

Sommaire

Introduction générale	1
CHAPITRE I : Structure des réseaux électriques et dimensionnement des lignes.	
I-1-Introduction	2
I-2-Structure de réseau électrique.....	2
I-2-1-Production de l'énergie électrique.....	2
I-2-1-1-Les centrales hydrauliques.....	2
I-2-1-2-Les centrales thermique.....	3
I-2-1-3-Les centrales nucléaire.....	4
I-2-1-4-Les centrales solaire.....	4
I-2-1-5-Les centrales éoliennes.....	5
I-2-2-Transport de l'énergie électrique.....	6
I-2-3-Le réseau de répartition	7
I-2-4- Le réseau de distribution	7
I-3-Dimensionnement des lignes.....	8
I-3-1-Les lignes aériennes.....	8
I-3-2-Les lignes souterraines	9
I-3-3-Propriétés des lignes de transport	13
I-4-conclusion	13
CHAPITRE II : Description d'un poste de transformation.	
II-1-Introduction.....	14
II-2-Nature et différent types des postes.....	14
II-2-1-Nature des postes.....	14
II-2-1-1-poste extérieur.....	14
II-2-1-2-poste intérieur.....	14
II-2-1-3-poste blindé.....	14
II-2-2-Mode d'exploitation des postes.....	14
II-2-3-Types de postes.....	15
II-2-3-1-Poste d'interconnexion.....	15

II-2-3-2-Poste mixte.....	15
II-2-3-3-Poste de transformation.....	15
II-3-Constitution d'un poste de transformation.....	18
II-3-1-Jeu de barre.....	18
II-3-2- Les sectionneurs.....	20
II-3-3-Disjoncteurs.....	20
II-3-3-1- Disjoncteurs à l'huile.....	21
II-3-3-2- Disjoncteurs à air comprimé.....	21
II-3-3-3- Disjoncteurs au SF6.....	22
II-3-3-4- Disjoncteurs à vide.....	23
II-3-4-Les transformateurs.....	23
II-3-4-1-Transformateur de mesure.....	23
II-3-4-3-Transformateur d'isolement.....	25
II-3-5-Les parafoudres.....	26
II-3-6-Les relais.....	28
II-3-6-1-Classification.....	28
II-3-6-2-Constitution.....	28
II-4- Architecture et schémas de postes.....	29
II-5-conclusion.....	30

CHAPITRE III : Etude des défauts électrique.

III-1-Introduction.....	31
III-2-Défauts électriques.....	31
III-2-1-Définition d'un défaut.....	31
III-2-2-Les causes des défauts.....	31
III-2-2-1-Origine externe.....	31
III-2-2-2-Origine interne.....	31
III-2-3-Types de défauts.....	32
III-2-3-1-Surtension.....	32
III-2-3-1-1-Causes des surtensions.....	32
III-2-3-1-2-Effet des surtensions.....	32
III-2-3-2-Surintensité.....	33

III-2-3-2-1-Surcharges.....	33
III-2-3-2-2-Courts-circuits.....	34
III-2-4-Conséquences des défauts.....	34
III-2-5-Caractère des défauts.....	35
III-2-5-1-Défauts momentanés.....	35
III-2-5-2-Défauts permanents.....	35
III-3-Calcul de courant de court-circuit.....	36
III-3-1-Intensité de courant des courts-circuits.....	36
III-3-2-Calcul des impédances.....	36
III-3-2-1-Impédance du réseau HT ramenée en MT.....	36
III-3-2-2-Impédance du transformateur HT/MT.....	37
III-3-2-3-Impédance du réseau MT.....	37
III-3-2-4-Impédances des lignes et de câble.....	38
III-3-3-Les composantes symétrique.....	43
III-3-3-1-Définition des composantes symétriques.....	43
III-3-3-2-Définition et propriétés de l'opérateur «a».....	44
III-3-3-3-Décomposition d'un système triphasé quelconque formé de trois vecteurs \bar{I}_1 , \bar{I}_2 et \bar{I}_3	44
III-3-3-4-Expression des composantes symétriques.....	44
III-3-4-Analyse du défaut.....	45
III-3-4-1-Calcul du courant de court-circuit triphasé.....	45
III-3-4-2-Calcul du courant de court-circuit biphasé.....	46
III-3-4-3-Calcul du courant de court-circuit monophasé.....	47
III-3-5-Utilisation de la méthode des valeurs réduites pour le calcul des courants de court-circuit.....	48
III-3-5-1-Définition.....	48
III-3-5-2-Changeement de base.....	49
III-3-5-3-Impédance des différents éléments du réseau.....	49
III-4-Régime de neutre.....	50
III-4-1-Base du choix du régime de neutre.....	50
III-4-2-Différents régime du neutre.....	51

III-4-2-1-Régime TT.....	51
III-4-2-2-Mise au neutre TN.....	52
III-4-2-3-Neutre isolé IT.....	53
III-5-Conclusion.....	54

CHAPITRE IV : Etude de la protection.

IV-1-Introduction.....	55
IV-2-Définition.....	55
IV-3-Fonctions.....	60
IV-3-1-Configuration.....	60
IV-3-2-Fonctionnement.....	61
IV-3-2-1 Afficheur LCD.....	62
IV-3-2-2Indication d'état.....	62
IV-3-2-3-Indicateur à LED.....	63
IV-3-2-4-Barres à LED.....	63
IV-3-2-5-Touches de commande.....	64
IV-3-2-6-Clé électronique.....	64
IV-3-3 Mesure.....	64
IV-3-3-1-Valeurs mesurées directement.....	64
IV-3-3-2-Valeurs calculées.....	65
IV-3-4 Protection.....	65
IV-3-5-Contrôle.....	65
IV-3-6 Mémorisation des événements.....	66
IV-3-7-Horloge en temps réel.....	67
IV-3-8-Interface de procès.....	68
IV-3-8-1-Entrées analogiques.....	68
IV-3-8-2-Entrées et sorties binaires.....	69
IV-4-Diagnostic et surveillance.....	69
IV-5-Sorties analogiques.....	70
IV-6-Communication.....	71
IV-7-Liste de fonctions de protection.....	72
IV-8-Schémas de connexion.....	77

IV-8-1-Connexions de l'unité centrale.....	77
IV-8-2-Connexions de l'unité de commande IHM.....	78
IV-8-3-REF542plus avec E/S binaires mécaniques.....	78
IV-9-Sélectivité des protections.....	80
IV-10-Conclusion.....	80

CHAPITRE V: Application.

V-1-Description du projet.....	81
V-1-1-Situation géographique.....	81
V-1-2-Présentation.....	81
V-2-Bilan de puissance.....	83
V-3-Coté MT.....	85
V-3-1-Dimensionnement du disjoncteur MT à partir du compartiment MT du poste HT/MT.....	85
V-3-2-Calcul de la section.....	86
V-4-Coté BT.....	88
V-4-1-Calcul des sections.....	88
V-4-1-1-Section des câbles alimentant le régime du neutre (TNC-S et TT)	89
V-4-1-2-Section des câbles des groupes électrogènes.....	93
V-4-1-3-Section des différents départs.....	95
V-4-2-Dimensionnement des disjoncteurs.....	101
V-4-2-1-Disjoncteur BT du poste MT/BT.....	101
V-4-2-2-Disjoncteur de chaque départ.....	103
V-4-3-Paramétrage de la protection numérique.....	106
Conclusion générale	110

Introduction générale

Les réseaux de distributions ont pour rôle de mettre l'énergie électrique de bonne qualité à la disposition des abonnés, une qualité parfaite de l'énergie suppose une continuité de service. L'importance des conséquences possibles d'une interruption de service de quelques minutes peut être considérable, tant sur la marche des centrales que pour les usagers.

L'acheminement de l'énergie électrique des centrales de production jusqu'aux centres de consommations ne se fait pas toujours dans les meilleures conditions; souvent les réseaux de transport sont le siège d'un nombre d'incidents causés par des défauts susceptibles d'affecter aussi bien la continuité que la qualité de service. L'étude des moyens à mettre en œuvre pour obtenir une bonne qualité de service, nécessite la connaissance du fonctionnement des réseaux distribution en régime normal et en présence des défauts. Une exploitation rationnelle d'un réseau électrique est donc tributaire en grande partie de dispositifs de protections chargés de la détection et la séparation sélective de tout élément du réseau en défaut et cela dans les plus brefs délais, sous peine de détruire les installations, de provoquer l'effondrement du réseau et de priver d'énergie les utilisateurs potentiels. L'évolution des dispositifs de protection est étroitement liée à l'évolution de puissance et de structures des réseaux électriques.

Il y a lieu de noter qu'actuellement la protection utilisant la technologie numérique est la plus employée, elle permet de concevoir des fonctions de plus en plus évoluées.

Notre objectif est de dimensionner, de protéger et de mettre en service une installation électrique et de son réseau de distribution. Pour ce faire on a subdivisé notre travail en cinq chapitres:

Le premier chapitre traite des généralités sur les réseaux électriques.

Le deuxième est consacré à la description d'un poste de transformation.

Le troisième chapitre consiste à l'étude des défauts électriques.

Dans le quatrième on a étudié la protection des réseaux électrique.

Le dernier chapitre est une application.

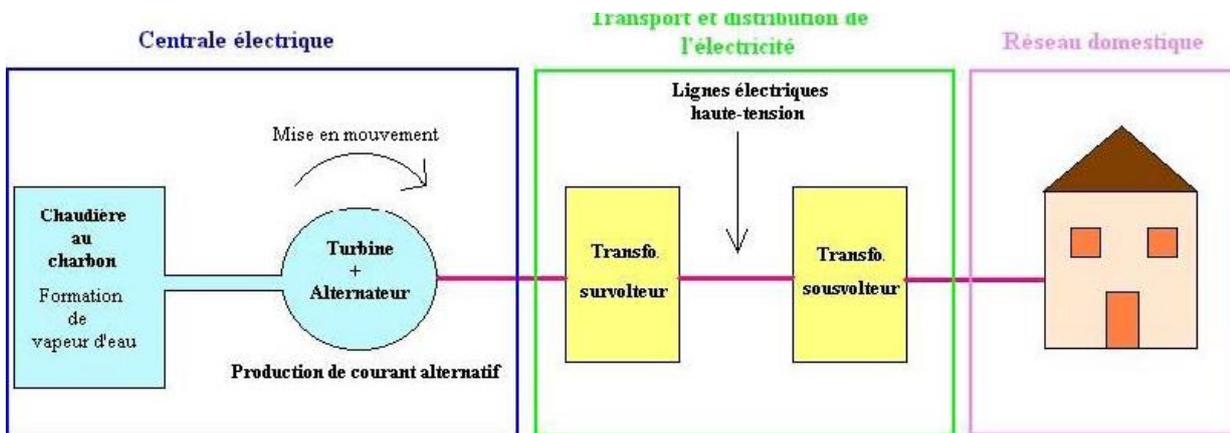
Enfin, nous terminons par une conclusion générale.

Chapitre I

**Structure des réseaux électriques et
dimensionnement des lignes**

I-1-Introduction:

Une centrale (production d'énergie) est un site industriel destiné à la production d'électricité. Les centrales électrique transforment différentes sources d'énergie naturelle en énergie électrique afin d'alimenter en électricité les consommateurs, depuis la centrale de génération jusqu'aux maisons de compagne les plus éloignées.



I-2-Structure de réseau électrique:

I-2-1-Production de l'énergie électrique: [1]

Les centrales électriques ont pour objectif la production d'une grande quantité d'énergie électrique à partir d'autres formes d'énergie. D'après la forme d'énergie transformée on distingue : Les centrales hydrauliques, centrales thermiques, centrales nucléaires, centrales solaires et centrales éoliennes.

I-2-1-1-Les centrales hydrauliques:

Les centrales hydro-électriques 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 entraine un alternateur dans lequel l'énergie mécanique est transformée en énergie électrique (Figure I-1).

Suivant la hauteur de chute, on distingue:

a-Les centrales de haute chute: Ont des hauteurs de chute supérieures à 300m, elles utilisent des turbines Pelton .

b-Les centrales de moyenne chute: Ont des hauteurs de chute comprise entre 30m et 300m, elles utilisent des turbines Francis.

c-Les centrales de basse chute: Ont des hauteurs de chute inférieurs à 30m, elles utilisent des turbines Kaplan.

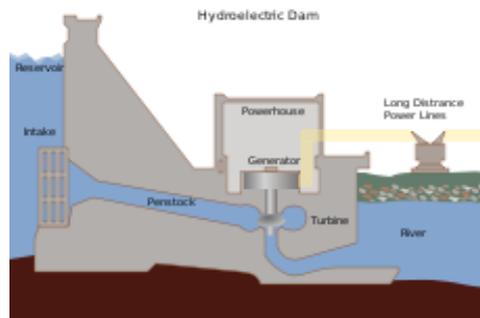


Figure I-1 : centrale hydraulique.

I-2-1-2-Les centrales thermique:

La chaleur produite dans la chaudière par la combustion du charbon, gaz ou autre, vaporise de l'eau. Cette vapeur d'eau est alors transportée sous haute température vers une turbine. Sous la pression les pales de la turbine se mettent à tourner. L'énergie thermique est donc transformée en énergie mécanique ; celle-ci sera, par la suite, transformée à son tour en énergie électrique via un alternateur. A la sortie de la turbine, la vapeur est transformée en eau (condensation) au contact de parois froides pour être renvoyée dans la chaudière où le cycle recommence. La plus part de ces centrales ont une capacité comprise entre 200MW et 2000MW afin de réaliser les économies d'une grosse installation. On les trouvent souvent près d'une rivière ou d'un lac, car d'énormes quantités d'eau sont requise pour refroidir et condenser la vapeur sortant des turbines (FigureI-2).

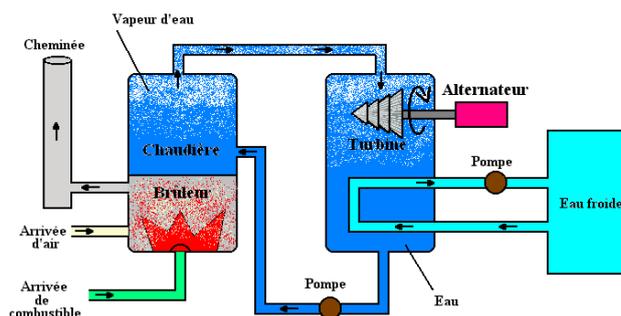


Figure I-2: centrale thermique.

I-2-1-3-Les centrales nucléaire:

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 (Figure I-3).

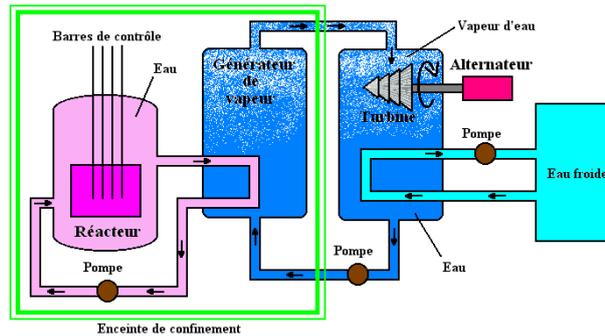


Figure I-3 : centrale nucléaire.

I-2-1-4-Les centrales solaire: [3]

On distingue les centrales électriques solaires photovoltaïques et des centrales solaires thermiques.

a-Centrale solaire photovoltaïque:

Ce mode de production d'électricité avec l'énergie solaire utilise les rayonnements lumineux du soleil, qui sont directement transformés en un courant électrique par des cellules à base de silicium ou autre matériau ayant des propriétés de conversion lumière/électricité. Chaque cellule délivrant une faible tension, les cellules sont assemblées en panneaux (Figure I-4-a). Ce système, bien que de rendement faible, est très simple à mettre en œuvre et particulièrement léger. Inventé par les besoins des satellites artificiels militaires, il est aujourd'hui très utilisé pour une production locale ou embarquée d'électricité.



Figure I-4-a : centrale solaire photovoltaïque.

b-Centrale solaire thermique:

Une centrale solaire thermique (Figure I-4-b) capte un maximum d'énergie thermique solaire en utilisant plusieurs rangées de miroirs disposés en arc de cercle face à la course du soleil, qui renvoient les rayons solaire en un seul point(le foyer). Pour que le foyer ne change pas de position en permanence, les miroirs sont orientables et pilotés par un système centralisé. A ce foyer, une chaudière contenant un liquide sert de capteur d'énergie.



Figure I-4-b : centrale solaire thermique.

I-2-1-5-Les centrales éoliennes:

L'énergie éolienne est produite par l'utilisation du vent sous une forme mécanique. Des installations intéressantes furent mises au point, répondant à des besoins ponctuels. On couple la roue à pâles à un générateur d'électricité. En général l'énergie obtenue est accumulée sous forme électrique dans des batteries qui peuvent assurer d'une à deux semaines de consommation par absence du vent, car l'un des ennus gravant l'énergie éolienne et quelle est très irrégulière. D'une part le vent ne souffle jamais en continu, ses flux se produisent le plus souvent par rafles, d'autre part, les obstacles gênent son écoulement au niveau du sol (relief, arbre, maisons,...etc.) le rendent fréquemment turbuleur. Cette anarchie physique fatigue les éoliennes et abiment rapidement leur systèmes mécanique permettant la giration des pales dans le sens verticale ainsi que leur orientation dans le sens horizontale (Figure I-5).



Figure I-5 : centrale éolienne.

I-2-2-Transport de l'énergie électrique: [2]

Les réseaux de transport sont à très haute tension (de 150 kV à 800 kV) (en cas de l'Algérie 220kV prochainement elle sera 400kV) ont comme but d'acheminer l'énergie des centrales de production jusqu'aux abords des grands centres de consommation, il permet de réaliser à chaque instant l'égalité de la production et de la consommation sur l'ensemble du territoire en respectant des contraintes fortes sur le maintien de la tension et de transporter des quantités élevées d'énergie dans des conditions économique favorables. Il est constitué de lignes à très haute tension de manière à minimiser les pertes joule et les chutes de tension sur ces grandes distances. Les interconnexions sont également réalisées à travers ces réseaux. Pour remplir correctement sa mission et faire face aux évènements imprévus, le réseau de transport aura une structure fortement maillé (Figure I-6) qui garantisse une très bonne sécurité d'alimentation, car la perte de n'importe quel élément (ligne électrique, transformateur ou groupe de production) n'entraîne aucune coupure d'électricité si l'exploitant du réseau de transport respecte la règle dite du "N-1" (possibilité de perdre n'importe quel élément du réseau sans conséquences inacceptables pour les consommateurs).

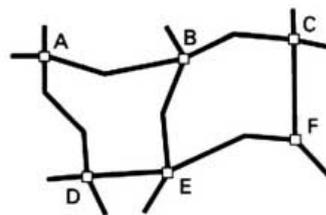


Figure I-6 : structure maillé.

I-2-3-Le réseau de répartition: [3]

Les réseaux de répartition sont à haute tension (de l'ordre de 30 à 150 kV) et ont pour but d'assurer à l'échelle régionale la fourniture d'électricité. L'énergie y est injectée essentiellement par le réseau de transport via des transformateurs, mais également par des centrales électriques de moyennes puissances (inférieures à environ 100 MW). Les réseaux de répartition sont distribués de manière assez homogène sur le territoire d'une région. Ils ont une structure à la fois maillée et bouclée (Figure I-7) suivant les régions considérées. Contrairement au réseau de transport qui sont toujours bouclés (afin de pouvoir assurer un secours immédiat en N-1), les réseaux de répartition peuvent être exploités bouclés ou débouclés selon les transits sur le réseau (débouclé signifie qu'un disjoncteur est ouvert sur l'artère, limitant ainsi les capacités de secours en N-1). Les problèmes de report de charge se posent également pour le réseau de répartition, sa conduite est donc assurée en coordination avec celle du réseau de transport et nécessite également des moyens de simulation en temps réel

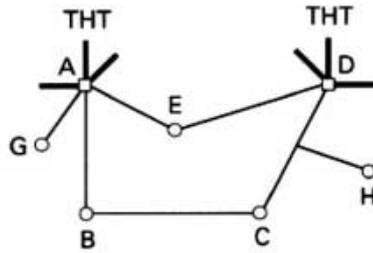


Figure I-7 : structure bouclée.

I-2-4- Le réseau de distribution :

Les réseaux de distribution sont généralement basés sur une structure arborescente (Figure I-8): à partir d'un poste source, l'énergie parcourt l'artère ainsi que ses dérives avant d'arriver aux postes de transformation MT/BT.

Les réseaux de distribution ont pour but d'alimenter l'ensemble des consommateurs. Il existe deux sous niveaux de tension :

- Les réseaux à moyenne tension (de 3 à 33 kV) ;
- Les réseaux à basse tension (de 110 à 600 V), sur lesquels sont raccordés les utilisateurs domestiques.

Contrairement aux réseaux de transport et de répartition, les réseaux de distribution présentent une grande diversité de solutions techniques à la fois selon les pays concernés, ainsi que selon la densité de population.

Les réseaux à moyenne tension (MT) ont de façon très majoritaire une structure arborescente, qui autorise des protections simples et peu coûteuses : à partir d'un poste source (lui même alimenté par le réseau de répartition), l'électricité parcourt une artère sur laquelle est reliée directement des branches de dérivation au bout desquelles se trouvent les postes MT/BT de distribution publique, qui alimentent les réseaux basse tension (BT) sur lesquels sont raccordés les plus petits consommateurs. La structure arborescente de ces réseaux implique qu'un défaut sur une ligne électrique MT entrainera forcément la coupure des clients alimentés par cette ligne, même si des possibilités de secours plus ou moins rapides existent.

Les réseaux BT résultent de la structure des réseaux MT. La structure arborescente est là aussi de loin la plus répandue, car elle est à la fois simple, bon marché, et permet une exploitation facile.

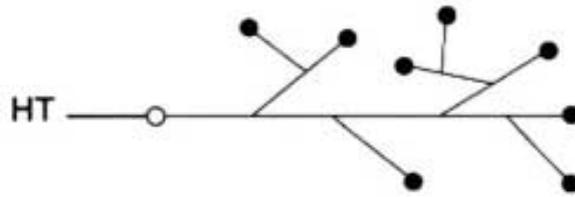


Figure I-8 : structure arborescente.

I-3-Dimensionnement des lignes:

I-3-1-Les lignes aériennes: [3]

Elles servent au transport sur les longues distances de l'électricité produite par les diverses centrales électrique, ainsi qu'à l'interconnexion des postes électriques.

a-Composantes d'une ligne aérienne:

-Pylônes: (Figure I-9)

Leur rôle est de maintenir les câbles à une distance minimale de sécurité (définie par l'arrêté technique du 17 mai 2001 qui fixe les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électriques) du sol et des obstacles environnants, afin d'assurer la sécurité des personnes et des installations situées au voisinage des lignes.

Le choix des pylônes se fait en fonction des lignes à réaliser, de leur environnement et des contraintes mécaniques liées au terrain et aux conditions climatiques de la zone : généralement, les lignes sont soit simples (un circuit électrique par file de pylônes), soit doubles. Leur silhouette est caractérisée par la disposition des câbles conducteurs.



Figure I-9 : pylône.

-Conducteur:

Ils sont réalisés sous forme de câbles qui peuvent être soit :

-Des câbles en aluminium renforcés par une âme en acier qui assure leur rigidité mécanique. La conduction n'est pas affectée par l'âme en acier car à cause de l'effet de peau la quasi-totalité du courant circule dans la couronne en aluminium.

-Des câbles dans un alliage spécial en aluminium, magnésium, silicium appelé Almélec qui a des propriétés intéressantes de conductivité et de rigidité mécanique.

-Ils peuvent également se présenter sous la forme de câbles creux renforcés où lorsque la tension devient très élevée, être divisés et organisés en faisceaux afin de diminuer l'intensité du champ électrique extérieur.

-Isolateur:(Figure I-10)

Ils assurent l'isolation entre les conducteurs et les pylônes, ceux-ci sont réalisés en verre ou céramique, ou en matériau synthétique. Les isolateurs en verre ou céramique ont en général la forme d'une assiette, on les associe entre eux pour former des chaînes d'isolateurs. Plus la tension de la ligne est élevée, plus le nombre d'isolateurs dans la chaîne est important.



Figure I-10 : une chaîne d'isolateur.

-Câble de garde:

Il existe aussi des câbles qui ne transportent pas de courant, ce sont les "câbles de garde". Ils sont disposés au-dessus des câbles conducteurs et les protègent contre la foudre. Certains permettent aussi de transiter des signaux de télécommunications nécessaires à l'exploitation du réseau public de transport d'électricité

b-Dimensionnement des lignes: [4]

Pour produire l'intensité du champ électrique, on a deux possibilités :

-Augmentation de la section des conducteurs : Il est à noter que l'utilisation d'un conducteur de forme tubulaire est toujours souhaitable car en raison d'un phénomène appelé effet de peau, le courant a toujours tendance à se répartir sur la surface de ce conducteur. On calcule sa section, en fonction de l'intensité à transporter.

-Augmentation de la distance entre phase: C'est ainsi que pour une tension donnée, si on fixe la section du conducteur, on peut en réduire la distance minimale entre deux phases. Dans la pratique, on limite l'écartement à une dizaine de mètres, mais au lieu d'utiliser un seul câble par phase, on dispose deux câbles côte à côte à quelques décimètres l'un de l'autre.

Par ailleurs, lorsque la tension augmente, les chaînes d'isolateurs et les bras d'armement s'allongent, c'est bien que la portée optimale augmente, elle atteint 150m en 63kV, 300m en 225kV, 550m en 400kV.

c- Types de lignes:

Le genre de ligne utilisée est imposé par les facteurs suivants :

- puissance à transporter.
- distance de transport.
- le cout.
- esthétique, encombrement et facilité d'installation.

On distingue quatre types de lignes :

- **Lignes de distribution BT:** Ce sont des lignes installées à l'intérieur des édifices, usines et maisons. Les lignes sont habituellement des câbles ou des barres fonctionnant à des tensions inférieures à 600V.
- **Lignes de distribution MT:** Ce sont des lignes qui relient les clients aux postes de transformation principaux de la compagnie de l'électricité. Leur tension est comprise entre 2,4kV et 69kV.
- **Lignes de transport HT:** Ce sont des lignes qui relient les postes de transformation principaux aux centrales de génération, fonctionnant généralement à des tensions

inférieures à 230kV.

- **Lignes de transport THT:** Ce sont les lignes reliant les centrales éloignées aux centrales de consommation ou d'utilisation. Ces lignes peuvent atteindre des longueurs allant jusqu'à 1000km et elles fonctionnent à des tensions allant jusqu'à 750kV.

I-3-2-Les lignes souterraines:

Le passage de ces canalisations s'impose, en particulier, dans les villes, à proximité des aéroports et surtout chaque fois que pour des raisons de sécurité ou d'esthétique, il n'est pas possible d'installer d'autres types de canalisations.

a-Composantes d'une ligne souterraine:

-Mode de construction: Alors que le câble souterrain est le plus souvent tripolaire (aux BT et MT), il est le plus souvent unipolaire (aux HT et THT).

Un câble unipolaire comporte les éléments suivants :

- Un conducteur en cuivre ou en aluminium, appelé âme, destiné à faire transiter le courant électrique.

L'âme est constituée d'un grand nombre de fils de cuivre électrolytique recuit ou de fils d'aluminium.

- Un écran semi conducteur destiné à uniformiser le champ électrique sur la périphérie et à atténuer l'effet de brin des fils qui constituent l'âme.
- Une enveloppe isolante constituée soit d'un ruban âme de papier imprégné d'huile, soit de matériaux synthétiques.
- Un écran semi-conducteur externe permettant d'assurer un champ électrique radial.
- Un écran métallique (de plomb ou d'aluminium) assurant le retour du courant de court circuit (lors de défaut) l'étanchéité du câble.
- Une gaine de protection extérieure permettant de protéger le câble contre la corrosion.

-capacité d'un câble: dans la réalité, elle n'est pas localisée en un point donné du conducteur mais elle est répartie tout le long du câble.

Quand on branche un alternateur à l'une des extrémités d'un câble, l'autre extrémité étant ouverte (pas de récepteur). La tension augmentera le long du câble, pour atteindre sa valeur

maximale à l'extrémité libre du câble.

Ce phénomène est d'autant plus géant que la longueur du câble est plus élevée, c'est pourquoi, leur longueur est limitée à une dizaine de kilomètres.

I-3-3-Propriétés des lignes de transport:

Le rôle fondamental d'une ligne est de transporter une puissance active, si elle doit également transporter une puissance réactive, celle-ci doit être faible par rapport à la puissance active.

En plus de ces exigences, une ligne de transport doit posséder les caractéristiques de base suivantes :

- La tension doit demeurer constante sur toute la longueur de la ligne et pour toutes les charges comprises entre zéro et la charge nominale.
- Les pertes doivent être faibles afin que la ligne possède un bon rendement.
- Les pertes joules ne doivent pas surchauffer les conducteurs.

I-4-Conclusion:

Ce premier chapitre est consacré à des généralités sur les réseaux électriques, nous avons étudié la structure de réseaux, on allant de la production jusqu'à la distribution.

Chapitre II

Description d'un poste de transformation

Clicours.COM

II-1-Introduction:

Un **poste électrique** est la "partie d'un réseau électrique, située en un même lieu, comprenant principalement les extrémités des lignes de transport ou de distribution, de l'appareillage électrique, des bâtiments, et éventuellement des transformateurs". Un **poste électrique** est donc un élément du réseau électrique servant à la fois à la transmission et à la distribution d'électricité. Il permet d'élever la tension électrique pour sa transmission, puis de la redescendre en vue de sa consommation par les utilisateurs (particuliers ou industriels). Les postes électriques se trouvent donc aux extrémités des lignes de transmission ou de distribution.

II-2-Nature et différents types des postes: [5]

II-2-1-Nature des postes:

II-2-1-1-Poste extérieur:

Installation électrique non protégée contre les intempéries (cas des installations HT et THT).

II-2-1-2-Poste intérieur:

Installation électrique réalisée à l'intérieur d'un bâtiment qui la protège contre les intempéries (cas des installations MT).

II-2-1-3-Poste blindé:

La particularité d'une installation électrique de ce type réside dans le fait que les différents appareils (jeux de barres, sectionneurs, disjoncteurs et réducteur de mesure) nécessaire à sa construction sont enfermés dans une enceinte métallique étanche mise à la terre.

II-2-2-Mode d'exploitation des postes:

Pour satisfaire à tout instant la demande dans les meilleures conditions de coût et de qualité de service, il est nécessaire que des centres de conduite reçoivent des informations en permanence des réseaux et des groupes de production, les traitent pour concevoir les actions à engager et émettent les ordres correspondants.

En fonction du niveau de tension et de type d'exploitation ; on distingue :

-Les postes gardiennés, comportant du personnel d'exploitation présent durant les heures ouvrables et logé sur place ;

-Les postes télécommandés, exploités soit à partir d'un autre poste gardienné, soit à partir d'un bureau de conduite centralisé et qui n'ont donc pas de personnel sur place, sauf pour des interventions particulières ;

-Les postes télé-alarmés, qui, dans le cas où la reprise automatique de service ne s'effectue pas, font parvenir une signalisation en un lieu où séjournent du personnel d'intervention.

Ces derniers postes ne comportent généralement que des installations modestes nécessitant un nombre de manœuvres réduit, les postes importants étant, suivant les conditions locales, soit gardiennés, soit télécommandés.

II-2-3-Types de postes:

II-2-3-1-Poste d'interconnexion:

Les postes à fonction d'interconnexion, qui comprennent à cet effet un ou plusieurs points communs triphasés appelés jeu de barres, sur lesquels différents départ (ligne ; transformateurs, etc.) de même tension peuvent être aiguillés.

II-2-3-2-Poste mixte:

Les postes mixtes, les plus fréquents, qui assurent une fonction dans le réseau d'interconnexion et qui comportent en outre un ou plusieurs étages de transformation.

II-2-3-3-Poste de transformation:

- **Le poste HT/MT: [6]**

En phase initiale, ce type de poste (figure II-1) est constitué d'un transformateur (T1) alimenté par une ligne HT (HT1). Avec l'augmentation des charges à desservir, on peut y adjoindre un deuxième (T2), puis, en stade final, un troisième transformateur (T3) (parfois plus) généralement en double attache. En même temps que le deuxième transformateur, on raccorde généralement une deuxième arrivée HT (HT2), dite garantie ligne, opérant en cas de défaut sur la première.

Les transformateurs débitent sur un tableau MT qui forme un jeu de barres composé de rames. Chaque rame est un ensemble d'une dizaine de cellules environ, organisée en deux demi-rames reliées entre elles par un organe de couplage, en sectionnement de barre.

La demi-rame élémentaire comprend :

- Une arrivée de transformateur ;
- Plusieurs départs MT ;
- Une cellule de condensateurs (compensation de l'énergie réactive) ;
- Eventuellement, un disjoncteur shunt.

Au fur et à mesure de l'évolution de la charge à desservir et de l'augmentation du nombre de départs MT que l'on veut créer à partir du poste, on est amené à multiplier le nombre de rames.

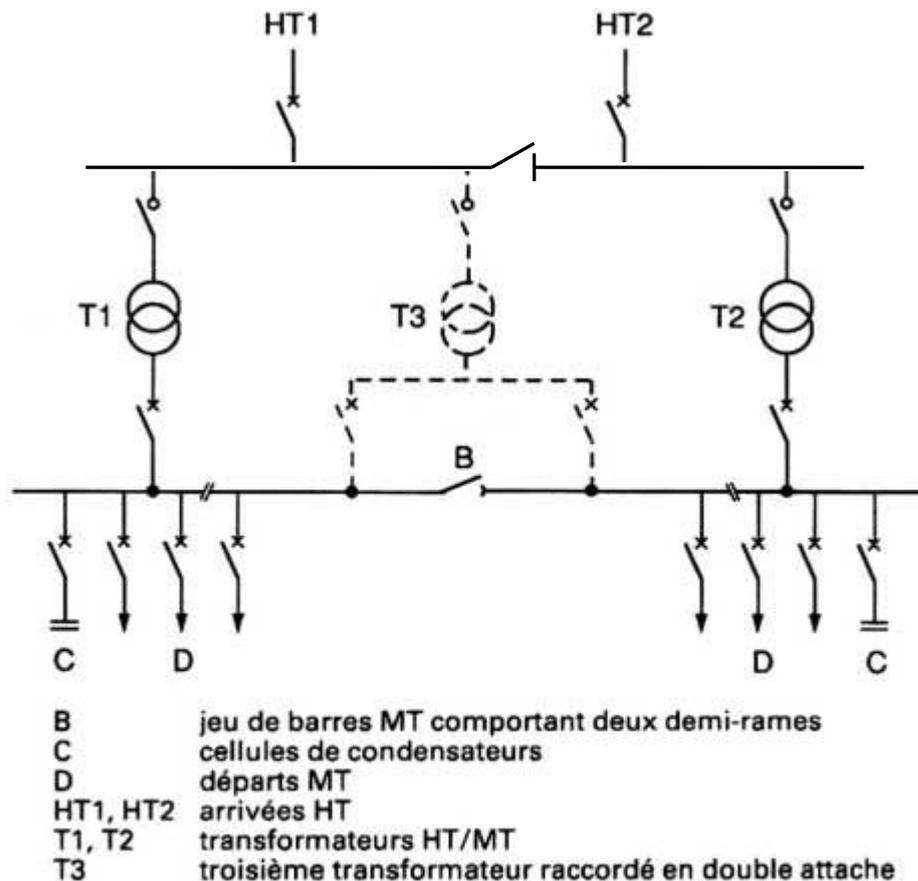


Figure II-1: poste HT/MT

- **Poste MT/MT: [7]**

Cet ouvrage peut réaliser les fonctions:

Assurer la démultiplication des départs MT en aval des postes HT/MT. Dans ce cas, le poste ne comporte aucun transformateur. Il est constitué de deux arrivées MT et de 8 à 12 départs MT. Ce type de poste est présent dans quelques pays, comme l'Espagne, la Belgique, l'Afrique du sud.

Assurer le passage entre deux niveaux MT. De tels postes MT/MT intègrent des transformateurs, leur schéma type s'apparente à celui du poste HT/MT

- **Poste MT/BT: [6]**

Les postes MT/BT assurent l'alimentation et la protection du réseau BT. On rencontre deux types principaux :

- Les postes MT/BT sur réseaux aériens sont très majoritairement représentés par les transformateurs sur poteau sans appareil de coupure sur la MT (Figure II-2).

- Les postes MT/BT sur réseaux souterrains sont majoritairement représentés par les postes en cabine avec deux interrupteurs-sectionneurs MT pour manœuvrer sur l'artère et un interrupteur-fusible en protection du transformateur (Figure II-3).

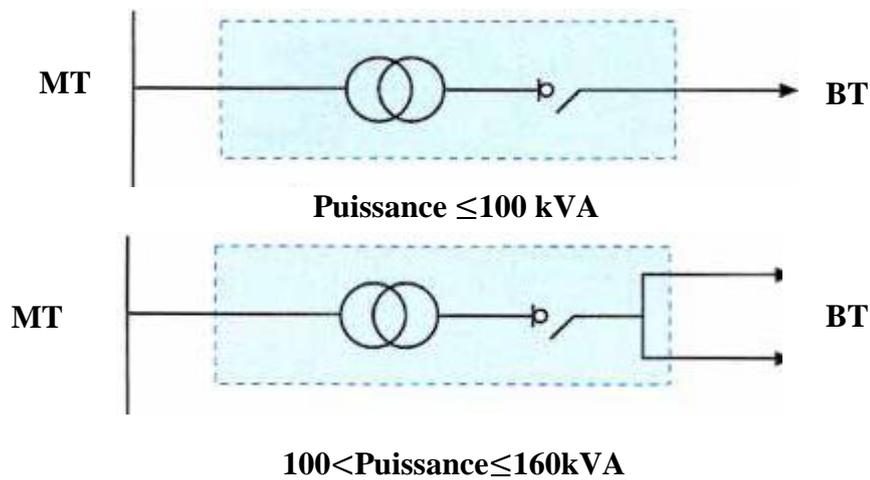


Figure II-2: poste MT/BT en aérien

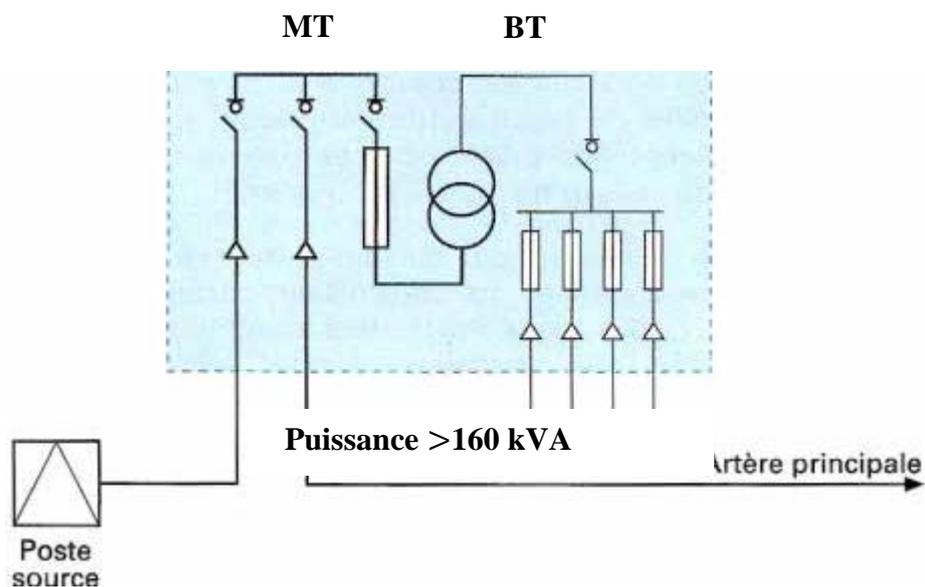


Figure II-3: poste MT/BT en souterrain

II-3-Constitution d'un poste de transformation:

II-3-1-Jeu de barre: (Figure II-4) [3]

Dans la distribution électrique un jeu de barres désigne un conducteur de cuivre ou d'aluminium qui conduit de l'électricité dans un tableau électrique, à l'intérieur de l'appareillage électrique ou dans un poste électrique.

Le terme officiel est barre omnibus, mais il n'est guère employé. Selon la définition donnée par la commission électrotechnique internationale, il s'agit d'un conducteur de faible impédance auquel peuvent être reliés plusieurs circuits électriques en des points séparés.

La section conductrice est un paramètre important pour déterminer le courant maximum qui peut traverser un jeu de barres. On trouve des jeux de barres de petites sections (10 mm^2), mais les postes à

haute tension utilisent des tubes métalliques d'un diamètre allant jusqu'à 120 mm et d'une section allant jusqu'à 1 000 mm² comme jeu de barres.

Les jeux de barres sont soit des barres plates, soit des tubes creux, car ces formes permettent de dissiper efficacement les pertes grâce à un bon ratio entre leur surface dissipatrice et leur surface conductrice. L'effet de peau rend inefficace des jeux de barres de plus de 8 ou 10 mm d'épaisseur à 50-60 Hz, les tubes creux épais ou les barres plates sont les plus courantes dans des applications à fort courant. Ces tubes ayant une rigidité meilleure que les barres ou tiges, on les utilise fréquemment dans des postes de grande dimension.

Un jeu de barres peut être supporté par des isolateurs ou bien complètement enrobé d'isolant. On doit protéger les jeux de barres d'un contact accidentel soit en les plaçant dans une enceinte métallique fermée, soit en les plaçant à une hauteur hors d'atteinte.

- En HT on utilise principalement deux technologies pour les jeux de barres :

-Jeux de barres dits posés, consistant en des tubes reposant sur des isolateurs ;

-Jeux de barres dits tendus, consistant en des conducteurs flexibles suspendus par des chaînes d'isolateurs à des structures métalliques dites portiques.

- En MT on utilise des barres rectangulaires. Soit les appareillages sont connectés directement sur les barres soit les appareillages sont raccordés au moyen de conducteurs électriques (câble ou fil isolé). Pour effectuer le raccordement à l'appareillage ou au câble, les barres sont munies de dispositifs de connexion (trou, borne, etc.).

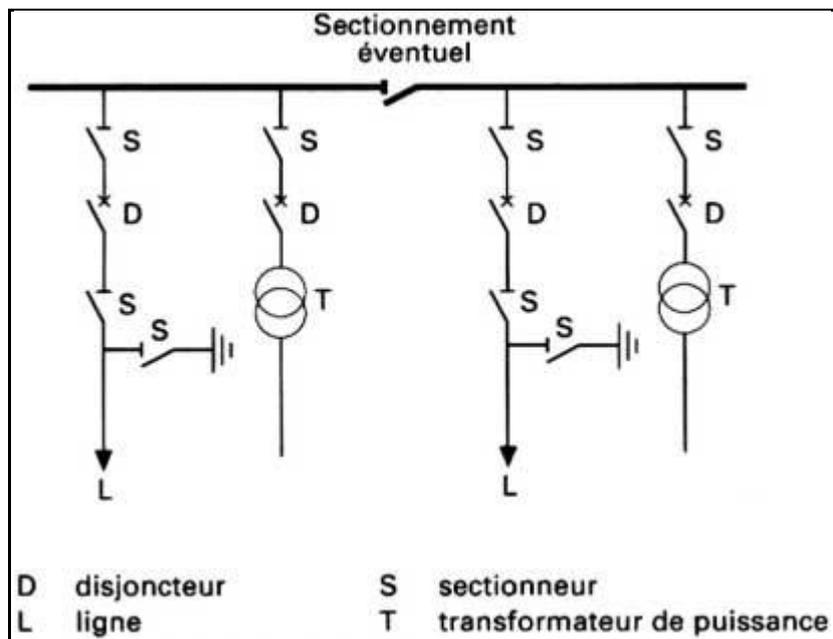
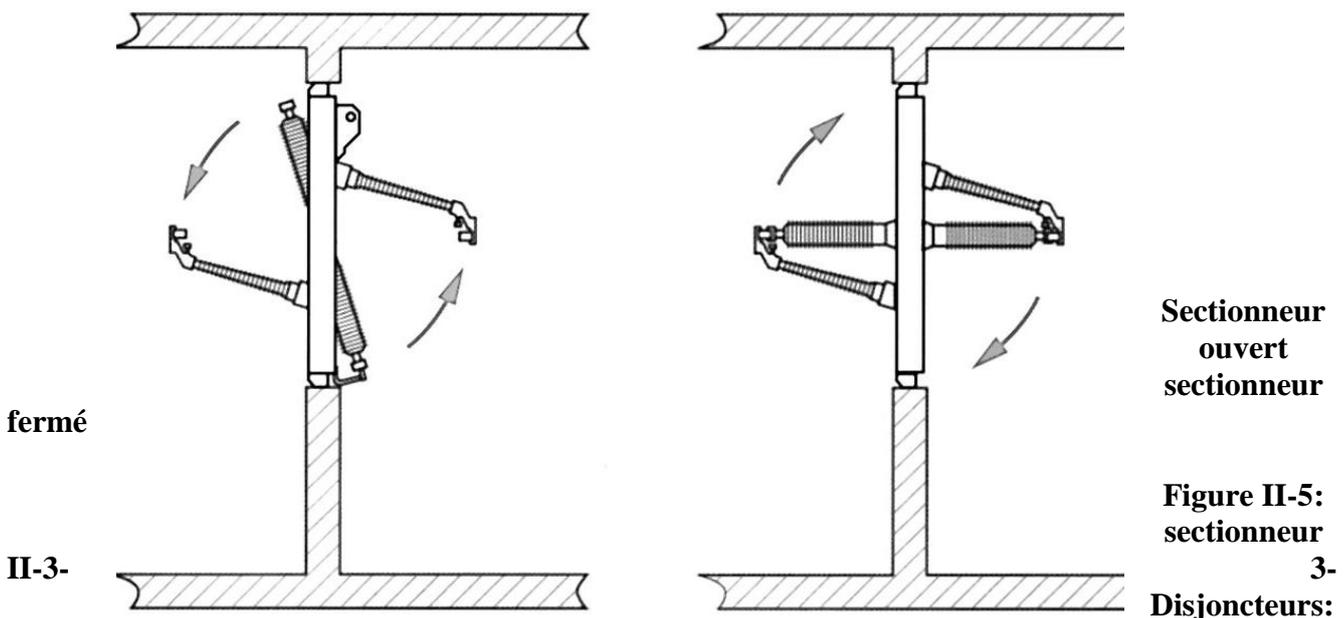


Figure II-4 : schéma d'un jeu de barre MT

II-3-2- Les sectionneurs: (Figure II-5) [1]

Les sectionneurs ne sont dotés d'aucun pouvoir de coupure. Ils ne permettent d'ouvrir un circuit qu'en absence de tout courant. Ils servent à séparer et à isoler par exemple, un ensemble de circuits, un appareil, une machine, une section de ligne ou de câble, afin de permettre au personnel d'exploitation d'y accéder sans danger.

La commande de ces derniers peut être manuelle directe, ou bien manuelle à distance par exemple une perche, il est muni d'un dispositif de verrouillage qui l'empêche de s'ouvrir sous l'action des forces électromagnétique intenses produites par les courants de court-circuit.



Appareil mécanique de connexion capable d'établir, de supporter et d'interrompre des courants dans les conditions normales du circuit et dans les conditions anormales spécifiées du circuit telles que du court-circuit.

Les disjoncteurs les plus répandus sont :

Les disjoncteurs à l'huile.

Les disjoncteurs à air comprimé

Les disjoncteurs au SF₆.

Les disjoncteurs à vide.

II-3-3-1- Disjoncteurs à l'huile: (Figure II-6)

Se composent essentiellement d'une cuve contenant de l'huile isolant, de bornes d'entrée en porcelaine à l'extrémité desquelles se trouvent les contacts fixes, et d'un contact mobile actionné par déplacement d'une tige isolante. Le courant d'une phase pénètre par l'une des bornes d'entrée, traverse le premier contact fixe, le contact mobile, le second contact fixe et sort par la deuxième borne, ces bornes s'appellent traversées.

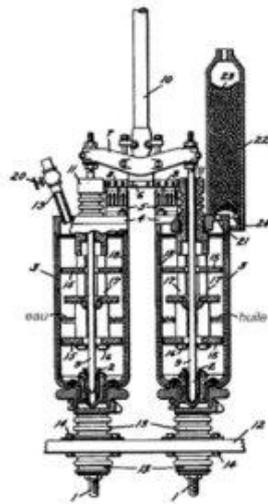


Figure II-6: disjoncteur à l'huile

II-3-3-2- Disjoncteurs à air comprimé: (Figure II-7)

Provoquent l'extinction de l'arc en soufflant de l'air à vitesse supersonique entre les contacts qui se séparent. L'air est conservé dans des réservoirs à une pression de l'ordre de 3MPa, grâce à un compresseur situé dans le poste de transformation. L'ouverture de ces disjoncteurs peut se faire dans un délai compris entre 3 et 6 cycles sous une tension de 362kV et un courant de 40kA. Le bruit produit lors de l'ouverture nécessite parfois des mesures d'insonorisation dans les régions résidentielles.



Figure II-7: disjoncteur à air comprimé

II-3-3-3- Disjoncteurs au SF6: (Figure II-8)

L'hexafluorure de soufre est un gaz inerte, incolore et ininflammable. Son pouvoir extingueur à l'arc est dix fois supérieur à celui de l'air. En plus, ils permettent une grande économie d'espace tout

en étant plus silencieux que les disjoncteurs à air comprimée. Les disjoncteurs au SF₆ sont alors considérés de haute qualité. Ce type de disjoncteur est utilisé lorsqu'il faut réduire les dimensions du disjoncteur.



Figure II-8: disjoncteur au SF₆

II-3-3-4- Disjoncteurs à vide: (Figure II-9)

Fonctionnent sur un principe différent de celui des autres disjoncteurs car l'absence d'un gaz évite le problème d'ionisation lors de l'ouverture des contacts. Ces disjoncteurs sont scellés hermétiquement de sorte qu'ils n'occasionnent aucun problème de contamination ni de bruit. Leur tension de rupture est limitée à une valeur de 30kV environ. Pour des tensions plus élevées, on monte plusieurs modules en série.



Figure II-9: disjoncteur à vide

II-3-4-Les transformateurs:

Un transformateur électrique est un convertisseur permettant de modifier les valeurs de tension et d'intensité du courant délivrées par une source d'énergie électrique alternative, en un système de tension et de courant de valeurs différentes, mais de même fréquence et de même forme. Il effectue cette transformation avec un excellent rendement.

II-3-4-1-Transformateur de mesure:

-Transformateur de courant TC: (Figure II-10) [8]

Cet appareil comporte deux circuits, un primaire et un secondaire, et un circuit magnétique. Il délivre un signal secondaire de même nature que la grandeur primaire à mesurer ; c'est une source de courant. Bien qu'il ne soit pas linéaire et que sa plage d'utilisation soit limitée par les phénomènes de saturation magnétique, aujourd'hui c'est le type d'appareil le plus employé en THT.

Un TC peut comporter plusieurs secondaires, chacun d'eux étant dédié à une fonction précise, mesure ou protection.

-Secondaire « mesure » : Sa plage de précision est étroite. Elle est généralement limitée à des courants inférieurs au courant primaire assigné.

-Secondaire « protection » : Dans ce cas la plage de précision est très large. Elle atteint très souvent une à vingt fois le courant primaire assigné.

La conception d'un tel secondaire est très différente selon le mode de fonctionnement, régime permanent ou transitoire, auquel il est destiné.

Il existe deux types de transformateurs de courant :

- Les transformateurs de type primaire bobiné ; utilisés pour les courants de faible intensité.
- Les transformateurs de type primaire à barre ; utilisés pour les courants supérieurs à 100 A, le primaire ne comporte qu'un tour le câble ou la barre conduisant le courant le courant passe dans la fenêtre d'un circuit magnétique toroïdale, sur le tore l'enroulement secondaire est bobiné très soigneusement.

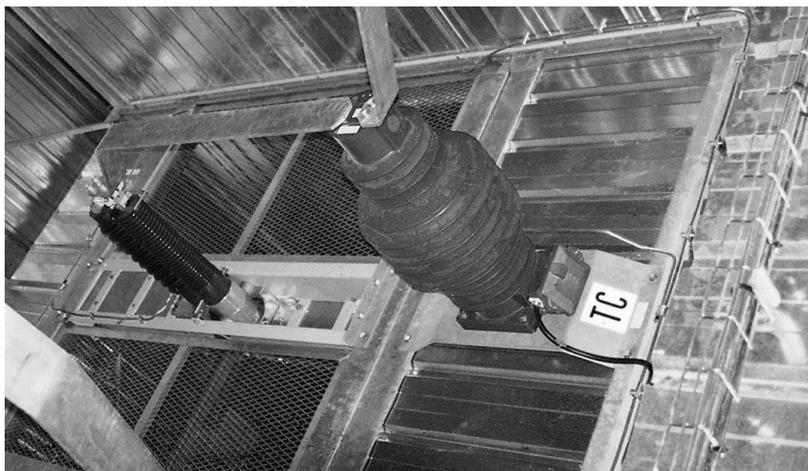


Figure II-10: Transformateur de courant

-Transformateur de tension TT: [3]

Ce transformateur est l'un des moyens pour mesurer des tensions alternatives élevées. Il s'agit d'un transformateur qui a la particularité d'avoir un rapport de transformation étalonné avec précision, mais prévu pour ne délivrer qu'une très faible charge au secondaire, correspondant à un voltmètre. Le rapport de transformation permet de mesurer des tensions primaires s'exprimant en kilovolts (kV). On le rencontre en MT et HT.

-Transformateur de puissance TP: [9]

Le transformateur de puissance reçoit l'énergie électrique de l'alternateur et élève la tension en vue du transport ; le bobinage primaire sera donc à la même tension que l'alternateur tandis que la tension du secondaire dépendra de la ligne utilisée pour le transport.

On trouve sur les réseaux électriques deux types de transformateurs de puissance :

- Les autotransformateurs qui n'ont pas d'isolement entre le primaire et le secondaire. Ils ont un rapport de transformation fixe quand ils sont en service, mais qui peut être changé si l'autotransformateur est mis hors service.
- les transformateurs avec régleurs en charge sont capables de changer leur rapport de transformation quand ils sont en service. Ils sont utilisés pour maintenir une tension constante au secondaire (la tension la plus basse) et jouent un rôle important dans le maintien de la tension.

II-3-4-3-Transformateur d'isolement: [3]

Le transformateur d'isolement est uniquement destiné à créer un isolement électrique entre plusieurs circuits pour des raisons bien souvent de sécurité ou de résolution de problèmes techniques. Tous les transformateurs à enroulement primaire isolé du (des) secondaire(s) devraient être considérés comme des transformateurs d'isolement ; toutefois, en pratique, ce nom désigne des transformateurs dont la tension de sortie a la même valeur efficace que celle de l'entrée.

Le transformateur d'isolement comporte deux enroulements presque identiques au primaire et au secondaire :

-Le nombre de spires du secondaire est souvent très légèrement supérieur au nombre de spires du primaire afin de compenser la faible chute de tension en fonctionnement,

-Les sections de fil au primaire et au secondaire sont identiques car l'intensité des courants est la même.

II-3-5-Les parafoudres: [1]

Les parafoudres sont des dispositifs statiques chargés de limiter, en un point donné du réseau, l'amplitude des surtensions susceptibles d'y apparaître.

Les plus simples de ces appareils sont les éclateurs ; chaque fois qu'ils fonctionnent, ils restent amorcés et un disjoncteur doit intervenir pour éliminer le courant de défaut qui en résulte.

Il existe aujourd'hui deux types de parafoudres sur le marché :

a- L'un, dont la partie active est constituée d'éclateurs et de varistances au carbure de silicium (SiC) (Figure II-11-a), est appelé dans la suite du texte parafoudre au carbure de silicium et à éclateurs. Ses avantages sur l'éclateur sont :

- Une dispersion moins grande de la tension d'amorçage ;
- Une extinction spontanée de l'arc ;
- Une tension aux bornes du parafoudre, dite tension résiduelle, non nulle après amorçage, évitant ainsi la transmission d'une onde de tension coupée ;
- Une insensibilité (jusqu'à un certain point) aux agressions extérieures.

b- L'autre, dont la partie active est constituée uniquement de varistances à base d'oxyde de zinc (ZnO), est dénommé parafoudre à oxyde de zinc (Figure II-11-b). Ce composant présente deux avantages essentiels :

-D'une part, ils ont un coefficient de non-linéarité si important que l'on peut en faire des parafoudres sans éclateurs ;

-D'autre part, leur capacité d'absorption d'énergie est élevée et on peut les utiliser sur tous les réseaux, de l'électronique jusqu'au transport d'énergie à très haute tension (225 ou 400 kV).

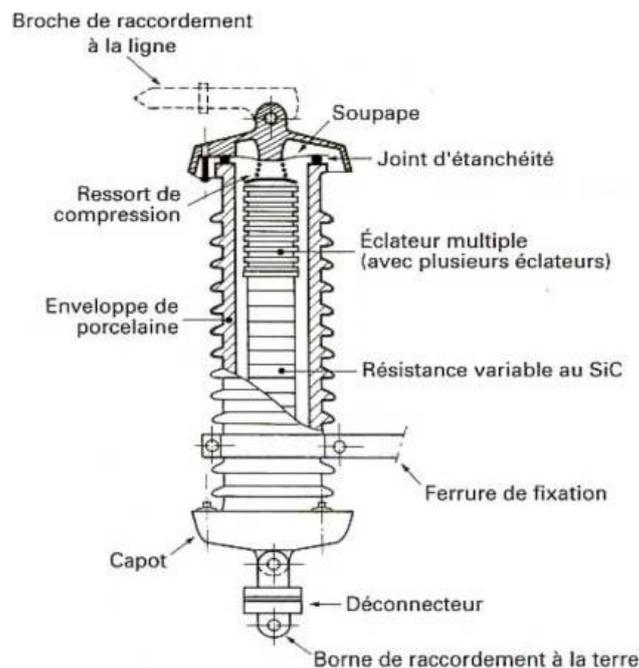


Figure II-11-a : parafoudre au SiC



Figure II-11-B : parafoudre ZnO

II-3-6-Les relais: [10]

Un relais est un appareil de protection destiné à ouvrir un circuit électrique lorsque certaines conditions prédéterminées sont remplies : variation d'intensité, de tension, de fréquence, etc.

La grandeur à contrôler peut être non électrique : intensité lumineuse, température, pression, etc.

II-3-6-1-Classification:

Les relais sont classés suivant :

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

II-3-6-2-Constitution:

Un relais comporte en général les éléments principaux suivant :

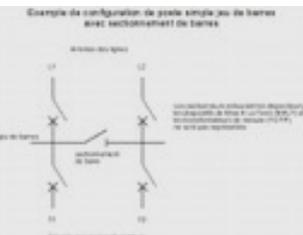
- Elément moteur : fourni de travail ;
- Elément frein : retard l'action du relais ;
- Elément de travail : constitué par les contacts ;
- Elément de retour à zéro ;

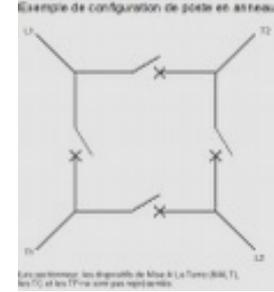
-Une ossature : portant les différents organes et un boîtier pour les protéger.

II-4- Architecture et schémas de postes: [6]

Il existe plusieurs manières de raccorder les éléments entre eux (disjoncteurs et sectionneurs).

On appelle cela le "schéma" du poste.

Schéma	Avantages	Inconvénients	Application principale
<p>Simple jeu de barres</p> 	Simple et économique.	<ul style="list-style-type: none"> -Risque de perte totale de l'installation en cas de défaut sur le jeu de barres. -Coupure du jeu de barre obligatoire en cas de maintenance. -Peu de flexibilité en exploitation. 	Postes industriels, postes sources.
<p>Simple jeu de barres sectionné</p> 	<ul style="list-style-type: none"> -Simple et économique. -Permet de garder une moitié de poste en fonctionnement en cas de défaillance sur le jeu de barre ou de maintenance. 	Identique au simple jeu de barre sur une moitié de poste.	Postes industriels, postes sources.
<p>Double jeu de barre</p> 	<ul style="list-style-type: none"> -Flexibilité, continuité de services en cas de défaut sur un jeu de barres ou d'intervention de maintenance. -Possibilité d'utiliser le disjoncteur de couplage comme secours. 	Cout d'acquisition élevé.	Postes d'interconnexion, postes de sortie de centrale.

<p>Un jeu de barre et demi</p> 	<p>-Continuité de services (toutes les travées sont alimentées par les deux jeux de barre) -Flexibilité en exploitation</p>	<p>-Risque de défaillance sur défaut plus élevé (il faut deux disjoncteurs pour couper une arrivée ou un départ). -Coût d'acquisition élevé.</p>	<p>Postes où la continuité de service est le critère prioritaire (peu courant en Europe, très utilisé en Amérique).</p>
<p>Poste en anneau (Ring)</p> 	<p>-Continuité de services -Coût d'acquisition plus faible que le schéma 1.5 disjoncteur.</p>	<p>-Risque de défaillance sur défaut plus élevé (il faut deux disjoncteurs pour couper une arrivée ou un départ). -Peu de flexibilité en exploitation.</p>	<p>Postes industriels, principalement Amérique.</p>

II-5-Conclusion:

Dans ce chapitre nous avons étudiés les différents postes électriques (types et nature) puis la description globale d'un poste de transformation avec leur appareillage. A la fin, on a résumé dans un tableau l'architecture et schéma de poste citant les avantages, inconvénients et leurs applications principales.

Chapitre III

Etude des défauts électriques

III-1-Introduction:

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

III-2-Défauts électriques:

III-2-1-Définition d'un défaut: [11]

Un défaut électrique est une anomalie électrique qui peut apparaître sur une phase (défaut monophasé) ou sur plusieurs phases (défaut polyphasé) d'une ligne (départs, arrivées, liaisons) ou d'un demi-jeu de barres.

Un défaut électrique est spécifié par: une modification de la valeur du courant (sur une ligne) et/ou de la tension (entre le demi-jeu de barre et le neutre) par rapport à une valeur nominale (dépassement d'un seuil).

III-2-2-Les causes des défauts: [12]

Les causes aptes à déclencher des défauts dans les réseaux sont nombreuses et peuvent avoir pour origines:

III-2-2-1-Origine externe:

Des événements indépendants du réseau, par exemple, l'origine mécanique qui est le cas de la rupture d'un support, d'un conducteur ou d'un isolateur sur une ligne aérienne et l'amorçage dû aux contacts de branches, de brindilles ou même d'oiseaux avec les conducteurs; ainsi que l'origine atmosphérique qui est le cas de la foudre qui s'abat sur une ligne aérienne ou sur un poste, aussi les amorçages qui résultent des dépôts conducteurs accumulateurs sur les isolateurs et les travaux de terrassement, ou glissements de terrains qui entraînent systématiquement des défauts permanents sur les câbles souterrains.

III-2-2-2-Origine interne:

Des phénomènes propres au réseau, car ils prennent naissance dans les réseaux eux-mêmes sans être justifiés par aucune cause extérieure. Les isolants subissent des dégradations conduisant à des défauts d'isolement qui se traduisent par des courts-circuits, aussi des surtensions dues à des phénomènes de résonance, perforation d'une isolation interne de transformateur d'un poste par fatigue diélectrique.

III-2-3-Types de défauts:

III-2-3-1-Surtensions:

III-2-3-1-1-Causes des surtensions:

Les surtensions peuvent être d'origine externe ou d'origine interne:

- **Surtensions d'origine externe:**

Elles sont produites par l'électricité atmosphérique qui peut déterminer, soit un coup de foudre direct sur une ligne ou sur un pylône, soit un coup de foudre indirect (électromagnétique ou électrostatique).

- **Surtensions d'origine interne:**

Toute perturbation dans un circuit provoque par induction variation rapide et momentanée de la tension; exemples: ouverture et fermeture d'un circuit; claquage ou contournement d'isolement etc.

III-2-3-1-2-Effet des surtensions:

a- Coups de foudre directs:

- **Coups de foudre sur une ligne:**

Il provoque une surtension locale qui en 0.004 à 0.005 s peut atteindre $5 \cdot 10^6$ V ; cette surtension se propage le long de la ligne à la vitesse de $3 \cdot 10^5$ km/s ; elle est extrêmement dangereuse, mais heureusement assez rare (10% seulement des coups de foudre touchent directement les fils).

- **Coups de foudre sur un pylône:**

L'intensité de la décharge est de l'ordre de $15 \cdot 10^3$ A ; il en résulte, si la résistance entre pylône et terre est R de l'ordre de 40Ω , une élévation de la tension U du pylône telle que $U = R \cdot I$, soit environ $6 \cdot 10^5$ V. Cette tension peut dépasser la tension d'isolement U_n de la ligne ; et il y a décharge du pylône sur la ligne (arc en retour). Ce cas est plus fréquent que le précédent ; il est aussi très dangereux.

b- Coups de foudre indirects:

- **Coups de foudre électromagnétique:**

Si la foudre tombe près d'une ligne, le courant circulant dans l'arc constitué par l'éclair induit une surtension dans la ligne; cette surtension peut atteindre $5 \cdot 10^5$ V en 1 ou 2 μ s; elle se propage ensuite le long de la ligne.

- **Coups de foudre électrostatique:**

Une ligne située à proximité d'un nuage électrisé se charge en électricité de signe contraire, si le nuage se décharge brusquement à la terre, la charge de la ligne est libérée, il en résulte une surtension qui peut atteindre 5.10^4 V en $1\mu s$; ce n'est dangereux que pour les réseaux BT et MT.

- **Surtensions internes:**

Elles peuvent être très importantes, notamment dans le cas de coupure à vide de lignes longues (capacité importante) ; ou de transformateurs à vide (induction importante); la surtension peut alors atteindre exceptionnellement 10^6 V en $1\mu s$.

III-2-3-2-Surintensité:

Il existe deux causes de surintensité: les surcharges et les courts-circuits.

III-2-3-2-1-Surcharges:

Elles peuvent se produire de deux façons.

- **Surcharge normales:**

Elles se produisent en particulier lors de la mise sous tension des moteurs, transformateurs et appareils divers, la surintensité étant due à la valeur plus faible des résistances et à la valeur réduite des forces contre électromotrice. La pointe de courant qui en résulte peut être égale à plusieurs fois l'intensité nominale; mais elle est de courte durée et n'est généralement pas dangereuse.

- **Surcharge anormales:**

Elles se produisent lorsque les appareils installés sont très puissants pour la ligne d'alimentation. Si ces surcharges sont prolongées, elles peuvent déterminer un échauffement dangereux des appareils.

III-2-3-2-2-Courts-circuits:

Ils sont dus, soit à un contact accidentel entre phases ou entre phase et terre, soit à un défaut d'isolement, soit encore à une fausse manœuvre. L'augmentation d'intensité est alors très rapide et l'intensité maximale peut être très élevée, d'où risques d'accidents.

III-2-4-Conséquences des défauts: [13]

En général; la présence d'un défaut sur un réseau provoque des surintensités, des chutes de tensions et des déséquilibres des tensions et des courants des phases.

Ces phénomènes, dont l'importance dépend de la constitution du réseau, de la nature du défaut (entre phases ou entre phase et terre) et de l'emplacement de celui-ci, entraînent toute une série de conséquences que nous passerons en revue:

- **Echauffement :**

Les échauffements dus au courant de court-circuit sont particulièrement à craindre pour les câbles souterrains, pour lesquels les échanges calorifiques avec l'extérieur sont assez limités. Une densité de 100A/mm^2 provoque un accroissement d'environ 100°C/s .

Lors du claquage d'un câble souterrain, les arcs électriques provoqués peuvent entraîner sa fusion sur des longueurs de plusieurs décimètres, si le défaut n'est pas éliminé rapidement.

- **Explosion de disjoncteur:**

La valeur importante atteinte par les courants de court-circuit peut provoquer l'explosion de disjoncteur, particulièrement ceux du type ancien placé sur des réseaux MT alimentés par les transformateurs HT/MT de grande puissance.

- **Effets électrodynamiques:**

A chaque passage d'un courant très intense dans les conducteurs, ceux-ci s'attirent ou se repoussent avec une force proportionnelle au carré du courant et inversement proportionnelle à leur distance ($F=KI^2/d$) ; ces efforts provoquent la déformation des jeux de barres et des connexions; par des ruptures de supports isolateurs et même parfois des avaries considérables survenant aux enroulements des bobines de réactance et des transformateurs, si ceux-ci n'ont pas la rigidité suffisante.

- **Perturbations dans les lignes de télécommunications:**

Considérons une ligne d'énergie qui emprunte un trajet parallèle à celui des lignes de télécommunication aériennes ou souterraines. En cas de défaut entre une phase de la ligne et la terre, le triple de la composante homopolaire des courants $3I_0$, qui circule dans le sol induit une f.e.m proportionnelle à I_0 dans le circuit constitué par le sol et la ligne de télécommunication dans le cas où cette dernière est mise à la terre ou mal isolée en l'un de ses points, une tension apparaît à l'extrémité de cette ligne et lorsque la composante homopolaire des courants de court-circuit est suffisamment intense, cette tension peut atteindre des valeurs dangereuses pour le personnel et l'installation électrique.

- **Effet de la chute de tension:**

Les courants de court circuit, traversant les différents éléments du réseau, provoquent des chutes de tension qui risquent de causer le décrochage des machines synchrones ou asynchrones et de porter atteinte à la stabilité du réseau.

III-2-5-Caractère des défauts: [10]

Les défauts qui se produisent sur les réseaux électriques peuvent être momentanés ou permanents.

III-2-5-1-Défauts momentanés:

Ce sont ceux qui disparaissent d'eux même au bout d'un temps variable mais relativement restreint. Si leur disparition se produit sans mise hors tension du réseau, ils sont dits "auto-extincteurs", c'est le cas des amorçages. Si leur disparition nécessite la mise hors tension du réseau, ils sont dits fugitifs ou "semi-permanent", c'est dans le cas des contacts de branches, d'oiseau avec les conducteurs.

III-2-5-2-Défauts permanents:

Ce sont ceux qui nécessitent pour disparaître, l'intervention du personnel d'exploitation car, ils exigent une réparation du réseau, c'est le cas de la rupture d'un support, d'un conducteur ou d'un isolateur sur une ligne aérienne ou bien la détérioration d'un câble souterrain.

III-3-Calcul de courant de court-circuit:

III-3-1-Intensité de courant des courts-circuits: [13]

L'intensité I d'un courant de court-circuit dans un réseau monophasé se définit simplement par

application de la loi d'Ohm $|I| = \frac{|V|}{|Z|}$

V: Etant la tension de la source.

Z: Représente l'impédance totale du circuit y compris celle du défaut.

L'intensité I d'un courant de court-circuit dans un réseau triphasé se définit toujours par phase à partir de la tension simple du réseau et de l'impédance correspondante par phase.

III-3-2-Calcul des impédances:

Le calcul des courants de défaut passe par la détermination des impédances directe, inverse et homopolaire équivalentes vues du point de défaut. Elles sont obtenues par la réduction du schéma global d'impédance de tous les matériels constituant le circuit électrique.

Le calcul de différentes impédances existant entre le départ 220 kV et le point de défaut qui se trouve sur le départ MT (30 kV) s'effectue comme suit :

III-3-2-1-Impédance du réseau HT ramenée en MT:

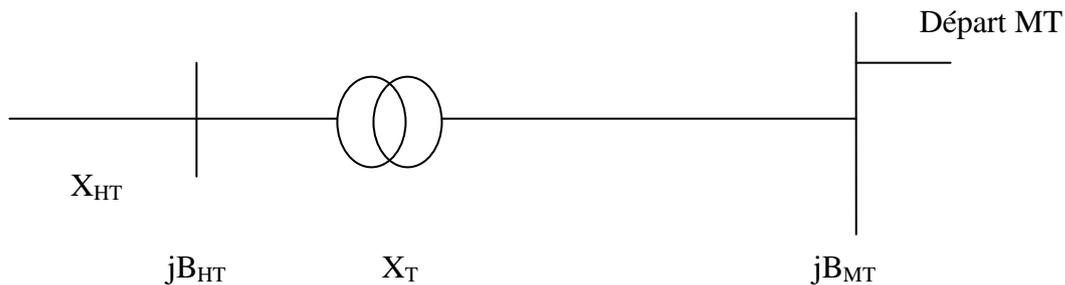


Figure III-1-Impédance du réseau HT ramené en MT.

$$X_{HT} = \frac{U_n^2}{S_{cc}} \quad U_n \text{ (kV)} \quad S_{cc} \text{ (MVA)}$$

Avec : U_n : Tension composée du réseau MT.

S_{cc} : Puissance de court-circuit coté HT.

III-3-2-2-Impédance du transformateur HT/MT:

Pour les gros transformateurs, la résistance est négligeable devant la réactance. Donc l'impédance est égale à la réactance.

$$X_T = \frac{U_{cc} \%}{100} \times \frac{U_{nt}^2 \text{ (kV)}}{S_n \text{ (MVA)}}$$

Avec:

$U_{cc}(\%)$ =Tension de court-circuit du transformateur.

U_{nt} =Tension nominale secondaire du transformateur.

S_n =Puissance nominale du transformateur.

Le tableau suivant donne la tension de court-circuit en fonction des puissances pour des tensions d'un réseau HT/MT données.

Tension des réseaux HT et MT (kV)	Puissance (MVA)	Tension de court-circuit (%)	couplage	Rapport de transformation n
60/10	20	12.5	Y_N/d_{11}	60/10.5
	30			
60/30	20	12.5	Y_N/Y_{n0}	60/31.5
	30			
	40			
220/10	30	12.5	Y_N/d_{11}	220/10.5
220/30	20	12.5	Y_N/Y_{n0}	220/31.5
	30			
	40			
	60	15.3		

III-3-2-3-Impédance du réseau MT:

La résistance de la ligne R est égale à R_0L

La réactance de la ligne X est égale à X_0L

Avec :

$$\left\{ \begin{array}{l} R_0 = \text{résistance linéaire de la ligne en } \Omega/\text{km}. \\ X_0 = \text{réactance linéaire de la ligne en } \Omega/\text{km}. \\ L = \text{longueur de la ligne en km}. \end{array} \right.$$

Le tableau ci-dessous donne la résistance et le courant limite thermique en fonction de la section et de la nature du conducteur.

Nature	Section (mm ²)	R 20°C (Ω/km)	R 50°C (Ω/km)	I _{LT} (A)
Cuivre	30	0.627	0.701	109
	50	0.379	0.424	180
	70	0.269	0.300	210
	95	0.194	0.217	250
	120	0.157	0.176	300
	146	0.126	0.141	340
	185	0.099	0.111	400
Aluminium	25	1.200	1.345	78
	35	0.868	0.973	95
	50	0.641	0.918	114
	70	0.443	0.497	142
	95	0.320	0.359	172
	120	0.253	0.284	198
	150	0.206	0.231	225
	185	0.164	0.184	245
	240	0.125	0.140	305

III-3-2-4-Impédances des lignes et de câble: [14]

Les lignes et les câbles utilisés dans les réseaux de distribution possèdent une résistance souvent non négligeable devant leur réactance.

Ces éléments sont passifs, présentent au passage d'un courant équilibré une impédance dont la valeur est indépendante de l'ordre de succession des phases.

En conséquence les impédances directe et inverse de ces éléments sont identiques ($\bar{Z}_d = \bar{Z}_i$).

- **Impédances des lignes aériennes:**

- **Impédance directe ou inverse:**

Pour une ligne triphasée, la mesure de cette impédance \bar{Z}_d ou \bar{Z}_i s'effectue comme suit :

-On court-circuite les extrémités de la ligne.

-On applique successivement une tension composée entre phases prises deux à deux.

-On mesure les courants I_x correspondant à chacun des trois circuits. Soit I la moyenne des I_x .

L'impédance directe ou inverse a pour valeur: $Z_d = \frac{V_0}{2I}$ c'est le montage de la figure III-1 qui permet la mesure de Z_d .

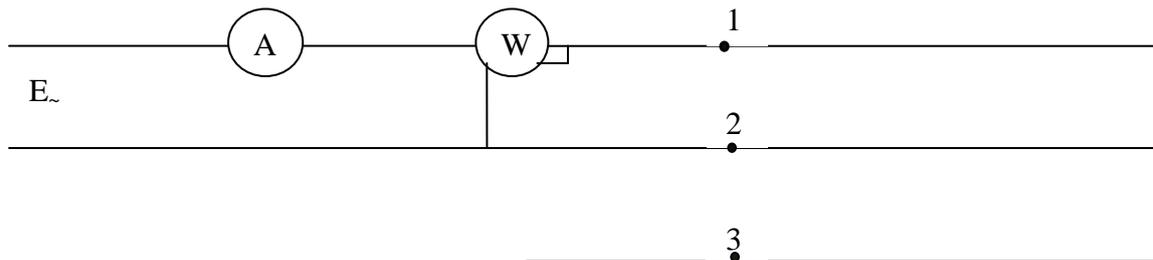


Figure III-1 : Schéma du montage pour la mesure de Z_d ou Z_i

Z_d est de dénominateur égal à $2I$ car le circuit sur lequel on effectue les mesures représente deux fois la longueur d'un conducteur de phase.

En ajoutant un wattmètre au circuit dont on cherche à déterminer l'impédance, on peut déduire :

-Sa résistance :
$$R = \frac{P}{2I^2}$$

-Sa réactance :
$$L\omega = \sqrt{Z_d^2 - R^2}$$

L'expression de l'impédance directe ou inverse est égale à:

$$Z_d = Z_i = R + j\omega(0.5 + 4.6 \log \frac{D}{r}) 10^{-4} \quad (\text{H/km})$$

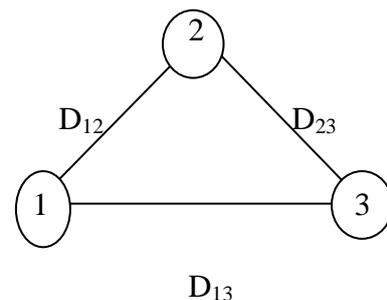
Ou r : Rayon du conducteur de la ligne

D : Position relative de ces conducteurs dans l'espace

$$D = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{13} \cdot D_{23}} \quad (\text{m})$$

ω : Pulsation (rd/s)

Soient 1, 2 et 3 les positions des conducteurs D_{12} , D_{13} et D_{23} ,

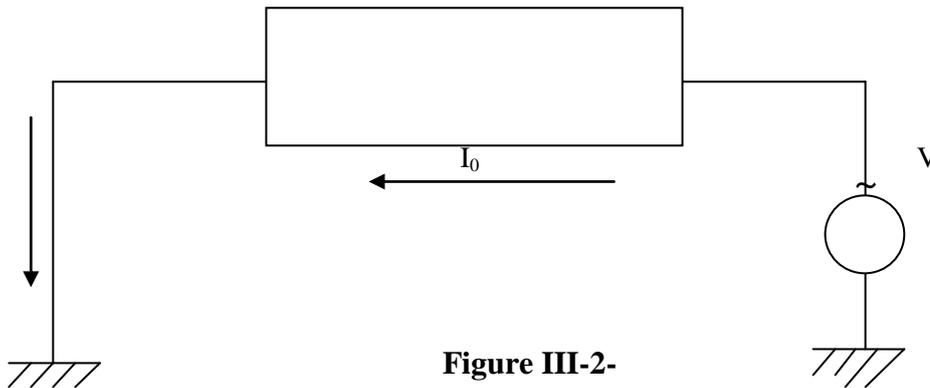


les distances respectives de ses conducteurs.

Pratiquement, la valeur de \bar{Z}_d est sensiblement voisine de 0.4 Ω/km pour une ligne MT triphasé.

➤ **Impédance homopolaire:**

L'impédance $Z_0 = \frac{V}{I_0}$ d'une ligne triphasée se mesure en réalisant le montage de la figure III-2



Cette impédance par phase peut être déterminée par la formule de CARSON

$$Z_0 = R + 3 \left[\frac{\pi\omega}{2} + j4.6\omega \log \frac{d''}{\sqrt{r'D^2}} \right] 10^{-4} \quad (\Omega/\text{km})$$

$$r' = 0.779 r$$

Avec r' : Le rayon géométrique équivalent d'un conducteur cylindrique homogène.

$$d'' = 0.522 / \sqrt{\sigma \cdot \omega} \quad (\text{cm})$$

d'' : La profondeur du conducteur fictif de retour dans le sol.

σ (C.G.S) : La conductibilité du sol dont la valeur dépend de la nature du terrain.

La partie réelle de l'impédance homopolaire Z_0 est de valeur : $R + \frac{3}{2} \pi\omega \cdot 10^4 = R + 0.15$, représente la résistance totale du circuit ligne/sol, R : étant la résistance du conducteur métallique et le 0.15 est la valeur de la résistance du sol.

Pour les calculs de courant de court-circuit, on peut supposer en première approximation l'impédance homopolaire est égale à trois fois l'impédance directe ou inverse.

$$Z_0 \cong 3Z_i \cong 3Z_d \cong 1.2 \Omega/\text{km}$$

- **Impédances des câbles souterrains:**

- **Impédance directe ou inverse:**

Les fabricants de câble définissent dans leur catalogue une expression appelée facteur d'impédance f_1 . A partir de la résistance en courant continu $R_c = \rho \frac{1}{S}$ d'un conducteur de câble, le facteur d'impédance permet le calcul de l'impédance directe par la relation :

$$Z_d = f_1 \times R_c \quad \text{généralement, } Z_d = Z_i \cong 0.1 \text{ } \Omega/\text{km}$$

- **Impédance homopolaire:**

L'impédance homopolaire d'un câble se mesure comme celle d'une ligne aérienne. Elle est très compliquée à déterminer car il n'existe pas de formules simples qui permettent, connaissant l'impédance directe d'un câble, d'en déduire son impédance homopolaire. Sa valeur dépend de cas d'espèces:

-Câble tripolaire sous enveloppe unique:

Pour un câble à armure non magnétique, son impédance homopolaire se calcul par la formule suivante :

$$Z_0 = R + 3jL_{cp}\omega + 3R_p(1-K) \quad (\Omega/\text{km})$$

$$L_{cp} = \left(4.6 \log \frac{r_m}{\sqrt[3]{r' D^2}} \right) 10^{-4} \quad (\text{H/km})$$

$$K = \frac{R_p'}{R_p'' + jL'\omega}$$

$$R_p' = R_p + R_{T1} + R_{T2}$$

$$R_p'' = R_p + R_S$$

Donc: $R_p'' = R_p' + R_S = R_p + R_{T1} + R_{T2} + R_S$

Avec R_S : La résistance du sol, elle est en fonction de la longueur du câble.

$$L' = 4.6 \log \frac{3.3}{\gamma \alpha r_m} 10^{-4} \quad (\text{H/km})$$

Avec R : Résistance d'un conducteur.

R_p : Résistance en courant continu de l'enveloppe de plomb.

r' : Rayon géométrique équivalent d'un conducteur.

D: Distance entre conducteurs.

R_p' : Résistance de l'enveloppe majorée de la résistance des prises de terre.

$$\gamma = 1.781, \alpha = \sqrt{4\pi\sigma\omega} \quad \text{avec } \sigma : \text{conductibilité (C.G.S)}$$

Dans le cas d'un câble à armure magnétique, il est préférable de déterminer Z_0 expérimentalement.

-câble unipolaire sous enveloppe individuelle:

Dans ce type de câble, l'impédance homopolaire se calcule par la formule:

$$Z_0 = R + j\omega L_{cp} + R_p (1-K) \quad (\Omega/\text{km})$$

$$L_{cp} = \left[4.6 \log \frac{r_m}{r'} \right] 10^{-4} \quad (\text{H/km})$$

$$K = \frac{R_p'}{3} \frac{1}{R'' + jL'\omega}$$

$$R_p'' = \frac{R_p'}{3} + R_s$$

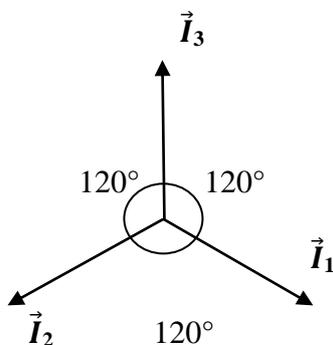
$$L' = 4.6 \log \frac{3.3}{\gamma \alpha \sqrt[3]{r_m D^2}} 10^{-4} \quad (\text{H/km})$$

III-3-3-Les composantes symétrique:

Le calcul des courants de court-circuit nécessite le recours aux composantes symétrique, sauf pour le cas d'un défaut triphasé symétrique, qui n'introduit aucun déséquilibre entre les phases du réseau.

III-3-3-1-Définition des composantes symétriques:

On considère le système triphasé sinusoïdal équilibré suivant :

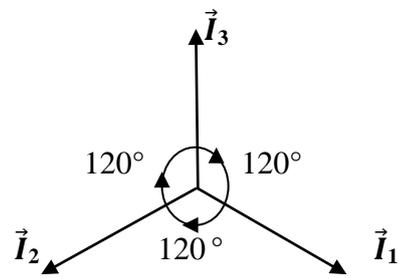


a-Système direct :

$$I_1 = I\sqrt{2} \cos \omega t$$

$$I_2 = I\sqrt{2} \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3})$$

$$I_3 = I\sqrt{2} \cos(\omega t + \frac{4\pi}{3})$$

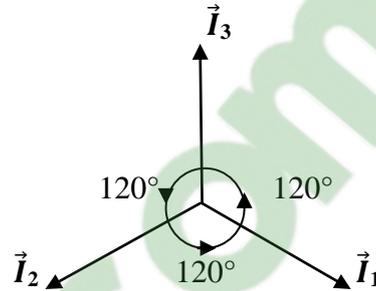


b-Systeme inverse

$$I_1 = I\sqrt{2} \cos \omega t$$

$$I_2 = I\sqrt{2} \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3})$$

$$I_3 = I\sqrt{2} \cos(\omega t - \frac{4\pi}{3})$$



c- Systeme homopolaire:

$$I_1 = I\sqrt{2} \cos \omega t$$

$$I_2 = I\sqrt{2} \cos(\omega t \pm 2\omega) = I\sqrt{2} \cos \omega t$$

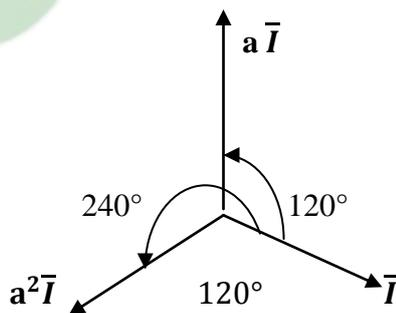
$$I_3 = I\sqrt{2} \cos(\omega t \pm 4\omega) = I\sqrt{2} \cos \omega t$$



III-3-3-2-Définition et propriétés de l'opérateur «a»:

Le principe de la méthode des composantes symétrique, consiste à ramener un système de trois vecteurs quelconque à trois systèmes de vecteurs symétriques.

Pour simplifier cette opération, on fait appel à un nouvel opérateur appelé «a»



Un déphasage avant (ou arrière) de 360° fait coïncider le vecteur a^3I avec le vecteur I , ce qui permet d'écrire: $a^3I = I$ ou $a^3 = 1$.

III-3-3-3-Décomposition d'un système triphasé quelconque formé de trois vecteurs \bar{I}_1 , \bar{I}_2 et \bar{I}_3 :

Par définition, le vecteur de chaque phase est la somme de trois vecteurs appartenant chacun à l'un des systèmes direct, inverse et homopolaire.

On écrit:

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_{d1} + \bar{I}_{i1} + \bar{I}_{01} = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_0$$

$$\bar{I}_2 = \bar{I}_{d2} + \bar{I}_{i2} + \bar{I}_{02} = a^2 \bar{I}_d + a \bar{I}_i + \bar{I}_0$$

$$\bar{I}_3 = \bar{I}_{d3} + \bar{I}_{i3} + \bar{I}_{03} = a \bar{I}_d + a^2 \bar{I}_i + \bar{I}_0$$

Avec: $\bar{I}_{d1} = \bar{I}_d$ $\bar{I}_{i1} = \bar{I}_i$ $\bar{I}_{01} = \bar{I}_0$

III-3-3-4-Expression des composantes symétriques:

$$\bar{I}_0 = \frac{1}{3} (\bar{I}_1 + \bar{I}_2 + \bar{I}_3)$$

$$\bar{I}_d = \frac{1}{3} (\bar{I}_1 + a \bar{I}_2 + a^2 \bar{I}_3)$$

$$\bar{I}_i = \frac{1}{3} (\bar{I}_1 + a^2 \bar{I}_2 + a \bar{I}_3)$$

III-3-4-Analyse du défaut: [15]

On distingue trois types de défaut:

- Triphasé
- Biphase
- Monophasé

Chacun de ces trois défauts est caractérisé par:

- Un système d'équations qui met en jeu les tensions entre chaque phase et la terre.

Un système d'équation faisant intervenir les courants de chaque phase.

Pour étudier un défaut, on doit:

- Ecrire les équations caractérisant le défaut.
- Ecrire le système d'équation du principe de superposition.
- Résoudre le système global en introduisant un opérateur mathématique « a ».

Le principe de superposition permet de déterminer les relations entre les trois systèmes.

Pour les composantes des tensions, on a:

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_d + \bar{V}_i + \bar{V}_0$$

$$\bar{V}_2 = a^2 \bar{V}_d + a \bar{V}_i + \bar{V}_0$$

$$\bar{V}_3 = a \bar{V}_d + a^2 \bar{V}_i + \bar{V}_0$$

Pour les composantes des courants, on a :

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_0$$

$$\bar{I}_2 = a^2 \bar{I}_d + a \bar{I}_i + \bar{I}_0$$

$$\bar{I}_3 = a \bar{I}_d + a^2 \bar{I}_i + \bar{I}_0$$

Du régime direct avec la f.e.m. et l'impédance Z , on a : $\bar{V} = \bar{E} - \bar{Z} \bar{I}$

D'où : $\bar{Z}_d \bar{I}_d + \bar{V}_d = \bar{E}_d$

$$\bar{Z}_i \bar{I}_i + \bar{V}_i = 0$$

$$\bar{Z}_0 \bar{I}_0 + \bar{V}_0 = 0$$

III-3-4-1-Calcul du courant de court-circuit triphasé:

En cas de défaut triphasé, les tensions au point de défaut sont nulles.

On aura : $V_1 = V_2 = V_3 = 0$

En remplaçant dans les trois systèmes, on obtient : $\bar{E}_d = \bar{Z}_d \bar{I}_d$

$$\bar{I}_i = 0$$

$$\bar{I}_0 = 0$$

D'où le courant de court-circuit triphasé:

$$\bar{I}_{cct} = \bar{I}_d = \frac{\bar{E}_d}{\bar{Z}_d} = \frac{1,1 \bar{U}_n}{\sqrt{3} Z_{eq}}$$

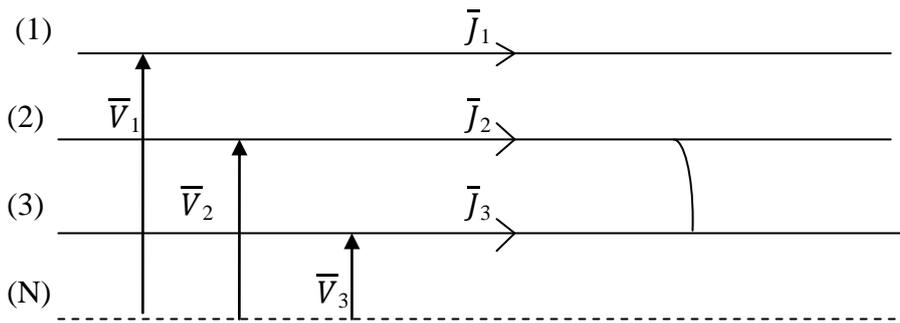
Avec: Z_{eq} = L'impédance du réseau amont au point de défaut.

U_n = Tension composée.

Cllicours.COM

III-3-4-2-Calcul du courant de court-circuit biphasé:

Considérons le système triphasé suivant:



Avec : J_1, J_2 et J_3 = courants des trois phases 1, 2, 3.

I_1, I_2, I_3 = courants de défaut des trois phases 1, 2, 3.

Au point de défaut :

$$\vec{I}_1 = 0$$

$$\vec{I}_2 + \vec{I}_3 = 0 \longrightarrow \text{les phases 2 et 3 sont liées.}$$

$$\vec{V}_2 = \vec{V}_3 \longrightarrow \text{même potentiel.}$$

En appliquant, le principe de superposition, on obtient:

$$\vec{V}_d = \vec{V}_i$$

$$\vec{I}_d + \vec{I}_i = 0$$

$$\vec{I}_0 = 0$$

$$\vec{E}_d = \vec{V}_d - \vec{V}_i + \vec{Z}_d \vec{I}_d - \vec{Z}_i \vec{I}_i$$

$$= 0 + \vec{Z}_d \vec{I}_d - \vec{Z}_i (-\vec{I}_d)$$

$$= \vec{Z}_d \vec{I}_d + \vec{Z}_i \vec{I}_d$$

$$\Rightarrow \vec{E}_d = \vec{I}_d (\vec{Z}_d + \vec{Z}_i)$$

$$\text{Donc: } \vec{I}_d = \vec{I}_{ccb} = \frac{\vec{E}}{(\vec{Z}_d + \vec{Z}_i)} = \frac{1.1 \vec{U}_n}{(\vec{Z}_d + \vec{Z}_i)}$$

Dans le cas d'un réseau : $Z_d = Z_i = Z_{eq}$

$$\text{D'où : } \vec{I}_{ccb} = \frac{1.1 \vec{U}_n}{2 \vec{Z}_{eq}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{1.1 \vec{U}_n}{\sqrt{3} \vec{Z}_{eq}}$$

$$\vec{I}_{ccb} = \frac{\sqrt{3}}{2} \vec{I}_{cct}$$

III-3-4-3-Calcul du courant de court-circuit monophasé:

Dans le cas où le neutre est mis à la terre, le courant de court-circuit se referme par le circuit du neutre.

$$\bar{I}_2 = \bar{I}_3 = 0$$

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_d + \bar{V}_i + \bar{V}_0 = \bar{Z}_n \bar{I}_1$$

$$\bar{I}_d = \bar{I}_i = \bar{I}_0$$

$$\bar{I}_i = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_0 = 3\bar{I}_d \Rightarrow \bar{I}_d = \frac{\bar{I}_i}{3}$$

D'ou: $\bar{V}_1 = 3\bar{Z}_n \bar{I}_d$

Et on a: $\bar{E}_d = \bar{V}_1 + \bar{I}_d (\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0)$

$$= \bar{V}_d + \bar{V}_i + \bar{V}_0 + \bar{I}_d (\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0)$$

$$= 3\bar{Z}_n \bar{I}_d + \bar{I}_d (\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0)$$

$$= \bar{I}_d (3\bar{Z}_n + \bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0)$$

$$\Rightarrow \bar{I}_d = \frac{\bar{E}_d}{(\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0 + 3\bar{Z}_n)}$$

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_{ccm} = 3\bar{I}_d = 3 \frac{1.1\bar{U}_n}{\sqrt{3} (\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0 + 3\bar{Z}_n)}$$

D'ou: $\bar{I}_{ccm} = \sqrt{3} \frac{1.1\bar{U}_n}{(\bar{Z}_d + \bar{Z}_i + \bar{Z}_0 + 3\bar{Z}_n)}$

III-3-5-Utilisation de la méthode des valeurs réduites pour le calcul des courants de court-circuit:

Pour ne pas entraîner des valeurs importantes dans le calcul des grandeurs électrique (courant, tension, impédance...), on est amené à introduire les valeurs des unités réduites.

III-3-5-1-Définition:

La valeur réduite d'une grandeur physique donnée est le rapport de cette dernière sur une autre grandeur physique de même nature, choisie arbitrairement comme référence, appelée « grandeurs de

base » de la tension en kV et la puissance en MVA. Elles sont généralement choisies égales aux tensions nominales des transformateurs afin d'avoir les valeurs en unités réduites ou égale à un.

Les grandeurs réduites des différents éléments du réseau sont alors :

$$S^* = \frac{S}{S_b} \qquad U^* = \frac{U}{U_b}$$

L'impédance et le courant de base peuvent être déduits directement:

$$I_b \text{ [A]} = \frac{S_b \text{ (kVA ou MVA)}}{V_b \text{ (kV)}} \qquad Z_b \text{ [\Omega]} = \frac{V^2}{S_b} \qquad S_b: \text{ en monophasé (1}\phi\text{)}$$

Nous avons en valeurs réduites: $U^* = V^*$ et $P^*_{3\phi} = P^*_{1\phi}$

III-3-5-2- Changement de base:

Quelque fois l'impédance réduite d'un élément du système se trouve exprimée dans une autre base que celle choisie. Comme toutes les impédances doivent s'exprimer par rapport à une même impédance de base, il est nécessaire de trouver un moyen de passer d'un système de base à un autre.

$$Z^*_2 = Z^*_1 \left(\frac{U_{b1}}{U_{b2}} \right)^2 \cdot \frac{S_{b2}}{S_{b1}} \qquad \text{Par unité (PU)}$$

U_{b1}, S_{b1} : Tension et puissance respectives dans l'ancienne base.

U_{b2}, S_{b2} : Tension et puissance respectives dans la nouvelle base.

III-3-5-3- Impédance des différents éléments du réseau:

- **Lignes:**

$$Z^*_L = X^*_L = \frac{X_L}{Z_b} \qquad \text{Avec: } Z_b = \frac{U_{b2}^2}{S_n}$$

Avec: U_b : Tension de ligne.

X_L : réactance linéique.

- **Transformateurs à deux enroulements:**

Comme on a vu précédemment, l'impédance d'un transformateur à deux enroulements est définie par:

$$Z_T = U_{cc\%} \cdot \frac{U_n^2}{S_n}$$

Z_T en unité réduite est:

$$Z^*_T = \frac{Z_T}{Z_b} \quad \text{et} \quad Z_b = \frac{U_b^2}{S_b}$$

$$\text{Donc :} \quad Z^*_T = U_{cc}\% \cdot \frac{U_n^2}{S_n} \cdot \frac{S_b}{U_b^2}$$

Avec : U_{cc} : Tension de court-circuit en %

S_n : Puissance nominale en MVA vu du primaire.

U_n : Tension nominale en kV du secondaire.

- **Transformateur à trois enroulements:**

Les impédances de ce transformateur en unité réduite s'expriment comme suit:

$$\bar{X}^*_1 = \frac{1}{2} (\bar{X}^*_{12} + \bar{X}^*_{13} - \bar{X}^*_{23})$$

$$\bar{X}^*_2 = \frac{1}{2} (\bar{X}^*_{12} + \bar{X}^*_{23} - \bar{X}^*_{13})$$

$$\bar{X}^*_3 = \frac{1}{2} (\bar{X}^*_{13} + \bar{X}^*_{23} - \bar{X}^*_{12})$$

$$\text{Avec:} \quad \bar{X}^*_{12} = \bar{X}^*_1 + \bar{X}^*_2$$

$$\bar{X}^*_{13} = \bar{X}^*_1 + \bar{X}^*_3$$

$$\bar{X}^*_{23} = \bar{X}^*_2 + \bar{X}^*_3$$

III-4-Régime du neutre: [3]

Dans un réseau, le régime du neutre joue un rôle très important, ainsi, lors d'un défaut d'isolement ou de mise accidentelle d'une phase à la terre, les valeurs prises par ces courants de défauts les tensions de contact et les surtensions sont étroitement liées au mode de raccordement du neutre dans lequel on a introduit une impédance pour en limiter l'intensité du courant traversant ce dernier.

III-4-1-Base du choix du régime de neutre:

Le choix du régime du neutre s'effectue en fonction des critères suivants:

-Niveau de tension, car le matériel doit avoir un niveau d'isolement compatible avec les surtensions engendrées lors des défauts monophasés.

-Coordination des isolements, les courants de défauts à la terre devant induire, compte tenu de

la politique des mises à la terre des ouvrages, des montées en tensions locales compatibles avec les isollements des matériels à basse et moyenne tension.

-Réglementation et législation concernant les élévations de tension des masses, la sensibilité de détection.

-Continuité de fourniture en cas de défaut à la terre.

-Limitation du courant de défaut franc à la terre pour diminuer les contraintes électrodynamiques sur les matériels et réduire les phénomènes d'induction sur les lignes de télécommunication et les surtensions sur le matériel BT.

-Recherche de l'auto extinction des défauts monophasés.

III-4-2-Différents régime du neutre:

Il existe trois régimes du neutre qui différent par: la situation du neutre par rapport à la terre, la situation des masses par rapport à la terre ou au neutre,

Chacun des trois régimes est caractérisé par l'association de deux lettres.

Les différents schémas du régime du neutre						
Type	Situation du neutre		Situation des masses		Régime du neutre	
1	neutre relié directement à la terre	T	masses reliées à une prise de terre	T	schéma	T.T.
2	neutre relié directement à la terre	T	masses reliées au neutre	N	schéma	T.N.
3	neutre isolé de la terre (ou impédant)	I	masses reliées à une prise de terre	T	schéma	I.T.

III-4-2-1-Régime TT:

Le neutre de l'installation est directement relié à la terre. Les masses de l'installation sont aussi reliées à la terre.

Aussitôt qu'un défaut d'isolement survient, il doit y avoir coupure : C'est la coupure au premier défaut.

Ce schéma est conçu de telle sorte que la boucle de défaut soit partiellement constituée par la terre, et que l'impédance de cette terre limite la valeur du courant de défaut, le schéma est représentée par la figure III-3.

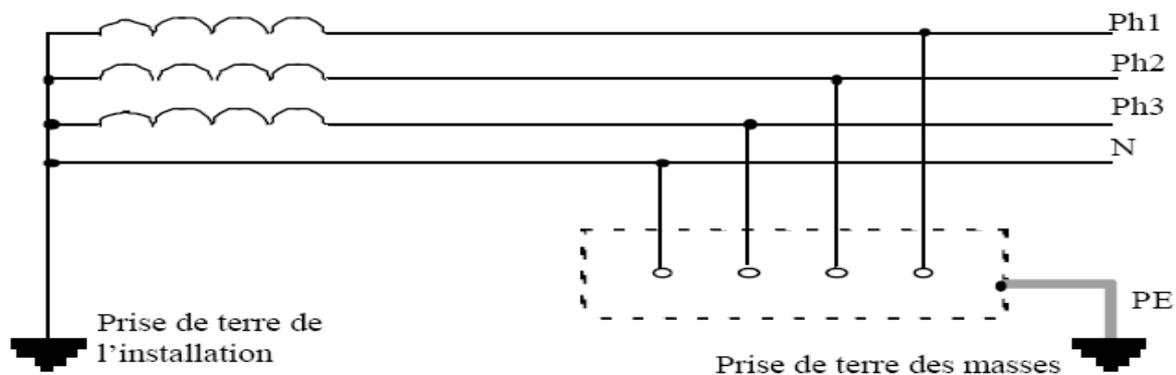


Figure III-3-Schéma TT.

III-4-2-2-Mise au neutre TN:

Type d'installation dans lesquelles un point de la source d'alimentation, généralement le neutre, est relié à la terre et dans la quelles les masses sont reliées directement à ce point de telle manière que tout courant de défaut entre un conducteur de phase et la masse soit un courant de court-circuit. Il se divise en:

- **Schéma TN-C:**

Le conducteur neutre et de protection (PE) sont confondus en un seul conducteur appelé (PEN). Les masses de l'installation sont reliées à ce conducteur commun. Le point neutre est relié à une prise de terre. Ce schéma est interdit pour les sections inférieures à 10 mm^2 cuivre ou 16 mm^2 aluminium, ainsi que pour les canalisations mobiles. Il est également interdit en aval d'un schéma T.N.S.

- **Schéma TN-S:**

Le conducteur neutre et le conducteur de protection sont distincts. Les masses sont reliées au conducteur de protection (PE) toujours en liaison directe avec la prise de terre du neutre. Ce schéma est obligatoire pour les sections inférieures à 10 mm^2 cuivre ou 16 mm^2 aluminium, ainsi que pour les canalisations mobiles. Il est également interdit en amont d'un schéma T.N.C, le schéma est représenté sur la figure III-4.

- **Schéma TN-CS:**

Schéma TN mixte comportant généralement à l'origine de l'installation, un réseau TN-C, suivi pour les installations terminales, par des réseaux TN-S.

Après le changement du schéma (TN-C puis TN-S), il est interdit de revenir au schéma TN-C.

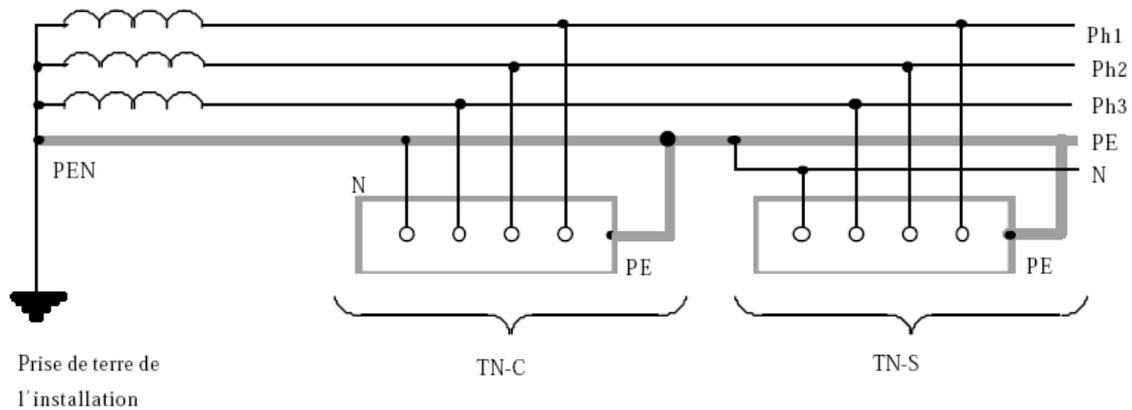


Figure III-4-Schéma TN-C, TN-S.

III-4-2-3-Neutre isolé IT:

Le neutre est isolé ou relié à la terre par une assez forte impédance figure III-5.

Le premier défaut ne présente pas de danger. Le courant phase masse est très faible et aucune tension dangereuse n'est à craindre. Mais il doit être signalé et recherché pour être éliminé. La coupure est obligatoire au deuxième défaut.

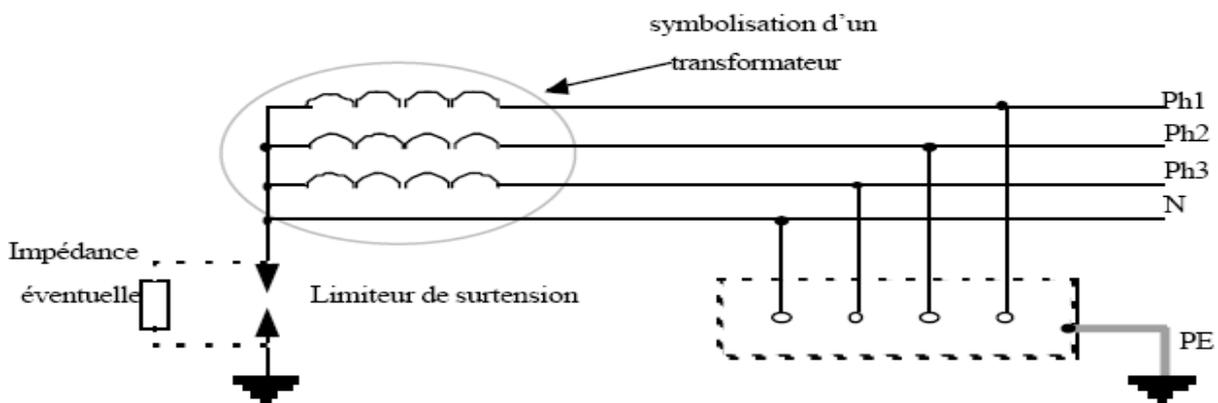


Figure III-5-Schéma IT.

Le tableau suivant résume les différentes caractéristiques de ces régimes.

Schéma	TT	TN	IT
Action lors d'un défaut d'isolement	Mise hors tension immédiate	Mise hors tension immédiate	Poursuite de l'exploitation en recherchant le défaut
Importance du courant de défaut	Quelques dizaines d'ampères	Plusieurs kiloampères (courant de court-circuit)	Quelques dizaines de milliampères

III-5-Conclusion:

D'après ce chapitre, nous concluons que l'analyse mathématique des courants de court-circuit est très importante car elle nous renseigne sur l'ordre de grandeur des courants des différents types de court-circuit, ce qui permet de bien dimensionner les protections.

En effet, les courants de court-circuit sont des incidents qu'il faut éliminer dans un laps de temps pour limiter les conséquences et les effets néfastes sur le fonctionnement des réseaux, la tenue du matériel et surtout la sécurité des personnes.

Chapitre IV

Etude de la protection

IV-1-Introduction:

Il convient de rappeler qu'un équipement de protection est un système de mesure qui surveille en permanence les paramètres importants du réseau (tension, courant ou combinaison de ces paramètres). Les protections doivent être conçues pour protéger non seulement les ouvrages mais aussi tout le système électrique.

De nouvelles protections numériques, qui convertissent les signaux analogiques issus des transformateurs de mesure en grandeur numérique pour traiter ensuite le signal par un processus numérique au moyen de microprocesseurs rapides, sont maintenant disponibles. Elles font l'objet de larges expérimentations en réseau dans tous les pays ayant des réseaux de transport importants. L'utilisation des techniques numériques permet le développement de nouveaux algorithmes performants de protection.

Notre étude sera spécifiée sur l'Unité de commande et de protection REF 542plus.

IV-2-Définition: [3]

Le REF542plus est une unité de protection et de contrôle principalement destinée au montage dans les installations moyenne tension. Cet appareil est le successeur de l'unité multifonction REF542 et assure, comme son prédécesseur, les fonctions suivantes :

- Protection
- Mesure
- Contrôle
- Supervision

Toutes les fonctions mentionnées ci-dessus ainsi que des fonctions spécifiques pour la qualité de l'énergie sont intégrées dans un environnement programmable. Grâce à la flexibilité et à l'évolutivité exceptionnelles de cette nouvelle génération d'appareils, il est possible d'intégrer toutes les fonctions secondaires dans une seule unité. Cela conduit à une solution intelligente et claire là où l'approche traditionnelle se révélerait chère et inefficace.

Les figures (IV-1, IV-2) suivantes illustrent quelques exemples d'installation de l'unité REF542plus dans plusieurs types de tableaux de moyenne tension.



Figure IV-1-REF542plus installée dans des tableaux isolés au gaz

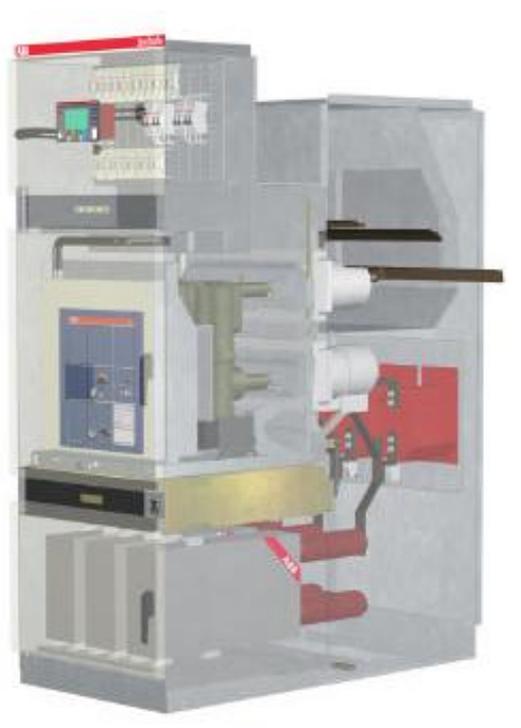


Figure IV-2-REF542plus installée dans des tableaux isolés dans l'air

L'unité REF542plus est basée sur un système à microprocesseur à temps réel. Les fonctions de mesure et de protection sont exécutées par un processeur de traitement de signaux DSP (Digital Signal Processor) alors que les fonctions de contrôle sont confiées à un microcontrôleur (MC). Grâce à cette séparation des tâches, toute modification du schéma de contrôle n'a pas d'influence sur le réglage des fonctions de protection programmées. Un Processeur de Communication (PC) assure l'intégration de

l'unité dans un système de conduite des stations. La figure IV-3 représente le schéma fonctionnel du REF542plus.

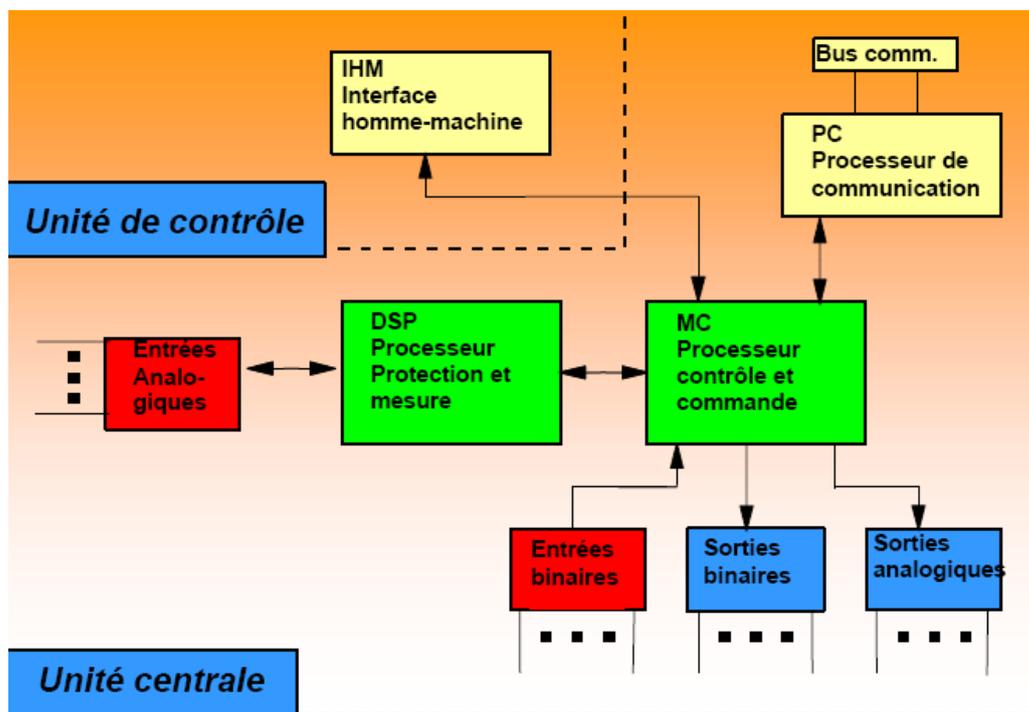


Figure IV-3-Schéma fonctionnel de l'unité REF542plus.

Comme l'illustre la figure IV- 3, l'unité est formée de deux parties: une unité centrale et une interface homme-machine (IHM). L'unité centrale comprend l'alimentation, les processeurs, les modules analogiques et binaires d'entrée/sortie (E/S), ainsi que les modules optionnels pour les fonctions supplémentaires.

L'unité de contrôle IHM est indépendante et dotée d'une alimentation autonome. Elle peut être installée sur la porte du compartiment basse tension de la cellule ou dans un endroit dédié à proximité de l'unité centrale. L'interface IHM est normalement utilisée pour la configuration des paramètres de protection et la commande locale des appareils de manœuvre du tableau. L'unité de contrôle IHM est raccordée à l'unité centrale par un câble bifilaire à paire torsadée blindé et isolé en conformité avec l'interface RS485. La Figure IV-4 montre l'installation de l'unité centrale et de l'interface IHM dans le compartiment basse tension d'un tableau moyenne tension.



Figure IV-4-Montage de l'unité centrale dans le compartiment BT de l'IHM sur la porte

Comme montré à la figure IV-5, l'interface IHM a un afficheur à cristaux liquides (LCD) rétroéclairé, huit touches, des indicateurs de type LED et une interface à clé électronique. La langue de l'afficheur peut être sélectionnée via le logiciel de configuration utilisé aussi pour définir le programme de contrôle et de protection.

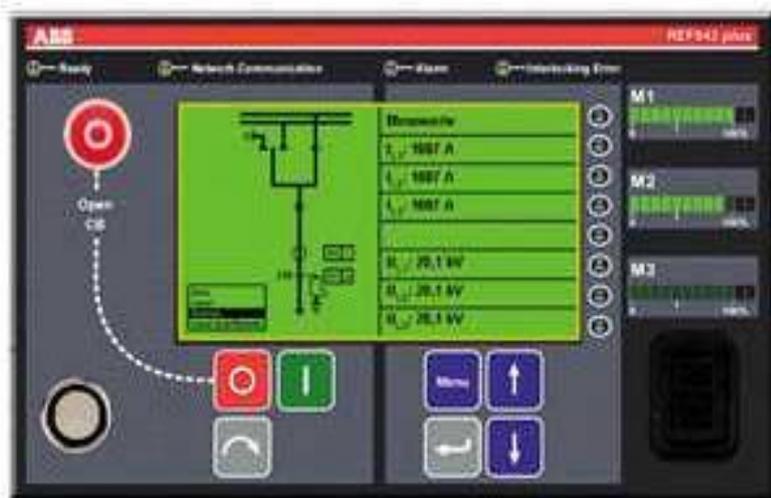


Figure IV-5-Unité de contrôle IHM

La moitié gauche de l'afficheur LCD est réservée au schéma électrique unipolaire de la cellule, la partie droite étant utilisée pour afficher le menu ou les sous-menus sélectionnés par l'utilisateur. Deux clés électroniques sont disponibles, fournissant des droits différents. Chaque clé est programmée afin de permettre:

- Le paramétrage des fonctions de protection
- La sélection des fonctions de contrôle

La façade de l'interface IHM dispose de trois barres à LED librement programmables.

Chaque barre est formée de dix LEDs vertes et deux LEDs rouges et peut être configurée par l'utilisateur pour l'affichage des valeurs de mesure demandées. Les LEDs rouges indiquent un niveau supérieur à la valeur assignée.

Les fonctions de l'unité REF542plus peuvent être adaptées aux exigences du système à l'aide de la configuration chargée par l'utilisateur pendant la mise en service. Un ordinateur de type PC (notebook) avec système d'exploitation Windows NT est connecté dans ce but à l'interface optique en façade avant de l'unité de contrôle IHM.

L'interface entre l'unité multifonctions REF542plus et l'appareillage de moyenne tension (MT) en tant que système primaire se compose de :

- Entrées analogiques pour la mesure des signaux de courant et de tension provenant de transformateurs de mesure ou de capteurs de mesure de courant et de tension non-conventionnels.
- Entrées binaires avec optocoupleurs pour la séparation galvanique des signaux externes.
- Sorties binaires avec relais mécaniques ou sorties statiques pour le contrôle des dispositifs de manœuvre.
- En option, sorties analogiques à quatre canaux de 0 à 20mA ou de 4 à 20 mA.
- En option, connexion à un système de conduite des stations ABB ou d'une entreprise tierce.

Les produits Industriels peuvent être aisément combinés ensemble pour former des systèmes à grande valeur ajoutée à la manière de brancher et de produire.

La certification selon le "Niveau 0: Information" assure que toute la documentation du produit – y compris le manuel d'utilisation, instructions d'installation et de maintenance, dessins électriques et mécaniques, rapports de test et informations spécifiques pour la commande – sont disponibles en ligne en format électronique, accessibles via des produits logiciel et systèmes basés sur la plate-forme intégrée ABB.

De cette manière, l'utilisateur final bénéficie d'un grand avantage au moment de l'installation, configuration, opération et la maintenance du produit dans la station.

IV-3-Fonctions: [16]

L'unité de protection et de contrôle REF542plus regroupe toutes les fonctions secondaires dans un seul appareil qui comprend aussi une fonction d'auto-surveillance. Toutes les fonctions sont conçues sous forme de modules logiciels librement configurables pour répondre à une large gamme d'exigences dans le cadre des stations MT. Grâce à la flexibilité du logiciel, l'unité REF542plus peut être utilisée sur des tableaux de tout type, indépendamment de l'application spécifique requise.

IV-3-1-Configuration:

Les diverses applications de protection et de contrôle peuvent être facilement réalisées grâce à des modules de fonctions logiciels permettant de définir librement les caractéristiques et les fonctions suivantes d'un système secondaire:

- LEDs pour signalisation locale (descriptif et couleurs).
- Schéma électrique unifilaire avec indication d'état des dispositifs de manœuvre.
- Schémas de protection demandés.
- Schémas de contrôle nécessaires.
- Schémas de verrouillage.
- Séquences d'automatisation.

Avec le REF542plus l'utilisateur dispose d'un système secondaire entièrement intégré dans un véritable contrôleur programmable à temps réel. Cette flexibilité est très avantageuse dans la définition des fonctions de contrôle pour les séquences d'automation qui peuvent comprendre entre autres, le verrouillage des dispositifs de manœuvre, le blocage des fonctions de protection spécifiques ou le démarrage des séquences de manœuvre.

La nouvelle unité multifonctions REF542plus fournit une large gamme de fonctions logiques afin de permettre la configuration de n'importe quel programme de contrôle demandé. La gamme de fonctions logiques comprend :

- Portes logiques ET (AND).
- Portes logiques NON ET (NAND).
- Portes logiques OU (OR).
- Portes logiques NON OU (NOR).
- Portes logiques OU exclusif (XOR).
- Bascules monostables et bistables.
- Compteurs.
- Temporisateurs.
- Générateurs d'impulsions.
- Mémoires.

De façon analogue à la libre définition du programme de contrôle, l'utilisateur peut configurer le schéma de protection désiré à travers la combinaison des modules des fonctions de protection. Sont prévues, par exemple, les fonctions de protection suivantes:

- Mémoires.
- Protection à maximum de courant de phase à temps défini.
- Protection à maximum de courant de phase à temps inverse.
- Protection à maximum de courant directionnelle.

- Protection à minimum et maximum de tension.
- Protection de distance.
- Protection différentielle pour transformateurs et moteurs.
- Protection à image thermique pour câbles, transformateurs et moteurs.
- Protection de puissance réactive.
- Contrôle de synchronisme.

Les paramètres du programme de protection peuvent être modifiés via l'unité de contrôle IHM sans utilisation d'un micro-ordinateur. Toutefois, les utilisateurs peuvent exécuter des opérations particulières également sur place, au moyen d'un PC portable raccordé à l'interface optique de l'IHM et du logiciel de configuration fourni. Ces opérations comprennent:

- Paramétrage du schéma de protection.
- Lecture des valeurs de mesure.
- Lecture de l'état des E/S binaires.
- Lecture de l'enregistreur des défauts.
- Affichage de l'état logique des E/S du FUPLA.

IV-3-2-Fonctionnement:

L'utilisation de l'interface conviviale de l'unité de contrôle IHM permet de gérer et de contrôler une vaste gamme de fonctions. Cette interface est illustrée à la figure IV-6 qui suit.

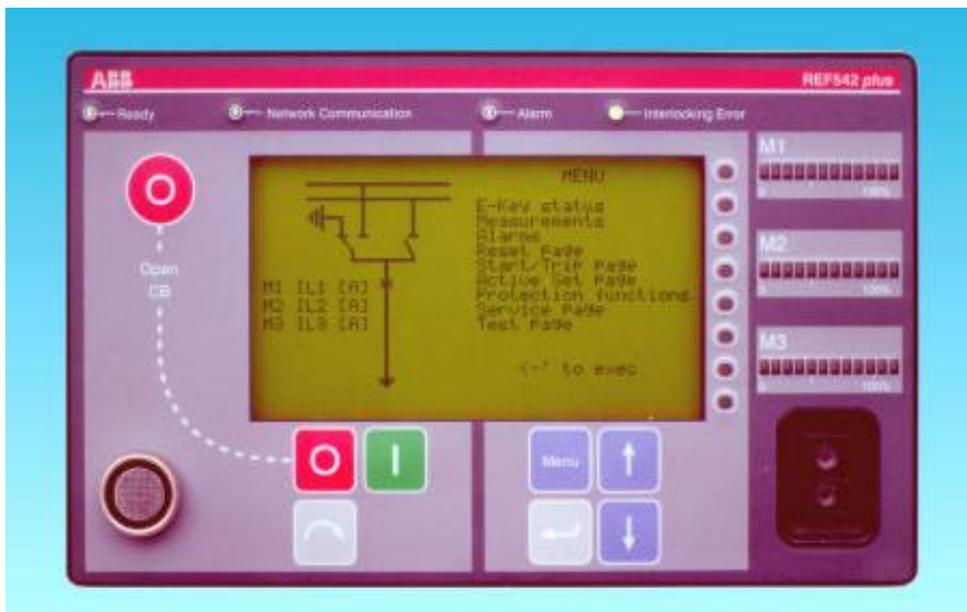


Figure IV-6-Unité de contrôle avec IHM

L'unité IHM comprend les fonctions suivantes:

IV-3-2-1 Afficheur LCD:

L'afficheur à cristaux liquides rétro-éclairé de l'unité IHM fournit une représentation graphique des dispositifs de manœuvre dans le tableau contrôlé par l'unité REF542plus, avec possibilité de régler au choix l'intensité et la durée de l'éclairage. Le schéma électrique unifilaire signale l'état actuel des dispositifs de manœuvre. La moitié droite de l'afficheur à cristaux liquides est réservée au seul texte, tel que valeurs de mesure, descriptions du menu principal et des sous-menus, signaux de protection et événements mémorisés. L'afficheur à cristaux liquides permet de visualiser:

- Jusqu'à huit icônes pour les dispositifs de manœuvre.
- Diverses icônes pour moteurs, transformateurs, capteurs, transducteurs.
- Un maximum de 40 lignes.

IV-3-2-2 Indication d'état:

L'état de l'unité REF542plus est signalée par quatre LED de système décrit dans les étapes suivantes.

- **Etat de fonctionnement:**

Sur le panneau frontal de l'unité IHM, l'état opérationnel est définie "Ready" (Prêt) et il est visualisé par une LED verte. L'appareil n'est pas opérationnel si cette LED est éteinte. Cela est possible, par exemple, pendant le chargement du logiciel de configuration ou quand un défaut est détecté dans l'unité centrale.

- **L'état de la communication:**

Sur le panneau frontal de l'unité IHM, l'état de la communication est défini "Network Communication" (Communication avec le réseau). Si le REF542plus doit être connecté à un système de conduite des stations, l'extension avec une carte de communication appropriée est nécessaire. Une LED verte est utilisée pour l'indication de l'état de fonctionnement normal de la carte de communication. La couleur de la LED devient rouge s'il y a un problème dans la communication.

- **Signalisation d'alarme:**

Plusieurs conditions d'alarme peuvent être définies et configurées par l'utilisateur. Lorsque l'une des conditions préétablies se produit, la LED rouge s'allume.

- **Etat des verrouillages:**

La LED est verte tant qu'aucune condition de verrouillage n'a été transgressée. En cas de manœuvre violant les conditions de verrouillage, telle que la manœuvre d'un sectionneur avec le disjoncteur en position fermé, la couleur de la LED va changer temporairement au rouge.

IV-2-2-3-Indicateur à LED:

Huit LEDs à trois couleurs librement programmables sont prévues pour une signalisation locale. Le nombre des options de visualisation par LED peut être quadruplé à travers la structure du menu. Au total, 32 indications sont disponibles pour afficher l'état des fonctions de protection, de contrôle et de surveillance.

IV-2-2-4-Barres à LED:

Trois barres à LEDs librement programmables sont prévues pour la visualisation des valeurs de mesure demandées. Chaque barre est formée de dix LEDs vertes et deux rouges. Les valeurs assignées aux grandeurs mesurées correspondant aux dix LEDs vertes sont définies dans le logiciel de configuration. Si les valeurs de mesure sont supérieures aux valeurs assignées, les LEDs rouges s'allument pour signaler un dépassement.

IV-2-2-5-Touches de commande:

Les touches s'utilisent pour l'action des dispositifs de manœuvre dans le contrôle local. Au total huit touches sont disponibles, quatre pour la commande des appareils primaires et quatre pour parcourir le contenu des menus. Une touche d'urgence peut être configurée dans le logiciel de configuration FUPLA pour ouvrir immédiatement le disjoncteur quand elle est pressée simultanément avec la touche normale d'ouverture.

IV-2-2-6-Clé électronique:

Deux clés électroniques différentes sont disponibles. Une sert pour le paramétrage des fonctions de protection, l'autre pour la sélection des modes de contrôle : local, à distance ou local/à distance. L'utilisation de ces deux clés permet de séparer les fonctions de protection et de contrôle. Si nécessaire, une clé générale, permettant l'accès aux deux modes, est disponible. Le capteur de reconnaissance de la clé électronique est situé sur le panneau frontal de l'unité de contrôle IHM.

IV-3-3 Mesure:

L'unité de protection et de commande REF542plus est dotée de maximum huit entrées analogiques pour la mesure des signaux de courant et de tension. Ces entrées sont subdivisées en trois groupes. Les groupes un et deux doivent être homogènes, ils peuvent mesurer trois courants ou trois tensions. Par exemple, la mesure de un courant et de deux tensions n'est pas permise. Le groupe trois peut recevoir tout type de signal : deux courants, deux tensions, un courant et une tension, etc. L'entrée huit dans la

configuration actuelle peut être utilisée seulement pour la mesure et pas pour la protection. Les entrées analogiques sont très flexibles, cette flexibilité étant requise par toutes les fonctions de protection de l'unité REF542plus.

La configuration de mesure la plus courante utilise trois entrées de courant, trois entrées de tension ainsi qu'une entrée pour le courant de défaut à la terre. Toutes les valeurs sont visualisées sur l'afficheur LCD comme valeurs primaires. Le système sauvegarde en permanence toutes les valeurs calculées dans une période de temps établie, par exemple l'énergie, le nombre de manœuvres du disjoncteur et les valeurs minimales et maximales de mesure. Ces données restent disponibles même en cas de coupure de l'alimentation. Quand on utilise la configuration courante, les valeurs suivantes sont visualisées sur l'afficheur LCD.

IV-3-3-1-Valeurs mesurées directement:

- Courants de ligne triphasés.
- Tensions de phase triphasées.
- Courant de terre ou tension résiduelle
- Fréquence.

IV-3-3-2-Valeurs calculées:

- Tensions de ligne triphasées.
- Courant de terre ou tension résiduelle.
- Valeur moyenne/maximale du courant triphasé (déterminé dans un intervalle de quelques minutes).
- Puissance apparente, active et réactive.
- Facteur de puissance.
- Energie active et réactive.

IV-3-4 Protection:

L'unité REF542plus offre une vaste gamme de fonctions de protection. Comme mentionné précédemment, il est possible de réaliser de nombreux programmes de protection pour divers composants du système. Les fonctions de protection disponibles peuvent être associées pour former le programme de protection requis.

La Figure IV-7 illustre un exemple de programme de protection.

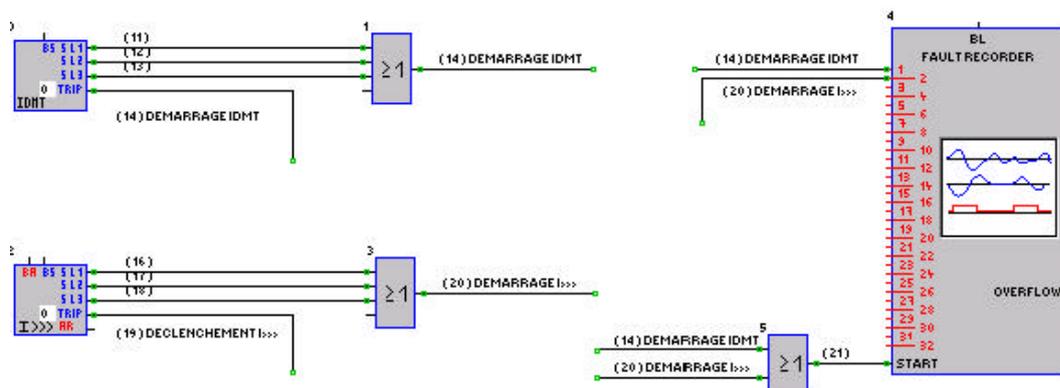


Figure IV-7- Programme de protection dans le FUPLA.

IV-3-5-Contrôle:

Le REF542plus permet le fonctionnement en mode local grâce à la fonction de verrouillage contre d'éventuelles erreurs de manœuvre. La position des divers dispositifs de manœuvre dans le tableau est visualisée sur l'afficheur LCD de l'unité de contrôle IHM. Si le mode de contrôle local est choisi, les manœuvres peuvent être effectuées localement en utilisant les touches de commande de l'interface IHM. On ne peut sélectionner un mode de contrôle différent qu'avec la clé électronique correcte.

Dans le mode de contrôle à distance, ne sont possibles que les manœuvres via le système de conduite de la station. Un mode spécial de commande, local et à distance, est spécialement destiné aux utilisateurs qui entendent effectuer simultanément une manœuvre localement et à distance.

On peut également réaliser des verrouillages entre les tableaux connectés au même jeu de barres. Pour cette fonction, il est nécessaire de recevoir des informations d'état sur les dispositifs de manœuvre vers et depuis d'autres tableaux. Les informations d'état doivent être transmises soit par un système de bus à boucle avec connexion câblée ou via le système ABB, plus sophistiqué, de conduite des stations.

La Figure IV-8 montre un exemple de programme de contrôle du disjoncteur.

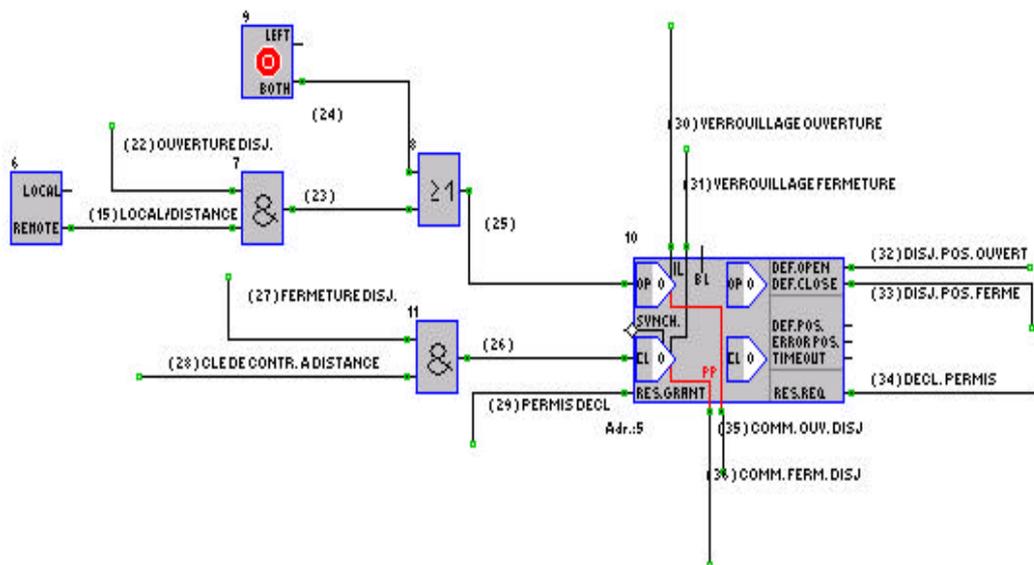


Figure IV-8-Programme de contrôle dans le FUPLA.

IV-3-6 Mémorisation des événements:

Les trente derniers événements mémorisés peuvent être affichés localement sur l’afficheur LCD de l’unité de contrôle IHM. Les événements sont associés aux fonctions de protection. Outre le nom de l’événement, sont visualisées des informations supplémentaires comme l’heure, la date et la valeur efficace du courant de court-circuit coupé par le disjoncteur. Chaque événement est enregistré avec la date et l’heure correspondantes. L’heure est fournie par l’horloge interne de l’unité REF542plus, qui peut être synchronisé avec le système de conduite de la station. La figure IV-9 indique une liste d’événements mémorisés.

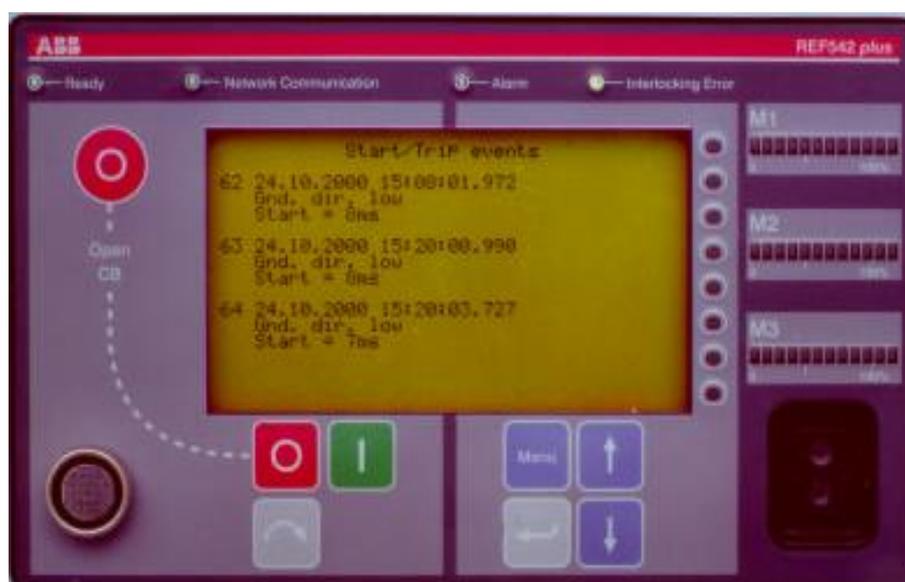


Figure IV-9-Evénements sur l’afficheur de l’interface homme-machine.

IV-3-7-Horloge en temps réel:(figure IV-10)

L'unité REF542plus est équipée avec une horloge interne en temps réel utilisé pour l'horodatage des événements. L'horloge interne est alimentée par une batterie de condensateur. En cas de coupure de l'alimentation auxiliaire, le condensateur fourni l'énergie nécessaire pour le fonctionnement continu de l'horloge interne pendant au moins deux heures. La date et l'heure de l'horloge peuvent être programmés au moyen de l'unité de contrôle IHM.

L'horloge de l'unité REF542plus peut être synchronisée avec une horloge externe par différents moyens.

En cas de connexion à un système de conduite des stations, la synchronisation de l'horloge interne du REF542plus peut être faite à travers le bus de communication en utilisant le protocole de communication. Si une meilleure précision est requise, la synchronisation de l'horloge interne peut être faite en utilisant une entrée dédiée au port optique IRIG-B et une horloge maître GPS.

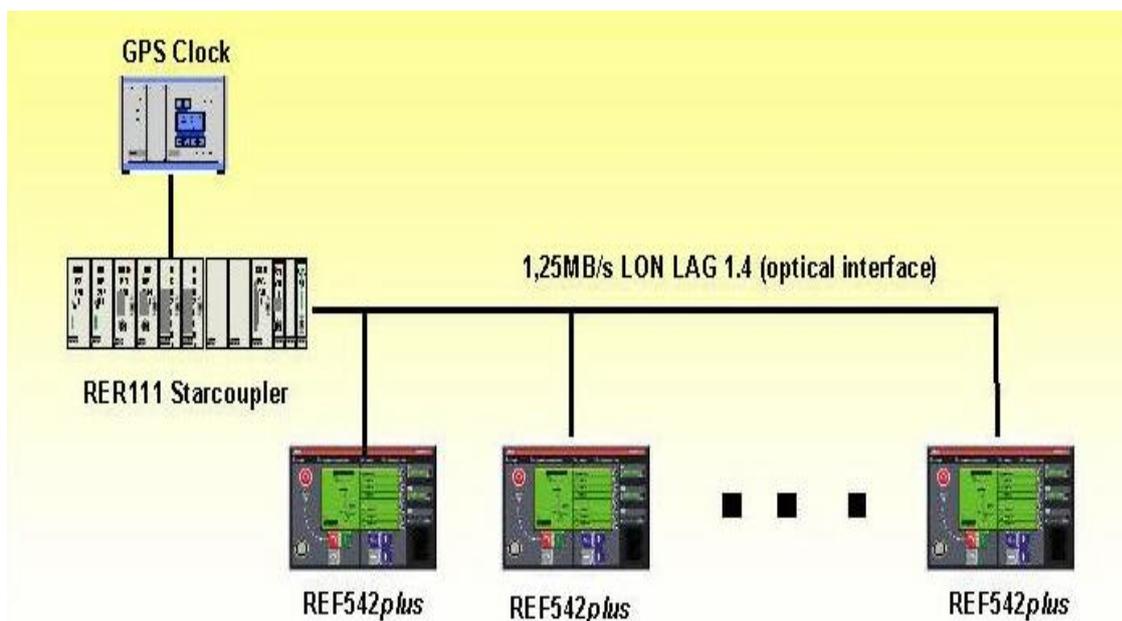


Figure IV-10-Synchronisation de l'horloge interne avec un récepteur GPS principal.

IV-3-8-Interface de procès:

Pour réaliser les fonctions de protection, mesure et contrôle, une interface avec le procès primaire doit être disponible. L'interface de procès sera décrite dans les paragraphes qui suivent.

IV-3-8-1-Entrées analogiques:

L'unité de protection et de contrôle REF542plus est conçue pour le raccordement aux capteurs non-conventionnels de courant ou de tension et aux transformateurs de mesure conventionnels. Grâce à leur caractéristique de linéarité, les capteurs modernes de courant et de tension assurent une plus

grande précision et une fiabilité plus élevée dans la mesure des signaux. Par rapport aux transformateurs de mesure conventionnels, les nouveaux capteurs offrent les avantages suivants:

- Grande précision.
- Dimensions réduites.
- Large gamme dynamique.
- Intégration facile dans les tableaux.

Le capteur de courant est constitué d'une bobine de Rogowski avec un seul enroulement dans l'air. La bobine étant privée de noyau ferromagnétique, elle n'est pas sujette à la saturation typique des transformateurs de courant traditionnels. Raison pour laquelle les capteurs de courant sont l'idéal pour la protection de distance et la protection différentielle.

Le capteur effectue la mesure de la valeur de courant à travers un signal de tension proportionnel à la dérivée du courant primaire à mesurer. Le DSP de l'unité REF542plus effectue l'intégration numérique du signal. Les capteurs de courant couvrent la plage allant de 0,5 à 2,0 fois le courant assigné (par exemple, le capteur de mesure de 80 A est particulièrement adapté pour des applications de 40 A à 160A).

IV-3-8-2-Entrées et sorties binaires:

Les dispositifs de manœuvre primaires sont surveillés par l'intermédiaire des contacts auxiliaires ou par le biais des capteurs associés qui fournissent les informations d'état relatives à tous les compartiments de manœuvre du tableau. Outre ces dispositifs, sont également surveillés les signaux qui proviennent des composants auxiliaires. Avec l'aide de cette interface, on réalise les fonctions suivantes:

- Contrôle et verrouillage des dispositifs de manœuvre du tableau ;
- Contrôle de disjoncteurs, sectionneurs, sectionneurs de terre ;
- Supervision de l'état des ressorts, continuité de la bobine d'ouverture du disjoncteur, état du dispositif de manœuvre ;
- Emission de signaux de sortie à impulsions pour compteurs d'énergie externes ;
- Contrôle de moteurs de commande pour sectionneurs ;
- Informations sur des défauts internes (contrôle " chien de garde ").

Les entrées binaires sont isolées par un opto-coupleur. Dans la plupart des cas, les sorties binaires sont réalisées avec des relais mécaniques.

IV-4-Diagnostic et surveillance:

L'unité REF542plus surveille en continu les conditions du système, dispositifs de manœuvre inclus. Il est ainsi possible d'adapter les conditions de maintenance aux conditions effectives du système afin de réduire au minimum les temps d'inactivité. Dans le tableau qui suit sont indiqués les

paramètres pouvant être surveillés avec l'unité REF542plus. Tous les paramètres peuvent aussi être transmis au système de conduite central où ils sont analysés de manière appropriée pour fournir les éléments de calcul nécessaires aux systèmes de diagnostic, pour les prévisions de temps de fonctionnement et de maintenance requise.

Type de surveillance	Paramètres surveillés
Logiciel	Auto-diagnostic de l'unité REF542plus
Electrique	Circuits de tension auxiliaires Alimentation des moteurs de commande pour dispositifs de manœuvre Continuité des enroulements de la bobine d'ouverture du disjoncteur
Mécanique	Etat des ressorts de commande du disjoncteur Nombre de manœuvres mécaniques Pression et densité du gaz isolant
Temporelle	Comptage des heures de fonctionnement du tableau Temps de commutations des contacts (de fermé à ouvert)

IV-5-Sorties analogiques:

Le système permet d'utiliser une carte de sortie analogique optionnelle avec quatre sorties configurables. Les signaux de sortie de la carte peuvent être configurés dans la plage de 0 à 20 mA ou de 4 à 20 mA. Chaque canal peut être activé de manière autonome et paramétré au moyen du logiciel de configuration. Pour les sorties analogiques, on peut sélectionner les grandeurs suivantes:

- Toutes les grandeurs de tension, directement des entrées analogiques.
- Toutes les grandeurs de courant, directement des entrées analogiques.
- Courant de terre calculé.
- Tension résiduelle calculée.
- Puissance apparente, active et réactive calculée.
- Facteur de puissance calculé.

IV-6-Communication:

Une carte optionnelle assure la communication avec le système de conduite des stations qui peut être constitué d'un système d'automatisation ABB ou par un système tier. Quand on utilise un système d'automatisation ABB, on peut accéder à toutes les informations fournies par l'unité REF542plus et réaliser ainsi les fonctions centralisées à distance suivantes:

- Surveillance à distance.
- Contrôle à distance.
- Paramétrage à distance des fonctions de protection.
- Mesure à distance.
- Mémorisation d'événements.
- Surveillance de tous les dispositifs de manœuvre.
- Analyse des données de l'enregistreur de défauts.

Pour la connexion au système d'automatisation ABB, les protocoles suivants sont disponibles:

- SPA-bus.
- LON-bus selon ABB Lon Application Guide (LAG) 1.4.

Si le système de conduite ABB utilise le protocole LON - LAG 1.4 et le serveur MicroScada, une librairie LIB 542 est disponible pour le REF542plus. La figure IV-12 montre un exemple de connexion de l'unité REF542plus dans un système de conduite ABB avec protocole de communication LON.

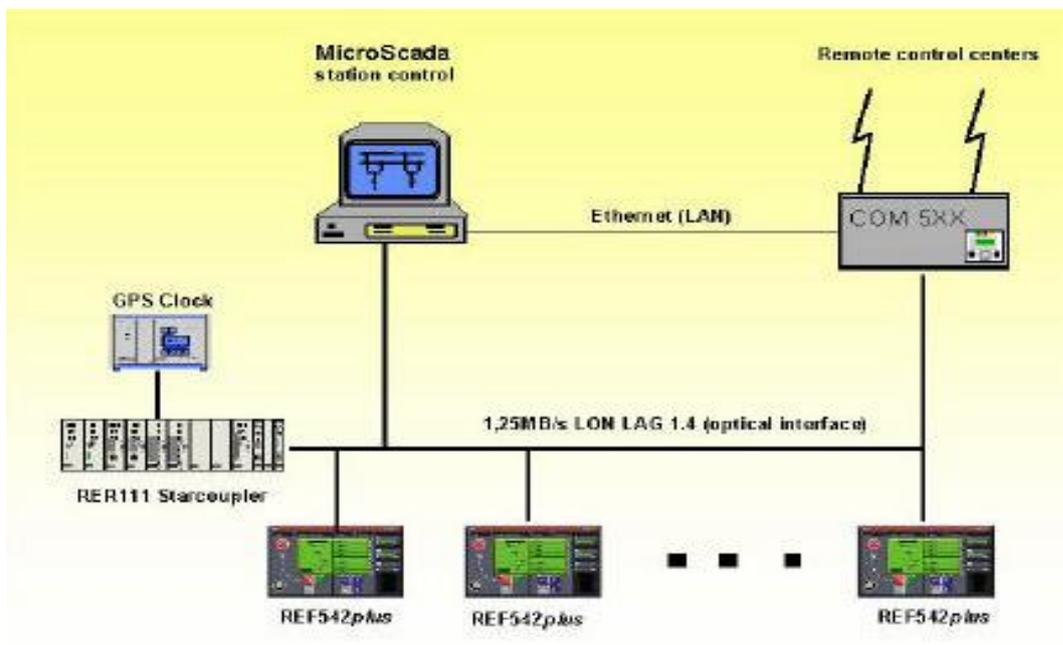


Figure IV-12-Connexion du RE542plus à un système ABB de conduite des stations

IV-7-Liste de fonctions de protection:

Les fonctions de protection de l'unité REF542plus sont listées dans le tableau ci-dessous. Chaque fonction de protection utilisée augmente la charge de calcul du microprocesseur DSP. Le logiciel de configuration vérifie que la charge de 100% de la puissance du DSP ne soit pas dépassée.

ANSI Code	Fonction des protections	DSP en %
	Filtre numérique comme charge de base	16
68	Stabilisation du courant d'enclenchement (Uniquement en connexion avec I>>et I>) N = 2.0 ... 8.0 M = 3.0 ... 4.0 Time = 220 ... 100.000 ms	3
67	Maximum de courant directionnelle seuil haut I>> = 0.05 ... 40.00 In t = 70 ... 300 000 ms	7
67	Maximum de courant directionnelle seuil bas I > = 0.05 ... 40.00 In t = 220 ... 300 000 ms	7
50	Courant de court-circuit I>>> = 0.10 ... 40.00 In t = 20 ... 300 000 ms	3
51	Maximum de courant seuil haut I>> = 0.05 ... 40.00 In t = 40 ... 300 000 ms	2
51	Maximum de courant seuil bas I > = 0.05 ... 40.00 In t = 40 ... 300 000 ms	2
51	IDMT Caractéristiques normale, très inverse, extrêmem. inverse, ou temps inverse long I _e = 0.05 ... 40.00 In K = 0.05 ... 1.5	3
51N	Défaut à la terre seuil haut IE>> = 0.05 ... 40.00 In t = 70 ... 100 000 ms	3
51N	Défaut à la terre seuil bas IE> = 0.05 ... 40.00 In t = 70 ... 100 000 ms	3
67N	Défaut à la terre directionnelle seuil haut IE>> = 0.05 ... 40.00 In t = 40 ... 100 000 ms forward- / backward direction isolated (sin φ) and earthed (cos φ)	3

ANSI Code	Fonction des protections	DSP en %
67N	Défaut à la terre directionnelle seuil bas $IE > = 0.05 \dots 40.00 I_n$ $t = 40 \dots 300\,000 \text{ ms}$ forward- / backward direction isolated ($\sin \varphi$) and earthed ($\cos \varphi$)	3
67N	Défaut à la terre directionnelle sensible $IE > = 0.05 \dots 2.00 I_n$ $t = 120 \dots 100.000 \text{ ms}$, for- / backward Angle $\alpha = 0 \dots 20^\circ$, Angle $\delta = -180 \dots 180^\circ$ $UNE > = 0.05 \dots 0.70 U_n$	12
51N	Défaut à la terre IDMT Caractéristiques normale, très inverse, extrêmem. inverse, ou temps inverse long $I_e = 0.05 \dots 40 I_n$ $K = 0.05 \dots 1,5$	3
59	Surtension instantanée $U_{>>>} = 0.10 \dots 3.00 U_n$ $t = 20 \dots 300.000 \text{ ms}$	2
59	Surtension seuil haut $U_{>>} = 0,10 \dots 3.00 U_n$ $t = 70 \dots 300\,000 \text{ ms}$	2
59	Surtension seuil bas $U_{>} = 0.10 \dots 3.00 U_n$ $t = 70 \dots 300\,000 \text{ ms}$	2
27	Sous-tension instantanée $U_{<<<} = 0.10 \dots 1.2 U_n$ $t = 50 \dots 300\,000 \text{ ms}$	2
27	Sous-tension seuil haut $U_{<<} = 0.1 \dots 1.2 U_n$ $t = 70 \dots 300\,000 \text{ ms}$	2
27	Sous-tension seuil bas $U_{<} = 0.1 \dots 1.2 U_n$ $t = 70 \dots 300\,000 \text{ ms}$	2
59N	Surtension homopolaire seuil haut $UNE_{>>} = 0.05 \dots 3.00 U_n$ $t = 40 \dots 300\,000 \text{ ms}$	2
59N	Surtension homopolaire seuil bas $UNE_{>} = 0.05 \dots 3.00 U_n$ $t = 40 \dots 300\,000 \text{ ms}$	2

ANSI Code	Fonction des protections	DSP en %
67N	Défaut à la terre directionnelle seuil bas $IE > = 0.05 \dots 40.00 I_n$ $t = 40 \dots 300\,000 \text{ ms}$ forward- / backward direction isolated ($\sin \varphi$) and earthed ($\cos \varphi$)	3
67N	Défaut à la terre directionnelle sensible $IE > = 0.05 \dots 2.00 I_n$ $t = 120 \dots 100\,000 \text{ ms}$, for- / backward Angle $\alpha = 0 \dots 20^\circ$, Angle $\delta = -180 \dots 180^\circ$ $UNE > = 0.05 \dots 0.70 U_n$	12
51N	Défaut à la terre IDMT Caractéristiques normale, très inverse, extrêmem. inverse, ou temps inverse long $I_e = 0.05 \dots 40 I_n$ $K = 0.05 \dots 1,5$	3
59	Surtension instantanée $U_{>>>} = 0.10 \dots 3.00 U_n$ $t = 20 \dots 300\,000 \text{ ms}$	2
59	Surtension seuil haut $U_{>>} = 0,10 \dots 3.00 U_n$ $t = 70 \dots 300\,000 \text{ ms}$	2
59	Surtension seuil bas $U_{>} = 0.10 \dots 3.00 U_n$ $t = 70 \dots 300\,000 \text{ ms}$	2
27	Sous-tension instantanée $U_{<<<} = 0.10 \dots 1.2 U_n$ $t = 50 \dots 300\,000 \text{ ms}$	2
27	Sous-tension seuil haut $U_{<<} = 0.1 \dots 1.2 U_n$ $t = 70 \dots 300\,000 \text{ ms}$	2
27	Sous-tension seuil bas $U_{<} = 0.1 \dots 1.2 U_n$ $t = 70 \dots 300\,000 \text{ ms}$	2
59N	Surtension homopolaire seuil haut $UNE_{>>} = 0.05 \dots 3.00 U_n$ $t = 40 \dots 300\,000 \text{ ms}$	2
59N	Surtension homopolaire seuil bas $UNE_{>} = 0.05 \dots 3.00 U_n$ $t = 40 \dots 300\,000 \text{ ms}$	2

ANSI Code	Fonction des protections	DSP en %
49	Protection thermique contre les surcharges (équation du 1 ^{er} degré avec fonction complète de mémoire) $T_n = 50 \dots 400 \text{ °C}$ (température nominale à I_n) $I_n (\text{Mot}) = 1 \dots 10000 \text{ A}$ (valeur primaire du courant nominal du moteur) $T_{ini} = 50 \dots 120 \% T_n$ (température initiale à froid) $\tau_{cool} = 10 \dots 20.000 \text{ s}$ (constante de temps à $I < 0.1 I_n$ et $n = 0$) $\tau_{warm} = 10 \dots 20.000 \text{ s}$ (constante de temps normale) $\tau_{warm} = 10 \dots 20.000 \text{ s}$ (constante de temps à $I > 2 I_n$) $T_{max} = 20 \dots 400 \text{ °C}$ (température maximale) $T_{warn} = 20 \dots 400 \text{ °C}$ (température d'alarme) $T_{envi} = 50 \dots T_{nom} * T_{ini}$ (température ambiante) Op. Time = 1.02 ... 1000s (temporisation additionnelle)	3
51	Protection de démarrage du moteur (caractéristique adiabatique) $I_e = 0.3 \dots 1.2 I_n$ (courant du moteur) $I_s = 1.00 \dots 20.00 I_e$ (valeur de démarrage) $t = 70 \dots 300\,000 \text{ ms}$ $I > = 0.6 \dots 0.8 I_s$ (démarrage)	2
51LR	Blocage du rotor (caractéristique à retard fixe) $I_e = 0.3 \dots 1.20 I_n$ (motor current) $I_s = 1.00 \dots 20.00 I_e$ (start value) $t = 70 \dots 300\,000 \text{ ms}$	3
66	Nombres de démarrages $n(\text{warm}) = 1 \dots 10$ (no. de démarrages à chaud) $n(\text{cold}) = 1 \dots 10$ (no. de démarrages à froid) $t = 1.02 \dots 7200.00 \text{ s}$ $T (\text{warm}) = 20 \dots 200 \text{ °C}$ (température limite démarr. à chaud)	0
21+79	Protection de distance avec RA Terre réseau = val. ohmique grande/petite Terre TC = côté ligne ou barre démarr. terre $I_{E>}$ avec ou sans encl. sur défaut = normale, étendue, décl. après démarrage Temporisation comparaison de signaux (zone étendue) = 30 ... 300.000 ms U / I - caractéristique démarrage: $I >, I_{E>} \text{ et } I_{F>} = 0.05 \dots 4.00 I_n$ $U_{F<} = 0.05 \dots 0.9 U_n$ Sélection phase = cyclique/acyclique Facteur de terre: $k = 0.00 \dots 10.00$ $\varphi (k) = -60 \dots 60^\circ$ 3 zone d'impédance et 1 zone étendue: $R = 0.05 \dots 120 \Omega$ (valeurs secondaires) $X = 0.05 \dots 120 \Omega$ (valeurs primaires) $t = 20 \dots 10.000 \text{ ms}$ 1 zone directionnelle Direction 0 ... 90 resp. -45 ... 135° $t = 25 \dots 10\,000 \text{ ms}$ 1 zone non-directionnelle $t = 25 \dots 10\,000 \text{ ms}$ 2 cycles RA avec temporisation courte/longue	18

ANSI Code	Fonction des protections	DSP en %
87	Protection différentielle Groupe transformateur = 0 ... 11 Mise à la terre du transf. = côté primaire et/ou secondaire I nom primaire/secondaire du transf. = 0.00 ... 100.000 A (val. primaires) 1 ^{er} seuil courant diff. = 0.10 ... 0.50 In 1 ^{er} seuil courant blocage = 0.50 ... 5.00 In 2 ^e seuil courant diff. = 0.20 ... 2.00 In 2 ^e seuil courant blocage = 1.00 ... 10.0 In Pente de blocage = 0.40 ... 1.00 Seuil Id> = 5.00 ... 40.00 In Blocage par 2 ^{ème} harmonique = 0.10 ... 0.30 In Blocking by 5 ^{ème} harmonique = 0.10 ... 0.30 In	22
46	Charge déséquilibrée Is = 0.05 ... 0.3 In (valeur de démarrage) K = 2.0 ... 30.0 tReset = 0 ... 200 s Rate de décroissement de la temp. = 0 ... 100%	9
32	Puissance directionnelle Puissance active nom. Pn = 1 ... 1000 000 kW (valeurs primaires) Puissance en retour max. P> = 1 ... 50 % Pn Temporisation = 1.02 ... 1000 s aval / amont	2
37	Sous-charge Puissance active nom. Pn = 50 ... 1000 000 kW (valeurs primaires) Charge min. P = 5 ... 100% Pn Courant min. I = 2 ... 20 % In Temporisation = 1 ... 1000 s	2
81	Supervision de fréquence Start value = 0,04 ... 5 Hz time = 1.02 ... 300.00 s	2
25	Contrôle du synchronisme Val. de démarr. (ΔU) = 0.02 ... 0.40 Un Temps = 0.52 ... 1000.00 s Diff. phase ($\Delta \phi$) = 5 ... 50°	4
	Enregistreur de défaut Temps d'enregistrement = 1000 ... 5000 ms Temps avant défaut : = 100 ... 2000 ms Temps après défaut = 100 ... 4900 ms 5 enregistrements maximum	2
55	Contrôle du facteur de puissance Facteur de puissance = 0,70 ... 1,00 QCO = 1,000 ... 20000,000 kVAr Série de batteries = 1 :1 :1 :1 ... 1 :2 :4 :8 Nombre de batteries : 1 ... 4 Insensibilité = 105 ... 200 % QCO Seuil = 0 ... 100 % QCO Programme de commutation = commutation séquentielle/de circuit	0

IV-8-Schémas de connexion:

IV-8-1-Connexions de l'unité centrale:

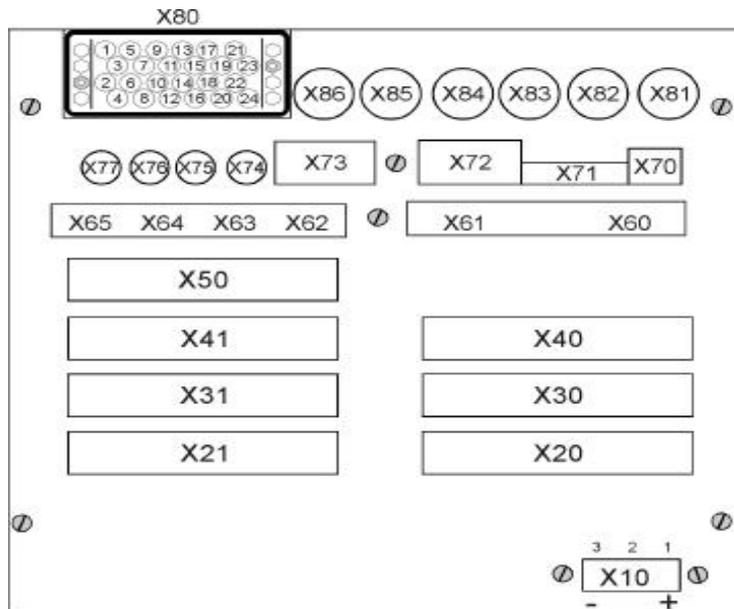


Figure IV-13-Connexions de l'unité REF542plus, boîtier large. Entrées analogiques mixtes (transformateurs de mesure conventionnels et capteurs de mesure).

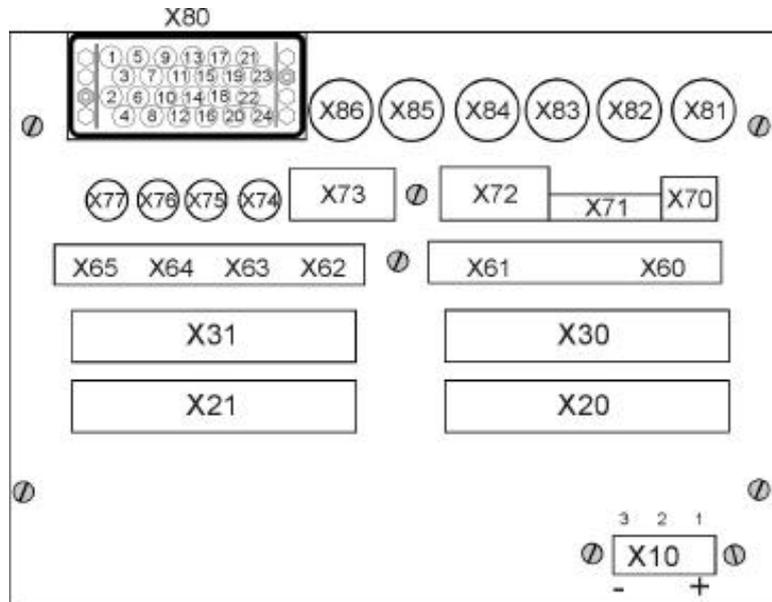


Figure IV-14-Connexions de l'unité REF542plus, boîtier normal. Entrées analogiques mixtes (transformateurs de mesure conventionnels et capteurs de mesure).

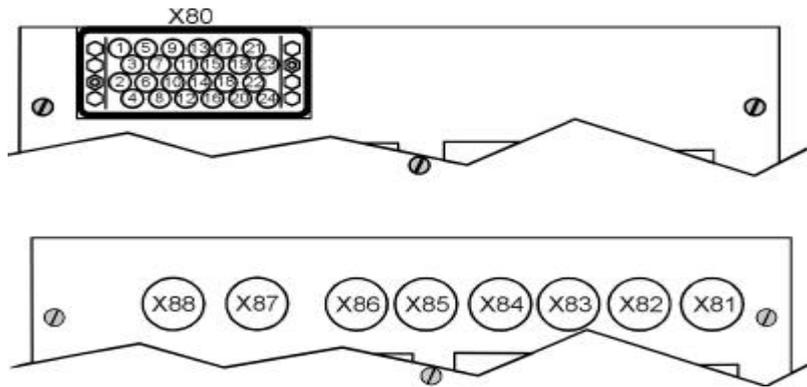


Figure IV-15-Connexions de l'unité REF542plus avec entrées analogiques seulement pour transformateurs de mesure conventionnels (haut) ou pour capteurs de mesure (bas)

IV-8-2-Connexions de l'unité de commande IHM:

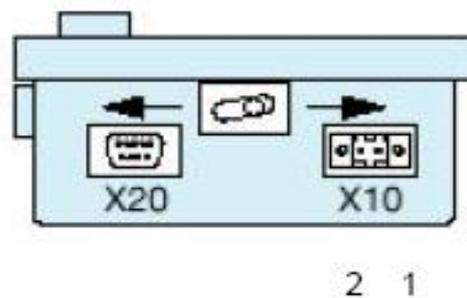


Figure IV-20-Connexion d'alimentation et de communication de l'IHM

- X10: Alimentation

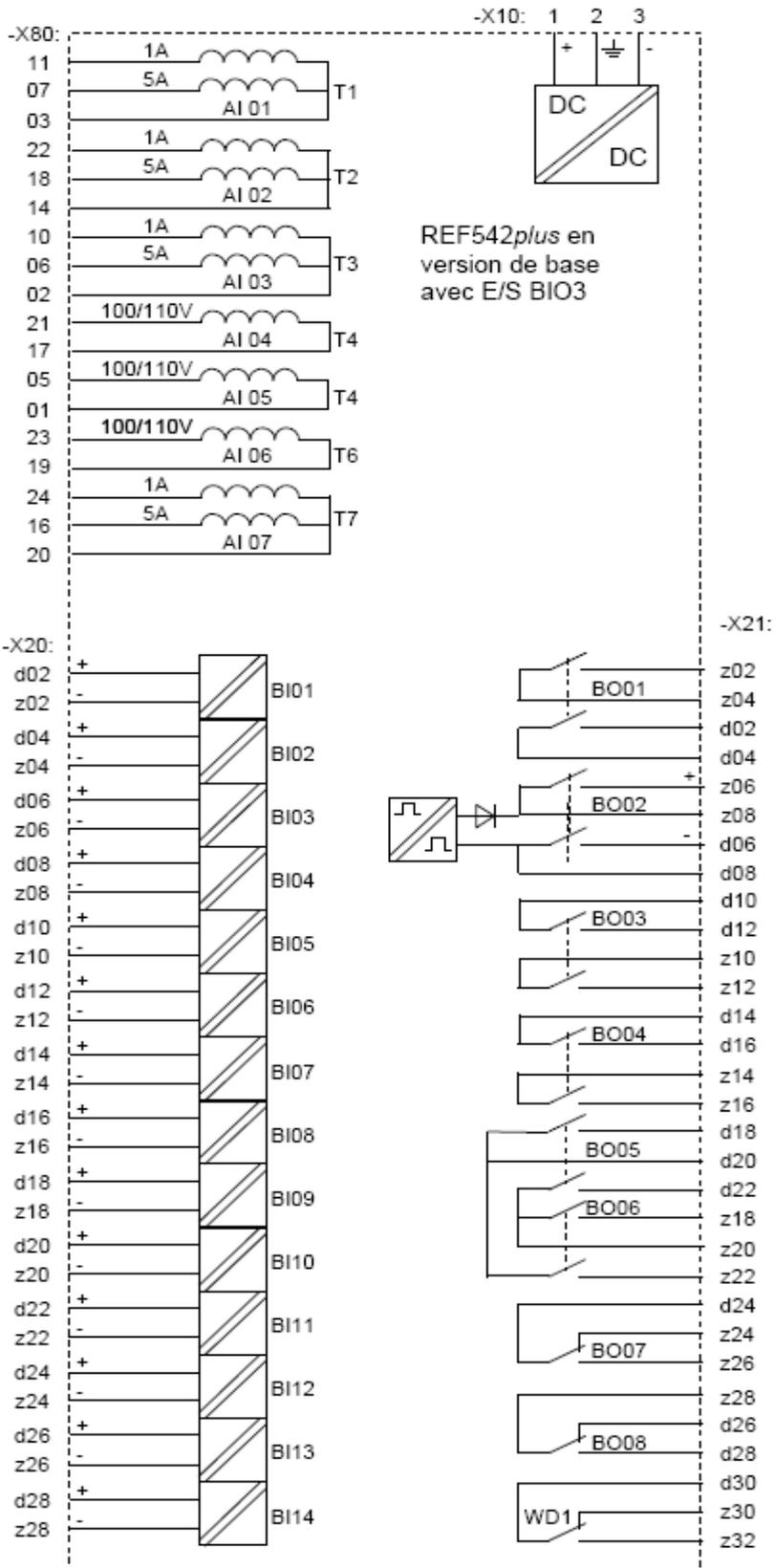
1: L+

2: L-

- X20: RS 485 vers l'unité centrale

IV-8-3-REF542plus avec E/S binaires mécaniques:

Exemple d'une unité REF542plus de base avec une carte d'E/S binaires mécaniques version 3 et une carte d'entrées analogiques avec transformateurs de mesure conventionnels. Possibilité d'extension à 2 cartes version 3 (BIO3) supplémentaires au maximum. Une autre carte d'entrées analogiques est également disponible, par exemple avec entrées mixtes pour raccordement de transformateurs conventionnels et de capteurs.



V-9-Sélectivité des protections:

Les protections constituent entre elles un ensemble cohérent dépendant de la structure du réseau et de son régime de neutre. Elles doivent donc être envisagées sous l'angle d'un système reposant sur le principe de sélectivité : il consiste à isoler le plus rapidement possible la partie du réseau affectée par un défaut et uniquement cette partie, en laissant sous tension toutes les parties saines du réseau.

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

- **Sélectivité chronométrique:** Sélectivité dans laquelle les protections sollicitées sont organisées pour fonctionner de manière décalée dans le temps. La protection la plus proche de la source a la temporisation la plus longue.
- **Sélectivité ampérométrique:** Sélectivité basée sur le fait que l'intensité de court-circuit est d'autant plus élevée que le défaut est proche de la source.
- **Sélectivité logique:** Sélectivité dans laquelle toute protection sollicitée par un défaut émet un ordre de "non-déclenchement" (attente logique) vers la protection amont. Elle ne provoque le déclenchement du disjoncteur associé que si elle n'a pas reçu d'ordre d'attente logique de la protection en aval.

V-10-Conclusion:

Dans ce chapitre nous avons exposé principe d'une protection numérique (constitution et fonctionnement) utilisant l'unité REF542plus.

Chapitre V

Application

V-1-Description du projet:

Le présent projet consiste à installer une cellule MT au niveau du poste de livraison 60/10 kV utilisé au complexe de Miliana. Cette cellule servira à l'alimentation de la nouvelle sous station (MT/BT) par un câble souterrain, elle contient:

- Une cellule arrivée IM.
- Une cellule départ réserve IM.
- Une cellule TM (transformateur biphasé 10 kV/220 V) pour l'alimentation des protections numériques Sépam.
- Une cellule CM composé de trois transformateurs de tension (TT).
- Une cellule DM2: Disjoncteur double sectionnement avec un transformateur de courant (TC) à double secondaires pour la mesure et la protection.
- Une cellule DM1-A: Protection du transformateur du régime TNC-S.
- Une cellule DM1-A: Protection du transformateur du régime TT.
- Une armoire redresseur-chargeur 48V- courant-continu.
- Deux transformateurs MT/BT.
- Une armoire pour éclairage extérieur.
- Un tableau général basse tension (TGBT).
- Deux groupes électrogènes.

La nouvelle sous station à pour but d'alimenter:

- 09 bâtiments avec un régime TNC-S.
- Une chaufferie, trois compresseurs et l'éclairage routes avec un régime TT.

Le tableau suivant (Tableau V-1) représente la répartition des besoins en électricité.

N° de bâtiment	Boite de distribution	Besoins réels en Electricité (kW)	Distance (km)	Intensité (A)	Régime du neutre
Bat 01	1 AL*	6,128	0,300	8,845	TNC-S
	1 AP	62,000	0,300	111,860	TNC-S
	2 AP*	96,000	0,300	173,200	TNC-S
	3 AP	96,000	0,300	173,200	TNC-S
	4 AP	43,000	0,300	77,580	TNC-S
Bat 02	1 AL*	1,020	0,150	1,470	TNC-S
Bat 03	1 AL*	14,200	0,035	20,490	TNC-S
	1 AP	110,700	0,030	199,720	TNC-S
	2 AP	59,000	0,030	106,450	TNC-S
	3 AP*	89,000	0,030	160,570	TNC-S
	4 AP	41,150	0,080	74,240	TNC-S
Bat 04	1 AL*	2,210	0,130	3,190	TNC-S
	1 AP	15,330	0,130	27,650	TNC-S
Bat 05	1 AL*	4,180	0,140	6,030	TNC-S
	2 AP	25,000	0,140	42,960	TNC-S
	3 AP	37,000	0,140	63,580	TNC-S
Bat 06	1 AL*	0,380	0,240	0,540	TNC-S
Bat 07	1 AL*	1,600	0,150	2,310	TNC-S
	1 AP	8,000	0,150	13,740	TNC-S
Bat 08	1 AL*	3,700	0,350	5,420	TNC-S
	1 AP	10,400	0,350	17,870	TNC-S
	2 AP	41,600	0,290	71,490	TNC-S
Bat 09	1 AL*	2,560	0,240	3,690	TNC-S
	1 AP	18,000	0,240	30,930	TNC-S

	2 AP	38,000	0,240	65,300	TNC-S
Chaufferie	/*	120,00	0,300	206,210	TT
Compresseur du Bat 01	/	12,000	0,300	20,620	TT
Compresseur du Bat 03	/	110,000	0,020	189,030	TT
Compresseur du Bat 09	/	7,000	0,240	12,020	TT
Eclairage routes	/*	25,000	3,000	36,080	TT

Tableau V-1

V-2-Bilan de puissance:

Le bilan de puissance sert à déterminer les caractéristiques du transformateur qui peut alimenter notre installation, ainsi que le groupe électrogène qui va secourir certain départs et équipements qui sont précisés dans le tableau (V-1) *.

On a : $S = \sqrt{3} U I$

On prend en considération l'extension future en besoins d'énergie électrique, on majore les puissances apparente du 20%

Le tableau (V-2) nous donne le bilan de puissance des différents départs de la sous station:

N° de bâtiment	Boite de distribution	Intensité (A)	Tension (kV)	Puissance S (kVA)	S+20%
Bat 01	1 AL*	8,845	0,400	6,128	7,3536
	1 AP	111,860	0,400	77,497	92,9964
	2 AP*	173,200	0,400	119,993	143,9916
	3 AP	173,200	0,400	119,993	143,9916
	4 AP	77,580	0,400	53,747	64,4964
Bat 02	1 AL*	1,470	0,400	1,018	1,2216
Bat 03	1 AL*	20,490	0,400	14,195	17,034
	1 AP	199,720	0,400	138,366	166,0392

	2 AP	106,450	0,400	73,749	88,4988
	3 AP*	160,570	0,400	111,243	133,4916
	4 AP	74,240	0,400	51,433	61,7196
Bat 04	1 AL*	3,190	0,400	2,210	2,652
	1 AP	27,650	0,400	19,156	22,9872
Bat 05	1 AL*	6,030	0,400	4,178	5,0136
	2 AP	42,960	0,400	29,763	35,7156
	3 AP	63,580	0,400	44,048	52,8576
Bat 06	1 AL*	0,540	0,400	0,374	0,4488
Bat 07	1 AL*	2,310	0,400	1,600	1,92
	1 AP	13,740	0,400	9,519	11,4228
Bat 08	1 AL*	5,420	0,400	3,755	4,506
	1 AP	17,870	0,400	12,380	14,856
	2 AP	71,490	0,400	49,528	59,4336
Bat 09	1 AL*	3,690	0,400	2,556	3,0672
	1 AP	30,930	0,400	21,428	25,7136
	2 AP	65,300	0,400	45,240	54,288
Chaufferie	/*	206,210	0,400	142,862	171,4344
Compresseur du Bat 01	/	20,620	0,400	14,286	17,1432
Compresseur du Bat 03	/	189,030	0,400	130,960	157,152
Compresseur du Bat 09	/	12,020	0,400	8,327	9,9924
Eclairage routes	/*	36,080	0,400	24,996	29,9952

Tableau V-2

Du tableau V-2, on déduit:

- Pour les transformateurs:

$$S_{TNC-S} = 1\,215,71 \text{ kVA}$$

On choisit un transformateur de $S_N = 1250 \text{ kVA}$.

$$S_{TT} = 385,71 \text{ kVA}$$

On choisit un transformateur de $S_N=400 \text{ kVA}$.

- Pour les groupes électrogènes:

$$S_{TNC-S} = 320,64 \text{ kVA}$$

On choisit le groupe de $S_N=400 \text{ kVA}$

$$S_{TT}=201,42 \text{ kVA}$$

On choisit le groupe de $S_N=275 \text{ kVA}$

On utilise le groupe électrogène de marque GESAN type DPS (fixe avec capot).

Remarque:

Le dimensionnement des transformateurs est fait en considérant que l'ensemble des récepteurs fonctionnent en même temps (exigence faite par le client).

V-3-Coté MT:

V-3-1-Dimensionnement du disjoncteur MT à partir du compartiment MT du poste HT/MT:

On a: $I_{CC} = S_{CC} / \sqrt{3} U_n$

Pour les différentes tensions, les puissances de court-circuit sont données par le tableau suivant:

Tension phase /phase U(kV)	Puissance de court-circuit S_{CC} (MVA)
150	8000
70	2500
15	350
10	200
6	120

Avec : $U_n=10\text{kV}$

A .N: $I_{CC}=11,54\text{kA}$

Donc on choisira un disjoncteur de la gamme SM6 de calibre 630A, qui a un pouvoir de coupeur de 12,5kA

V-3-2-Calcul de la section:

Le câble utilisé pour le raccordement MT est le câble moyenne tension unipolaire étanchéité longitudinale N2XS(F) Y.

Description:

-Ame: en cuivre ou aluminium câblée classe 2.

-Ecran interne: semi-conducteur extrudé.

-Isolation: P.R.C.

-Ecran sur isolation: semi-conducteur extrudé.

-Bande: hygrosopique.

-Gaine de protection: P.V.C.

-Tension nominale: (6 à 30) kV.

-Température maximale à l'âme:

-En régime permanent: 90°C.

-En court-circuit: 250°C.

-Nombre de conducteurs: 1.

-Gamme de section: (50 à 240) mm².

-Utilisation: installation industrielles.

Caractéristique: [17]

Section nominale (mm ²)	Diamètre sur isolation (mm)	Diamètre extérieur approx. (mm)	Masse approximative (kg/km)	Intensité admissible (A) Al	
				Enterré	A l'aire libre
6/10 kV					
1x50	17,7	22,8	601	171	181
1x70	19,4	24,5	704	209	226
1x95	21,2	26,3	813	249	275
1x120	22,6	27,7	922	283	317
1x150	24,4	28,9	1117	316	359
1x185	25,8	31,3	1257	358	412
1x240	28,2	33,9	1514	416	489

En MT on a: $\frac{\Delta U}{U}\% = 6\%$ (en sous terrain).

$\frac{\Delta U}{U}\% = 10\%$ (en aérienne).

$$\frac{\Delta U}{U} = a = (10^2 \cdot P \cdot L / U^2) (r + x \tan \varphi)$$

Avec: L=0,9 km.

U=10 kV.

x=0,1 Ω/km

tan φ=0,75

ρ = 36 Ωmm²/km

On a: $S = \sqrt{3} U_n I \Rightarrow S = 10,91 \text{ MVA}$.

Donc: P=8,729MW.

On déduit: $r = (a \cdot U^2 / 10^2 \cdot P \cdot L) - x \tan \varphi$.

A.N:

$$\left. \begin{array}{l} r = 0,688 \text{ } \Omega/\text{km} \\ S_Z = \rho / r \end{array} \right\} S_N = 70 \text{ mm}^2$$

Remarque

La section la plus utilisée par la Sonegaz en MT (10kV) est S=185mm².

V-4-Coté BT:

V-4-1-Calcul des sections:

Pour le raccordement BT, on utilisera le câble unipolaire normalisé de l'ENICAB (Entreprise des industries du câble de BISKRA) : câble basse tension industriel, N2XY (U-1000R2V).

- **Description:**

-Ame: en cuivre, classe 1ou 2.

-Isolation: P.R.C.

-Gaine de bourrage: P.V.C.

-Gaine de protection: P.V.C

-Tension nominale: 0,6/1 kV.

-Température maximale à l'âme:

-Régime permanent: 90°C.

-En court-circuit: 250°C.

-Gamme de section (1,5 à 240) mm² pour 1, 2, 3, 4 conducteurs (16 à 120) mm² pour demi conducteur.

-Utilisation: Installation industrielles.

- **caractéristique: [17]**

Section nominale (mm ²)	Diamètre extérieur approx. (mm)	Masse approximative (kg/km)	Résistance linéique (Ω/km)	Intensité	
				Enterré	à l'aire libre
Mono conducteur					
1x1,5	6,100	49,000	12,100	34,000	25,000
1x2,5	6,500	61,000	7,410	47,000	34,000
1x4	7,000	77,000	4,610	62,000	44,000
1x6	7,900	106,000	3,080	79,000	57,000
1x10	8,900	152,000	1,830	80,000	77,000
1x16	9,900	214,000	1,150	106,000	102,000
1x25	11,400	306,000	0,727	138,000	139,000
1x35	12,300	401,000	0,524	169,000	170,000
1x50	13,500	527,000	0,387	200,000	208,000
1x70	15,400	735,000	0,268	255,000	265,000
1x95	17,400	995,000	0,193	305,000	322,000
1x120	19,000	1 231,000	0,153	355,000	381,000

1x150	21,400	1 575,000	0,124	405,000	438,000
1x185	23,200	1 869,000	0,099	460,000	507,000
1x240	26,000	2 437,000	0,075	535,000	480,000

V-4-1-1-Section des câbles alimentant le régime du neutre (TNC-S et TT):

1-Section économique:

Le calcul de la section économique consiste à minimiser le cout de l'exploitation et de l'installation. Le calcul approché est donné par la formule suivante [18]:

$$S_e = I / J_e$$

S_e : Section économique [mm^2].

I: Intensité à transporter en [A].

J_e : densité économique de courant donnée par le tableau (V-3)

Conducteur		Durée de charge moyenne (heures)		
		1000-3000	3000-5000	5000 et plus
fils nus et barres	Cu	2,50	2,10	1,80
	Al	1,30	1,10	1,00
Câble isolé (aux papiers imprégnés dans l'huile) et fils isolés au caoutchouc	Cu	3,00	2,50	2,00
	Al	1,60	1,40	1,20
Câble isolés aux matières synthétique	Cu	3,50	3,10	2,70
	Al	1,90	1,70	1,60

Tableau V-3

Généralement le nombre d'heures de fonctionnement est de 2920h par an.

D'après le tableau (V-3), on déduit que $J_e = 3,5 \text{ A/mm}^2$.

On a:

- Pour le TNC-S: $I = 1754,72 \text{ A}$

Alors $S_e = 2 \times 240 \text{ mm}^2$

- Pour le TT: $I = 556,72 \text{ A}$

Alors $S_e = 185 \text{ mm}^2$

2-Section due à l'échauffement:

$$I_z = I / (K_t \cdot K_r \cdot K_n)$$

K_t : facteur de correction qui tient compte de la température $T=20^{\circ}\text{C}$ dans la canalisation enterrée (Tableau V-4) [18]

K_r : facteur de correction suivant la résistivité thermique du sol (Figure V-1) [18]

K_n : facteur de correction suivant le nombre de liaisons triphasés posés en nappe (Figure V-2) [18]

Température du sol θ_s en $^{\circ}\text{C}$	Isolation	
	PVC ($\theta_p = 70^{\circ}\text{C}$)	PR, EPR ($\theta_p = 90^{\circ}\text{C}$)
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
20	1	1
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,80
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	—	0,60
70	—	0,53
75	—	0,46
80	—	0,38

Tableau V-4-Correction (K_t) suivant la température du sol.

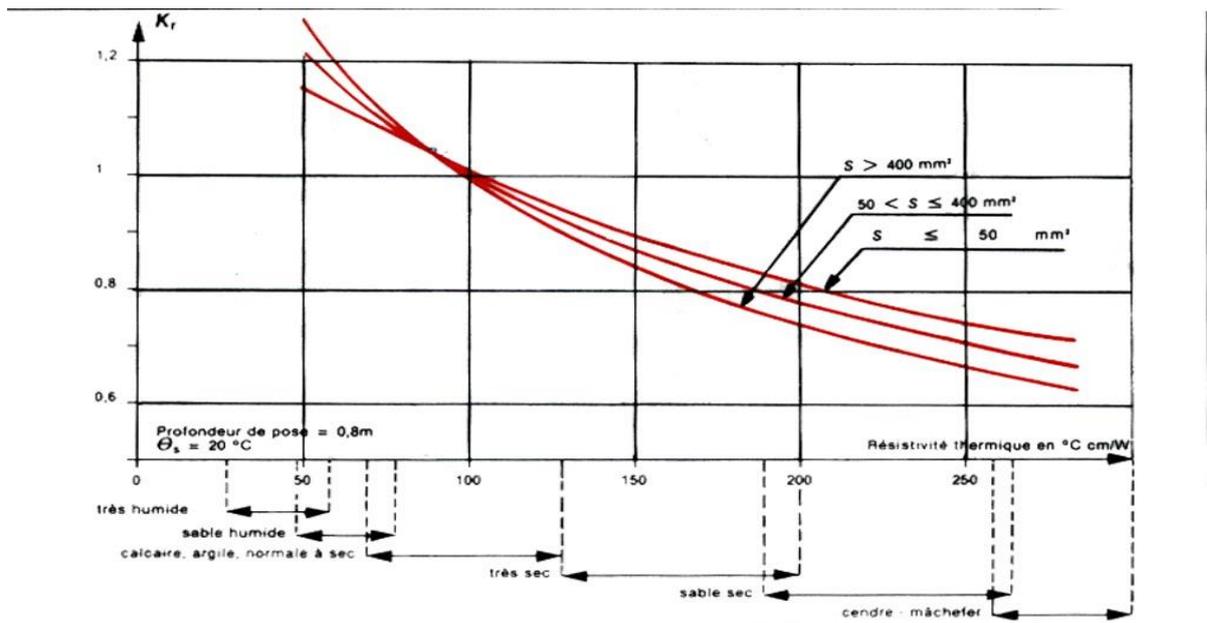


Figure V-1- Correction (K_r) suivant la résistivité thermique du sol.

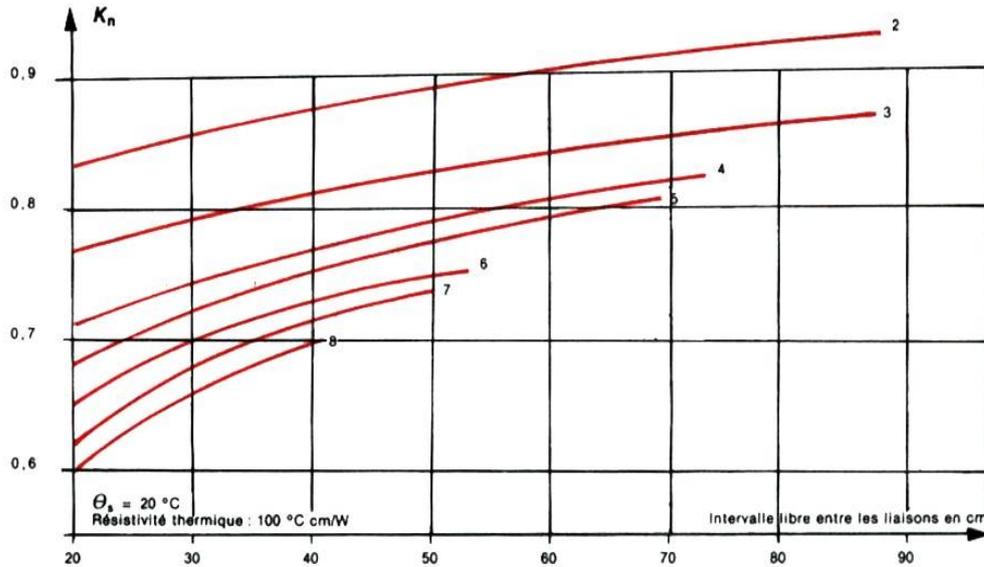


Figure V-2-Correction (K_n) suivant le nombre de liaison triphasé posée en nappe.

On déduit:

$K_t=1$ (d'après le tableau V-4)

$K_r=1$ (d'après la figure V-1)

$K_n=1$ (un seul récepteur).

- $S_{TNC-S}=1215,71 \text{ kV} \Rightarrow I=1754,72 \text{ A}$

Alors: $I_Z=I=1754,72 \text{ A} \Rightarrow S_{jN}=4 \times (240) \text{ mm}^2$

- $S_{TT}=385,71 \text{ kVA} \Rightarrow I=556,72 \text{ A}$

Alors: $I_Z=I=556,72 \text{ A} \Rightarrow S_{jN}=2(95) \text{ mm}^2$

3-Section due à la chute de tension:

On a: $\frac{\Delta U}{U}=5\%=a$

$$a = (10^5 \cdot P \cdot L / U^2) (r + x \tan \varphi)$$

Avec: $x=0,1 \Omega/\text{km}$

$$\rho = 22,5 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$$

$$\tan \varphi = 0,75$$

$$U = 400 \text{ V}$$

On déduit: $r = (a \cdot U^2 / 10^5 \cdot P \cdot L) - x \tan \varphi$

Avec:

-pour le régime TNC-S: $L=0,02$ km

$$P=1000\text{kW}$$

AN: $r=0,325 \Omega/\text{km}$

Connaissant les valeurs de r , on peut calculer les sections S_Z telle que : $S_Z = \rho/r$

$$\text{AN : } S_{ZN}=70 \text{ mm}^2$$

-Pour le régime TT: $L=0,023$ km

$$P=320 \text{ kW}$$

AN: $r=1,01 \Omega/\text{km}$

Connaissant les valeurs de r , on peut calculer les sections S_Z telle que : $S_Z = \rho/r$

$$\text{AN: } S_{ZN}=25 \text{ mm}^2$$

La section choisie sera la plus grande parmi les sections calculées.

Pour le régime TNC-S: $S=4 \times 240 \text{ mm}^2$

Pour le régime TT: $S=2 \times 95 \text{ mm}^2$

V-4-1-2-Section des câbles des groupes électrogènes:

1-Section économique:

$$S_e = I/J_e$$

- Pour le régime TNC-S:

$$S_{\text{TNC-S}}=400 \text{ kVA} \quad \Rightarrow \quad I=577,35 \text{ A}$$

$$\text{Alors: } S_{eN}=185 \text{ mm}^2$$

- Pour le régime TT:

$$S_{\text{TT}}=275 \text{ kVA} \quad \Rightarrow \quad I=396,92 \text{ A}$$

$$\text{Alors: } S_{eN}=120 \text{ mm}^2$$

2-Section due à l'échauffement:

$$I_Z = I / (K_t \cdot K_r \cdot K_n)$$

$K_t=1$; (d'après le tableau V-4)

$K_r=1$ (d'après la figure V-1)

$K_n=1$ (un seul récepteur).

- $S_{TNC-S}=320,64 \text{ kVA} \Rightarrow I=462,8 \text{ A}$

Alors: $I_Z=I=462,8 \text{ A} \Rightarrow S_{jN}=2 \times 95 \text{ mm}^2$

- $S_{TT}=201,42 \text{ kVA} \Rightarrow I=290,72 \text{ A}$

Alors: $I_Z=I=290,72 \text{ A} \Rightarrow S_{jN}=150 \text{ mm}^2$

3-Section due à la chute de tension:

- **Pour le câble reliant le groupe électrogène et l'armoire inverseur de source:**

On a: $\frac{\Delta U}{U}=5\%=a$

$$a = (10^5 \cdot P \cdot L / U^2) (r + x \tan \varphi)$$

Avec: $x=0,1 \Omega/\text{km}$

$$\rho = 22,5 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$$

$$\tan \varphi = 0,75$$

$$U = 400 \text{ V}$$

$$L = 0,01 \text{ km}$$

On déduit: $r = (a \cdot U^2 / 10^5 \cdot P \cdot L) - x \tan \varphi$

-pour le régime TNC-S: $P=320 \text{ kW}$

AN: $r=0,175 \Omega/\text{km}$

Connaissant les valeurs de r , on peut calculer les sections S_Z telle que : $S_Z = \rho/r$

AN : $S_{ZN}=150 \text{ mm}^2$

-Pour le régime TT: $P=220 \text{ kW}$

AN: $r=0,288 \Omega/\text{km}$

Connaissant les valeurs de r , on peut calculer les sections S_Z telle que : $S_Z = \rho/r$

AN: $S_{ZN}=95 \text{ mm}^2$

- **Pour le câble TGBT et l'armoire inverseur de source:**

On a: $\frac{\Delta U}{U}=5\%=a$

$$a = (10^5 \cdot P \cdot L / U^2) (r + x \tan \varphi)$$

Avec: $x=0,1\Omega/\text{km}$

$$\rho=22,5\Omega.\text{mm}^2/\text{km}$$

$$\tan \varphi=0,75$$

$$U=400 \text{ V}$$

$$L=0,08 \text{ km}$$

On déduit: $r= (a.U^2/10^5.P.L)-x \tan \varphi$

-pour le régime TNC-S: $P=320 \text{ kW}$

$$\text{AN: } r=0,237 \Omega/\text{km}$$

Connaissant les valeurs de r , on peut calculer les sections S_Z telle que : $S_Z= \rho/r$

$$\text{AN: } S_{ZN}=120 \text{ mm}^2$$

-Pour le régime TT: $P=220 \text{ kW}$

$$\text{AN: } r=0,379 \Omega/\text{km}$$

Connaissant les valeurs de r , on peut calculer les sections S_Z telle que : $S_Z= \rho/r$

$$\text{AN: } S_{ZN}=70 \text{ mm}^2$$

La section choisie sera la plus grande parmi les sections calculées.

Pour le régime TNC-S: $S=2 \times 95 \text{ mm}^2$

Pour le régime TT: $S=150 \text{ mm}^2$

V-4-1-3-Section des différents départs:

1-Section économique:

$S_e=I/J_e$, les résultats sont donnés dans le tableau (V-5)

N° de bâtiment	Armoire de distribution	Intensité (A)	N° d'heures par jour	Je (A)	Se (mm ²)	Sen (mm ²)
Bat 01	1 AL	8,845	8,00	3,50	2,53	4,00
	1 AP	111,860	8,00	3,50	31,96	35,00
	2 AP	173,200	8,00	3,50	49,49	50,00
	3 AP	173,200	8,00	3,50	49,49	50,00
	4 AP	77,580	8,00	3,50	22,17	25,00
Bat 02	1 AL	1,470	8,00	3,50	0,42	2,50
Bat 03	1 AL	20,490	8,00	3,50	5,85	6,00
	1 AP	199,720	8,00	3,50	57,06	70,00

	2 AP	106,450	8,00	3,50	30,41	35,00
	3 AP	160,570	8,00	3,50	45,88	50,00
	4 AP	74,240	8,00	3,50	21,21	25,00
Bat 04	1 AL	3,190	8,00	3,50	0,91	2,50
	1 AP	27,650	8,00	3,50	7,90	10,00
Bat 05	1 AL	6,030	8,00	3,50	1,72	2,50
	2 AP	42,960	8,00	3,50	12,27	16,00
	3 AP	63,580	8,00	3,50	18,17	25,00
Bat 06	1 AL	0,540	8,00	3,50	0,15	2,50
Bat 07	1 AL	2,310	8,00	3,50	0,66	2,50
	1 AP	13,740	8,00	3,50	3,93	4,00
Bat 08	1 AL	5,420	8,00	3,50	1,55	2,50
	1 AP	17,870	8,00	3,50	5,11	6,00
	2 AP	71,490	8,00	3,50	20,43	25,00
Bat 09	1 AL	3,690	8,00	3,50	1,05	2,50
	1 AP	30,930	8,00	3,50	8,84	10,00
	2 AP	65,300	8,00	3,50	18,66	25,00
Chaufferie	/	206,210	8,00	3,50	58,92	70,00
Compresseur du Bat 01	/	20,620	8,00	3,50	5,89	6,00
Compresseur du Bat 03	/	189,030	8,00	3,50	54,01	70,00
Compresseur du Bat 09	/	12,020	8,00	3,50	3,43	4,00
Eclairage routes	/	36,080	8,00	3,50	10,31	16,00

Tableau V-5

2-Section due à l'échauffement:

$$I_Z = I / (K_t \cdot K_r \cdot K_n)$$

I: l'intensité du courant d'emplois.

K_t , K_r et K_n sont déduit respectivement à partir du tableau (V-4), figure (V-1) et figure (V-2).

Après calculs de I_Z on déduit les sections S_j , les résultats sont donnés dans le tableau suivant (V-6).

N° de bâtiment	Armoire de distribution	Intensité (A)	K1	K2	K3	I_Z (A)	S_{jN} (mm ²)
Bat 01	1 AL	8,845	1	1	0,685	12,912	2,5
	1 AP	111,860	1	1	0,685	163,299	50
	2 AP	173,200	1	1	0,685	252,847	95
	3 AP	173,200	1	1	0,685	252,847	95

	4 AP	77,580	1	1	0,685	113,255	25
Bat 02	1 AL	1,470	1	1	1	1,470	2,5
Bat 03	1 AL	20,490	1	1	0,685	29,912	2,5
	1 AP	199,720	1	1	0,685	291,562	150
	2 AP	106,450	1	1	0,685	155,401	50
	3 AP	160,570	1	1	0,685	234,409	95
	4 AP	74,240	1	1	0,685	108,380	25
Bat 04	1 AL	3,190	1	1	0,835	3,820	2,5
	1 AP	27,650	1	1	0,835	33,114	2,5
Bat 05	1 AL	6,030	1	1	0,764	7,893	2,5
	2 AP	42,960	1	1	0,764	56,230	10
	3 AP	63,580	1	1	0,764	83,220	16
Bat 06	1 AL	0,540	1	1	1	0,540	2,5
Bat 07	1 AL	2,310	1	1	0,685	3,372	2,5
	1 AP	13,740	1	1	0,685	20,058	2,5
Bat 08	1 AL	5,420	1	1	0,764	7,094	2,5
	1 AP	17,870	1	1	0,764	23,390	2,5
	2 AP	71,490	1	1	0,764	93,573	16
Bat 09	1 AL	3,690	1	1	0,764	4,830	2,5
	1 AP	30,930	1	1	0,764	40,484	4
	2 AP	65,300	1	1	0,764	85,471	16
Chaufferie	/	206,210	1	1	1	206,210	70
Compresseur du Bat 01	/	20,620	1	1	1	20,620	2,5
Compresseur du Bat 03	/	189,030	1	1	1	189,030	70
Compresseur du Bat 09	/	12,020	1	1	1	12,020	2,5
Eclairage routes	/	36,080	1	1	1	36,080	4

Tableau V-6

3-Section due à la chute de tension:

On a: $\frac{\Delta U}{U} = 5\% = a$

$$a = (10^5 \cdot P \cdot L / U^2) (r + x \tan \varphi)$$

Avec: $x = 0,1 \Omega / \text{km}$

$$\rho=22,5\Omega.\text{mm}^2/\text{km}$$

$$\tan \varphi=0,75$$

$$U=400 \text{ V}$$

On déduit: $r= (a.U^2/10^5.P.L)-x \tan \varphi$

Les valeurs de r sont données dans le tableau suivant (V-7) :

N° de bâtiment	Boite de distribution	Besoins réels en Electricité (kW)	Distance (km)	Intensité (A)	$\frac{\Delta U}{U}\%$	$\text{tg}\varphi$	r (Ω/km)
Bat 01	1 AL	6,128	0,300	8,845	5,000	0	4,352
	1 AP	62,000	0,300	111,860	5,000	0,750	0,355
	2 AP	96,000	0,300	173,200	5,000	0,750	0,203
	3 AP	96,000	0,300	173,200	5,000	0,750	0,203
	4 AP	43,000	0,300	77,580	5,000	0,750	0,545
Bat 02	1 AL	1,020	0,150	1,470	5,000	0	52,288
Bat 03	1 AL	14,200	0,035	20,490	5,000	0	16,097
	1 AP	110,700	0,030	199,720	5,000	0,750	2,334
	2 AP	59,000	0,030	106,450	5,000	0,750	4,445
	3 AP	89,000	0,030	160,570	5,000	0,750	2,921
	4 AP	41,150	0,080	74,240	5,000	0,750	2,355
Bat 04	1 AL	2,210	0,130	3,190	5,000	-	27,845
	1 AP	15,330	0,130	27,650	5,000	0,750	3,939
Bat 05	1 AL	4,180	0,140	6,030	5,000	-	13,671
	2 AP	25,000	0,140	42,960	5,000	0,750	2,211
	3 AP	37,000	0,140	63,580	5,000	0,750	1,469
Bat 06	1 AL	0,380	0,240	0,540	5,000	-	87,719
Bat 07	1 AL	1,600	0,150	2,310	5,000	-	33,333
	1 AP	8,000	0,150	13,740	5,000	0,750	6,592
Bat 08	1 AL	3,700	0,350	5,420	5,000	-	6,178
	1 AP	10,400	0,350	17,870	5,000	0,750	2,123
	2 AP	41,600	0,290	71,490	5,000	0,750	0,588
Bat 09	1 AL	2,560	0,240	3,690	5,000	-	13,021
	1 AP	18,000	0,240	30,930	5,000	0,750	1,777
	2 AP	38,000	0,240	65,300	5,000	0,750	0,802
Chaufferie	/	120,00	0,300	206,210	5,000	0,750	0,147
Compresseur du Bat 01	/	12,000	0,300	20,620	5,000	0,750	2,147
Compresseur du Bat 03	/	110,000	0,020	189,030	5,000	0,750	3,561
Compresseur du Bat 09	/	7,000	0,240	12,020	5,000	0,750	4,687
Eclairage routes	/	25,000	3,000	36,080	5,000	-	0,107

Tableau V-7

Connaissant les valeurs de r, on peut calculer les sections S_Z telle que : $S_Z = \rho/r$

Après le calcul de S_Z on déduit les résistances linéiques et les chutes de tension réelles.

Les résultats sont représentés dans le tableau (V-8) :

N° de bâtiment	Armoires de distribution	r (Ω/km)	S_Z (mm^2)	S_{ZN} (mm^2)	r réelle (Ω/km)	a réelle (%)
Bat 01	1 AL	4,352	5,17	6	3,75	4,309
	1 AP	0,355	63,38	70	0,32	4,608
	2 AP	0,203	110,84	120	0,19	4,725
	3 AP	0,203	110,84	120	0,19	4,725
	4 AP	0,545	41,28	50	0,45	4,233
Bat 02	1 AL	52,288	0,43	2,5	15,00	1,434
Bat 03	1 AL	16,097	1,40	2,5	15,00	4,659
	1 AP	2,334	9,64	10	2,25	4,826
	2 AP	4,445	5,06	6	3,75	4,231
	3 AP	2,921	7,70	10	2,25	3,880
	4 AP	2,355	9,55	10	2,25	4,784
Bat 04	1 AL	27,845	0,81	2,5	15,00	2,693
	1 AP	3,939	5,71	6	3,75	4,764
Bat 05	1 AL	13,671	1,65	2,5	9,00	3,292
	2 AP	2,211	10,18	16	1,41	3,240
	3 AP	1,469	15,32	16	1,41	4,796
Bat 06	1 AL	87,719	0,26	2,5	15,00	0,855
Bat 07	1 AL	33,333	0,68	2,5	15,00	2,250
	1 AP	6,592	3,41	4	5,63	4,275
Bat 08	1 AL	6,178	3,64	4	5,63	4,553
	1 AP	2,123	10,60	16	1,41	3,370
	2 AP	0,588	38,27	50	0,45	3,959

Bat 09	1 AL	13,021	1,73	2,5	9,00	3,456
	1 AP	1,777	12,66	16	1,41	3,999
	2 AP	0,802	28,05	35	0,64	4,092
Chaufferie	/	0,147	153,06	185	0,12	4,424
Compresseur du Bat 01	/	2,147	10,48	16	1,41	3,333
Compresseur du Bat 03	/	3,561	6,32	10	2,25	3,197
Compresseur du Bat 09	/	4,687	4,80	6	3,75	4,016
Eclairage routes	/	0,107	210,28	240	0,09	4,395

Tableau V-8

4-Section utilisée:

La section choisie sera la plus grande parmi les sections calculées, elles sont données dans le tableau (V-9).

Les conducteurs de phases et les conducteurs de neutre sont de même matériau.

N° de bâtiment	Boite de distribution	S_{eN} (mm ²)	S_{jN} (mm ²)	S_{ZN} (mm ²)	S Choisis (mm ²)
Bat 01	1 AL	4	2,5	6	6
	1 AP	35	50	70	70
	2 AP	50	95	120	120
	3 AP	50	95	120	120
	4 AP	25	25	50	50
Bat 02	1 AL	2,5	2,5	2,5	2,5
Bat 03	1 AL	6	2,5	2,5	6
	1 AP	70	150	10	150
	2 AP	35	50	6	50
	3 AP	50	95	10	95
	4 AP	25	25	10	25
Bat 04	1 AL	2,5	2,5	2,5	2,5

	1 AP	10	2,5	6	10
Bat 05	1 AL	2,5	2,5	2,5	2,5
	1 AP	16	10	16	16
	2 AP	25	16	16	25
Bat 06	1 AL	2,5	2,5	2,5	2,5
Bat 07	1 AL	2,5	2,5	2,5	2,5
	1 AP	4	2,5	4	4
Bat 08	1 AL	2,5	2,5	4	4
	1 AP	6	2,5	16	16
	2 AP	25	16	50	50
Bat 09	1 AL	2,5	2,5	2,5	2,5
	1 AP	10	4	16	16
	2 AP	25	16	35	35
Chaufferie	/	70	70	185	185
Compresseur du Bat 01	/	6	1,5	16	16
Compresseur du Bat 03	/	70	70	10	70
Compresseur du Bat 09	/	4	2,5	6	6
Eclairage routes	/	16	4	240	240

Tableau V-9

V-4-2-Dimensionnement des disjoncteurs:

V-4-2-1-Disjoncteur BT du poste MT/BT:

- **Régime TNC-S:**

$$S_{TNC-S}=1250kVA$$

$$P_{Charge}=16400W$$

$$U_{CC}\%=6$$

$$I_n=1804,2A$$

$$L=20m$$

$$U_n=400V$$

$$r_L = 1,07 \cdot 10^{-4} \text{ } \Omega/\text{km}$$

$$x_L = 0,025 \text{ } \Omega/\text{km}$$

$$\text{On a: } I_{CC} = 1,1 U_n / \sqrt{3} Z_{eq}$$

$$Z_{eq} = \sqrt{(R_L + R_{tr})^2 + (X_L + X_{tr})^2}$$

$$\text{On a: } P_{Charge} = 3 R_{tr} I_n^2$$

$$\Rightarrow R_{tr} = P_{Charge} / 3 I_n^2$$

$$\text{AN: } R_{tr} = 1,67 \text{ m}\Omega$$

$$Z_{tr} = U_{CC} / \sqrt{3} I_n$$

$$\text{AN: } Z_{tr} = 7,87 \text{ m}\Omega$$

$$\text{Et: } X_{tr} = \sqrt{Z_{tr}^2 - R_{tr}^2}$$

$$\text{AN: } X_{tr} = 7,69 \text{ m}\Omega$$

$$\text{Donc: } Z_{eq} = 8,35 \text{ m}\Omega$$

Alors:

$$I_{CC} = 30,39 \text{ kA}$$

On choisira un disjoncteur Masterpact NW 2000 de type N₁ qui a un pouvoir de coupure I_{CU}=65kA de calibre I=2000A [19].

- **Régime TT:**

$$S_{TT} = 400 \text{ kVA}$$

$$P_{Charge} = 6000 \text{ W}$$

$$U_{CC} \% = 4$$

$$I_n = 577,35 \text{ A}$$

$$L = 23 \text{ m}$$

$$r_L = 3,77 \cdot 10^{-2} \text{ } \Omega/\text{km}$$

$$x_L = 0,05 \text{ } \Omega/\text{km}$$

$$\text{On trouve: } R_{tr} = 6 \text{ m}\Omega$$

$$Z_{tr} = 16,4 \text{ m}\Omega$$

$$X_{tr}=15,26 \text{ m}\Omega$$

$$Z_{eq}=17,18 \text{ m}\Omega$$

Alors:

$$I_{CC}=14,28 \text{ kA.}$$

On choisira un disjoncteur compact NS 630 de type N qui a un pouvoir de coupure $I_{CU}=50 \text{ kA}$ de calibre $I=630 \text{ A}$.

V-4-2-2-Disjoncteur de chaque départ:

On prend l'exemple du bâtiment 01 armoire 2AP :

$$R_{tr}=1,67 \text{ m}\Omega$$

$$X_{tr}=7,69 \text{ m}\Omega$$

$$r_L=1,07 \cdot 10^{-4} \text{ }\Omega/\text{km}$$

$$x_L=0,025 \text{ }\Omega/\text{km}$$

$$r_1=0,187 \text{ }\Omega/\text{km}$$

$$x_1=0,1 \text{ }\Omega/\text{km}$$

$$\text{On a: } I_{CC}=1,1U_n/\sqrt{3}Z_{eq}$$

$$Z_{eq}=\sqrt{(R_L+R_{tr} + R_1)^2 + (X_L+X_{tr} + X_1)^2}$$

$$\text{AN : } Z_{eq}=69,37 \text{ m}\Omega$$

On aura:

$$I_{CC}=3,66 \text{ kA.}$$

On choisira un disjoncteur compact NS 250 de type N qui a un pouvoir de coupure $I_{CU}=36 \text{ kA}$ de calibre $I=200 \text{ A}$

La suite des résultats sont donnés dans le tableau (V-10) et (V-11).

N° de bâtiment	Boite de distribution	R_{tr} (m Ω)	X_{tr} (m Ω)	R_L (m Ω)	X_L (m Ω)	R_1 (m Ω)	X_1 (m Ω)	Z_{eq} (m Ω)
Bat 01	1 AL	0,00167	0,00787	0,000002	0,0005	1,125	0,03	1127,32
	1 AP	0,00167	0,00787	0,000002	0,0005	0,096	0,03	104,93
	2 AP	0,00167	0,00787	0,000002	0,0005	0,056	0,03	69,26
	3 AP	0,00167	0,00787	0,000002	0,0005	0,056	0,03	69,26

	4 AP	0,00167	0,00787	0,000002	0,0005	0,135	0,03	141,95
Bat 02	1 AL	0,00167	0,00787	0,000002	0,0005	2,25	0,015	2251,79
Bat 03	1 AL	0,00167	0,00787	0,000002	0,0005	0,131	0,0035	133,20
	1 AP	0,00167	0,00787	0,000002	0,0005	0,0045	0,003	12,93
	2 AP	0,00167	0,00787	0,000002	0,0005	0,0135	0,003	18,95
	3 AP	0,00167	0,00787	0,000002	0,0005	0,007	0,003	14,29
Bat 04	4 AP	0,00167	0,00787	0,000002	0,0005	0,072	0,008	75,46
	1 AL	0,00167	0,00787	0,000002	0,0005	1,95	0,013	1951,78
Bat 05	1 AP	0,00167	0,00787	0,000002	0,0005	0,292	0,013	294,44
	1 AL	0,00167	0,00787	0,000002	0,0005	1,26	0,014	1261,87
	2 AP	0,00167	0,00787	0,000002	0,0005	0,196	0,014	198,93
Bat 06	3 AP	0,00167	0,00787	0,000002	0,0005	0,126	0,014	129,61
	1 AL	0,00167	0,00787	0,000002	0,0005	3,6	0,024	3601,81
Bat 07	1 AL	0,00167	0,00787	0,000002	0,0005	2,25	0,015	2251,79
	1 AP	0,00167	0,00787	0,000002	0,0005	0,843	0,015	844,99
Bat 08	1 AL	0,00167	0,00787	0,000002	0,0005	1,968	0,035	1970,14
	1 AP	0,00167	0,00787	0,000002	0,0005	0,492	0,035	495,57
	2 AP	0,00167	0,00787	0,000002	0,0005	0,13	0,029	136,87
Bat 09	1 AL	0,00167	0,00787	0,000002	0,0005	2,16	0,024	2161,91
	1 AP	0,00167	0,00787	0,000002	0,0005	0,337	0,024	340,21
	2 AP	0,00167	0,00787	0,000002	0,0005	0,154	0,024	159,00
Chaufferie	/	0,00167	0,00787	0,000002	0,0005	0,036	0,03	53,77
Compresseur du Bat 01	/	0,00167	0,00787	0,000002	0,0005	0,421	0,03	424,41
Compresseur du Bat 03	/	0,00167	0,00787	0,000002	0,0005	0,006	0,002	12,89
Compresseur du Bat 09	/	0,00167	0,00787	0,000002	0,0005	0,9	0,024	902,25
Eclairage routes	/	0,00167	0,00787	0,000002	0,0005	0,281	0,3	418,32

Tableau V-10

N° de bâtiment	Boite de distribution	Intensité (A)	Z _{eq} (mΩ)	Un (V)	I _{cc} (kA)	I _{cu} (kA)	Disjoncteurs
Bat 01	1 AL	8,845	1127,32	400	0,23	36	NS100N, I=16
	1 AP	111,860	104,93	400	2,42	36	NS160N, I=125
	2 AP	173,200	69,26	400	3,67	36	NS250N, I=200
	3 AP	173,200	69,26	400	3,67	36	NS250N, I=200
	4 AP	77,580	141,95	400	1,79	36	NS100N, I=80
Bat 02	1 AL	1,470	2251,79	400	0,11	36	NS100N, I=16
Bat 03	1 AL	20,490	133,20	400	1,91	36	NS100N, I=25
	1 AP	199,720	12,93	400	19,64	36	NS250N, I=200
	2 AP	106,450	18,95	400	13,40	36	NS160N, I=125
	3 AP	160,570	14,29	400	17,77	36	NS250N, I=200
	4 AP	74,240	75,46	400	3,37	36	NS100N, I=80
Bat 04	1 AL	3,190	1951,78	400	0,13	36	NS100N, I=16
	1 AP	27,650	294,44	400	0,86	36	NS100N, I=40
Bat 05	1 AL	6,030	1261,87	400	0,20	36	NS100N, I=16
	2 AP	42,960	198,93	400	1,28	36	NS100N, I=63
	3 AP	63,580	129,61	400	1,96	36	NS100N, I=80
Bat 06	1 AL	0,540	3601,81	400	0,07	36	NS100N, I=16
Bat 07	1 AL	2,310	2251,79	400	0,11	36	NS100N, I=16
	1 AP	13,740	844,99	400	0,30	36	NS100N, I=16
Bat 08	1 AL	5,420	1970,14	400	0,13	36	NS100N, I=16
	1 AP	17,870	495,57	400	0,51	36	NS100N, I=25
	2 AP	71,490	136,87	400	1,86	36	NS100N, I=80
Bat 09	1 AL	3,690	2161,91	400	0,12	36	NS100N, I=16
	1 AP	30,930	340,21	400	0,75	36	NS100N, I=40
	2 AP	65,300	159,00	400	1,60	36	NS100N, I=80
Chaufferie	/	206,210	53,77	400	4,72	36	NS250N, I=250
Compresseur du Bat 01	/	20,620	424,41	400	0,60	36	NS100N, I=25

Compresseur du Bat 03	/	189,030	12,89	400	19,69	36	NS250N, I=200
Compresseur du Bat 09	/	12,020	902,25	400	0,28	36	NS100N, I=16
Eclairage routes	/	36,080	418,32	400	0,61	36	NS100N, I=40

Tableau V-11

Le résumé des calculs sont donnés dans les schémas unifilaires.

V-4-3-Paramétrage de la protection numérique:

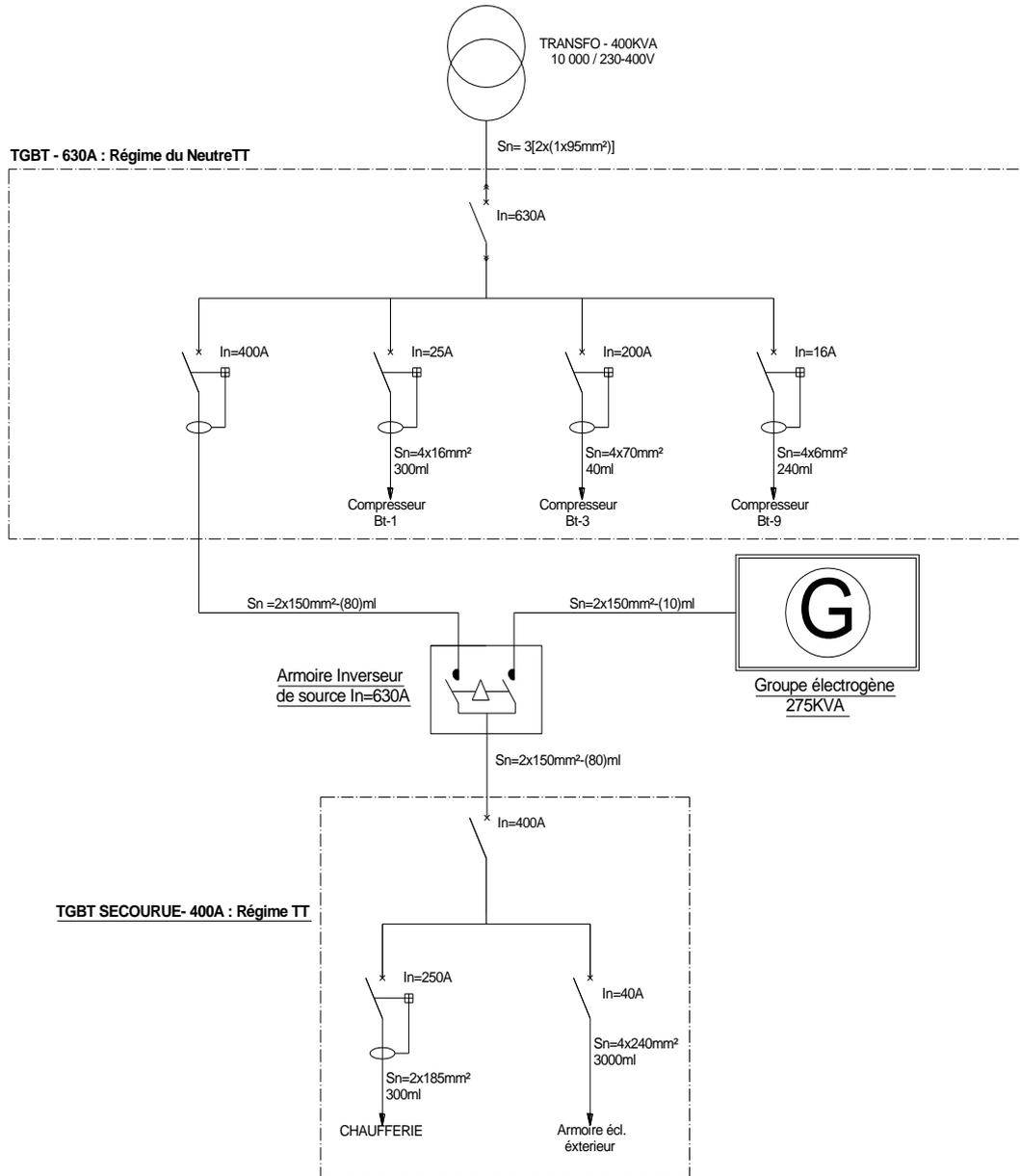
Les familles d'unités de protection et de mesures Sepam série 20 sont destinées à l'exploitation des machines et des réseaux de distribution électrique des installations industrielles et des sous-stations des distributeurs d'énergie pour tous les niveaux de tension.

Elles se composent de solutions complètes, simples et fiables, adaptées aux applications suivantes :

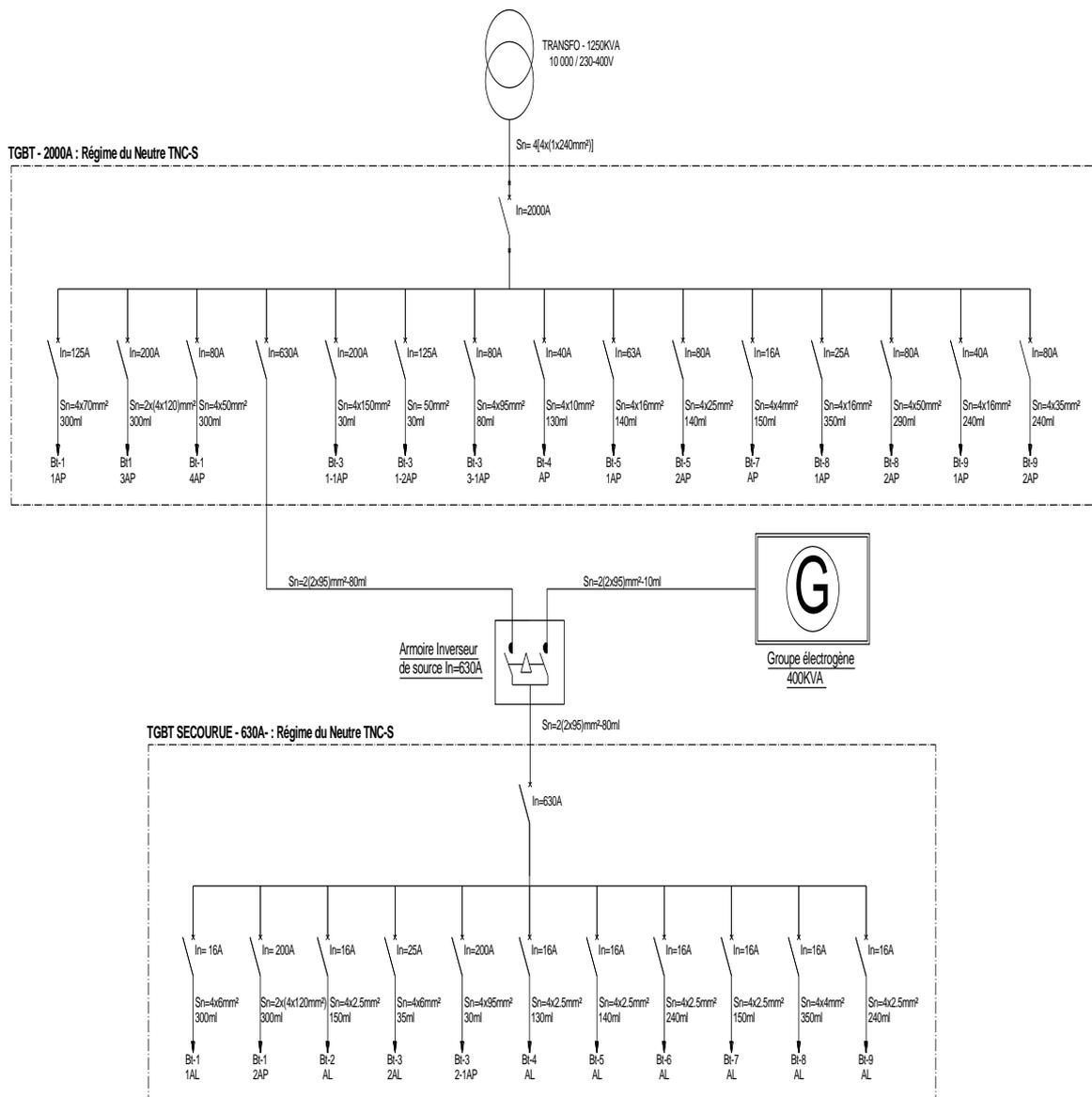
- protection des sous-stations (arrivées et départs)
- protection des transformateurs
- protection des moteurs
- protection des générateurs
- protection des jeux de barres.

Protections	code ANSI	S20	S23	T20	T23	M20
Maximum de courant phase	50/51	4	4	4	4	4
Maximum de courant terre, terre sensible	50N/51N 50G/51G	4	4	4	4	4
Défaillance disjoncteur	50BF		1		1	
Déséquilibre / composante inverse	46	1	1	1	1	1
Image thermique	49 RMS			2	2	2
Minimum de courant phase	37					1
Démarrage trop long, blocage rotor	48/51LR/14					1
Limitation du nombre de démarrages	66					1
Réenclencheur (4 cycles)	79	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			
Thermostat / Buchholz	26/63			<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Surveillance température	38/49T			<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Mesures						
Courant phase I1, I2, I3 RMS		<input checked="" type="checkbox"/>				
Courant résiduel IO		<input checked="" type="checkbox"/>				
Courant moyen I1, I2, I3		<input checked="" type="checkbox"/>				
Maximètre courant phase IM1, IM2, IM3		<input checked="" type="checkbox"/>				
Température				<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

LA NOUVELLE SOUS-STATION MT/BT : SCHEMA UNIFILAIRE



LA NOUVELLE SOUS-STATION MT/BT : SCHEMA UNIFILAIRE



1-Les valeurs mesurées:

- De la protection du transformateur (Sepam T20):

-Maximum de courant de phase:

$$I_{CC}=1,1U_n/\sqrt{3}Z_{eq}$$

$$Z_{eq}=\sqrt{(R_L+R_{tr})^2 + (X_L+X_{tr})^2}$$

On a: $X_T=3,95\Omega$.

$$X_L=0,09 \Omega$$

$$Z_T= (U_{CC}U_n^2) / (100.S_n)$$

Avec: $U_{CC}=12\%$

$$U_n=10kV$$

$$S_n=30MVA$$

On aura: $Z_T=4 \Omega$.

On déduit R_T : $R_T=0,63\Omega$.

On a: $S=70mm^2$ (S: section du câble MT) $\Rightarrow R_L=0,46 \Omega$

Donc: $Z_{eq}=4,19 \Omega \Rightarrow I_{CC}=1,52kA$

Alors: $ICC = 1,52kA/100ms$

-Maximum de courant terre:

Seuil 1: $I_o=10A/300ms$ (Courbe inverse)

Seuil 2: $I_o=30A/600ms$ (Courbe dépendant)

-Image thermique:

Température nominale à I_n : $T_n=75^\circ C$.

$$I_{n(TNC-S)}=72,16A$$

$$I_{n(TT)}=23,09A$$

Température initiale à froid : $40^\circ C$.

Constante de temps : 10s

Température maximale: 300°C.

Température d'alarme: 320°C.

-Composante inverse: Pour le régime:

TNC-S: $I_S=0,2I_n$, avec $I_n=72,16A$ alors: $I_S=14,43A$

TT: $I_S=0,2I_n$, avec $I_n=23,09A$ alors: $I_S=4,61A$

- Pour la protection de sous-station (Sepam S20):

-Maximum de courant de phase:

-Pour le compartiment MT/BT:

$$I_{CC}=1,1U_n/\sqrt{3}Z_{eq}$$

$$Z_{eq}=4,19 \Omega \Rightarrow I_{CC}=1,52kA$$

Alors: $I_{CC}=1,52kA/120ms$

-Pour le compartiment MT/MT:

$$I_{CC}=1,1U_n/\sqrt{3}Z_{eq}$$

$$Z_{eq}=Z_T=4\Omega \Rightarrow I_{CC}=1,58kA$$

Alors: $I_{CC}=1,58kA/150ms$

- Maximum de courant terre:

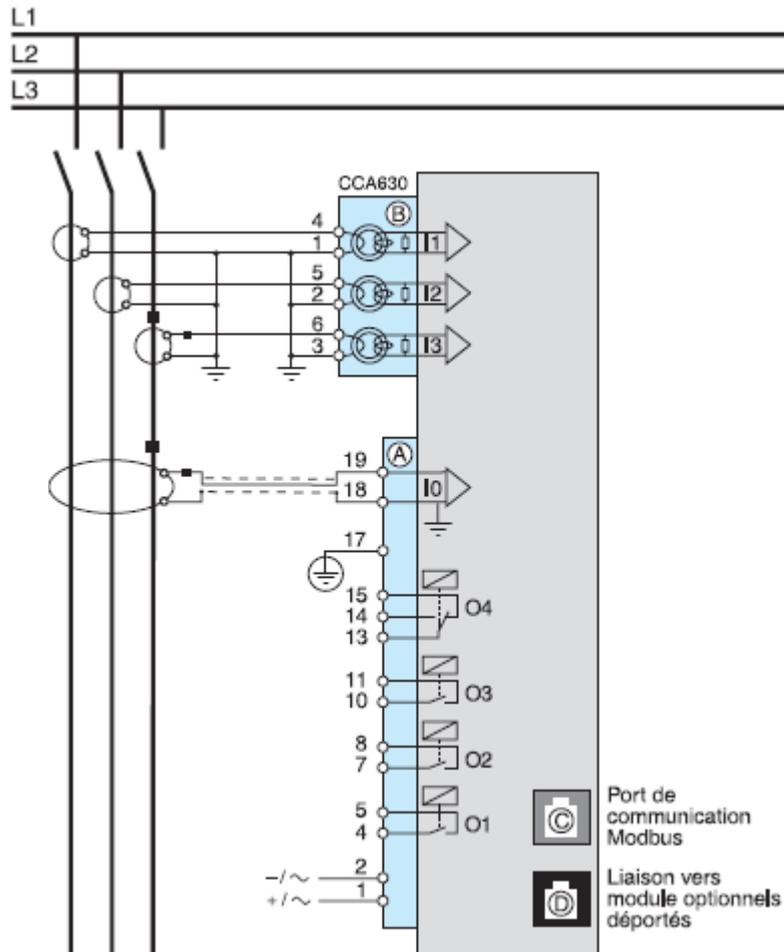
Seuil 1: $I_o=10A/300ms$ (Courbe inverse)

Seuil 2: $I_o=30A/600ms$ (Courbe dépendant)

-Composante inverse:

$I_S=0,2I_n$, avec $I_n=95,25A$, alors: $I_S=19A$

2-Schéma de raccordement de la Sepam:



- **Dimensionnement des TC:**

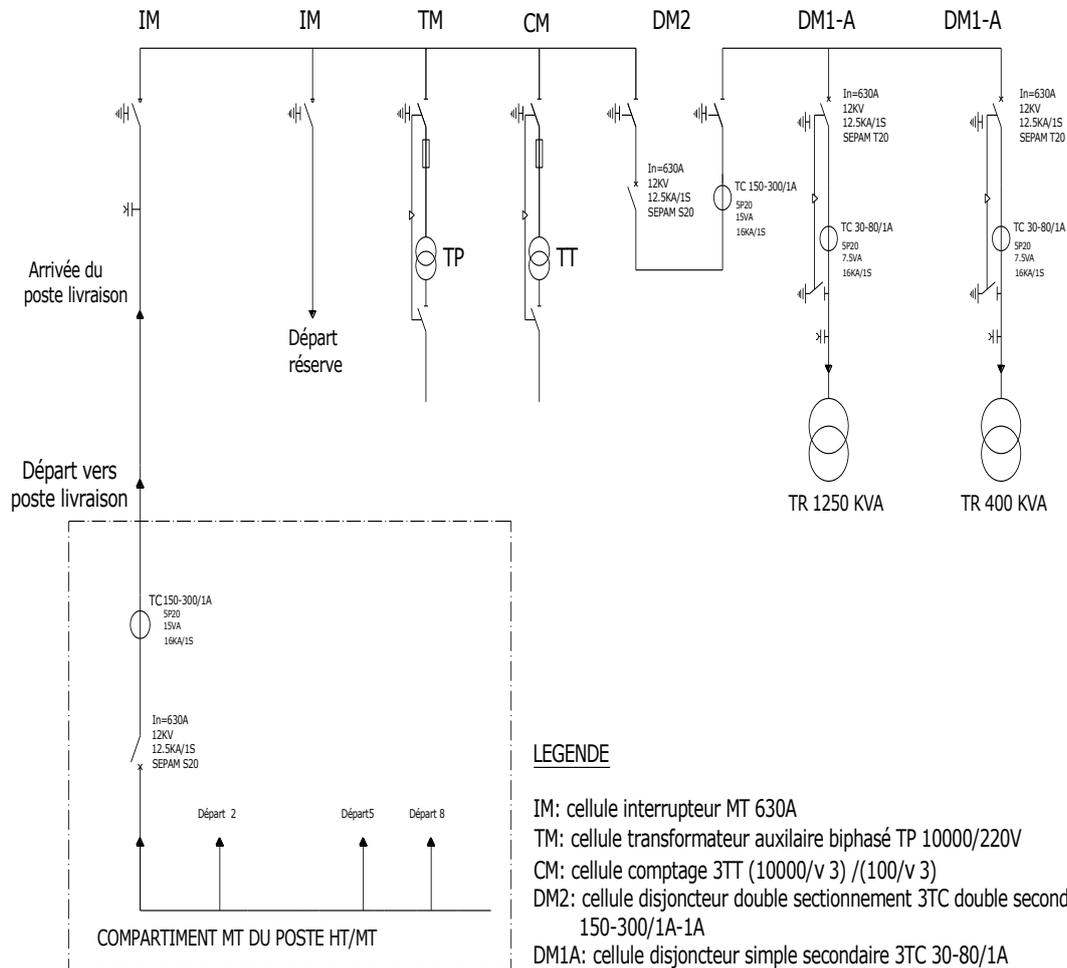
-Pour le TNC-S le courant nominal du côté MT est: $I_n=72,16A$, donc on choisit un TC Torre 30-80/1A.

-Pour le TT le courant nominal du côté MT est: $I_n=23,09A$, donc on choisit un TC Torre 30-80/1A.

-Pour le compartiment MT le courant nominal est: $I_n=104,16A$, donc on choisit un TC Torre 150-350/1A.

Le résumé de ces calculs est donné dans le schéma synoptique.

SOUS-STATION MT/BT SCHEMA SYNOPTIQUE



LEGENDE

IM: cellule interrupteur MT 630A

TM: cellule transformateur auxiliaire biphasé TP 10000/220V

CM: cellule comptage 3TT (10000/v 3) /(100/v 3)

DM2: cellule disjoncteur double sectionnement 3TC double secondaire 150-300/1A-1A

DM1A: cellule disjoncteur simple secondaire 3TC 30-80/1A

Conclusion générale

Notre objectif principal est de dimensionner une sous-station MT/BT à partir d'un poste HT/MT existant, qui consiste à déterminer les paramètres de cette sous-station (bilan de puissance, section des conducteurs, etc.).

Le projet fait aussi l'objet d'étude des courants de défauts qui sont caractérisés par des phénomènes non conformes au fonctionnement normal du réseau, nous avons donné des exemples de calculs des courants de court-circuit, qui sont basés sur des réalités et des normes pratiques en utilisant le schéma électrique équivalent de la sous-station. Nous avons dimensionné le disjoncteur général ainsi les disjoncteurs de différents départs. Pour éviter les conséquences des différents défauts, il faut mettre hors service la partie détériorée à l'aide de d'une protection, cette dernière consiste à définir la nature des défauts contre lesquels on doit protéger, puis à choisir l'appareil capable de détecter ces défauts et d'opérer leur suppression. Les fonctions de protection sont complétées par des fonctions de : commande, surveillance de bon fonctionnement, exploitation, signalisation, mesure, diagnostic et communication. Pour permettre une meilleure maîtrise du système électrique. Toutes ces fonctions peuvent être assurées par une seule et même unité numérique de protection.

Ce travail, nous a permis d'approfondir nos connaissances en électrotechnique, et de toucher de près à ce qui se fait sur le terrain.

Enfin, nous espérons que ce travail apportera un plus à l'entreprise E.R.O.E et aux étudiants des promotions à venir.

Bibliographie

- [1] THEODOR WILDI « Electrotechnique », édition 4.
- [2] J.LANDE, N.HADJ SAID « Ligne et réseau électrique 1 ».
- [3] Wikipédia (réseau électrique, transformateur électrique, jeu de barre).
- [4] F.MILSANT « Machines électrique, transformateur, réseaux électrique », Edition 1993.
- [5] Technique d'ingénieur D 4570 « Poste à haute et très haute tension ».
- [6] Technique d'ingénieur D 4210 « Réseau de distribution ».
- [7] Cahier technique n°155 « Les réseaux de distribution publique MT dans le monde », Edition 1991.
- [8] Cahier technique n°164 « Transformateur de courant pour la HT », Edition 1992.
- [9] H.BOYER, M.NORBERT, R.PHILIPPE, « Construction du matériel électrique tome 4 ».
- [10] K.FERHANI, M.ADANE, D.AMRENDI, « Restructuration du réseau électrique moyenne tension 30Kv du centre de Tizi-Ouzou », Mémoire d'ingénieur UMMTO, 1999.
- [11] N.BERGE « modélisation au moyen des réseaux de pétri temporisés stochastiques d'une application de contrôle-commande de poste de transformation d'énergie électrique répartie sur le réseau de terrain Fip », université PAUL SABATIER de TOULOUSE, 1996.
- [12] H.BOYER, M.NORBERT, R.PHILIPPE, « Construction du matériel électrique tome 2 »
- [13] Document de SONALGAZ « Calculs et réglage des protections », 1996.
- [14] PH.BARRET « Courts-circuits et régimes déséquilibrés », école supérieur d'électricité, Paris 1984.
- [15] D.ALLEK, N.KIRECHE « Réglage des protection des départs issus du poste AMIROUTE 60/10 kV », mémoire d'ingénieur UMMTO, 1999.
- [16] ABB
- [17] Document EN.I.CA.BISCRA.
- [18] R.BOURGEOIS, D.COIGNIEL « Mémotech électrotechnique », Edition 5.
- [19] « Distribution électrique automatisme industriels », catalogue Algérie 2006, Schneider électrique.

[20] « Cellules modulaires SM6 Merlin Gerin 3 à 36 kV », Catalogue 2005, Schneider électrique.

[21] « Protection des réseaux électrique Sepam série 20 », Catalogue 2004, Schneider électrique.

Annexe

Fonctions de protection:

Code ANSI	Fonction de protection et paramètres de réglage	Essais conformes
68	Courant de magnétisation d'enclenchement	IEC 60255-3
67	Max. de courant directionnel seuil haut	IEC 60255-12
67	Max. de courant directionnel seuil bas	IEC 60255-12
50	Max. de courant instantané	IEC 60255-3
51	Max. de courant seuil haut	IEC 60255-3
51	Max. de courant seuil bas	IEC 60255-3
51	Max de courant à temps dépendant IDMT	IEC 60255-3
51N	Défaut à la terre seuil haut	IEC 60255-3
51N	Défaut à la terre seuil bas	IEC 60255-3
67N	Défaut à la terre directionnelle seuil haut	IEC 60255-12
67N	Défaut à la terre directionnelle seuil bas	IEC 60255-12
67N	Défaut à la terre directionnelle sensible	IEC 60255-12
51N	Défaut à la terre IDMT	IEC 60255-3
59	Surtension instantanée	IEC 60255-3
59	Surtension seuil haut	IEC 60255-3
59	Surtension seuil bas	IEC 60255-3
27	Sous-tension instantanée	IEC 60255-3
27	Sous-tension seuil haut	IEC 60255-3
27	Sous-tension seuil bas	IEC 60255-3
59N	Surtension homopolaire seuil haut	IEC 60255-3
59N	Surtension homopolaire seuil bas	IEC 60255-3
49	Protection contre surcharges thermiques (équation thermique de 1 ^{er} degré avec fonction de mémoire complète)	IEC 60255-8

Code ANSI	Fonction de protection et paramètres de réglage	Essais conformes
81	Surveillance de fréquence	IEC 60255-3
25	Contrôle du synchronisme	IEC 60255-3
	Enregistreur de défauts	IEC 60255-24
55	Contrôle du facteur de puissance	IEC 60255-12
51	Protection de démarrage moteur (caractéristique adiabatique)	IEC 60255-3
51LR	Blocage rotor (caractéristique de temps défini)	IEC 60255-3
66	Nombre de démarrages	
21+79	Protection de distance avec réenclenchement automatique	IEC 60255-16
87	Protection différentielle	IEC 60255-13
46	Charge déséquilibrée	IEC 60255-3
32	Puissance directionnelle	IEC 60255-12
37	Sous-charge	IEC 60255-12

Gammes de réglages de la Sepam:

Fonctions	Réglages	Temporisations	
ANSI 50N/51N ou 50G/51G - Maximum de courant terre			
Courbe de déclenchement	Temporisation de déclenchement	Temporisation de maintien	
	Temps indépendant	DT	
	SIT, LTI, VIT, EIT, UIT ⁽¹⁾	DT	
	RI	DT	
	CEI : SIT/A, LTI/B, VIT/B, EIT/C	DT ou IDMT	
	IEEE : MI (D), VI (E), EI (F)	DT ou IDMT	
	IAC : I, VI, EI	DT ou IDMT	
Seuil Is0	0,1 à 15 In0	Temps indépendant	Inst ; 0,05 s à 300 s
	0,1 à 1 In0	Temps dépendant	0,1 s à 12,5 s à 10 Is0
Temps de maintien	Temps indépendant (DT ; timer hold)	Inst ; 0,05 s à 300 s	
	Temps dépendant (IDMT ; reset time)	0,5 s à 20 s	
ANSI 50V/51V - Maximum de courant phase à retenue de tension			
Courbe de déclenchement	Temporisation de déclenchement	Temporisation de maintien	
	Temps indépendant	DT	
	SIT, LTI, VIT, EIT, UIT ⁽¹⁾	DT	
	RI	DT	
	CEI : SIT/A, LTI/B, VIT/B, EIT/C	DT ou IDMT	
	IEEE : MI (D), VI (E), EI (F)	DT ou IDMT	
	IAC : I, VI, EI	DT ou IDMT	
Seuil Is	0,1 à 24 In	Temps indépendant	Inst ; 0,05 s à 300 s
	0,1 à 2,4 In	Temps dépendant	0,1 s à 12,5 s à 10 Is
Temps de maintien	Temps indépendant (DT ; timer hold)	Inst ; 0,05 s à 300 s	
	Temps dépendant (IDMT ; reset time)	0,5 s à 20 s	
ANSI 59 - Maximum de tension	composée	simple⁽²⁾	
	50 à 150 % de Unp	50 à 150 % de Vnp	0,05 s à 300 s
ANSI 59N - Maximum de tension résiduelle			
	2 à 80 % de Unp		0,05 s à 300 s
ANSI 66 - Limitation du nombre de démarrages			
Nombre de démarrages par période	1 à 60	Période	1 à 6 h
Nombre de démarrages successifs	1 à 60	T interdémarrage	0 à 90 mn
ANSI 67 - Maximum de courant phase directionnelle			
Courbe de déclenchement	Temporisation de déclenchement	Temporisation de maintien	
	Temps indépendant	DT	
	SIT, LTI, VIT, EIT, UIT ⁽¹⁾	DT	
	RI	DT	
	CEI : SIT/A, LTI/B, VIT/B, EIT/C	DT ou IDMT	
	IEEE : MI (D), VI (E), EI (F)	DT ou IDMT	
	IAC : I, VI, EI	DT ou IDMT	
Seuil Is	0,1 à 24 In	Temps indépendant	Inst ; 0,05 s à 300 s
	0,1 à 2,4 In	Temps dépendant	0,1 s à 12,5 s à 10 Is
Temps de maintien	Temps indépendant (DT ; timer hold)	Inst ; 0,05 s à 300 s	
	Temps dépendant (IDMT ; reset time)	0,5 s à 20 s	
Angle caractéristique	30°, 45°, 60°		

(1) Déclenchement à partir de 1,2 Is

(2) Uniquement sur série 40.

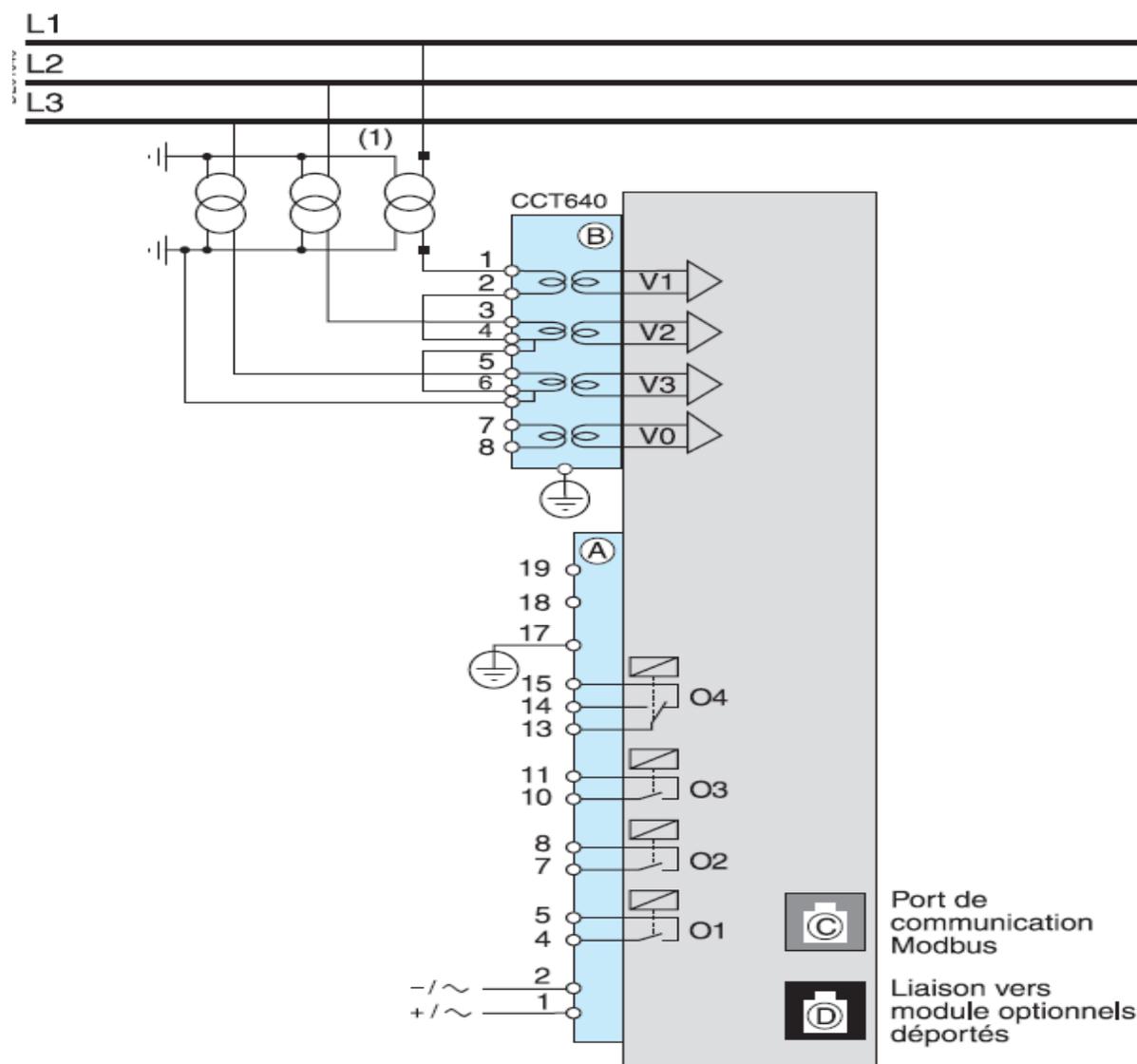
Fonctions	Réglages	Temporisations		
ANSI 67N/67NC type 1 - Maximum de courant terre directionnelle, suivant la projection I0				
Angle caractéristique	-45°, 0°, 15°, 30°, 45°, 60°, 90°			
Seuil Is0	0,1 à 15 In0	Temps indépendant	Inst ; 0,05 s à 300 s	
Seuil Vs0	2 à 80 % de Un			
Temps mémoire	Durée T0mem	0 ; 0,05 s à 300 s		
	Seuil de validité V0mem	0 ; 2 à 80 % de Unp		
ANSI 67N/67NC type 2 - Maximum de courant terre directionnelle, suivant le module de I0 directionnalisé sur un demi-plan de déclenchement				
Angle caractéristique	-45°, 0°, 15°, 30°, 45°, 60°, 90°			
Courbe de déclenchement	Temporisation de déclenchement	Temporisation de maintien		
	Temps indépendant	DT		
	SIT, LTI, VIT, EIT, UIT (1)	DT		
	RI	DT		
	CEI, SIT/A, LTI/B, VIT/B, EIT/C	DT ou IDMT		
	IEEE : MI (D), VI (E), EI (F)	DT ou IDMT		
	IAC : I, VI, EI	DT ou IDMT		
Seuil Is0	0,1 à 15 In0	Temps indépendant	Inst ; 0,05 s à 300 s	
	0,1 à 1 In0	Temps dépendant	0,1 s à 12,5 s à 10 Is0	
Seuil Vs0	2 à 80 % de Unp			
Temps de maintien	Temps indépendant (DT ; timer hold)	Inst ; 0,05 s à 300 s		
	Temps dépendant (IDMT ; reset time)	0,5 s à 20 s		
ANSI 67N/67NC type 3 - Maximum de courant terre directionnelle, suivant le module de I0 directionnalisé sur un secteur de déclenchement				
Angle de début du secteur de déclenchement	0° à 359°			
Angle de fin du secteur de déclenchement	0° à 359°			
Seuil Is0	Tore CSH (Calibre 2 A)	0,2 A à 30 A	Temps indépendant	Inst ; 0,05 à 300 s
	TC 1 A + CSH30 (sensible, In0 = 0,1 In TC)	0,1 à 15 In0 (mini 0,1 A)		
	Tore + ACE990 (page 1)	0,1 à 15 In0 (mini 0,1 A)		
Seuil Vs0	V0 calculé (somme des 3 tensions)	2 à 80 % de Unp		
	V0 mesuré (TP externe)	0,6 à 80 % de Unp		
ANSI 81H - Maximum de fréquence				
Série 20	50 à 53 Hz ou 60 à 63 Hz		0,1 s à 300 s	
Série 40	50 à 55 Hz ou 60 à 65 Hz		0,1 s à 300 s	
ANSI 81L - Minimum de fréquence				
Série 20	45 à 50 Hz ou 55 à 60 Hz		0,1 s à 300 s	
Série 40	40 à 50 Hz ou 50 à 60 Hz		0,1 s à 300 s	
ANSI 81R - Dérivée de fréquence				
	0,1 à 10 Hz/s		Inst ; 0,15 s à 300 s	

(1) Déclenchement à partir de 1,2 Is.

Schémas de raccordement Sepam série 20 :

Types B21 / B22

Connecteur	Type	Réf.	Câble
A	A vis	CCA620	1 fil 0,2 à 2,5 mm ² (≥ AWG 24-12) 2 fils 0,2 à 1 mm ² (≥ AWG 24-16)
	Cosse à œil de 6,35 mm	CCA622	
B	A vis	CCT640	1 fil 0,2 à 2,5 mm ² (≥ AWG 24-12) 2 fils 0,2 à 1 mm ² (≥ AWG 24-16)
C	RJ45		CCA612
D	RJ45		CCA770 : L = 0,6 m
			CCA772 : L = 2 m
			CCA774 : L = 4 m



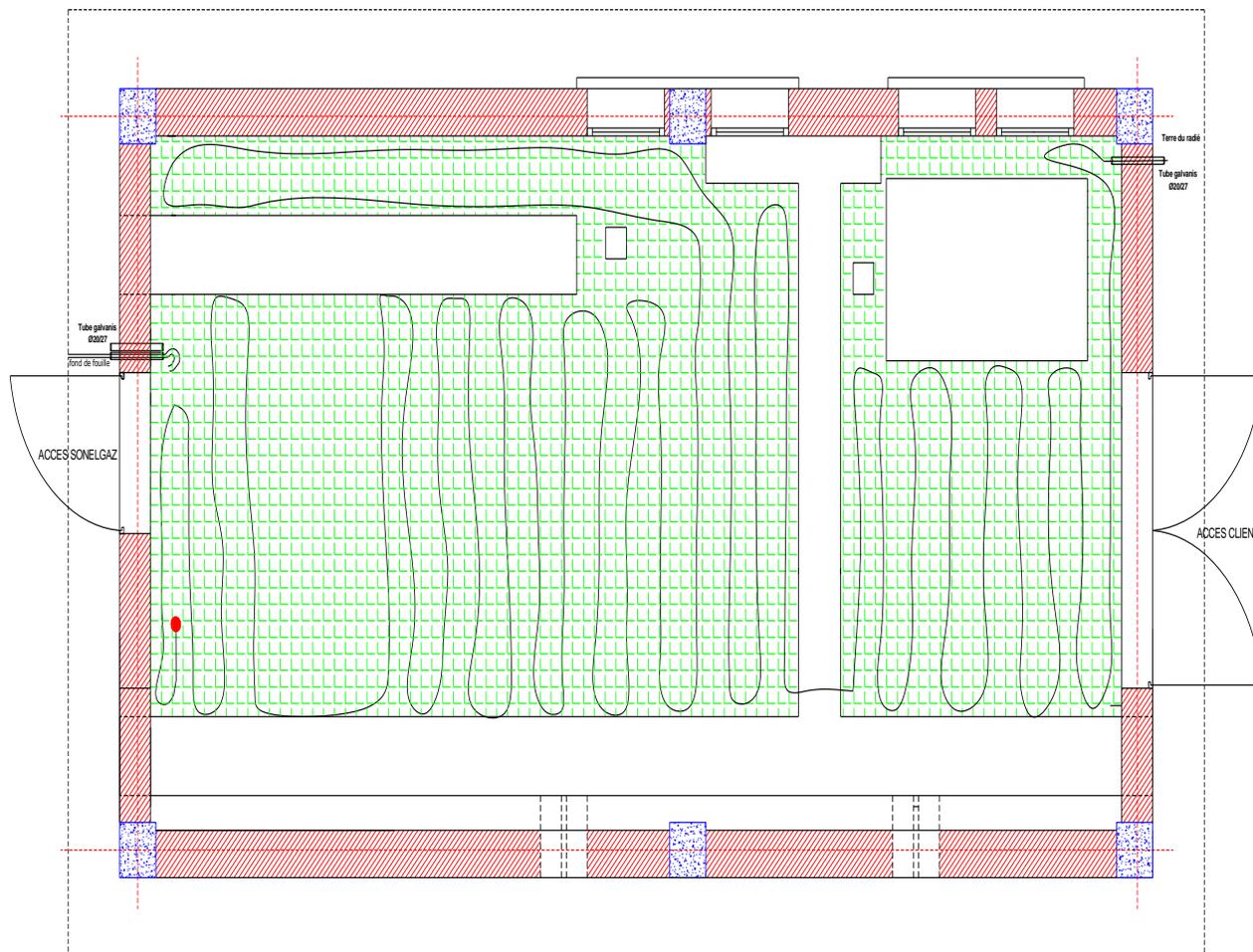
(1) Ce raccordement permet le calcul de la tension résiduelle.

SOUS-STATION MT/BT

SCHEMA DU CIRCUIT DE TERRE

le câble de fond de fouille ne doit pas être interrompu

le câble du circuit de terre doit être en cuivre Nu de section minimale 38mm²



Si la mesure de la mise à la terre est mauvaise, il ya lieu de l'améliorer par des piquets de terre

Pour une bonne équipotentialité le serpentín doit être distancé chaque 40cm

SOUS-STATION MT/BT

VUE EN PLAN AVEC EQUIPEMENT

