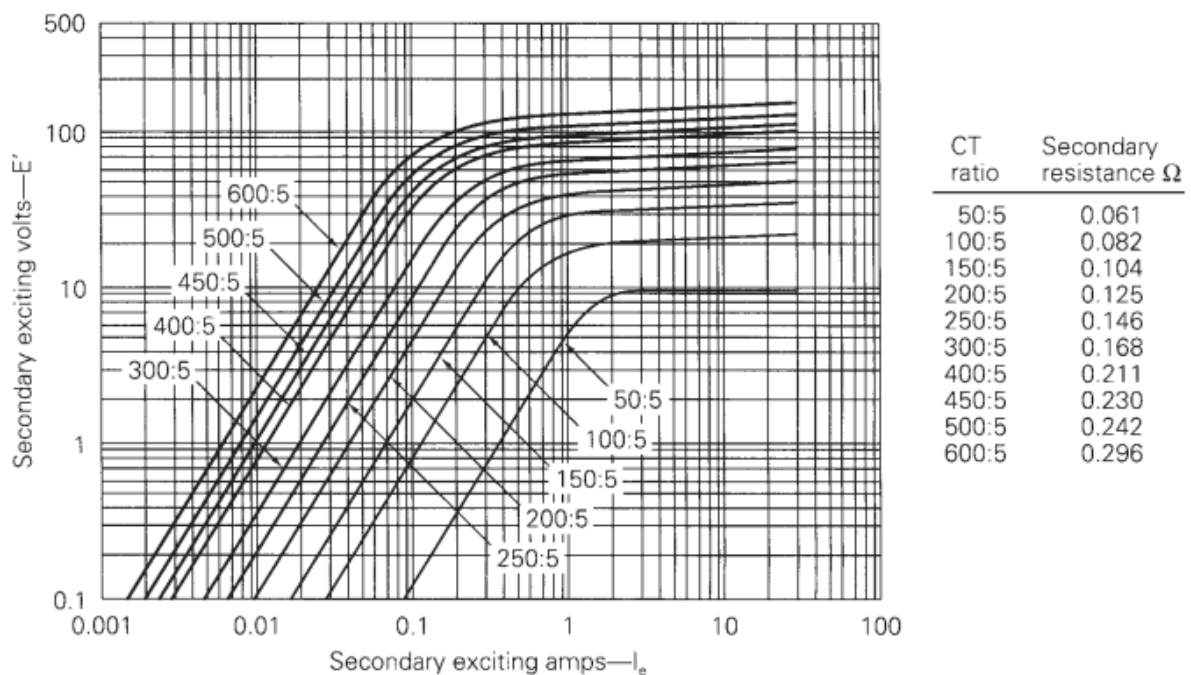


Figure III.5: courbes d'excitation d'un TC ($E'=f(I_e)$) [16]

Le choix d'un TC tient compte de sa performance. Cette performance est basée sur son habilité à fournir un courant secondaire I' qui reproduit fidèlement le courant primaire I . la performance est déterminé par le plus grand courant qui peut être reproduit sans que la saturation cause des erreurs énormes.

En utilisant le circuit équivalent d'un TC et les courbes d'excitation, les étapes suivantes peuvent permettre de déterminer la performance d'un TC :

- **Etape 1** : Supposer I' , un courant au secondaire du TC ;
- **Etape 2** : Calculer $E' = Z' + Z_B I'$;
- **Etape 3** : En utilisant E' , trouver I_e sur la courbe d'excitation ;
- **Etape 4** : Calculer $I = n (I' + I_e)$.

Pour des raisons de simplification, des calculs approximatifs sont faits avec des amplitudes au lieu des phaseurs. Aussi, l'erreur du TC est la différence en pourcentage entre $I' + I_e$ et I' donnée par :

$$TC_{\text{erreur}} = \frac{I_e}{I' + I_e} \times 100$$

➤ **Choix du rapport n pour les TC du poste d'interconnexion de Goma**

Le choix du rapport n pour nos TC sera fonction du courant nominal réel qui traverse leurs enroulements primaires. Pour ce faire, nous supposons que :

- Les départs Dep1(ROUTE SAKE), et Dep4(OUEST2) représentés par Dep1 et 4 sur le schéma simplifié du poste à la *figure III.3* supporte chacun une charge de 70A avec un coefficient d'utilisation de 0.95 ;
- Les départs Dep2(SOTRAKI), et Dep3(CAMP MILITAIRE) représentés par Dep2 et Dep3 sur le schéma simplifié du poste à la *figure III.3* supporte chacun une charge de 110A avec un coefficient d'utilisation de 0.95 ;
- Les départs Dep5(NORD1), Dep6(NORD2), Dep7(CENTRE1) et Dep8(CENTRE2) représentés par Dep5-8 sur le schéma simplifié du poste à la *figure III.3* supporte chacun une charge de 120A avec un coefficient d'utilisation de 0.95 ;
- Les départs Dep9(SUD1), Dep10(SUD2), Dep11(EST1) et Dep12(EST2) représentés par Dep9-12 sur le schéma simplifié du poste à la *figure III.3* supporte chacun une charge de 160A avec un coefficient d'utilisation de 0.95 ;
- Le coefficient de simultanéité est de 0.95.

➤ Calcul des courants nominaux

- Pour TC12, on a : $I_{N12} = 70 \times 0,95 = 66,3 \text{ A}$. D'où on prendra le rapport n_{12} normalisé 100:5.
- Pour TC17, on a : $I_{N17} = 110 \times 0,95 = 104,5 \text{ A}$. D'où on prendra le rapport n_{17} normalisé 150:5.
- Pour TC18, on a : $I_{N18} = 110 \times 0,95 = 104,5 \text{ A}$. D'où on prendra le rapport n_{18} normalisé 150:5
- Pour TC13, on a : $I_{N13} = \frac{6600}{15000} \times (I_{N17} + I_{N18}) \times 0,95$

$$= \frac{6600}{15000} \times (104,5 + 104,5) \times 0,95 = 87,362 \text{ A}$$

D'où on prendra le rapport n_{13} normalisé 100:5.

- Pour TC14, on a : $I_{N14} = 120 \times 0,95 = 114 \text{ A}$. D'où on prendra le rapport n_{14} normalisé 150:5
- Pour TC10, on a : $I_{N10} = (2 \times I_{N12} + I_{N13} + 2 \times I_{N14}) \times 0,95$

$$= (2 \times 66,3 + 87,362 + 2 \times 114) \times 0,95 = 447,962 \text{ A}$$

D'où on prendra le rapport n_{10} normalisé 450:5.

- Pour TC8, on a : $I_{N8} = \frac{15000}{33000} \times 447,962 = 203,61 \text{ A}$. D'où on prendra le rapport n_8 normalisé 250:5.
- Pour TC15, on a : $I_{N15} = 120 \times 0,95 = 114 \text{ A}$. D'où on prendra le rapport n_{14} normalisé 150:5.
- Pour TC16, on a : $I_{N16} = 160 \times 0,95 = 152 \text{ A}$. D'où on prendra le rapport n_{16} normalisé 200:5.
- Pour TC11, on a : $I_{N11} = (2 \times I_{N15} + 4 \times I_{N16}) \times 0,95$

$$= (2 \times 114 + 4 \times 152) \times 0,95 = 794,2 \text{ A}$$

D'où on prendra le rapport n_{11} normalisé 800:5.

- Pour TC9, on a : $I_{N9} = \frac{15000}{33000} \times 794,2 = 361 \text{ A}$. D'où on prendra le rapport n_9 normalisé 400:5.
- Pour TC7, on a : $I_{N7} = (I_{N8} + I_{N9}) \times 0,95$
 $= (203,61 + 361) \times 0,95 = 536,38 \text{ A}$

D'où on prendra le rapport n_7 normalisé 600:5.

- Pour TC1, on a : $I_{N1} = \frac{S_{nV}}{\sqrt{3} \cdot U_{nV}} = \frac{7 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 33 \cdot 10^3} = 122,4 \text{ A}$. D'où on prendra le rapport n_1 normalisé 150:5.
- Pour TC2, on a : $I_{N2} = \frac{S_{nSO}}{\sqrt{3} \cdot U_{nSO}} = \frac{5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 33 \cdot 10^3} = 87,4 \text{ A}$. D'où on prendra le rapport n_2 normalisé 100:5.
- Pour TC3, on a : $I_{N3} = \frac{S_{nS}}{\sqrt{3} \cdot U_{nS}} = \frac{24 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 70 \cdot 10^3} = 197,9 \text{ A}$. D'où on prendra le rapport n_3 normalisé 200:5.
- Pour TC4, on a : $I_{N4} = \frac{S_{nN}}{\sqrt{3} \cdot U_{nN}} = \frac{16 \cdot 10^5}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 10^3} = 83,97 \text{ A}$. D'où on prendra le rapport n_4 normalisé 100:5.
- Pour TC5, on a : $I_{N5} = \frac{S_{nS}}{\sqrt{3} \cdot U_{nS}} = \frac{24 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 33 \cdot 10^3} = 419,89 \text{ A}$. D'où on prendra le rapport n_5 normalisé 450:5.
- Pour TC6, on a : $I_{N6} = \frac{S_{nN}}{\sqrt{3} \cdot U_{nN}} = \frac{16 \cdot 10^5}{\sqrt{3} \cdot 33 \cdot 10^3} = 28 \text{ A}$. D'où on prendra le rapport n_6 normalisé 50:5.

III.7.2 Transformateur de potentiel TP

La fonction d'un transformateur de tension est de fournir à son secondaire une tension image de celle qui lui est appliquée au primaire. L'utilisation concerne autant la mesure que la protection.

Pour des exigences du système de protection ou de mesure, les TPs sont généralement considérés être efficacement exactes (précis). Ainsi donc, le TP est souvent modélisé comme un transformateur idéal, illustré par la *figure III.6* :

Où :

- Z_L : impédance de fuite au secondaire du TP ;
- Z_H : impédance de fuite primaire ramené au secondaire du TP ;
- Z_B : impédance des équipements terminaux (relais, fils inclus).

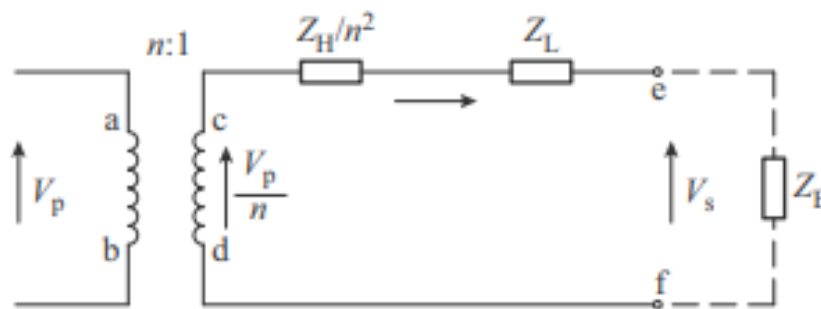


Figure III.6: circuit équivalent d'un TP ramené au secondaire [13]

Ainsi donc, $V'_p = (1/n) V_p$ où V'_p est la représentation réduite de V_p . La tension standardisée au secondaire d'un TP est de 115V ou 120V entre phases, avec des valeurs ligne-neutre correspondantes. La majorité des relais de protection ont des tensions nominales de 120V ou 69V, selon que leur connexion est ligne à ligne ou ligne à neutre [13].

Pour le cas des TP du poste d'interconnexion de Goma, on prendra :

- Pour TP1, $n_1 = 33 \text{ kV} / 0,12\text{kV}$
- Pour TP2, $n_2 = 33 \text{ kV} / 0,12\text{kV}$
- Pour TP3, $n_3 = 70 \text{ kV} / 0,12\text{kV}$
- Pour TP4, $n_4 = 11 \text{ kV} / 0,12\text{kV}$

III.7.3 Relais de protection

Les relais de protection qui surveillent en permanence les grandeurs électriques du réseau, comportent des associations de fonctions élémentaires, dont la combinaison est adaptée aux éléments de réseau surveillés. Comme illustré à la *figure III.7*, le relais comprend :

- L'entrée analogique de mesure de la grandeur observée, issue du capteur ;
- Le résultat logique du traitement de la mesure (noté S) ;
- La sortie logique instantanée de la fonction de protection, à usage de signalisation par exemple (noté Si) ;
- La sortie logique temporisée de la fonction de protection, à usage d'action de commande de déclenchement du disjoncteur (noté St).

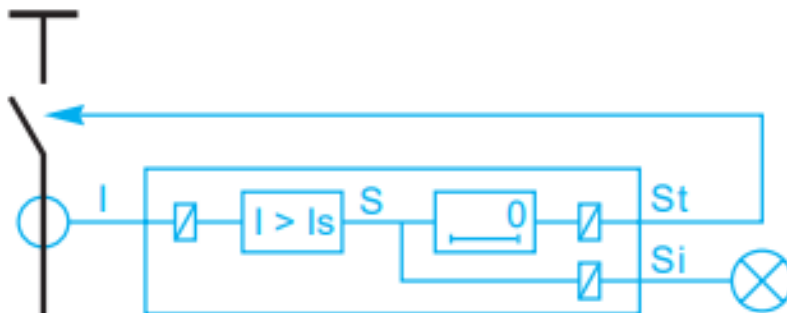


Figure III.7 : principe de fonctionnement d'un relais (ex. de relais à maximum de courant ANSI 51 (cfr ANNEXE A)) [11]

Pour le système de protection du poste d'interconnexion de Goma, nous avons choisi les relais de surintensité (OverCurrent relays), pour la détection des courants des courts-circuits.

Relais de surintensité (OverCurrent Relays)

En fonction des caractéristiques de fonctionnement du relais, les relais de surintensité peuvent être classés en trois groupes : courant défini ou instantané, temps défini ou temps-retard et temps inverse.

Les relais de surintensité instantanés répondent à l'amplitude du courant à leurs entrées comme montré sur la *figure III.8*, les zones déclenché et bloqué.

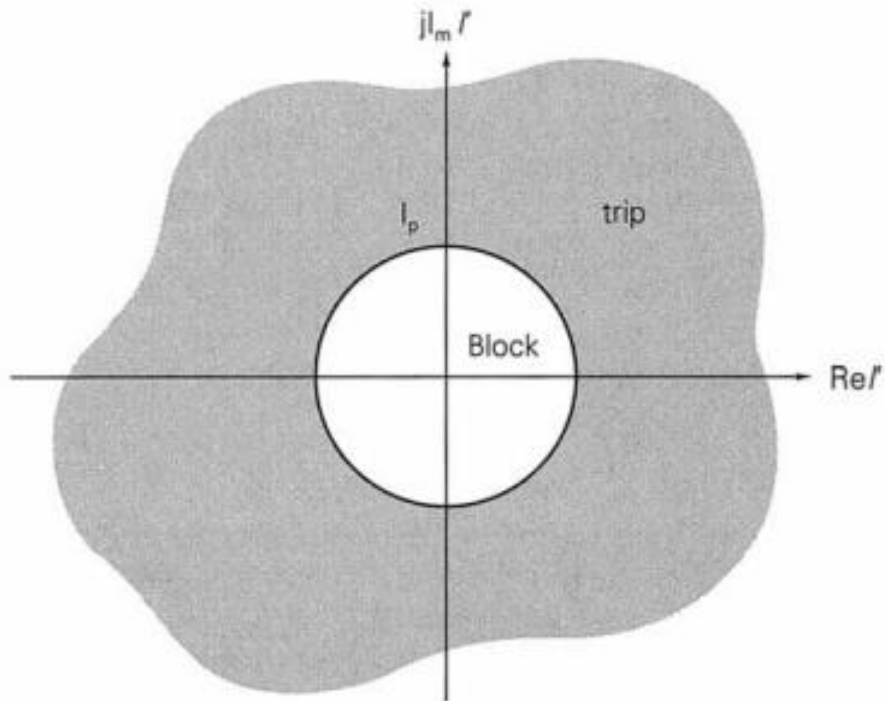


Figure III.8: les régions du Relais [16]

Si l'amplitude du courant $I' = |I'|$ excède une amplitude de courant spécifique réglable I_p , appelé le courant seuil « pickup », alors les contacts du relais ferment « instantanément » pour énergétiser (exciter) la bobine déclencheur du disjoncteur (Enclenché =trip). Si $I' < I_p$: les contacts du relais restent ouverts ainsi la bobine déclencheur reste bloqué=block.

Le relais de surintensité avec un retard répond aussi à l'amplitude du courant à leurs entrées, mais avec un temps de retard intentionnel. Comme illustré à la *figure III.9*, le temps de retard dépend de l'amplitude du courant à l'entrée.

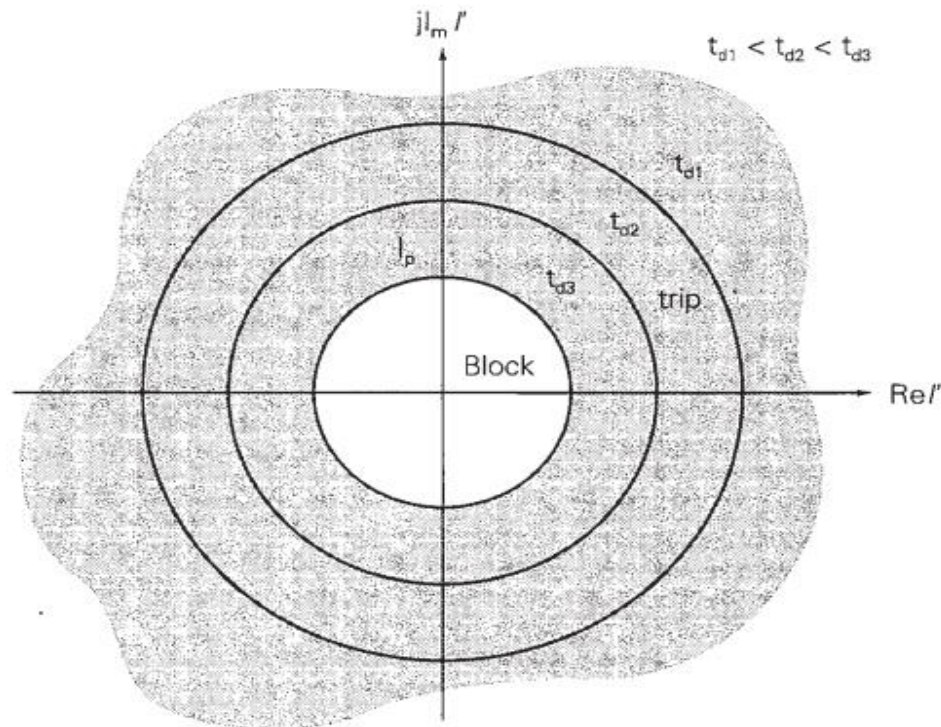


Figure III.9: les régions du Relais temps-retard [16]

Si l'amplitude du courant $I' = |I'|$ est trop grande à l'amplitude de courant spécifique réglable I_p , alors le relais opère (ou alors ses déclencheurs) après une courte durée (temps retard petit : $td1$). : Enclenché. Au cas où le courant à l'entrée est petit (multiple du courant I_p), le relais déclenche avec un grand retard $td3$: Enclenché. Si $I' < I_p$: les contacts du relais restent ouverts ainsi la bobine déclencheur reste à la position bloquée= block.

Le relais de surintensité à temps inverse retard répond aussi à l'amplitude du courant à leurs entrées après un certain délai. Ce délai est inversement proportionnel à la valeur du courant en entrée. Cela signifie que plus le courant est élevé, plus le délai de déclenchement est court.

III.8 Protections contre les surtensions

Les surtensions sont des perturbations d'origine interne (choc de manœuvre) ou d'origine externe (coup de foudre) qui se superposent à la tension nominale d'un circuit. Elles peuvent apparaître : entre phases ou entre circuits différents, et sont dites de mode différentiel, entre les conducteurs actifs et la masse ou la terre et sont dites de mode

commun. Les dispositifs de protection utilisés contre les surtensions sont les éclateurs et les parafoudres [29].

Les éclateurs et les parafoudres sont les dispositifs utilisés pour écrêter, limiter les surtensions transitoires de forte amplitude. Ils sont généralement dimensionnés pour intervenir sur les surtensions de foudre. Utilisés en MT et HT, ils sont placés sur les points des réseaux particulièrement exposés (au niveau des transformateurs) et à l'entrée des postes. Leur rôle est de constituer un point faible maîtrisé dans l'isolement du réseau, afin qu'un amorçage éventuel se produise systématiquement là.

III.9 Coordination des protections du poste

Il ne suffit pas seulement de dimensionner ou de choisir les dispositifs de protection et se dire qu'on dispose déjà d'un système de protection, sans tenir compte de l'une de ses composantes qui est la coordination ou sélectivité des protections. Sans la coordination entre protections, ces dernières peuvent fonctionner mais pas comme elles étaient censées le faire. C'est pourquoi il convient de les coordonner entre elles pourvu que chaque protection fonctionne pour la tâche qui lui a été confiée (élimination rapide des défauts).

Cette coordination précisera les temps d'élimination des défauts qui devront être :

- Satisfaisants pour la sécurité du personnel ;
- Conformes à la tenue du matériel ;
- Sélectifs avec les installations voisines.

La *figure III.10* illustre la coordination des protections du poste d'interconnexion de Goma dont les principes de fonctionnement seront explicités aux paragraphes suivants.

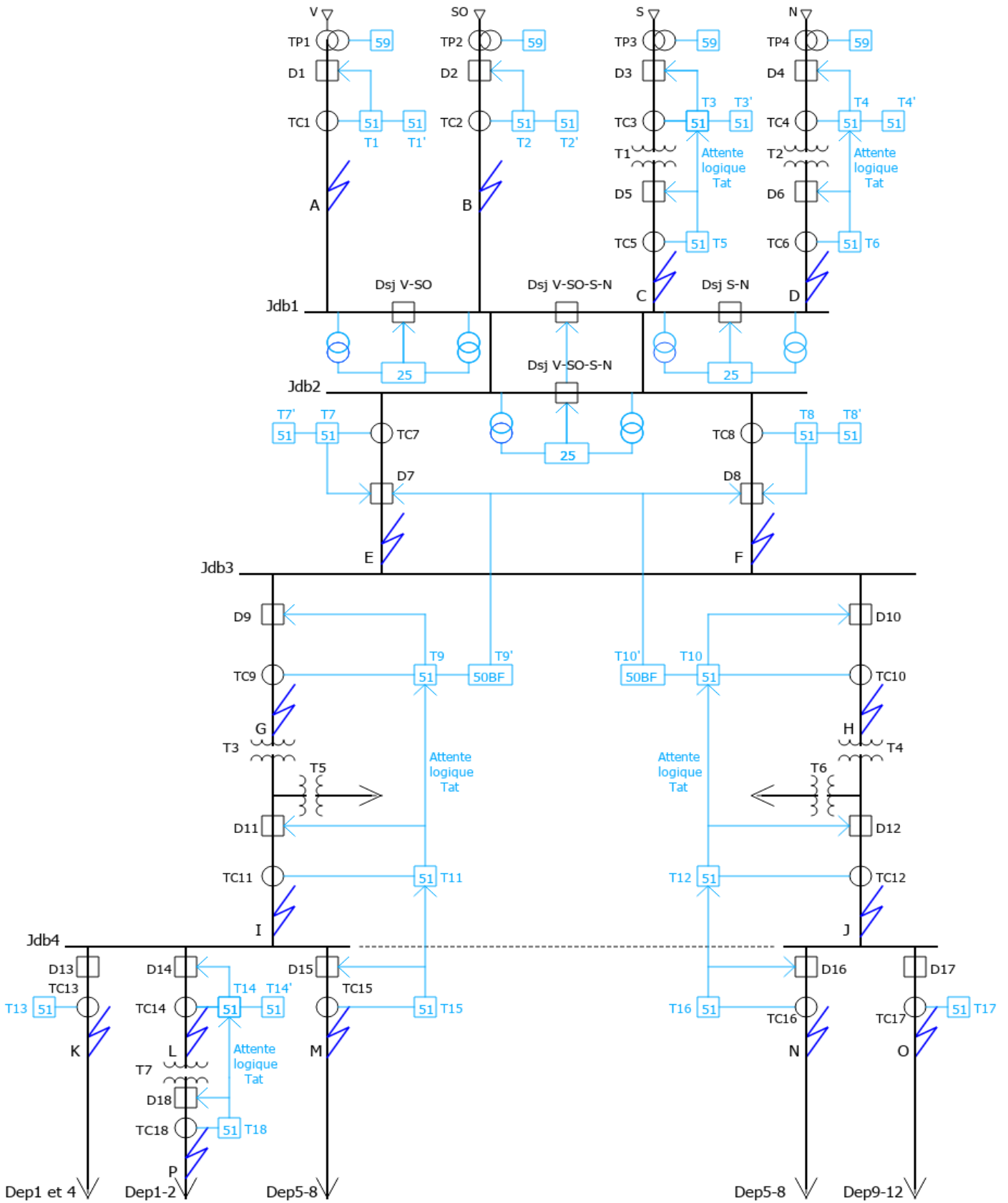


Figure III.10: coordination des protections du poste d'interconnexion de Goma

➤ Principes de fonctionnement

Pour les différentes fonctions des protections nous nous sommes servis des codes selon la norme ANSI C37.2, qui définit un système de numérotation pour les fonctions des dispositifs de protection des systèmes électriques (*cfr Annexe B*).

Pour la protection des courts-circuits entre phases, nous avons choisi la protection à maximum de courant phase temporisée (ANSI 51), qui est le mieux adapté pour notre cas.

Pour la protection des surtensions, nous avons choisi la protection à maximum de tension (ANSI 59).

Pour les interconnexions entre réseaux, nous avons choisi le Contrôle de synchronisme (ANSI 25).

➤ Mode de fonctionnement

- Au niveau des jeux de barres Jdb1 et Jdb2 les Contrôles de synchronisme (synchro-check) (ANSI 25), vérifient si les réseaux à coupler respectent les conditions d'interconnexion. Si oui, ils autorisent la fermeture des disjoncteurs de couplage Dsj V-SO, Dsj S-N, et Dsj V-SO-S-N, sinon ils resteront fermés.
- A l'apparition d'un défaut en A, la protection en TC1 donne l'ordre de déclenchement du disjoncteur D1 après un temps T1, avec une temporisation de secours $T1' > T1$. Ce même principe est utilisé pour l'apparition d'un défaut en B, E ou F.
- A l'apparition d'un défaut en C, il est vu par les protections situées en TC5 et TC3. Avec la sélectivité logique, la protection en TC5 bloque la protection en TC3 et donne l'ordre de déclenchement du disjoncteur D5 après un temps T5. La durée de l'ordre d'attente pour la protection en TC3 est limitée à $T5 + Tat$, (avec $Tat \geq$ au temps d'ouverture et de coupure d'arc du disjoncteur D5).
Ainsi en cas de non déclenchement du disjoncteur D5 défaillant, la protection TC3 donne l'ordre de déclenchement après un temps $T5 + Tat$, et si un défaut apparaît entre TC3 et TC5, alors la protection en TC3 déclenche le disjoncteur D3 après un temps T3, avec une temporisation de secours $T3' > T3$. Ce même principe est utilisé pour l'apparition d'un défaut en D et en P.
- A l'apparition d'un défaut en G, la protection en TC9 donne l'ordre de déclenchement du disjoncteur D9 après un temps T9. Si le disjoncteur D9 est

défaillant, alors la fonction de défaillance disjoncteur (ANSI 50BF) donne l'ordre de déclenchement des disjoncteurs D7 et D8 après un temps T_9+T_9' . Ce même principe est utilisé pour l'apparition d'un défaut en H.

- A l'apparition d'un défaut en M, il est vu par les protections situées en TC15, TC11, TC9, TC7 et TC8. Avec la sélectivité logique, la protection en TC15 bloque la protection en TC11 en lui donnant un ordre d'attente logique et donne l'ordre de déclenchement du disjoncteur D5 après un temps T_{15} et pendant ce temps, la protection en TC11 bloque la protection en TC9 en lui donnant également un ordre d'attente logique. Ce même principe est utilisé pour l'apparition d'un défaut en I, J, K, L, N et O.

III.10 Conclusion partielle

Dans ce chapitre, la méthode des composantes symétriques nous a permis de calculer les courants de courts-circuits dans différentes zones de notre poste en déduisant le pouvoir de coupure des disjoncteurs de protection pour ces zones. Nous avons constaté que le courant de court-circuit le plus élevé qui peut se produire est de 12 kA au niveau du jeu de barres Jdb2, cette élévation de courant est due à la mise en parallèle des réseaux interconnectés. Les disjoncteurs D1, D2 et D4 ont chacun un pouvoir de coupure de 250 MVA, le disjoncteur D3 a un pouvoir de coupure de 500 MVA, le disjoncteur D5 a un pouvoir de coupure de 166,66 MVA le disjoncteur D6 a un pouvoir de coupure de 20,94MVA, les disjoncteurs D7, D8 et D9 ont chacun un pouvoir de coupure de 687,61MVA, les disjoncteurs D12, D13, D14, D15, D16, D17 et D18 ont chacun un pouvoir de coupure de 289,575 MVA, les disjoncteurs D10 et D11 ont chacun un pouvoir de coupure de 2,8 MVA, les disjoncteurs D19 et D20 ont chacun un pouvoir de coupure de 31,8 MVA.

Nous avons également fait le choix des rapports de transformations standardisés de nos TC et TP en fonction des courants et de tensions qui les traversent. En fin nous avons proposé un schéma de coordination entre différentes protections qui serait le mieux adapté pour le poste d'interconnexion de Goma en expliquant son mode de fonctionnement.

Conclusion générale

Avec la croissance de la demande en l'électricité au niveau nationale en général, et en particulier dans la ville de Goma et ses environs et les difficultés des fournisseurs. En effet, c'est la responsabilité de celui-ci à le faire parvenir au dernier consommateur. Pour plus de fiabilité du réseau électrique de la ville de Goma, une des solutions est d'effectuer une interconnexion entre les réseaux déjà existants. C'est pourquoi, dans notre travail portant sur le dimensionnement et le choix du système de protection d'un poste d'interconnexion des réseaux de distribution primaire dans la ville de Goma, nous avons proposé un modèle de schéma unifilaire d'un poste électrique qui interconnecte les quatre réseaux de distribution dans la ville de Goma : poste d'interconnexion de Goma.

L'objectif principal poursuivi par ce présent travail est de dimensionner et faire le choix du système de protection d'un poste d'interconnexion des réseaux de distribution primaire dans la ville de Goma. Et aussi l'analyse et les calculs des courants des courts-circuits dans différentes zones du poste d'interconnexion de Goma grâce à la méthode des composantes symétriques.

Les valeurs des courants des courts-circuits obtenues pour ces différentes zones nous ont permis de déduire le pouvoir de coupure des disjoncteurs associés à chaque zone mais également, en connaissant les caractéristiques du poste étudié de faire le choix des capteurs (TC et TP) et le type de relais appropriés pour ce poste.

En fin, pour les raisons de fiabilité, sélectivité, sécurité et isolement du système de protection du poste, nous avons disposé les protections dans des zones bien définies et proposé un plan de coordination entre ces protections. Ceci vient vérifier les hypothèses que nous nous sommes posées au début de ce travail.

Nous ne prétendons pas avoir épuisé la question sur les protections d'un poste électrique d'interconnexion car l'étude de la protection des réseaux électriques en général et des postes électriques qui interconnecte plusieurs réseaux en particulier est un domaine vaste et complexe qui nécessite des études approfondies. Nous appelons et encourageons les futurs chercheurs dans ce domaine, à approfondir leurs recherches en étudiant la possibilité de réalisation des interconnexions électriques des réseaux électriques au niveau national en général et ici dans les régions des grands lacs en

particulier pour maximiser le rendement de production et apporter solution au problème d'électrification qui s'observe depuis des années.

Bibliographie

- [1] J. D. MCDONALD, ELECTRIC POWER SUBSTATIONS ENGINEERING, London: CRC Press Taylor & Francis Group, 2012.
- [2] M. H. A.MELLAL, Presentation d'un poste d'interconnection, Alger: DEUA, 1997.
- [3] MARTINA, LINDOVSKA, JASON, MANN, «Interconnexion électrique: les rôles des interconnexions transfrontalières en Europe pour atteindre<Zero Emissions Nettes>,» FTI CONSULTING, Washington DC, 2021.
- [4] Advance Electrical Design & Engineering Institute, Substation Design Course, India: Engineering Institute, 2015.
- [5] Centre Universitaire Nour El Bachir El Bayadh, Reseaux Electriques, Alger: CUNEEB, 2017.
- [6] Schneider Electric, Guide de conception des reseaux electriques industriels, France: Schneider electric, 2016.
- [7] N. N. Bernard, Centrales et Resaux Electriques, Kinshasa: ISTA/KINSHASA, 2016.
- [8] B. F. Gheniaoui Taha, Plan de protection et philosophie de protection (sonelgaz), Université Mohamed Khider de Biskra , 2020.
- [9] J. H. TSOCHOUNIE, COURS DE MACHINES ELECTRIQUES, Goma: ULPGL/GOMA, 2014.
- [10] M. Z. Mohamed, ÉTUDE DES PROTECTIONS DES RÉSEAUX ELECTRIQUES MT (10KV & 30KV), Alger: UNIVERSITE MENTOURI CONSTANTINE, 2010.
- [11] Schneider electric Merlin Gerin, protection des reseaux electriques Guide de protection, paris: Schneider electric, 2003.
- [12] T. B. Merzouk HABI, Protection d'un poste d'interconnexion THT/HT, Alger: UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI-OUZOU, 2016.
- [13] E. H. Juan Gers, Protection of Electricity Distribution Networks 4th Edition, EIT The Institution of Engineering Technology, 2022.
- [14] M. Y. K. L. M. DJAMA Malek, Fonctionnement et protection du réseau électrique moyenne tension de CEVITAL, Université de Bejaia, 2016.
- [15] T. Gönen, Electric Power Transmission System Engineering Analysis and Design, London, New york: CRC press Taylor & Francis Group, 2009.
- [16] S. J. J.DUNCAN, POWER SYSTEM ANALYSIS & DESIGN FIFTH EDITION, USA: Cengage Learning, 2012.

- [17] M. S. Chebbi, Production - Transport et Distribution d'Energie: Défaits dans les réseaux électriques, Tunis: UVT, Université Virtuelle de Tunis .
- [18] Système d'énergie électrique guide de référence : les postes THT /HT., ALSTOM, Edition 1998.
- [19] M. Anderson, Analysis of Faulted Power Systems, IEEE Press Power Systems Engineering series, 1995.
- [20] I. Fofana, TRANSPORT ET EXPLOITATION D'ÉNERGIE ELECTRIQUE, Quebec: UNIVERSITE DU QUEBEC A CHICOUTIMI, 2010.
- [21] A. H. M. BOUDOOR, Resaux electriques: fondamentaux et concepts de base, Alger: Université de USTHB Alger, 2014.
- [22] B.de Metz-Noblat, F.Dumas, G.Thomasset, Cahier technique n° 158: Calcul des courants de court-circuit, Schneider Electric, 2000.
- [23] Schneider electric, Merlin Gerin, Protection des réseaux électriques: Guide de la protection, Schneider electric, 2003.
- [24] N. N. Bernard, Appareillages electriques, Kinshasa: ISTA Kinshasa, 2016.
- [25] Benoît de METZ-NOBLAT, Cahier technique n° 18 : Analyse des réseaux triphasés en régime perturbé à l'aide des composantes symétriques, Schneider Electric , 2005.
- [26] «ywtransformer.en.made-in-china.com,» China-Yawei, [En ligne]. Available: <https://ywtransformer.en.made-in-china.com/product/DmhrIHlYqMWQ/China-Yawei-20mva-100mva-200mva-Power-Distribution-Transformer-with-UL-Approved.html>. [Accès le 21 Mars 2024].
- [27] «cnrockwill,» cnrockwill, [En ligne]. Available: <https://www.cnrockwill.com/power-transformer/36kv-oil-type-power-transformer> . [Accès le 21 Mars 2024].
- [28] «rockwil,» rockwil, [En ligne]. Available: <https://www.cnrockwill.com/power-transformer/33kv-11kv-oil-immersed-power-transformer>. [Accès le 21 Mars 2024].
- [29] Cahier Technique Merlin Gerin n° 151 / p.2, surtensions et coordination de l'isolement, 1992: e Merlin Gerin.
- [30] J. D. Mc DONALD, ELECTRICAL POWER SUBSTATIONS ENGINEERING, London: CRC Press Taylor & Francis Group, 2012.

Annexes

Annexe A [27] [28]

Principaux paramètres techniques du transformateur de puissance immergé dans l'huile								
Puissance nominale (kva)	Haute tension (kv)	Gamme de robinets HVT	Basse tension (kv)	Symbole de connexion	Impédance de court-circuit	Perte à vide (kw)	Perte en charge (kw)	Courant à vide (%)
6300	63 66 69 110 132 138 220	±8x 1,25%	6,3 6,6 10,5 11 33 69	YNd11 YNyn0 autres	10-14	9.4	34	0,63
8000						11.2	40.4	0,63
10000						13.1	47,6	0,75
12500						15.4	56,5	0,53
16000						18,5	69,5	0,49
20000						21,8	84,2	0,49
25000						25.6	99,5	0,4
31500						30.4	120	0,4
40000						36.2	140,3	0,39
50000						42,6	174,3	0,39
63000						52	210	0,39
75000						60	238	0,49
90000						69	274	0,49
120000						85	328	0,46
150000						101	385	0,42
160000						105	404	0,42
180000						115	436	0,42
240000						144	539	0,4

Capacité (kVA)	Combinaison de tension			Groupe vectoriel	Perte à vide (W)	Perte de charge (W) (75°C)	Tension d'impédance (%)	Courant à vide (%)
	HT	Plage de prélèvement de HT	BT					
630	13,2kv 13,8kv 15kv 20kv 22kv 33kv 34,5kv	±5 %, ±2×2,5 %	0,38 kv 0,4 kv 0,415 kv 0,48 kv	Yd11	1150	6200	4.5	0,9
800					1400	7500		0,8
1000					1650	10300		0,7
1250					1950	12800		0,6
1600					2300	14500		0,6
2000					2650	17100		0,6
2500					3100	20000		0,6
3150					3650	23700		0,5
4000					4450	28100		0,5
5000					5200	32700		0,5
6300					6150	36900		0,5
8000					8900	44000		0,4
10000					11600	50600		0,4

Capacité KVA	Plage de tension et de prise			Connexion	Perte à vide (kW)	Perte de charge (KW)	Courant à vide (%)	Impédance (%)
	HT (kV)	MT (kV)	BT (kV)					
50					0,21	1,27/1,21	2h00	
100					0,29	2.12/2.02	1,80	
125					0,34	2,50/2,38	1,70	
160					0,36	2,97/2,83	1,60	
200					0,43	3,50/3,33	1,50	
250					0,51	4.16/3.96	1,40	
315				Dyn11	0,61	5.01/4.77	1,40	
400			0,4	Ayn0	0,73	6.05/5.76	1h30	
500					0,86	7.28/6.93	1.20	
630					1.04	8.28	1.10	
800	35	± 5			1.23	9h90	1h00	6.5
1000					1,44	12h15	1h00	
1250					1,76	14.67	0,90	
1600					2.12	17h55	0,80	
630					1.04	8.28	1.10	
800					1.23	9h90	1h00	
1000			3,15		1,44	12h15	1h00	
1250			6,3		1,76	14.67	0,90	
1600			10,5		2.12	17h55	0,80	
2000				Yd11	2,72	19h35	0,70	
2500					3.20	20h70	0,60	
3150					3,80	24h30	0,56	
4000			3,15		4.52	28.80	0,56	7.0
5000		± 5	6,3		5h40	33.03	0,48	
6300			10,5		6.56	36.90	0,48	
8000					9h00	40.50	0,42	7.5
10000	35~		3,15		10.88	47.70	0,42	
12500	38,5		3,3		12h60	56,70	0,40	
16000		± 2 x 2,5	6,3	YNd11	15h20	69h30	0,40	
20000			6,6		18h00	83,70	0,40	8.0
25000			10,5		21.28	99.00	0,32	
31500			11		25.28	118,8	0,32	

Annexe B [23]

Les principales fonctions de protection sont indiquées dans le tableau ci-dessous, en précisant leur code selon la norme ANSI C37.2 ainsi qu'une brève définition ; le classement est fait selon l'ordre numérique.

Code ANSI	Libellé de la fonction	Définition
12	Survitesse	Détection de survitesse des machines tournantes
14	Sous-vitesse	Détection de sous-vitesse des machines tournantes
21	Protection de distance	Détection de mesure d'impédance
21B	Minimum d'impédance	Protection de secours des générateurs contre les courts-circuits entre phases
24	Contrôle de flux	Contrôle de surfluxage
25	Contrôle de synchronisme	Contrôle d'autorisation de couplage de deux parties de réseau
26	Thermostat	Protection contre les surcharges
27	Minimum de tension	Protection pour contrôle d'une baisse de tension
27D	Minimum de tension directe	Protection des moteurs contre un fonctionnement à tension insuffisante
27R	Minimum de tension rémanente	Contrôle de disparition de la tension entretenue par les machines tournantes après déconnexion de l'alimentation
27TN	Minimum de tension résiduelle harmonique 3	Détection de défaut d'isolement à la terre d'enroulements statoriques (neutre impédant)
32P	Maximum de puissance active directionnelle	Protection de contrôle de transfert maximal de puissance active
32Q	Maximum de puissance réactive directionnelle	Protection de contrôle de transfert maximal de puissance réactive
37	Minimum de courant phase	Protection triphasée contre les minima de courant
37P	Minimum de puissance active directionnelle	Protection de contrôle de transfert minimal de puissance active
37Q	Minimum de puissance réactive directionnelle	Protection de contrôle de transfert minimal de puissance réactive
38	Surveillance de température de paliers	Protection contre les échauffements anormaux des paliers des machines tournantes
40	Perte d'excitation	Protection des machines synchrones contre défaut ou perte d'excitation
46	Maximum de composante inverse	Protection contre les déséquilibres des courants des phases
47	Maximum de tension inverse	Protection de tension inverse et détection du sens de rotation inverse de machine tournante
48 - 51LR	Démarrage trop long et blocage rotor	Protection des moteurs contre le démarrage en surcharge ou sous tension réduite, et pour charge pouvant se bloquer
49	Image thermique	Protection contre les surcharges
49T	Sonde de température	Protection contre les échauffements anormaux des enroulements des machines
50	Maximum de courant phase instantané	Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases
50BF	Défaillance disjoncteur	Protection de contrôle de la non-ouverture du disjoncteur après ordre de déclenchement
50N ou 50G	Maximum de courant terre instantané	Protection contre les défauts à la terre : 50N : courant résiduel calculé ou mesuré par 3 TC 50G : courant résiduel mesuré directement par un seul capteur (TC ou tore)
50V	Maximum de courant phase à retenue de tension instantané	Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases, à seuil dépendant de la tension
50/27	Mise sous tension accidentelle générateur	Détection de mise sous tension accidentelle de générateur
51	Maximum de courant phase temporisée	Protection triphasée contre les surcharges et les courts-circuits entre phases
51N ou 51G	Maximum de courant terre temporisée	Protection contre les défauts à la terre : 51N : courant résiduel calculé ou mesuré par 3 TC 51G : courant résiduel mesuré directement par un seul capteur (TC ou tore)
51V	Maximum de courant phase à retenue de tension temporisée	Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases, à seuil dépendant de la tension
59	Maximum de tension	Protection de contrôle d'une tension trop élevée ou suffisante
59N	Maximum de tension résiduelle	Protection de détection de défaut d'isolement
63	Pression	Détection de défaut interne transformateur (gaz, pression)
64REF	Différentielle de terre restreinte	Protection contre les défauts à la terre d'enroulements triphasés couplés en étoile avec neutre relié à la terre
64G	100 % stator générateur	Détection de défauts d'isolement à la terre des enroulements statoriques (réseau à neutre impédant)
66	Limitation du nombre de démarrages	Protection contrôlant le nombre de démarrages des moteurs
67	Maximum de courant phase directionnelle	Protection triphasée contre les courts-circuits selon le sens d'écoulement du courant
67N/67NC	Maximum de courant terre directionnelle	Protection contre les défauts à la terre selon le sens d'écoulement du courant (NC : Neutre Compensé)
78	Saut de vecteur	Protection de découplage à saut de vecteur
78PS	Perte de synchronisme (pole slip)	Détection de perte de synchronisme des machines synchrones en réseau
79	Réenclencheur	Automatisme de refermeture de disjoncteur après déclenchement sur défaut fugitif de ligne
81H	Maximum de fréquence	Protection contre une fréquence anormalement élevée
81L	Minimum de fréquence	Protection contre une fréquence anormalement basse
81R	Dérivée de fréquence (rocof)	Protection de découplage rapide entre deux parties de réseau
87B	Différentielle jeu de barres	Protection triphasée contre les défauts internes de jeu de barres
87G	Différentielle générateur	Protection triphasée contre les défauts internes d'alternateurs
87L	Différentielle ligne	Protection triphasée contre les défauts internes de ligne
87M	Différentielle moteur	Protection triphasée contre les défauts internes de moteur
87T	Différentielle transformateur	Protection triphasée contre les défauts internes de transformateur