

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de L'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITE MOULOU D MAMMERRI DE TIZI-OUZOU



FACULTE DE GENIE ELECTRIQUE ET D'INFORMATIQUE
DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

Mémoire de Fin d'Etudes de MASTER PROFESSIONNEL

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Electrotechnique

Spécialité : ELECTROTECHNIQUE INDUSTRIELLE

Présenté par

Farid DERBENE

Thème

Etude des Protections d'un Site Industriel Contre les Courants de Défauts

Mémoire soutenu publiquement le 28 septembre 2016 devant le jury composé de :

M Ahmed CHALLAL

Maitre Assistant Classe A, UMMTO, Président

M Karim HADJ SAID

Maitre Assistant Classe A, UMMTO, Rapporteur

M Slimane RABAHALLAH

Maitre Assistant Classe A, UMMTO, Examineur

M Hamza BESSAI

Maitre Assistant Classe A, UMMTO, Examineur

A decorative border consisting of a repeating pattern of stylized flowers or leaves, arranged in a rectangular frame around the text.

Remerciements

Je tiens tout d'abord à remercier Dieu tout puissant qui nous a donné la santé, le courage et la patience pour accomplir ce modeste travail.

Je tiens à remercier mon promoteur Mr HADJ SAID Karim, de m'avoir proposé ce sujet, et m'avoir suivi de très près tout au long de mon travail, je tiens à lui exprimer ma profonde gratitude pour ces précieux conseils.

J'adresse mes remerciements à tous les membres du jury d'accepter de juger ce modeste travail et je souhaite exprimé nos profondes gratitudes à tous les enseignants qui nous ont formé dès la 1^{ere} année jusque à la 5^{eme} année à Université Mouloud Mammeri, Tizi Ouzou.

Dédicaces

A mes chères parents, qui sont ma raison d'être d'abord à ma mère qui savait garder le sourire dans les moments les plus durs ensuite à mon père, qui ma donner la conscience et le courage de poursuivre mes études.

A mes deux frères Lyes et Madjid.

A mes deux sœurs Lynda et Radia ainsi que ma petite nièce Alia .

*A mon Grand-père Mohammed et à la mémoire de ma grand-mère Djouhere **que dieu l'accueil dans son vaste paradis**.*

A tous mes amis qui m'aiment et qui m'apprécient.

Je dédie ce mémoire

SOMMAIRE

Introduction générale.....	1
Chapitre I : Généralités sur les réseaux électriques	
Introduction.....	3
I-1- Production de l'énergie électrique	4
Introduction.....	4
I-1-1- les centrales thermiques.....	4
I-1-2- Les centrales nucléaires.....	6
I-1-3- Les centrales hydro-électrique.....	7
I-1-4- Les centrales solaires ou photovoltaïques.....	10
I-1-5- Les Centrales éoliennes.....	10
I-2-Transport et distribution de l'énergie électrique	11
Introduction.....	11
I-2-1- Organisation d'un réseau de transport d'énergie.....	11
I-2-2-Topologie des réseaux.....	11
I-2-2-1- Le réseau de transport.....	13
I-2-2-2- Le réseau de répartition.....	14
I-2-2-3- Le réseau de distribution.....	14
I-2-3-Les schémas électriques des postes de livraison HTB.....	15
I-2-3-1- Simple antenne.....	15
I-2-3-2- Double antenne.....	16
I-2-3-3- Double antenne - double jeu de barres.....	17
I-2-4- Les postes de livraison HTA.....	18
I-2-4-1- Les postes de livraison HTA à comptage BT.....	18
I-2-4-1-1- Simple dérivation.....	18
I-2-4-1-2- Coupure d'artère.....	19
I-2-4-1-3- Double dérivation.....	20
I-2-4-2- Les postes de livraison HTA à comptage HT.....	20
I-2-4-2-1- Exemple de schéma.....	21
I-2-5- Les réseaux HTA à l'intérieur du site.....	22
I-2-5-1- Modes d'alimentation des tableaux HTA.....	22
I-2-5-1-1- 1 jeu de barres, 1 source d'alimentation.....	22
I-2-5-1-2- 1 jeu de barres sans couplage, 2 sources d'alimentation.....	23
I-2-5-1-3- 2 demi jeux de barres avec couplage, 2 sources d'alimentations.....	23
I-2-5-1-4- 1 jeu de barres sans couplage, 3 sources d'alimentation.....	24
I-2-5-1-5- 3 sections de barres avec couplages, 3 sources d'alimentation.....	24
I-2-5-1-6- sources et départs en "duplex".....	25
I-2-5-1-7- 2 jeux de barres, 2 attaches par départ, 2 sources d'alimentation.....	26
I-2-5-1-8- 2 doubles jeux de barres couplés entre eux.....	27
Conclusion.....	28

Chapitre II : Appareils de protection d'un site industriel

Introduction	29
II-1- Appareillages de protection d'un site industriel	29
II-1-1- Les disjoncteurs.....	29
II-1-1-1- Caractéristiques des disjoncteurs	30
II-1-1-2- Différents types de disjoncteurs.....	30
II-1-1-2-1- les disjoncteurs à l'huile.....	30
II-1-1-2-2- les disjoncteurs à air comprimé.....	32
II-1-1-2-3- les disjoncteurs au SF6	33
II-1-1-2-4- les disjoncteurs à vide	34
II-1-1-2-5- Disjoncteurs auto-pneumatiques	35
II-1-1-2-6- Disjoncteur auto soufflage.....	36
II-1-2- Les sectionneurs	37
II-1-2-1- Types de sectionneurs.....	37
II-1-2-1-1- Sectionneur basse tension.....	37
II-1-2-1-2- Sectionneurs haute tension.....	37
II-1-2-1-3- Sectionneurs de mise à la terre.....	38
II-1-3- Les parafoudres.....	38
II-1-3-1- Différents types de parafoudre.....	38
II-1-3-1-1- Parafoudre à exclusion	38
II-1-3-1-2- Parafoudre à résistance variable	38
II-1-3-1-3- Parafoudre à éclateur simple	39
II-1-4- Les interrupteurs.....	39
II-1-4-1- Différents types d'interrupteurs.....	39
II-1-4-2- Technique de la protection dans le creux de tension	39
II-1-5- Relais.....	39
II-1-6- Coupe circuit a fusible.....	40
II-1-6-1- Différents types de coupe circuits	40
II-1-6-1-1- Coupe circuit à fusible libre	40
II-1-6-1-2- Coupe circuit à expulsion	40
II-1-6-1-3- Coupe circuit à fusion enfermée	40
II-2- Protection des transformateurs	40
II-3- Protection des jeux de barres.....	41
II-3-1 - Principe de protection à maximum de courant	41
II-3-2- Principe de la protection à maximum de tension	41
II-3-3- Principe de la protection à minimum de tension	42
II-4- Protection des lignes	42
Conclusion	43

Chapitre III : Protection d'un site industriel

Introduction.....	44
III-1- Schéma d'installation d'un site industriel	45
III-2- Définition du réseau industriel 20 KV.....	46
III-2-1- Exploitation	46
III-2-2- Réseau (données fournisseur Energie)	46
III-2-3- Liaisons (données Installation)	47
III-2-4- Disjoncteurs + TC (<i>données Installation</i>)	47
III-2-5- Alternateur GR1 (<i>données Constructeur Alternateur</i>)	48
III-2-6- Transformateur TR1 (<i>données Constructeur Transformateur</i>)	48
III-2-7- Transformateur TR2 (<i>données Constructeur Transformateur</i>)	49
III-2-8- Transformateur TR3 (<i>données Constructeur Transformateur</i>)	49
III-2-9- Transformateur TR4 (<i>données Constructeur Transformateur</i>)	49
III-2-10- Transformateur TR5 (<i>données Constructeur Transformateur</i>)	49
III-2-11- Générateur Homopolaire G.H. (<i>données Constructeur B.P.N.</i>)	50
III-2-12- Moteur M1 (<i>données Constructeur Moteur</i>)	50
III-2-13- Moteurs M2 (<i>qté = 4</i>) (<i>données Constructeur Moteur</i>)	50
III-2-14- Banc de capacité C1 (<i>données Constructeur Banc</i>)	50
III-2-15- Cellule spéciale de "Processus" (<i>données Constructeur Cellule</i>)	51
III-3- Courant de défaut triphasé fourni par le réseau	51
III-3-1- Courant maximum (Tension de calcul 20 kV)	51
III-3-2- Courant minimum.....	51
III-3-3- Courant de défaut triphasé fourni par l'alternateur G1.....	51
III-4- Application	52
III-4-1- Impédance des différents éléments.....	53
III-4-1-1- Transformateur TR1.....	53
III-4-1-2- Transformateur TR2.....	54
III-4-1-3- Transformateur TR3	54
III-4-1-4- Transformateur TR4.....	54
III-4-1-5- Bobine Point Neutre G.H.	55
III-4-1-6- Moteur M1.....	55
III-4-1-7- Cellule spéciale de "Processus".....	56
III-4-1-8- Liaison JdB1 – JdB2.....	56
III-4-1-9- Liaison JdB1 – JdB3.....	57
III-4-1-10- Liaison JdB4 – Départs S, T, U, V.....	57
III-4-1-11- Liaison JdB4 – JdB5.....	57
III-4-1-12- Liaison TR5 – JdB5.....	58
III-4-1-13- Liaison TR2 – GR1.....	58
III-4-1-14- Tableau récapitulatif (valeurs 20 kV) :	59
III-4-2- Calcul des courant de défaut.....	60
III-4-2-1- Jeu de Barres JdB1.....	60
III-4-2-1-1- Défaut triphasé	60
III-4-2-1-2- Défaut monophasé.....	61
III-4-2-2- Jeu de Barres JdB2.....	61
III-4-2-2-1- Défaut triphasé	61

III-4-2-2-2- Défaut monophasé	64
III-4-2-3- Jeu de Barres JdB3.....	66
III-4-2-3-1- Défaut triphasé	66
III-4-2-3-2- Défaut monophasé	70
III-4-2-4- Tableau récapitulatif (valeurs 20 kV)	72
III-4-3- Protections de la BT (0,4 kV)	72
III-4-3-1- Démarrage des moteurs M2 (Disjoncteurs S à V)	72
III-4-3-2- Protections des moteurs M2 (Disjoncteurs S à V)	73
III-4-3-3- Protections de l'arrivée (Disjoncteur R)	75
III-4-3-4- Protections de la liaison JdB4 – JdB5 (Disjoncteurs X & W)	75
III-4-3-5- Protections de l'arrivée (Disjoncteur Y)	76
III-4-3-6- Protections du départ "Alimentation Processus" (Disjoncteur Z)	77
III-4-4- Protection des transformateurs.....	77
III-4-4-1- Protection du départ Transformateur TR3 (Disjoncteur L)	77
III-4-4-2- Protection du départ Transformateur TR4 (Disjoncteur P)	78
III-4-4-3- Protections du départ Transformateur TR5 (Disjoncteur Q)	79
III-4-4-4- Protection d'Arrivée Transformateur TR1 (Disjoncteur A)	79
III-4-4-5- Protections d'Arrivée Transformateur TR2 (Disjoncteur D)	81
III-4-5- Protections des liaisons en boucle fermée 20 kV	83
III-4-5-1- Boucle d'alimentation de JdB2 (Disjoncteurs E, F, J, K)	83
III-4-5-2- Boucle d'alimentation de JdB3 (Disjoncteurs G, H, M, N)	86
III-4-6- Protections des jeux de barres 20 kV.....	88
III-4-7- Protections du moteur M1.....	88
III-4-7-1- Démarrage du moteur M1 (Disjoncteur L)	88
III-4-7-2- Protections du moteur M1 (Disjoncteur L)	89
III-4-9- Protections du banc de condensateurs C1	96
III-4-10- Protections du générateur homopolaire G.H.	96
Conclusion.....	97
Conclusion générale.....	98

Introduction générale

Introduction générale :

L'énergie électrique est un produit de grande diffusion et se prête de manière très souple à diverses formes d'utilisation. Elle joue un rôle principal dans toutes les branches et dans la vie quotidienne. Les besoins en électricité des pays industrialisés ne cessent d'augmenter. C'est ainsi qu'en période de croissance normale, on estime que la consommation en électricité d'un pays double tous les dix ans. On sait que le transport de l'énergie électrique se fait par l'intermédiaire d'un système électrique appelé « réseau ». Cet aspect quasi-universel de l'emploi de l'énergie électrique est un des raisons qui rendent désagréables certaines performances de ces imperfections car la qualité de l'énergie électrique au niveau des récepteurs n'est évidemment pas toujours parfaite.

On appelle réseau électrique, l'ensemble des infrastructures permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité.

Le réseau est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques, qui permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs.

Un réseau électrique doit aussi assurer la gestion dynamique de l'ensemble production-transport-consommation, mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'ensemble.

La majorité des défauts survenant dans un réseau industriel concerne des contacts entre phase et terre. Il est donc important de choisir correctement la mise à la terre de l'installation parmi l'un des trois régimes de neutre les plus utilisés (neutre isolé, neutre impédant et neutre direct à la terre) et de s'assurer du plan de protection associé.

Tout défaut apparaissant sur un élément du réseau HTA ou raccordé à celui-ci doit être détecté rapidement et éliminé par le plan de protection coordonné du réseau HTA afin de préserver la sécurité des personnes et l'intégrité des matériels électriques, y compris au cours des travaux sous tension.

Afin de répondre aux obligations contractuelles de continuité de la fourniture d'énergie électrique, le processus d'élimination du défaut doit respecter les principes de sélectivité.

La qualité de desserte des clients ne doit pas être dégradée au delà des seuils de compatibilité par le raccordement d'un producteur.

Le choix d'un plan de protection est directement lié au choix de la structure et du mode d'exploitation du réseau, ainsi que du régime de neutre qui lui est appliqué.

Les choix sont eux-mêmes le résultat d'un compromis entre des exigences de qualité de la fourniture à la clientèle, de maîtrise des surtensions, de simplicité et de coût.

L'implantation des protections doit être conçue pour :

- éliminer les défauts en séparant l'élément défectueux par un organe de coupure (disjoncteur, fusible).
- éliminer un défaut par une protection amont quand une protection ou un organe de coupure aval est défaillant ;
- assurer éventuellement des protections de secours (redondance des protections) ;
- protéger certains matériels spécifiques : transformateurs, tableaux HTA, condensateurs HTA... ;
- permettre la modification temporaire des fonctionnements (sensibilité, rapidité, etc.), pour effectuer certaines opérations d'exploitation : travaux sous tension, mise en parallèle de transformateurs...

L'ensemble de ces dispositions est appelé **plan de protection**.

Un plan de protection doit assurer la détection des défauts susceptibles de mettre en danger les biens et les personnes. Il est constitué de dispositifs permettant la détection et l'élimination des défauts à la terre dans une gamme de résistance très large.

Le dimensionnement d'une installation électrique et des matériels à mettre en œuvre, la détermination des protections des personnes et des biens, nécessitent le calcul des courants de court-circuit en tout point du réseau.

Toute installation électrique doit être protégée contre les courts-circuits et ceci, sauf exception, chaque fois qu'il y a une discontinuité électrique, ce qui correspond le plus généralement à un changement de section des conducteurs. L'intensité du courant de court-circuit est à calculer aux différents étages de l'installation ; ceci pour pouvoir déterminer les caractéristiques du matériel qui doit supporter ou couper ce courant de défaut.

Pour notre travail, nous avons consacré le premier chapitre aux généralités sur les réseaux électriques, suivi des appareils de protection d'un site industriel dans le second chapitre.

Une application des protections d'un site a été l'objet de dernier chapitre avec la définition du site et les paramètres réels de tous les éléments qui le composent. Enfin nous avons conclu notre travail par une conclusion dont lequel nous avons mis l'accent sur l'importance des protections.

Chapitre I

INTRODUCTION :

A notre époque et sans électricité la vie quotidienne serait difficilement envisageable. Il est donc nécessaire de savoir la produire de manière efficace et continue.

Pour répondre à la consommation croissante d'énergie électrique il a fallu inventer et construire des centrales électriques capables de produire de l'énergie électrique en grande quantité.

Une fois l'énergie électrique produite, elle doit être transporté et distribuer aux consommateurs.

Dans notre pays c'est la SONELGAZ qui s'occupe de la production, du transport et de la distribution publique pour assurer le transit de l'énergie électrique entre les points de production et les points de consommation.

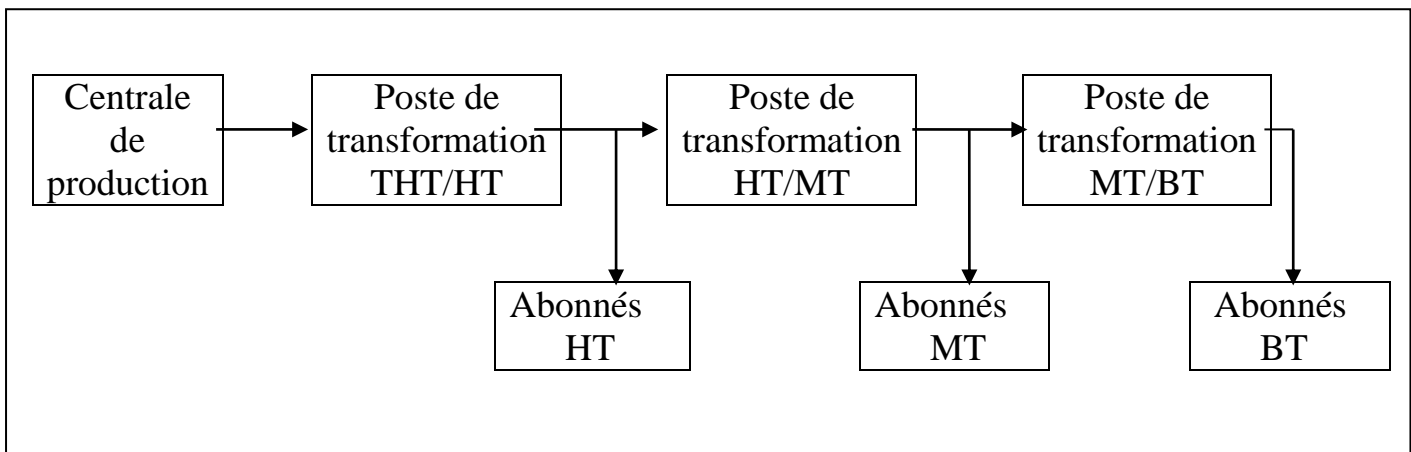


Figure 1 : Schéma d'un réseau électrique

Alors pour étudier un réseau électrique il faut connaître trois organismes, la production, le transport et la consommation.

I-1- PRODUCTION DE L'ENERGIE ELECTRIQUE [1] :

INTRODUCTION

Le succès de l'énergie électrique s'explique par le fait qu'elle peut être produite par n'importe quelle forme d'énergie primaire.

La production d'énergie électrique ce fait a partir de la transformation d'une énergie primaire par l'intermédiaire d'une turbine qui est couplé a un alternateur après la rotation de la l'alternateur et voila l'énergie électrique produite. Cette opération valable pour toutes les différentes énergies primaires.

Alors on peut classer les énergies primaires en deux grandes familles :

- Les énergies non renouvelable : le pétrole, le gaz, le charbon, l'uranium.
- Les énergies renouvelables : solaires, éoliennes, et hydrauliques.

Il existe 5 types de centrales électriques :

- Centrales à combustible fossiles utilisant le gaz, le pétrole et le charbon Elles sont aussi dites centrales thermiques classiques.
- Centrales nucléaires que l'on peut qualifier de centrales thermiques.
- Centrales hydroélectriques.
- Centrales solaires ou photovoltaïques.
- Centrales éoliennes.

Aujourd'hui, les moyens les plus utilisés dans le monde pour la production de l'énergie électrique sont la filière thermique à base de pétrole, de gaz et de charbon, la filière nucléaire, et la filière hydraulique.

I-1-1- les centrales thermiques :

Une centrale thermique classique fonctionne grâce à la combustion de gaz naturel, de charbon (charbon pulvérisé) ou de fuel dans une chaudière à vapeur. La chaleur des gaz de fumées et des flammes sert à chauffer la tuyauterie de la chaudière et transforme progressivement l'eau qui y circule en vapeur.

Les gaz de fumées s'échappent par la cheminée. Dans les centrales au charbon, un électro filtre en retient d'abord les particules de poussière.

La vapeur fait tourner la turbine à vapeur, qui à son tour entraîne l'alternateur pour produire l'électricité. Le transformateur élève la tension produite, avant qu'elle ne soit injectée dans le réseau de transport.

Après son passage dans la turbine où elle libère son énergie, la vapeur se condense et retourne sous forme d'eau vers la chaudière.

Dans le condenseur, la vapeur glisse sur des milliers de tubulures remplies d'eau froide pompée des eaux de surface (eau de refroidissement) et lui cède sa chaleur.

La plupart des centrales refroidissent cette eau, devenue relativement chaude, dans une tour de refroidissement, pour ensuite la réutiliser. Dans ces immenses tours de refroidissement, en forme d'hyperbole, l'eau entre en contact avec un courant d'air ascendant créé par le tirage naturel (effet de cheminée de la tour de refroidissement). Lorsque des ventilateurs créent ce flux d'air, la tour de refroidissement est plus petite. L'eau se refroidit et retombe sous forme de gouttelettes dans la tour de refroidissement.

L'air réchauffé, saturé de vapeur d'eau, s'échappe de la tour de refroidissement en un nuage de vapeur blanc. Une grande partie de l'eau de refroidissement refroidie est pompée vers le condenseur et réutilisée. Seul 1 à 1,5 % s'évapore.

Certaines centrales thermiques classiques ne disposent pas de tour de refroidissement et rejettent les eaux de refroidissement dans les eaux de surface. Le débit de celles-ci est dans ce cas suffisant pour limiter l'augmentation de température.

Afin de lutter contre les pluies acides on trouvera aussi en plus de l'électro filtre, un système d'épuration des gaz des fumées.

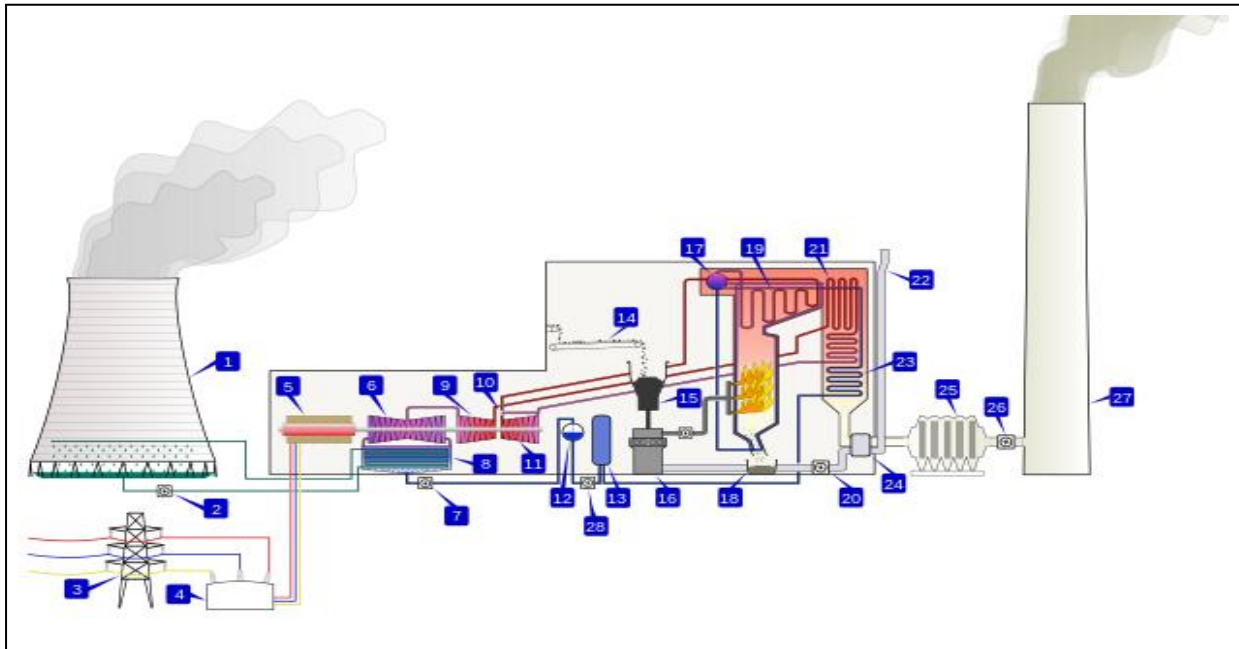


Figure I.1 : partie principale d'une centrale thermique

Diagramme d'une centrale à charbon « standard » [1]

1. Tour de refroidissement	10. Vanne de contrôle de vapeur	19. Surchauffeur
2. Pompe de la tour de refroidissement	11. Turbine à vapeur (corps haute pression)	20. Ventilateur d'air primaire
3. Ligne de transmission triphasée	12. Bâche alimentaire avec dégazeur	21. Resurchauffeur
4. Transformateur élévateur de tension	13. Préchauffeur d'eau de chaudière	22. Prise d'air de combustion
5. Alternateur	14. Convoyeur à charbon	23. Économiseur
6. Turbine à vapeur (corps basse pression)	15. Trémie à charbon	24. Réchauffeur d'air
7. Pompe d'extraction des condensats	16. Broyeur à charbon	25. Électro-filtre
8. Condenseur	17. Ballon de la chaudière	26. Ventilateur de tirage
9. Turbine à vapeur (corps moyenne pression)	18. Trémie à mâchefers	27. Cheminée

I-1-2- Les centrales nucléaires :

Les centrales nucléaires produisent l'électricité à partir de la chaleur libérée par une réaction nucléaire. Ce phénomène est provoqué par la division du noyau d'un atome, procédé qu'on appelle fission nucléaire. Remarquons qu'une réaction chimique telle que la combustion du charbon produit un simple regroupement des atomes sans que leurs noyaux soient affectés. Une centrale nucléaire est identique à une centrale thermique, sauf que la chaudière brûlant le combustible fossile est remplacée par un réacteur contenant le combustible nucléaire en fission. Une telle centrale comprend donc une turbine à vapeur, un alternateur, un condenseur, etc... ; comme dans une centrale thermique conventionnelle. Le rendement global est semblable (entre 30 % et 40 %) et l'on doit encore prévoir un système de refroidissement important, ce qui nécessite un emplacement près d'un cours d'eau ou la construction d'une tour de refroidissement [1].

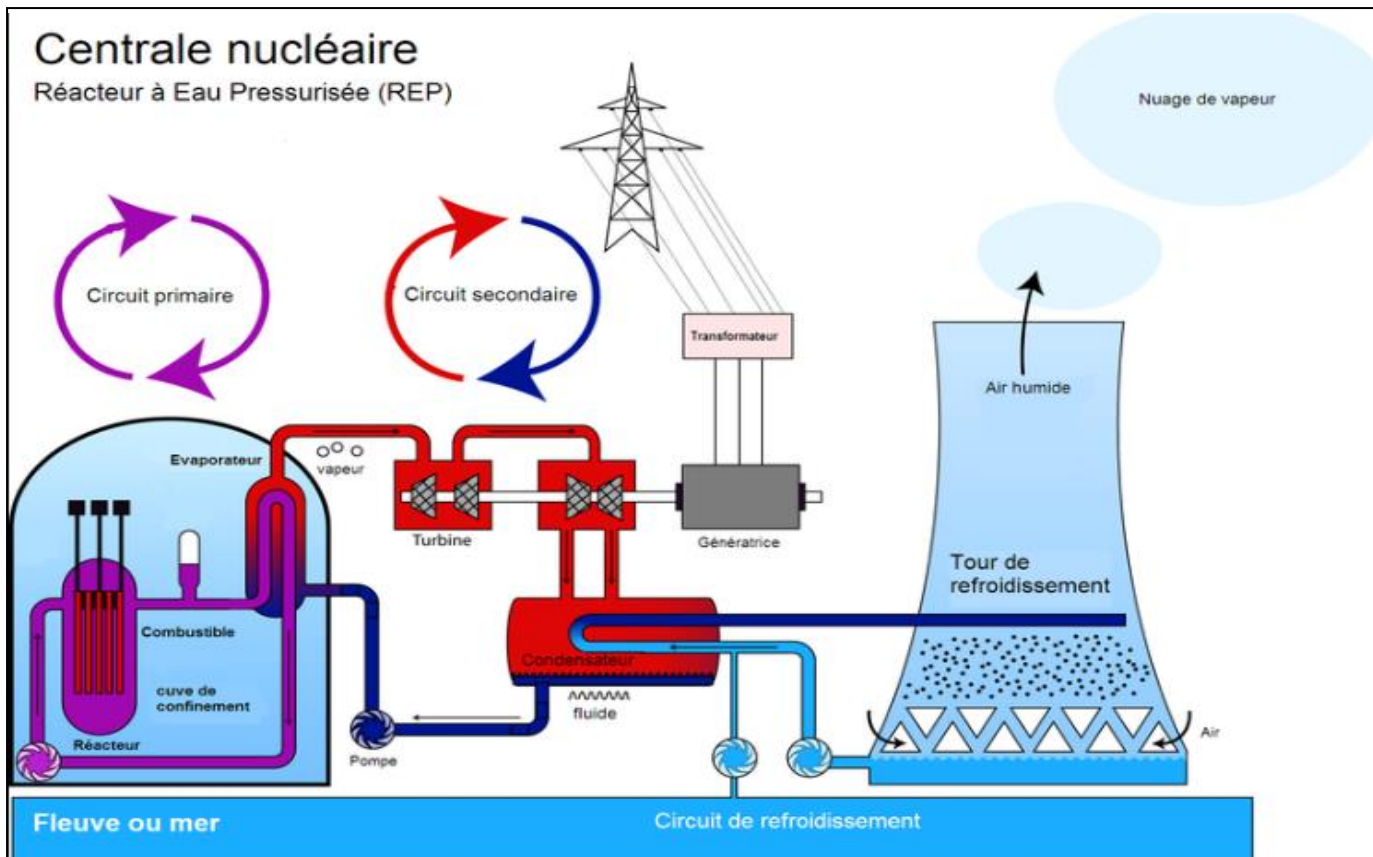


Figure I.2 : Parties principales d'une centrale nucléaire.

I-1-3- Les centrales hydro-électrique [1] :

Les centrales hydroélectrique convertissent l'énergie de l'eau en mouvement en énergie électrique. L'énergie provenant de la chute d'une masse d'eau est tout d'abord transformée dans une turbine hydraulique en énergie mécanique. Cette turbine entraîne un alternateur dans lequel l'énergie mécanique est transformée en énergie électrique.

Suivant la hauteur de chute, on distingue :

- A/ Les centrales de haute chute ($h > 300$ m).
- B/ Les centrales de moyenne chute ($30 \text{ m} < h < 300$ m).
- C/ Les centrales de basse chute ($h < 30$ m).

Il existe 3 types de turbines, citées ci-dessous. Le choix du type de turbine le plus adapté est fait par le calcul de la vitesse spécifique notée ns .

A/ La turbine Pelton : adaptée aux hautes chutes ($h > 300$ m), avec une roue à augets, inventée par Lester Allan Pelton.



Figure I.3-a : turbines de type Pelton.

B/ La turbine Francis : plutôt montée pour des chutes moyennes ($30 \text{ m} < h < 300$ m), voire hautes, avec une roue à aubes simple ou double. Conçue par James B. Francis.



Figure I.3-b : turbines de type Francis.

C/ La turbine Kaplan : parfaitement adaptée aux basses chutes et forts débits ($h < 30$ m), avec une roue de type hélice, comme celle d'un bateau. Viktor Kaplan a mis au point une roue à hélice dont les pales peuvent s'orienter en fonction des débits utilisables.



Figure I.3-c : turbines de type Kaplan.

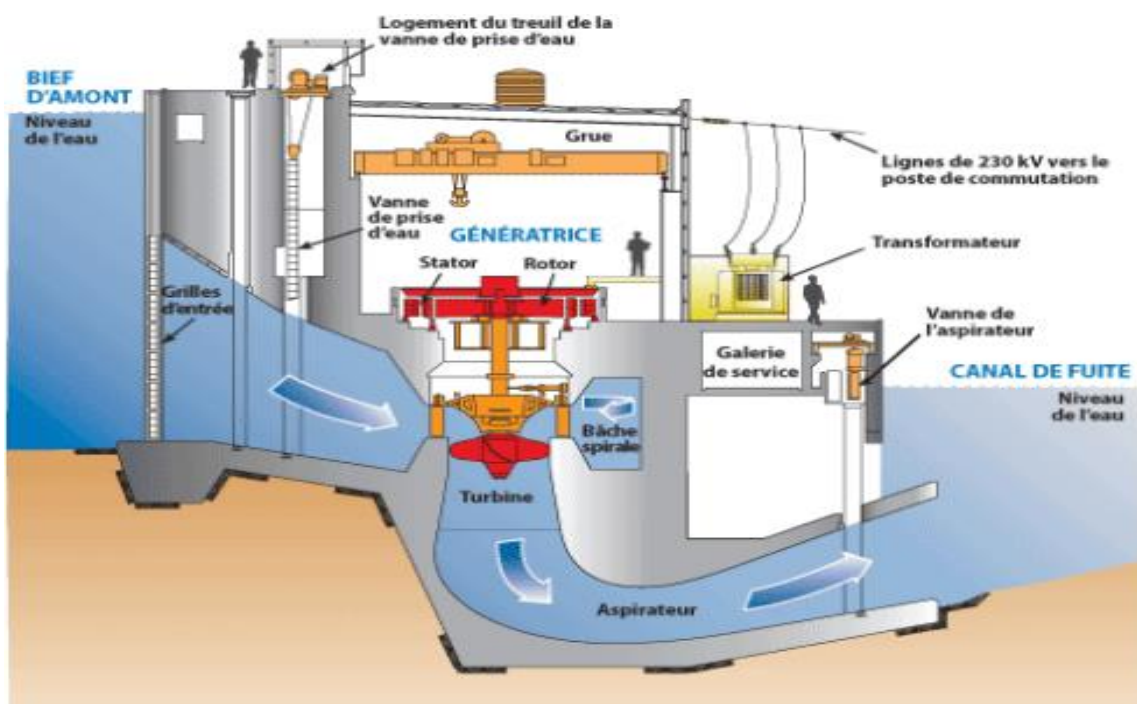


Figure I.3 : Vue en coupe d'une centrale hydro-électrique de moyenne chute.

I-1-4- Les centrales solaires ou photovoltaïques [1] :

Ce moyen de produire de l'électricité à partir du soleil utilise le principe de conversion des rayons lumineux du soleil en énergie électrique par des cellules à base de silicium, groupées en panneau.



Figure I.4 : Centrale solaire.

I-1-5- Les Centrales éoliennes [1] :

L'énergie électrique est produite sous forme d'électricité par une éolienne .Des éoliennes surmontées de générateurs électriques entraînées par une hélice, sont positionnées idéalement sur les plans d'eau ou les collines ventées.



Figure I.5 : Les Centrales éoliennes.

I-2-TRANSPORT ET DISTRIBUTION DE L'ENERGIE ELECTRIQUE :

INTRODUCTION :

Habituellement, le transport de l'énergie électrique ne suscite pas le même intérêt que sa production et son utilisation, de sorte qu'on a souvent tendance à négliger l'étude de ce sujet important. Pourtant, les investissements humains et matériels affectés au transport dépassent largement les investissements consacrés au secteur de la production.

On sait que le transport de l'énergie électrique se fait sur des conducteurs tels que les lignes aériennes ou les câbles souterrains. Malgré leur simplicité apparente, ces conducteurs cachent des propriétés importantes qui influent grandement sur le transport de l'énergie électrique.

I-2-1- Organisation d'un réseau de transport d'énergie [7]

Pour que l'énergie électrique soit utilisable, le réseau de transport et de distribution doit satisfaire les exigences suivantes :

- 1- Assurer au client la puissance dont il a besoin.
- 2- Fournir une tension stable dont les variations n'excèdent pas $\pm 10\%$ de la tension nominale.
- 3- Fournir une fréquence stable dont les variations n'excèdent pas $\pm 0,1\%$ Hz.
- 4- Fournir l'énergie à un prix acceptable.
- 5- Maintenir des normes de sécurité rigoureuses.
- 6- Veiller à la protection de l'environnement.

I-2-2-Topologie des réseaux

Les compagnies d'électricité divisent leurs réseaux en trois grandes catégories :

- 1) Le réseau de transport (49 kV à 765 kV) comprend les centrales, ainsi que les lignes et les postes de transformation issus de celles-ci.
- 2) Le réseau de répartition (46 kV à 315 kV) comprend les lignes de transport et les postes de transformation intermédiaires entre le réseau de transport et le réseau de distribution.
- 3) Le réseau de distribution comprend les lignes et les postes de transformation servant à alimenter les clients. Ce réseau est composé de deux parties : le réseau de distribution à moyenne tension (1 kV à 69 kV) et le réseau de distribution à basse tension (120 V à 600 V).

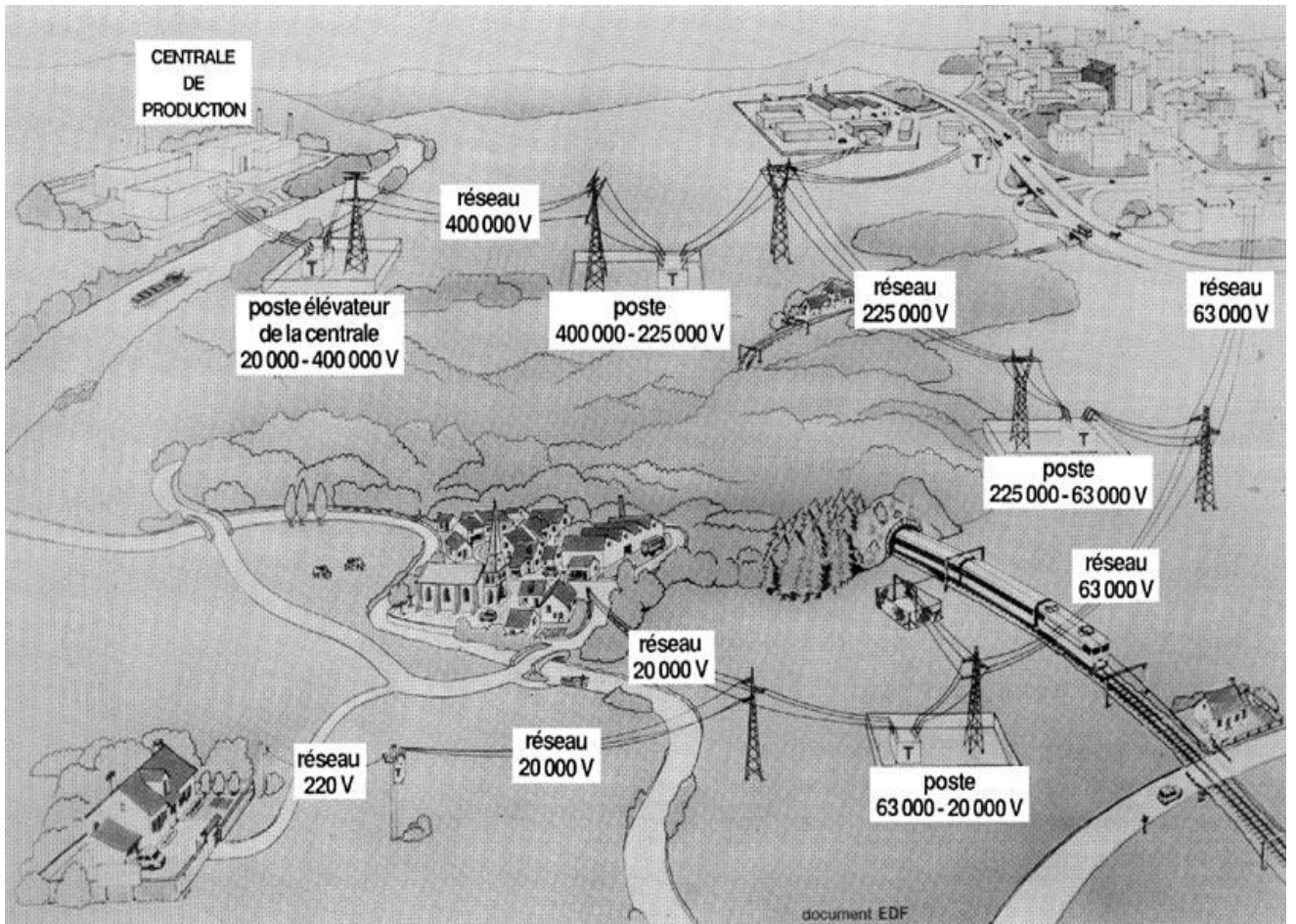


Figure I.2.1 : le schéma illustré d'un réseau électrique montrant que l'électricité est produite, transportée et distribuée à des niveaux de tensions différents.

I-2-2-1- Le réseau de transport [3]

A la sortie des centrales génératrices, des postes de transformation élèvent la moyenne tension utilisée pour la générée à la haute tension nécessaire pour assurer un transport économique de l'énergie.

La tension élevée utilisée pour le transport doit être de nouveau abaissée dans d'autres postes de transformation situés près des grands centres de consommation.

Le transport de l'énergie électrique c'effectue a l'aide (des supports, des lignes aériennes et des câbles souterrains, des transformateurs de tension et des appareils de protection, etc....).



Figure I.2.2 : image d'un réseau de transport THT [8]

I-2-2-2- Le réseau de répartition [3]

Les réseaux de répartitions sont à haute tension, ils jouent le rôle d'intermédiaire entre les réseaux de transport et les réseaux de distribution.

Les postes de livraisons HTB :

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

- d'une part, le point de raccordement au réseau de distribution HTB
- d'autre part, la borne aval du ou des transformateurs HTB / HTA

Les principaux composants d'un poste de livraison consistent en :

- Appareillage de liaison : jeu de barres où aboutissent les raccordements Aux centres consommateurs et producteurs.
- Appareillage de manœuvre et protection : disjoncteurs qui ouvrent ou ferment un circuit, suite à une manœuvre d'exploitation ou à un défaut Imprévu dans le réseau (contournement d'isolateur, mise à la terre d'une phase, par exemple), sectionneur dont la principale fonction est d'assurer l'isolement du circuit qu'il protège
- Appareillage de régulation : transformateur à réglage en charge - batterie

I-2-2-3 Le réseau de distribution [3]

Le réseau de distribution d'énergie électrique est composé de deux types de distribution :

Distribution basse tension BT : c'est l'alimentation des maisons et des ateliers divers en énergie électrique soit en monophasé ou bien triphasé avec une tension de (220 V à 600 V).

Distribution moyenne tension MT : c'est l'alimentation des usines, des grands centres Ex (les hôpitaux, les universités, les centres de recherche, etc....) avec une tension (1 kV à 69 kV).

I-2-3-Les schémas électriques des postes de livraison HTB [4] :

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

I-2-3-1- Simple antenne :(voir Figure II.3)

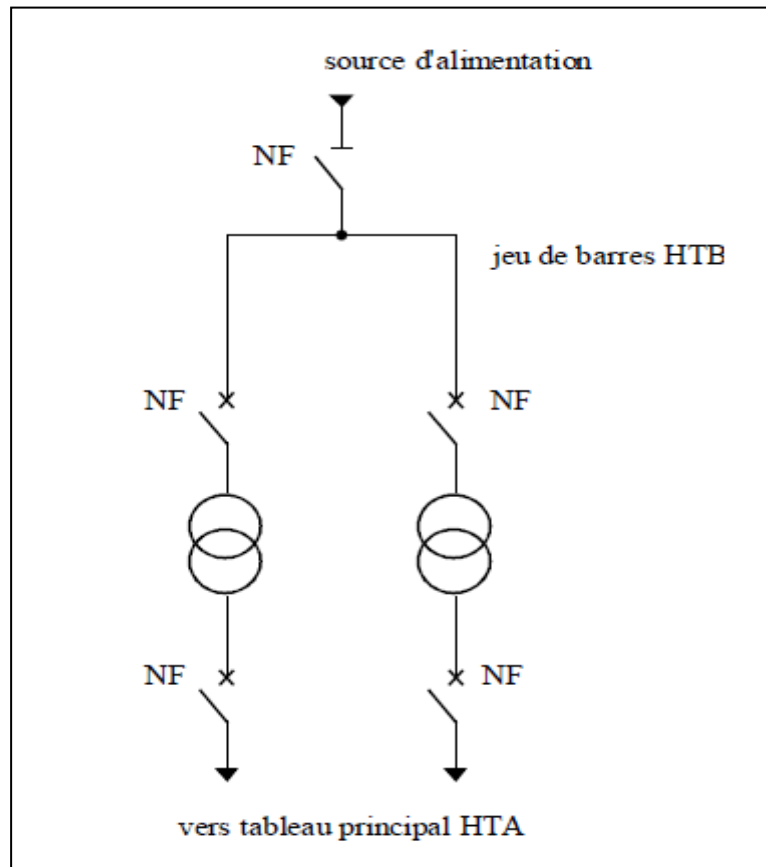


Figure I.2.3 : alimentation simple antenne d'un poste de livraison HTB

Avantage : cout minimal

Inconvénient : fiabilité faible

I-2-3-2- Double antenne :(voir Figure II.4)

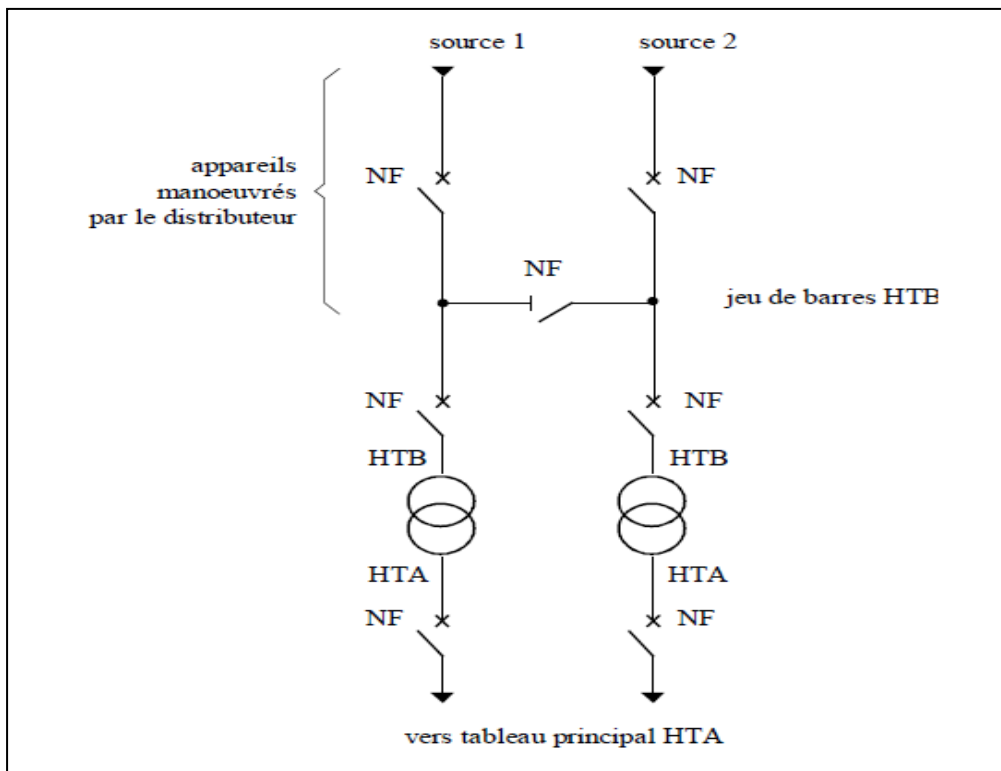


Figure I.2.4 : alimentation double antenne d'un poste de livraison HTB

Mode d'exploitation :

- **normal** : Les deux disjoncteurs d'arrivée des sources sont fermés, ainsi que le Sectionneur de couplage. Les transformateurs sont donc alimentés par les 2 sources simultanément.
- **perturbé** : En cas de perte d'une source, l'autre source assure la totalité de l'alimentation.

Avantage :

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

Inconvénients :

- solution plus coûteuse que l'alimentation simple antenne
- ne permet qu'un fonctionnement partiel du jeu de barres en cas de maintenance de celui-ci

I-2-3-3- Double antenne - double jeu de barres : (voir Figure II.5)

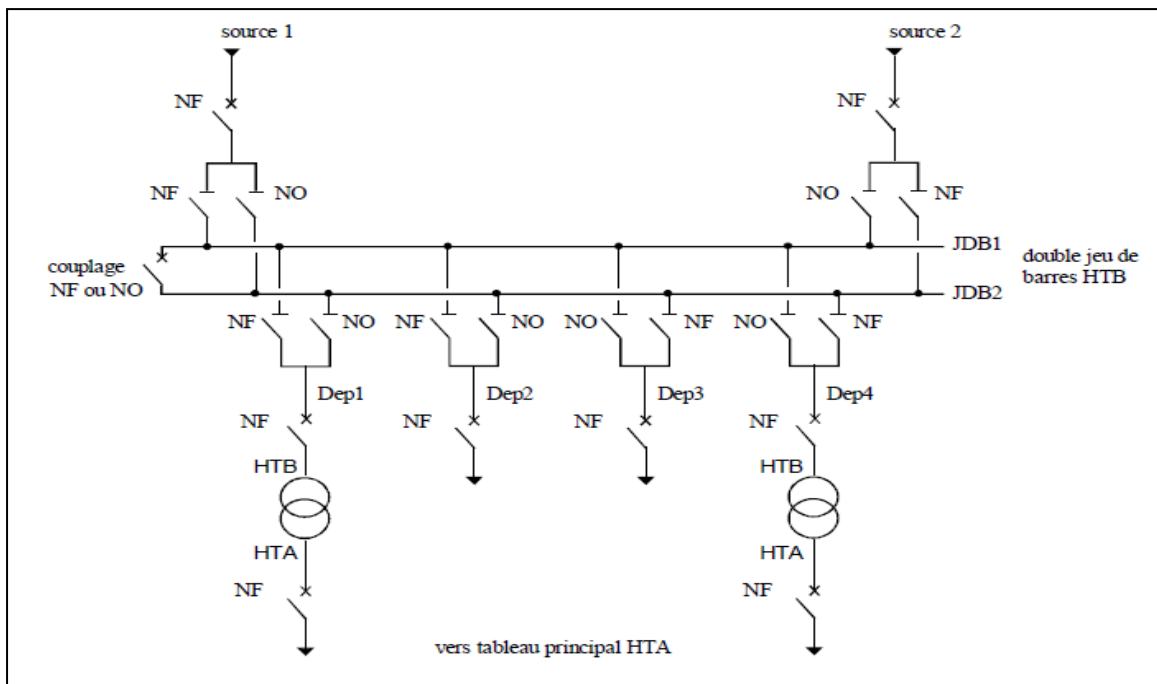


Figure I.2.5 : alimentation double antenne - double jeu de barres d'un poste de livraison HTB

Mode d'exploitation :

- normal :

La source 1 alimente, par exemple, le jeu de barres JDB1 et les départs Dep1 et Dep2.
 La source 2 alimente, par exemple, le jeu de barres JDB2 et les départs Dep3 et Dep4.
 Le disjoncteur de couplage peut être maintenu fermé ou ouvert.

- 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.

Avantage :

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

Inconvénient :

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

I-2-4- Les postes de livraison HTA [4]

Ils concernent généralement les puissances comprises entre 250 kVa et 10 MVA.

En France, deux types de postes de livraison HTA existent selon que le comptage est effectué en BT ou en HTA.

I-2-4-1- Les postes de livraison HTA à comptage BT [4]

En France, ils sont régis par la norme NF C 13-100, ils ne comportent qu'un seul

Transformateur dont le courant secondaire est inférieur ou égal à 2000 A, soit une puissance inférieure ou égale à 1250 kVa pour une tension composée de 400 V.

I-2-4-1-1- Simple dérivation :(voir Figure II.6)

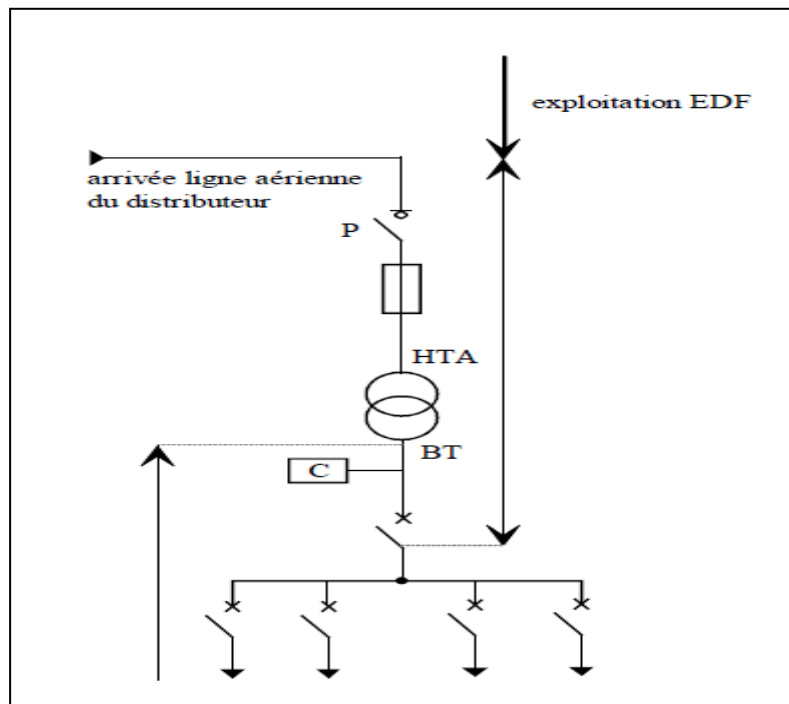


Figure I.2.6 : alimentation en simple dérivation d'un poste de livraison HTA à comptage BT

La cellule protection générale P doit être un disjoncteur si le courant nominal est supérieur ou égal à 45 A (voir NF C 13-100).

Ce type de poste est utilisé en général pour la distribution publique HTA en lignes aériennes, il comporte une seule source d'alimentation possible par le distributeur.

I-2-4-1-2- Coupure d'artère :(voir Figure II.7)

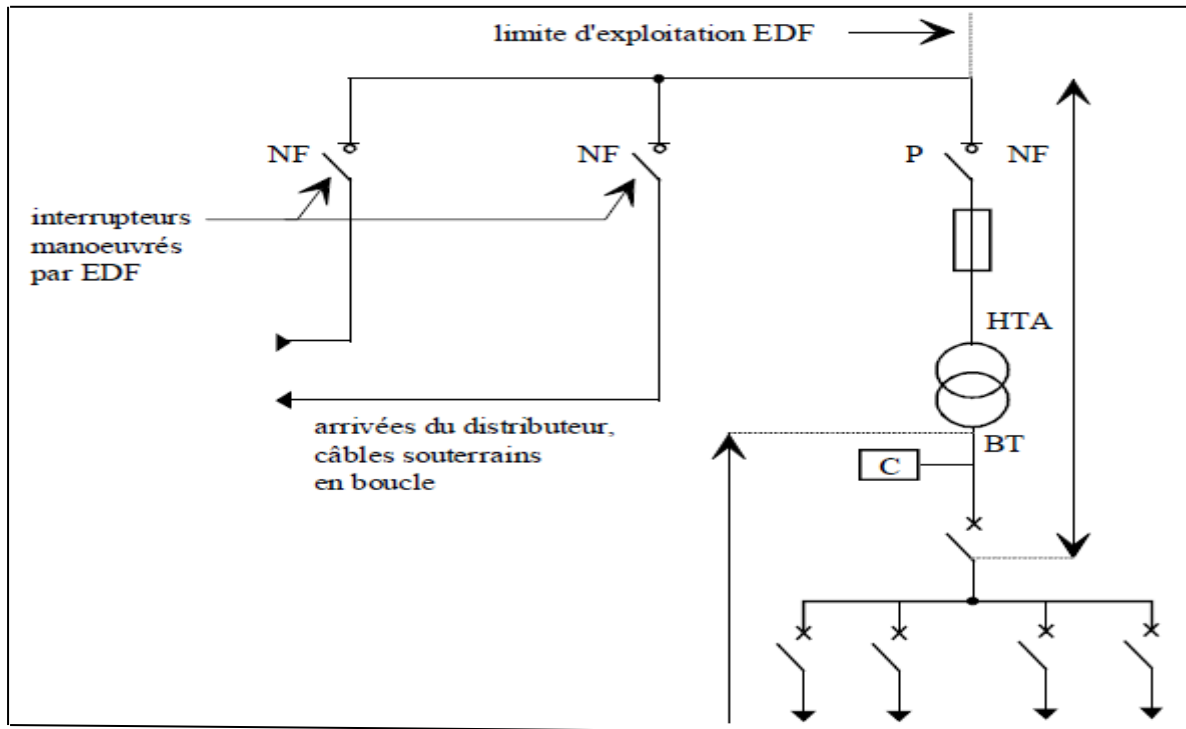


Figure I.2.7 : alimentation en coupure d'artère d'un poste de livraison HTA à comptage BT

La cellule protection générale *P* doit être un disjoncteur si le courant nominal est supérieur ou égal à 45 A (voir NF C 13-100).

Ce type de poste est utilisé pour la distribution publique HTA urbaine en réseaux souterrains, il permet à l'utilisateur de bénéficier d'une source d'alimentation fiable à partir de deux postes sources ou 2 départs HTA, ce qui limite les interruptions pour travaux ou en cas de panne.

I-2-4-1-3- Double dérivation :(voir Figure II.8)

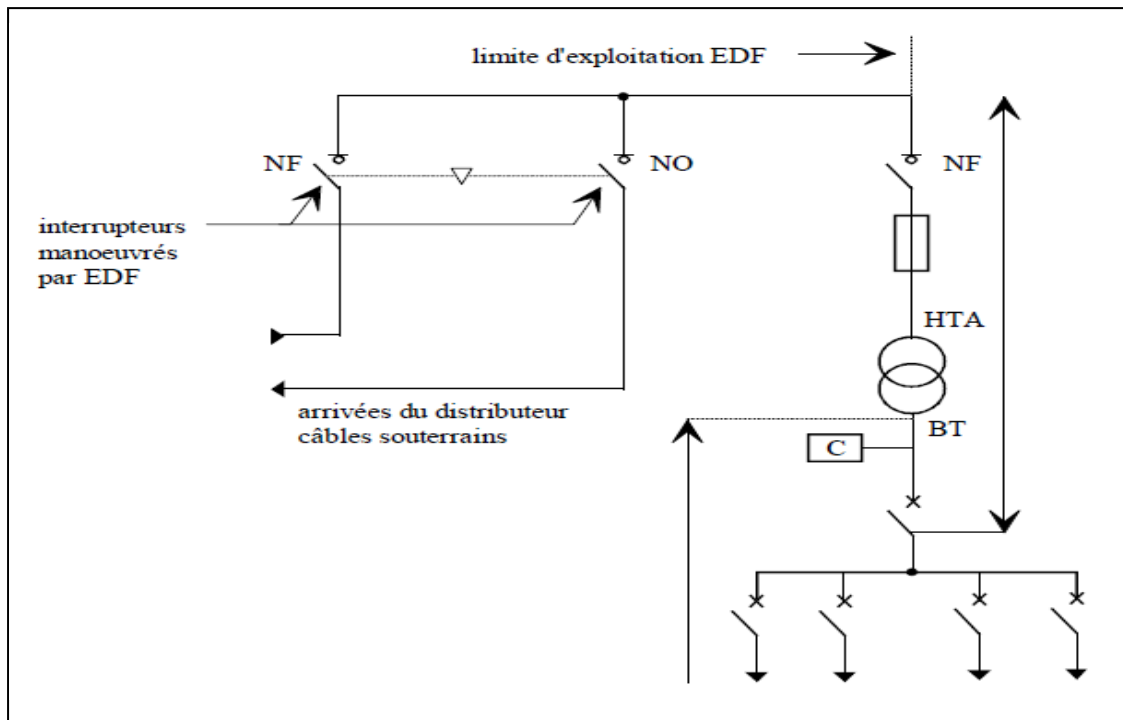


Figure I.2.8 : alimentation en double dérivation d'un poste de livraison HTA à comptage BT

La cellule protection générale P doit être un disjoncteur si le courant nominal est supérieur ou égal à 45 A (voir NF C 13-100).

Lorsque le réseau public HTA comporte deux câbles souterrains distincts en parallèle, le poste peut être alimenté par l'une ou l'autre de ces deux dérivations.

La permutation d'une alimentation sur l'autre s'effectue lors de la disparition de la tension sur le câble alimentant le poste. Elle est réalisée soit automatiquement, soit manuellement.

Ce schéma, très coûteux pour le distributeur, est utilisé lorsque les exigences de disponibilité sont importantes (le surcoût est généralement payé par l'utilisateur).

I-2-4-2- Les postes de livraison HTA à comptage HT [4]

Ils comportent plusieurs transformateurs ou un seul si son courant secondaire est supérieur à 2 000 A (puissance supérieure à 1250 kVa pour une tension composée de 400 V) et peuvent comporter des départs HTA.

La partie de l'installation allant du point de raccordement au réseau HTA jusqu'au sectionneur d'isolement situé en aval du disjoncteur général est régie par la norme NF C 13-100 ; les jeux de barres, le réseau HTA et les transformateurs sont régis par la norme NF C 13-200.

De façon identique aux postes de livraison à comptage BT, l'alimentation par le distributeur peut être en simple dérivation, coupure d'artère ou double dérivation.

I-2-4-2-1- Exemple de schéma :(voir Figure II.9)

Poste de livraison avec une alimentation en coupure d'artère comportant 2 transformateurs et 2 départs HTA.

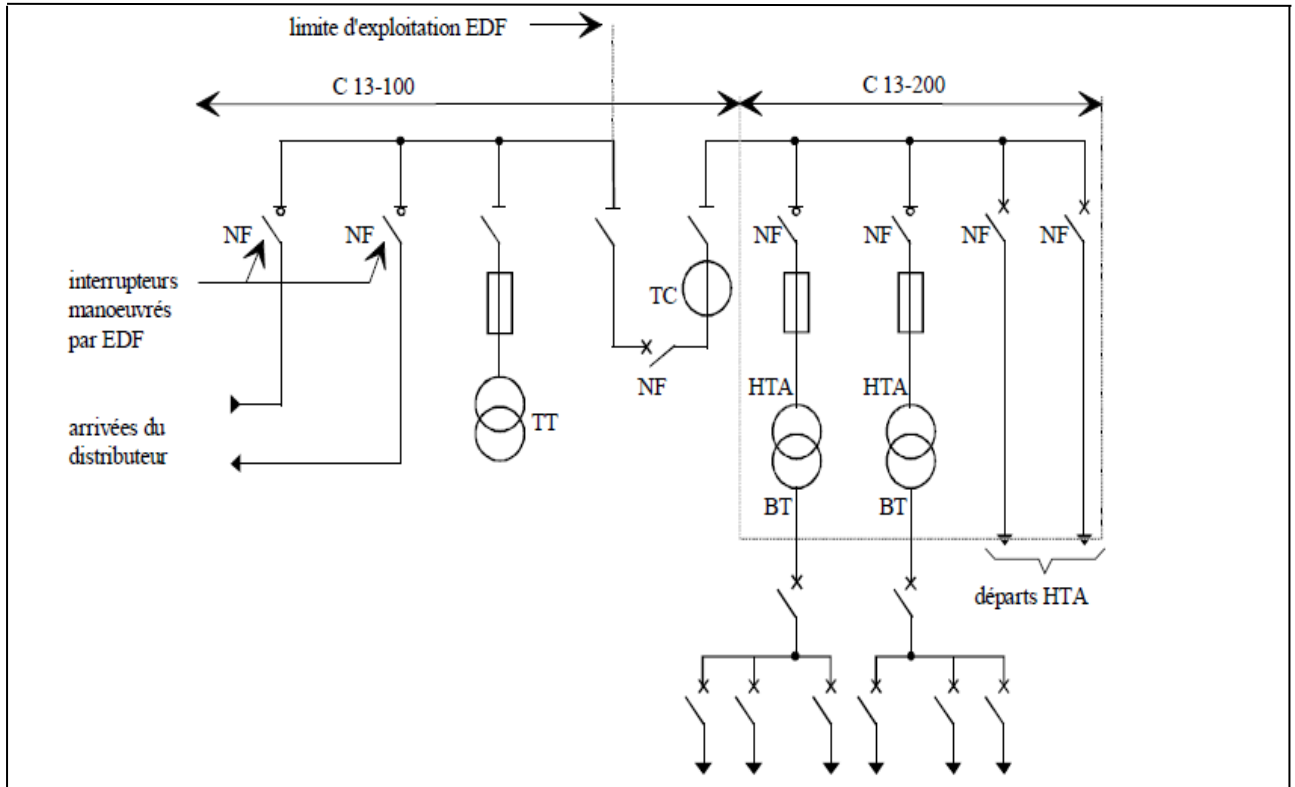


Figure I.2.9 : exemple de poste de livraison HTA à comptage HT

Le comptage HT est réalisé grâce au TT (transformateur de tension) et au TC (transformateur de courant).

Le transformateur de courant possède généralement un deuxième secondaire utilisé pour la protection contre les surintensités.

I-2-5- Les réseaux HTA à l'intérieur du site [4]

Les réseaux HTA sont composés de tableaux et de liaisons alimentant ces tableaux. Nous allons d'abord étudier les différents modes d'alimentation des tableaux, puis les différentes structures des réseaux permettant d'alimenter ces tableaux.

I-2-5-1- Modes d'alimentation des tableaux HTA [4]

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

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

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

I-2-5-1-1/- 1 jeu de barres, 1 source d'alimentation :(voir Figure II.10)

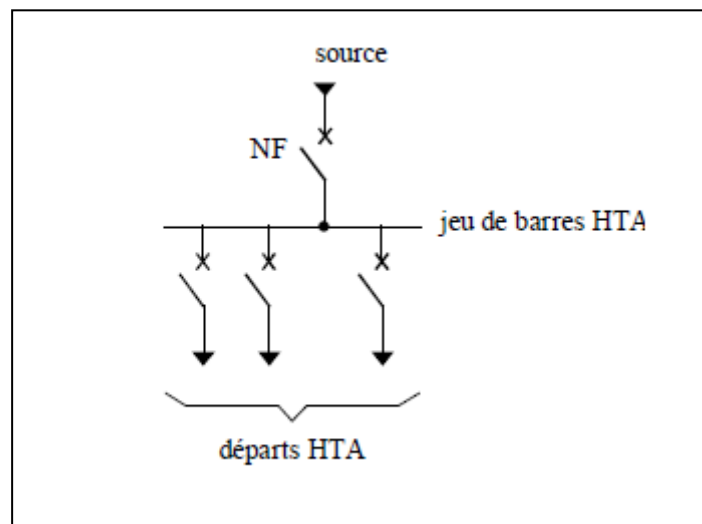


Figure I.2.10 : 1 jeu de barres, 1 source d'alimentation

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

I-2-5-1-2/- 1 jeu de barres sans couplage, 2 sources d'alimentation (voir figure II.11)

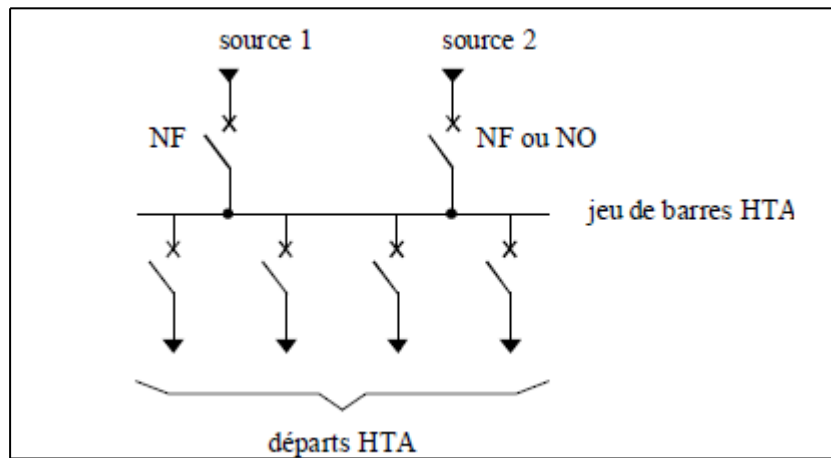


Figure I.2.11 : 1 jeu de barres sans couplage, 2 sources d'alimentation

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

I-2-5-1-3/- 2 demi jeux de barres avec couplage, 2 sources d'alimentations : (voir figure II.12)

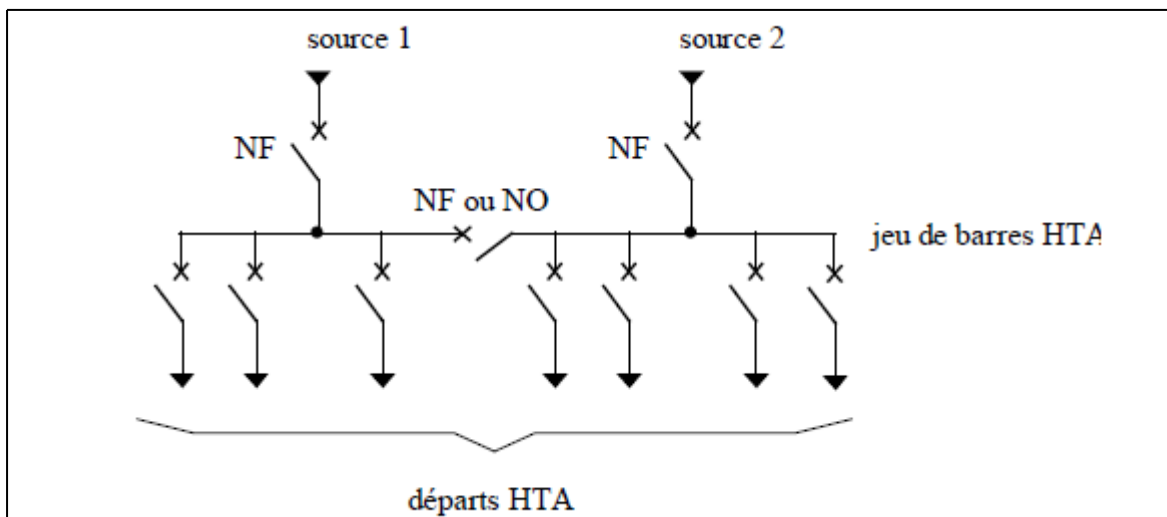


Figure I.2.12 : 2 demi-jeux de barres avec couplage, 2 sources d'alimentation

Fonctionnement : Le disjoncteur de couplage peut être maintenu fermé ou ouvert. S'il est ouvert, chaque source alimente un demi - jeu de barres. En cas de perte d'une source, le disjoncteur de couplage est fermé et l'autre source alimente les 2 demi-jeux de barres.

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

I-2-5-1-4/- 1 jeu de barres sans couplage, 3 sources d'alimentation: (voir Figure II.13)

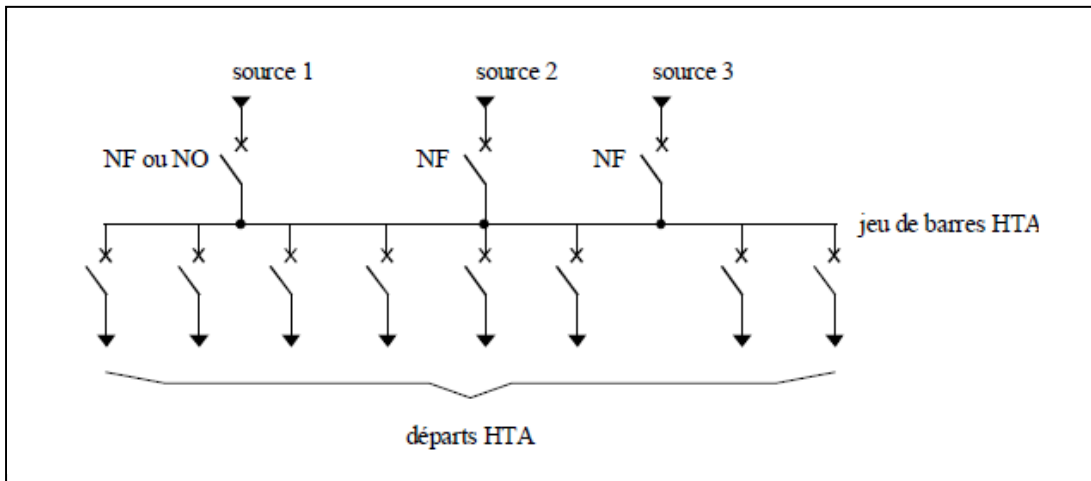


Figure I.2.13 : 1 jeu de barres sans couplage, 3 sources d'alimentation

Fonctionnement : Les 3 sources peuvent fonctionner en parallèle ou l'une en secours des deux autres. En cas de défaut sur le jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), les départs ne sont plus alimentés.

I-2-5-1-5/- 3 sections de barres avec couplages, 3 sources d'alimentation:(voir Figure II.14)

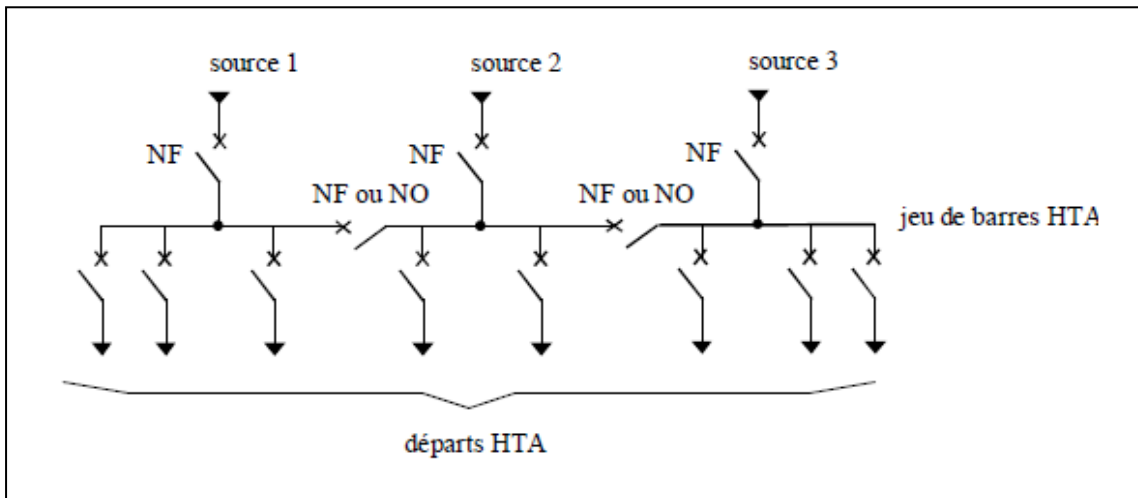


Figure I.2.14 : 3 sections de barres avec couplages, 3 sources d'alimentation

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

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

I-2-5-1-6/- sources et départs en "duplex" :(voir Figure II.15)

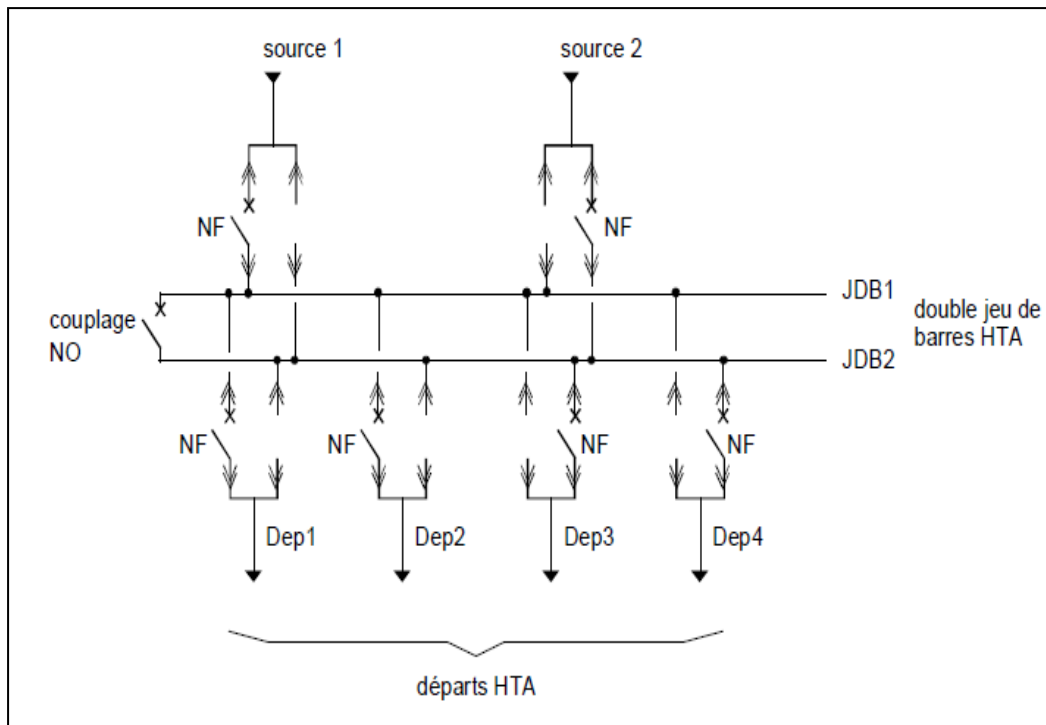


Figure I.2.15 : sources et départs en "duplex"

Fonctionnement : Le disjoncteur de couplage est maintenu ouvert en fonctionnement normal. Chaque source peut alimenter l'un ou l'autre des jeux de barres par ses deux cellules disjoncteur débroschables. Par souci d'économie, il n'y a qu'un seul disjoncteur pour les 2 cellules débroschables qui sont installées tête-bêche. On peut ainsi facilement déplacer le disjoncteur d'une cellule à l'autre. Ainsi, si l'on veut que la source 1 alimente le jeu de barres JDB2, on déplace le disjoncteur dans l'autre cellule associée à la source 1.

Le même principe est mis en place pour les départs. Ainsi, à chaque départ sont associées deux cellules débroschables et un seul disjoncteur. Chaque départ peut être alimenté par l'un ou l'autre des jeux de barres suivant l'emplacement du disjoncteur. Par exemple, la source 1 alimente le jeu de barres JDB1 et les départs Dep1 et Dep2. La source 2 alimente le jeu de barres JDB2 et les départs Dep3 et Dep4.

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

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

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

I-2-5-1-7/- 2 jeux de barres, 2 attaches par départ, 2 sources d'alimentation (voir figure II.16)

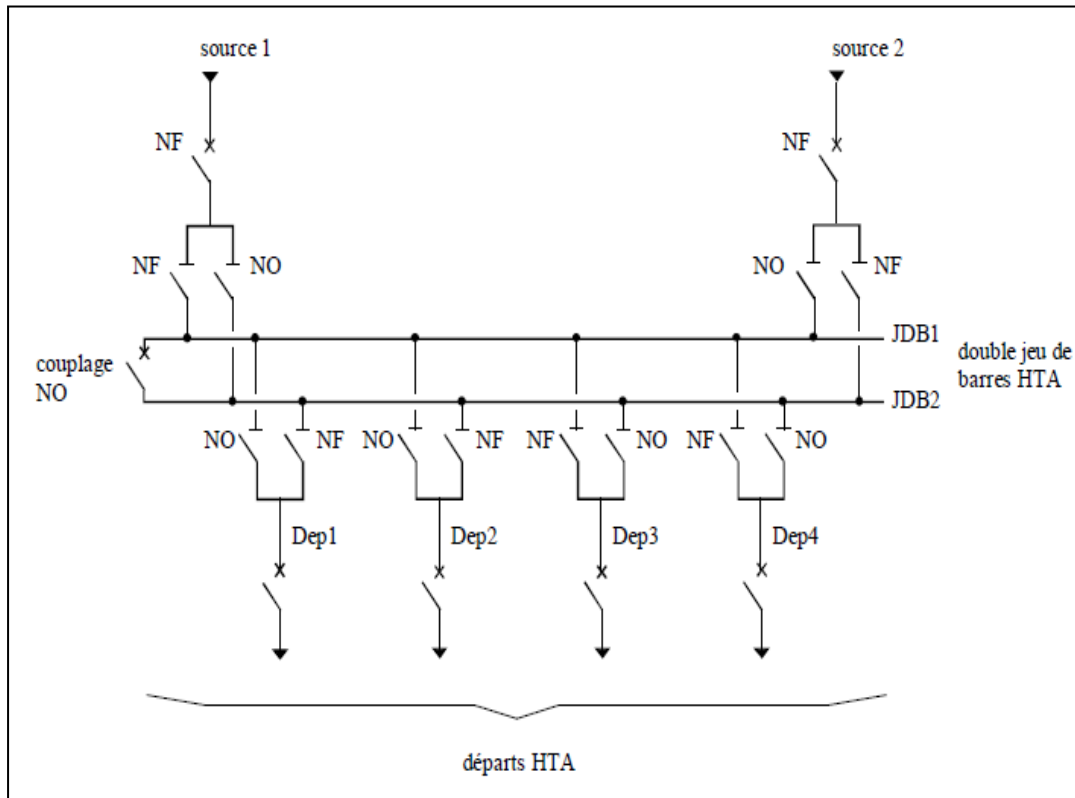


Figure I.2.16 : 2 jeux de barres, 2 attaches par départ, 2 sources d'alimentation

Fonctionnement : Le disjoncteur de couplage est maintenu ouvert en fonctionnement normal. Chaque départ peut être alimenté par l'un ou l'autre des jeux de barres suivant l'état des sectionneurs qui lui sont associés, un seul sectionneur par départ doit être fermé. Par exemple, la source 1 alimente le jeu de barres JDB1 et les départs Dep1 et Dep2.

La source 2 alimente le jeu de barres JDB2 et les départs Dep3 et Dep4.

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

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

I-2-5-1-8/- 2 doubles jeux de barres couplés entre eux:(voir Figure II.17)

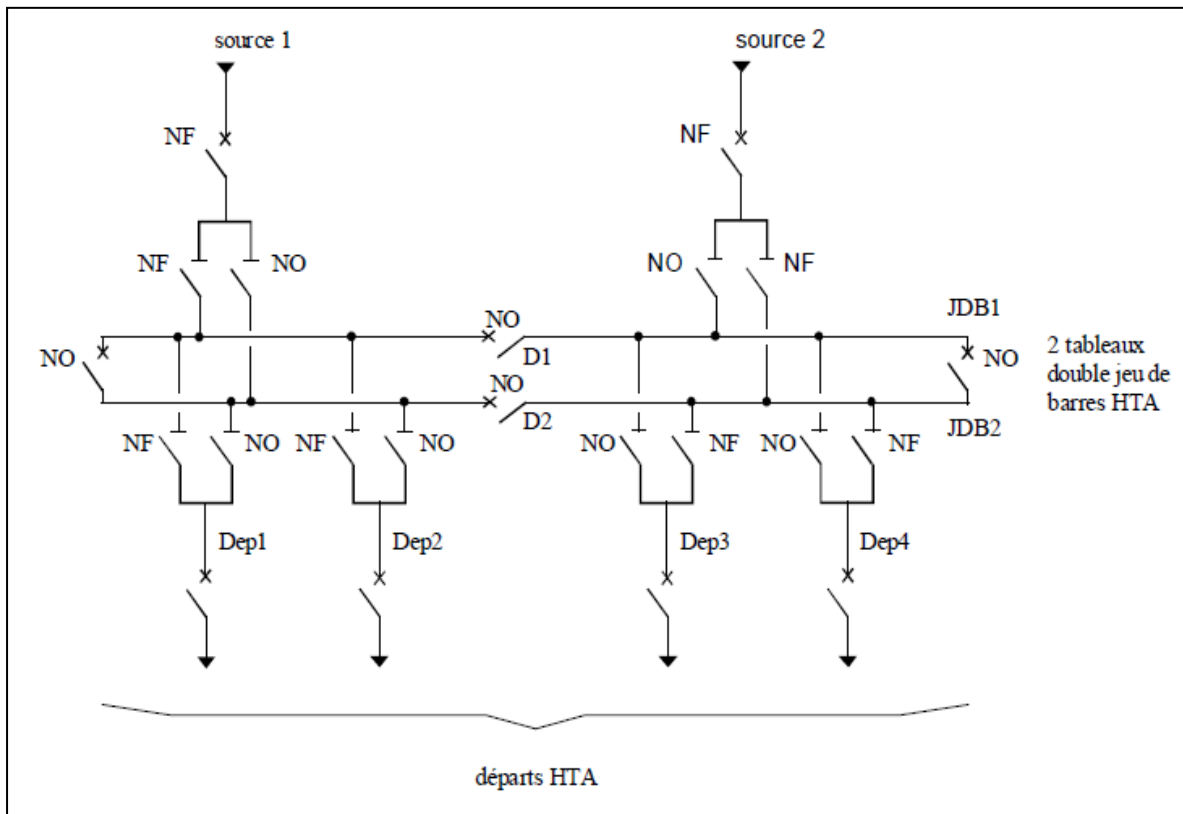


Figure I.2.17 : 2 doubles jeux de barres couplés entre eux

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

Conclusion :

Ce premier chapitre est consacré à l'étude des généralités sur les réseaux électriques où nous avons fait montrer comment l'énergie électrique se produit et comment elle est transportée et on a aussi montré les topologies d'un réseau électrique et sa structure.

Chapitre II

Introduction :

Un site industriel est un système actif, dans lequel il se passe beaucoup de chose comme (production, transformation, extraction etc....) au contraire d'un poste de transformation ou il se passe presque rien de temps en temps une manœuvre.

Mais si dans un site industriel intervient un défaut, alors les protections doivent agir automatiquement et rapidement selon des critères de sureté :

- Sécurité (sécurité des personnes et matériels)
- Disponibilité (être opérationnelle à tout instant)
- Sélectivité (provoquer le déclenchement de la zone affectée et pas une autre)
- Stabilité (ne pas déclencher sur des défauts qui ne concernent pas la protection)

II-1- Appareillages de protection d'un site industriel :

La plupart des sites industriels y compris ceux affectés au réseau de transport comprennent les appareils principaux suivants :

- Les disjoncteurs.
- Les sectionneurs.
- Les interrupteurs.
- Les parafoudres.
- Les relais.
- Les coupes circuit à fusible.

Dans les descriptions qui suivent, on traitera des principes de base de ces appareils.

II-1-1- LES DISJONCTEURS

Un disjoncteur est un organe de protection qui est destiné à établir, supporter et interrompre des courants sous sa tension assignée (la tension maximale du réseau électrique qu'il protège) à la fois :

· Dans des conditions normales de service, par exemple pour connecter ou Déconnecter une ligne dans un réseau électrique

· Dans des conditions anormales spécifiées, en particulier pour éliminer un court-circuit, Ou les conséquences de la foudre. De plus le disjoncteur ouvre un circuit automatiquement dès que le courant qui le traverse dépasse une valeur Prédéterminée. Sa principale caractéristique lui permet de ne subir aucune avarie

II-1-1-1- Caractéristiques des disjoncteurs :

- */ Le courant nominal : c'est l'intensité nominale qu'un disjoncteur doit protéger.
- */ Tension nominale : elle dépend des distances d'isolement.
- */ Nombre de pôles : de un à quatre selon les applications.
- */ Pouvoir de coupure : c'est l'intensité du courant limite que le disjoncteur peut couper sous tension de rétablissement.
- */ Pouvoir de fermeture : c'est l'intensité du disjoncteur à fermer le circuit à protéger dans les conditions de fonctionnement.
- */ Le temps de déclenchement : ce temps est indispensable pour le choix d'un disjoncteur dans les cas suivants :
 - Protection des transformateurs
 - Protection sélective avec association de disjoncteur.

II-1-1-2- DIFFERENTS TYPES DE DISJONCTEURS [6] :

Les disjoncteurs les plus utilisés sont :

- Disjoncteurs à l'huile.
- Disjoncteurs à air comprimé.
- Disjoncteurs au SF6.
- Disjoncteurs auto pneumatique.
- Disjoncteurs auto soufflage

II-1-1-2-1- les disjoncteurs à l'huile [6] :

La coupure dans l'huile s'est imposée en haute tension après avoir été utilisée en moyenne tension. Sous l'action de l'arc électrique, l'huile est décomposée, plusieurs types de gaz sont produits (essentiellement de l'hydrogène et de l'acétylène) lors de cette décomposition.

L'énergie de l'arc est dissipée dans l'huile, ce qui permet de refroidir le milieu entre les contacts et par la suite d'interrompre le courant.

Les premiers disjoncteurs à huile avaient des contacts de coupure qui étaient plongés dans de l'huile contenue dans une cuve métallique. Ils sont appelés « disjoncteurs à gros volume d'huile ». Certains sont toujours en service actuellement. Par la suite, dans les années 1950, les « disjoncteurs à faible volume d'huile » ont été conçus pour réduire la quantité d'huile nécessaire et surtout limiter le risque d'incendie lié aux disjoncteurs à gros volume d'huile.

L'arc se développe dans un cylindre isolant afin de limiter sa longueur et de contrôler autant que possible l'énergie contenue dans l'arc. Cette énergie est utilisée pour générer le soufflage par vaporisation de l'huile.

Ce type de disjoncteurs est appliqué pour des tensions assignées atteignant 765 kV et des courants de défaut très élevés, pouvant atteindre 50 kA.

Mais ils nécessitent un entretien important et délicat (remplacement de l'huile usagée). Ils ont été supplantés par les disjoncteurs à SF6 qui nécessitent peu de maintenance et ont une longue durée de vie.

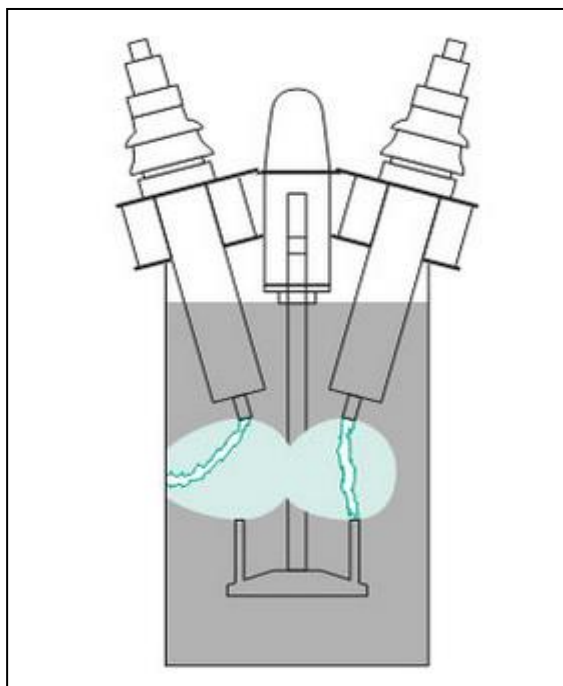


Figure II.1 : bulles de gaz à l'origine d'un défaut phase-masse lors d'une coupure dans un disjoncteur à grand volume d'huile

II-1-1-2-2- les disjoncteurs à air comprimé [2] :

Le gaz contenu dans les disjoncteurs à air comprimé est maintenu sous haute pression (30 à 35 bar) à l'aide d'un compresseur. Cette haute pression permet d'assurer la tenue diélectrique et de provoquer le soufflage de l'arc pour la coupure.

Le soufflage intense exercé dans ces disjoncteurs a permis d'obtenir de très hautes performances (courant coupé jusqu'à 100 kA sous haute tension) et avec une durée d'élimination du défaut très courte permettant d'assurer une bonne stabilité des réseaux en cas de défaut.



Figure II.2 : disjoncteurs à air comprimé

Ces disjoncteurs nécessitent un entretien périodique, en particulier de leurs compresseurs, ce qui explique qu'ils ont été progressivement supplantés par une autre génération de disjoncteurs, les disjoncteurs à SF₆ (ou hexafluorure de soufre)

A noter que la technique à air comprimé est la seule qui permet encore aujourd'hui d'atteindre les pouvoirs de coupure les plus élevés (275 kA sous 36 kV) qui sont exigés pour certaines applications (disjoncteurs de générateurs).

II-1-1-2-3- les disjoncteurs au SF6 [6] :

Le SF6 est un gaz lourd, inodore, incolore, non toxique, inflammable et ayant de très bonnes caractéristique diélectriques.

Les disjoncteurs au SF6 sont disponibles pour toutes les tensions dans la gamme de 14,4kV à 800kV, et ils possèdent un pouvoir de coupure six fois supérieur à celui du DAC. Ils sont à la base des postes blindés à HT, dont le développement se poursuit d'une façon rapide. Ce type de disjoncteurs a l'avantage de s'installer aussi bien en position horizontale qu'en position verticale, seront la structure des postes. Les distances seront réduites et les postes seront plus compactes.



Figure II.3 : disjoncteur SF6 à l'hexafluorure de soufre.

II-1-1-2-4- les disjoncteurs à vide [2] :

Le principe de fonctionnement de ce disjoncteur est différent de celui des autres, car l'absence d'un gaz évite le problème d'ionisation lors de l'ouverture des contacts. Ce disjoncteur est scellé hermétiquement de sorte qu'il n'occasionne aucun problème de contamination, ni de bruit.

Sa tension de rupture est limitée à environ 30kV, et pour une tension plus Grande. On met plusieurs modules en série.



Figure II.4 : disjoncteur à vide

II-1-1-2-5- Disjoncteurs auto-pneumatiques [2] :

Le principe du soufflage auto-pneumatique s'est développé au cours des années 1970 et au début des années 1980 pour répondre aux spécifications les plus exigeantes et développer des appareils de plus en plus performants.

Lorsque le disjoncteur est en position "fermé", le courant transite par des contacts dits "permanents" qui sont situés sur le diamètre extérieur de la partie active.

Lors d'un déclenchement du disjoncteur, la partie mobile se déplace vers le bas, entraînant la séparation des contacts permanents. Le courant passe alors par une autre série de contacts, appelés "contacts d'arc". Quand la partie mobile a fait une course suffisante, les contacts d'arc se séparent, ce qui provoque l'amorçage d'un arc entre ces contacts. Les contacts d'arc sont réalisés avec des matériaux à base de tungstène de manière à pouvoir supporter sans dommage les effets de l'arc électrique.

Pendant la manœuvre d'ouverture, le disjoncteur produit lui-même la compression du gaz nécessaire au soufflage de l'arc. Le déplacement relatif du cylindre de soufflage par rapport au piston fixe crée une surpression dans le cylindre qui s'évacue à l'intérieur de la buse et refroidit l'arc, permettant ainsi son extinction.

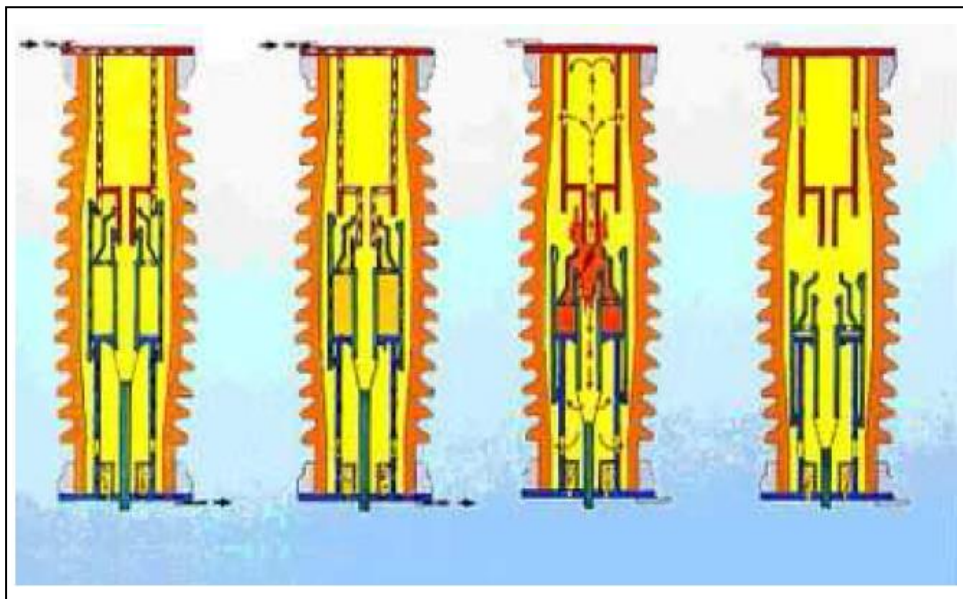


Figure II.5: Disjoncteur auto pneumatique.

II-1-1-2-6- Disjoncteur auto soufflage [2] :

La période 1984–2000 a été marquée par le fort développement des moyens de calcul et de modélisation des disjoncteurs SF6. Grâce à l'utilisation de ces moyens, de nouveaux appareils à faible énergie de manœuvre ont été développés.

Les disjoncteurs à auto-soufflage sont caractérisés par l'utilisation importante de l'énergie d'arc pour la coupure : l'auto-soufflage s'est substitué en grande partie au soufflage auto-pneumatique pour la coupure des forts courants. La coupure des courants faibles est toujours obtenue par un soufflage auto-pneumatique, l'énergie de l'arc n'étant pas suffisante pour contribuer au soufflage.

Une évolution des chambres de coupure à auto-soufflage a consisté à introduire un clapet en V entre le volume d'expansion et le volume de compression.

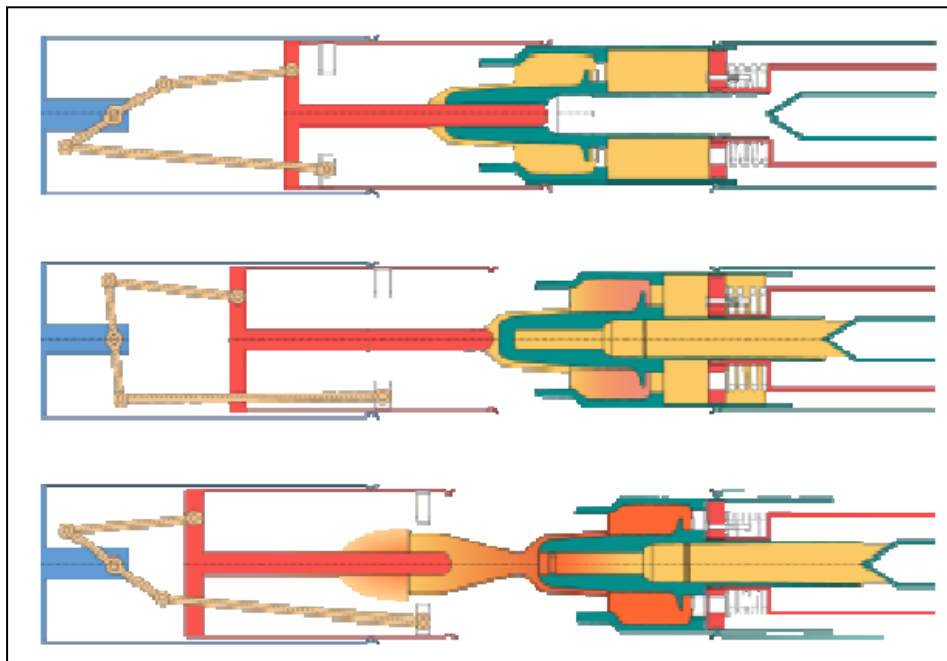


Figure II.6: Disjoncteur auto soufflage

II-1-2- LES SECTIONNEURS [2] :

Le sectionneur est un appareil électromécanique permettant de séparer, de façon mécanique, un circuit électrique de son alimentation. L'objectif peut être d'assurer la sécurité des personnes travaillant sur la partie isolée du réseau électrique, d'éliminer une partie du réseau en dysfonctionnement pour pouvoir en utiliser les autres parties.

Le sectionneur, à la différence du disjoncteur ou de l'interrupteur n'a pas de pouvoir de coupure, ni de fermeture. Il est impératif d'arrêter l'équipement aval pour éviter une ouverture en charge. Dans le cas contraire de graves brûlures pourraient être provoquées, liées à un arc électrique provoqué par l'ouverture.

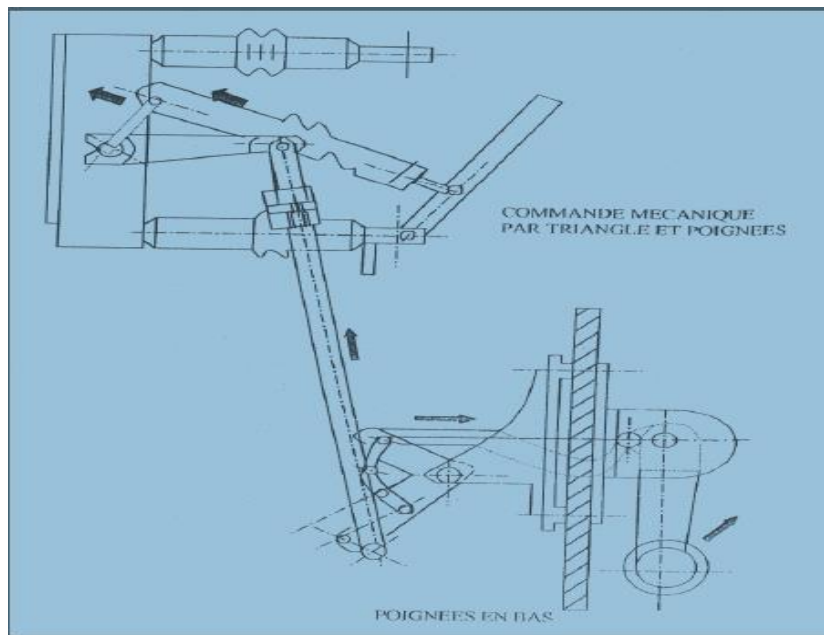


Figure II.7 : Sectionneur ouvert.

II-1-2-1- TYPES DE SECTIONNEURS

II-1-2-1-1- Sectionneur basse tension

Cet appareil est souvent muni de fusible, il est alors appelé sectionneurs porte-fusible. Certains sectionneurs comportent aussi des contacts à pré-coupure permettant de couper la commande des organes de puissance afin d'éviter une manœuvre en charge.

II-1-2-1- 2- Sectionneurs haute tension

La fonction principale d'un sectionneur haute tension est de pouvoir séparer (un disjoncteur isole mais ne sépare pas «notions de distance») 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.

II-1-2-1-3- Sectionneurs de mise à la terre

Les sectionneurs HT et BT de forte puissance sont dotés de systèmes de mise à la terre. Il s'agit d'un organe de sécurité, dont le but est de fixer le potentiel d'une installation préalablement mise hors tension, pour permettre l'intervention humaine en toute sécurité sur une installation.

II-1-3-LES PARAFOUDRES [2] :

Un parafoudre (ou parasurtenseur) est un dispositif de protection des appareillages électriques ou électronique contre les surtensions électriques transitoires générées par exemple par la foudre ou certains défauts d'exploitation ; à ne pas confondre avec le paratonnerre qui protège contre les coups directs de la foudre

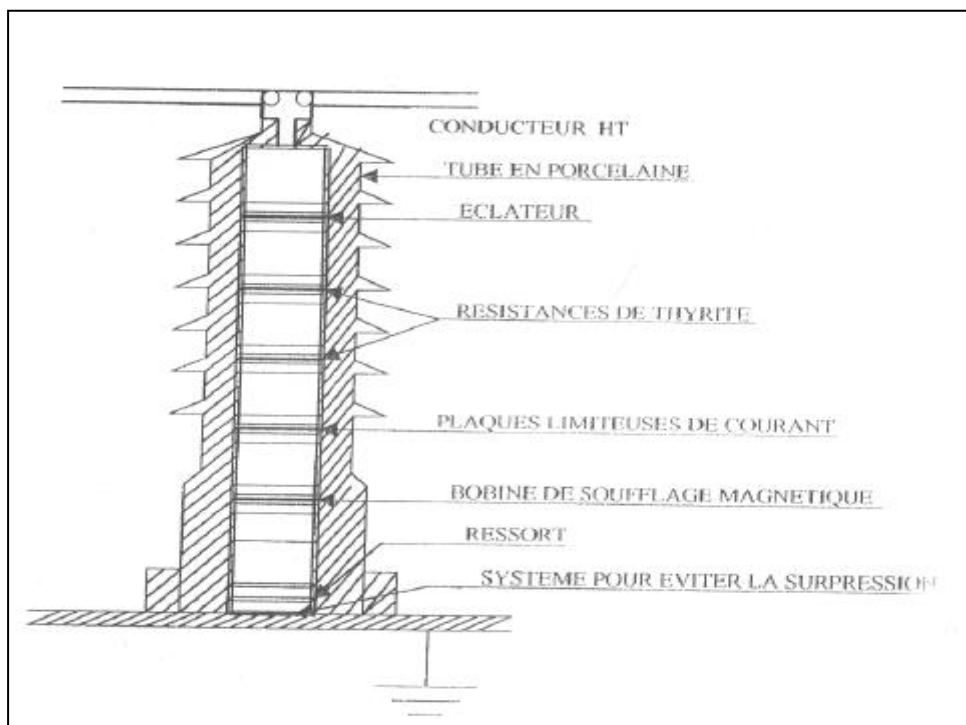


Figure II.8 : Vue en coupe d'un parafoudre.

II-1-3-1- DIFFERENTS TYPES DE PARAFOUDRE

II-1-3-1-1- Parafoudre à exclusion :

Appareil comportant un ou plusieurs éclateurs et un dispositif d'extinction de l'arc par expulsion de gaz ionisé, d'où coupure du courant d'écoulement.

II-1-3-1-2- Parafoudre à résistance variable :

Appareil comportant un ou deux éclateurs et une résistance variable permettant de couper rapidement le courant d'écoulement à la terre.

II-1-3-1-3- Parafoudre à éclateur simple :

L'appareil comporte deux électrodes séparées par un certain intervalle d'air variable ; l'une des électrodes est reliée à la ligne, l'autre à la terre .Cet appareil est simple et bon marché mais l'arc ne s'éteint que pour de faibles valeurs du courant.

II-1-4- LES INTERRUPTEURS [2] :

En électricité, un interrupteur est un organe ou appareillage de commande qui permet d'ouvrir et de fermer un circuit alimentant un appareil électrique aux valeurs des intensités nominales. Il possède un certain pouvoir de couper, en général, il peut couper sous la tension nominale un courant d'une intensité nominale.

II-1-4-1- DIFFERENTS TYPES D'INTERRUPTEURS :

Les interrupteurs les plus fréquemment utilisés sont :

- Interrupteur aérien à ouverture automatique à creux de tension (IACT)
- Interrupteur aérien à commande mécanique (IACM)
- Interrupteur aérien télécommandé (IAT)

II-1-4-2- Technique de la protection dans le creux de tension :

Cette technique se base sur la détection de la présence ou l'absence de la tension de ligne et sur le cycle de réenclenchement automatique du disjoncteur de départ MT.

La sélection des défauts reste confiée aux protections de départs. La fonction de l'appareil consiste à sélectionner la dérivation en défaut et son élimination de ce dernier par l'ouverture de l'interrupteur au moment de l'absence de tension.

II-1-5- RELAIS [2] :

Un relais est un appareil de protection destiné à ouvrir un circuit électrique lorsqu'on atteint une variation déterminée de tension, d'intensité, de fréquence etc....

Les relais peuvent contrôler des valeurs non électriques telles : intensité lumineuse, température, pression.

Les relais sont classés suivant :

- La grandeur contrôlée : relais d'intensité, relais de protection.
- La fonction : protection et démarrage.
- Le temps de réponse : action instantanée ou retardée (relais temporisé).
- La protection assurée : relais à maximum d'intensité, à minimum de tension.
- L'élément moteur : relais électromagnétique, thermique.

II-1-6- COUPE CIRCUIT À FUSIBLE [2] :

Les coupes circuits à fusibles sont des appareils de protection contre la surintensité. A cet effet, ils comportent un élément conducteur qui, dans certaines conditions, s'échauffe et fond sous l'action du passage du courant. Il en résulte une coupure du circuit dans lequel l'élément fusible est inséré, d'où la protection des appareils situés en aval du coupe circuit.

II-1-6-1- Différents types de coupe circuits :

II-1-6-1-1- Coupe circuit à fusible libre : l'arc se développe librement à l'intérieur d'une poignée isolante. La coupure de l'arc est réalisée par l'allongement de l'arc. Pour l'extinction de l'arc, la longueur du fil de fusible devra être supérieure à la longueur de l'arc.

II-1-6-1-2- Coupe circuit à expulsion : la coupure est établie par soufflage de l'arc.

II-1-6-1-3- Coupe circuit à fusion enfermée : on distingue deux types :

- Coupe circuit à fusion à liquide extincteur.
- Coupe circuit à fusion enfermée à matière pulvérulente.

II-2- PROTECTION DES TRANSFORMATEURS [6] :

Les transformateurs sont protégés contre les défauts internes et externes. La protection utilisée contre les défauts internes est la protection différentielle, elle est accompagnée par une protection contre les surintensités qui protège directement la zone non protégée située entre le réducteur de courant et le disjoncteur. Les transformateurs de petite puissance jusqu'à 100kVA sont protégés par des fusibles.

Une protection différentielle protège également les transformateurs contre les courts-circuits entre spires provoqués par des surintensités qui, à la suite de variation rapide de courant, se propagent sous forme d'ondes et pénètrent dans le transformateur.

La protection qui a fait ses preuves pour les transformateurs refroidis à l'huile, est celle par relais Buchholz. Tout arc interne ou toute surchauffe interne décompose l'huile et produit du gaz. En cas de production lente de gaz, le relais Buchholz fait basculer un premier flotteur qui actionne une alarme. Une analyse de gaz peut donner des indications concernant le genre de défaut. En cas de circulation rapide de l'huile, un second flotteur bascule et le transformateur est mis hors service.

Le respect de l'environnement amène à utiliser de plus en plus des refroidissants Diélectriques qui utilisent des huiles végétales résistantes à la combustion et bio dégradables.

II-3- PROTECTION DES JEUX DE BARRES [6] :

Un jeu de barres est souvent le nœud essentiel dans un réseau de distribution, il est donc important de limiter les dégâts provoqués par un défaut à ce niveau pour permettre une réparation et une remise en service rapide.

Les principales causes de défauts sur un jeu de barres sont :

- Chute accidentelle de pièces métalliques entre barres et entre barres et masse.
- Contournement des isolateurs par un arc.

Les protections les plus simples et les plus économiques d'un jeu de barre consistent à placer :

- Des relais à maximum de courants.
- Des relais à minimum de tension.
- Des relais à maximum de tension.

Cette solution est applicable pourvu que l'énergie s'écoule toujours dans le même sens et que l'on puisse distinguer sans ambiguïté les arrivées et les départs.

II-3-1 - Principe de protection à maximum de courant :

Ce relais est branché aux phases par l'intermédiaire de trois transformateurs de courant (TC) un par phase. Ceux-ci assurent l'isolement de l'adaptation du courant au circuit de protection.

Le courant image (recueilli sur le TC) est redressée et transformé en tension par l'insertion d'une résistance. Donc le détecteur aura trois entrées de tension qui vont l'alimenter. Dès que la valeur crête d'un signal dépasse la référence, le détecteur, qui est aussi un comparateur, démarre la temporisation au terme de laquelle les ordres suivants seront exécutés :

- Alarme deuxième stade (signalisation et sonnerie en salle de commande).
- Signalisation vers l'EMS (enregistreur de manœuvres et de signalisation).
- Déclenchement du disjoncteur.

II-3-2- Principe de la protection à maximum de tension :

Le relais utilisé est à temps constant : il est raccordé au jeu de barres par trois Transformateurs de tension (montés au secondaire en série). La tension est redressée et comparée à une valeur de référence. Si elle dépasse le seuil, le détecteur commande la temporisation au terme de laquelle il y'aura :

- Une alarme deuxième stade (signalisation et sonnerie en salle de commande).
- Signalisation vers EMS.

II-3-3- Principe de la protection à minimum de tension :

Une chute de tension faible n'est dangereuse que par l'échauffement que provoque l'augmentation du courant qui en résulte. Les grandeurs d'entrées du relais sont prises à travers des transformateurs de tension.

Un circuit est chargé de détecter le minimum de tension .il est suivi d'un détecteur qui bascule dès que la valeur crête la plus petite descend en dessous de la référence affichée et pendant un certain temps : alarme premier stade (signalisation et sonnerie).

II-4- PROTECTION DES LIGNES [3] :

La protection des lignes à basse tension est assurée par des fusibles sensibles aux surintensités et au courant de court-circuit. Pour les lignes moyennes tension les fusibles sont destinés à protéger uniquement contre les courts-circuits.

Pour protéger les lignes MT, on distingue deux groupes d'automates de protection :

- la protection sélective, permettant le déclenchement en premier le relais le plus proche du défaut.
- intervention de la protection différentielle, qui se base sur le principe de la comparaison des signaux au début et la fin de la ligne en régime de défaut.

Conclusion :

Le choix du système de protection dépend du dimensionnement des éléments consécutifs d'un site industriel du fait de la rapidité, de la sélectivité et de la sensibilité de ses relais , ces derniers doivent être réglés de façon judicieuse.

Chapitre III

Introduction :

Les réseaux électriques industriels sont le prolongement naturel du réseau du distributeur auquel ils se raccordent, pour assurer l'alimentation en énergie électrique des sites industriels.

Les moyens utilisés pour chaque processus de fabrication, principalement des machines et des équipements, assurent en permanence les fonctions particulières de chaque séquence du processus. L'idéal serait que son déroulement ne soit jamais perturbé par son alimentation électrique ; en effet, une perturbation de la production est souvent générée par une interruption de l'alimentation électrique, due le plus souvent à des défauts aussi bien internes qu'externes, car il n'est pratiquement pas possible d'obtenir pour un réseau électrique le niveau de zéro défaut.

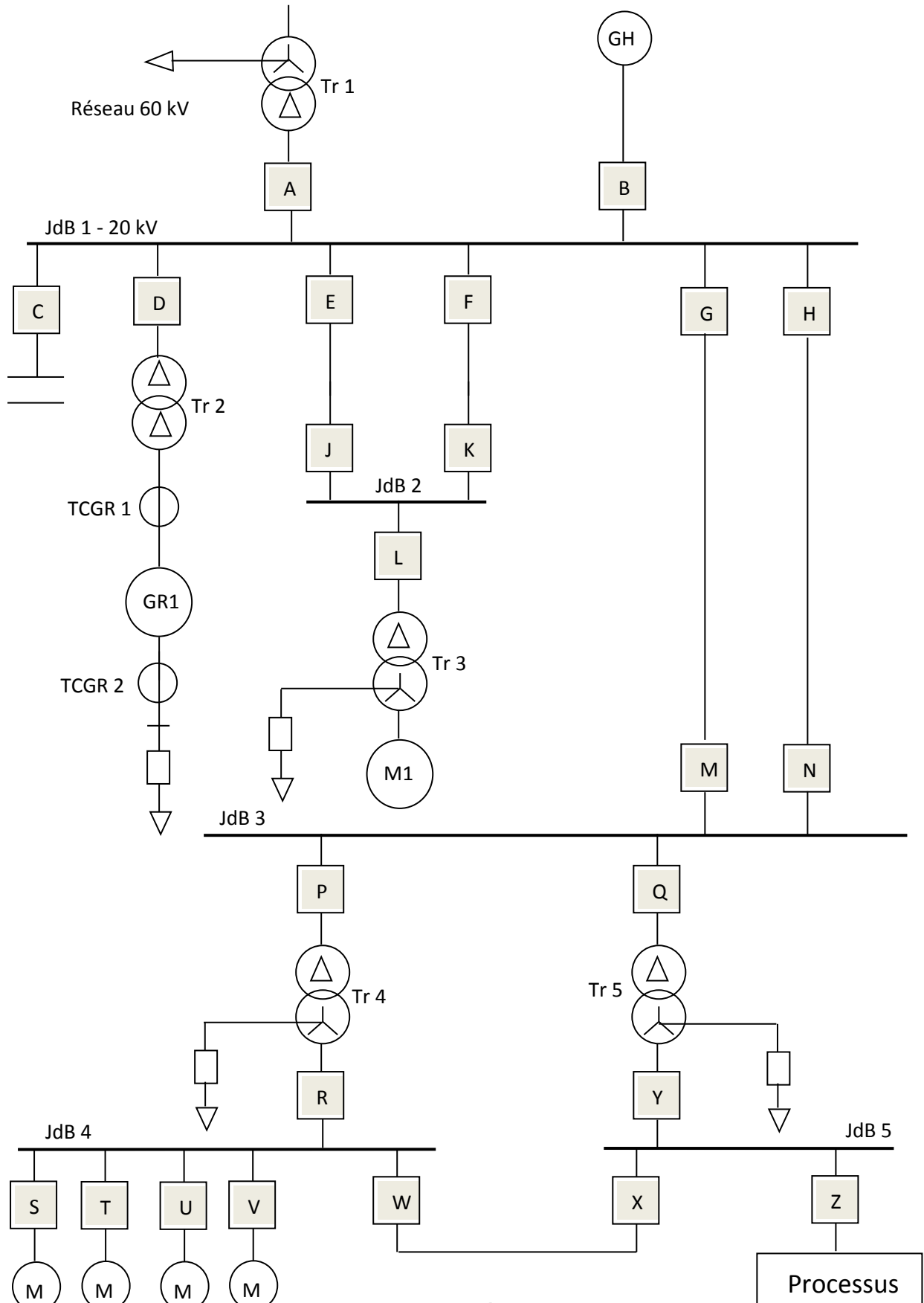
Pour bien cerner les conséquences économiques, entraînées par cette interruption (Avaries de machine, pertes de produit, mévente, etc.) Qui sont le souci majeur des industriels, il est indispensable d'appliquer, lors de la conception du réseau interne, des procédures rigoureuses d'ingénierie adaptées à chaque site, en fonction de la nature de l'industrie et de ses dimensions.

Cela est nécessaire, bien sûr ! Mais le moyen d'y parvenir est loin d'être simple du fait de l'étendue du domaine et de la variété des processus : cette conception est un « art » qui doit être appliqué – dans le respect des normes, de la réglementation et de l'environnement – pour réaliser l'optimisation technico-économique de ce réseau.

Ces processus de fabrication sont, dans chaque cas, la suite continue d'opérations, d'actions constituant la manière de s'y prendre pour élaborer, pour fabriquer en séquences, un produit fini par la transformation des matières premières jusqu'aux opérations finales de conditionnement et de stockage.

III-1- Schéma d'installation d'un site industriel [8] :

Effectuer les calculs de courant de défaut, du site (schéma ci-dessous); Défaut triphasé, Défaut phase – terre, en vue de déterminer la tenue du matériel (valeurs maximales crêtes), et valider le système de protection proposé dans le cadre de l'exploitation définie.



Il ne sera pas tenu compte des charges passives (notamment des moteurs asynchrones) pour le réglage des protections, celles-ci étant variables et entraînant une légère augmentation du courant de défaut.

III-2- DEFINITION DU RESEAU INDUSTRIEL 20 KV [8]

III-2-1- Exploitation :

L'alimentation principale se fait à partir d'un réseau 60 kV, 50Hz, le transformateur existant, à réglage en charge $\pm 10\%$, 25MVA, 60 / 20 kV appartient maintenant au client, le déclenchement du disjoncteur amont a lieu pour phase : 2500A, 0,1 s et terre 50 A 1 s (masse cuve réglée à 100 A, 0,1 s).

L'alimentation secondaire (et secours) se fait à partir d'un générateur – transformateur 10 MVA.

Le générateur – transformateur 10 MVA peut donc être en parallèle ou non avec le réseau, en cas de fonctionnement autonome (dégradé) les différentes liaisons restent sous tension et il est opéré une réduction de charge (les moteurs restent en fonctionnement, en cas de défaut il n'est pas prévu de les redémarrer).

La mise à la terre du réseau 20 kV est faite par l'intermédiaire d'une BPN (couplage Zigzag à neutre mis à la terre) à limitation 300 A au niveau du Jeu de Barres JdB1.

Seul le jeu de barres JdB2 est raccordé à JdB1 par des câbles, le reste de l'installation 20 kV est raccordé par des lignes aériennes.

La boucle E – J, F – K est de type "fermée", il n'est pas possible d'installer de Transformateur Tension sur le jeu de barres JdB2.

Les départs G – M & H – N sont exploités en boucle "fermée" (le jeu de barres JdB3 comporte des Transformateurs Tension).

La liaison JdB4 – JdB5 est normalement ouverte et sert de secours en cas d'indisponibilité du transformateur TR4.

Le régime du neutre BT est IT, compte tenu de la nature du sol, les résistances de masse ont été estimées à $< 10 \Omega$

Le neutre sera fortement impédant avec une limitation à la terre à 2 A, permettant une localisation du départ en défaut et de respecter le régime IT ($V_m = R_m \times I_t$ soit $V_m = 10 \times 2 = 20 \text{ V}$, $< 48 \text{ V}$).

Il est prévu de réutiliser une cellule 0,4 KV dite "Processus" dont le courant maximum de court-circuit admissible est de 20 kA.

Note : Le schéma proposé est partiel, les seuls moteurs $\geq 100 \text{ kW}$ ont été représentés, Les points délicats ont été repris. Pour les autres départs les mêmes méthodes de calcul seront utilisées.

III-2-2- Réseau (données fournisseur Energie)

Tension nominale $U_n = 60 \text{ kV}$

Fréquence nominale $F_n = 50 \text{ Hz}$

Puissance de court-circuit maximum triphasée $S_{ccmax} = 750 \text{ MVA}$

Puissance de court-circuit minimum triphasée $S_{ccmin} = 520 \text{ MVA}$

Constante de temps primaire $T_p = 50 \text{ ms}$

Courant de défaut maximum terre $I_{tmax} = 6,5 \text{ kA}$

Courant de défaut minimum terre $I_{\min} = 4,8 \text{ kA}$

III-2-3- Liaisons (données Installation)

Transformateur TR1 – JdB1 = négligeable

Générateur Homopolaire G.H. – JdB1 = négligeable

Départ Capacité C1 – JdB1 = négligeable

Transformateur TR2 – JdB1 = négligeable

Liaison JdB1 – JdB2 (par liaison) = long : 0,8 km, câble 148² alu

champ radial, $C_0 : 0,46 \mu\text{F}/\text{km}$, $Z_d : 0,2 + j 0,07 \Omega / \text{km}$, $Z_0 : 0,6 + j 0,1 \Omega / \text{km}$

Transformateur TR3 – JdB2 = négligeable

Liaison JdB1 – JdB3 (par liaison) = long : 5 km, ligne aérienne 240² alu, C_0 : négligeable,

$Z_d : 0,15 + j 0,3 \Omega / \text{km}$, $Z_0 : 0,3 + j 0,9 \Omega / \text{km}$

Transformateur TR4 – JdB3 = négligeable

Transformateur TR4 – JdB4 = négligeable

Liaison JdB4 – Départs S, T, U, V (par départ) = long : 0,05 km, câble 3 x 50² cuivre tripolaire,

C_0 : négligeable, $Z_d : 0,45 + j 0,1 \Omega / \text{km}$, $Z_0 : 0,6 + j 0,1 \Omega / \text{km}$

Transformateur TR5 – JdB3 = négligeable

Liaison JdB4 – JdB5 = long : 0,1 km, câble 630² cuivre tripolaire, C_0 : négligeable, chaque câble

$Z_d : 0,04 + j 0,1 \Omega / \text{km}$, $Z_0 : 0,2 + j 0,1 \Omega / \text{km}$

Liaison TR5 – JdB5 = long : 0,1 km, 3 câbles en parallèle 630² cuivre tripolaire, C_0 : négligeable,

$Z_d : 0,04 + j 0,1 \Omega / \text{km}$, $Z_0 : 0,2 + j 0,1 \Omega / \text{km}$

III-2-4- Disjoncteurs + TC (données Installation)

Arrivée Réseau, TC = 250 / 1 A ou 250 / 5 A

JdB1 = Jeu de barres 1 avec TP $(20000 / \sqrt{3}) / (100 / \sqrt{3})$:

A = Arrivée TR1, TC = 750 / 1 A ou 750 / 5 A

B = Arrivée G.H., TC = 30 / 1 A ou 30 / 5 A

C = Départ Capa, TC = 300 / 1 A ou 300 / 5 A, TC étoile = 5 / 1 A ou 5 / 5 A

D = Arrivée TR2, TC = 300 / 1 A ou 300 / 5 A

TCGR1, TC = 1250 / 1 A ou 1250 / 5 A

E = Départ 1 Boucle Câble, TC = 100 / 1 A ou 100 / 5 A

F = Départ 2 Boucle Câble, TC = 100 / 1 A ou 100 / 5 A

G = Départ 1 Boucle Aérienne, TC = 500 / 1 A ou 500 / 5 A

H = Départ 2 Boucle Aérienne, TC = 500 / 1 A ou 500 / 5 A

JdB2 = Jeu de barres 2 :

J = Arrivée 1 Boucle Câble, TC = 100 / 1 A ou 100 / 5 A

K = Arrivée 2 Boucle Câble, TC = 100 / 1 A ou 100 / 5 A

L = Départ TR3, TC = 100 / 1 A ou 100 / 5 A

JdB3 = Jeu de barres 3 avec TP $(20000 / \sqrt{3}) / (100 / \sqrt{3})$:

M = Arrivée 1 Boucle Aérienne, TC = 500 / 1 A ou 500 / 5 A

N = Arrivée 2 Boucle Aérienne, TC = 500 / 1 A ou 500 / 5 A

P = Départ TR4, TC = 50 / 1 A ou 50 / 5 A

Q = Départ TR5, TC = 100 / 1 A ou 100 / 5 A

JdB4 = Jeu de barres 4 :

R = Arrivée TR4, TC = 1500 / 1 A ou 1500 / 5 A

S = Départ Moteur, TC = 200 / 1 A ou 200 / 5 A

T = Départ Moteur, TC = 200 / 1 A ou 200 / 5 A

U = Départ Moteur, TC = 200 / 1 A ou 200 / 5 A
V = Départ Moteur, TC = 200 / 1 A ou 200 / 5 A
W = Arrivée TR5, TC = 1500 / 1 A ou 1500 / 5 A

JdB5 = Jeu de barres 5 :

X = Départ JdB4, TC = 1500 / 1 A ou 1500 / 5 A
Y = Arrivée TR5, TC = 3000 / 1 A ou 3000 / 5 A
Z = Départ "Alimentation Processus", TC = 200 / 1 A ou 200 / 5 A

III-2-5- Alternateur GR1 (données Constructeur Alternateur)

Puissance nominale $S_n = 10$ MVA

Facteur de puissance = 0,95

Tension nominale $U_n = 5,5$ kV avec TP $(5500 / \sqrt{3}) / (100 / \sqrt{3})$

Variation de tension admissible en régime permanent = ± 10 %

Variation de tension admissible pendant 5 s = ± 15 %

Variation de fréquence admissible en régime permanent = ± 5 %

Variation de fréquence admissible pendant 5 s = $\pm 7,5$ %

Excitation à diodes tournantes

Durée de sur-excitation ("overfluxing") = 30 s à 1,25 P.U.

Valeur non saturée de réactance subtransitoire directe $X''_d = 15$ %

Valeur non saturée de réactance transitoire directe $X'_d = 25$ %

Valeur non saturée de réactance synchrone directe $X_d = 225$ %

Valeur de réactance inverse $X_i = 20$ %

Valeur de réactance homopolaire $X_o = 6$ %

Valeur de résistance statorique $R_s = 0,014$ Ohm

Valeur de résistance de mise à la terre du stator $R_{n1} = 317$ Ohm

TC dans neutre stator = 5 / 5 A ou TP neutre – terre = $(5500 / \sqrt{3}) / 100$ V

Valeur de constante de temps subtransitoire directe $T''_d = 0,03$ s

Valeur de constante de temps transitoire directe $T'_d = 1$ s

Valeur de constante de temps apériodique $T_a = 0,06$ s

Pertes mécaniques = 500 kW

Courant inverse permanent admissible = 8 %

Courant inverse temporaire admissible $I_i^{2t} = 40$ s

Tension Harmonique 3 à $V_n = 3$ %

Constante thermique = 15 min

Surcharge 10 s admissible = 10%

Temps de fonctionnement du disjoncteur = 0,03 s

III-2-6- Transformateur TR1 (données Constructeur Transformateur)

Couplage Etoile à la terre (HT) / Triangle (MT)

Tension nominale HT $U_n = 60$ kV

Tension nominale MT $U_n = 20$ kV

Puissance nominale $S_n = 25$ MVA

Tension de court-circuit $U_{cc} = 12\%$

Pertes = 225 kW

Courant crête d'enclenchement = 6 I_n

Constante de temps d'enclenchement = 0,6 s

Constante thermique = 20 min

Surcharge permanente admissible = 105%

III-2-7- Transformateur TR2 (*données Constructeur Transformateur*)

Couplage Triangle (MT1) / Triangle (MT2) ou tout couplage à "Barrière Homopolaire"
Tension nominale MT1 $U_n = 20$ kV
Tension nominale MT2 $U_n = 5,5$ kV
Puissance nominale $S_n = 10$ MVA
Tension de court-circuit $U_{cc} = 10\%$
Pertes = 90 kW
Courant crête d'enclenchement = 8 In
Constante de temps d'enclenchement = 0,55 s
Constante thermique = 13 min
Surcharge permanente admissible = 105%

III-2-8- Transformateur TR3 (*données Constructeur Transformateur*)

Couplage Triangle (MT1) / Etoile à la terre (MT2) avec résistance de limitation à 10 A
Tension nominale MT1 $U_n = 20$ kV
Tension nominale MT2 $U_n = 5.5$ kV
Puissance nominale $S_n = 1,6$ MVA
Valeur de résistance de mise à la terre du neutre MT2 $R_{n2} = 317$ Ohm
Tension de court-circuit $U_{cc} = 6 \%$
Pertes = 20 kW
Courant crête d'enclenchement = 9 In
Constante de temps d'enclenchement = 0,4 s
Constante thermique = 13 min

III-2-9- Transformateur TR4 (*données Constructeur Transformateur*)

Couplage Triangle (MT) / Etoile à la terre (BT)
Tension nominale MT $U_n = 20$ kV
Tension nominale BT $U_n = 0.4$ kV
Puissance nominale $S_n = 1$ MVA
Tension de court-circuit $U_{cc} = 6 \%$
Pertes = 13 kW
Courant crête d'enclenchement = 10 In
Constante de temps d'enclenchement = 0,35 s
Constante thermique = 10 min

III-2-10- Transformateur TR5 (*données Constructeur Transformateur*)

Couplage Triangle (MT) / Etoile à la terre (BT)
Tension nominale MT $U_n = 20$ kV
Tension nominale BT $U_n = 0.4$ kV
Puissance nominale $S_n = 2$ MVA
Tension de court-circuit $U_{cc} = 6 \%$
Pertes = 25 kW
Courant crête d'enclenchement = 8 In
Constante de temps d'enclenchement = 0,45 s
Constante thermique = 13 min

III-2-11- Générateur Homopolaire G.H. (données Constructeur B.P.N.)

Couplage Zigzag mis à la terre
Tension nominale MT $U_n = 20$ kV
Courant nominal de limitation = 300 A
Durée maximum du défaut = 10 s
Courant permanent de défaut admissible = 30 A
Réactances directe et inverse = négligeables
Réactance homopolaire (dans neutre) = 38,5 Ω

III-2-12- Moteur M1 (données Constructeur Moteur)

Puissance nominale $S_n = 1$ MW
Tension nominale $U_n = 5,5$ kV
Type de moteur = Asynchrone
Rendement nominal $\eta_n = 0,92$
Facteur de puissance nominal $\cos \cdot n = 0,9$
Courant de démarrage contrôlé = 2,5 I_n
Courant rotor bloqué = 5 I_n
Temps de démarrage = 8 s
Constante de temps périodique $T_p = 0,06$ s
Constante de temps apériodique $T_a = 0,05$ s
Constante thermique à l'échauffement = 13 min
Constante thermique au refroidissement = 40 min
Echauffement permis = 110 %
Nombre de démarrage autorisé = 3
Temps de référence = 45 mn
Temps de non autorisation après déclenchement = 60 mn

III-2-13- Moteurs M2 ($qté = 4$) (données Constructeur Moteur)

Puissance nominale $S_n = 100$ kW
Tension nominale $U_n = 0,4$ kV
Type de moteur = Asynchrone
Rendement nominal $\eta_n = 0,9$
Facteur de puissance nominal $\cos\phi_n = 0,87$
Courant de démarrage direct = 6 I_n
Temps de démarrage = 7,5 s
Constante de temps périodique $T_p = 0,03$ s
Constante de temps apériodique $T_a = 0,02$ s
Constante thermique à l'échauffement = 10 min
Constante thermique au refroidissement = 30 min
Echauffement permis = 110 %

III-2-14- Banc de capacité C1 (données Constructeur Banc)

Tension nominale $U_n = 20$ kV
Puissance nominale $S_n = 10$ MVAR
Durée de l'enclenchement = 0,2 s
Courant permis entre étoile = 1 A

Rapport TC dans connexion de double étoile = 1 / 1 A

III-2-15- Cellule spéciale de "Processus" (données Constructeur Cellule)

Intensité maximale de court-circuit $I_{cc} = 20$ kA

Tension nominale $U_n = 0,4$ kV

III-3- COURANT DE DEFAUT TRIPHASE FOURNI PAR LE RESEAU

III-3-1- Courant maximum (Tension de calcul 20 kV)

Impédance minimum de source : $Z_{dsmini} = U_n^2 / S_{ccmax} = 20^2 / 750 = 0,533 \Omega$

Résistance minimum de source :

$$R_{dsmini} = Z_{dsmini} / \sqrt{[1 + (\omega^2 T_p^2)]} = 0,533 / \sqrt{[1 + (314,16^2 \times 0,05^2)]} = 0,034 \Omega$$

Réactance minimum de source : $X_{dsmini} = \sqrt{[Z_{dsmini}^2 - R_{dsmini}^2]}$
 $= \sqrt{[0,533^2 - 0,034^2]} = 0,532 \Omega$

Impédance minimum de source : $Z_{dsmini} = 0,034 + j 0,532 = 0,533 \Omega$

Courant maximum de court-circuit triphasé

$$I_{ccmaxi} 20 \text{ kV} = (U_n / \sqrt{3}) / Z_{dsmini} = (20 / \sqrt{3}) / 0,533 = 21,65 \text{ kA}$$

Note : En 60 kV : $I_{ccmaxi} 60 \text{ kV} = I_{ccmaxi} 20 \text{ kV} \times (U_{n1} / U_{n2}) = 21,65 \times (20 / 60) = 7,217 \text{ kA}$

III-3-2- Courant minimum

Impédance maximum de source :

$$Z_{dsmaxi} = U_n^2 / S_{ccmin} = 20^2 / 520 = 0,769 \Omega$$

Résistance maximum de source :

$$R_{dsmaxi} = Z_{dsmaxi} / \sqrt{[1 + (\omega^2 T_p^2)]} = 0,769 / \sqrt{[1 + (314,16^2 \times 0,05^2)]} = 0,049 \Omega$$

Réactance maximum de source : $X_{dsmaxi} = \sqrt{[Z_{dsmaxi}^2 - R_{dsmaxi}^2]}$
 $= \sqrt{[0,769^2 - 0,049^2]} = 0,767 \Omega$

Impédance maximum de source :

$$Z_{dsmaxi} = 0,049 + j 0,767 \Rightarrow 0,769 \Omega$$

Courant de court-circuit minimum

$$I_{ccmini} 20 \text{ kV} = (U_n / \sqrt{3}) / Z_{dsmaxi} = (20 / \sqrt{3}) / 0,769 = 15,02 \text{ kA}$$

Note : En 60 kV : $I_{ccmini} 60 \text{ kV} = I_{ccmini} 20 \text{ kV} \times (U_{n1} / U_{n2}) = 15,02 \times (20 / 60) = 5,005 \text{ kA}$

Rappel du courant de défaut terre : En 60 kV : $I_{tmaxi} = 6,5$ kA; $I_{tmini} = 4,8$ kA

III-3-3- COURANT DE DEFAUT TRIPHASE FOURNI PAR L'ALTERNATEUR G1

Tension de calcul 20 kV

Formule complète pour la valeur efficace symétrique est (sans apériodique) :

$$I_{cctri} = I_n \left[\left(\frac{1}{X''_d} - \frac{1}{X'_d} \right) e^{-\frac{1}{T''_d}} - \left(\frac{1}{X'_d} - \frac{1}{X_d} \right) e^{-\frac{1}{T'_d}} + \frac{1}{X_d} \right]$$

Le courant de court-circuit fourni par l'alternateur dépendra du temps d'élimination du défaut t (ms), avec les caractéristiques ci-dessus on a :

Temps t	Unité	Courant I _{cctri}	Unité	Réactance X _{gén}	Unité	Réactance X _{gén}	Unité
0,02	s	5,3	In	18,87	%	7,549	Ω
0,1	s	3,76	In	26,62	%	10,647	Ω
0,2	s	3,36	In	29,77	%	11,909	Ω
0,3	s	3,08	In	32,48	%	12,993	Ω
0,4	s	2,83	In	35,36	%	14,145	Ω
0,5	s	2,6	In	38,45	%	15,379	Ω
0,6	s	2,4	In	41,74	%	16,696	Ω
0,7	s	2,21	In	45,25	%	18,099	Ω
0,8	s	2,04	In	48,97	%	19,588	Ω
0,9	s	1,89	In	52,91	%	21,164	Ω
1	s	1,75	In	57,06	%	22,825	Ω
1,1	s	1,63	In	61,43	%	24,570	Ω
1,2	s	1,52	In	65,99	%	26,396	Ω
1,3	s	1,41	In	70,75	%	28,300	Ω
1,4	s	1,32	In	75,69	%	30,275	Ω
1,5	s	1,24	In	80,79	%	32,315	Ω
2	s	0,93	In	108,03	%	43,214	Ω
2,5	s	0,74	In	135,81	%	54,326	Ω
3	s	0,62	In	160,91	%	64,364	Ω
3,5	s	0,55	In	181,22	%	72,488	Ω

Le courant de défaut crête à 10 ms sera de 4,7 kA (valeur 20 kV) soit 17,1 kA en valeur 5,5 kV, par application de la formule :

$$I_{pic} = I_n \cdot \sqrt{2} \left[\left(\frac{1}{X''d} - \frac{1}{X'd} \right) e^{-\frac{0,01}{T''d}} - \left(\frac{1}{X'd} - \frac{1}{Xd} \right) e^{-\frac{0,01}{T'd}} + \frac{1}{Xd} + \left(\frac{1}{X''d} e^{-\frac{0,01}{T''d}} \right) \right]$$

Par ailleurs, avec la formule simplifiée on obtient la valeur efficace : $I_{cctri} = V_n / X_{gén}$, avec :

$$X_{gén} = X'd \times (U_n^2 / S_n)$$

V_n = tension nominale simple (phase-terre) de calcul (en kV)

U_n = tension nominale composée (phase-phase) de calcul (en kV)

$X'd$ = Valeur non saturée de réactance transitoire directe (en Ohm)

S_n = puissance nominale apparente du générateur (en MVA)

III-4- Application [8]

$$X_{gén} = X'd (\%) \times (U_n^2 / S_n) = 0,25 \times (20^2 / 10) = \mathbf{10 \text{ Ohm}}$$

$$I_{cctri} = V_n / X_{gén} = (20 / \sqrt{3}) / 10 = \mathbf{1154 \text{ A} = 3,99 \text{ In}}$$

Note : Compte tenu que le courant de défaut fourni par l'alternateur a été effectué dans l'hypothèse la plus défavorable d'un courant de défaut sans apériodique, l'utilisation de la formule simplifiée entraîne une valeur par excès.

L'emploi de la formule complète entraîne l'obligation de connaître le temps d'élimination t du défaut. Il est nécessaire à ce niveau de l'estimer.

Les différentes configurations d'alimentation (Réseau seul, Réseau + Alternateur ou Alternateur seul) entraîneront des variations importantes du courant I_{cctri} d'où une préférence pour la sélectivité chronologique (0,3 s par échelon). Pour les départs et pour les défauts jeux de barres, la sélectivité logique sera utilisée (0,1 s par échelon).

Les temps estimés, pour la sélectivité (niveau 20 kV), sont en conséquence les suivants :

Disjoncteurs A, D J, K, M, N = **0,1 s**

Disjoncteurs B, C, L, P, Q = **0,3 s**

Disjoncteurs E, F, G, H = **0,6 s**

Dans le cas où la seule sélectivité chronologique (secours sélectif et détection court-circuit) serait retenue les temps seraient les suivants :

Disjoncteurs M, N = **0,1 s**

Disjoncteurs B, C, L, P, Q = **0,3 s**

Disjoncteurs E, F, G, H, J, K = **0,6 s**

Disjoncteurs A, D = **0,9 s**

Le temps maximum de 0,9 s correspondant pour l'Alternateur GR1 à $I_{cctri} = 1,89 I_n$ (ou 21,164 Ω en valeur 20 kV) sera retenu.

La protection des jeux de barres sera assurée par sélectivité logique :

La protection d'un départ (quelque soit sa place dans le réseau) détectant un défaut émet un ordre logique d'attente de 0,2 s vers la protection d'arrivée du jeu de barres; la protection d'arrivée est temporisée à 0,1 s.

La protection du départ détectant le défaut donne un ordre de déclenchement à l'expiration de sa temporisation t .

En cas de défaillance du disjoncteur ou de la protection du départ, la protection d'arrivée est activée après $t + 0,2$ s.

Si le défaut se trouve sur le jeu de barres la protection d'arrivée qui n'est pas verrouillée par la sélectivité logique déclenche en 0,1 s.

III-4-1- IMPEDANCE DES DIFFERENTS ELEMENTS

Tension de calcul 20 kV

III-4-1-1- Transformateur TR1

· **Impédance directe Z_{dtr1} :**

$$Z_{dtr1} = U_{cc} \times (U_n^2 / S_n) = 0,12 \times (20^2 / 25) = \mathbf{1,92 \Omega}$$

· **Résistance directe R_{dtr1} :**

$$R_{dtr1} = \text{Pertes} / (3 I_n^2) = 225000 / (3 \times 721,69^2) = \mathbf{0,144 \Omega}$$

- Réactance directe X_{dtr1} :

$$X_{dtr1} = \sqrt{[Z_{dtr1}^2 - R_{dtr1}^2]} = \sqrt{[1,92^2 - 0,144^2]} = 1,915 \Omega$$

- Impédance directe Z_{dtr1} :

$$Z_{dtr1} = 0,144 + j 1,915 = 1,92 \Omega$$

Vu du côté 20 KV en triangle, l'impédance homopolaire est infinie, le transformateur ne participe pas à la fourniture du courant de défaut. Le transformateur est, du point de vue courant de défaut terre, récepteur.

III-4-1-2- Transformateur TR2

- Impédance directe Z_{dtr2} :

$$Z_{dtr2} = U_{cc} \times (U_n^2 / S_n) = 0,1 \times (20^2 / 10) = 4 \Omega$$

- Résistance directe R_{dtr2} :

$$R_{dtr2} = \text{Pertes} / (3 I_n^2) = 90000 / (3 \times 288,675^2) = 0,36 \Omega$$

- Réactance directe X_{dtr2} :

$$X_{dtr2} = \sqrt{[Z_{dtr2}^2 - R_{dtr2}^2]} = \sqrt{[4^2 - 0,36^2]} = 3,984 \Omega$$

- Impédance directe Z_{dtr2} :

$$Z_{dtr2} = 0,36 + j 3,984 = 4 \Omega$$

Vu du côté 20 KV en triangle, l'impédance homopolaire est infinie, le transformateur ne participe pas à la fourniture du courant de défaut. Le transformateur est, du point de vue courant de défaut terre, récepteur.

III-4-1-3- Transformateur TR3

- Impédance directe Z_{dtr3} :

$$Z_{dtr3} = U_{cc} \times (U_n^2 / S_n) = 0,06 \times (20^2 / 1,6) = 15 \Omega$$

- Résistance directe R_{dtr3} :

$$R_{dtr3} = \text{Pertes} / (3 I_n^2) = 20000 / (3 \times 46,188^2) = 3,125 \Omega$$

- Réactance directe X_{dtr3} :

$$X_{dtr3} = \sqrt{[Z_{dtr3}^2 - R_{dtr3}^2]} = \sqrt{[15^2 - 3,125^2]} = 14,761 \Omega$$

- Impédance directe Z_{dtr3} :

$$Z_{dtr3} = 3,125 + j 14,761 = 15 \Omega$$

Vu du côté 20 KV en triangle, l'impédance homopolaire est infinie, le transformateur ne participe pas à la fourniture du courant de défaut. Le transformateur est, du point de vue courant de défaut terre, récepteur.

III-4-1-4- Transformateur TR4

- Impédance directe Z_{dtr4} :

$$Z_{dtr4} = U_{cc} \times (U_n^2 / S_n) = 0,06 \times (20^2 / 1) = 24 \Omega$$

- Résistance directe R_{dtr4} :

$$R_{dtr4} = \text{Pertes} / (3 I_n^2) = 13000 / (3 \times 28,8675^2) = 5,2 \Omega$$

- Réactance directe X_{dtr4} :

$$X_{dtr4} = \sqrt{[Z_{dtr4}^2 - R_{dtr4}^2]} = \sqrt{[24^2 - 5,2^2]} = 23,43 \Omega$$

- Impédance directe Z_{dtr4} :

$$Z_{dtr4} = 5,2 + j 23,43 = 24 \Omega$$

Vu du côté 20 KV en triangle, l'impédance homopolaire est infinie, le transformateur ne participe pas à la fourniture du courant de défaut. Le transformateur est, du point de vue courant de défaut terre, récepteur.

- Impédance directe Z_{dtr5} :

$$Z_{dtr5} = U_{cc} \times (U_n^2 / S_n) = 0,06 \times (20^2 / 2) = 12 \Omega$$

- Résistance directe R_{dtr5} :

$$R_{dtr5} = \text{Pertes} / (3 I_n^2) = 25000 / (3 \times 57,735^2) = 2,5 \Omega$$

- Réactance directe X_{dtr5} :

$$X_{dtr5} = \sqrt{[Z_{dtr5}^2 - R_{dtr5}^2]} = \sqrt{[12^2 - 2,5^2]} = 11,737 \Omega$$

- Impédance directe Z_{dtr5} :

$$Z_{dtr5} = 2,5 + j 11,737 = 12 \Omega$$

Vu du côté 20 KV en triangle, l'impédance homopolaire est infinie, le transformateur ne participe pas à la fourniture du courant de défaut. Le transformateur est, du point de vue courant de défaut terre, récepteur.

III-4-1-5- Bobine Point Neutre G.H.

L'impédance homopolaire placée dans le neutre compte triple, pour les calculs de courant de défaut à la terre, l'impédance homopolaire de source sera prise à $Z_{os} = 3 \times 38,5 = j 115,5 \Omega$
Les impédances directe et inverse sont négligeables.

III-4-1-6- Moteur M1

- Puissance apparente :

$$S_n = (P_n / \eta) \times (1 / \cos \varphi_n) = (1 / 0,92) \times (1 / 0,9) = 1,208 \text{ MVA}$$

- Courant nominal (valeur 5,5 kV) :

$$I_n = S_n / (U_n \times \sqrt{3}) = 1208 / (5,5 \times \sqrt{3}) = 126,8 \text{ A}$$

- Puissance apparente de démarrage :

$$S_{dém} = S_n \times (I_n / I_d) = 1,208 \times 2,5 = 3,02 \text{ MVA}$$

- Courant crête (à 10 ms) : $I_{crête} = \frac{I_n \sqrt{2}}{X_m} (e^{-0,01/Ta} + e^{-0,01/Tp})$

$$I_d / I_n = 5 \text{ sans intensité contrôlée } X_m = 1 / (I_d / I_n) = 0,2$$

$$\text{En valeur 5,5 KV, aux bornes du moteur } I_{crête} = 1,49 \text{ kA}$$

- Courant efficace symétrique à t : $I_{efficace} = \frac{I_n}{X_m} e^{-0,01/Ta}$

$$I_{efficace} \text{ à } 0,1 \text{ s} = 0,12 \text{ kA} \quad ; \quad I_{efficace} \text{ à } 0,8 \text{ s} = 0 \text{ kA}$$

Dans le cas d'un moteur asynchrone, il ne sera tenu compte que du courant crête (pour définir la tenue du matériel).

· **Puissance apparente :**

$$S_n = (P_n / \eta) \times (1 / \cos \varphi_n) = (0,1 / 0,9) \times (1 / 0,87) = \mathbf{0,128 \text{ MVA}}$$

· **Courant nominal (valeur 0,4 kV) :**

$$I_n = S_n / (U_n \times \sqrt{3}) = 128 / (0,4 \times \sqrt{3}) = \mathbf{184,8 \text{ A}}$$

· **Puissance apparente de démarrage :**

$$S_d = S_n \times (I_n / I_d) = 0,128 \times 6 = \mathbf{0,766 \text{ MVA}}$$

Avec les formules ci-dessus, en valeur 0,4 KV, aux bornes du moteur

$$I_{\text{crête}} = 2,07 \text{ kA} \quad ; \quad I_{\text{efficace à } 0,1 \text{ s}} = 0,04 \text{ kA} \quad ; \quad I_{\text{efficace à } 0,8 \text{ s}} = 0 \text{ kA}$$

Dans le cas d'un moteur asynchrone, il ne sera tenu compte que du courant crête (pour définir la tenue du matériel).

III-4-1-7- Cellule spéciale de "Processus"

Avec une sécurité de 20 %, le courant maximum de court-circuit est de $0,8 \times 20 = 16 \text{ KA}$ (valeur 0,4 kV) correspondant à une puissance de $16 \times 0,4 \times \sqrt{3} = 11 \text{ MVA}$

Une réactance en série avec l'alimentation devra limiter la puissance de court-circuit à cette valeur.

III-4-1-8- Liaison JdB1 – JdB2

Par liaison :

· **Impédance directe :**

$$Z_{d1} = L \times z_d = 0,8 \times (0,2 + j 0,07) = 0,16 + j 0,056 = \mathbf{0,17 \Omega}$$

· **Impédance homopolaire :**

$$Z_{o1} = L \times z_o = 0,8 \times (0,6 + j 0,1) = 0,48 + j 0,08 = \mathbf{0,487 \Omega}$$

· **Courant capacitif fourni en cas de défaut extérieur :**

$$I_{c1} = 3 C_o \cdot \omega \cdot V = 3 \times 0,8 \times 0,46 \times 0,31416 \times (20 / \sqrt{3}) = \mathbf{4 \text{ A}}$$

Avec les 2 liaisons en parallèle :

· **Impédance directe :**

$$Z_{d2} = Z_{d1} / 2 = (0,16 + j 0,056) / 2 = 0,08 + j 0,028 = \mathbf{0,085 \Omega}$$

· **Impédance homopolaire :**

$$Z_{o2} = Z_{o1} / 2 = (0,48 + j 0,08) / 2 = 0,24 + j 0,04 = \mathbf{0,243 \Omega}$$

· **Courant capacitif fourni en cas de défaut extérieur :**

$$I_{c2} = 2 I_{c1} = 2 \times 4 = \mathbf{8 \text{ A}}$$

III-4-1-9- Liaison JdB1 – JdB3

Par liaison :

- **Impédance directe :**

$$Z_{d1} = L \times z_d = 5 \times (0,15 + j 0,3) = 0,75 + j 1,5 = \mathbf{1,677 \Omega}$$

- **Impédance homopolaire :**

$$Z_{o1} = L \times z_o = 5 \times (0,3 + j 0,9) = 1,5 + j 4,5 = \mathbf{4,743 \Omega}$$

Avec les 2 liaisons en parallèle :

- **Impédance directe :**

$$Z_{d2} = Z_{d1} / 2 = (0,75 + j 1,5) / 2 = 0,375 + j 0,75 = \mathbf{0,839 \Omega}$$

- **Impédance homopolaire :**

$$Z_{o2} = Z_{o1} / 2 = (1,5 + j 4,5) / 2 = 0,75 + j 2,25 = \mathbf{2,372 \Omega}$$

III-4-1-10- Liaison JdB4 – Départs S, T, U, V

Calcul 0,4 kV :

- **Impédance directe :**

$$Z_{d0,4} = L \times z_d = 0,05 \times (0,45 + j 0,1) = 0,0225 + j 0,005 = \mathbf{0,023 \Omega}$$

- **Impédance homopolaire :**

$$Z_{o0,4} = L \times z_o = 0,05 \times (0,6 + j 0,1) = 0,03 + j 0,005 = \mathbf{0,0304 \Omega}$$

Transformation en valeur 20 kV :

- **Impédance directe :**

$$Z_{d20} = Z_{d0,4} \times (U_{n1} / U_{n2})^2 = (0,0225 + j 0,005) \times (20 / 0,4)^2 = 56,25 + j 12,5 = \mathbf{57,622 \Omega}$$

- **Impédance homopolaire :**

$$Z_{o20} = Z_{o0,4} \times (U_{n1} / U_{n2})^2 = (0,03 + j 0,005) \times (20 / 0,4)^2 = 75 + j 12,5 = \mathbf{76,035 \Omega}$$

III-4-1-11- Liaison JdB4 – JdB5

Calcul 0,4 kV :

- **Impédance directe :**

$$Z_{d0,4} = L \times z_d = 0,1 \times (0,04 + j 0,1) = 0,004 + j 0,01 = \mathbf{0,011 \Omega}$$

- **Impédance homopolaire :**

$$Z_{o0,4} = L \times z_o = 0,1 \times (0,2 + j 0,1) = 0,02 + j 0,01 = \mathbf{0,022 \Omega}$$

Transformation en valeur 20 kV :

- **Impédance directe :**

$$Z_{d20} = Z_{d0,4} \times (U_{n1} / U_{n2})^2 = (0,004 + j 0,01) \times (20 / 0,4)^2 = 10 + j 25 = \mathbf{26,926 \Omega}$$

- **Impédance homopolaire :**

$$Z_{o20} = Z_{o0,4} \times (U_{n1} / U_{n2})^2 = (0,02 + j 0,01) \times (20 / 0,4)^2 = 50 + j 25 = \mathbf{55,902 \Omega}$$

III-4-1-12- Liaison TR5 – JdB5

Calcul 0,4 kV :

- **Impédance directe :**

$$Z_{d0,4} = L \times z_d = 0,333 \times 0,1 \times (0,04 + j 0,1) = 0,0013 + j 0,0033 = \mathbf{0,004 \Omega}$$

- **Impédance homopolaire :**

$$Z_{o0,4} = L \times z_o = 0,333 \times 0,1 \times (0,2 + j 0,1) = 0,0066 + j 0,0033 = \mathbf{0,007 \Omega}$$

Transformation en valeur 20 kV :

- **Impédance directe :**

$$Z_{d20} = Z_{d0,4} \times (U_{n1} / U_{n2})^2 = (0,0013 + j 0,0033) \times (20 / 0,4)^2 = 3,333 + j 8,333 = \mathbf{9,875 \Omega}$$

- **Impédance homopolaire :**

$$Z_{o20} = Z_{o0,4} \times (U_{n1} / U_{n2})^2 = (0,0066 + j 0,0033) \times (20 / 0,4)^2 = 16,667 + j 8,333 = \mathbf{18,634 \Omega}$$

III-4-1-13- Liaison TR2 – GR1

En cas de défaut triphasé entre TR2 et GR1, l'élimination sera assurée par une protection interne au générateur en un temps inférieur à 0,1 s (temps disjoncteur compris).

- **Courant de défaut maximum :**

$$\begin{aligned} Z_{dam} &= Z_{ds \text{ mini}} + Z_{dtr1} + Z_{dTR2} // Z_{dgén} \\ &= (0,034 + j 0,532) + (0,144 + j 1,915) + (0,36 + j 3,984) // (0,185 + j 10,647) = (0,237 + j 3,978) \\ &= \mathbf{3,985 \Omega} \end{aligned}$$

$$I_{cc} = U_n / (Z_{dam} \times \sqrt{3}) \quad I_{cc} = 20 / (3,985 \times \sqrt{3}) \quad \text{En 20 kV} = \mathbf{2,897 \text{ kA}}$$

$$I_{cc} = 2,897 \times (20 / 5,5) \quad \text{En 5,5 kV} = \mathbf{10,54 \text{ kA}}$$

- **Courant de défaut minimum :**

$$\begin{aligned} Z_{dam} &= Z_{ds \text{ maxi}} + Z_{dtr1} + Z_{dTR2} // Z_{dgén} \\ &= (0,049 + j 0,767) + (0,144 + j 1,915) + (0,36 + j 3,984) // (0,185 + j 10,647) \\ &= (0,236 + j 4,104) = \mathbf{4,110 \Omega} \end{aligned}$$

$$I_{cc} = U_n / (Z_{dam} \times \sqrt{3})$$

$$I_{cc} = 20 / (4,110 \times \sqrt{3}) \quad \text{En 20 kV} = \mathbf{2,809 \text{ kA}}$$

$$I_{cc} = 2,809 \times (20 / 5,5) \quad \text{En 5,5 kV} = \mathbf{10,22 \text{ kA}}$$

Dans les 2 cas, l'apport du générateur est de 3,76 In (voir tableau précédent) soit 3,94 kA en valeur 5,5 kV.

III-4-1-14- Tableau récapitulatif (valeurs 20 kV) :

		Réel		Imaginaire			Module	
Réseau Scc maxi	Zds mini	0,034	+j	0,532	Ω	Zds mini	0,533	Ω
Réseau Scc mini	Zds maxi	0,049	+j	0,767	Ω	Zds maxi	0,769	Ω
Générateur (à 0, 1s)	Zdgén	0,185	+j	10,647	Ω	Zdgén	10,649	Ω
Générateur (à 0, 9s)	Zdgén	0,185	+j	21,164	Ω	Zdgén	21,165	Ω
Générateur Homopolaire	Zo		+j	38,5	Ω	Calcul Zo	115,5	Ω
Transformateur TR1	Zdtr1	0,144	+j	1,915	Ω	Zdtr1	1,92	Ω
Transformateur TR2	Zdtr2	0,36	+j	3,984	Ω	Zdtr2	4	Ω
Transformateur TR3	Zdtr3	3,125	+j	14,761	Ω	Zdtr3	15	Ω
Transformateur TR4	Zdtr4	5,2	+j	23,43	Ω	Zdtr4	24	Ω
Transformateur TR5	Zdtr5	2,5	+j	11,737	Ω	Zdtr5	12	Ω
1 Liaison JdB1 –JdB2	Zd1	0,16	+j	0056	Ω	Zd1		Ω
1 Liaison JdB1 –JdB2	Zo1	0,48	+j	008	Ω	Zo1		Ω
1 Liaison JdB1 –JdB2	Ic1						4	A
2 Liaisons //JdB1-JdB2	Zd2	0,08	+j	0028	Ω	Zd2		Ω
2 Liaisons //JdB1-JdB2	Zo2	0,24	+j	004	Ω	Zo2		Ω
2 Liaisons //JdB1-JdB2	Ic2						8	A
1 Liaison JdB1 –JdB3	Zd1	0,75	+j	1,5	Ω	Zd1	1,677	Ω
1 Liaison JdB1 –JdB3	Zo1	1,5	+j	4,5	Ω	Zo1	4,743	Ω
2 Liaisons //JdB1-JdB2	Zd2	0,375	+j	0,75	Ω	Zd2	0,839	Ω
2 Liaisons //JdB1-JdB2	Zo2	0,75	+j	2,25	Ω	Zo2	2,372	Ω
Liaison JdB4-S,T,U,V	Zd20	56,25	+j	12,5	Ω	Zd20	57,622	Ω
Liaison JdB4-S,T,U,V	Zo20	75	+j	12,5	Ω	Zo20	76,035	Ω
Liaison JdB4-JdB5	Zd20	10	+j	25	Ω	Zd20	26,926	Ω
Liaison JdB4- JdB5	Zo20	50	+j	25	Ω	Zo20	55,902	Ω
Liaison JdB5- JdB5	Zd20	3,333	+j	8,333	Ω	Zd20	9,875	Ω
Liaison JdB5- JdB5	Zo20	16,667	+j	8,333	Ω	Zo20	1,8634	Ω

III-4-2- CALCUL DES COURANTS DE DEFAUT

Tension de calcul 20 kV

Les courants de défaut, au niveau de chaque jeu de barres, seront calculés dans les configurations suivantes :

1. Impédance de source minimum + Générateur en fonctionnement (Icc à 0,9 s)
2. Impédance de source maximum + Générateur en fonctionnement (Icc à 0,9 s)
3. Générateur seul en fonctionnement (Icc à 0,9 s)
4. Les jeux de barres seront alimentés par une liaison, puis par deux liaisons.
5. Le courant de court-circuit en aval des transformateurs sera aussi calculé.

III-4-2-1- Jeu de Barres JdB1

III-4-2-1-1- DEFAUT TRIPHASE :

Impédance de source minimum + Générateur en fonctionnement (Icc à 0,9 s) :

Impédance amont $Z_{dam1\text{ mini}}$:

$$[(Z_{ds\text{ mini}}) + (Z_{dtr1})] // [(Z_{dgén}) + (Z_{dtr2})] = (0,178 + j 2,447) // (0,545 + j 25,148) \\ = 0,152 + j 2,231 = \mathbf{2,236 \Omega}$$

Courant de court-circuit :

$$I_{cctri} = U_n / (Z_{dam} \times \sqrt{3}) = 20 / (2,236 \times \sqrt{3}) = \mathbf{5,16 \text{ kA}}$$

Apport réseau :

$$Z_{dam} = (0,178 + j 2,447) = \mathbf{2,454 \Omega}$$

$$I_{cctri} = 20 / (2,454 \times \sqrt{3}) = \mathbf{4,71 \text{ kA}}$$

Apport générateur :

$$Z_{dam} = (0,545 + j 25,148) = \mathbf{25,154 \Omega}$$

$$I_{cctri} = 20 / (25,154 \times \sqrt{3}) = \mathbf{0,46 \text{ kA}}$$

Impédance de source maximum + Générateur en fonctionnement (Icc à 0,9 s) :

Impédance amont $Z_{dam1\text{ maxi}}$:

$$[(Z_{ds\text{ maxi}}) + (Z_{dtr1})] // [(Z_{dgén}) + (Z_{dtr2})] \\ = (0,193 + j 2,682) // (0,545 + j 25,148) = 0,163 + j 2,424 = \mathbf{2,429 \Omega}$$

Courant de court-circuit :

$$I_{cctri} = U_n / (Z_{dam} \times \sqrt{3}) = 20 / (2,429 \times \sqrt{3}) = \mathbf{4,75 \text{ kA}}$$

Apport réseau :

$$Z_{dam} = (0,193 + j 2,682) = \mathbf{2,689 \Omega}$$

$$I_{cctri} = 20 / (2,689 \times \sqrt{3}) = \mathbf{4,29 \text{ kA}}$$

Apport générateur :

$$Z_{dam} = (0,545 + j 25,148) = \mathbf{25,154 \Omega}$$

$$I_{cctri} = 20 / (25,154 \times \sqrt{3}) = \mathbf{0,46 \text{ kA}}$$

Générateur seul en fonctionnement (Icc à 0,9 s) :

Apport générateur :

$$Z_{dam} = (0,545 + j 25,148) = \mathbf{25,154 \Omega}$$

Courant de court-circuit

$$I_{cctri} = U_n / (Z_{dam} \times \sqrt{3}) = 20 / (25,154 \times \sqrt{3}) = \mathbf{0,46 \text{ kA}}$$

III-4-2-1-2- DEF AUT MONOPHASE :

Impédance de source minimum + Générateur en fonctionnement (Icc à 0,9 s) :

$$Z_{dam} = Z_{dam1\text{mini}} = \mathbf{2,236 \Omega}$$

$$Z_{iam} = Z_{dam1\text{mini}} = \mathbf{2,236 \Omega}$$

$$Z_o = \mathbf{115,5 \Omega}$$

Courant de défaut à la terre

$$I_t = 3 V_n / (Z_{dam} + Z_{iam} + Z_o) = (20000 \times \sqrt{3}) / (2,236 + 2,236 + 115,5) = \mathbf{289 \text{ A}}$$

Impédance de source maximum + Générateur en fonctionnement (Icc à 0,9 s) :

Les impédances

$$Z_{dam} = Z_{dam1\text{maxi}} = \mathbf{2,429 \Omega}$$

$$Z_{iam} = Z_{dam1\text{mini}} = \mathbf{2,429 \Omega}$$

$$Z_o = \mathbf{115,5 \Omega}$$

Courant de défaut à la terre

$$I_t = 3 V_n / (Z_{dam} + Z_{iam} + Z_o) = (20000 \times \sqrt{3}) / (2,429 + 2,429 + 115,5) = \mathbf{288 \text{ A}}$$

Générateur seul en fonctionnement (Icc à 0,9 s) :

Les impédances

$$Z_{dam} = Z_{dam1\text{maxi}} = \mathbf{25,154 \Omega}$$

$$Z_{iam} = Z_{dam1\text{mini}} = \mathbf{25,154 \Omega}$$

$$Z_o = \mathbf{115,5 \Omega}$$

Courant de défaut à la terre

$$I_t = 3 V_n / (Z_{dam} + Z_{iam} + Z_o) = (20000 \times \sqrt{3}) / (25,154 + 25,154 + 115,5) = \mathbf{246 \text{ A}}$$

III-4-2-2- Jeu de Barres JdB2

III-4-2-2-1- Défaut triphasé :

Impédance de source minimum + Générateur en fonctionnement (Icc à 0,9 s) + 1 liaison en service :

Impédance amont Zdam :

$$Z_{dam1\text{mini}} + Z_{d1} = (0,152 + j 2,231) + (0,16 + j 0,056) = 0,312 + j 2,287 = \mathbf{2,308 \Omega}$$

Courant de court-circuit:

$$I_{cctri} = U_n / (Z_{dam} \times \sqrt{3}) = 20 / (2,308 \times \sqrt{3}) = \mathbf{5 \text{ kA}}$$

Défaut en aval TR3 (valeur 20 kV) :

Impédance amont Zdam :

Zdam1mini + Zd1 + ZdTR3

$$= (0,152 + j 2,231) + (0,16 + j 0,056) + (3,125 + j 14,761) = 3,437 + j 16,958 = \mathbf{17,303 \Omega}$$

Courant de court-circuit:

$$I_{cctri} = U_n / (Z_{dam} \times \sqrt{3}) = 20 / (17,303 \times \sqrt{3}) = \mathbf{0,67 \text{ kA}}$$

Impédance de source minimum + Générateur en fonctionnement (Icc à 0,9 s) + 2 liaisons en service :

Impédance amont Zdam :

$$Z_{dam1mini} + Z_{d2} = (0,152 + j 2,231) + (0,08 + j 0,028) = 0,232 + j 2,259 = \mathbf{2,271 \Omega}$$

Courant de court-circuit:

$$I_{cctri} = U_n / (Z_{dam} \times \sqrt{3}) = 20 / (2,271 \times \sqrt{3}) = \mathbf{5,08 \text{ kA}}$$

Note : Le courant se partage dans chaque liaison et vaut $5,08 / 2 = \mathbf{2,54 \text{ kA}}$

Défaut en aval TR3 (valeur 20 kV) :

Impédance amont Zdam :

Zdam1mini + Zd2 + ZdTR3

$$= (0,152 + j 2,231) + (0,08 + j 0,028) + (3,125 + j 14,761) = 3,357 + j 16,93 = \mathbf{17,260 \Omega}$$

Courant de court-circuit:

$$I_{cctri} = U_n / (Z_{dam} \times \sqrt{3}) = 20 / (17,260 \times \sqrt{3}) = \mathbf{0,67 \text{ kA}}$$

Impédance de source maximum + Générateur en fonctionnement (Icc à 0,9 s) + 1 liaison en service :

Impédance amont Zdam :

$$Z_{dam1maxi} + Z_{d1} = (0,163 + j 2,424) + (0,16 + j 0,056) = 0,323 + j 2,48 = \mathbf{2,501 \Omega}$$

Courant de court-circuit:

$$I_{cctri} = U_n / (Z_{dam} \times \sqrt{3}) = 20 / (2,501 \times \sqrt{3}) = \mathbf{4,62 \text{ kA}}$$

Défaut en aval TR3 (valeur 20 kV) :

Impédance amont Zdam :

Zdam1maxi + Zd1 + ZdTR3

$$= (0,163 + j 2,424) + (0,16 + j 0,056) + (3,125 + j 14,761) = 3,448 + j 17,151 = \mathbf{17,494 \Omega}$$

Courant de court-circuit:

$$I_{cctri} = U_n / (Z_{dam} \times \sqrt{3}) = 20 / (17,494 \times \sqrt{3}) = \mathbf{0,66 \text{ kA}}$$

Impédance de source maximum + Générateur en fonctionnement (Icc à 0,9 s) + 2 liaisons en service :

$$\begin{aligned} \text{Impédance amont } Z_{dam} &= Z_{dam1maxi} + Z_{d2} = (0,163 + j 2,424) + (0,08 + j 0,028) \\ &= 0,243 + j 2,452 = \mathbf{2,464 \Omega} \end{aligned}$$

Courant de court-circuit:

$$I_{cctri} = U_n / (Z_{dam} \times \sqrt{3}) = 20 / (2,464 \times \sqrt{3}) = \mathbf{4,69 \text{ kA}}$$

Note : Le courant se partage dans chaque liaison et vaut $4,69 / 2 = \mathbf{2,35 \text{ kA}}$

Défaut en aval TR3 (valeur 20 kV) :

Impédance amont Z_{dam} :

$$\begin{aligned} Z_{dam1maxi} + Z_{d2} + Z_{dTR3} &= (0,163 + j 2,424) + (0,08 + j 0,028) + (3,125 + j 14,761) \\ &= 3,368 + j 17,123 = \mathbf{17,451 \Omega} \end{aligned}$$

Courant de court-circuit:

$$I_{cctri} = U_n / (Z_{dam} \times \sqrt{3}) = 20 / (17,451 \times \sqrt{3}) = \mathbf{0,66 \text{ kA}}$$

Générateur seul en fonctionnement (Icc à 0,9 s) + 1 liaison en service :

Impédance amont Z_{dam} :

$$Z_{dgén} + Z_{d1} = (0,545 + j 25,148) + (0,16 + j 0,056) = 0,705 + j 25,204 = \mathbf{25,214 \Omega}$$

Courant de court-circuit:

$$I_{cctri} = U_n / (Z_{dam} \times \sqrt{3}) = 20 / (25,214 \times \sqrt{3}) = \mathbf{0,46 \text{ kA}}$$

Défaut en aval TR3 (valeur 20 kV) :

Impédance amont Z_{dam} :

$$\begin{aligned} Z_{dgén} + Z_{d1} + Z_{dTR3} &= (0,545 + j 25,148) + (0,16 + j 0,056) + (3,125 + j 14,761) \\ &= 3,83 + j 39,875 = \mathbf{40,058 \Omega} \end{aligned}$$

Courant de court-circuit:

$$I_{cctri} = U_n / (Z_{dam} \times \sqrt{3}) = 20 / (40,058 \times \sqrt{3}) = \mathbf{0,29 \text{ kA}}$$

Générateur seul en fonctionnement (Icc à 0,9 s) + 2 liaisons en service :

Impédance amont Z_{dam} :

$$Z_{dgén} + Z_{d2} = (0,545 + j 25,148) + (0,08 + j 0,028) = 0,625 + j 25,176 = \mathbf{25,184 \Omega}$$

Courant de court-circuit:

$$I_{cctri} = U_n / (Z_{dam} \times \sqrt{3}) = 20 / (25,184 \times \sqrt{3}) = \mathbf{0,46 \text{ kA}}$$

Note : Le courant se partage dans chaque liaison et vaut $0,46 / 2 = \mathbf{0,23 \text{ kA}}$

Défaut en aval TR3 (valeur 20 kV) :

Impédance amont Zdam :

$$\begin{aligned} Z_{d\text{gén}} + Z_{d2} + Z_{d\text{TR3}} &= (0,545 + j 25,148) + (0,08 + j 0,028) + (3,125 + j 14,761) \\ &= 3,75 + j 39,847 = \mathbf{40,023 \Omega} \end{aligned}$$

Courant de court-circuit:

$$I_{c\text{ctri}} = U_n / (Z_{\text{dam}} \times \sqrt{3}) = 20 / (40,023 \times \sqrt{3}) = \mathbf{0,29 \text{ kA}}$$

III-4-2-2-2- Défaut monophasé :

Impédance de source minimum + Générateur en fonctionnement (Icc à 0,9 s) + 1 liaison en service :

Les impédances

$$Z_{\text{dam}} = Z_{\text{dam1mini}} + Z_{d1} = \mathbf{2,406 \Omega}$$

$$Z_{\text{iam}} = Z_{\text{dam1mini}} = \mathbf{2,406 \Omega}$$

$$Z_o = \mathbf{115,987 \Omega}$$

Courant de défaut à la terre

$$I_t = 3 V_n / (Z_{\text{dam}} + Z_{\text{iam}} + Z_o) = (20000 \times \sqrt{3}) / (2,406 + 2,406 + 115,987) = \mathbf{0,29 \text{ kA}}$$

Défaut en aval TR3 :

Le transformateur TR3 à couplage triangle (côté 20 kV) / étoile (côté 0,4 kV) présente une barrière homopolaire, les défauts à la terre côté 0,4 kV ne sont pas répercutés côté 20 kV.

Impédance de source minimum + Générateur en fonctionnement (Icc à 0,9 s) + 2 liaisons en service :

Les impédances

$$Z_{\text{dam}} = Z_{\text{dam1mini}} + Z_{d2} = 2,236 + 0,085 = \mathbf{2,321 \Omega}$$

$$Z_{\text{iam}} = Z_{\text{dam1mini}} = \mathbf{2,321 \Omega}$$

$$Z_o = 115,5 + Z_{o2} = 115,5 + 0,243 = \mathbf{115,743 \Omega}$$

Courant de défaut à la terre

$$I_t = 3 V_n / (Z_{\text{dam}} + Z_{\text{iam}} + Z_o) = (20000 \times \sqrt{3}) / (2,321 + 2,321 + 115,743) = \mathbf{0,29 \text{ KA}}$$

Note : Le courant se partage dans chaque liaison et vaut $288 / 2 = \mathbf{144 \text{ A}}$

Défaut en aval TR3 :

Le transformateur TR3 à couplage triangle (côté 20 kV) / étoile (côté 0,4 kV) présente une barrière homopolaire, les défauts à la terre côté 0,4 kV ne sont pas répercutés côté 20 kV.

Impédance de source maximum + Générateur en fonctionnement (Icc à 0,9 s) + 1 liaison en service :

Les impédances

$$Z_{\text{dam}} = Z_{\text{dam1maxi}} + Z_{d1} = 2,429 + 0,17 = \mathbf{2,599 \Omega}$$

$$Z_{\text{iam}} = Z_{\text{dam1mini}} = \mathbf{2,599 \Omega}$$

$$Z_o = 115,5 + Z_{o1} = 115,5 + 0,487 = \mathbf{115,987 \Omega}$$

Courant de défaut à la terre

$$I_t = 3 V_n / (Z_{dam} + Z_{iam} + Z_o) = (20000 \times \sqrt{3}) / (2,599 + 2,599 + 115,987) = \mathbf{0,29 \text{ kA}}$$

Défaut en aval TR3 :

Le transformateur TR3 à couplage triangle (côté 20 kV) / étoile (côté 0,4 kV) présente une barrière homopolaire, les défauts à la terre côté 0,4 kV ne sont pas répercutés côté 20 kV.

Impédance de source maximum + Générateur en fonctionnement (I_{cc} à 0,9 s) + 2 liaisons en service :

Les impédances

$$Z_{dam} = Z_{dam1maxi} + Z_{d2} = 2,429 + 0,085 = \mathbf{2,514 \Omega}$$

$$Z_{iam} = Z_{dam1mini} = \mathbf{2,514 \Omega}$$

$$Z_o = 115,5 + Z_{o2} = 115,5 + 0,243 = \mathbf{115,743 \Omega}$$

Courant de défaut à la terre

$$I_t = 3 V_n / (Z_{dam} + Z_{iam} + Z_o) = (20000 \times \sqrt{3}) / (2,514 + 2,514 + 115,743) = \mathbf{0,29 \text{ kA}}$$

Note : Le courant se partage dans chaque liaison et vaut $287 / 2 = \mathbf{143 \text{ A}}$

Défaut en aval TR3 :

Le transformateur TR3 à couplage triangle (côté 20 kV) / étoile (côté 0,4 kV) présente une barrière homopolaire, les défauts à la terre côté 0,4 kV ne sont pas répercutés côté 20 kV.

Générateur seul en fonctionnement (I_{cc} à 0,9 s) + 1 liaison en service :

Les impédances

$$Z_{dam} = Z_{dgén} + Z_{d1} = 25,154 + 0,17 = \mathbf{25,324 \Omega}$$

$$Z_{iam} = Z_{dam} = \mathbf{25,324 \Omega}$$

$$Z_o = 115,5 + Z_{o1} = 115,5 + 0,487 = \mathbf{115,987 \Omega}$$

Courant de défaut à la terre

$$I_t = 3 V_n / (Z_{dam} + Z_{iam} + Z_o) = (20000 \times \sqrt{3}) / (25,324 + 25,324 + 115,987) = \mathbf{0,21 \text{ kA}}$$

Défaut en aval TR3 :

Le transformateur TR3 à couplage triangle (côté 20 kV) / étoile (côté 0,4 kV) présente une barrière homopolaire, les défauts à la terre côté 0,4 kV ne sont pas répercutés côté 20 kV.

Générateur seul en fonctionnement (I_{cc} à 0,9 s) + 2 liaisons en service :

Les impédances

$$Z_{dam} = Z_{dgén} + Z_{d2} = 25,154 + 0,085 = \mathbf{25,239 \Omega}$$

$$Z_{iam} = Z_{dam} = \mathbf{25,239 \Omega}$$

$$Z_o = 115,5 + Z_{o2} = 115,5 + 0,243 = \mathbf{115,743 \Omega}$$

Courant de défaut à la terre

$$I_t = 3 V_n / (Z_{dam} + Z_{iam} + Z_o) = (20000 \times \sqrt{3}) / (25,239 + 25,239 + 115,743) = \mathbf{0,21 \text{ kA}}$$

Note : Le courant se partage dans chaque liaison et vaut $208 / 2 = 104 \text{ A}$

Défaut en aval TR3 :

Le transformateur TR3 à couplage triangle (côté 20 kV) / étoile (côté 0,4 kV) présente une barrière homopolaire, les défauts à la terre côté 0,4 kV ne sont pas répercutés côté 20 kV.

III-4-2-3- Jeu de Barres JdB3

III-4-2-3-1- Défaut triphasé :

Impédance de source minimum + Générateur en fonctionnement (Icc à 0,9 s) + 1 liaison en service :

Impédance amont Zdam :

$$Z_{dam1\text{mini}} + Z_{d1} = (0,152 + j 2,231) + (0,75 + j 1,5) = 0,902 + j 3,731 = \mathbf{3,838 \Omega}$$

Courant de court-circuit

$$I_{c\text{tri}} = U_n / (Z_{dam} * \sqrt{3}) = 20 / (3,838 * \sqrt{3}) = \mathbf{3 \text{ kA}}$$

Défaut en aval TR4 (valeur 20 kV) :

Impédance amont Zdam :

$$Z_{dam1\text{mini}} + Z_{d1} + Z_{d\text{TR4}} \\ = (0,152 + j 2,231) + (0,75 + j 1,5) + (5,2 + j 23,43) = 6,102 + j 27,161 = \mathbf{27,838 \Omega}$$

Courant de court-circuit

$$I_{c\text{tri}} = U_n / (Z_{dam} * \sqrt{3}) = 20 / (27,838 * \sqrt{3}) = \mathbf{0,41 \text{ kA}}$$

Défaut en aval TR5 (valeur 20 kV) :

Impédance amont Zdam :

$$Z_{dam1\text{mini}} + Z_{d1} + Z_{d\text{TR5}} \\ = (0,152 + j 2,231) + (0,75 + j 1,5) + (2,5 + j 11,737) = 3,402 + j 15,468 = \mathbf{15,838 \Omega}$$

Courant de court-circuit

$$I_{c\text{tri}} = U_n / (Z_{dam} * \sqrt{3}) = 20 / (15,838 * \sqrt{3}) = \mathbf{0,73 \text{ kA}}$$

Impédance de source minimum + Générateur en fonctionnement (Icc à 0,9 s) + 2 liaisons en service :

Impédance amont Zdam :

$$Z_{dam1\text{mini}} + Z_{d2} = (0,152 + j 2,231) + (0,375 + j 0,75) = 0,527 + j 2,981 = \mathbf{3,027 \Omega}$$

Courant de court-circuit

$$I_{c\text{tri}} = U_n / (Z_{dam} * \sqrt{3}) = 20 / (3,027 * \sqrt{3}) = \mathbf{3,81 \text{ kA}}$$

Note : Le courant se partage dans chaque liaison et vaut $3,81 / 2 = 1,91 \text{ kA}$

Défaut en aval TR4 (valeur 20 kV) :

Impédance amont Zdam =

$$Z_{dam1mini} + Z_{d2} + Z_{dTR4} = (0,152 + j 2,231) + (0,375 + j0,75) + (5,2 + j 23,43) \\ = 5,727 + j 26,411 = \mathbf{27,025 \Omega}$$

Courant de court-circuit

$$I_{cctri} = U_n / (Z_{dam} * \sqrt{3}) = 20 / (27,025 * \sqrt{3}) = \mathbf{0,43 \text{ kA}}$$

Défaut en aval TR5 (valeur 20 kV) :

Impédance amont Zdam :

Zdam1mini + Zd2 + ZdTR5

$$= (0,152 + j 2,231) + (0,375 + j 0,75) + (2,5 + j 11,737) 3,027 + j 14,718 = \mathbf{15,026 \Omega}$$

Courant de court-circuit

$$I_{cctri} = U_n / (Z_{dam} * \sqrt{3}) = 20 / (15,026 * \sqrt{3}) = \mathbf{0,77 \text{ kA}}$$

Note : Ce cas entraîne le courant de court-circuit maximum pour la cellule dite "Processus"

En valeur 20 kV :

$$Z_{dam} = Z_{dam1mini} + Z_{d2} + Z_{dTR5} + \text{Liaison (TR5 - JdB5)}(3,027 + j 14,718) + (3,333 + j 8,333) \\ 6,36 + j 23,051 = \mathbf{23,9123 \Omega}$$

$$\text{En valeur 0,4 kV : } Z_{dam20} * (0,4 / 20)^2 = \mathbf{0,009565 \Omega}$$

Avec un coefficient de sécurité de 20%, Icc maxi devra être de 20 x 0,8 = 16 kA correspondant à une impédance de $Z_{dam} = U_n / (I_{cc} * \sqrt{3}) = 0,4 / (16 * \sqrt{3}) = 0,014434 \Omega$. L'impédance à ajouter sera de $0,014434 - 0,009565 = 0,004869 \Omega$ qui devra être une réactance.

$$L = X / \omega = 0,004869 / 314,16 = 0,015 \text{ mH ou } 15 \mu\text{H}$$

Rappelons qu'en BT une connexion a une inductance de 0,15 μH / m. Une connexion de 100 m limiterait Icc à une valeur satisfaisante.

Impédance de source maximum + Générateur en fonctionnement (Icc à 0,9 s) + 1 liaison en service :

Impédance amont Zdam :

$$Z_{dam1maxi} + Z_{d1} = (0,163 + j 2,424) + (0,75 + j 1,5) 0,913 + j 3,924 = \mathbf{4,029 \Omega}$$

Courant de court-circuit

$$I_{cctri} = U_n / (Z_{dam} * \sqrt{3}) = 20 / (4,029 * \sqrt{3}) = \mathbf{2,87 \text{ kA}}$$

Défaut en aval TR4 (valeur 20 kV) :

Impédance amont Zdam :

Zdam1maxi + Zd1 + ZdTR4

$$= (0,163 + j 2,424) + (0,75 + j 1,5) + (5,2 + j 23,43) 6,113 + j 27,354 = \mathbf{28,029 \Omega}$$

Courant de court-circuit

$$I_{cctri} = U_n / (Z_{dam} * \sqrt{3}) = 20 / (28,029 * \sqrt{3}) = \mathbf{0,41 \text{ kA}}$$

Défaut en aval TR5 (valeur 20 kV) :

Impédance amont Zdam :

Zdam1maxi + Zd1 + ZdTR5

$$= (0,163 + j 2,424) + (0,75 + j 1,5) + (2,5 + j 11,737) = 3,413 + j 15,661 = \mathbf{16,029 \Omega}$$

Courant de court-circuit

$$I_{cctri} = U_n / (Z_{dam} * \sqrt{3}) = 20 / (16,029 * \sqrt{3}) = \mathbf{0,72 \text{ kA}}$$

Impédance de source maximum + Générateur en fonctionnement (Icc à 0,9 s) + 2 liaisons en service :

Impédance amont Zdam :

$$Z_{dam1maxi} + Z_{d2} = (0,163 + j 2,424) + (0,375 + j 0,75) = 0,538 + j 3,174 = \mathbf{3,219 \Omega}$$

Courant de court-circuit

$$I_{cctri} = U_n / (Z_{dam} * \sqrt{3}) = 20 / (3,219 * \sqrt{3}) = \mathbf{3,59 \text{ kA}}$$

Note : Le courant se partage dans chaque liaison et vaut $3,59 / 2 = \mathbf{1,79 \text{ kA}}$

Défaut en aval TR4 (valeur 20 kV) :

Impédance amont Zdam :

Zdam1maxi + Zd2 + ZdTR4

$$= (0,163 + j 2,424) + (0,375 + j 0,75) + (5,2 + j 23,43) = 5,738 + j 26,604 = \mathbf{27,216 \Omega}$$

Courant de court-circuit

$$I_{cctri} = U_n / (Z_{dam} * \sqrt{3}) = 20 / (27,216 * \sqrt{3}) = \mathbf{0,42 \text{ kA}}$$

Défaut en aval TR5 (valeur 20 kV) :

Impédance amont Zdam :

Zdam1maxi + Zd2 + ZdTR5

$$= (0,163 + j 2,424) + (0,375 + j 0,75) + (2,5 + j 11,737) = 3,038 + j 14,911 = \mathbf{15,217 \Omega}$$

Courant de court-circuit

$$I_{cctri} = U_n / (Z_{dam} * \sqrt{3}) = 20 / (15,217 * \sqrt{3}) = \mathbf{0,76 \text{ kA}}$$

Générateur seul en fonctionnement (Icc à 0,9 s) + 1 liaison en service :

Impédance amont Zdam :

$$Z_{dgén} + Z_{d1} = (0,545 + j 25,148) + (0,75 + j 1,5) = 1,295 + j 26,648 = \mathbf{26,679 \Omega}$$

Courant de court-circuit

$$I_{cctri} = U_n / (Z_{dam} * \sqrt{3}) = 20 / (26,679 * \sqrt{3}) = \mathbf{0,43 \text{ kA}}$$

Défaut en aval TR4 (valeur 20 kV) :

Impédance amont Zdam :

$$\begin{aligned} Z_{dgén} + Z_{d1} + Z_{dTR4} &= (0,545 + j 25,148) + (0,75 + j 1,5) + (5,2 + j 23,43) \\ &= 6,495 + j 50,078 = \mathbf{50,497 \Omega} \end{aligned}$$

Courant de court-circuit

$$I_{cctri} = U_n / (Z_{dam} * \sqrt{3}) = 20 / (50,497 * \sqrt{3}) = \mathbf{0,23 \text{ kA}}$$

Défaut en aval TR5 (valeur 20 kV) :

Impédance amont Zdam :

$$\begin{aligned} Z_{dgén} + Z_{d1} + Z_{dTR5} &= (0,545 + j 25,148) + (0,75 + j 1,5) + (2,5 + j 11,737) \\ &= 3,795 + j 38,385 = \mathbf{38,572 \Omega} \end{aligned}$$

Courant de court-circuit

$$I_{cctri} = U_n / (Z_{dam} * \sqrt{3}) = 20 / (38,572 * \sqrt{3}) = \mathbf{0,3 \text{ kA}}$$

Générateur seul en fonctionnement (Icc à 0,9 s) + 2 liaisons en service :

Impédance amont Zdam :

$$Z_{dgén} + Z_{d2} = (0,545 + j 25,148) + (0,375 + j 0,75) = 0,92 + j 25,898 = \mathbf{25,914 \Omega}$$

Courant de court-circuit

$$I_{cctri} = U_n / (Z_{dam} * \sqrt{3}) = 20 / (25,914 * \sqrt{3}) = \mathbf{0,45 \text{ kA}}$$

Note : Le courant se partage dans chaque liaison et vaut $0,45 / 2 = \mathbf{0,22 \text{ kA}}$

Défaut en aval TR4 (valeur 20 kV) :

Impédance amont Zdam :

$$\begin{aligned} Z_{dgén} + Z_{d2} + Z_{dTR4} &= (0,545 + j 25,148) + (0,375 + j 0,75) + (5,2 + j 23,43) \\ &= 6,12 + j 49,328 = \mathbf{49,706 \Omega} \end{aligned}$$

Courant de court-circuit

$$I_{cctri} = U_n / (Z_{dam} * \sqrt{3}) = 20 / (49,706 * \sqrt{3}) = \mathbf{0,23 \text{ kA}}$$

Défaut en aval TR5 (valeur 20 kV) :

Impédance amont Zdam :

$$\begin{aligned} Z_{dgén} + Z_{d2} + Z_{dTR5} &= (0,545 + j 25,148) + (0,375 + j 0,75) + (2,5 + j 11,737) \\ &= 3,42 + j 37,635 = \mathbf{37,790 \Omega} \end{aligned}$$

Courant de court-circuit

$$I_{cctri} = U_n / (Z_{dam} * \sqrt{3}) = 20 / (37,790 * \sqrt{3}) = \mathbf{0,31 \text{ kA}}$$

III-4-2-3-2- Défaut monophasé :

Impédance de source minimum + Générateur en fonctionnement (Icc à 0,9 s) + 1 liaison en service :

Les impédances

$$Z_{dam} = Z_{dam1mini} + Z_{d1} = 2,236 + 1,677 = \mathbf{3,913 \Omega}$$

$$Z_{iam} = Z_{dam1mini} = \mathbf{3,913 \Omega}$$

$$Z_o = 115,5 + Z_{o1} = 115,5 + 4,743 = \mathbf{120,243 \Omega}$$

Courant de défaut à la terre

$$I_t = 3 V_n / (Z_{dam} + Z_{iam} + Z_o) = (20000 \times \sqrt{3}) / (3,913 + 3,913 + 120,243) = \mathbf{0,27 \text{ kA}}$$

Défaut en aval TR4 & TR5 :

Les transformateurs TR4 & TR5 à couplage triangle (côté 20 kV) / étoile (côté 0,4 kV) présentent une barrière homopolaire, les défauts à la terre côté 0,4 kV ne sont pas répercutés côté 20 kV.

Impédance de source minimum + Générateur en fonctionnement (Icc à 0,9 s) + 2 liaisons en service :

Les impédances :

$$Z_{dam} = Z_{dam1mini} + Z_{d2} = 2,236 + 0,839 = \mathbf{3,075 \Omega}$$

$$Z_{iam} = Z_{dam1mini} = \mathbf{3,075 \Omega}$$

$$Z_o = 115,5 + Z_{o2} = 115,5 + 2,372 = \mathbf{117,872 \Omega}$$

Courant de défaut à la terre :

$$I_t = 3 V_n / (Z_{dam} + Z_{iam} + Z_o) = (20000 \times \sqrt{3}) / (3,075 + 3,075 + 117,872) = \mathbf{0,28 \text{ kA}}$$

Note : Le courant se partage dans chaque liaison et vaut $279 / 2 = \mathbf{140 \text{ A}}$

Défaut en aval TR4 & TR5 :

Les transformateurs TR4 & TR5 à couplage triangle (côté 20 kV) / étoile (côté 0,4 kV) présentent une barrière homopolaire, les défauts à la terre côté 0,4 kV ne sont pas répercutés côté 20 kV.

Impédance de source maximum + Générateur en fonctionnement (Icc à 0,9 s) + 1 liaison en service :

Les impédances :

$$Z_{dam} = Z_{dam1maxi} + Z_{d1} = 2,429 + 1,677 = \mathbf{4,106 \Omega}$$

$$Z_{iam} = Z_{dam1mini} = \mathbf{4,106 \Omega}$$

$$Z_o = 115,5 + Z_{o1} = 115,5 + 4,743 = \mathbf{120,243 \Omega}$$

Courant de défaut à la terre :

$$I_t = 3 V_n / (Z_{dam} + Z_{iam} + Z_o) = (20000 \times \sqrt{3}) / (4,106 + 4,106 + 120,243) = \mathbf{0,27 \text{ A}}$$

Défaut en aval TR4 & TR5 :

Les transformateurs TR4 & TR5 à couplage triangle (côté 20 kV) / étoile (côté 0,4 kV) présentent une barrière homopolaire, les défauts à la terre côté 0,4 kV ne sont pas répercutés côté 20 kV.

Impédance de source maximum + Générateur en fonctionnement (Icc à 0,9 s) + 2 liaisons en service :

Les impédances :

$$Z_{dam} = Z_{dam1maxi} + Z_{d2} = 2,429 + 0,839 = \mathbf{3,268 \Omega}$$

$$Z_{iam} = Z_{dam1mini} = \mathbf{3,268 \Omega}$$

$$Z_o = 115,5 + Z_{o2} = 115,5 + 2,372 = \mathbf{117,872 \Omega}$$

Courant de défaut à la terre :

$$I_t = 3 V_n / (Z_{dam} + Z_{iam} + Z_o)$$

$$I_t = (20000 \times \sqrt{3}) / (3,268 + 3,268 + 117,872) = \mathbf{0,28 \text{ kA}}$$

Note : Le courant se partage dans chaque liaison et vaut $278 / 2 = \mathbf{139 \text{ A}}$

Défaut en aval TR4 & TR5 :

Les transformateurs TR4 & TR5 à couplage triangle (côté 20 kV) / étoile (côté 0,4 kV) présentent une barrière homopolaire, les défauts à la terre côté 0,4 kV ne sont pas répercutés côté 20 kV.

Générateur seul en fonctionnement (Icc à 0,9 s) + 1 liaison en service :

Les impédances

$$Z_{dam} = Z_{gén} + Z_{d1} = 25,154 + 1,677 = \mathbf{26,831 \Omega}$$

$$Z_{iam} = Z_{dam} = \mathbf{26,831 \Omega}$$

$$Z_o = 115,5 + Z_{o1} = 115,5 + 4,743 = \mathbf{120,243 \Omega}$$

Courant de défaut à la terre :

$$I_t = 3 V_n / (Z_{dam} + Z_{iam} + Z_o) = (20000 \times \sqrt{3}) / (26,831 + 26,831 + 120,243) = \mathbf{0,2 \text{ kA}}$$

Défaut en aval TR4 & TR5 :

Les transformateurs TR4 & TR5 à couplage triangle (côté 20 kV) / étoile (côté 0,4 kV) présentent une barrière homopolaire, les défauts à la terre côté 0,4 kV ne sont pas répercutés côté 20 kV.

Générateur seul en fonctionnement (Icc à 0,9 s) + 2 liaisons en service :

Les impédances

$$Z_{dam} = Z_{dgén} + Z_{d2} = 25,154 + 0,839 = \mathbf{25,993 \Omega}$$

$$Z_{iam} = Z_{dam} = \mathbf{25,993 \Omega}$$

$$Z_o = 115,5 + Z_{o2} = 115,5 + 2,372 = \mathbf{117,872 \Omega}$$

Courant de défaut à la terre :

$$I_t = 3 V_n / (Z_{dam} + Z_{iam} + Z_o) = (20000 \times \sqrt{3}) / (25,993 + 25,993 + 117,872) = \mathbf{0,2 \text{ kA}}$$

Note : Le courant se partage dans chaque liaison et vaut $204 / 2 = \mathbf{102 \text{ A}}$

Défaut en aval TR4 & TR5 :

Les transformateurs TR4 & TR5 à couplage triangle (côté 20 kV) / étoile (côté 0,4 kV) présentent une barrière homopolaire, les défauts à la terre côté 0,4 kV ne sont pas répercutés côté 20 kV.

III-4-2-4- Tableau récapitulatif (valeurs 20 kV) :

Défaut	Alimentation	Icc Phase	It Terre	Icc Défaut aval	Icc Défaut aval
JdB1	Scemax + Gen	5160A	289A		
JdB1	Scemin + Gen	4750A	288A		
JdB1	Gen	460A	246A		
JdB2	Scemax + Gen + 1L	5000A	287A	TR3=670A	
JdB2	Scemax + Gen + 2L	5080A	288A	TR3=670A	
JdB2	Scemin + Gen + 1L	4620A	286A	TR3=660A	
JdB2	Scemin + Gen + 2L	4690A	287A	TR3=660A	
JdB2	Gen + 1L	460A	208A	TR3=290A	
JdB2	Gen + 2L	460A	208A	TR3=290A	
JdB3	Scemax + Gen + 1L	3000A	270A	TR4=410A	TR5=730A
JdB3	Scemax + Gen + 2L	3810A	279A	TR4=430A	TR5=770A
JdB3	Scemin + Gen + 1L	2870A	270A	TR4=410A	TR5=720A
JdB3	Scemin + Gen + 2L	3590A	278A	TR4=420A	TR5=460A
JdB3	Gen + 1L	430A	199A	TR4=230A	TR5=300A
JdB3	Gen + 2L	450A	204A	TR4=230A	TR5=310A

Rappel pour la définition de la tenue du matériel :

Conformément à la norme CEI 909, la tension pour le calcul de la valeur de crête maximale du courant de court-circuit sera prise égale à 110% de la tension nominale (avant défaut) et les formules suivantes utilisées :

$$I_{pic} = K\sqrt{2} I_{cc} \quad , \quad \text{avec} \quad K = 1 + e^{-(R_{amont}/X_{amont})\pi}$$

La valeur limite asymptotique est $e^{-(R_{amont}/X_{amont})\pi} = 1$ avec $T_p = \alpha$, soit $R_{amont}/X_{amont} = 0$ (cas de l'assimilation de l'impédance à sa réactance) et $I_{pic} = 2.83 I_{cc}$

La définition de la tenue devra, bien entendu, tenir compte des extensions futures et d'un coefficient de sécurité.

III-4-3- Protections de la BT (0,4 kV)

Il est admis, dans le processus, un démarrage séquentiel chronologique des moteurs.

III-4-3-1- Démarrage des moteurs M2 (Disjoncteurs S à V)

· **Puissance nominale apparente d'un moteur :**

$$S_n = P_n \times (1 / \cos \varphi_n) \times (1 / \eta_n) = 100 \times (1 / 0,9) \times (1 / 0,87) = \mathbf{127,7 \text{ kVA}}$$

· **Puissance apparente de démarrage :**

$$S_{dém} = S_n \times (I_d / I_n) = 127,7 \times 6 = \mathbf{0,766 \text{ MVA}}$$

· **Alimentation des moteurs :**

Courant de court-circuit minimum, alimentation par TR4 (Icc mini par Gén + 1 L + ZdTR4)

$$Z_{dam} = 6,485 + j 50,078 = \mathbf{50,497 \Omega}$$

$$I_{cc \text{ mini}} (0,4 \text{ kV}) = [U_n / (Z_{dam} \times \sqrt{3})] \times (U_{n1} / U_{n2})$$

$$I_{cc \text{ mini}} (0,4 \text{ kV}) = [20 / (50,497 \times \sqrt{3})] \times (20 / 0,4) = \mathbf{11,43 \text{ kA}}$$

Puissance de court-circuit :

$$S_{cc} = U_n \times \sqrt{3} \times I_{cc} = 0,4 \times \sqrt{3} \times 11,43 = \mathbf{7,92 \text{ MVA}}$$

Chute de tension au démarrage :

$$\Delta U = S_{dém} / (S_{dém} + S_{cc}) = 0,766 / (0,766 + 7,92) = \mathbf{8,8\%}$$

Courant de court-circuit minimum, alimentation par TR5 (Icc mini par Gén + 1 L + ZdTR5 + Liaison TR5-JdB5 + Liaison JdB5-JdB4)

$$Z_{dam} = 17,128 + j 71,718 = \mathbf{73,735 \Omega}$$

$$I_{cc \text{ mini}} (0,4 \text{ kV}) = [U_n / (Z_{dam} \times \sqrt{3})] \times (U_{n1} / U_{n2})$$

$$I_{cc \text{ mini}} (0,4 \text{ kV}) = [20 / (73,735 \times \sqrt{3})] \times (20 / 0,4) = \mathbf{7,83 \text{ kA}}$$

Puissance de court-circuit :

$$S_{cc} = U_n \times \sqrt{3} \times I_{cc} = 0,4 \times \sqrt{3} \times 7,83 = \mathbf{5,43 \text{ MVA}}$$

Chute de tension au démarrage :

$$\Delta U = S_{dém} / (S_{dém} + S_{cc}) = 0,766 / (0,766 + 5,43) = \mathbf{12,4\%}$$

Dans les conditions les plus défavorables, les chutes de tension au démarrage sont compatibles avec un démarrage normal du moteur ($\Delta U < 15\%$).

III-4-3-2- Protections des moteurs M2 (Disjoncteurs S à V) [5] :

A ce niveau de tension (0.4 kV) il arrive que certaines fonctions de protection ne soient pas réglables, le constructeur de relais imposant sa propre philosophie

· **Surcharge thermique F49**

$$\text{Courant nominal du moteur } I_n = S_n / (U_n \times \sqrt{3}) = \mathbf{184,3 \text{ A}}$$

$$I_n = 184,3 / 200 = \mathbf{0,92 I_n}$$

$$\text{Constante à l'échauffement } \tau_{éch.} = \mathbf{10 \text{ mn}}$$

$$\text{Constante au refroidissement } \tau_{ref.} = \mathbf{30 \text{ mn}}$$

$$\text{Alarme} = \mathbf{90\%}$$

$$\text{Déclenchement} = \mathbf{95\%}$$

Note : La surcharge thermique peut intégrer les composantes directe et inverse du courant sous forme :
Le coefficient de sur-valorisation k pouvant ou non être réglable, une valeur de l'ordre de 3 est conseillée.

· **Surintensité phases F51 :**

Réglage typique :

Seuil $I_{>}$ réglé à $1,5 I_d$

Temporisation $t_s = 0,1$ s

$I_d = S_{dém} / (U_n \times \sqrt{3})$

$I_d = 766 / (0,4 \times \sqrt{3}) = 1106$ A

$I_{>} = 1,5 \times 1106 = 1660$ A

$I_{>} = I_s / I_{np} = 1660 / 200 = 8,3$ In

Vérification :

$[I_{>}] < I_{cc\ mini} / 2 \Rightarrow 1660 < (7830 / 2) \Rightarrow 1660 < 3915$ A \Rightarrow **Ok**

Note : Cette fonction peut être assurée par des fusibles. 1660 A (0,4KV) correspond à $1660 \times (0,4 / 20) = 33,2$ A en 20 kV. S, T, U, V donnent un ordre logique de verrouillage à R (protection JdB4).

· **Déséquilibre phases F46**

Réglage typique :

Seuil I_2 réglé à $0,2 I_n$

Temporisation $t_{I2} = 2$ s

Note : Cette fonction peut être désensibilisée par la composante directe du courant donc de la forme = I_i / I_d , pour un rapport de 0,4 la temporisation est $t_s = 0,1$ s.

· **Démarrage trop long F48**

Réglage typique :

Seuil I_{tr} réglé à $2 I_n$

Temporisation $T_{tr} = 1,3$ temps de démarrage

Exemple :

Pour $t_{dém} = 7,5$ s $\Rightarrow T_{tr} = 1,3 \times 7,5 = 10$ s

· **Rotor bloqué F51LR**

Réglage typique :

ILR réglé à $I_d / 2 = 1106 / 2 = 553$ A

ILR = $553 / 200 = 2,77$ In

Temporisation $t_{LR} = 1$ s

Note : Cette fonction est bloquée pendant le démarrage (en général un temps correspondant de 1,5 à 2 $t_{dém}$).

· **Défaut terre F64 :**

Réglage typique :

$I_{o>}$ réglé à $I_t / 2 = 2 / 2 = 1$ A avec un tore 100 spires

$I_{o>} = 1 / 100 = 0,01$ A

Temporisation $t_{I_{o>}} = 0,1$ s

Note : La fonction F64 pourra être utilisée soit en signalisation soit en déclenchement, le régime de neutre IT n'obligeant pas la coupure au premier défaut.

Les ordres logiques de verrouillage de S, T, U, V pour la protection JdB4 sont émis vers R.

III-4-3-3- Protections de l'arrivée (Disjoncteur R)

· Court-circuit phases F50 :

$I_{>>} \text{ réglé à } I_{cc} \text{ aval mini (Sccmin + Gén. + 1L)} / 2 = 11400 / 2 = \mathbf{5700A}$

$I_{>>} = 5700 / 1500 = \mathbf{3,8 In}$

temporisation $t_{s>} = 0,1 + 0,3 = \mathbf{0,4 s}$

Note : R reçoit les ordres logiques de verrouillage de S, T, U, V pour la protection JdB4.

Le disjoncteur R est ouvert lorsque la liaison XW (alimentation de JdB4 par JdB5) est utilisée (inter-verrouillage entre R et W).

5700 A (0,4 KV) correspond à $5700 \times (0,4 / 20) = \mathbf{114 A}$ en 20 kV.

· Surintensité phases F51 :

$I_{>} \text{ réglé à } 1,6 I_{nTR4}$

$I_s = 1,6 \times 1443 = \mathbf{2309 A}$

$I_{>} = 2309 / 1500 = \mathbf{1,54 In}$

temporisation $t_{s>} = \mathbf{0,6 s}$

Vérification : $[I_{>}] > 1,5 I_d \Rightarrow I_s > 1,5 \times 1106 = 1660 A \Rightarrow 2309 > 1660 A \Rightarrow \mathbf{Ok}$

Note : 2309 A (0,4 KV) correspond à $2309 \times (0,4 / 20) = \mathbf{46 A}$ en 20 kV.

· Défaut terre F51N :

Réglage typique :

$I_{o>} \text{ réglé à } I_t / 2 = 2 / 2 = \mathbf{1 A}$

avec un tore 100 spires,

$I_{o>} = 1 / 100 = \mathbf{0,01 A}$

Temporisation $t_{I_{o>}} = \mathbf{180 s}$

Note : La fonction F51N pourra être utilisée en signalisation, le régime de neutre IT n'obligeant pas la coupure au premier défaut.

III-4-3-4- Protections de la liaison JdB4 – JdB5 (Disjoncteurs X & W)

Lorsque JdB4 est alimenté par TR4, les disjoncteurs X & W sont ouverts (inter-verrouillage), de même le disjoncteur R est ouvert lorsque la liaison XW (alimentation de JdB4 par JdB5) est utilisée (inter-verrouillage entre R et W).

· Court-circuit phases F50 :

$I_{>>} \text{ réglé à } I_{cc} \text{ aval mini (Sccmin + Gén. + 1L)} / 2 = 7830 / 2 = \mathbf{3920 A}$

$I_{>>} = 3920 / 1500 = \mathbf{2,61 In}$

temporisation $t_{s>} = 0,1 + 0,3 = \mathbf{0,4 s}$

Note : La valeur 3920 A (0,4 KV) correspond à $3920 \times (0,4 / 20) = 78\text{A}$ en 20 kV.

· **Surintensité phases F51 :**

$$I_{>} = 2 \times 1443 = 2886 \text{ A}$$

$$I_{>} = 2886 / 1500 = 1,92 \text{ In}$$

$$\text{temporisation } t_s = 0,6 \text{ s}$$

Note : La valeur 2886 A (0,4 KV) correspond à $2886 \times (0,4 / 20) = 58\text{A}$ en 20 kV.

· **Défaut terre F51N :**

réglage typique :

$$I_{o>} \text{ réglé à } I_t / 2 = 2 / 2 = 1 \text{ A avec un tore } 100 \text{ t,}$$

$$I_{o>} = 1 / 100 = 0,01 \text{ A}$$

$$\text{temporisation } t_{I_{o>}} = 180 \text{ s}$$

Note : La fonction F51N pourra être utilisée en signalisation, le régime de neutre IT n'obligeant pas la coupure au premier défaut.

Les ordres logiques de verrouillage de Z, X pour la protection JdB5 sont émis vers Y, les ordres logiques de verrouillage de W pour la protection JdB4 sont émis vers R.

III-4-3-5- Protections de l'arrivée (Disjoncteur Y)

· **Court-circuit phases F50 :**

$$I_{>>} \text{ réglé à } I_{cc \text{ aval mini}} (S_{ccmin} + \text{Gén.} + 1L) / 2 = 12200 / 2 = 6100 \text{ A}$$

$$I_{>>} = 6100 / 3000 = 2,03 \text{ In}$$

$$\text{temporisation } t_s = 0,1 + 0,3 = 0,4 \text{ s}$$

Note : La valeur 6100 A (0,4 KV) correspond à $6100 \times (0,4 / 20) = 122 \text{ A}$ en 20 kV.

Le « disjoncteur » Y reçoit les ordres logiques de verrouillage de X, Z pour la protection JdB5.

· **Surintensité phases F51 :**

$$I_{>} \text{ réglé à } 1,6 I_{nTR5} = 1,6 \times 2887 = 4619 \text{ A}$$

$$I_{>} = 4619 / 3000 = 1,54 \text{ In}$$

$$\text{temporisation } t_s = 0,6 \text{ s}$$

Vérification (alimentation de JdB4) :

$$[I_{>}] > 1,5 I_d \Rightarrow I_{>} > 1,5 \times 1106 = 1660 \text{ A} \Rightarrow 4619 > 1660 \text{ A} \Rightarrow \text{ok}$$

Note : La valeur 4619 A (0,4 KV) correspond à $4619 \times (0,4 / 20) = 92 \text{ A}$ en 20 kV.

· **Défaut terre F51N :**

réglage typique :

$$I_{o>} \text{ réglé à } I_t / 2 = 2 / 2 = 1 \text{ A avec un tore } 100 \text{ t,}$$

$$I_{o>} = 1 / 100 = 0,01 \text{ A}$$

$$\text{temporisation } t_s = 180 \text{ s}$$

Note : La fonction F51N pourra être utilisée en signalisation, le régime de neutre IT n'obligeant pas la coupure au premier défaut.

III-4-3-6- Protections du départ "Alimentation Processus" (Disjoncteur Z) :

- **Court-circuit phases F50 :**

I_{>>} réglé à I_{cc} aval mini (S_{ccmin} + Gén. + 1L) / 2 = 15000 / 2 = **7500 A**

I_{>>} = 7500 / 200 = **37,5 In**

temporisation t_{s>} = **0,1 s**

Note : La valeur 15000 A est le courant minimum de court-circuit (0,4 kV) à JdB5 (ou 300 A en 20 kV). La valeur 7500 A (0,4 KV) correspond à 7500 x (0,4 / 20) = 150 A en 20 kV.

- **Surintensité phases F51 :**

I_> = 2 x 200 = **400 A**

I_> = 400 / 200 = **2 In**

temporisation t_s = **0,6 s**

Note : Il est admis que le départ est calibré pour 200 A. La valeur 400 A (0,4 KV) correspond à 400 x (0,4 / 20) = **8 A** en 20 kV.

- **Défaut terre F51N :**

réglage typique :

I_{o>} réglé à I_t / 2 = 2 / 2 = **1 A** avec un tore 100 t

I_{o>} = 1 / 100 = **0,01 A**

temporisation t_{I_{o>}} = **180 s**

Note : La fonction F51N pourra être utilisée en signalisation, le régime de neutre IT n'obligeant pas la coupure au premier défaut. Les ordres logiques de verrouillage de Z pour la protection JdB5 sont émis vers Y.

III-4-4- Protection des transformateurs

Les transformateurs de moyennes puissances TR3, TR4 & TR5 seront protégés par une protection ampèremétrique en aval, les transformateurs de fortes puissances TR1 & TR2 seront protégés d'une manière plus importante, tous les transformateurs étant supposés être équipés de protections à dégagement gazeux type Buccholz.

III-4-4-1- Protection du départ Transformateur TR3 (Disjoncteur L) :

- **Court-circuit phases F50 :**

I_{>>} réglé à 2 x I_{cc} aval maxi (S_{ccmax} + Gén.) = 2 x 670 = **1340 A**

I_{>>} = 1340/100 = **13,4 In**

Temporisation t_{s>} = **0,3 s**

Vérification :

I_{>>} < I_{cc} amont mini (S_{ccmin} + Gén.) / 2 => < 4620/2 => 1340 < 2310 A

I_{crête} = k x I_n x e^{-t/Te}

I_{>>} > 356 A

· **Surintensité phases F51 :**

$$I_{>} = 1,6 \times I_n \text{ TR} = 1,6 \times 46,2 = 74 \text{ A}$$

$$I_{>} = 74/100 = 0,74 \text{ In}$$

$$\text{temporisation } t_s = 0,6 \text{ s}$$

Vérification :

$$I_{>} > 1,5 I_d \Rightarrow 1,5 \times 87,2 \Rightarrow 131 \text{ A}$$

Le réglage à 74 A est donc impossible, le réglage à adopter sera donc : $I_{>} > 131 \text{ A} = 131/100 = 1,31 \text{ In}$

$$\text{Temporisation } t_s = 0,6 \text{ s}$$

Cette valeur est compatible avec la tenue thermique de TR3 (3 In TR pendant 0,6 s)

Vérification :

$$I_{>} < I_{cc} \text{ aval mini (Gén. + 1L)/2} \Rightarrow < 290/2 \Rightarrow 131 < 145 \text{ A}$$

· **Défaut terre F51N :**

Réglage typique :

$I_{o>} \text{ réglé à } 10\% \text{ In TC pour s'affranchir des erreurs pseudodifférentielles}$

$$I_{o>} = 0,1 \times 100 = 10 \text{ A}$$

$$I_{o>} = 10/100 = 0,1 \text{ In}$$

$$\text{temporisation } t_{I_{o>}} = 0,1 \text{ s}$$

Vérification :

$$I_{o>} < I_t \text{ mini}/2 \Rightarrow < 208/2 \Rightarrow 10 < 104 \text{ A}$$

Note : Les ordres logiques de verrouillage de L pour la protection JdB2 sont émis vers J & K.

III-4-4-2- Protection du départ Transformateur TR4 (Disjoncteur P) :

· **Court-circuit phases F50 :**

$$I_{>>} \text{ réglé à } 2 \times I_{cc} \text{ aval maxi (Sccmax + Gén. + 2L)} = 2 \times 430 = 860 \text{ A}$$

$$I_{>>} = 860/50 = 17,2 \text{ In}$$

$$\text{temporisation } t_{s>} = 0,3 \text{ s}$$

Vérification :

$$I_{>>} < I_{cc} \text{ amont mini (Sccmin + Gén. + 1L)/2} \Rightarrow < 2870/2 \Rightarrow 860 < 1435 \text{ A} \Rightarrow I_{>>} < 1,5 \text{ Icrête à } 0,3\text{s}$$

$$\text{Icrête} = k \times I_n \times e^{-t/T_e}$$

$$I_{>>} > 184 \text{ A}$$

· **Surintensité phases F51 :**

$$I_{>} = 1,6 \times I_n \text{ TR} = 1,6 \times 28,9 = 46 \text{ A}$$

$$I_{>} = 46/50 = 0,92 \text{ In}$$

$$\text{temporisation } t_s = 0,9 \text{ s}$$

Vérification :

$$I_{>} < I_t \text{ mini}/2 \Rightarrow I_{>} < 199/2 \Rightarrow 5 < 99 \text{ A}$$

Note : Les ordres logiques de verrouillage de P pour la protection JdB3 sont émis vers M & N.

III-4-4-3- Protections du départ Transformateur TR5 (Disjoncteur Q) :

· **Court-circuit phases F50 :**

$I_{>>}$ réglé à $2 \times I_{cc \text{ aval maxi}} (S_{ccmax} + \text{Gén.} + 2L) = 2 \times 770 = 1540 \text{ A}$

$I_{>>} = 1540/100 = 15,4 \text{ In}$

temporisation $t_{s>} = 0,3 \text{ s}$

Vérification :

$I_{>>} < I_{cc \text{ amont mini}} (S_{ccmin} + \text{Gén.} + 1L)/2 \Rightarrow I_{>>} < 2870/2 \Rightarrow 1540 > 1435 \text{ A}$

L'équation n'est pas vérifiée, le réglage à adopter sera de $(1540 + 1435)/2 = 1490 \text{ A}$ soit un coefficient de sécurité de : $1490/770 = 1,94$ au lieu de 2.

Réglage typique :

$I_{>>} = 1490/100 = 14,9 \text{ In}$

temporisation $t_{s>} = 0,3 \text{ s}$

$I_{>>} > 1,5 \text{ Icrête à } 0,3 \text{ s}$

$\text{Icrête} = k \times I_n \times e^{-t/T_e}$

$I_{>>} > 356 \text{ A}$

· **Surintensité phases F51 :**

$I_{>} = 1,6 \times I_n \text{ TR} = 1,6 \times 57,7 = 92 \text{ A}$

$I_{>} = 92/100 = 0,92 \text{ In}$

temporisation $t_{s>} = 0,9 \text{ s}$

Vérification :

$I_{>} > 1,5 \text{ Idem} \Rightarrow > 1,5 \times 22 \Rightarrow > 33 \text{ A} \Rightarrow I_{>} > 1,5 \text{ Icrête à } 0,9 \text{ s}$

$\text{Icrête} = k \times I_n \times e^{-t/T_e}$

$I_{>} > 62 \text{ A}$

· **Défaut terre F51N :**

Réglage typique :

$I_{o>} \text{ réglé à } 10\% I_n \text{ TC pour s'affranchir des erreurs pseudodifférentielles}$

$I_{o>} = 0,1 \times 100 = 10 \text{ A}$

$I_{o>} = 10/100 = 0,1 \text{ In}$

temporisation $t_{l_{o>}} = 0,1 \text{ s}$

Vérification : $I_{o>} < I_{t \text{ mini}}/2 \Rightarrow < 199/2 \Rightarrow 10 < 99 \text{ A}$

Note : Les ordres logiques de verrouillage de Q pour la protection JdB3 sont émis vers M & N.

III-4-4-4- Protection d'Arrivée Transformateur TR1 (Disjoncteur A) :

· **Surcharge phases F49 :**

$I_{n\text{TR1}} = 721,97 \text{ A}$; $I_{n\text{TR1}} = 721,97/750 = 0,96 \text{ In}$

Surcharge permanente admissible = 105%

Constante de temps à l'échauffement = **20 mn**

Alarme = **90%**

Déclenchement = **95%**

· **Court-circuit phases F50/F51 :**

$I_{>>}$ réglé à 0,5 I_{cc} aval mini (S_{ccmin})

I_{cc} aval mini pour $Z_{dsmaxi} + Z_{dTR1}$

$Z_{dsmaxi} + Z_{dTR1} = (0,049 + j0,765) + (0,144 + j1,92) = \mathbf{2,692}$

I_{cc} aval mini = $(U_n/\sqrt{3})/(Z_{dsmaxi} + Z_{dTR1}) = \mathbf{4,3 kA}$

$I_{>>} = 4300/2 = \mathbf{2150 A}$

$I_{>>} = 2150/750 = \mathbf{2,87 I_n}$

temporisation $t_{s>} = \mathbf{0,9 s}$ (secours)

temporisation $t_{s>} = \mathbf{0,1 s}$ (sélectivité logique)

Note : A reçoit les ordres logiques de verrouillage de B, C, D, E, F, G, H pour la protection JdB1

· **Surintensité phases F51 :**

$I_{>} = 1,6 \times I_n \text{ TR} = 1,6 \times 721,7 = \mathbf{1155 A}$

$I_{>} = 1155/750 = \mathbf{1,54 I_n}$

temporisation $t_s = \mathbf{1,5 s}$

Cette valeur est compatible avec la tenue thermique de TR1 (1,54 I_n TR pendant 1,5 s)

Note : A reçoit les ordres logiques de verrouillage de B, C, D, E, F, G, H pour la protection JdB1

· **Défaut terre F51N :**

Réglage typique :

$I_{o>}$ réglé à 10% I_n TC pour s'affranchir des erreurs pseudodifférentielles

$I_{o>} = 0,1 \times 750 = \mathbf{75 A}$

$I_{o>} = 75/750 = \mathbf{0,1 I_n}$

Temporisation $t_{I_{o>}} = \mathbf{0,1 s}$

Vérification :

$I_{o>} < I_{t \text{ mini}}/2 \Rightarrow < 288/2 \Rightarrow 75 < 144 A$

· **Protection différentielle transformateur F87T :**

Primaire (60kV) :

$I_{nTR1} = 240,56 A = 240,56/250 = \mathbf{0,96 I_n}$

Secondaire (20kV) :

$I_{nTR1} = 721,97 A = 721,97/750 = \mathbf{0,96 I_n}$

Réglage typique :

Courant différentiel $I_d/I_n = \mathbf{30\%}$ (régleur en charge)

Pente I_{tr}/I_n : de 0 à 0,5 – P = **0%**

de 0,5 à 2,5 – P = **20%**

de 2,5 à 8,5 – P = **50%**

Verrouillage taux Harmonique 2, H2 = **20%**

Verrouillage taux Harmonique 5, H5 = **30%**

Temps où le courant d'enclenchement sera inférieur à 5% de In

Icrête = $k \times I_n \times e^{-t/T_e}$; $t = \mathbf{2,85 \text{ s}}$

Lorsque la protection comporte un réglage de durée de blocage, ce temps sera réglé à 1,51 t soit 4,3 s

Réglage seuil haut :

I>> réglé à 1,5 Icc aval maxi (Sccmax)

Icc aval maxi pour Zdsmini + ZdTR1

Zdsmini + ZdTR1 = (0,034 + j 0,532) + (0,144 + j 1,92) = (0,178 + j 2,452) = **2,458 Ω**

Icc aval mini = $(U_n/\sqrt{3})/(Z_{dsmaxi} + Z_{dTR1}) = \mathbf{4,7 \text{ kA}}$

I>> = 1,5 x 4700 = **7050 A**

En valeur 60 kV (réglage) 7050 A (20 kV) correspond à

7050 x (60/20) = **2350 A**

I>> = 2350/750 = **9,4 In**

Vérification :

I>> > 1,5 Icrête à 0,02 s (temps de mesure de la fonction instantanée)

Icrête à 0,02 s = 5,8 In => 9,4 In > 1,5 x 5,8 In => 9,4 In > 8,7 In

I>> < Iccmini amont/2 => 2350/5000/2 A => 2350/2500 A

· **Protection masse cuve transformateur F51C :**

Réglage typique :

I> courant = **100 A**

Temporisation = **0,1 s**

Vérification :

I> < Itmini/2 => Côté 60kV : It mini = 4800 A => Côté

20kV : Itmini = 288 A => 100 < 4800/2 A => 100 < 288/2 A

Note : Le réglage minimum en courant est de 50A, valeur qui nécessite un bon isolement de la cuve du transformateur

III-4-4-5- Protections d'Arrivée Transformateur TR2 (Disjoncteur D) [5] :

· **Surcharge thermique F49 :**

InTR1 = **288,68 A**

inTR1 = 288,68 / 300 = **0,96 In**

Surcharge permanente admissible = **105%**

Constante de temps à l'échauffement = **15 mn**

Alarme = **90%**

Déclenchement = **95%**

· **Court-circuit phases F50 :**

I>> réglé à 0,5 Icc aval mini (Scc à 0,9 s)

Icc aval mini pour Zdgén (0,9s) + ZdTR2

Zdgén (0,9s) + ZdTR2 = (0,185 + j 21,164) + (0,36 + j 3,94) = (0,545 + j 25,104) = **25,11 Ω**

$$I_{cc \text{ aval mini}} = (U_n / \sqrt{3}) / (Z_{dgén} (0,9s) + Z_{dTR2}) = \mathbf{0,46 \text{ kA}}$$

$$I_{>>} = 460 / 2 = \mathbf{230 \text{ A}}$$

$$I_{>>} = 230 / 300 = \mathbf{0,77 \text{ In}}$$

Cette fonction ne pourra pas être utilisée.

· **Surintensité phases F51 :**

$$I_{>} = 1,05 \times I_n \text{ TR2}$$

$$I_{>} = 1,05 \times 288,68 = \mathbf{303 \text{ A}}$$

$$I_{>} = 303 / 300 = \mathbf{1,01 \text{ In}}$$

temporisation $t_s = \mathbf{1,5 \text{ s}}$; Cette valeur est compatible avec la tenue thermique de TR2.

Vérification :

$$I_{>} < 1,05 I_{cc \text{ aval mini}} \text{ pour } Z_{dgén} (1,5s) + Z_{dTR2}$$

$$I_{cc \text{ aval mini}} \text{ pour } Z_{dgén} (1,5s) + Z_{dTR2}$$

$$Z_{dgén} (1,5s) + Z_{dTR2} = (0,185 + j 32,315) + (0,36 + j 3,94) = (0,545 + j 36,255) = \mathbf{36,26 \Omega}$$

$$I_{cc \text{ aval mini}} = (U_n / \sqrt{3}) / (Z_{dgén} (1,5 \text{ s}) + Z_{dTR2}) = 0,32 \text{ kA} \Rightarrow 303 < 305 \text{ A}$$

Note : Une protection à minimum d'impédance F21 serait mieux adapté, compte tenu du faible courant de défaut :

avec un TC de 5 A, et $I_{>} = 1,01 I_n$ et un TP de $100 / \sqrt{3} \text{ V}$, l'impédance BT sera de $11,43 \Omega$

avec un TC de 1 A, et $I_{>} = 1,01 I_n$ et un TP de $100 / \sqrt{3} \text{ V}$, l'impédance BT sera de $57,16 \Omega$

D reçoit les ordres logiques de verrouillage de B, C, E, F, G, H pour la protection JdB1.

· **Défaut terre F51N :**

Réglage typique :

$I_{o>}$ réglé à 10% I_n TC pour s'affranchir des erreurs pseudo-différentiels

$$I_{o>} = 0,1 \times 300 = \mathbf{30 \text{ A}}$$

$$I_{o>} = 30 / 300 = \mathbf{0,1 \text{ In}},$$

temporisation $t_s = \mathbf{0,1 \text{ s}}$

Vérification :

$$I_{o>} < I_{t \text{ mini}} / 2$$

$$I_{o>} < 246 / 2 \Rightarrow 30 < 123 \text{ A}$$

· **Protection différentielle transformateur F87T :**

Primaire (20 kV) :

$$I_{nTR2} = \mathbf{288,68 \text{ A}}$$

$$i_{nTR2} = 288,68 / 300 = \mathbf{0,96 \text{ In}}$$

Secondaire (5,5 kV) :

$$I_{nTR2} = \mathbf{1049,73 \text{ A}}$$

$$i_{nTR2} = 1049,73 / 1250 = \mathbf{0,84 \text{ In}}$$

Réglage typique :

Courant différentiel $I_d / I_n = \mathbf{20\%}$ (pas de régleur en charge)

Pente I_{tr} / I_n :

de 0 à 0,5, $P = \mathbf{0}$

de 0,5 à 2,5, $P = \mathbf{20\%}$

de 2,5 à 5, P = **50%**

Verrouillage taux Harmonique 2, H2 = **20%**

Verrouillage taux Harmonique 5, H5 = **30%**

Temps où le courant d'enclenchement sera inférieur à 5% de In : t = **2,8 s**

$$I_{crête} = k \cdot I_n \cdot e^{-t/T_e}$$

Lorsque la protection comporte un réglage de durée de blocage ce temps sera réglé à 1,5 t soit 4,2 s.

Réglage seuil haut :

I_{>>} réglé à 1,5 I_{cc} aval maxi (Z_{dgén} (1,5s)

I_{cc} aval maxi pour Z_{dgén} (1,5s) + Z_{dTR2}

$$Z_{dgén} (1,5s) + Z_{dTR2} = (0,185 + j 7,549) + (0,36 + j 3,94) = (0,545 + j 11,489) = \mathbf{11,502 \Omega}$$

$$I_{cc} \text{ aval mini} = (U_n / \sqrt{3}) / (Z_{dgén} (1,5s) + Z_{dTR2}) = \mathbf{1 \text{ kA}}$$

$$I_{>>} = 1,5 \times 1000 = \mathbf{1500 \text{ A}}$$

$$I_{>>} = 1500 / 300 = \mathbf{5 I_n}$$

Vérification :

La magnétisation du transformateur ayant lieu à la montée en tension du groupe (avant couplage), le courant magnétisant ne posera pas de problème.

Le seuil haut ne fonctionnera que lorsque TR1 sera en service.

$$I_{>>} < I_{cc\text{mini}} \text{ aval} / 2$$

$$1500 < 4750 / 2 \text{ A} \Rightarrow 1500 < 2375 \text{ A}$$

• Protection masse cuve transformateur F51C :

Réglage typique :

$$I_{>} \text{ courant} = \mathbf{100 \text{ A}}$$

$$\text{temporisation} = \mathbf{0,1 \text{ s}}$$

Vérification :

$$I_{>} < I_t \text{ mini} / 2$$

$$\text{Côté 20 KV : } I_t \text{ mini} = \mathbf{246 \text{ A}}$$

$$\text{Côté 5,5 KV : } I_t \text{ mini} = \mathbf{10 \text{ A}}$$

$$100 \text{ A} < 246 / 2 \text{ A} \Rightarrow 100 \text{ A} > 10 / 2 \text{ A} \text{ (détection impossible des défauts terre côté 5,5 kV)}$$

Note : Le réglage minimum en courant est de 50 A, valeur qui nécessite un bon isolement de la cuve du transformateur.

III-4-5- Protections des liaisons en boucle fermée 20 kV :

III-4-5-1- Boucle d'alimentation de JdB2 (Disjoncteurs E, F, J, K) :

Le jeu de barres JdB2 ne comportant pas de transformateurs de tension, la solution directionnelle n'est pas applicable (pas de référence tension pour la directionnalité), seule la solution différentielle peut être retenue.

Cette liaison étant en câble, le déclenchement sera triphasé définitif (impossibilité de faire du déclenchement monophasé suivi de réenclenchement), le montage à fil pilote à somme dissymétrique est techniquement et économiquement bien adapté.

Note : La liaison E – J comporte les mêmes relais que la liaison F – K.

· **Protection Différentielle Câble F87C [5] :**

Le constructeur de relais donne, compte tenu des caractéristiques du transformateur sommateur, la sensibilité suivant la ou les phases en défaut (suivant les constructeurs celles-ci peuvent être données en atténuateur ou en amplificateur).

La phase la plus sensible (détection des défauts phase – terre) sera réglée au double du courant capacitif et au minimum à 10% de I_n TC.

$$I_c = 3 V_n C_o \omega = 3 \times (20 / \sqrt{3}) \times 0,8 \times 0,00046 \times 314,16 = 4 \text{ A}$$

Exemple pour un constructeur :

Réponse du TAS selon les défauts :

Phase A à la terre (entrée N) = **288,7%** Sortie

Phase B à la terre (entrée N) = **259,8%** Sortie

Phase C à la terre (entrée N) = **230,9%** Sortie

Avec un courant de 4 A au primaire (correspondant à la phase A, la plus amplifiée) sur le primaire du TAS on a sur le secondaire ($4 \times 288,7/100$) = **11,5 A**

Avec un coefficient de sécurité de 2 :

Le réglage $d >$ sera $> 2 \times 11,5 = 23 \text{ A}$, $d > 23 / 100 = 23\%$ ($> 0,1 \times 100$)

Une pente $K_s = I_d / I_r$ sera réglée à **0,5** I_r étant le courant de retenue (traversant)

Il y a déclenchement instantané dès que le ratio I_d / I_s est supérieur au seuil K_s (programmé) et que le courant différentiel est supérieur au seuil différentiel $d >$ (programmé).

Certains relais comportent un 2ème différentiel $d >>$ sans retenue (déclenchement instantané dès que le seuil de courant différentiel est supérieur au seuil programmé).

Un seuil $d >>$ de **5 I_n** est recommandé.

Les protections comportent un réglage de désensibilisation par prises intermédiaires du transformateur totalisateur (jouant également sur le temps de réponse pour certains constructeurs), dont le réglage dépend des caractéristiques des TC et des valeurs maximum de courant de défaut.

Les caractéristiques des fils pilotes (résistance et capacité) sont prises en compte pour l'équilibrage de la protection et pour la surveillance des fils pilotes.

Les relais sont généralement isolés à 2 kV par rapport à la masse, l'adjonction d'un transformateur d'isolement permet d'obtenir une isolation (des fils pilotes) de 15 kV.

La tension longitudinale induite par le câble, en cas de défaut phase – terre, est de l'ordre de : U induite = $5 \text{ V} / \text{km} / 100 \text{ A}$ U induite = $5 \times 0,8 \times (300 / 100) = 12 \text{ V}$

Le transformateur d'isolement n'est pas nécessaire lorsque la longueur est inférieure à 10 km ou que le courant de défaut à la terre est limité ou que la résistance des fils pilotes est inférieure à 1000Ω .

· **Court-circuit phases F50 (Disjoncteurs E & F) :**

$I >$ réglé à $2 \times I_{cc \text{ aval maxi}} (S_{ccmax} + \text{Gén.} + 2L) = 2 \times 670 = 1340 \text{ A}$

$I > = 1340 / 100 \text{ A}$

$I > = 13,4 \text{ In}$

temporisation $t_s = 0,9 \text{ s}$

Vérification :

$I > < I_{cc \text{ amont mini}} (S_{ccmin} + \text{Gén.}) / (1,5 \times 2)$

$(1,5 \times 2) =$ coefficient de sécurité de 1,5, et courant de défaut se partageant par 2 (près du poste)

$I > < 4750 / 3 \text{ A}$

$1340 < 1583 \text{ A}$

$I > > 1,5 I_{Crête \text{ TR3}} \text{ à } 0,9 \text{ s}$

$I > > 44 \text{ A}$

· **Surintensité phases F51 :**

$I_D = 2 \times I_n \text{ TR}$
 $I_D = 2 \times 46,2 = \mathbf{92 \text{ A}}$
 $I_D = 92 / 100 = \mathbf{0,92 \text{ In}}$
temporisation $t_s = \mathbf{1,2 \text{ s}}$

Vérification :

$I_D > 1,5 \text{ Idem}$
 $I_D > 1,5 \times 77 \text{ A}$
 $I_D > 116 \text{ A}$
 $I_D > 92 \text{ A}$ est impossible et le réglage $I_D > 116 \text{ A}$ ou $116 / 100 = \mathbf{1,16 \text{ In}}$ sera retenu.

· **Défaut terre F51N :**

Réglage typique :
 I_D réglé à 10% $I_n \text{ TC}$ pour s'affranchir des erreurs pseudo-différentiels
 $I_D = 0,1 \times 100 = \mathbf{10 \text{ A}}$
 $I_D = 10 / 100 = \mathbf{0,1 \text{ In}}$
temporisation $t_s = \mathbf{0,7 \text{ s}}$

Vérification :

$I_D < I_t \text{ mini} / 2$
 $I_D < 208 / 2 \text{ A} \Rightarrow 10 < 104 \text{ A}$

Note : Les ordres logiques de verrouillage de E & F pour la protection JdB1 sont émis vers A & D1.

· **Court-circuit phases F50 (Disjoncteurs J & K) :**

I_D réglé à $2 \times I_{cc} \text{ aval maxi (Sccmax + Gén. + 2L)} = 2 \times 670 = \mathbf{1340 \text{ A}}$
 $I_D = 1340 / 100 = \mathbf{13,4 \text{ In}}$
temporisation $t_s = \mathbf{0,6 \text{ s}}$

Vérification :

$I_D < I_{cc} \text{ amont mini (Sccmin + Gén.)} / (1,5 \times 2)$
 $(1,5 \times 2) =$ coefficient de sécurité de 1,5, et courant de défaut se partageant par 2 (près du poste).
 $I_D < 4750 / 3 \text{ A}$
 $1340 < 1583 \text{ A}$
 $I_D > 1,5 \text{ I Crête TR3 à } 0,6 \text{ s}$
 $I_D > 66 \text{ A}$

· **Surintensité phases F51 :**

$I_D = 2 \times I_n \text{ TR}$
 $I_D = 2 \times 46,2 = \mathbf{92 \text{ A}}$
 $I_D = 92 / 100 = \mathbf{0,92 \text{ In}}$
temporisation $t_s = \mathbf{0,9 \text{ s}}$

Vérification :

$I_D > 1,5 \text{ Idem}$
 $I_D > 1,5 \times 77 \text{ A}$
 $I_D > 116 \text{ A}$

$I_D > 92 \text{ A}$ est impossible et le réglage $I_D > 116 \text{ A}$ ou $116 / 100 = 1,16$, I_n sera retenu.

· **Défaut terre F51N :**

Réglage typique :

$I_{D>} \text{ réglé à } 10\% I_n \text{ TC pour s'affranchir des erreurs pseudo-différentiels}$

$I_{D>} = 0,1 \times 100 = \mathbf{10 \text{ A}}$

$I_{D>} = 10 / 100 = \mathbf{0,1 I_n}$

temporisation $t_s = \mathbf{0,4 \text{ s}}$

Vérification :

$I_{D>} < I_t \text{ mini} / 2$

$I_{D>} < 208 / 2$

$10 < 104 \text{ A}$

Note : Les ordres logiques de verrouillage à J & K pour la protection JdB2 sont reçus de L.

III-4-5-2- Boucle d'alimentation de JdB3 (Disjoncteurs G, H, M, N)

Le jeu de barres JdB3 comportant des transformateurs de tension, la solution directionnelle est applicable (référence tension pour la directionnalité), la solution différentielle peut être également retenue.

Note : La liaison G – M comporte les mêmes relais que la liaison H – N.

· **Court-circuit phases F50 (Disjoncteurs G & H) :**

$I_D \text{ réglé à } 2 \times I_{cc} \text{ aval maxi (} S_{ccmax} + \text{Gén.} + 2L) = 2 \times 770 = \mathbf{1540 \text{ A}}$

$I_D = 1540 / 500 = \mathbf{3,1 I_n}$,

Temporisation $t_s = \mathbf{0,6 \text{ s}}$

Vérification :

$I_D < I_{cc} \text{ amont mini (} S_{ccmin} + \text{Gén.}) / (1,5 \times 2)$

$(1,5 \times 2) = \text{coefficient de sécurité de } 1,5$, et courant de défaut se partageant par 2 (près du poste).

$I_D < 4750 / 3 \text{ A}$

$1540 < 1583 \text{ A}$

$I_D > 1,5 I_{Crête} \text{ TR5 à } 0,6 \text{ s}$, $I_{Crête} = k \cdot I_n \cdot e^{-t/T_e}$

$I_D > 122 \text{ A}$

· **Surintensité phases F51 :**

$I_D = 2 \times I_n \text{ TR5} + \text{TR6 } I_D = 2 \times (57,7 + 28,9) = \mathbf{173 \text{ A}}$

$I_D = 173 / 100 = \mathbf{1,73 I_n}$

temporisation $t_s = \mathbf{1,2 \text{ s}}$

Vérification :

$I_D > 1,5 I_{dem} \text{ (M2)}$

$I_D > 1,5 \times 22$

$I_D > 33 \text{ A}$

· **Défaut terre F51N :**

Réglage typique :

$I_{D>} \text{ réglé à } 10\% I_n \text{ TC pour s'affranchir des erreurs pseudodifférentiels}$

$I_{D>} = 0,1 \times 500 = \mathbf{50 \text{ A}}$

$I_{D>} = 50 / 100 = \mathbf{0,1 I_n}$,

temporisation $t_s = \mathbf{0,7 \text{ s}}$

Vérification :

$$I_{>} < I_{t \text{ mini}} / (1,5 \times 2)$$

(1,5 x 2) = coefficient de sécurité de 1,5, et courant de défaut se partageant par 2 (près du poste)

$$I_{>} < 199 / 3$$

$$50 < 66 \text{ A}$$

Note : Les ordres logiques de verrouillage de G & H pour la protection JdB1 sont émis vers A & D1.

$$I_{\text{crête}} \cdot k \times I_n \cdot e \cdot t / T_e$$

$$I_{\text{crête}} \cdot k \cdot I_n \cdot e \cdot t /$$

· **Court-circuit phases F67-50 (Disjoncteurs M & N) :**

$$I_{>} \text{ réglé à } 0,2 \times I_n \text{ TC} = 2 \times 500 = \mathbf{100 \text{ A}}$$

$$I_{>} = 100 / 500 = \mathbf{0,2 I_n},$$

$$\text{temporisation } t_s = \mathbf{0,1 \text{ s}}$$

Au niveau de JdB3 avec Scmin + Gén. + 1L, l'impédance est : $0,913 + j 3,924$, correspondant à un angle $\varphi = 77^\circ$,

Avec Scmax + Gén. + 1L, l'impédance est : $0,902 + j 3,737$ correspondant à un angle $\varphi = 76^\circ$, l'angle caractéristique sera réglée à 77° .

Vérification :

$$I_{>} < I_{\text{cc amont mini}} (\text{Scmin} + \text{Gén.} + 1\text{L}) / (1,5 \times 2)$$

(1,5 x 2) = coefficient de sécurité de 1,5, et courant de défaut se partageant par 2 (près du poste).

$$I_{>} < 2870 / 3$$

$$100 < 957 \text{ A}$$

· **Surintensité phases F51 :**

$$I_{>} = 2 \times I_n \text{ TR5} + \text{TR6}$$

$$I_{>} = 2 \times (57,7 + 28,9) = \mathbf{173 \text{ A}}$$

$$I_{>} = 173 / 100 = \mathbf{1,73 I_n}$$

$$\text{temporisation } t_s = \mathbf{0,9 \text{ s}}$$

Vérification :

$$I_{>} > 1,5 \text{ Idem (M2)}$$

$$I_{>} > 1,5 \times 22$$

$$I_{>} > 33 \text{ A}$$

· **Défaut terre F67N :**

Réglage typique :

I_o réglé à 10% I_n TC pour s'affranchir des erreurs pseudodifférentiels

$$I_o > = 0,1 \times 500 = \mathbf{50 \text{ A}}$$

$$I_o > = 50 / 500 = \mathbf{0,1 I_n},$$

$$\text{temporisation } t_s = \mathbf{0,4 \text{ s}}$$

La mise à la terre étant assurée par une BPN dont la résistance est négligeable, l'angle caractéristique sera réglé à 90° .

Vérification :

$$I_{o>} < I_{t \text{ mini}} / (1,5 \times 2)$$

$(1,5 \times 2)$ = coefficient de sécurité de 1,5, et courant de défaut se partageant par 2 (près du poste) $I_{o>} < 199 / 3 \ 50 < 66 \text{ A}$

Note : Les ordres logiques de verrouillage à M & N pour la protection JdB3 sont reçus de P & Q.

III-4-6- Protections des jeux de barres 20 kV

· **Rappel sur les temporisations utilisées dans la sélectivité logique :**

La protection d'un départ (quel que soit sa place dans le réseau) détectant un défaut émet un ordre logique d'attente de 0,2 s vers la protection d'arrivée du jeu de barres; la protection d'arrivée est temporisée à 0,1 s.

La protection du départ détectant le défaut donne un ordre de déclenchement à l'expiration de sa temporisation t.

En cas de défaillance du disjoncteur ou de la protection du départ, la protection d'arrivée est activée après $t + 0,2 \text{ s}$.

Si le défaut se trouve sur le jeu de barres la protection d'arrivée qui n'est pas verrouillée par la sélectivité logique déclenche en 0,1 s.

En conséquence :

Pour le jeu de barres JdB1, les protections en B, C, E, F, G & H enverront un ordre de verrouillage à A & D1.

Pour le jeu de barres JdB2, la protection en L enverra un ordre de verrouillage à J & K.

Pour le jeu de barres JdB3, les protections en P & Q enverront un ordre de verrouillage à M & N.

Pour le jeu de barres JdB4, les protections en S, T, U, V & W enverront un ordre de verrouillage à R.

Pour le jeu de barres JdB5, les protections en X & Z enverront un ordre de verrouillage à Y.

III-4-7- Protections du moteur M1

III-4-7-1- Démarrage du moteur M1 (Disjoncteur L) :

Puissance apparente :

$$S_n = (P_n / \eta) \times (1 / \cos \varphi_n) = (1 / 0,92) \times (1 / 0,9) = \mathbf{1,208 \text{ MVA}}$$

Courant nominal (valeur 5,5 kV) :

$$I_n = S_n / (U_n \times \sqrt{3}) = 1208 / (5,5 \times \sqrt{3}) = \mathbf{126,8 \text{ A}}$$

Courant nominal (valeur 20 kV) :

$$I_n = S_n / (U_n \times \sqrt{3}) = 1208 / (20 \times \sqrt{3}) = \mathbf{34,9 \text{ A}}$$

Puissance apparente de démarrage :

$$S_{\text{dém}} = S_n \times (I_n / I_d) = 1,208 \times 2,5 = \mathbf{3,02 \text{ MVA}}$$

Alimentation des moteurs :

Courant de court-circuit minimum, alimentation par TR3 :

Icc mini par Réseau mini + Gén + 1 L + ZdTR3

$$Z_{dam} = 3,448 + j 17,151 = \mathbf{17,494 \Omega}$$

Puissance de court-circuit :

$$S_{cc} = U_n^2 / Z_{dam} = 20^2 / 17,494 = \mathbf{22,86 MVA}$$

Chute de tension au démarrage :

$$\Delta U = S_{dém} / (S_{dém} + S_{cc}) = 3,02 / (3,02 + 22,86) = \mathbf{11,7\%}$$

Dans les conditions de Icc mini par le réseau, la chute de tension au démarrage est compatible avec un démarrage normal du moteur ($\Delta U < 15\%$).

III-4-7-2- Protections du moteur M1 (Disjoncteur L) [5] :

· **Surcharge thermique F49 :**

$$\text{Courant nominal du moteur } I_n = S_n / (U_n \times \sqrt{3}) = 34,9 \text{ A, } i_n = 34,9 / 100 = \mathbf{0,35 I_n}$$

Courant rotor bloqué = **5 I_n**

Temps de démarrage = **8 s**

Constante à l'échauffement $\tau_{éch.} = \mathbf{13 \text{ mn}}$

$$\text{Rapport Constante au refroidissement / Constante à l'échauffement} = \tau_{ref.} / \tau_{éch.} = 40 / 13 = \mathbf{3}$$

Alarme = **90%**

Déclenchement = **95%**

Note : La surcharge thermique peut intégrer la partie directe et inverse du courant sous forme :

Le coefficient de sur-valorisation k pouvant ou non être réglable, une valeur de l'ordre de 3 est conseillée.

· **Surintensité phases F51 :**

I> réglé à 1,5 I_{dem}, temporisation t_s = **0,1 s**

$$I_{dem} = S_{dém} / (U_n \times \sqrt{3})$$

$$I_d = 3020 / (20 \times \sqrt{3}) = \mathbf{87,2 \text{ A}}$$

$$I> = 1,5 \times 87,2 = \mathbf{131 \text{ A}}$$

$$I> = I> / I_{np} = 131 / 100 = \mathbf{1,31 I_n}$$

Vérification :

$$I> < I_{cc \text{ mini}} / 2$$

$$131 < (660 / 2)$$

$$131 < 330 \text{ A}$$

· **Déséquilibre phases F46 :**

réglage typique :

I> réglé à **0,2 I_n**,

temporisation t_s = **2 s**

Note : Cette fonction peut être désensibilisée par la composante directe du courant donc de la forme = I_i / I_d , pour un rapport de 0,4 la temporisation est $t_s = 0,1$ s.

· **Démarrage trop long F48 :**

Réglage typique :

I> réglé à **2 In**,

temporisation $t_s = 1,3$ temps de démarrage

Exemple pour $t_{dém} = 8$ s, $t_s = 1,3 \times 8 = 10$ s

· **Rotor bloqué F51LR :**

Réglage typique :

I> réglé à I rotor bloqué = **5 In**

temporisation d'inhibition au démarrage $t_{Lr} = 2 * \text{temps de démarrage}$

temporisation $t_{Lr} = 16$ s

· **Défaut terre F64 :**

Le courant de limitation est de

$I_o = V_n / R_{n2} = (5500 / \sqrt{3}) / 317 = 10$ A Réglage typique :

I> réglé à $I_o / 2 = 10 / 2 = 5$ A

avec un tore 100 t,

$I_o > = 5 / 100 = 0,05$ A,

temporisation $t_s = 0,1$ s

Note : Cette fonction devra être installée sur un TC en série avec R_{n2} .

· **Limitation du nombre de démarrage F66 :**

Nombre de démarrage autorisé = **3**

Temps de référence = **45 mn**

Temps de non autorisation après déclenchement = **60 mn**

III-4-8- Protections de l'alternateur GR1

Rappel :

Rapport TP = $(5500 / \sqrt{3}) / (100 / \sqrt{3}) = 55$

Rapport TC = $1250 / 1 = 1250$

Rapport Impédance HT / BT = $55 / 1250 = 0,044$

· **Protection à minimum d'impédance F21 :**

Seuil 1, détection côté machine des défauts phases, temporisation $t_{Z1} = 0,1$ s

$Z1 <$ réglé à $Z_{d\text{gén}} + (Z_{d\text{Tr}2} / 2)$

$Z_{d\text{gén}}$ sera pris à 0,1 s

$Z1 < = (0,185 + j 10,647) + (0,36 + j 3,984) / 2 = 0,365 + j 12,639 = 12,644 \Omega$ (20 kV)

$I_e \cdot Id^2 \cdot kI^2$

valeur 5,5 KV = valeur 20 KV x (5,5 / 20)²
 12,644 Ω (20 kV) = 0,9562 Ω (5,5 kV) en HT
 valeur BT = valeur HT / 0,044
 $Z_{1<} = 21,73 \Omega$ (BT)

vérification : (Calculs en valeur 20 KV)

$I_{cctri} = V_n / (Z_{1<}) = (20000 / \sqrt{3}) / 12,644 = 913 \text{ A}$
 $I_{ccb_i} = U_n / (Z_d + Z_i)$

$X_{igén} = X_i\% \times (U_n^2 / S_n) = 0,2 \times (20^2 / 10) = 8\Omega$
 $Z_d = Z_{1<} = 0,365 + j 12,639$
 $Z_i = (0,185 + j 8) + (0,36 + j 3,984) / 2 = 0,365 + j 9,992$
 $Z_d + Z_i = 0,73 + j 22,631 = 22,643 \Omega$
 $I_{ccb_i} = 20000 / 22,643 = 883 \text{ A}$

I_{ccb_i} est du même ordre que I_{cctri} (à 3% près), les réglages $Z_{1<} = 21,73 \Omega$ (BT) et $t_{Z_{1<}} = 0,1 \text{ s}$ conviennent.

Pour certains constructeurs $Z_{1<}$ s'exprime sous la forme de %, avec $Z_n = 100 \Omega$ (1 A, 100 V)
 $Z_{1<} = 21,73 / 100 = 0,22\% Z_n$

Seuil 2, détection côté réseau industriel des défauts phases, temporisation $t_{Z2} = 1,5 \text{ s}$

$Z_{2<} \text{ réglé à } Z_{dgén} + Z_{dTr2} + (Z_{dTr1} / 2)$
 Les défauts côté 60 kV ne seront pas détectés $Z_{dgén}$ sera pris à 1,5 s
 $Z_{2<} = (0,185 + j 32,315) + (0,36 + j 3,984) + (0,144 + j 1,915)/2 = 0,617 + j 37,256$
 $= 37,262 \Omega$ (20 kV)

valeur 5,5 KV = valeur 20 KV x (5,5 / 20)²
 37,262 Ω (20 kV) = 2,818 Ω (5,5 kV) en HT

valeur BT = valeur HT / 0,044
 $Z_{2<} = 64,04 \Omega$ (BT)

vérification : (Calculs en valeur 20 KV)

$I_{cctri} = V_n / (Z_{2<}) = (20000 / \sqrt{3}) / 64,04 = 310 \text{ A}$
 $I_{ccb_i} = U_n / (Z_d + Z_i)$
 $X_{igén} = X_i\% \times (U_n^2 / S_n) = 0,2 \times (20^2 / 10) = 8\Omega$
 $Z_d = Z_{2<} = 0,617 + j 37,257$
 $Z_i = (0,185 + j 8) + (0,36 + j 3,984) + (0,144 + j 1,915) / 2 = 0,617 + j 12,942$
 $Z_d + Z_i = 1,234 + j 50,199 = 50,214 \Omega$
 $I_{ccb_i} = 20000 / 50,214 = 398 \text{ A}$

I_{ccb_i} est supérieur à I_{cctri} , l'impédance mesurée en cas de défaut bi est inférieure, les réglages $Z_{2<} = 64,043 \Omega$ (BT) et $t_{Z2} = 1,5 \text{ s}$ conviennent.

Pour certains constructeurs $Z_{2<}$ s'exprime sous la forme de %, avec $Z_n = 100 \Omega$ (1 A, 100 V)
 $Z_{2<} = 64,043 / 100 = 0,64\% Z_n$

Note : Cette fonction doit être inhibée en cas de fusion fusible.

· **Protection de sur-excitation ("overfluxing") F24 :**

Avec en permanence $U_n + 10\%$ et $F_n - 5\%$, la sur-excitation permanente admissible est :
 $1,1 \times (1 / 0,95) = \mathbf{1,16 \text{ PU}}$

Le **seuil 1** en alarme sera réglé à **1,16 PU** avec une temporisation de **2,5 s**.
Le **seuil 2** en déclenchement sera réglé à **1,25 PU** avec une temporisation à temps **dépendant** (l'alternateur tolère de fonctionner à 1,25 PU pendant 30 s).

Exemple de réglage pour un constructeur :

formule : $t = [K / [(V/F) - 1\phi] \text{ PU}] + t_0$

Avec $t_0 = 0,5 \text{ s}$ (donnée constructeur du relais), un coefficient de sécurité de 5% sur le temps de déclenchement, soit :

$30 \times 0,95 = 28,5 \text{ s}$ à 1,25 PU et $1\phi = \mathbf{1,16}$

$28,5 = [K / (1,25 - 1,16) \text{ PU}] + 0,5$ d'où $K = \mathbf{2,52}$

· **Relais de synchronisme F25 :**

Cette fonction permet la fermeture du disjoncteur D1, pour le couplage au réseau de l'alternateur lorsqu'il fonctionne en régime normal évitant ainsi les à coup pour la machine.

Minimum de tension $U < = \mathbf{95\%}$

Maximum de tension $U > = \mathbf{105\%}$

Minimum de fréquence $f < = \mathbf{49 \text{ Hz}}$

Maximum de fréquence $f > = \mathbf{51 \text{ Hz}}$

Différence de tension $\Delta U = \mathbf{10\%}$

Différence de fréquence $\Delta f = \mathbf{0,1 \text{ Hz}}$

Différence angulaire $\alpha = \mathbf{10^\circ}$

Temps maximum (glissement) $t : t = \alpha / (360 \times \Delta f) = \mathbf{0,28 \text{ s}}$

Temps du disjoncteur $t_{dis} = \mathbf{0,03 \text{ s}}$

Durée de l'impulsion de fermeture 1 s

· **Protection à minimum de tension F27 :**

Avec un temps de la régulation tension (excitation) $< 0,7 \text{ s}$

Le **seuil 1** sera réglé à $U_{1<} = \mathbf{90\%}$ de U_n , temporisation $t_{U_{1<}} = \mathbf{2,5 \text{ s}}$

Le **seuil 2** sera réglé à $U_{2<} = \mathbf{85\%}$ de U_n , temporisation $t_{U_{2<}} = \mathbf{1 \text{ s}}$

Note : Cette fonction doit être inhibée en cas de fusion fusible.

· **Retour de puissance F32 :**

Le réglage correspond à la moitié des pertes mécaniques (directionnel).

$P_s = 500 \text{ kW} / 2 = \mathbf{250 \text{ kW}}$ (HT)

en valeur BT : valeur HT / (rapport TP x rapport TC) = $250000 / (55 \times 1250) = \mathbf{3,6 \text{ W}}$

Certains constructeurs l'expriment en fonction de S_n :

$$S_n = 100 \times \sqrt{3} \times 1 = \mathbf{173,2 \text{ VA}}$$

$$I_s = 3,6 / 173,2 = \mathbf{0,02 \% I_n}$$
 , temporisation $t_s = \mathbf{5 \text{ s}}$,

· **Perte de champ F40 :**

Avec un temps de la régulation tension (excitation) $< 0,7 \text{ s}$

Suivant le diagramme de Blondel (réactance capacitive), où 2 points du cercle sont définis :

$$L_h = X'd / 2$$

$$\text{en valeur } 5,5 \text{ KV} , X'd = 0,25 \times (5,5 / 10)^2 = \mathbf{0,756 \Omega \text{ (HT)}}$$

$$\text{en valeur BT, } X'd = \text{valeur HT} / \text{rapport impédance HT/BT} = 0,756 / 0,044 = \mathbf{17,19 \Omega \text{ (BT)}}$$

$$L_h = \mathbf{8,6 \Omega}$$

Certains constructeurs l'expriment en %

$$\text{Offset (décalage de l'origine)} = X'd / 2 = 0,25 / 2 = \mathbf{0,12\% X_d}$$

$$L_b = L_h + X_d$$

$$\text{en valeur } 5,5 \text{ KV} , X_d = 2,25 \times (5,5 / 10)^2 = \mathbf{6,806 \Omega \text{ (HT)}}$$

$$\text{en valeur BT } X'd = \text{valeur HT} / \text{rapport impédance HT/BT} = 6,806 / 0,044 = \mathbf{154,69 \Omega \text{ (BT)}}$$

$$L_b = 8,6 + 154,7 = \mathbf{163,3 \Omega \text{ (BT)}}$$

Certains constructeurs l'exprime en fonction du diamètre du cercle et en fonction % du diamètre du cercle

$$X_d = \mathbf{225\%}$$

$$\text{temporisation } t_s = \mathbf{1 \text{ s}}$$

Note : Cette fonction doit être inhibée en cas de fusion fusible.

· **Protection de déséquilibre F46 :**

Le **seuil 1** en alarme sera réglé à 90% du courant inverse permanent admissible, soit :

$$0,9 \times 8\% = \mathbf{7\% I_n}$$
 , temporisation de $\mathbf{5 \text{ s}}$.

Le **seuil 2** en déclenchement sera réglé à 90% du courant inverse temporaire admissible avec une temporisation à temps dépendant.

$$K = 40 \text{ s} \text{ soit } K_s = 0,9 \times 40 = \mathbf{36 \text{ s}}$$

L'équation de déclenchement est : $K = (I_i / I_n)^2 \times t$

$$\text{Le courant nominal de l'alternateur est : } I_n = S_n / (U_n \times \sqrt{3}) = \mathbf{1050 \text{ A}}$$

Le courant nominal primaire des TC est $\mathbf{1250 \text{ A}}$

$$\text{Le courant nominal de l'alternateur est donc : } 1050 / 1250 = \mathbf{0,84 I_n \text{ TC}}$$

$$\text{Le réglage } K_s \text{ sera : } 36 \times 0,84^2 = \mathbf{25 \text{ s}}$$

· **Protection de surcharge F49 :**

Constante de temps thermique $\tau = 15 \text{ mn}$
Alarme = **95%** de θ_m

· **Protection de surintensité F51 :**

Cette protection a pour but de surveiller les surcharges admissibles de courte durée.
 $I_s = 110\% I_n = 1,1 \times 1050 \text{ A} = 1155 \text{ A}$
 $i_s = 1155 / 1250 = 0,92 I_n$, temporisation $t_s = 5 \text{ s}$

· **Détection défaut diodes tournantes F58 :**

Le réglage expérimental conseillé est :
Ouverture d'un circuit de diodes : $V_\infty / V =$ réglé à **25%** , avec temporisation de **20 s**.
Court – circuit de diodes : $V_\infty / V =$ réglé à **60%** , avec temporisation de **2 s**

· **Protection à maximum de tension F59 :**

Avec un temps de la régulation tension (excitation) $< 0,7 \text{ s}$

Seuil 1 réglé à $U_{1>} = 110\%$ de U_n , temporisation $t_{U_{1>}} = 2,5 \text{ s}$
Seuil 2 réglé à $U_{2>} = 115\%$ de U_n , temporisation $t_{U_{2>}} = 1 \text{ s}$

Le seuil 3 sera réglé en cas d'ouverture des disjoncteurs adjacents à D1 en charge.

$U_{\max} = 1,05 \times \sqrt{[1 + (X''d + U_{cc}) \sin\theta]^2 + [(X''d + U_{cc}) \cos\theta]^2}$
le cas le plus défavorable est $\cos\phi = 1$, $U_{\max} = 130\%$

Seuil 3 réglé à $U_{3>} = 130\%$ de U_n , temporisation $T_{u_{3>}} = 0,1 \text{ s}$

· **Détection fusion fusible F60 :**

Cette détection se fait soit par comparaison des tensions de 2 enroulements soit par une mesure à minimum de tension directe en absence de défaut.

En général cette fonction ne nécessite pas de réglage ou $V_d < 30\%$ de V_n .

· **Protection masse rotor F64R1 :**

Le rotor étant normalement isolé, un contrôle $R_i < 1000 \cdot$ est effectué temporisation $t_{R_i} < 2 \text{ s}$.

· **Protection masse stator 95% F64S-1 :**

Courant de limitation I_t à la terre : $I_t = V_n / R_{n1} = (5500 / \sqrt{3}) / 317 = 10 \text{ A}$

Réglage en **courant** pour une détection à 95% :

$$I_s = I_t \times (1 - \%) = 10 \times (1 - 0,95) = 0,5 \text{ A}$$

$$i_s = 0,5 / (5 / 5) = 0,5 \text{ A}$$

Réglage en **tension** pour une détection à 95% :

$$V_s = I_t \times (1 - \%) \times R_{n1} = 10 \times (1 - 0,95) \times 317 = 158,5 \text{ V}$$

$$v_s = 158,5 \times 100 / (5500 / \sqrt{3}) = 5 \text{ V}$$

ou en fonction de la tension secondaire du TP de neutre :

$$5 / 100 = 0,05 \text{ un}$$

$$\text{temporisation } t_s (95\%) = 0,1 \text{ s}$$

· **Protection masse stator 100% F64S-2 :**

La tension d'harmonique 3 fournit par l'alternateur est :

$$E_3 = 0,03 \times (5500 / \sqrt{3}) = 95 \text{ V (H3)}$$

$$v_s (H3) = 0,4 \times 95 \times 100 / (5500 / \sqrt{3}) = 1,2 \text{ V}$$

ou en fonction de la tension secondaire du TP de neutre : $1,2 / 100 = 0,01 \text{ un}$

$$\text{temporisation } t_s (100\%) = 2 \text{ s}$$

· **Protection différentielle F87G :**

Courant différentiel I_d :

$I_d = 5\%$ si TC côtés phases et neutres appairés.

$I_d = 10\%$ si TC côtés phases et neutres non appairés.

Pente de la retenue :

I_d de 0 à 0,5 Itr, P = 0%

I_d de 0,5 à 2 Itr, P = 10%

I_d de 2 à 7 Itr, P = 30%

Lorsque la protection possède un verrouillage à l'harmonique 2, celui-ci sera réglé à 20%. Cette fonction est instantanée.

· **Protection à minimum / maximum de fréquence F81 :**

Avec un temps de la régulation de fréquence (vitesse) < 0,7 s

Seuil à **maximum** réglé à $F_{s>} = 52 \text{ Hz}$,

temporisation $t_{F_{s>}} = 2 \text{ s} + \text{temps d'inertie de l'alternateur}$

Seuil à **minimum** réglé à $F_{s<} = 48 \text{ Hz}$,

temporisation $t_{F_{s<}} = 2 \text{ s} + \text{temps d'inertie de l'alternateur}$

Note : Cette fonction doit être inhibée en cas de fusion fusible.

III-4-9- Protections du banc de condensateurs C1 :

- **Court-circuit phases F50 :**

Is réglé à I_{cc} amont mini ($S_{ccmin} + Gén.$) = $4750 / 2 = 2375 A$

$i_s = 2375 / 300 = 7,9 I_n$,

temporisation $t_s = 0,3 s$

Vérification :

$t_s >$ temps d'enclenchement de la batterie (valeur communiquée par le fabricant) $0,3s > 0,2s$

- **Surintensité phases F51 :**

$I_s = 1,6 \times I_n$ Capacité

I_n Capacité = **288,7 A**

$I_s = 1,6 \times 288,7 = 462 A$

$i_s = 462 / 300 = 1,54 I_n$

temporisation $t_s = 5 s$

- **Défaut terre F51N :**

Réglage typique :

Is réglé à 10% I_n TC pour s'affranchir des erreurs pseudodifférentiels

$I_s = 0,1 \times 300 = 30 A$

$i_s = 30 / 300 = 0,1 I_n$,

temporisation $t_s = 0,1 s$

Verification :

$I_s < I_t \text{ mini} / 2$

$I_s < 246 / 2$

$30 A < 123 A$

Note : Les ordres logiques de verrouillage de C pour la protection JdB1 sont émis vers A & D1.

- **Déséquilibre étoile F46C :**

réglage typique :

Is réglé à 1 A (valeur communiquée par le fabricant)

$i_s = 1 / (1 / 1) = 1 A$,

temporisation $t_s = 0,1 s$

III-4-10- Protections du générateur homopolaire G.H. :

Le fonctionnement de ce générateur est occasionnel et est donc dimensionné pour un fonctionnement temporaire, une fonction thermique sera nécessaire sur le courant à la terre.

Avec une sécurité de 20%, les temps de déclenchement suivants seront retenus :

300 A, temps de déclenchement = 8 s (soit 10 I_n TC)

225 A, temps de déclenchement = 14 s (soit 7,5 I_n TC)

150 A, temps de déclenchement = 32 s (soit 5 I_n TC)

75 A, temps de déclenchement = 128 s (soit 2,5 I_n TC)

60 A, temps de déclenchement = 200 s(soit 2 I_n TC)

45 A, temps de déclenchement = 356 s(soit 1,5 In TC)

30 A, non déclenchement

Une alarme à 30 A, 150 s sera prévue.

Note : En cas de déclenchement du Générateur homopolaire, la partie 20 kV ne pourra être exploitée, la totalité du poste sera perdue.

Conclusion :

Dans notre travail on a pu étudier la protection d'un site industriel ou on a effectué un calcul d'un courant de défaut (défaut triphasé , défaut phase-terre) en vue de déterminer la tenue du matériel (valeurs maximales crêtes) et valider le système de protection proposé dans le cadre de l'exploitation définie .

Conclusion générale

Conclusion générale:

Dans un site industriel, les protections ont pour but d'éviter la détérioration des alternateurs ou transformateurs en cas de fonctionnement dans de mauvaises conditions, dues à des défaillances internes, tels que défauts d'isolement ou panne de régulation. Sur des matériels bien conçus, bien fabriqués, bien installés, bien entretenus et bien exploités elles n'ont à fonctionner qu'exceptionnellement, et leur défaillance peut passer inaperçue. De plus, si une protection est défaillante lors d'un incident, les dommages causés à l'alternateur ou au transformateur peuvent avoir

Des conséquences financières importantes, mais qui restent internes à la compagnie de l'électricité: perte de production, qui doit être compensée par des moyens de production moins économiques, et réparation de l'appareil endommagé.

Le dimensionnement d'une installation électrique et des matériels à mettre en œuvre, la détermination des protections des personnes et des biens, nécessitent le calcul des courants de court-circuit en tout point du réseau.

Un défaut en un point d'installation doit être éliminé par le dispositif de protection placé immédiatement en amont de ce défaut, et si possible, par lui seul.

Les disjoncteurs de protection de circuits constituent une mesure importante pour assurer une disponibilité élevée de l'installation. En cas de surcharge et de court-circuit, ils coupent le circuit défectueux de manière sélective. Toutes les autres parties de l'installation continuent de fonctionner.

Dans la plupart des cas, les courts-circuits se traduisent pour les utilisateurs par des chutes de tension dont l'amplitude et la durée sont en fonction de différents facteurs tels que nature du court-circuit, structure du réseau affecté, mode d'exploitation du réseau, mode de mise à la terre du neutre, performances des protections, etc. Ces perturbations peuvent aller du creux de tension ou de la microcoupure jusqu'à l'interruption complète de fourniture.

Lorsqu'un court-circuit apparaît sur un ouvrage, les protections provoquent le déclenchement des disjoncteurs encadrant cet ouvrage. Si cette fonction est correctement exécutée, les disjoncteurs des autres ouvrages ne doivent pas être déclenchés. Dans le cas contraire, les disjoncteurs d'autres ouvrages doivent être déclenchés, pour assurer l'élimination du défaut, mais en nombre aussi réduit que possible.

Et dans notre travail on a pu étudier les moyens de protection d'un site industriel qui est réparti en trois chapitres.

Dans la première partie du mémoire, nous avons vu les généralités des réseaux électriques, commençons par la production arrivons à la distribution pour la consommation.

Dans la deuxième partie nous avons cité les différents appareils de protection d'un site industriel.

La dernière partie du mémoire est consacrée à l'étude d'une protection d'un site industriel qui est une application ou on a effectué un calcul des différents courants de défauts (triphase, phase-terre).

BIBLIOGRAPHIE

Bibliographie

[1] : **H.BELMAHDI et N.ABDELLI**, Etude de la protection d'un réseau de distribution moyenne tension * application au poste de transformation et de distribution HT/MT Oued Assi/ TO * Mémoire d'ingénieur UMMTO, Année 2009.

[2] : **ADIL Meriama et NAIT DJOUDI Amel**, Restructuration du réseau électrique moyenne tension 30kV de Tizirt * Mémoire d'ingénieur UMMTO, Année 2009.

[3] : **F.HAMRANI et R.BELKESSA**, Etude des protections des départs moyenne tension * Application poste 60/30 kV de Tizi Meden *, mémoire d'ingénieur UMMTO, Année 2009.

[4] : **Les architectures des réseaux**. Guide de conception des réseaux industriels, Schneider électrique.

[5] : **Les cahiers techniques**, de MICROENER CODIFICATION, ANSI.

[6] : **Theodore WILDI**, Livre ELECTROTECHNIQUE, avec la collaboration de Gilbert Sybile * Ingénieur, Institut de recherche d'Hydro-Québec, 3eme édition.

[7] : **Cahier technique n° 127**, Introduction à l'appareillage très haute tension Schneider électrique.

[8] : **Document MicroEner** : guide d'Application.

Résumé :

Ce travail porte sur l'étude des protections d'un site industriel contre les courants de défauts, constitué de trois chapitres.

La première partie du mémoire est consacrée aux généralités des réseaux électriques. On nous avons étudié Les moyens de production ainsi que le transport et la distribution de l'énergie électrique aux consommateurs et les différents schémas électriques des postes de livraison HTA et HTB et le mode d'alimentation des tableaux HTA a l'intérieur d'un site industriel.

La deuxième partie du mémoire est consacrée aux différents appareils de protection d'un site industriel.

La troisième partie du mémoire est une application ou on à effectué un calcul sur les différents courants de défauts qui peuvent survenir dans un site industriel et dimensionner les différents appareils de protection (ex : disjoncteurs, fusibles, relais) contre ces courants de défauts.

Mots-clés : réseaux, site industriel, disjoncteurs, sectionneurs, relais, fusibles, alternateur, générateur homopolaire, transformateurs, moteurs, jeux de barres