

N° Ordre...../FHC/UMBB/2016

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

**Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme :**

MASTER

Présenté par

Benyettou Islam

Filière : hydrocarbures

Option : Génie électrique : électricité industrielle

Thème

**Etude d'un système de protection numérique « application au moteur MT
pour une pompe booster »Simulation par logiciel ETAP software**

Devant le jury :

- | | | |
|----------------------------|------|-----------|
| - Tadger Sid Ahmed | UMBB | Président |
| - Khalifi Fateh | UMBB | Examineur |
| - Chellah Samira | UMBB | Examineur |
| - Hamadache Mohamed | UMBB | Encadreur |

Année Universitaire : 2015/2016

Remerciements

Je remercie tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'achèvement de ce travail à commencer par tout le personnel de la région de transport des hydrocarbures de haoud el Hamra (activité transport des hydrocarbures par canalisation SONATRACH) ou le travail a été effectué dont Mr Rebbahi ainsi que mon encadreur Mr HAMADACHE avec qui j'ai eu l'honneur de m'entretenir et de débattre pendant tout le temps qui aura fallu pour mettre à terme ce travail.

Je tiens aussi à remercier tous les enseignants du département électrification et automatisation des procédés industrielles qui m'ont permis d'acquérir un certain lot de connaissance tout au long de mon cursus universitaire.

Merci

Dédicace

Je dédie ce modeste mémoire :

A ma très chère Mère Malika et à mon cher Père Abdelkader, en témoignage et en gratitude de leurs dévouement, de leurs soutien permanent durant toutes mes années d'études, leurs sacrifices illimités, leurs réconfort moral, eux qui ont consenti tant d'effort pour mon éducation, mon instruction et pour me voir atteindre ce but, pour tout cela et pour ce qui ne peut être dit, mes affectations sans limite.

A ceux qui sont la source de mon inspiration et mon courage, à qui je dois de l'amour et de la reconnaissance :

A mes chers Frères : Mohamed ; mes Chéri Sœurs Razika, Cherifa. Amina. Khaoula, Maissa et Bessma ; et a toute ma famille.

Mes chères cousins Noureddine et Halim mes chères amis Youssouf .amine .Saddam .Souffiane .Walid. Djihad Chinwi. Hamid. Hakim. Elaid. Akram .Kader. Wahib, Abdellah. Omar. Moh Alejandro, Aimen, Ala. Bisso. Moh ayad, Bilal snoci. Sifo. Moussa, Mouloud, Boutadijne. Mestapha ; tous les membres du groupe Africa GNB et sans oublie Nibel, Sabrina et Nadia.

Mes remerciements s'adressent aussi à Mr Rebahi .H. Hadj Arab. Samir. Farid. Smail gueliani, Fayçal. Zwawith, Rouji .Ami ..Debba. Boussif .Souffiane. H. Chadli. Maarof. Gnana et Ahmed Mesouadi

Et pour tous ceux que j'ai oublié veuillez m'excuser et sachez que c'est involontaire

islam.B



Remerciement

En premier lieu, nous tenons à remercier notre DIEU, notre créateur pour nous avoir donné la force pour accomplir ce travail.

*Nos sincères remerciements à notre promoteur **Mr KHELIFI FATEH** de nous avoir guidé et encouragé durant ce travail.*

*Nous exprimons aussi notre vive reconnaissance au personnel de la **SONATRACH**, Nous pensons particulièrement à Monsieur **ABD ALBAKI** et **MELOUD**, pour son aide, sa disponibilité et ses orientations tout au long de notre stage.*

Nous présentons nos chaleureux remerciements aux enseignants du département Automatisation et électrification des procédés industriels pour leurs aides et orientations durant notre formation.

Un grand merci pour nos parents

*Nos derniers remerciements et ne sont pas les moindres, vont à tous ceux
qui ont contribué de près ou de loin pour l'aboutissement de ce travail.*

BELFERRAG HOUSSEM EDDINE

SOMMAIRE

Introduction générale	01
CHAPITRE I : Présentation TRC	
I.1) Une Dimension stratégique	03
I.2) Activité Transport par Canalisation	03
I.3) Des grandes capacités de stockage	04
I.4) Stations de pompage et de compression	04
I.5) Les pôles stratégiques	06
I .5.1) L'OK1	06
I .5.1.1) Système boosting	07
I .5.1.2) Turbopompes	07
I .5.2) Description du réseau électrique au niveau de station de pompage OK1	07
I .5.3) Groupe électrogène de secours GE- 01	08
I .5.4) Moteurs des pompes booster MP4/MP5	08
Chapitre II : généralité sur la protection électrique	
Introduction	10
II.1) Les défauts électriques	10
II.1.1) Les surcharges	10
II.1.2) Les court-circuit	11
II.1.3) Les surtensions	11
II.1.4) Les baisses de tension	11
II.2) Causes des défauts d'isolement	11
II.3) Régime de neutre	12
II.3.1) Régime TT	13
II.3.2) Régime IT	14
II.3.3) Régime TN	16
II.4) Système de protection	17
II.4. 1) Définition	17
II.4. 2) Les fonctions de protection	17
II.4. 3) Qualité principale pour un système de protection	18
II.4.3.1) L'équipement de protection	18
II.4.3.2) Rapidité	19
II.4.3.3) Sélectivité	19
II.4.3.3.A) Sélectivité ampèremétrique	19
II.4.3.3.B) Sélectivité chronométrique	20
II.4.3.4) Sensibilité	21
II.4.3.5) Fiabilité	21
II.4.4) Contraintes supplémentaires pour la protection	22

SOMMAIRE

Chapitre III : Différentes Types de la Protection Électrique

Introduction	24
III.1) Chaîne générale d'un système de protection	25
III .2) Transformateur de courant	25
III .2.1) Définition	25
III .2.2) TC Tore	26
III .3) Modélisation	27
III.3.1) Importance du choix des TC	27
III.3.2) Principe de fonctionnement	27
III.3.3) Caractéristiques	29
III.3.4) Niveau d'isolement assigné	29
III.3.5) Le rapport assigné de transformation (I_p/I_s)	29
III.3.6) Précision (FLP)	29
III.3.7) Puissance de précision	30
III.3.8) Courant de courte durée admissible	30
III.4) Transformateur de courant à doubles enroulements	31
III.4.1) Double enroulements secondaires	31
III.4.2) Double enroulements primaires	31
III.5) Transformateur de tension	32
III.5. 1) Définition	32
III.5.2) Fonction	32
III.6) Disjoncteur	34
III.6. 1) Définition et rôle	34
III.6.2) Principe de fonctionnement	34
III.6. 3) Caractéristiques électrique	34
III.7) Fusible	36
III.7. 1) Généralités	36
III.7.2) Caractéristiques	37
III.7.3) Courbes de fusion temps/courant	38
III.8) Les relais de protection	39
III.8.1) Définition	39
III.8.2) Les types	39
III.8.2.1) Les relais électromécaniques	39
III.8.2.2) Les Relais statique	40
III.8. 2.3) Les Relais numériques	41
Chapitre IV Simulation et calcul de protection« application à moteur moyen tension »	
IV.1) Introduction	42
IV.2) Définition des machines asynchrones triphasées	42

SOMMAIRE

IV.2.1) Construction	42
IV.2.2) Principe de fonctionnement	43
IV.3) Les composantes symétriques d'un système triphasé	44
IV.3.1) Représentation vectorielle du système triphasé équilibré	44
IV.3.2) Système triphasé déséquilibré – composantes symétriques	45
IV.4) Calcul le courant de court-circuit	46
IV.4.1) Calcul le courant de court-circuit triphasé	46
IV.4.2) Calcule du courant de court- circuit monophasée	46
IV.4.3) Calcul du courant de court – circuit biphasé	47
IV.4.3.1) calcul le courant-circuit biphasé entre conducteur de phase et terre	47
IV.5) Les réenclencheurs	48
IV.5.1) Le reenclencheur rapide	49
IV.5.2) Diagramme sur un défaut fugitif	49
IV.5.3) diagramme sur un défaut semi-permanent ou permanent	49
IV.6) Réglage de protection d'un départ	50
IV.6.1) calcul des impédances	50
IV.6.1.1) Impédance du réseau amont	51
IV.6.1.2) Impédance du transformateur	51
IV.6.2) Contribution moteur	52
IV.7) Relais ampèremétrique de phase	52
IV.7.1) Principe	52
IV.7.2) Relais de Courant Homopolaire	52
IV.7.2.1) Principe et définition de " $3I_0$ "	52
IV.7.2.2) Calcul de $3 I_0$	52
IV.8) Simulation et Application calcul de protection moteur moyenne tension	54
IV.9) partie de calcul	54
IV.9.1) fiche des données	54
IV.9.2) Calcul courant de court-circuit triphasé maximum	55
IV.9.3) Calcul courant de court-circuit triphasé minimum	56
IV.9.4) calcul I_{ccb}	57
IV.9.5) calcul I_{ccm}	57
IV.10) partie simulation	57
IV.10.1) Présentation du logiciel de simulation ETAP SOFTWARE	57

SOMMAIRE

IV.10.2) Analyse du flux de charge	58
IV.10.3) Analyse de court-circuit	59
IV.10.4) Etude de la sélectivité en cas d'un défaut maximum de courant	60
IV.10.5) Déséquilibre de charge	61
IV.10.6) Régime transitoire	62
IV.10.7) Analyse de démarrage du moteur	63
Chapitre V : étude et configuration d'un relais de protection numérique SEPAM (application moteur MT)	
V.1) Présentation des relais numériques	65
V.1.1) Convertisseur numérique/analogique CNA	65
V.1.2) Convertisseur analogique/numérique CAN	65
V.2) Les microprocesseurs	65
V.2.2) Les multiplexeurs et démultiplexeurs	66
V.3) Les circuits d'échantillon	66
V.4) relais de protection SEPAM	66
V.5) Guide de choix	66
V.6.) Communication	67
V.7.) Commande et surveillance	67
V.8) Partie software	67
V.8.1) Présentation du logiciel SFT2841	67
V.8.1.1)- Description	67
V.8.1.2)- Paramétrage et exploitation des fonctions de protections	68
V.8.1.3)- Exploitation courante	68
V.8.1.4)- parametrage et réglage	69
V.9) Accès aux paramètres de configuration	70
V.9.1) Composition de SEPAM	71
V.9.2.1) Variantes de raccordement des entrées courant phase	71
V.9.2.2) Variantes de raccordement des entrées courant résiduel	72
V.9.2.3) Variantes de raccordement des entrées tension	72
V.9.3) Modules MES114	72
V.9.4) Module sondes de température	73
V.9.5) Module IHM avancée déportée DSM303	73
V.9.6) Fonction de protection pour moteur	73

SOMMAIRE

V.9.7) Fiche de données	79
V.10) Réglage typique des fonctions de protection	79
Conclusion générale	82

Fiche d'abréviations

- **CEI : comité électrotechnique international.**
- **ANSI : American national standards Information.**
- **AFNOR : Normes NF de l'Association Française des normes.**
- **VEI : vocabulaire électrotechnique international.**
- **TC : transformateur de courant.**
- **TP : transformateur de tension.**
- **LR: blockage du rotor (locked rotor).**
- **OC : maximum du courant (overcurrent).**
- **PDC : pouvoir de coupure.**
- **HTA : poste de distribution moyen tension**
- **TRC : transport par canalisation.**
- **OK1 : oléoduc Skikda départ.**
- **MT : moyen tension.**
- **UPS : unit power supply (alimentation sans interruption)**

Introduction General

La protection électrique désigne l'ensemble des appareils de surveillance et de protection assurant la stabilité d'un équipement. Cette protection est nécessaire pour éviter la destruction accidentelle d'équipements coûteux et pour assurer une alimentation électrique ininterrompue. Elle doit également garantir la stabilité des réseaux électriques.

La Commission électrotechnique internationale (C.E.I) définit la protection comme l'ensemble des dispositions destinées à la détection des défauts et des situations anormales des réseaux afin de commander le déclenchement d'un ou de plusieurs disjoncteurs et, si nécessaire d'élaborer d'autres ordres de signalisations.

La plupart des systèmes de fourniture d'énergie électrique sont interconnectés et doivent bénéficier de telles protections. Elles doivent être réglées en fonction de nombreux paramètres : équipement protégé, régime de neutre, courant de court-circuit, quels sont les capteurs de mesure en place, sélectivité. Une étude de protection est donc nécessaire. La sélectivité est une qualité très importante pour la protection électrique, différentes méthodes existent pour la réaliser. Pour la protection, on divise le réseau électrique en zones délimitées par les disjoncteurs. Chaque zone doit être correctement protégée. Les zones se recouvrent pour ne laisser aucun point du réseau sans protection.

Les protections électriques mettent en œuvre différents éléments : des capteurs, des relais, des automates et des disjoncteurs. Elles fonctionnent typiquement en l'espace de quelques centaines de millisecondes. Chaque composant du réseau nécessite des types de protections spécifiques.

Dans nos jours les systèmes de protection sont principalement numériques. Ces derniers sont basés sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de mesure, en signaux numériques de faible voltage. Ils permettent de combiner différentes fonction de protection dans le même appareil, de faire du traitement de signal, d'enregistrer les événements et de diagnostiquer les éléments auxquels ils sont connectés comme les disjoncteurs.

Dans le premier chapitre, on a fait une présentation du site dans lequel nous avons faits notre stage pratique. Dans le deuxième, nous avons cités les différentes anomalies électriques ainsi que l'importance de la fiabilité de la protection. Le troisième a été consacré à la présentation des différents appareillages de protection. Dans le quatrième nous avons élaborait les calculs de protection ainsi que leur validation sur un programme de simulation ETAP SOFTWARE.

Dans le cinquième nous avons illustrés les relais de protection numérique (la gamme SEPAM) ainsi que une configuration et paramétrage typique d'un relais SEPAM M40 pour faire protéger une pompe centrifuge entraînée par un moteur asynchrone moyenne tension

Chapitre I

Présentation du centre TRC

I.1. Une Dimension stratégique

Sonatrach est la première entreprise du continent africain toutes catégories confondues et la première entreprise énergéticienne du bassin méditerranéen. Elle est actuellement classée au 12^e rang des compagnies pétrolières mondiales, 2^eme exportateur de GNL et de GPL et 3^eme exportateur de gaz naturel.

C'est par le biais de l'Activité Transport par Canalisation qu'elle assure le transport des hydrocarbures vers ses différents clients.

A sa création, le 31 décembre 1963, Sonatrach s'était fixée pour mission le transport et la commercialisation des hydrocarbures extraits des gisements du Sahara par les premières compagnies étrangères opérant à l'époque en Algérie. Le premier projet lancé et réalisé par Sonatrach était l'oléoduc OZ1 reliant Haoud El Hamra à Arzew, en 1966. L'Activité Transport par Canalisation est, de ce fait, le métier originel du Groupe Sonatrach.

I.2. Activité Transport par Canalisation

L'Activité TRC représente une dimension stratégique en termes d'acheminement des hydrocarbures vers les autres segments du marché et assure la cohérence des flux de toute la chaîne des hydrocarbures. L'Activité Transport est un maillon incontournable de cette même chaîne. Elle est également un secteur vital pour l'économie algérienne. TRC assure le transport des hydrocarbures, de pétrole brut, de gaz naturel, de GPL et de condensat, depuis les champs de production jusqu'aux complexes et unités de traitement, de transformation, de stockage, d'expédition et d'exportation.

L'Activité Transport par Canalisation est en charge de l'acheminement des hydrocarbures, de pétrole brut, de gaz, de GPL et de condensat, à partir des zones de production vers les zones de stockage, les complexes GNL et GPL, les raffineries, les ports pétroliers ainsi que vers les pays importateurs. Elle constitue le noyau dynamique de la chaîne pétrolière du Groupe Sonatrach.

L'Activité Transport par Canalisation gère un réseau de canalisations d'une longueur de plus de 16000 km intégrant deux gazoducs destinés à l'exportation du gaz naturel. L'Enrico Mattei (GEM) relie

l'Algérie à l'Italie, via la Tunisie, et le Pedro Duran Farell (GPDF) relie l'Algérie à l'Espagne, via le Maroc.

D'autres projets de dimension intercontinentale sont en cours de réalisation :

- le Projet Medgaz qui reliera l'Algérie à l'Espagne est en cours de construction selon le planning établi et le first gas est prévu en 2009 en plus,
- le projet Galsi qui reliera l'Algérie à l'Italie, via la Sardaigne, avance à un rythme soutenu et le first gas est prévu en 2011,
- L'autre projet d'envergure, le Trans-Saharan Gas Pipeline (TSGP), inscrit au programme du Nepad, reliera le Nigeria à l'Algérie, à travers le Niger, pour aboutir en Europe.

Sur le plan HSE, TRC prend en charge, de manière active, les questions liées à la santé, à la sécurité et à la protection de l'environnement. Des investissements importants sont consentis pour répondre efficacement à ces préoccupations.

I .3.Des grandes capacités de stockage:

Afin d'assurer la régulation entre la production et la commercialisation, TRC dispose de 109 bacs de stockage d'une capacité de 3.4 millions de m³. Actuellement 15 bacs sont en construction : 06 bacs à Haoud El Hamra, 06 bacs à Arzew et 03 bacs à Skikda .Un programme d'extension des capacités du stockage est en cours de maturation. Ce programme a pour objectif l'amélioration de l'autonomie de l'Activité au niveau des terminaux. Il consiste en la construction de 84 bacs supplémentaires d'une capacité de 51 200 m³ chacun. Les bacs sont répartis comme suit :

- 36 bacs à RTH
- 22 bacs à RTE
- 21 bacs à RTO
- 04 bacs à RTC
- 01 bac à RTI

I .4.Stations de pompage et de compression

Pour assurer l'acheminement des hydrocarbures TRC dispose de 79 stations de pompage et de compression, dont 34 de pompage pour le brut. Les 79 stations de pompage et décompression sont dotées de 290 machines principales d'une puissance totale de plus 2 millions de chevaux.

Stations de pompage				Stations de compression
Brut GPL	Condensat	GPL		Gaz Naturel
34	3	10		32

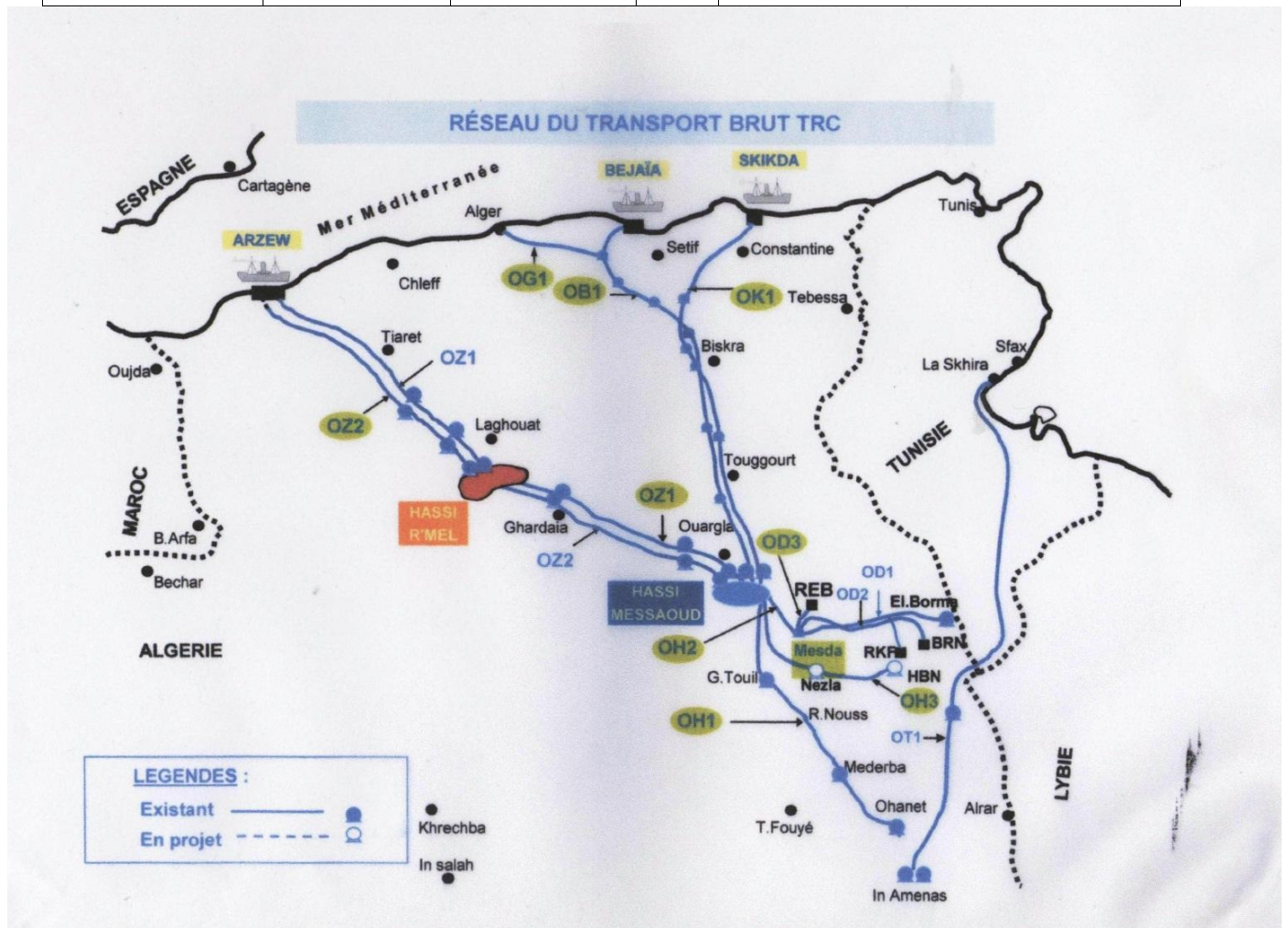


Fig.1.1. carte du réseau pipeline du pétrole brut

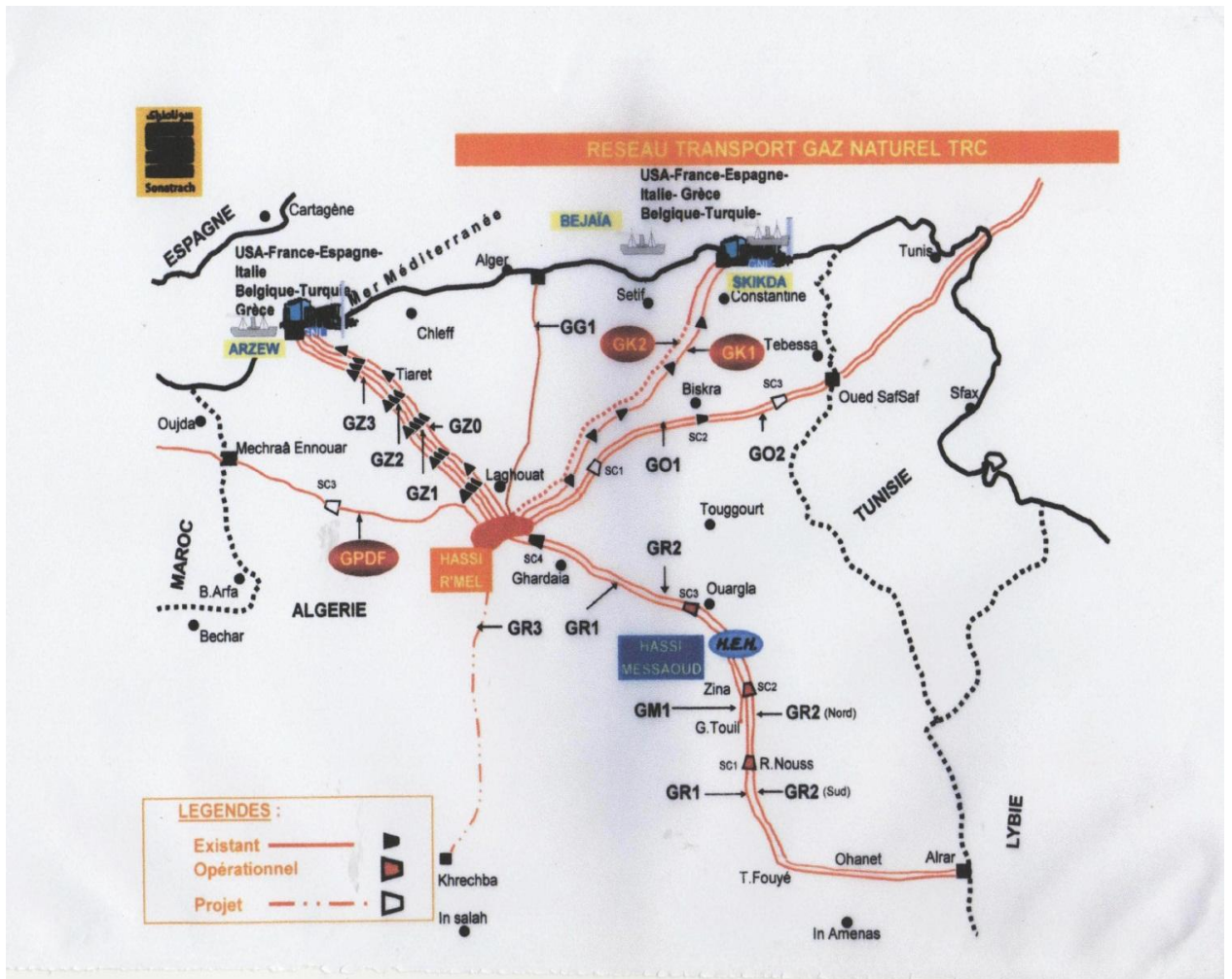


Fig.I.1.carte du réseau pipeline du gaz naturel

I.5.Les pôles stratégiques

Les centres de dispatching liquide et gaz constituent des installations névralgiques pour l'Activités TRC. Le Centre de Dispatching d'Hydrocarbures Liquides (CDHL) est implanté à Haoud El Hamra (Hassi Messaoud). Il bénéficie d'un plan de rénovation destiné à augmenter ses capacités actuelles qui sont à plus de 750 000 barils/jour. C'est à HassiR'mel que se situe le Centre National Dispatching Gaz (CNDG). C'est là que sont calculées et injectées les quantités de gaz destinées aux clients de Sonatrach pour alimenter les installations de Sonalgaz, les complexes GNL et les points de chargement à l'export.

I.5.1.L'OK1

L'oléoduc skikda OK1 est composé d'une canalisation d'un diamètre 34' et d'une longueur de 646 km, il transfère le brut à partir des parcs de stockage de Haoud El Hamra (HEH) au terminal de Skikda; il est constitué de trente-six (36) postes de sectionnement, quatre stations de pompage (SP1,SP2,

SP3,SP4) et de deux postes de coupure (PC2, PC4) « future stations de pompage », chaque station comprenant des pompes d'expédition, qui fonctionnent en parallèle, et des appareillage auxiliaires.

I .5.1.1.Système boosting

C'est un système utilisé dans la station de pompage OK1 HEH sonatrach qui se compose de 5 pompes centrifuge montées verticalement entraînées par des moteurs asynchrone. Elles sont considérées comme une interconnexion entre les bacs de stockage du brut et le système turbo-pompe. Le but des pompes booster est de donner au fluide en expédition une pression suffisante pour éviter la cavitation dans les turbopompes d'expédition. Environ de 7 bars en sortie de chaque pompe.

I .5.1.2.Turbopompes

C'est des pompes entraînées par turbines à gaz, leur but est de donner au fluide la pression nécessaire pour rejoindre la station SP2 ; les pompes sont connectées en série, pour avoir une pression d'environ 70 bar en sortie de station.

I .5.2.Description du réseau électrique au niveau de station de pompage OK1

L'énergie électrique est fournie par:

- une ligne extérieure à 5,5 kV alimenté par SONELGAZ.
- un ou deux sur trois groupes turboalternateurs de 6 MW / 5,5 kV - 3 phases - 50Hz.

Les alternateurs sont mis en marche seulement quand la ligne extérieure Sonelgaz manque.

Le système MT est à simple radial, constitué par un tableau à 5,5 kV, installé dans la salle électrique pour l'alimentation de :

- deux transformateurs MT/BT de 1200 kVA chacun, pour l'alimentation en BT des charges électriques de la Station de pompage.
- deux moteurs entraînant les pompes eau incendie.
- un transformateur MT/BT de 500 kVA,, pour l'alimentation en BT des charges électriques au dehors de la Station.
- un tableau MCC BOOSTER pour l'alimentation des moteurs entraînant les pompes booster P-1, P-2, P-3. Ce tableau a été remplacé avec un nouveau tableau en moyenne tension, conçu pour l'alimentation des moteurs entraînant les pompes booster. L'alimentation de ce tableau est prévue en utilisant l'existant départ avec disjoncteur de 630A.

Le système BT est à simple radial, constitué par:

- un tableau à 0,4 kV, installé dans la salle électrique par disjoncteur-coupleur, pour l'alimentation des charges en BT de la Station.
- unités de procédé et services (traitements de produits, etc.)
- moteurs entraînant équipements (pompes, ventilateurs, etc.)
- tableaux de sub-distribution (MCC, coffres, panneaux de contrôle - commande, etc.) avec deux départs disponibles de 630 A chacun.
- tableau MCC pour l'alimentation des charges électriques de la turbopompe TP4. Ce tableau est alimenté en utilisant un départ disponible de 630A dans le tableau de station pour les charges normales, et par l'UPS chargeur des batteries, 100 UPS TP4 pour les charges d'urgence de la turbine.
- tableau (100-TSA-01) pour l'alimentation des charges électriques nouvelles normales et d'urgence de toute la station de pompage. Ce tableau est conçu avec deux arrivées, une pour l'alimentation en conditions normales et l'autre pour l'alimentation en conditions de secours. L'alimentation normale est prévue avec l'utilisation d'un départ disponible de 630A dans le tableau de station, l'alimentation d'urgence par un groupe électrogène diesel de 350 KVA, sans possibilité de fonctionnement en parallèle. Le démarrage du groupe électrogène est automatique en case de manque de tension principal sur le jeu de barre du tableau.
- un système de panneaux UPS et chargeur des batteries, en c.a. et C.C. pour l'alimentation des charges prioritaires.

I .5.3.Groupe électrogène de secours GE- 01

Le groupe électrogène de secours est conçu pour être joint à un moteur diesel pour une température ambiante variant de - 5°C à + 50°C.

Le fonctionnement est pour service d'urgence selon ISO 304611. Il est destiné à fonctionner en secours sur manque de tension du réseau principal et assurer l'alimentation des réseaux secours pour la mise en sécurité des matériaux et du personnel et des turbopompes.

I .5.4.Moteurs des pompes booster MP4/MP5

Les moteurs des nouvelles pompes booster sont alimentés par le tableau en moyenne tension 100 TMT 01. Ils ont les caractéristiques suivantes :

Puissance nominale 690kW

Tension nominale..... 5,5kv

Courant nominal.....	84 A
Rendement nominal.....	0.95
Rapport entre courant de démarrage et courant nominal.....	5
Nombre de paires de pôles.....	2
Facteur de puissance nominal (414).....	0.9

Chapitre 2

Généralité sur la protection électrique

Introduction

La protection électrique concerne l'ensemble des moyens à mettre en jeu pour protéger le matériel des réseaux électrique, les personnes, les animaux, durant un défaut. Notons au passage qu'un défaut est caractérisé par un phénomène non conforme au fonctionnement normal du réseau et pouvant, dans certain cas, conduire à un effondrement électrique de celui-ci et à la mise en danger de son environnement.

Pour protéger une installation électrique ou les personnes qui l'utilisent, il va falloir détecter les défauts (surcharge, courts-circuits, surtensions, baisses de tension...) avant de les neutraliser, le plus souvent en coupant le courant dans le circuit incriminé. Nous allons maintenant préciser la nature de ces défauts avant de présenter les différents systèmes permettant de couper le courant dans une installation. Nous distinguerons la protection des installations et du matériel, de la protection des personnes, qui n'imposent pas les mêmes contraintes (délais de détection, ordre de grandeur des courants limites...). Nous verrons que l'être humain est bien fragile et qu'il est préférable d'en tenir compte.

II.1. Les défauts électriques

Une augmentation ou une diminution anormale des grandeurs nominales dans un circuit électrique constitue un défaut ou une perturbation. Ce sont le plus souvent les variations anormales de la tension, de l'intensité et de la fréquence qui sont à l'origine de ces perturbations.

Les défauts les plus courants sont :

- Surintensité par surcharge.
- Surintensité par court-circuit
- Surtension.
- Baisse ou manque de tension

II.1.1 Les surcharges

Ce défaut provient d'une charge qui appelle une puissance trop importante pour la ligne d'alimentation. Ce se traduit par un appel de courant tel que l'installation voit sa température augmenter au-delà ses limites normales de fonctionnement. On observe alors une usure des isolants pouvant conduire à la longue à d'autres défauts (courts-circuits...). Ce type de défaut est bien entendu d'autant plus grave que le courant appelé dépasse fortement les limites définies pour l'installation. En effet, les échauffements provoqués seront alors de plus en plus importants et entraîneront une usure de plus en plus rapide des isolants. Pour éviter les effets de ce type de défaut, il va falloir couper le courant dès que celui-ci va dépasser les limites

autorisées. Pour cela, on peut utiliser des fusibles (gG ou gI), des contacteurs avec relais thermique ou encore des disjoncteurs (à coupure d'autant plus rapide que l'intensité est importante). Exemple de surcharge : excès d'appareils électriques fonctionnant en même temps sur la même phase radiateur + machine à laver + un appareil branché occasionnellement sur un prise + ...).

II.1.2 Les courts-circuits

Il s'agit de la mise en contact de deux conducteurs portés à des potentiels différents. Ceci provoque alors une brutale augmentation du courant et donc des échauffements importants conduisant à la dégradation des isolants (ce qui risque de provoquer d'autres courts circuits...). On peut également observer des arcs électriques, si les conducteurs n'étaient pas strictement en contact. Pour se protéger des courts-circuits, on pourra utiliser des fusibles (gI, gG ou aM), ou un disjoncteur à relais magnétique (coupure plus rapide que l'échauffement...).

Exemple de court-circuit : deux fils dénudés ou deux fils dont l'isolant a été usé (par exemple par des surcharges); deux phases qui se touchent (oiseau touchant deux phases d'une ligne électrique).

II.1.3 Les surtensions

La surtension est souvent d'origine inductive. Elle peut être provoquée par des phénomènes de résonance sur le réseau électrique, par la foudre... Une surtension importante peut provoquer un claquage des isolants de l'installation (diélectriques), ce qui risque de provoquer des courts-circuits.

Pour éviter ce genre de défaut, on peut séparer les conducteurs portés à des niveaux de tensions différents dans les canalisations. Dans les zones ou les installations à risque, on installe des parafoudres...

II.1.4 Les baisses de tension

Elles sont souvent provoquées par des déséquilibres dans les réseaux triphasés et elles entraînent un mauvais fonctionnement des récepteurs (mauvais éclairage par exemple). Pour pallier à ce genre de défaut, on utilise des relais à minimum de tension.

II.2. Causes des défauts d'isolement

Pour assurer la protection des personnes et la continuité d'exploitation, les conducteurs et les pièces sous tension d'une installation électrique sont « isolées » par rapport aux masses reliées à la terre. L'isolement est réalisé par :

- l'utilisation de matériaux isolants.

- l'éloignement qui nécessite des distances d'isolement dans les gaz (par exemple dans l'air) et des lignes de fuite (concernant l'appareillage, par exemple chemin de contournement d'un isolateur).

Lors de la mise en service d'une installation neuve, réalisée selon les règles de l'art avec des produits fabriqués selon les normes, le risque de défaut d'isolement est très faible ; l'installation vieillissant, ce risque augmente.

- L'origine de défauts d'isolement : ils sont généralement causés par :
 - la détérioration mécanique de l'isolant d'un câble.
 - les poussières plus ou moins conductrices.
 - le vieillissement thermique des isolants dû à une température excessive ayant pour causes :
 - ✓ le climat,
 - ✓ un nombre de câbles trop important dans un conduit,
 - ✓ une armoire mal ventilé,
 - ✓ les harmoniques, les surintensités
 - ✓ les forces électrodynamiques développées lors d'un court-circuit qui peuvent blesser un câble ou diminuer une distance d'isolement,
 - ✓ les surtensions de manœuvre, de foudre

C'est généralement une combinaison de ces causes primaires qui conduit au défaut d'isolement. Celui-ci est :

- soit de mode différentiel (entre les conducteurs actifs) et devient un court-circuit ;
- soit de mode commun (entre conducteurs actifs et masse ou terre), un courant de défaut -dit de mode commun, ou homopolaire (MT) qui circule alors dans le conducteur de protection (PE) et/ou dans la terre.

II.3. Régime de neutre

Le régime du neutre correspond au mode de liaison à la terre, du « neutre » d'un réseau triphasé afin de déterminer le type de liaison entre l'un et l'autre. La confusion entre les régimes de neutre et le schéma de liaison de neutre est courante bien qu'ils répondent à des objectifs différents.

L'étude des régimes des neutres permet de mettre en évidence les précautions à prendre en matière de sécurité devant les risques électriques encourus.

Les schémas de liaison à la terre ont pour but de protéger les personnes et le matériel en maîtrisant les défauts d'isolement. En effet, pour des raisons de sécurité, toute partie conductrice d'une installation

est isolée par rapport aux masses. Cet isolement peut se faire par éloignement, ou par l'utilisation de matériaux isolants. Mais avec le temps, l'isolation peut se détériorer (à cause des vibrations, des chocs mécaniques, de la poussière, etc.), et donc mettre une masse (la carcasse métallique d'une machine par exemple) sous un potentiel dangereux. Ce défaut présente des risques pour les personnes, les biens mais aussi la continuité de service.

Selon la norme CEI-60364 (remplacée par le guide de charge CEI 60076-7 Ed. 1), un schéma de liaison à la terre se caractérise par deux lettres, dont :

- La première indique le raccordement du point neutre du transformateur de distribution HT/BT et qui peut être :
 - T pour raccordé à la terre ;
 - I pour isolé (ou impédant) par rapport à la terre.
- La seconde indique la façon de connecter les masses utilisateurs, elle peut être :
 - T pour raccordées à la terre ;
 - N pour raccordées au neutre, lequel doit être raccordé à la terre.

Le choix de la mise à la terre du neutre des installations électrique (réseaux électriques) a été longtemps un sujet de controverses, compte tenu de l'impossibilité de trouver un compromis unique pour les différents types de réseaux. L'expérience acquise permet aujourd'hui d'effectuer un choix pertinent en fonction des contraintes propres à chaque réseau.

Il existe 3 types de schéma de liaison du neutre :

II.3.1 Régime TT

Dans ce type de schéma, dit de "neutre à la terre" :

- le neutre de la source est relié à une prise de terre, en général distincte de celle des masses,
- toutes les masses protégées par un même dispositif de coupure doivent être reliées au même système de mise à la terre.

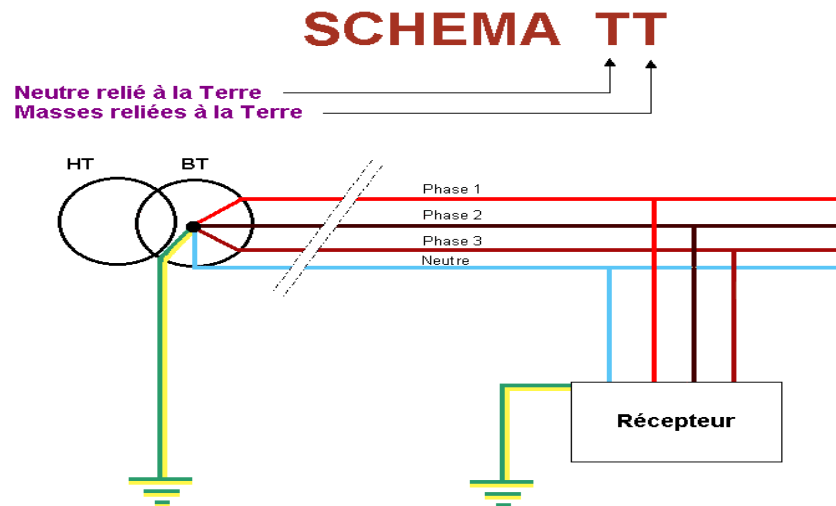


Fig01 : schéma de liaison de neutre régime TT.

II.3.2. Régime IT

La caractéristique principale de ce schéma est que le point neutre du transformateur en amont de l'installation est complètement isolé de la terre (il est dit « flottant », grâce à l'isolation galvanique propre au transformateur). Les trois phases et surtout le neutre ne sont pas reliés à la terre, contrairement aux autres schémas. En réalité, le neutre peut être relié à la terre via les capacités parasites des câbles, ou volontairement via une impédance de forte valeur (typiquement 1 500 Ω). Les masses utilisateur sont interconnectées normalement et reliées à la terre.

- On parle de premier défaut lorsqu'un appareil ou un utilisateur connecte involontairement une des trois phases à une masse métallique (qui est elle-même reliée à la terre).
- On parle de second défaut lorsqu'un deuxième contact avec une masse métallique (sur un autre appareil de l'installation ou sur le même appareil comportant le premier défaut) apparaît avec l'une des deux autres phases ; le premier défaut étant quant à lui toujours actif.

Dans le cas d'un premier défaut, il n'existe en théorie aucun danger pour les personnes et les appareillages : du fait de l'isolation du transformateur en amont, le fait de mettre une phase à la terre n'induit aucun courant électrique. Contrairement aux autres schémas, ce cas n'oblige pas la coupure de la fourniture d'électricité : ce point très important explique son utilisation dans les domaines où la fourniture d'électricité est vitale : blocs opératoires des hôpitaux, locaux à risques d'explosion, installations d'éclairage de sécurité, ainsi que les domaines industriels qui ont un impératif de

continuité de service tel que les fonderies qui auraient beaucoup à perdre financièrement si elles devaient se remettre en chauffe à chaque défaut.

En Schéma IT, il n'est pas conseillé de distribuer le neutre. Lorsque ce n'est pas le cas, il est nécessaire de protéger le conducteur neutre contre les surintensités (à cause du double défaut phase/neutre) qui doit entraîner la coupure de tous les conducteurs actifs du circuit correspondant. Cependant, cette disposition n'est pas nécessaire si :

- La détérioration des appareils est admissible et n'est pas susceptible de provoquer un incendie.
- Le conducteur neutre est effectivement protégé contre les courts-circuits par un dispositif placé en amont (le conducteur doit pouvoir supporter les contraintes thermiques pendant le temps de coupure. On peut considérer être correctement protégé lorsque l'on n'a pas plus d'un calibre et d'une section d'écart entre le disjoncteur amont et les circuits en aval).
- Un disjoncteur différentiel commun à un ensemble circuits terminaux dont la sensibilité est de 0.15 fois l'intensité maximum admissible dans le conducteur neutre correspondant. Ce dispositif doit couper tous les conducteurs sous réserve que tous les circuits soient identiques (nature, section, courant admissible, disjoncteur).

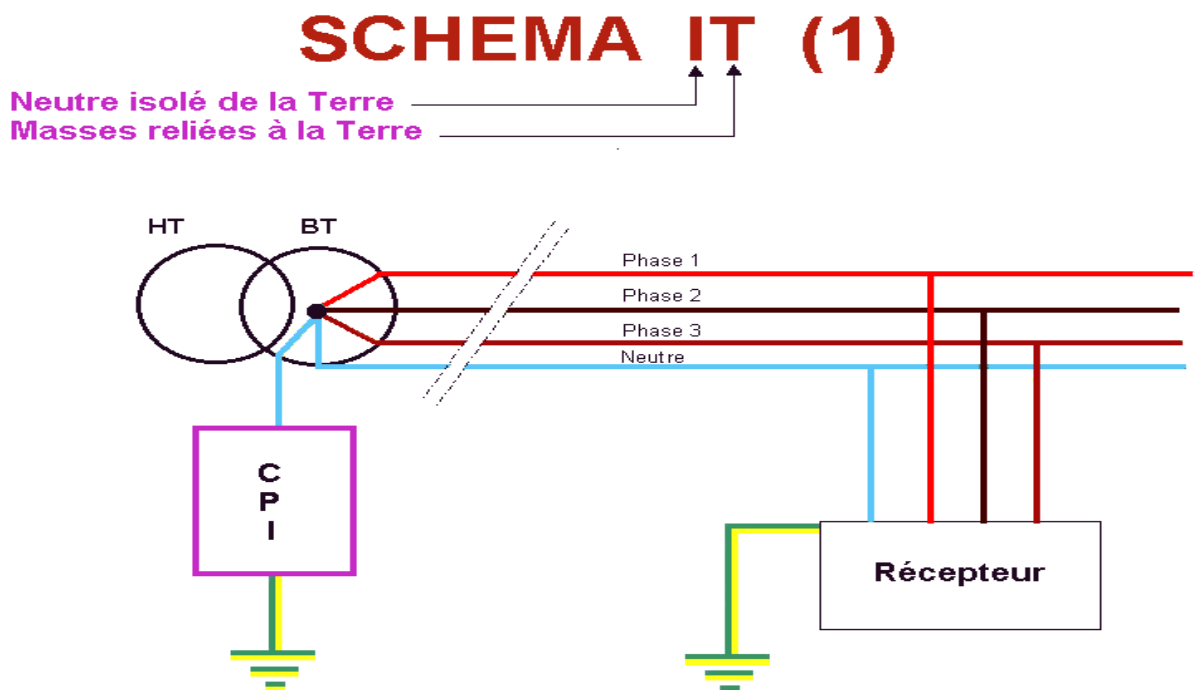


Fig02 : schéma de liaison de neutre régime IT.

II.3.3 Régime TN

Le principe de ce type de schéma dit de “ mise au neutre ” est de transformer tout défaut d’isolement en court-circuit monophasé phase neutre. Dans ce type de schéma :

- le point neutre BT de chaque source est relié directement à la terre,
- toutes les masses de l’installation sont reliées au neutre et donc à la terre par le conducteur de protection (PE ou PEN).

Ce raccordement direct transforme tout défaut d’isolement en court-circuit phase-neutre qui sollicite les protections de surintensité, le conducteur de protection doit être maintenu à un potentiel proche de celui de la terre par des liaisons en de nombreux points, le plus souvent possible si des possibilités existent.

Il existe 3 types de schémas de TN :

- **TN-S** dans lequel un conducteur de protection(PE) distinct du neutre (N)est utilisé.

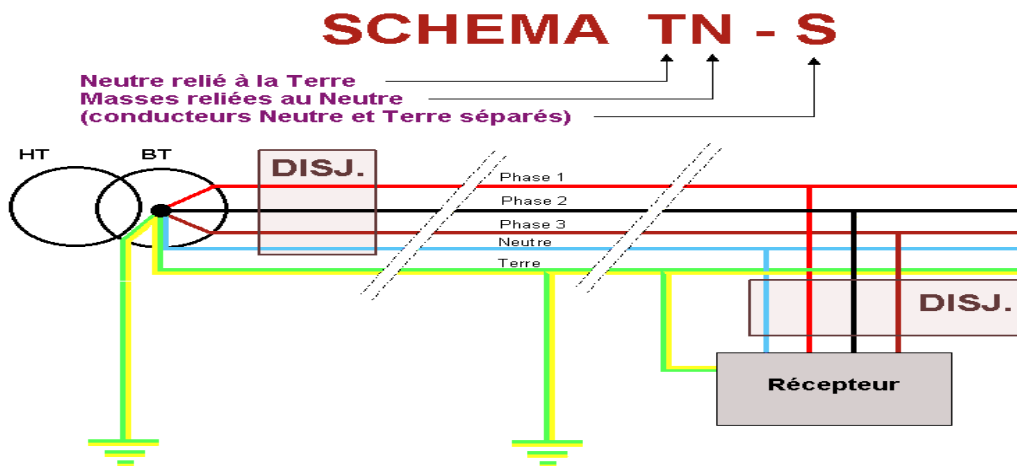


Fig03: Schéma de régime TN-S.

- **TN-C** dans lequel les fonctions de neutre et de protection sont combinées en un seul conducteur, appelé PEN.

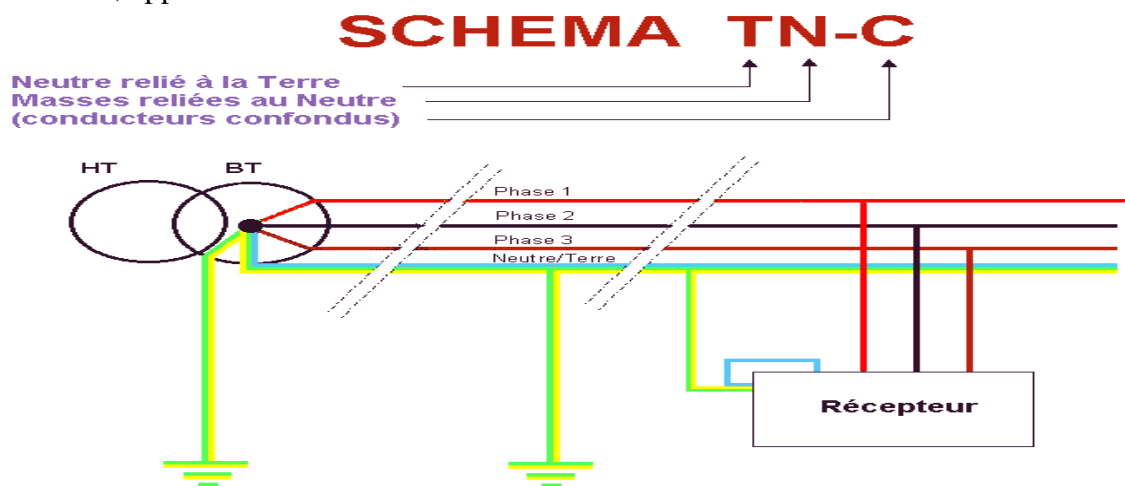


Fig04 : schéma de régime TN-C

- TN-C-S lorsque le schéma TN-S est réalisé en aval d'un schéma TN-C.

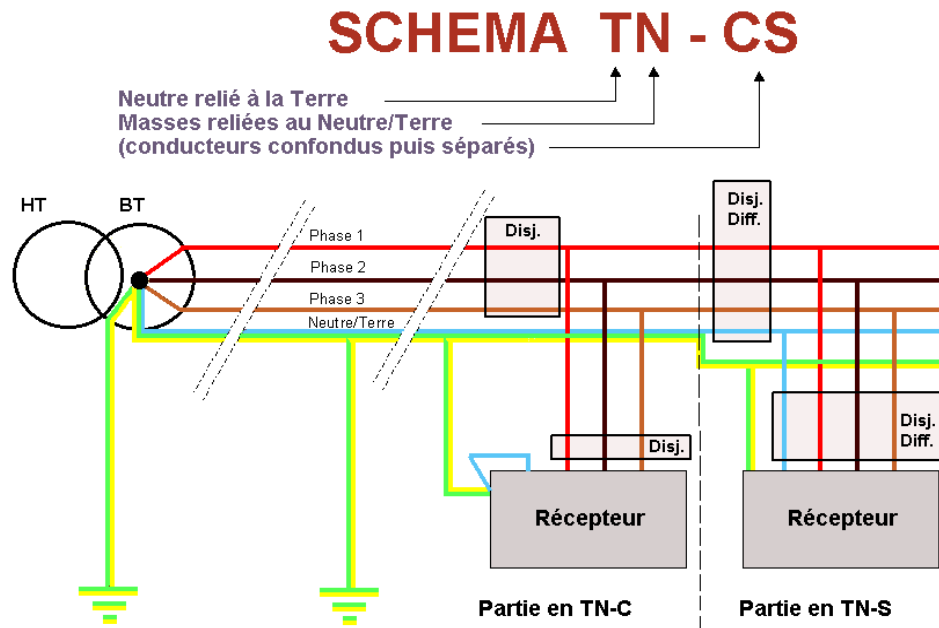


Fig05 : schéma régime TN-CS

II.4. Système de protection

II.4. 1. Définition

La Commission Electrotechnique Internationale (C.E.I) définit la protection comme l'ensemble des dispositions destinées à la détection des défauts et des situations anormales des réseaux afin de commander le déclenchement d'un ou de plusieurs disjoncteurs et, si nécessaire d'élaborer d'autres ordres de signalisations.

II.4. 2. Les fonctions de protection

Les fonctions de protection sont réalisées par des relais ou des appareils multifonctions. A l'origine, les relais de protection étaient de type analogique et effectuaient généralement une seule fonction. Actuellement, la technologie numérique est la plus employée. Elle permet de concevoir des fonctions de plus en plus évoluées et un même appareil réalise généralement plusieurs fonctions. C'est pourquoi, on parle plutôt d'appareils *multifonctions*.

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

Code ANSI	Libellé de la fonction	Définition
12	Survitesse	Détection de survitesse des machines tournantes
14	Sous-vitesse	Détection de sous-vitesse des machines tournantes
21	Protection de distance	Détection de mesure d'impédance
21B	Minimum d'impédance	Protection de secours des générateurs contre les courts-circuits entre phases
24	Contrôle de flux	Contrôle de surfluxage
25	Contrôle de synchronisme	Contrôle d'autorisation de couplage de deux parties de réseau
26	Thermostat	Protection contre les surcharges
27	Minimum de tension	Protection pour contrôle d'une baisse de tension
27D	Minimum de tension directe	Protection des moteurs contre un fonctionnement à tension insuffisante
27R	Minimum de tension rémanente	Contrôle de disparition de la tension entretenue par les machines tournantes après déconnexion de l'alimentation
27TN	Minimum de tension résiduelle harmonique 3	Détection de défaut d'isolement à la terre d'enroulements statoriques (neutre impédant)
32P	Maximum de puissance active directionnelle	Protection de contrôle de transfert maximal de puissance active
32Q	Maximum de puissance réactive directionnelle	Protection de contrôle de transfert maximal de puissance réactive
37	Minimum de courant phase	Protection triphasée contre les minima de courant
37P	Minimum de puissance active directionnelle	Protection de contrôle de transfert minimal de puissance active
37Q	Minimum de puissance réactive directionnelle	Protection de contrôle de transfert minimal de puissance réactive
38	Surveillance de température de paliers	Protection contre les échauffements anormaux des paliers des machines tournantes
40	Perte d'excitation	Protection des machines synchrones contre défaut ou perte d'excitation
46	Maximum de composante inverse	Protection contre les déséquilibres des courants des phases
47	Maximum de tension inverse	Protection de tension inverse et détection du sens de rotation inverse de machine tournante
48 - 51LR	Démarrage trop long et blocage rotor	Protection des moteurs contre le démarrage en surcharge ou sous tension réduite, et pour charge pouvant se bloquer
49	Image thermique	Protection contre les surcharges
49T	Sonde de température	Protection contre les échauffements anormaux des enroulements des machines
50	Maximum de courant phase instantanée	Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases
50BF	Défaillance disjoncteur	Protection de contrôle de la non-ouverture du disjoncteur après ordre de déclenchement
50N ou 50G	Maximum de courant terre instantanée	Protection contre les défauts à la terre : 50N : courant résiduel calculé ou mesuré par 3 TC 50G : courant résiduel mesuré directement par un seul capteur (TC ou tore)
50V	Maximum de courant phase à retenue de tension instantanée	Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases, à seuil dépendant de la tension
50/27	Mise sous tension accidentelle générateur	Détection de mise sous tension accidentelle de générateur
51	Maximum de courant phase temporisée	Protection triphasée contre les surcharges et les courts-circuits entre phases
51N ou 51G	Maximum de courant terre temporisée	Protection contre les défauts à la terre : 51N : courant résiduel calculé ou mesuré par 3 TC 51G : courant résiduel mesuré directement par un seul capteur (TC ou tore)
51V	Maximum de courant phase à retenue de tension temporisée	Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases, à seuil dépendant de la tension
59	Maximum de tension	Protection de contrôle d'une tension trop élevée ou suffisante
59N	Maximum de tension résiduelle	Protection de détection de défaut d'isolement
63	Pression	Détection de défaut interne transformateur (gaz, pression)

II.4. 3. Qualité principale pour un système de protection

II.4.3.1 L'équipement de protection

Un équipement de protection a pour principales missions la détection des défauts du réseau par surveillance de divers paramètres (courant, tension...) et l'émission de l'ordre d'ouverture

au disjoncteur en cas de situation anormale. L'équipement de protection est généralement spécialisé pour réaliser la protection d'un des différents composants d'un poste de distribution électrique tels que : arrivée, départ ligne, moteur ou transformateur.

En Moyenne Tension, ces matériels sont souvent intégrés dans la cellule qui contient le disjoncteur. Les contraintes d'environnement sont alors sévères (température, vibration, perturbations électromagnétiques). Les équipements de protection sont réalisés soit en technologie électromécanique (la plus ancienne), ou bien en technologie électronique (dite statique) analogique ou numérique.

II.4.3.2. Rapidité

Les court-circuits sont donc des incidents qu'il faut éliminer le plus vite possible, c'est le rôle des protections dont la rapidité de fonctionnement et des performances prioritaires.

Le temps d'élimination des court-circuits comprend deux composantes principales :

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

II.4.3.3. Sélectivité

La sélectivité est une capacité d'un ensemble de protections à faire la distinction entre les conditions pour lesquelles une protection doit fonctionner de celles où elle ne doit pas fonctionner.

Les différents moyens qui peuvent être mis en œuvre pour assurer une bonne sélectivité dans la protection d'un réseau électrique, les plus importants sont les trois types suivants :

- Sélectivité ampèremétrique par les courants
- Sélectivité chronométrique par le temps
- Sélectivité par échange d'informations, dite sélectivité logique.

II.4.3.3.A Sélectivité ampèremétrique

Une protection ampèremétrique est disposée au départ de chaque tronçon : son seuil est réglé à une valeur inférieure à la valeur de défaut minimal provoqué par un court-circuit sur la section surveillée, et supérieure à la valeur maximale du courant provoqué par un court-circuit situé en aval (au-delà de la zone surveillée).

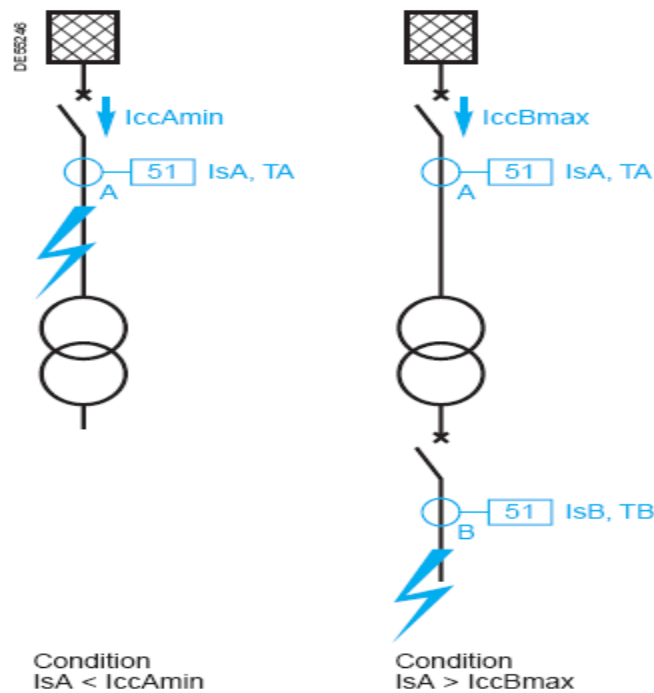


Fig6 : fonctionnement de la sélectivité ampèremétrique

Ainsi réglée, chaque protection ne fonctionne que pour les court-circuits situés immédiatement en aval de sa position, à l'intérieur de la zone surveillée, elle est insensible aux court-circuits apparaissant au-delà.

II.4.3.3.B 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.

Ainsi, sur le schéma (Fig.7), le court-circuit représenté est vu par toutes les protections (en A, B, C, et D). La protection temporisée D ferme ses contacts plus rapidement que celle installée en C, elle-même plus rapide que celle installée en B. Après l'ouverture du disjoncteur D et la disparition du courant de court-circuit, les protections A, B, C qui ne sont plus sollicitées, revient à leur position de veille. La différence des temps de fonctionnement $_T$ entre deux protections successives est l'intervalle de sélectivité.

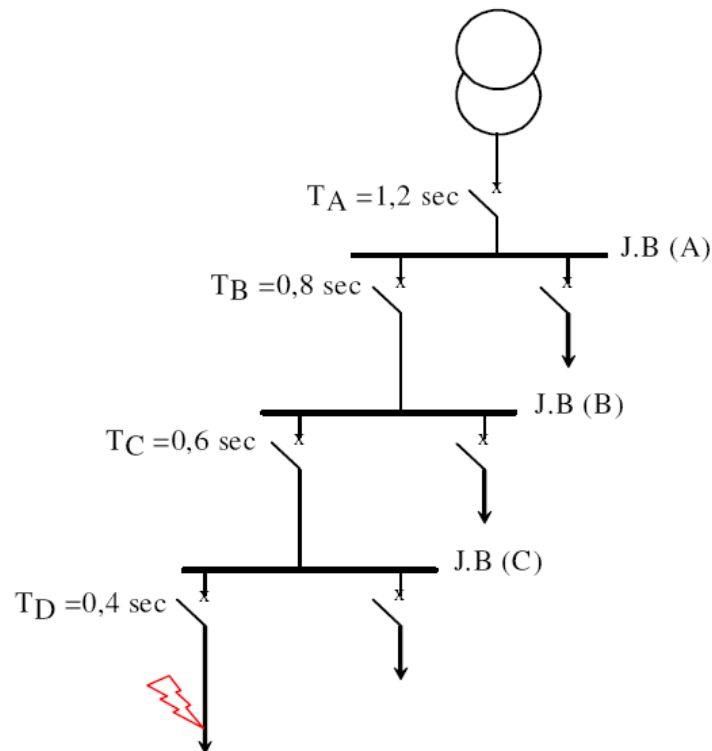


Fig7. - Principe de la sélectivité chronométrique.

II.4.3.4. Sensibilité

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

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

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

II.4.3.5. Fiabilité

Les définitions et les termes proposés ici, sont dans la pratique, largement utilisés au plan international.

- Une protection a **un fonctionnement correct** lorsqu'elle émet une réponse à un court-circuit sur le réseau en tout point conforme à ce qui est attendu.
- A l'inverse, pour un **fonctionnement incorrect**, elle comporte deux aspects :
 - **Le défaut de fonctionnement ou non-fonctionnement** lorsqu'une protection, qui aurait du fonctionner, n'a pas fonctionné.

- **Le fonctionnement intempestif**, qui est un fonctionnement non justifié, soit en l'absence de défaut, soit en présence d'un défaut pour laquelle la protection n'aurait pas du fonctionner.
- La fiabilité d'une protection, qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement incorrect (éviter les déclenchements intempestifs), est la combinaison de :
 - ✓ La sûreté: qui est la probabilité de ne pas avoir de défaut de fonctionnement.
 - ✓ La sécurité: qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement intempestif.

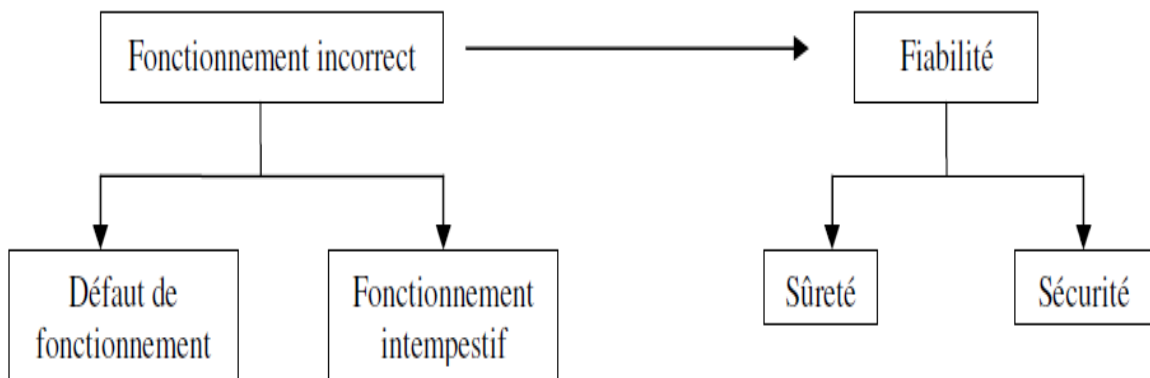


Fig8. - Fiabilité d'une protection.

On peut améliorer la fiabilité en associant plusieurs protections, mais, comme on peut le voir sur la figure suivante, sûreté et sécurité sont deux exigences contradictoires.

II.4.4. Contraintes supplémentaires pour la protection

Les protections électriques ne doivent pas apporter de limitation au fonctionnement normal des réseaux électriques, en particulier :

- a) Elles ne doivent pas limiter la souplesse d'utilisation du réseau protégé en interdisant certains schémas d'exploitation (réseaux bouclés, maillés, radiaux).
- b) Elles doivent rester stables en présence de phénomènes autre que les court-circuits :
 - Lors de manœuvres d'exploitation, pendant les régimes transitoires consécutifs à la mise sous tension ou hors tension à vide des lignes ou des transformateurs,
 - Lors de variations admissibles de la tension et de la fréquence.
 - En présence de surcharges et de déséquilibres entrant dans la marge de fonctionnement des réseaux électriques,
 - En présence d'oscillations résultant du régime transitoire des alternateurs,

Ces grandeurs n'ont pas forcément la même signification selon que l'on se place du point de vue de la protection ou de l'installation électrique. Ainsi, la disponibilité et la maintenabilité de la protection concourent à la sécurité des personnes et des matériels.

La sécurité de la protection concourt à la disponibilité de la distribution de l'énergie électrique .ces définitions sont cohérentes avec le Vocabulaire Electrotechnique International-VEI 191- et sont d'usage courant. Une norme en préparation (WG 7 du TC 95) relative à la fiabilité des équipements de protection, donne des définitions voisines mais inclut la notion de "sûreté de fonctionnement" dans la fiabilité. Mais la **sûreté** reste le vocable globalisateur. Les différents états possibles de la protection sont schématisés par la figure 9 avec leurs conséquences pour la distribution électrique.

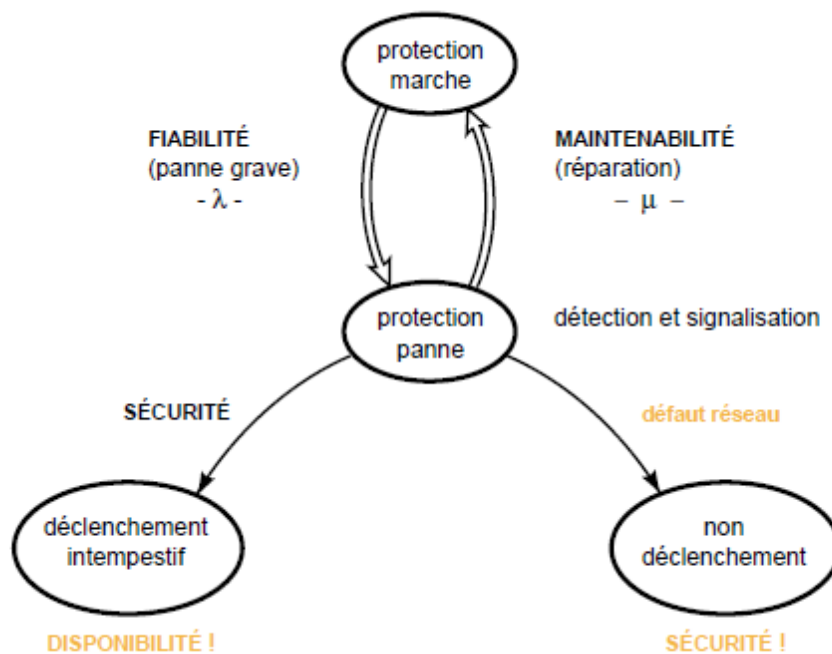


Fig 9 organigramme du fonctionnement de protection

Chapitre 3

Différentes Types de la Protection Électrique

Introduction

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

A partir de l'analyse du comportement des matériels électriques (moteurs, transformateurs, câbles, ...etc.) sur défauts et des phénomènes qui en découlent, on choisit les dispositifs de protection les mieux adaptés. C'est ce que l'on va présenter dans ce chapitre.

III.1. Chaîne générale d'un système de protection

C'est le choix des éléments de protection et de la structure globale de l'ensemble, de façon cohérente et adaptée au réseau (Fig.1). Le système de protection se compose d'une chaîne constituée des éléments suivants :

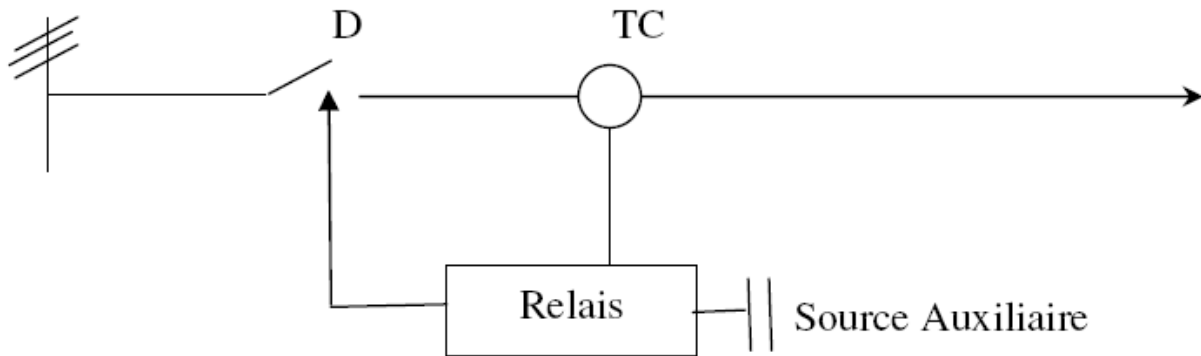


Fig III.1 - Chaîne principale de la protection électrique.

La figure représente le schéma principal d'une protection électrique, quel que soit les éléments principaux de protection des réseaux électriques.

III .2.Transformateur de courant

III .2.1.Définition

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

La notion de **transformateur de courant** est un abus de langage, mais elle a été popularisée dans l'industrie. L'expression « transformateur d'intensité » est sans doute plus exacte. On utilise fréquemment les abréviations TC ou TI.

❖ Les transformateurs de courant ont deux fonctions essentielles :

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

La fonction d'un transformateur de courant phase est de fournir à son secondaire (I_s) un courant proportionnel au courant primaire (I_p) mesuré. L'utilisation concerne autant la mesure (comptage) que la protection.

III .2.2. TC Tore

Un enroulement de Rogowski, de son co-inventeur éponyme Walter Rogowski, est un dispositif électrotechnique permettant de mesurer le courant alternatif ou les impulsions de courant à grande vitesse. Il se compose d'un enroulement hélicoïdal de fil dont le fil d'une extrémité revient par le centre de l'enroulement à l'autre extrémité, de sorte que les deux bornes soient à la même extrémité de l'enroulement. La bobine est positionnée autour du conducteur dont veut connaître le courant. La tension induite dans l'enroulement est proportionnelle au taux de changement (dérivée) du courant dans le conducteur, L'enroulement de Rogowski est habituellement relié à un circuit d'intégration électrique (ou électronique) à forte impédance d'entrée afin de fournir un signal de sortie qui est proportionnel au courant.

L'avantage d'un enroulement de Rogowski par rapport à d'autres types de transformateurs de courants est qu'il peut être ouvert et qu'il est très flexible, lui permettant d'être enroulé autour d'un conducteur de phase sans contrainte. Puisqu'un enroulement de Rogowski à un noyau d'air plutôt qu'un noyau de fer, il n'est pas perturbé par des courants de Foucault dans le noyau et peut donc répondre aux courants à changement rapide. Comme il n'a aucun noyau de fer à saturer, il est fortement linéaire même lorsque soumis à de grands courants, du type de ceux utilisés dans la transmission d'énergie électrique, la soudure, ou les applications à hautes puissances pulsées. Un enroulement de Rogowski correctement formé, avec des spires équidistantes, est en grande partie immuniser contre les interférences électromagnétiques.

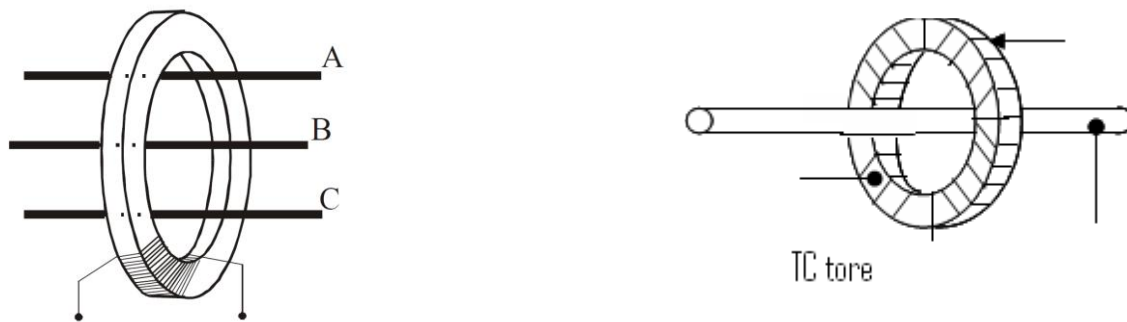


Fig III.3 - Transformateur de courant type tore.

III .3. Modélisation

Un transformateur de courant est constitué d'un circuit primaire et d'un circuit secondaire couplés par un circuit magnétique et d'un enrobage isolant, en époxy silice dans le cas des transformateurs Merlin Gerin et Siemens par exemple (Fig. II.4). L'appareil est de type :

- Bobiné : lorsque le primaire et le secondaire comportent un bobinage enroulé sur le circuit magnétique,
- Traversant : primaire constitué par un conducteur non isolé de l'installation,
- Tore : primaire constitué par un câble isolé.

III.3.1.Importance du choix des TC

La précision de fonctionnement des appareils de mesure ou de protection dépend directement de la précision du TC.

III.3.2.Principe de fonctionnement

Un TC débite souvent sur une charge plutôt résistive (R_c + sa filerie), et peut être représenté par le schéma équivalent ci-dessous.

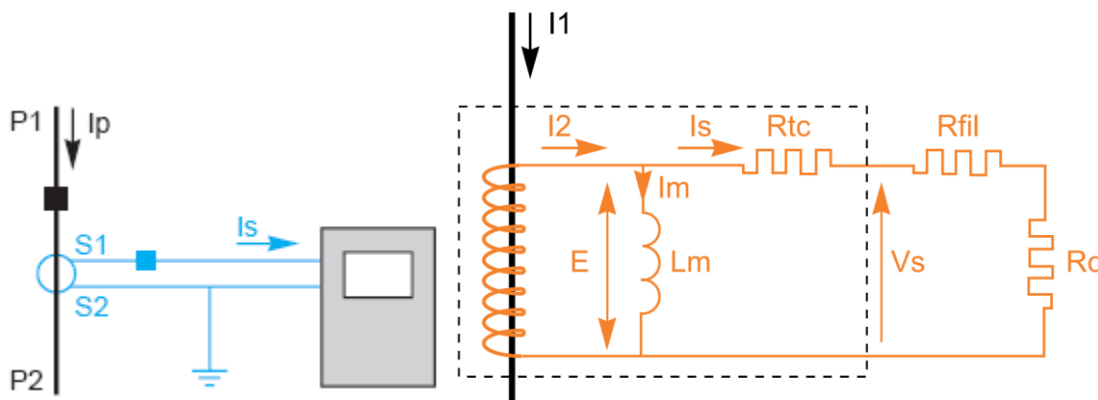
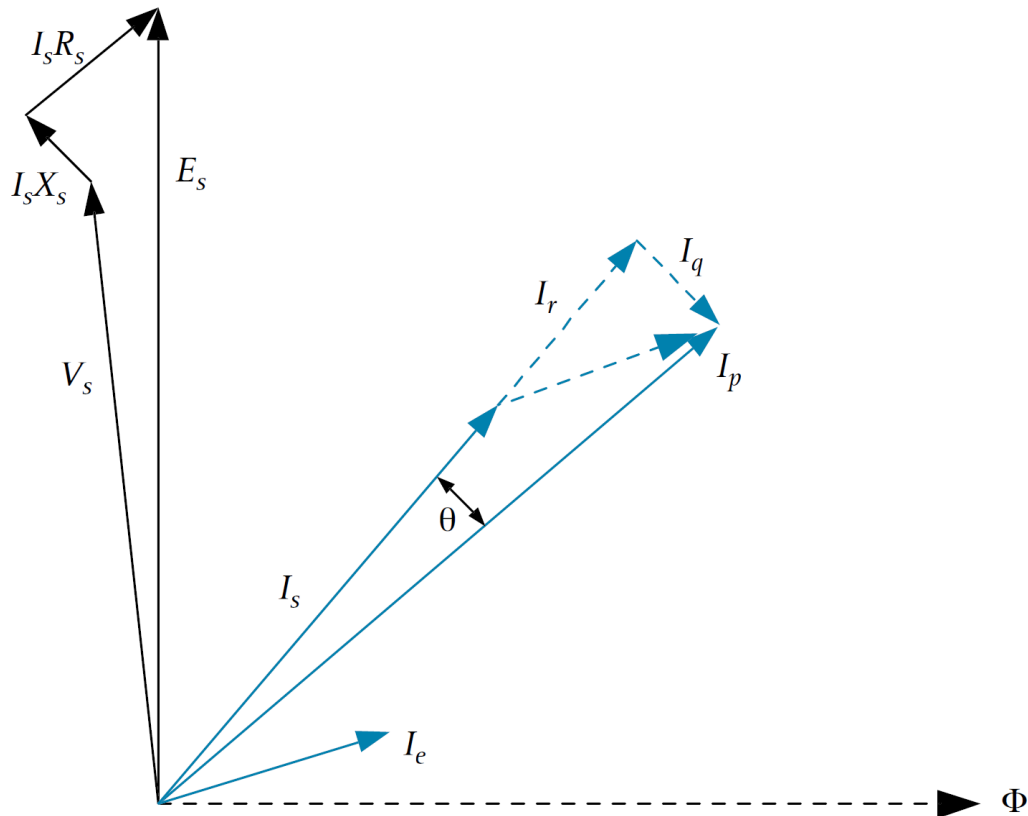


Fig III.4 - Schéma équivalent du circuit secondaire d'un TC.



FigIII.5 - Diagramme de Fresnel représenté le TC.

Avec : I_p : courant primaire,

I_s : courant secondaire pour un TC parfait,

I_s : courant secondaire circulant effectivement,

I_m : courant magnétisant,

E : force électromotrice induite,

V_s : tension de sortie,

L_m : self de magnétisation (saturable) équivalente du TC,

Φ : Flux magnétique,

R_{tc} : résistance secondaire du TC,

R_{fil} : résistance de la filerie de connexion,

R_c : résistance de charge.

Suite la figure II.5, le courant secondaire est l'image parfaite du courant primaire dans le rapport de transformation. Mais le courant de sortie est entaché d'une erreur due au courant de magnétisation.

Un TC a une courbe de magnétisation unique (à une température et une fréquence données).

Elle caractérise, avec le rapport de transformation, son fonctionnement.

III.3.3. Caractéristiques

Le transformateur de courant est constitué de deux circuits, primaire et secondaire, couplés par un circuit magnétique. Avec plusieurs spires au primaire, l'appareil est de type bobiné. Avec un primaire réduit à un simple conducteur traversant le capteur, l'appareil est à barre passante (primaire intégré constitué par une barre de cuivre), ou traversant (primaire constitué par un conducteur non isolé de l'installation), ou tore (primaire constitué par un câble isolé).

- Les TC est caractérisés par les grandeurs suivantes (d'après les normes CEI 60044).

III.3.4. Niveau d'isolement assigné

- C'est la tension la plus élevée à laquelle le primaire du TC est soumis.

- Rappelons que le primaire est au potentiel de la HT et le secondaire a très généralement une de ses bornes à la terre.

- Comme pour tout matériel, on définit également :

- Une tension maximum de tenue 1 min à fréquence industrielle,
- Une tension maximum de tenue à l'onde de choc.

Exemple : en 24 kV de tension nominale, le TC doit supporter une tension de 50 kV pendant 1 min à 50 Hz et une tension de 125 kV à l'onde de choc.

III.3.5. Le rapport assigné de transformation (I_p/I_s)

- Il est donné sous la forme du rapport des courants primaires et secondaires I_p/I_s .

- Valeurs normales des courant secondaire assigné est généralement 5 A ou 1 A.

- Valeurs normales des courants primaires assignés (en A) : 10 - 12,5 - 15 - 20 - 25 - 30 - 40 - 50 - 60 - 75 et leurs multiples ou sous-multiples décimaux.

III.3.6. Précision (FLP)

- Elle est définie par l'erreur composée pour le courant limite de précision.

- Le facteur limite de précision (FLP) est le rapport entre le courant limite de précision et le courant assigné.

Pour la classe P :

- 5P10 signifie 5 % d'erreur pour $10xI_n$ et 10P15 signifie 10 % d'erreur pour $15xI_n$,
- 5P et 10P sont les classes de précision normalisées pour les TC de protection,
- 5. In, 10.In, 15.In et 20.In sont les courants limites de précision normalisés.

✓ **La classe PR**

Elle est définie par le facteur de rémanence, rapport du flux rémanent au flux de saturation, qui doit être inférieur à 10 %. 5PR et 10PR sont les classes de précision normalisées pour les TC de protection.

✓ **La classe PX**

Correspond à une autre façon de spécifier les caractéristiques d'un TC à partir de sa "tension de coude", la résistance secondaire et le courant magnétisant (réponse d'un TC en régime saturé).

III.3.7. Puissance de précision

- Puissance apparente en VA, que le TC peut fournir au secondaire pour le courant secondaire assigné pour lequel la précision est garantie.
- La puissance est consommée par tous les appareils connectés ainsi que les fils de liaison.
- Si un TC est chargé à une puissance inférieure à sa puissance de précision, sa précision réelle est supérieure à la précision assignée, réciproquement un TC trop chargé perd en précision.

III.3.8. Courant de courte durée admissible

Exprimé en kA efficace, le courant (I_{th}) maximum admissible pendant 1 seconde (le secondaire étant en court-circuit) représente la tenue thermique du TC aux surintensités. Le TC doit supporter le courant de court-circuit pendant le temps nécessaire à son élimination. Si le temps d'élimination t est différent de 1 seconde, le courant que le TC peut supporter est I_{th} .

La tenue électrodynamique exprimée en kA crête est au moins égale à **2,5 x I_{th}** .

❖ **Remarques**

- Il ne faut jamais laisser le secondaire d'un transformateur de courant ouvert,
- On ne peut pas utiliser un transformateur de courant en courant continu,
- Dans chaque phase de réseaux électrique en trouve un transformateur de courant

III.4. Transformateur de courant à doubles enroulements

III.4.1. Double enroulements secondaires

Ils sont montés sur deux circuits magnétiques indépendants (Fig. II.10). L'un deux est utilisé pour l'alimentation du comptage et mesure et a toujours une puissance d'au moins 10 VA en classe sa précision égale 0,5. Son circuit magnétique doit se saturer à 2. In pour la protection des appareils de comptage et mesure .l'autre est utilisé pour l'alimentation des circuits de protection et a une puissance de 10 VA en classe sa précision égale 1. Son circuit magnétique ne doit pas y avoir de saturation avant au moins 15 fois le courant nominal.

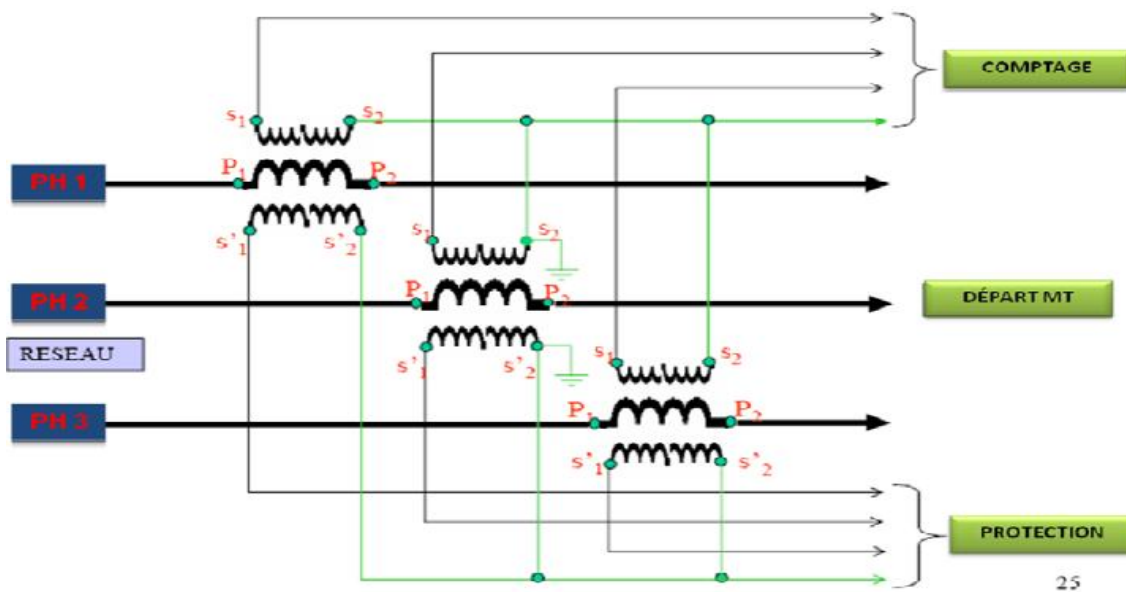


Fig III.10 - TC avec double enroulements secondaires (comptage et protection).

III.4.2. Double enroulements primaires

Il est obtenu par couplage série ou parallèle des enroulements primaires (Fig. II.11).

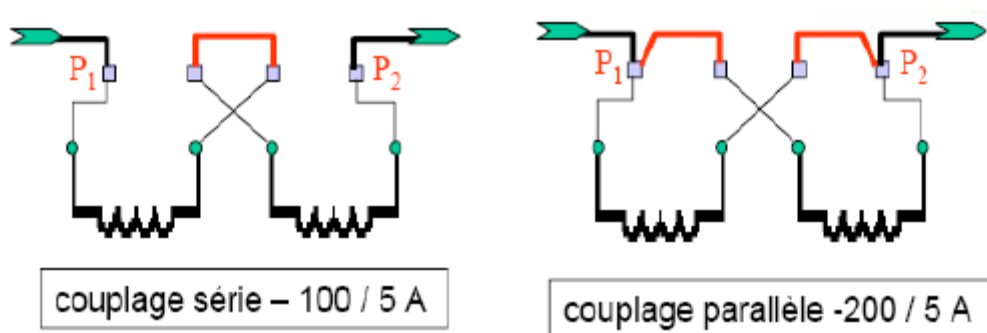


Fig III.11 - Couplage d'un TC avec double enroulements primaires.

❖ Précautions importantes

Ne jamais laisser ouvert le secondaire d'un transformateur de courant lorsque le primaire est alimenté. Des tensions élevées peuvent apparaître aux bornes du circuit secondaire; elles peuvent être dangereuses pour l'homme et entraîner la destruction du transformateur de courant.

III.5. Transformateur de tension

III.5.1. Définition

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

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

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

III.5.2. Fonction

La fonction d'un transformateur de tension est de fournir à son secondaire une tension image de celle qui lui est appliquée au primaire. L'utilisation concerne autant la mesure que la protection. Les transformateurs de tension (TT ou TP) sont constitués de deux enroulements, primaire et secondaire, couplés par un circuit magnétique, les raccordements peuvent se faire entre phases ou entre phase et terre (Fig. II.12).

Avec $m = V_1/V_2$: rapport de transformation de TT.

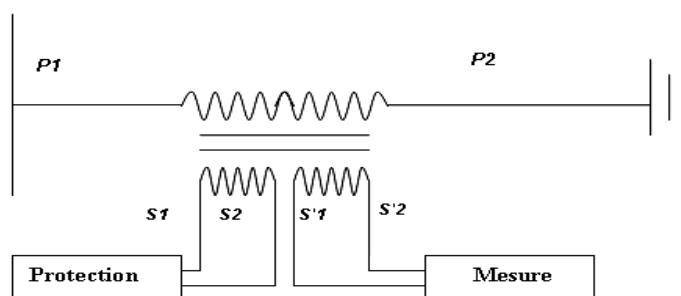


Fig III.12 - Transformateur de tension avec double secondaire.

❖ Précautions importantes

Ne jamais court-circuiter les circuits secondaires d'un transformateur de tension alimenté au primaire, car celui-ci serait détruit en quelques secondes.

III.6. Disjoncteur

III.6.1. Définition et rôle

Selon la définition de la Commission électrotechnique internationale (C.E.I), un disjoncteur est destiné à établir, supporter et interrompre des courants sous sa tension assignée (la tension maximale du réseau électrique qu'il protège) à la fois :

- Dans des conditions normales de service, par exemple pour connecter ou déconnecter une ligne dans un réseau électrique,
- Dans des conditions anormales spécifiées, en particulier pour éliminer un court-circuit, et les conséquences de la foudre.

De par ses caractéristiques, un disjoncteur est l'appareil de protection essentiel des réseaux électriques, car il est seul capable d'interrompre un courant de court-circuit et donc éviter que le matériel soit endommagé par ce court-circuit.

III.6.2. Principe de fonctionnement

La coupure d'un courant électrique par un disjoncteur est obtenue en séparant du courant dans un gaz (air, SF₆, etc.) ou dans un milieu isolant (par exemple à vide). Après la séparation des contacts, le courant continue de circuler à travers un arc électrique qui s'est établi entre les contacts du disjoncteur (Fig. II.13). Pour les disjoncteurs à MT, le principe de coupure retenu est la coupure du courant lorsqu'il passe par zéro (ceci se produit toutes les dix millisecondes dans le cas d'un courant alternatif à 50 Hz). En effet, c'est à cet instant que la puissance qui est fournie à l'arc électrique par le réseau est minimal (cette puissance fournie est même nulle à l'instant où la valeur instantanée du *courant est nulle*)

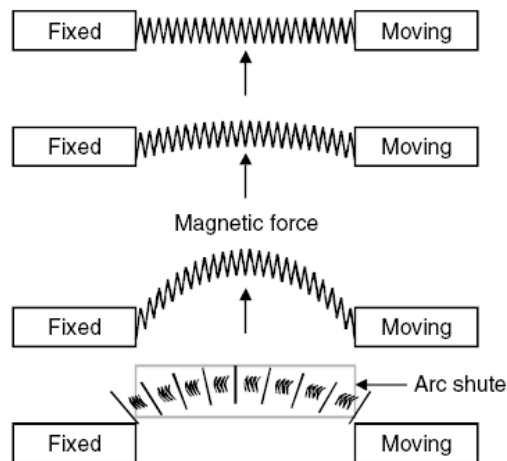


Fig III.13 - Arc électrique entre les contacts d'un disjoncteur MT.

III.6. 3. Caractéristiques électrique suivant la norme CEI 56-87

✓ Tension assignée

La tension assignée est la valeur efficace maximale de la tension que le matériel peut supporter en service normal. Elle est toujours supérieure à la tension de service.

✓ Niveau d'isolement assigné

Le niveau d'isolement fixe la tenue diélectrique des matériels de manoeuvre et l'onde de choc de foudre. Il est caractérisé par deux valeurs :

- La tenue à l'onde de choc (1,2/50 μ s),
- La tenue à la fréquence industrielle pendant une minute.

✓ Courant assigné en service continu

Un disjoncteur étant toujours fermé, le courant de charge doit circuler sans emballement thermique.

✓ Courant de courte durée admissible

C'est la valeur efficace du courant de court-circuit admissible en kA sur un réseau pendant 1 ou 3 secondes, et calculée selon la formule suivant : $I_{cc} = S_{cc} / \sqrt{3} \cdot U_s$

✓ Tension assignée d'alimentation de circuits auxiliaires

Valeurs de tension d'alimentation des bobines d'ouverture et fermeture

✓ Séquence de manoeuvre assignée

Séquence de manoeuvres assignée suivant CEI ; O - t - CO - t' - CO Avec, O : représente une manoeuvre d'ouverture, CO: représente une manoeuvre de fermeture suivie immédiatement d'une manoeuvre d'ouverture.

✓ Pouvoir de coupure en court-circuit

Le pouvoir de coupure assigné en court-circuit est la valeur la plus élevée du courant que le disjoncteur peut couper sous sa tension assignée dans un circuit dont la tension transitoire de rétablissement (TTR) répond à une spécification précise.

III.7. Fusible

III.7.1 Généralités

Les fusibles (Fig. II.14) offrent une protection des dispositifs de distribution contre des effets dynamiques et thermiques causés par les court-circuits plus élevés que le courant minimal de coupure du fusible. Etant donné leur faible coût d'acquisition et ne nécessitant aucune maintenance, les fusibles sont une excellente solution pour la protection de différents types de dispositifs de distribution :

- Des récepteurs moyennes tensions (transformateurs, moteurs, condensateurs... etc.),
- Des réseaux de distribution électrique publique et industrielle.

Ils offrent une protection sûre contre des défauts importants qui peuvent survenir d'une part sur les circuits moyenne tension, d'autre part sur les circuits basse tension. Cette protection peut être accrue en combinant les fusibles avec des systèmes de protection basse tension ou un relais de sur intensité.

- Les caractéristiques les plus importantes qui définissent notre gamme de fusibles sont les suivantes :
- Haut pouvoir de coupure,
- Basses valeurs de $I^2 \cdot t$
- Interruption sûre des courants critiques,
- Baisse puissance dissipée,
- Utilisables pour l'intérieur et l'extérieur,
- Avec percuteur thermique,
- Basses valeurs d'intensité minimale de coupure.

2.

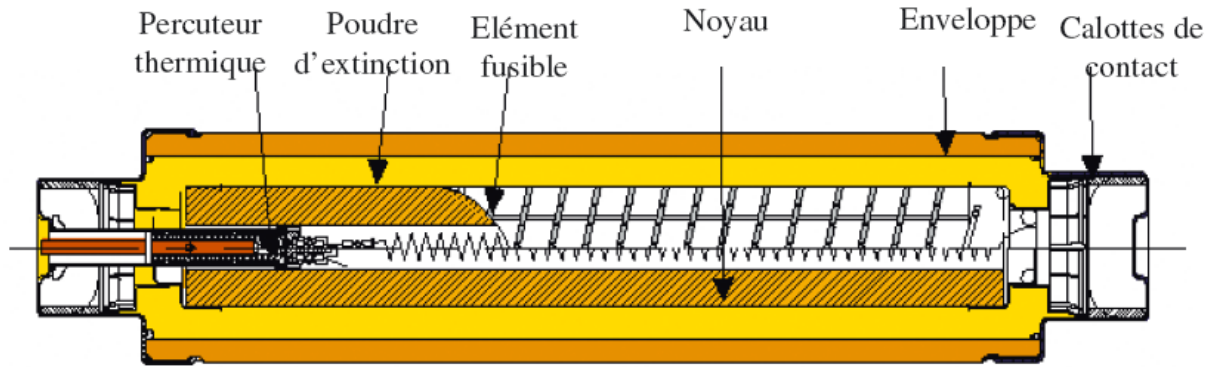


Fig. II.14 - Coupe schématique d'un fusible HTA.

III.7.2. Caractéristiques

✓ Tension assignée (U_n)

C'est la tension entre phases (exprimée en kV) la plus élevée du réseau sur laquelle pourra être installé le fusible. Dans la gamme moyenne tension, des tensions assignées préférentielles ont été fixées : 3,6 - 7,2 - 12 - 17,5 - 24 et 36 kV.

✓ Courant assigné (I_n)

C'est la valeur du courant que le fusible peut supporter en permanence sans échauffement anormal.

✓ Courant minimal de coupure assigné (I_3)

C'est la valeur minimale du courant qui provoque la fusion et la coupure du fusible. Ces valeurs sont comprises entre 3 et 5 fois la valeur de I_n .

Remarque : il ne suffit pas pour un fusible de fondre pour interrompre le passage du courant. Pour des valeurs de courant inférieures à I_3 , le fusible fond, mais peut ne pas couper le courant. L'arc reste maintenu jusqu'à ce qu'une intervention extérieure interrompe le courant. Il est donc impératif d'éviter la sollicitation d'un fusible dans la zone comprise entre I_n et I_3 .

✓ Courants critiques (I_2)

C'est le courant donnant des conditions voisines de l'énergie d'arc maximale. Cette intensité soumet le fusible à une plus grande sollicitation thermique et mécanique. La valeur de I_2 varie entre 20 et 100 fois la valeur de I_n , selon la conception de l'élément fusible. Si le fusible peut couper ce courant, il peut aussi garantir la coupure de courant pour toutes les valeurs comprises entre I_3 et I_1 .

✓ Courant maximal de coupure assigné (I_1)

C'est le courant présumé de défaut que le fusible peut interrompre. Cette valeur est très élevée (allant de 20 à 63 kA).

- ❖ Remarque : il est nécessaire de s'assurer que le courant de court-circuit du réseau est au plus égal au courant I_1 du fusible utilisé.



Fig. II.21 - Les zones de fonctionnement des fusibles HTA.

III.7.3. Courbes de fusion temps/courant

C'est la courbe qui représente le temps virtuel de fusion ou pré arc (Fig. II.16), en fonction de la valeur de la composante symétrique de l'intensité prévue. Une soigneuse sélection de tous les éléments qui composent les fusibles, ainsi qu'un sévère contrôle de fabrication, assurent aux clients l'exactitude des courbes temps-courants, bien en dessous des limites de tolérance admises par la norme CEI 60282-1.

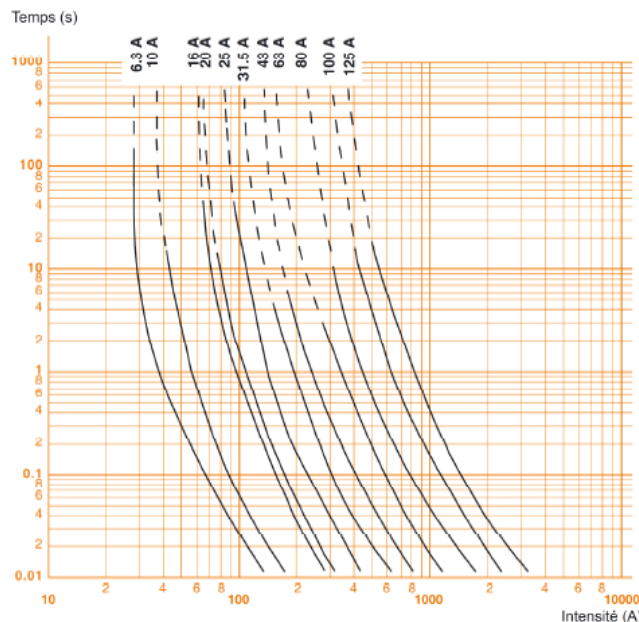


Fig. II.16 - Courbes de fusion et de limitation, Merlin Gerin, type: Soléfuse.

III.8. Les relais de protection

III.8.1. Définition

Les relais de protection sont des appareils qui reçoivent un ou plusieurs informations (signaux) à caractère analogique (courant, tension, puissance, fréquence, température, ...etc.) et le transmettent à un ordre binaire (fermeture ou ouverture d'un circuit de commande) lorsque ces informations reçues atteignent les valeurs supérieures ou inférieures à certaines limites qui sont fixées à l'avance, Donc le rôle des relais de protection est de détecter tout phénomène anormal pouvant se produire sur un réseau électrique tel que le court-circuit, variation de tension. ...etc. Un relais de protection détecte l'existence de conditions anormales par la surveillance continue, détermine quels disjoncteurs ouvrir et alimente les circuits de déclenchement.

III.8.2. Les types

Un relais de protection électrique, elle partagé en trois types

III.8.2.1 Les relais électromécaniques

Ce relais est basé sur le principe d'un disque d'induction actionné par des bobines alimentées par des variables électriques du réseau via des transformateurs de courant et de tension. Un ressort de rappel réglable détermine la limite de l'action du disque sur un déclencheur (points de réglage).

Les équipements électromécaniques sont des assemblages de fonctions : détection de seuils et temporisation. Ils avaient l'avantage d'être robustes, de fonctionner sans source d'énergie auxiliaire et d'être peu sensibles aux perturbations électromagnétiques. Ces relais se démarquent par leur solidité et leur grande fiabilité, pour cette raison, leur entretien est minime. Ils sont réputés pour leur fiabilité dans les environnements de travail les plus délicats. Il est néanmoins souhaitable de les contrôler régulièrement, et la périodicité d'inspection dépend des conditions d'exploitation.

Les inconvénients de ces dispositifs, qui demeurent néanmoins largement rencontrés, sont :

- Le risque d'être hors d'état de fonctionner entre deux périodes de maintenance,
- Le manque de précision, le dispositif étant sensible à son environnement et aux phénomènes d'usure,
- Il est aussi difficile d'obtenir des réglages adaptés aux faibles courants de court-circuit,
- Son coût de fabrication est élevé,
- Des performances insuffisantes et n'autorisent l'emploi que de fonctions élémentaires simples, en nombre limité et sans redondance,

A cause de ces inconvénients, ce type de protection tend à disparaître à l'heure actuelle.

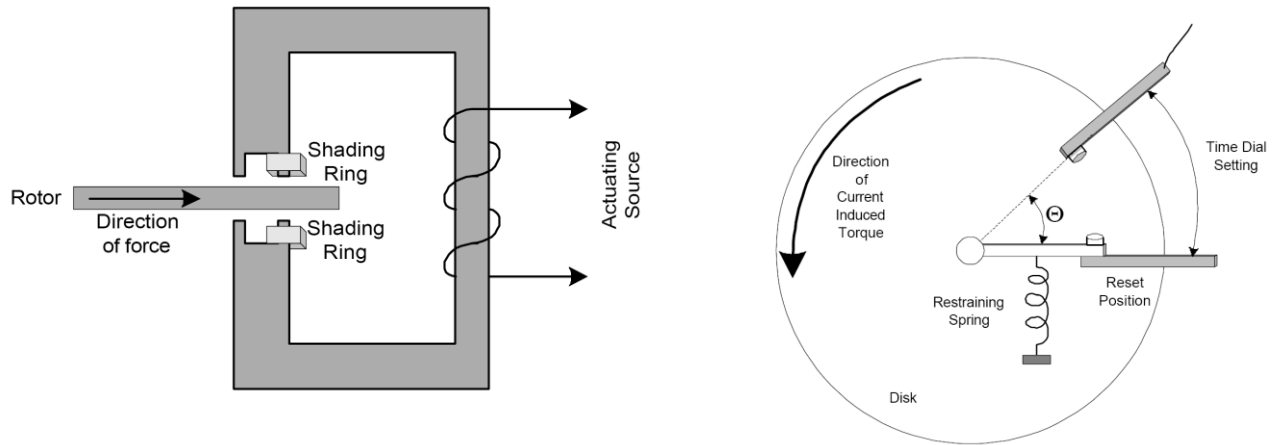


Fig. II.14 - Relais électromagnétique à induction par disque simple.

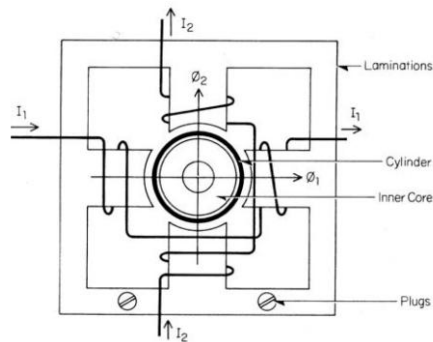


Fig. II.15 - Relais électromagnétique à induction par disque cylindrique.

III.8.2.3. Les Relais statique

Le développement de l'électronique a poussé les protections vers l'utilisation des composants électroniques discrets et les relais statiques. Ces protections, apparues sur le marché dans les années 1970, sont basées sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de courant et de tension, en signaux électriques de faible voltage qui sont comparés à des valeurs de référence (points de réglage).

Les circuits de comparaison fournissent des signaux temporisations qui actionnent des relais de sortie à déclencheurs. Ces dispositifs nécessitent en général une source d'alimentation auxiliaire continue :

- Ils procurent une bonne précision et permettent la détection des faibles courants de court-circuit.
 - Chaque unité opère comme une fonction unitaire et plusieurs fonctions sont nécessaires pour réaliser une fonction de protection complète.
- Les inconvénients de ces dispositifs demeurent :
- Le risque d'être hors d'état de fonctionner entre deux périodes de tests,
 - La grande puissance consommée en veille,
 - La faible sécurité de fonctionnement (pas de fonction d'autocontrôle).

III.8.2.4. Les Relais numériques

La technologie numérique a fait son apparition au début des années 1980. Avec le développement des microprocesseurs et des mémoires, les puces numériques ont été intégrés aux équipements de protection.

Les protections numériques, sont basées sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de mesure, en signaux numériques de faible voltage. L'utilisation des techniques numériques dans le traitement du signal permet de décomposer le signal en vecteurs, ce qui autorise un traitement des données via des algorithmes de protection en fonction de la protection désirée. En outre, ils sont équipés d'un écran d'affichage à cristaux liquides sur la face avant pour le fonctionnement local.

Ces dispositifs nécessitant une source auxiliaire, offrent un excellent niveau de précision et un haut niveau de sensibilité. Ils procurent de nouvelles possibilités, comme :

- Intégration de plusieurs fonctions pour réaliser une fonction de protection complète dans une même unité,
- Le traitement et le stockage de données,
- L'enregistrement des perturbations du réseau (perturbographe),
- Le diagnostic des dispositifs connectés (disjoncteurs, ...etc.).

Ces modèles intègrent des possibilités d'autotest et d'autocontrôle qui augmentent leur continuité de fonctionnement tout en réduisant la durée et la fréquence des opérations de maintenance. En plus des fonctions de protection, ces équipements disposent également de fonctions complémentaires facilitant leur fonctionnement. Les liaisons séries permettent de les paramétrer depuis un micro-ordinateur et de les connecter à un système de contrôle commande au niveau local et central. Ils permettent aussi de bénéficier des récentes découvertes dans le domaine de l'intelligence artificielle, comme les réseaux neuronaux et la logique floue.

Chapitre 4

Simulation et Calcul de protection« application à moteur moyen tension »

IV.1.Introduction

De nos jours, les moteurs font partie de tous les processus de production. Pour cette raison, leur utilisation optimale devient de plus en plus importante en vue de garantir une exploitation rentable.

On pourrait admettre que des entraînements correctement conçus, dimensionnés, montés, utilisés et entretenus ne soient pas défaillants. Dans la pratique, cette situation idéale n'existe pratiquement pas. La fréquence des différentes pannes des moteurs est différente selon les conditions spécifiques de fonctionnement. Les statistiques montrent qu'il faut compter avec un taux de défaillance annuel de 0,5 à 4%. La plupart des défaillances trouvent leur origine dans les surcharges. Les défauts d'isolation, qui entraînent des défauts de terre ou des courts-circuits entre spires et enroulements, sont les conséquences de surtensions ou de contamination par l'humidité, l'huile, la graisse, la poussière ou d'autres produits chimiques. A ce titre on a consacré ce chapitre pour illustrer une chaîne de protection numérique pour un moteur à travers un relais SEPAM M40.

IV.2.Définition des machines asynchrones triphasées

Les machines asynchrones sont les machines à courant alternatif les plus répandues. On les utilise dans de nombreux dispositifs domestiques (machines à laver, sèche-linge, tondeuse électrique...etc.), ainsi que dans des dispositifs industriels (machine-outil...). Elles sont également utilisées pour la traction ferroviaire dans les derniers modèles de TGV (train grande vitesse). Le principal avantage de ces machines est leur faible coût de fabrication et leur grande robustesse.

IV.2.1.Construction

La machine asynchrone comporte une partie fixe constituée d'une carcasse à l'intérieur de laquelle sont logés le circuit magnétique et le bobinage du stator, et une partie mobile appelée rotor. Le stator a une structure proche de celle des machines synchrones avec un bobinage triphasé distribué dans des encoches creusées dans un circuit magnétique doux destiné à canaliser le flux magnétique. C'est lui qui va créer le champ tournant. Le bobinage du rotor est le siège des courants induits. Il s'agit d'un circuit fermé supportant de très forts courants.

On Distingue principalement deux types de structures de rotor:

- Il peut être réalisé à partir de **bobinages** (on a alors des bornes qui donnent accès à ce circuit, afin de pouvoir en modifier la résistance, ce qui est utile notamment au démarrage). En pratique, il faut donc faire le court-circuit soi-même. C'est la structure qui ressemble le plus à celle qui a été décrite précédemment.
- Il peut être également formé par une cage, réalisée à partir de barres en aluminium fixées entre deux anneaux

IV.2.2.Principe de fonctionnement

Le principe de fonctionnement repose entièrement sur les lois de l'induction ; la machine asynchrone est un transformateur à champ magnétique tournant dont le secondaire est en court-circuit.

La vitesse de rotation N_s du champ tournant d'origine statorique, qualifiée de synchronisme, est rigidement liée à la fréquence f_s des tensions triphasées d'alimentation :
$$N_s = 60f_s / P$$

On distingue par P le nombre de paires de pôles de chacun des enroulements des phases statoriques. Lorsque le rotor tourne à une vitesse N différente de N_s (asynchronisme), l'application de la loi de Faraday aux enroulements rotoriques montre que ceux-ci deviennent le siège d'un système de forces électromotrices triphasées engendrant elles-mêmes trois courants rotoriques, d'après la loi de Lenz ces derniers s'opposent à la cause qui leur a donné naissance, c'est-à-dire la vitesse relative de l'induction tournante statorique par rapport au rotor. De ce fait, selon que N est inférieur ou supérieur à N_s , la machine développe respectivement un couple moteur tendant à croître N ou un couple résistant (génératrice) tendant à réduire N ; de toute évidence le couple électromagnétique s'annule à l'égalité des vitesses. L'échange énergétique avec le réseau dépend donc du signe de l'écart ($N_s - N$) ; c'est pourquoi on caractérise le fonctionnement asynchrone par le **glissement** "g" ainsi défini :

$$g = (N_s - N) / N_s.$$

Dans les conditions nominales de fonctionnement de la machine en moteur, le glissement exprimé en pourcent est de quelques unités. Une augmentation de la charge mécanique provoque une augmentation du glissement et des pertes Joules dans les enroulements rotoriques et statoriques.

IV.3. Les composantes symétriques d'un système triphasé

IV.3.1. Représentation vectorielle du système triphasé équilibré

En fonctionnement équilibré, le système triphasé de tensions peut être vu comme il est représenté sur la figure :

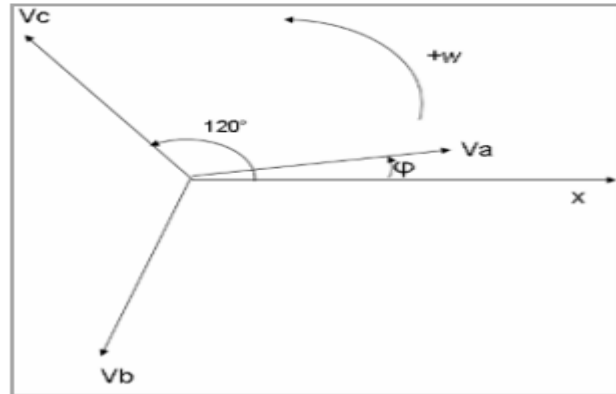


Figure IV.1 : Représentation vectorielle équilibrée

Dans ce système, les grandeurs différentes, ramenées à l'axe Ox , s'expriment comme :

$$V_a = V_m \cos(\omega t + \varphi)$$

$$V_b = V_m \cos(\omega t - 2\pi/3 + \varphi)$$

$$V_c = V_m \cos(\omega t + 4\pi/3 + \varphi)$$

Elles sont donc de même amplitude et déphasées de 120° . Un traitement vectoriel n'est pas toujours pratique ; c'est pourquoi on fait appel à la représentation de ces grandeurs en valeurs complexes. Ainsi en supposant pour simplicité l'angle nul, nous pouvons écrire :

$$\begin{cases} V_a = V_{eff} \cdot e^{j.0^\circ} \\ V_b = V_{eff} \cdot e^{-j.120^\circ} \\ V_c = V_{eff} \cdot e^{-j.240^\circ} \end{cases}$$

On introduit une variable « a » telle que :

$$\begin{cases} a = e^{j.120^\circ} \\ a^2 = e^{j.240^\circ} \\ a^3 = e^{j.360^\circ} = 1 \\ a^4 = a \end{cases}$$

$$1 + a + a^2 = 0$$

Alors on peut écrire :

$$\begin{cases} V_a = V_{eff} \\ V_b = V_{eff} \cdot a^2 \\ V_c = V_{eff} \cdot a \end{cases}$$

IV.3.2. Système triphasé déséquilibré – composantes symétriques

Suite à une perturbation quelconque, il est possible que les trois tensions changent de module et de déphasage entre elles. Ainsi, on peut représenter vectoriellement cet état du système comme suit :

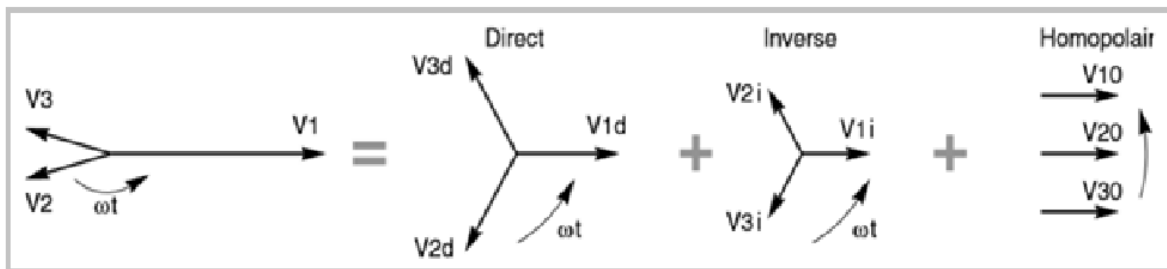


Figure VI.2. : Décomposition d'un système triphasé déséquilibré en composantes symétriques.

Avec :

$$\begin{cases} Vd_a = V_d \\ Vd_b = a^2 \cdot V_d \\ Vd_c = a \cdot V_d \\ Vi_a = V_i \\ Vi_b = a \cdot V_i \\ Vi_c = a^2 \cdot V_i \\ Vo_a = Vo_b = Vo_c = V_o \end{cases} ; a = e^{j\frac{2\pi}{3}} : \text{Opérateur de rotation, appliqué à un vecteur le fait}$$

tourné d'un angle de $2\pi/3$ dans le sens trigonométrique.

On prouve mathématiquement que :

$$\begin{cases} V_a = Vd_a + Vi_a + Vo_a \\ V_b = Vd_b + Vi_b + Vo_b \\ V_c = Vd_c + Vi_c + Vo_c \end{cases}$$

Inversement, on a aussi :

$$\begin{cases} V_a = Vd + Vi + Vo \\ V_b = a^2 \cdot Vd + a \cdot Vi + Vo \\ V_c = a \cdot Vd + a^2 \cdot Vi + Vo \end{cases}$$

On a aussi :

$$\begin{cases} Vd = \frac{1}{3}(Va + a \cdot Vb + a^2 \cdot Vc) \\ Vi = \frac{1}{3}(Va + a^2 \cdot Vb + a \cdot Vc) \\ Vo = \frac{1}{3}(Va + Vb + Vc) \end{cases}$$

IV.4. Calcul le courant de court-circuit

IV.4.1. Calcul le courant de court-circuit triphasé

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

On aura : $V_i = V_d = V_o = 0$ En remplaçant dans les trois systèmes,

On obtient :

$$E_d = Z_d \times I_d$$

$$I_i = 0 \quad ; \quad I_o = 0$$

D'où le courant de court-circuit triphasé :

$$Ik3 = \frac{U}{\sqrt{3} \times Z_{cc}}$$

$$I_{cct} = I_d = \frac{E_d}{Z_d} = \frac{V_d}{Z_d} = \frac{1.1 U_n}{3^{1/2} \times Z_{cc}}$$

Avec : Z_{cc} : impédance du réseau amont ou point de défaut :

- U_n : Tension composé

IV.4.2. Calcule du courant de court- circuit monophasée

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

$$I_2 = I_3 = 0$$

$$V_1 = V_d + V_i + V_0 = Z_n \times I_1$$

$$I_d = I_i = I_0$$

$$I_i = I_i + I_0 + I_d = 3 I_d \Rightarrow I_d = I_i / 3$$

$$D'où V_1 = 3 \times Z_n \times I_d$$

$$Et on a : E_d = V_1 + I_d \times (Z_d + Z_i + Z_0)$$

$$= V_d + V_i + V_0 + I_d \times (Z_d + Z_i + Z_0)$$

$$= 3 \times Z_n \times I_d + I_d(Z_d + Z_i + Z_0)$$

$$= I_d(3 \times Z_n + Z_d + Z_i + Z_0)$$

$$I_{ccm} = I_d \times 3 = 3 \times \frac{E_d}{(Z_d + Z_i + Z_0 + 3Z_n)}$$

$$= \frac{1.1 U_n}{\sqrt{3} \times (Z_d + Z_i + Z_0 + 3Z_n)}$$

$$I_{ccm} = \frac{\sqrt{3} \times 1.1 U_n}{(Z_d + Z_i + Z_0 + 3Z_n)}$$

Ce calcul est nécessaire dans les réseaux où le neutre est relié à la terre par une impédance Z_N , pour déterminer le réglage des protections “de terre” qui doivent intervenir pour couper le courant de défaut à la terre. Lorsque Z_d , Z_i et Z_0 sont négligeables par rapport à Z_N , alors :

$$I_{K1} = I_{ccm} = \frac{U}{\sqrt{3} Z_n}$$

IV.4.3. Calcul du courant de court – circuit biphasé

En appliquant le principe de superposition, on obtient :

$$V_d = V_i$$

$$I_d + I_i = 0$$

$$I_0 = 0$$

$$E_d = V_d - V_i + Z_d \times I_d - Z_i \times I_i$$

$$= 0 + Z_d \times I_d - Z_i \times (-I_d)$$

$$= Z_d \times I_d - Z_i \times (-I_d)$$

$$E_d = I_d \times (Z_d + Z_i)$$

Donc :

$$I_d = I_{ccb} = I_{k2} = \frac{E}{Z_d + Z_i} = \frac{1.1 U_n}{Z_d + Z_i}$$

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

$$D'où : I_{ccb} = \frac{1.1 U_n}{2 \times Z_{cc}} = \frac{3^{1/2}}{3^{1/2}} \times \frac{1.1 U_n}{2 \times Z_{cc}} = \frac{3^{1/2}}{2} \times \frac{1.1 U_n}{3^{1/2} \times Z_{cc}}$$

$$\boxed{I_{ccb} = \frac{3^{1/2}}{2} \times I_{cct}}$$

IV.4.3.1. calcul le courant-circuit biphasé entre conducteur de phase et terre

En cas de défaut franc éloigné des sources, la valeur du courant de court-circuit biphasé à la terre est :

$$I_d = \frac{E(Z_i + Z_0 + 3Z)}{Z_d \cdot Z_i + (3Z + Z_0) + (Z_d + Z_i)}$$

$$I_i = \frac{-E(Z_0 + 3Z)}{Z_d \cdot Z_i + (3Z + Z_0) + (Z_d + Z_i)}$$

$$I_0 = \frac{-E \cdot Z_i}{Z_d \cdot Z_i + (3Z + Z_0) + (Z_d + Z_i)} \quad \text{Donc : } I_{cct} = \frac{\sqrt{3} \cdot U}{(Z_d + 2Z_0)}$$

❖ Principe de réglage en intensité des relais de courant de phase

Les relais doivent être réglés à une valeur inférieure au plus petit courant de défaut susceptible de se manifester entre phases. Ce courant est celui qui résulte d'un défaut biphasé à l'extrémité du réseau lorsque la puissance de court-circuit des transformateurs d'alimentation est la plus faible

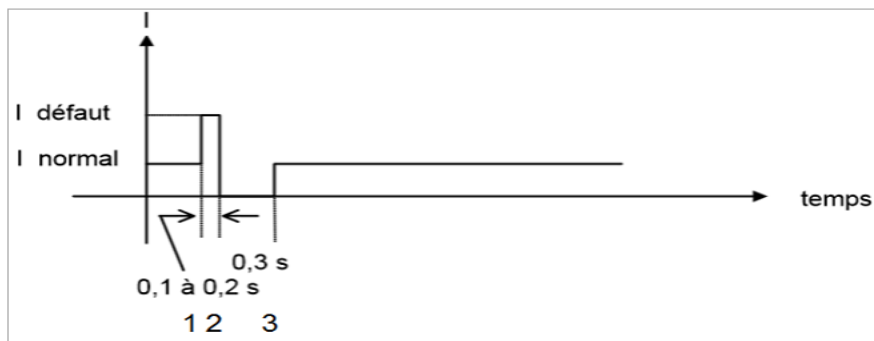
IV.5. Les réenclencheurs

Les réenclencheurs permettent d'adapter la durée de l'interruption du courant à la nature des défauts, Ce sont des dispositifs d'exploitation automatique qui viennent se substituer au personnel, en vue d'améliorer la continuité ou la qualité de service.

IV.5.1 Le reenclencheur rapide

Il a pour but d'éliminer les défauts fugitifs monophasés ou polyphasés. Pour éliminer ces défauts une mise hors tension du réseau de l'ordre de 0,3 seconde est suffisante. Les 0,3s permettent une ionisation de l'arc sans risque d'amorçage à la remise sous tension. Ce temps est suffisamment court pour ne pas gêner la plupart des utilisateurs.

IV.5.2. Diagramme sur un défaut fugitif



FigureIV.3.: Diagramme sur un défaut fugitif

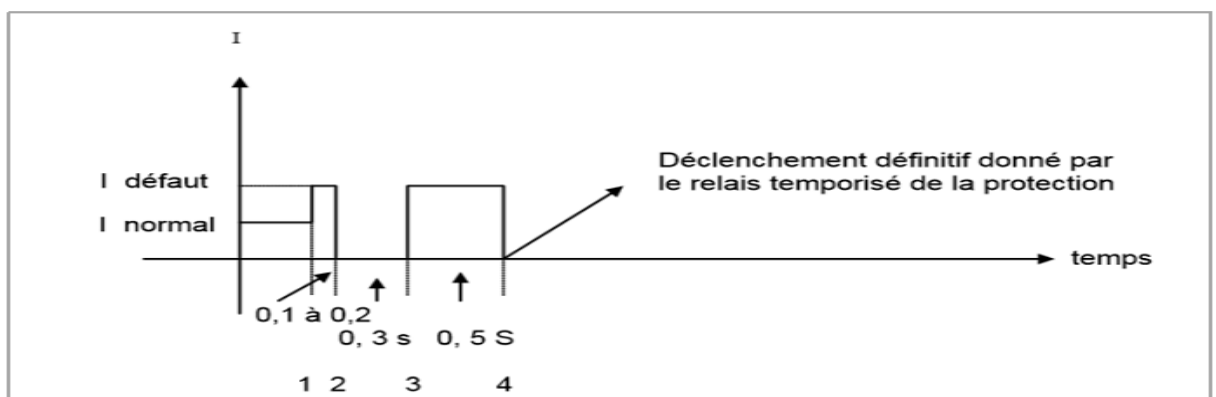
t : dépend de l'inertie du disjoncteur, de la rapidité de la protection.

1- apparition du défaut.

2- 0,1 à 0,2 seconde après \Rightarrow ouverture du disjoncteur.

3- 0,3 seconde après environ \Rightarrow fermeture du disjoncteur \Rightarrow le défaut s'est éliminé.

IV.5.3. diagramme sur un défaut semi-permanent ou permanent



FigureIV.5. : Diagramme sur un défaut semi-permanent ou permanent.

3- 0,3 seconde après \Rightarrow fermeture du disjoncteur \Rightarrow le défaut persiste

4- 0,5 seconde après environ \Rightarrow ouverture définitive du disjoncteur.

IV.6. Réglage de protection d'un départ

IV.6.1. calcul des impédances

Les relais doivent être réglés en intensité à une valeur inférieure au plus petit courant de défaut susceptible de se manifester entre phases. Ce courant est celui qui résulte d'un défaut biphasé sans contact à la terre à l'extrémité du réseau lorsque la tension des transformateurs d'alimentation est la plus basse possible. En effet, en cas de court-circuit triphasé symétrique, seul existe le système triphasé direct :

$$I_{cctri} = \frac{E}{Z_d}$$

Avec : $E = FEM$ (phase neutre)

$Z_d =$ impédance directe du réseau. En cas de court-circuit biphasé le calcul donne, en négligeant la charge, si le défaut se situe entre les phases 2 et 3 :

$$j_1 = 0 \text{ et } j_2 = -j_3$$

- Avec j_1, j_2 et j_3 les courants circulant dans les phases 1, 2 et 3

$V_2 = V_3$. Avec V_2, V_3 les tensions par rapport à la terre au lieu de défaut des phases 2 et 3 Le système homopolaire n'existe pas en l'absence de contact entre les phases en défaut et la terre, d'où les valeurs :

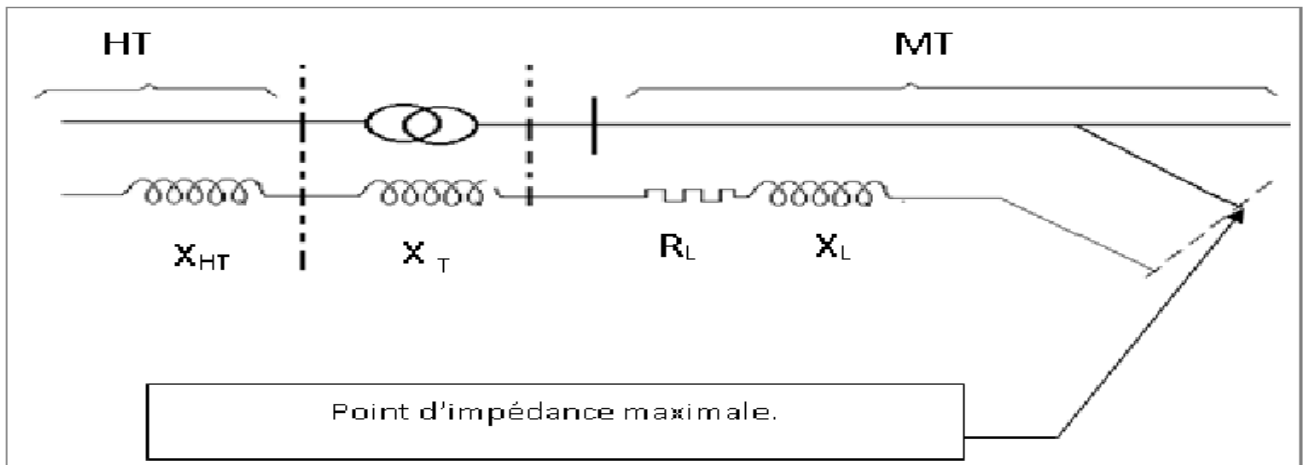
$$j_2 = -j_3 = \frac{(a^2 - a)}{Z_d - Z_i} \cdot E \quad - \text{ avec : } a = e^{j2\pi/3} \text{ Les impédances } Z_d \text{ et } Z_i \text{ sont égales}$$

$$D'où : cc \text{ biphasé } = |j_2| = |j_3| = \frac{\sqrt{3} \cdot E}{2Z_d}$$

Les défauts biphasés ayant une résistance négligeable, l'intensité est limitée par les impédances des éléments du réseau :

$$I_{ccb} = \frac{Un}{2 \cdot \sqrt{R_L^2 + (X_{HTB} + X_t + R_L)^2}}$$

avec : X_{HTB} , X_T et X_L sont des impédances exprimées en ohms,



FigIV.6. : Schéma de l'impédance équivalent de réseau.

IV.6.1.1. Impédance du réseau amont

Impédance du réseau HTB ramenée en HTA, S_{cc} étant la puissance de court-circuit minimale (cas d'une seule ligne HTB en service par exemple) sur le jeu de barres HTB.

$$X_{THB} = \frac{Un^2}{S_{cc}}$$

- ✓ Un : Tension composée du réseau exprimée en kV
- ✓ S_{cc} : Puissance du court-circuit exprimée en MVA
- ✓ X_{HTB} : En Ω .

IV.6.1.2. Impédance du transformateur

En général $R_T \ll X_T$, de l'ordre de 0,2 X_T , et l'impédance interne des transformateurs peut être assimilée à la réactance X_T .

U_{cc} Tension de court-circuit (en pourcentage), S_n sa puissance nominale :

$$X_T = \frac{U_{cc}\%}{100} \frac{Un^2}{S_n}$$

- $U_{cc}(\%)$ Tension de court-circuit de transformateur exprimée en kV ;
- S_n : Puissance nominale du transformateur exprimée en MVA ;
- Un^2 : Tension nominale secondaire du transformateur exprimé en KV.

La valeur de la réactance kilométrique par phase est approximativement :

- 0,4 Ω pour les lignes aériennes ;

- 0,1 Ω environ pour les câbles souterrains (une valeur plus précise peut être trouvée sur les catalogues des constructeurs en fonction du type du câble).

IV.6.2.Contribution moteur

La contribution des moteurs aux courant de court-circuit est déterminée en tenant compte d'une impédance interne égale à :

$$Z = X = \frac{Un^2}{\frac{P}{n \cos \varphi \frac{Id}{In}}}$$

Un : tension nominal entre phases

P : puissance active du moteur

n : rendement

$\cos \varphi$: Facteur de puissance

Id/In : rapport entre courant de démarrage et courant nominal

IV.7.Relais ampèremétrique de phase

IV.7.1.Principe

L'intensité de réglage I_r doit être inférieure à l'intensité I_{ccb} du courant de court-circuit biphasé apparaissant au point du départ pour lequel l'impédance de court-circuit est la plus grande.

❖ Réglages

Elle est fixée à :

$$I_r < 0,8 I_{ccb}$$

Elle doit être toute fois choisie supérieure à l'intensité du courant admissible dans le départ qui peut dépendre :

- Du calibre de ses transformateurs de courant (I_{ntc}) ou du courant maximal de la ligne ou du câble ($I_{câble}$) ; dans le cas où l'intensité nominale de l'appareil est inférieure à I_{ntc} , c'est elle qu'il faut prendre en compte
- Éventuellement du courant maximal admissible dans les dérivations. Bien entendu, l'intensité de réglage I_r doit aussi être choisie supérieure à l'intensité du courant de pointe

I_p appelée par le départ, compte tenu des régimes de secours prévus. Normalement les conditions suivantes sont réalisées :

I_p : Intensité de courant de pointe

$I_{câ}$: Courant de câble

I_{ntc} : Courant nominale de TC

I_{ccb} : Courant de court-circuit Par suite des possibilités de surcharge des transformateurs de courant, il est donc Généralement possible de prendre :

$I_r < 0,85 I_{ccb}$

I_r : Intensité de réglage.

Notation

Dans les réseaux à forte densité industrielle, l'élimination d'un défaut HTB ou HTA, peut provoquer une chute de tension importante. Elle est alors suivie d'une surintensité dans tous les départs. Elle correspond à l'appel de courant des moteurs qui sont restés raccordés au réseau HTA.

$I_p < I_{câble} < I_{ntc} < 0,8 I_{ccb}$

IV.7.2. Relais de Courant Homopolaire

IV.7.2.1. Principe et définition de "3Io"

Lorsqu'un départ est le siège d'un défaut monophasé, son relais homopolaire est traversé par un courant I_{or} qui varie en fonction de la résistance du défaut, de l'impédance de mise à la terre du neutre, de la tension et de la capacité homopolaire du réseau. L'intensité de réglage I_{or} du relais homopolaire doit être la plus faible possible afin de détecter des défauts dont la résistance est la plus grande possible. Le réglage ne peut être inférieur à 6 % du calibre des transformateurs de courant en raison de la saturation de ces derniers lors des réenclenchements. En outre, le réglage I_{or} doit être supérieur à la valeur du courant résiduel 3Io du départ lorsqu'un défaut franc apparaît sur un autre départ.

IV.7.2.2. Calcul de 3 Io

Pratiquement on s'intéresse à la relation existant entre le courant de court-circuit et le courant homopolaire I_o On a : $V = Z \times I$

$$\Rightarrow V = \frac{1}{C_o \times \omega} I_o \Rightarrow I_o = V \times C_o \times \omega$$

Comme les trois capacités sont parallèles les courants s'ajoutent et on aura :

$$3I_o = 3V \times C_o \times \omega = 3 \frac{U}{\sqrt{3}} \times C_o \times \omega$$

$$\Rightarrow 3I_o = \sqrt{3} \times U \times C_o \times \omega$$

C_o : Capacité entre un conducteur et la terre.

❖ Réglage

La protection contre les défauts entre phase et terre est assurée par un relais à maximum de courant résiduel. Ce courant est obtenu soit à partir de l'étoile formée par le secondaire des trois transformateurs de courant, soit au moyen d'un tore quand le câble en sortie de la cellule est tripolaire.

- ✓ Le courant capacitif est de l'ordre de 9.8/100Km pour les lignes aériennes
- ✓ Pour les câbles souterrains, les valeurs du courant capacitif sont représenté dans le tableau suivant :

Les valeurs de courant capacitif de chaque section

Le courant de réglage à prendre en compte sera :

$$I_{ho} \geq K \times 3I_o \quad \text{avec } K : \text{coefficient de sécurité égale à } 1,3.$$

IV.8.Simulation et Application calcul de protection moteur moyenne tension

IV.9. partie de calcul

IV.9.1.Fiche des données

- **poste HTA 30kv / Régime de neutre TT**
 - **Transformateur**
 - $S_n = 10 \text{ MVA}$
 - $S_{cc} = 500 \text{ MVA}$
 - 30/5.5 KV
 - $U_{cc} = 8.32\%$.
 - Le neutre est lié à la terre par une impédance
 - $Z_n = 15.87 \Omega$.
 - **Jeu de barre**
 - $V = 5.5 \text{ KV}$
 - $I_{ccs} = 31.5 \text{ KA.} / 1 \text{ s.}$
 - **Départ moteur MT : il contient :**
 - Un disjoncteur moyen tension

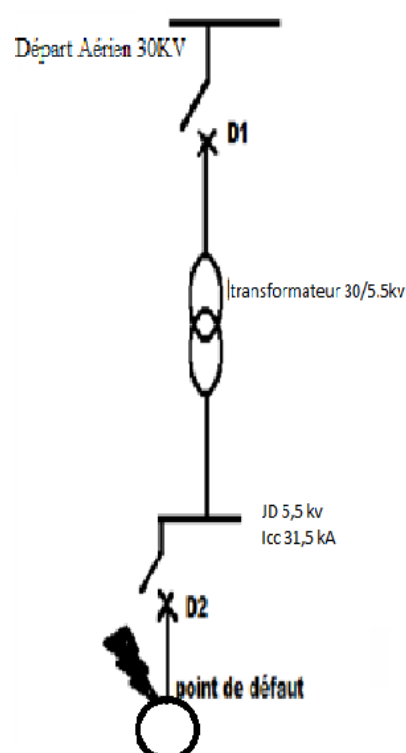


fig VI.8. schéma unifilaire d'une installation MT

- Un relais de protection numérique (SEPAM M40)
- Sectionneur de terre.
- Fiche technique du moteur :
 - Le moteur entraine une pompe centrifuge
 - Puissance nominale.....690 kw.
 - tension nominale.....5.5 kv.
 - Courant nominal.....84 A.
 - Facteur de puissance.....0.9.
 - Rendement nominal... 0.92
 - Courant de démarrage.....5*In.
 - Temps de démarrage.....6s.

Nature des câbles	Section (mm ²)	La résistivité du câble (Ω. Km)	La longueur (km)	Réactance kilométrique XL		I _{LT} (A)
Cuivre	70	0.342	1	0.122	Aérien	210
	120	0.192	0.04	0.083	Souterrain	300
	70	0.342	0.17	0.089	Souterrain	210

Tableau VI.1. Caractéristiques électriques des conducteurs

- I_{LT} : courant de la limite thermique du câble

IV.9.2.Calcul courant de court-circuit triphasé maximum

Selon la norme UTE C13-205 on peut considérer le transformateur comme une source d'énergie. Donc pour dimensionner l'organe de coupure il faut qu'on calcule le courant de court-circuit maximum possible. On prend le I_{cc} à l'extrémité du transformateur (sans considération l'impédance câble et moteur).

$$I_{cctrmax} = \frac{I_r}{U_{cc}}$$

Tel que : $I_r = \frac{S}{U\sqrt{3}} = \frac{10000}{5.5\sqrt{3}} = 1051 \text{ A}$

Donc : $I_{cctrmax} = \frac{I_r}{U_{cc}} = \frac{1051 \cdot 100}{8.32} = 12.63 \text{ KA}$

D'après la norme CEI 60 056, le pouvoir de coupure doit être supérieur à la valeur de courant de court-circuit de crête tel que **I_{cc-crête} = k * I_{cctr}**.

K : le rapport de crête (pour f= 50 Hz, k=2.5)

Icc-crête=2.5*12.63=31.57 KA. Donc : PDC > Ic_crete.

Note : le courant de court-circuit maximal sert à déterminer

- Le pouvoir de coupure.
- Le pouvoir de fermeture
- La tenue électrodynamique des canalisations et des appareils.

IV.9.3. Calcul courant de court-circuit triphasé minimum

Le courant minimal de court-circuit indispensable au choix de la courbe de déclenchement des disjoncteurs et des fusibles. il correspond à un défaut de court-circuit à l'extrémité de la liaison protégée lors d'un défaut biphasé et dans les conditions d'exploitation les moins sévères (défaut à l'extrémité d'un départ et non pas juste derrière la protection, un seul transformateur en service alors que deux sont couplables...).

$$I_{cctrmin} = \frac{1.1U_n}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_L^2 + (X_{HT} + X_T + X_L)^2}}$$

- Calcul X_{HT}

$$X_{HT} = \frac{U_n^2}{S_{cc}}$$

On calcule puissance de court-circuit d'abord (S_{cc}):

$$S_{cc} = \sqrt{3} \cdot I_{cctrmax} \cdot U_{cc} = 1.73 \cdot 12630 \cdot 457.6$$

$$S_{cc} = 54.54 \text{ MVA.}$$

$$X_{HT} = \frac{5.5^2}{54540} = 0.55 \Omega.$$

- Calcul X_T

$$X_T = \frac{U_{cc\%}}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} = \frac{8.32}{100} \cdot \frac{5.5^2}{12} = 0.21 \Omega.$$

- Calcul R_L

$$R_L = R_0 \cdot L = R_1 + R_{0.04} + R_{0.17}$$

$$R_L = (0.342 \cdot 1) + (0.192 \cdot 0.04) + (0.342 \cdot 0.17)$$

$$\mathbf{R_L = 0.0581 \Omega}$$

- Calcul X_L

$$X_L = [0.122 \cdot 1 + 0.089 \cdot 0.17 + 0.083 \cdot 0.04]$$

$$\mathbf{X_L = 0.14 \Omega}$$

Donc :
$$Ic_{trimin} = \frac{1.1 \cdot 5500}{\sqrt{3} \sqrt{0.0581^2 + (0.55 + 0.21 + 0.14)^2}}$$

Ic_{trimin} = 3878 A.

IV.9.4. Calcul Ic_{cbi}

$$Ic_{cb} = \sqrt{3}/2 \cdot Ic_{tri} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3878$$

Ic_{cb} = 3548,37 A

❖ Remarque

Le réglage du seuil de courant pour la protection doit être inférieur à $0.85 \cdot Ic_{cb} = 3016 \text{ A}$.

$ILt = 210 \text{ A}$ (Pour la section 70 cuivre)

$1.2 \times ILt = 1.2 \times 210 = 252 \text{ A}$

$0.85 \times Ic_{cb} > 1.2 \times ILt$

Le réglage à adopter ou premier seuil sera : $IR1 = 240 \text{ A}$ Et le deuxième seuil sera :

$IR2 = 2 \cdot IR1 = 480 \text{ A}$.

IV.9.5. Calcul Ic_{cm}

Ce calcul est sert à déterminer le seuil de réglage des protections de terre

$$Ic_{cm} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Zn}$$

$$Ic_{cm} = \frac{5500}{1.73 \cdot 15.87} = 200.32 \text{ A}$$

Le réglage des protections “de terre” ne doivent pas dépasser 200 A

IV.9.PARTIE SIMULATION

IV.9.1. Présentation du logiciel de simulation ETAP SOFTWARE

ETAP software c'est un programme de simulation virtuelle consacré seulement pour l'analyse et l'étude du système électrique (étude transformateur, moteur, centrale électrique, dimensionnement des câbles et des matériaux).

ETAP est destiné pour simuler et modéliser les systèmes électriques d'une façon normalisée et conforme aux normes IEC et ANSI

- ❖ Si notre système est incompatible ou bien surdimensionnée, il ne nous permet pas de l'étudier

Il possède plusieurs simulateur leurs besoins est liées à notre nécessité.

Ces simulateurs sont donnés dans le tableau suivant :
















	Analyse du flux de charge	
	Analyse des court-circuit	
	Coordination des dispositifs de protection	
	Analyse des harmoniques	
	Analyse de stabilité	
	Déséquilibre de charge	
	Analyse du démarrage de moteur	
	Analyse d'écoulement de puissance	

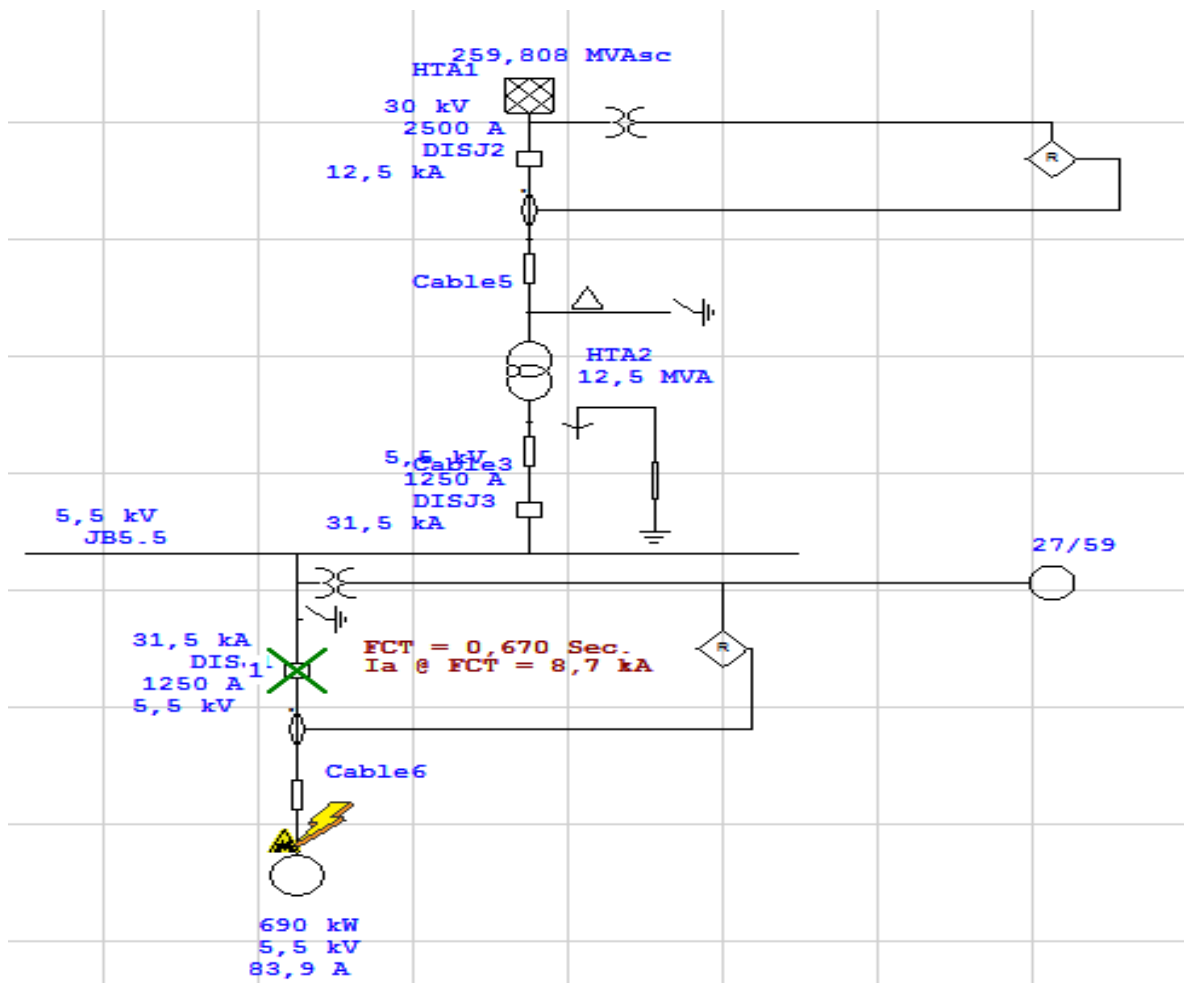
Tableau VI.2. Simulateur ETAP SOFTWARE

Le logiciel ETAP software est un programme AMERICAIN utilisé largement dans les études et réalisations des projets. Il contient une base de données qui vient des constructeurs du matériel électriques tels que « merlin Gerin, Schneider électrique, ABB, GE ... »

IV.9.2. Analyse du flux de charge

Cette fonction nous permet d'analyser et visualiser l'écoulement de puissance dans le circuit.

Le sous dimensionnement des câbles et des équipements peut causer des anomalies tel que les chutes de tension, c'est pour cela une étude de conception moyenne tension exige les calculs des court-circuit pour bien dimensionner les câbles et les organes nécessaire.

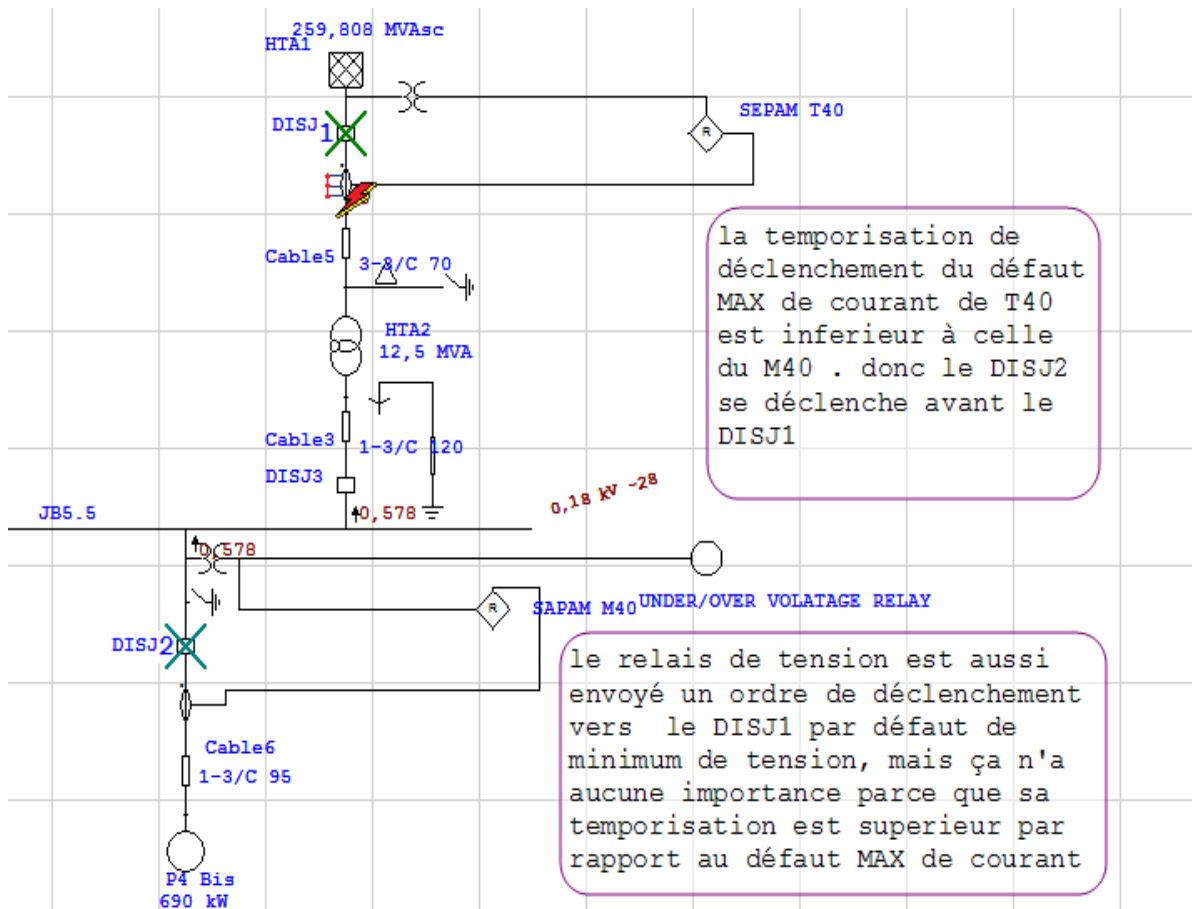


FigVI.10.schema indique le fonctionnement de la protection max de courant

IV.9.4.Etude de la sélectivité en cas d'un défaut maximum de courant

Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 03-12-2015	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
50,0	SEPAM T40	5	50,0		Phase - OC1 - 50
50,0	SEPAM M40	0,578	50,0		Phase - OC1 - 50 - Reverse
115	DISJ2		65,0		Tripped by SEPAM T40 Phase - OC1 - 50
120	DISJ1		70,0		Tripped by SEPAM M40 Phase - OC1 - 50 - Reve...
1000	UNDER/OV...		1000		Undervoltage - 27
1070	DISJ1		70,0		Tripped by UNDER/OVER VOLATAGE RELAY ...
5069	SEPAM M40	0,578	5069		Overload Phase - Thermal
5139	DISJ1		70,0		Tripped by SEPAM M40 Overload Phase - Thermal
6683	SEPAM T40	5	6683		Phase - OC1 - 51
6748	DISJ2		65,0		Tripped by SEPAM T40 Phase - OC1 - 51
131990	SEPAM T40	5	131990		Overload Phase - Thermal
132055	DISJ2		65,0		Tripped by SEPAM T40 Overload Phase - Thermal

Tableau.VI.4.le rapport des protections qui interviennent lors de l'injection d'un défaut

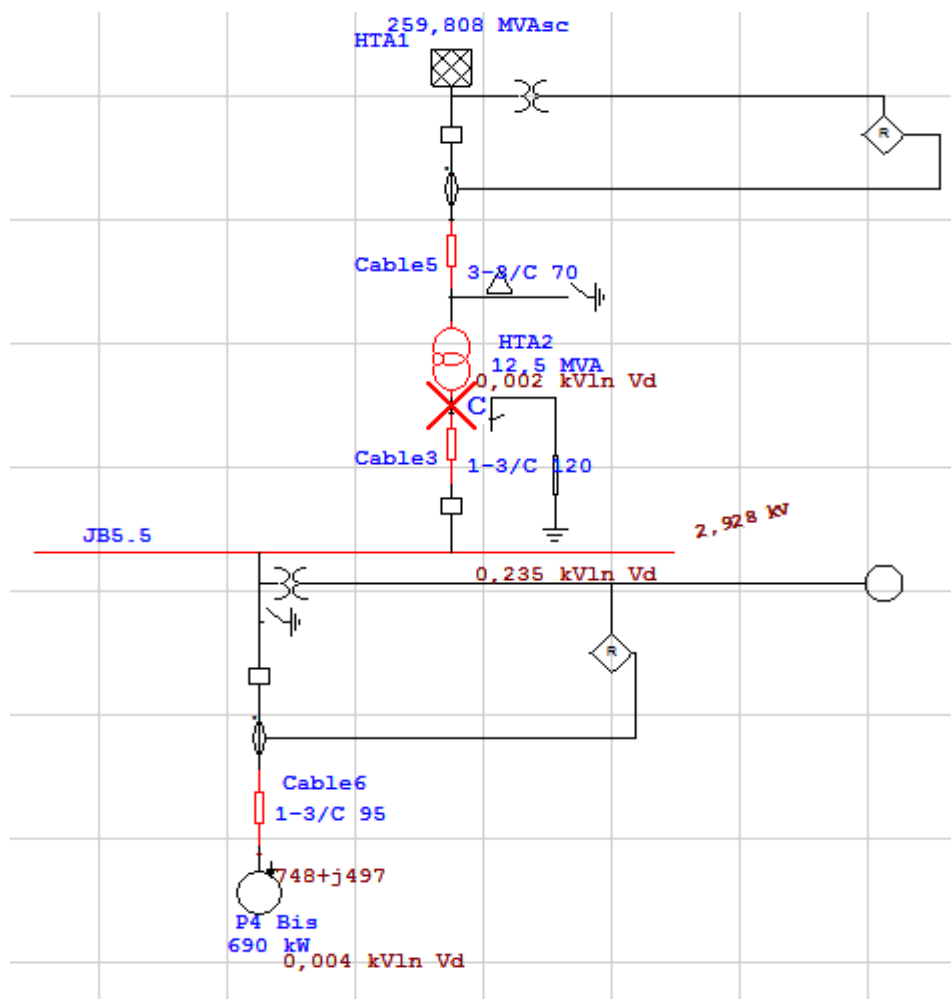


FigVI.11.schéma indique le fonctionnement de la sélectivité

IV.9.5.Déséquilibre de charge

Device ID	Rating / Limit	Operating A	Operating B	Operating C
Bus11	5,5 kV	2,88 kV	2,88 kV	2,89 kV
Bus11	0,08 kV	0,08 kV	0,04 kV	0,04 kV
Bus11	0,07 kV	0,07 kV	0 kV	0 kV
Bus11	0,04 kV	2,88 kV	0 kV	0 kV
Bus21	5,5 kV	3,32 kV	3,34 kV	2,89 kV
Bus21	5,5 kV	3,32 kV	3,34 kV	2,89 kV
Bus21	3,17 kV	0,29 kV	0 kV	0 kV
Cable3	6,05 Amp	6,04 Amp	6,04 Amp	12,09 Amp
Cable3	6,05 Amp	6,04 Amp	6,04 Amp	6,04 Amp
Cable3	6,05 Amp	6,04 Amp	6,04 Amp	6,04 Amp

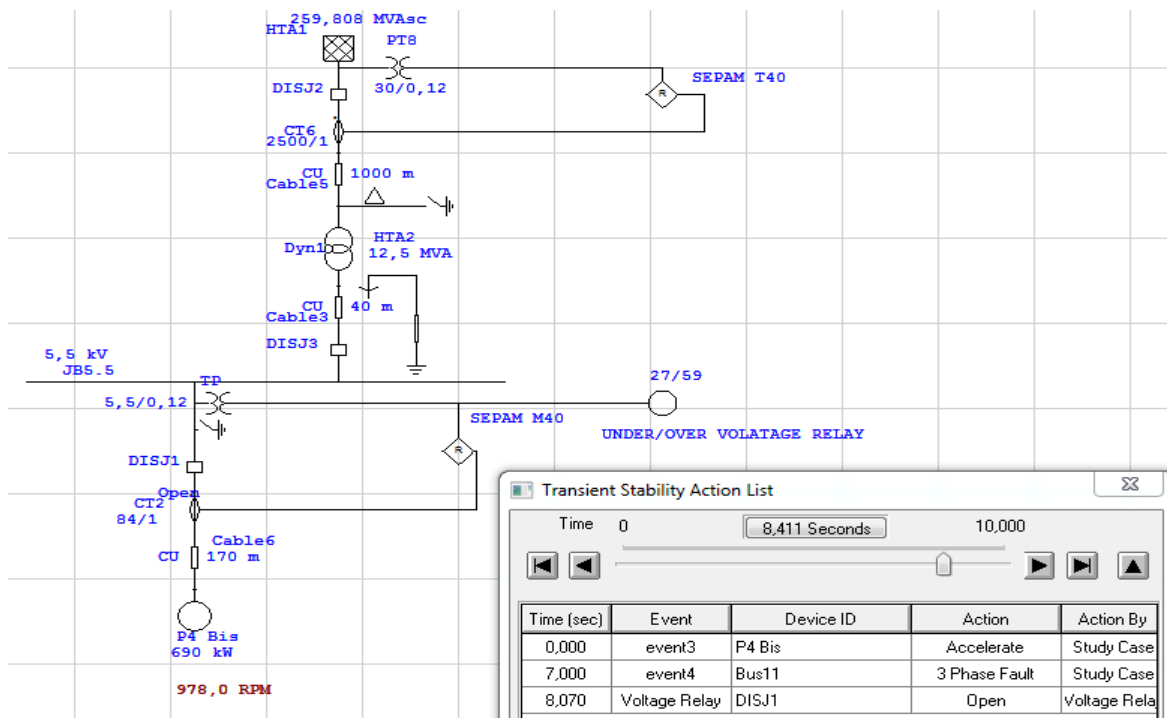
Tableau.IV.5.le rapport de tension et courant lors d'un défaut biphasé



FigIV.13.schéma de déséquilibre de charge lors d'un défaut biphasé

IV.9.6.Régime transitoire

Il sert à vérifier si le moteur va atteindre sa vitesse de rotation nominale après le temps de démarrage. Dans notre cas on a créé un évènement de défaut de phase a 7 eme second .le moteur atteint une vitesse de 1485 Tr/min, après une second un défaut de phase est apparu, le disjoncteur est ouvert par défaut minimum de tension, la vitesse de rotation commence à chuter jusqu'à 0.



FigIV.14.régime transitoire démarrage du moteur

IV.9.7.Analyse de démarrage du moteur

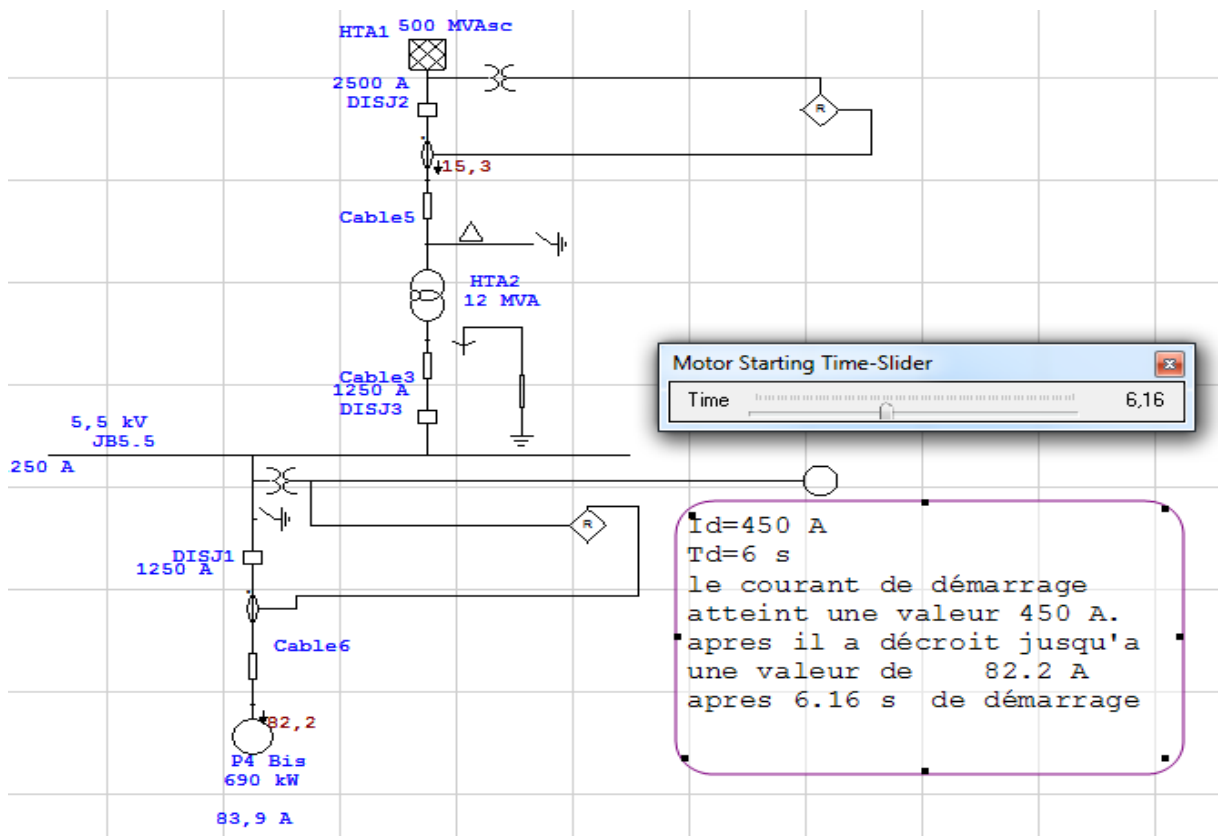
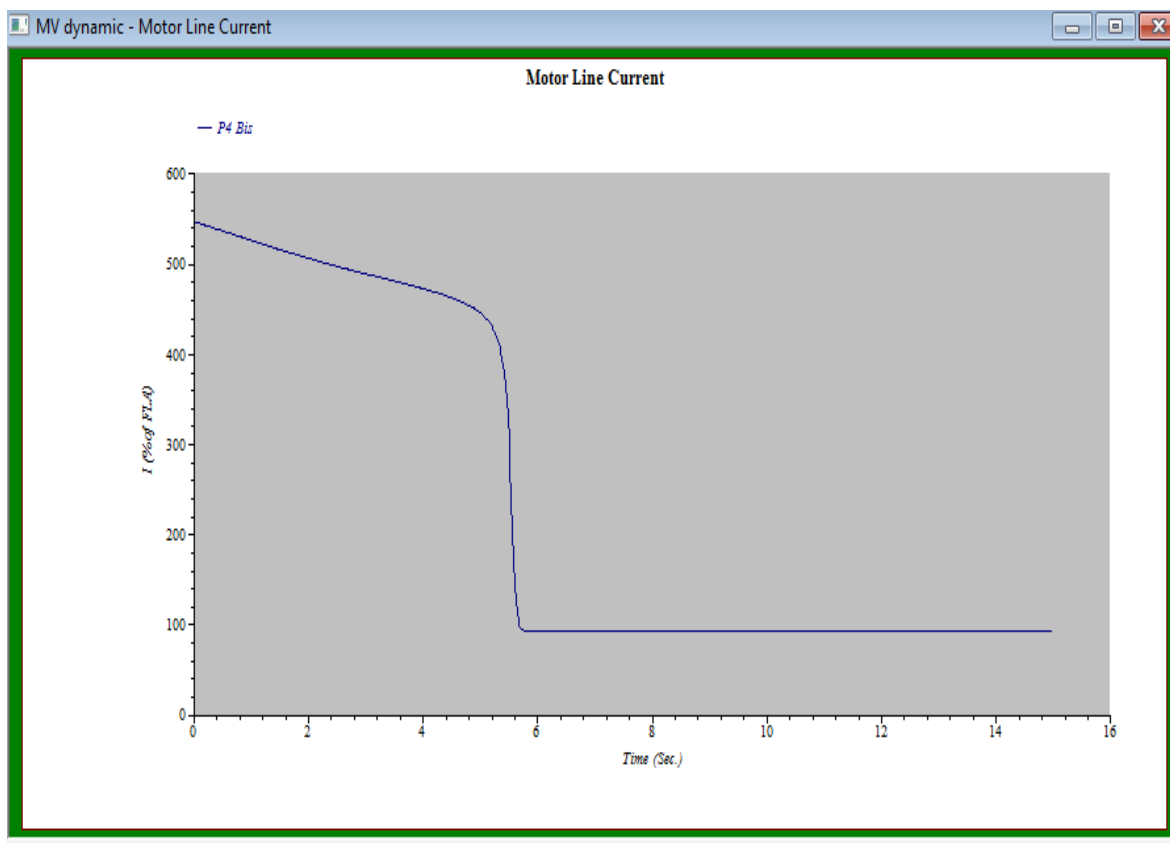


Fig.IV.15. analyse de démarrage du moteur



figIV.16 graphe du courant de démarrage du moteur

Chapitre 5

Etude d'un relais de protection numérique SEPAM (application à moteur MT).

V.1. Présentation des relais numériques

Dans les circuits des relais numériques, on trouve les circuits numériques suivants : les convertisseurs Analogique/Numérique (A/N) et Numérique/Analogique (N/A), les microprocesseurs, les multiplexeurs et les démultiplexeurs, les circuits d'échantillon et autres circuits intégrés.

V.1.1. Convertisseur numérique/analogique CNA

Le principe de fonctionnement est basé sur un amplificateur opérationnel monté en inverseur, une référence de tension qui va définir la pleine échelle du convertisseur, une série de résistances, une série de registres numériques contenant le code binaire d'entrée et des commutateurs analogiques (interrupteurs commandés électriquement par les signaux logiques) reliant les résistances à la référence de tension. Son objectif est convertir les ordres et les alarmes sortant du relais numérique ainsi que les mesures.

V.1.2. Convertisseur analogique/numérique CAN

Leur objectif est convertir les tensions mesurées qui sont transmises par les organes de mesures vers le relais numérique. Le séquenceur logique délivre un code binaire à l'entrée de CNA. La tension de sortie de ce CNA est comparée à la tension à mesurer. En fonction du résultat, le code binaire est modifié de manière à approcher la valeur à trouver. Tous les codes binaires sont successivement comparés à la tension d'entrée. Quand le signal de sortie du comparateur s'inverse, la tension de référence vient de dépasser la valeur à mesurer.

V.2. Les microprocesseurs

Sans entrer dans les détails de sa construction et de son opération, nous décrivons brièvement son architecture minimum. Un microprocesseur est un composant électronique minuscule, fabriqué le plus souvent en silicium qui regroupe un certain nombre de transistors élémentaires interconnectés. Le microprocesseur exécute les fonctions d'unité centrale d'ordinateur (CPU), c'est à dire d'exécuter des instructions envoyées par un programme. Ils sont constitués de portes logiques. Ces portes logiques sont composées de transistors qui fonctionnent comme des interrupteurs.

Il est chargé d'exécuter les opérations arithmétiques et logiques du programme. On distingue cinq cycles pour exécuter une instruction. Ils sont : la recherche de donnée en mémoire, lecture du code d'instruction, décode l'instruction, superviser l'exécution d'instruction et revenir au début.

V.2.1. Les multiplexeurs et démultiplexeurs

On utilise ces circuits lorsqu'on doit conserver dans les nombres des voies de communication qui transfèrent des données ou les nombres des câbles/fils qui relient des dispositifs tels que les composants d'un appareil. Par exemple, s'il y a 8 sources du signal et 8 récepteurs à l'autre côté, on peut avoir une seule voie de communication avec un multiplexeur à une extrémité et un démultiplexeur à l'autre bout. Leur principe de fonctionnement ç'appelle le multiplexage de fréquence. C'est divisé la voie (le câble) dans quelque bande et chacune a sa fréquence. Chaque fréquence représente un signal qui débit sur une voie composite.

V.3. Les circuits d'échantillon

C'est un circuit qui capture la valeur instantanée d'une tension analogique au moment spécifique sous commande d'un circuit externe, par exemple un microprocesseur. On utilise ces circuits surtout dans les systèmes de surveillance et de saisie de données ou on a besoin de capturer et détenir la valeur de tension instantanée pendant le processus de convertir le signal analogique en numérique.

V.4. Relais de protection sepam

L'innovation dans le domaine des protections moyenne tension s'accélère pour servir les exigences toujours croissantes des exploitants : réduire les coûts d'investissement et d'exploitation, réduire l'encombrement, faciliter l'utilisation

V.5. Guide de choix

Le guide de choix par application propose le ou les types de Sepam adaptés à chaque besoin de protection, à partir des caractéristiques de l'application. Les applications les plus typiques sont présentées avec le type de Sepam associé. Chaque exemple d'application est décrit :

- par un schéma unifilaire précisant :
- l'équipement à protéger
- la configuration du réseau
- la position des capteurs de mesure
- par les fonctions standards et spécifiques de Sepam à mettre en œuvre pour protéger l'application concernée.

V.6.Communication

Sepam peut être raccordé à un réseau de communication de supervision basé sur les protocoles de communication. Toutes les informations nécessaires pour exploiter l'équipement à distance depuis un superviseur sont accessibles par le port de communication :

- en lecture : toutes les mesures, les alarmes, les réglages,...
- en écriture : les ordres de télécommande de l'appareil de coupure,...

V.7. Commande et surveillance

- logique de commande disjoncteur prête à l'emploi, ne nécessitant ni relaying auxiliaire ni câblage complémentaire.
- adaptation des fonctions de commandes grâce à un éditeur d'équations logiques.
- messages d'alarmes sur IHM avancée préprogrammés et personnalisables.

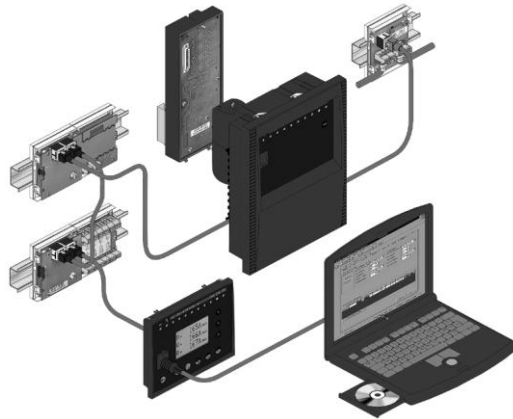


Fig.V.4 Sepam série 40 une solution modulaire.

V.8. Partie software

V.8.1. Présentation du logiciel SFT2841

V.8.1.1)- Description

Le logiciel SFT2841 est un logiciel de paramétrage et exploitation, il permet de configurer toute les fonctions que l'on a besoin pour assurer la protection d'un tel équipement (notre cas c'est moteur), aussi que la configuration de l'interface de communication et les modules auxiliaire tel que MSA141 (convertisseur numérique analogique). Il est spécifique seulement pour la gamme SEPAM.

La fenêtre d'accueil du logiciel SFT2841 s'ouvre au lancement du logiciel. Elle permet de choisir la langue des écrans du SFT2841, le choix de la famille de SEPAM souhaitée ainsi que d'accéder aux fichiers de paramètres et de réglages de SEPAM

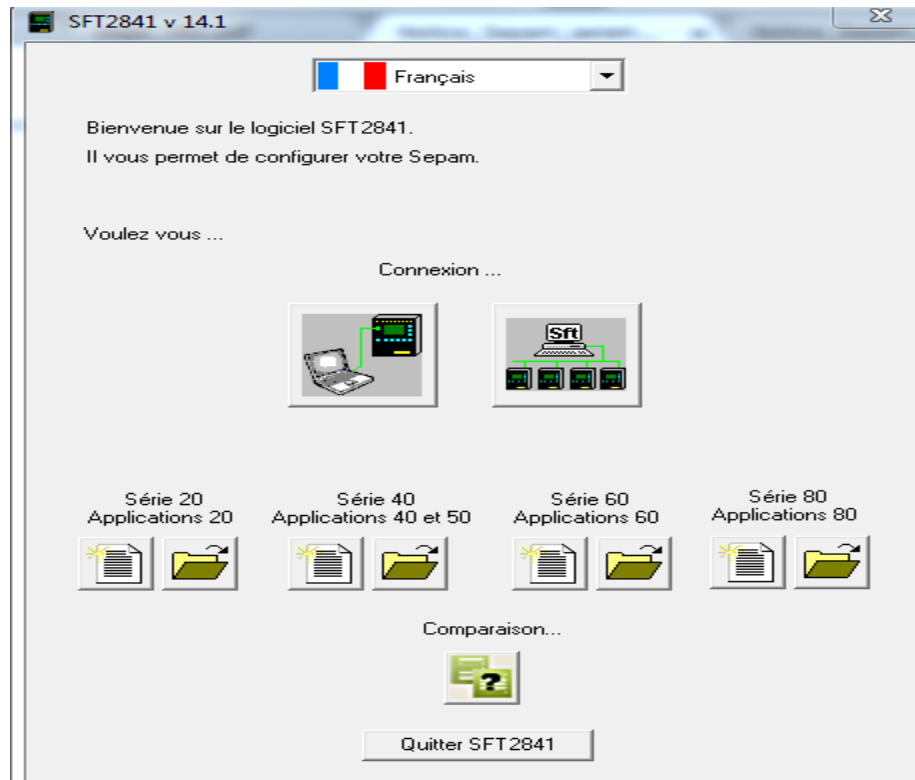


Fig V.5.Fenêtre d'accueil de SFT2841

V.8.1.2)- Paramétrage et exploitation des fonctions de protections

Toutes les fonctions de paramétrage et d'exploitation sont disponibles sur l'écran du PC équipé du logiciel SFT2841 et connecté au port de liaison PC en face avant du Sepam. Toutes les informations utiles à une même tâche sont regroupées sur un même écran pour en faciliter l'exploitation. Des menus et des icônes permettent un accès direct et rapide aux informations souhaitées.

V.8.1.3)- Exploitation courante

Le logiciel SFT2841 offre la réponse adaptée à une exploitation en local occasionnelle pour un personnel exigeant et désireux d'accéder rapidement à toutes les informations. il permet de :

- afficher toutes les informations de mesure et d'exploitation.
- afficher des messages d'alarme avec l'heure d'apparition (date, heure, mn, s, ms).

- afficher des informations de diagnostic telles que : courant de déclenchement, nombre de manœuvres de l'appareillage et cumul des courants coupés.
- afficher de toutes les valeurs de réglage et paramétrage effectués.
- visualiser les états logiques des entrées, sorties et des voyants.

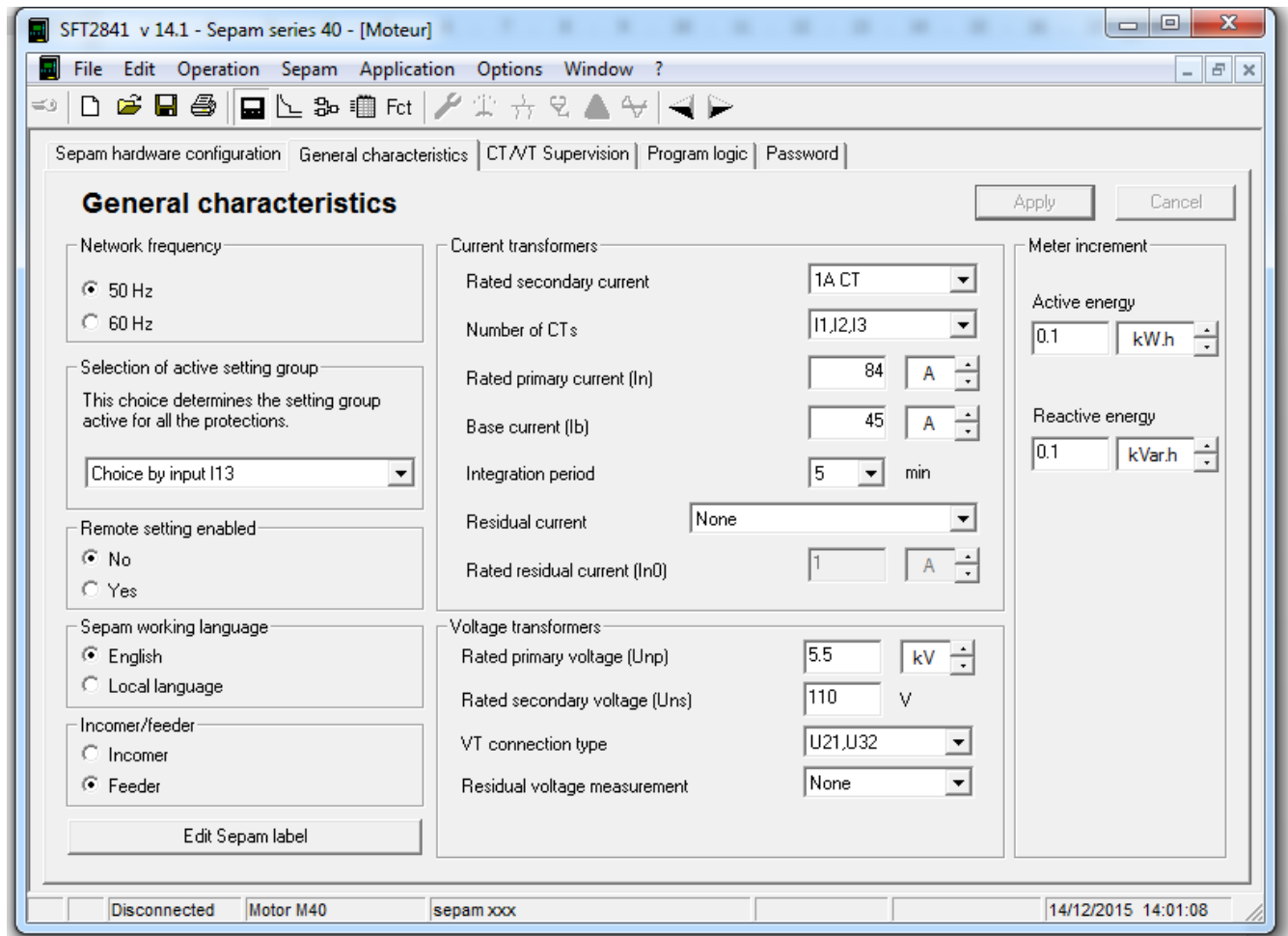


Fig V.6.Exemple des caractéristiques générales des TC et TP

V.8.1.4)- paramétrage et réglage

Le paramétrage et réglage d'un Sepam avec SFT2841 consiste à préparer le fichier Sepam contenant toutes les caractéristiques propres à l'application, fichier qui sera ensuite chargé dans Sepam lors de la mise en service.

- affichage et réglage de tous les paramètres de chaque fonction de protection sur une même page.

- paramétrage de la logique de commande, paramétrage des données générales de l'installation et du Sepam.
- saisie des réglages des protections.
- mise en/hors service des fonctions.
- sauvegarde des fichiers.

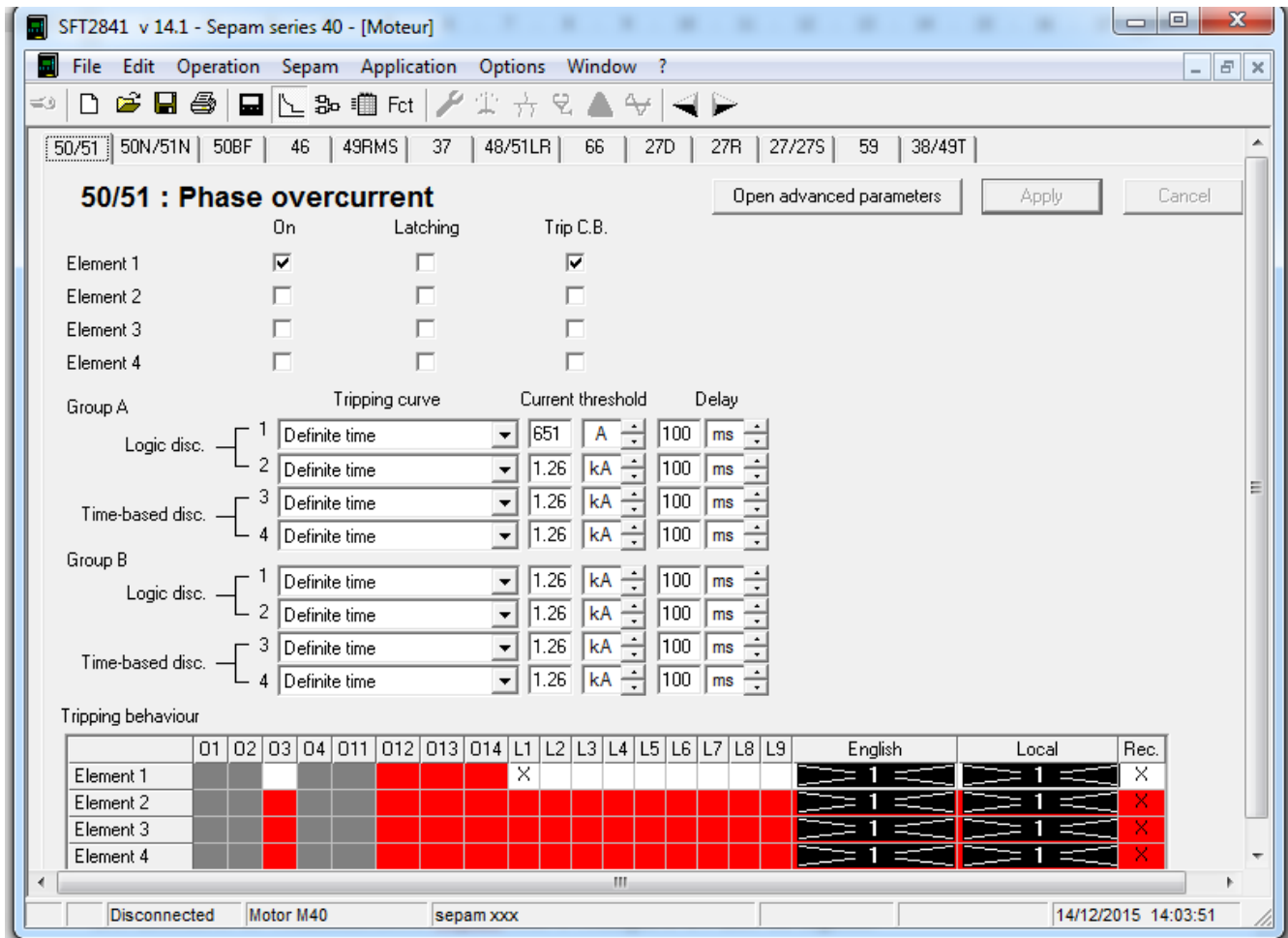


Fig V.7.Exemple d'écran de réglage de la protection a maximum de courant

V.9. Accès aux paramètres de configuration

Les interfaces de communication Sepam sont à configurer à l'aide du logiciel SFT2841.

Les paramètres de configuration sont accessibles à partir de la fenêtre Configuration communication du logiciel SFT2841.

V.9.1.Composition de Sepam

- unité de base ①
 - ① connecteur unité de base :
 - alimentation,
 - relais de sortie,
 - entrée CSH30, 120, 200 ou ACE990.
- Connecteur à vis représenté (CCA620),
ou connecteur cosses à oeil (CCA622)
- ② connecteurs entrés courant TC
 - 1 A/5 A (CCA630 ou CCA634)
 - ou entrée courant

LPCT (CCA670)

- ③ connexion liaison module communication (blanc)
- ④ connexions liaison déportée inter Modules (noir).
- ⑤ connexions entrée tension, connecteur à vis représenté (CCA626) ou connecteur cosses à oeil (CCA627)
- module optionnel d'entrées/sorties ② (MES114)
- ⑥ connecteurs module MES114
- ⑦ connecteur module MES114.

Les raccordements de Sepam sont faits sur des connecteurs amovibles situés sur la face arrière. Tous les connecteurs sont verrouillables par vissage.

V.9.2.1 Variantes de raccordement des entrées courant phase

Raccordement de 3 TC sur le connecteur CCA630. La mesure des 3 courants de phase permet le calcul du courant résiduel

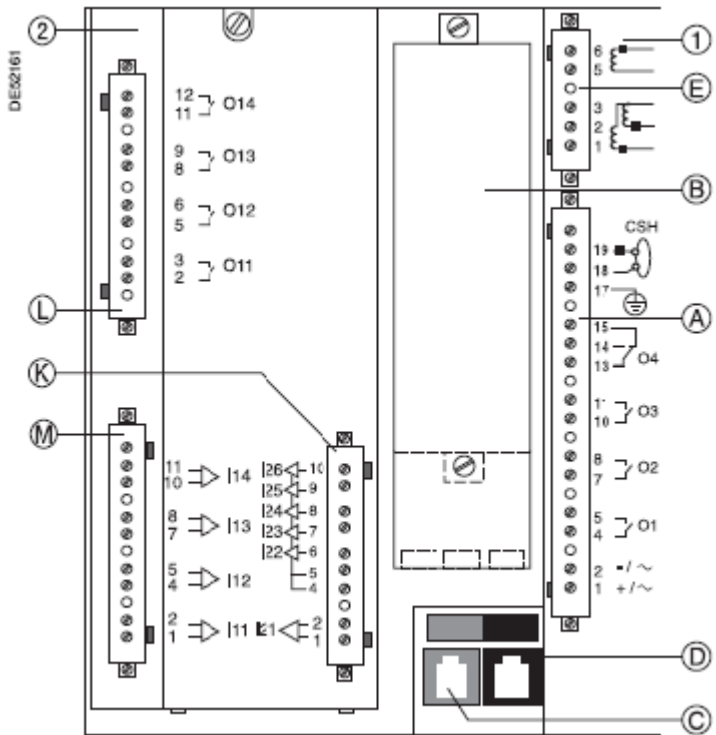


fig V.8.composition d'une unité SEPAM

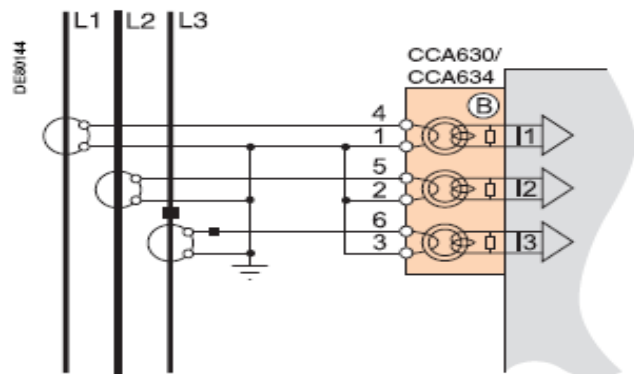
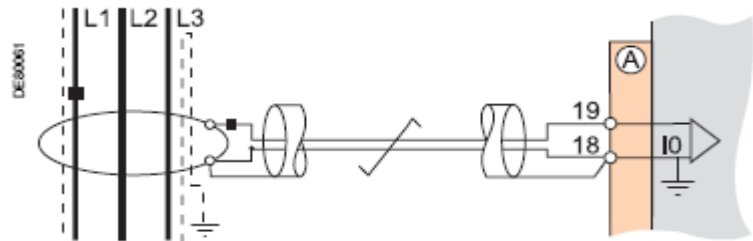


fig V.9.câblage du TC

V.9.2.2)-Variantes de raccordement des entrées courant résiduel

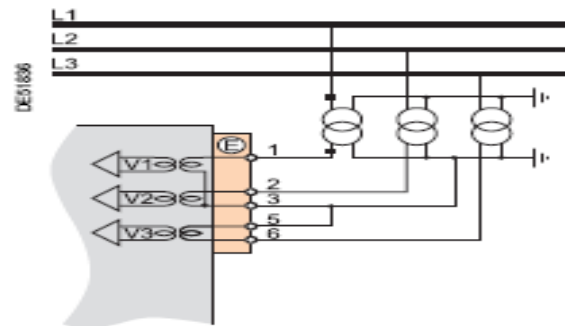
Montage recommandé pour la protection des réseaux à neutre isolé ou compensé, devant détecter des courants de défaut de très faible valeur.



FigV.10.Mesure du courant résiduel par tore homopolaire CSH120 ou CSH20(raccordement standard)

V.9.2.3)- Variantes de raccordement des entrées tension

Le raccordement des secondaires des transformateurs de tension phase et résiduelle se fait directement sur le connecteur repère E. Les 3 transformateurs d'adaptation et d'isolation sont intégrés dans l'unité de base des Sepam série 40.



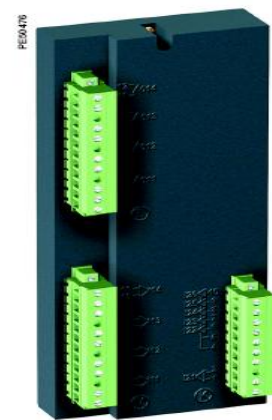
FigV.11.Mesure des 3 tensions simples (raccordement standard)

V.9.3. Modules MES114

❖ **Fonction :**

L'extension des 4 sorties présentes sur l'unité de base des Sepam série 20 et 40 est réalisée en option par l'ajout d'un module MES114 de 10 entrées et 4 sorties, disponible en 3 versions :

- MES114 : 10 entrées tensions continues de 24 V CC à 250 V CC
- MES114E : 10 entrées tensions 110-125 V CA ou V CC
- MES114F : 10 entrées tensions 220-250 V CA ou V CC.



FigV.12.Module 10 entrées/4 sorties MES114.

V.9.4. Module sondes de température MET1482

❖ Fonction

Le module MET148-2 permet le raccordement de 8 sondes de température du même type. il est utilisé pour la mesure de température (au sein des enroulements d'un transformateur ou d'un moteur...)



Fig V.13. Module sondes de température MET148-2

V.9.5. Module IHM avancée déportée DSM303

❖ Fonction

- ❖ Associé à un Sepam sans interface homme machine avancée, le module DSM303 offre toutes les fonctions disponibles sur l'IHM avancée intégrée d'un Sepam. Il peut être installé en face avant de la cellule à l'endroit le plus propice pour l'exploitation.



Fig V.14. Module IHM avancée déportée DSM303.

V.9.6. Fonction de protection pour moteur

Les fonctions de protection décrites ci-dessus peuvent être configurées sur le relais SEPAM M40. Le choix des fonctions se fera après une étude détaillée ainsi que la puissance du moteur.

A)- Surcharge équilibrée et déséquilibrée (image thermique) (F49)

Les éléments suivants peuvent engendrer une surcharge permanente pouvant entraîner une dégradation prématurée des isolants :

- baisse de la tension provoquant une baisse du couple.
- l'apparition de courants inverses lorsque le moteur est connecté à un réseau dont les charges ne sont pas équilibrées. Ces courants inverses provoquent un échauffement rapide du rotor.

Le courant statorique absorbé par le moteur est mesuré et décomposé en ses composantes directe et inverse. Il en résulte le courant thermique : $I_{th} = \sqrt{I_d^2 + kI_s^2}$. Afin d'adapter cette fonction à tout moteur, la constante de temps d'échauffement est paramétrable. Elle peut être complétée par une fonction d'alarme (F49A). Pour ne pas démarrer un moteur dans un état chaud, état qui pourrait conduire à un déclenchement par la courbe à chaud de la fonction (F49), une constante de temps de refroidissement du moteur est aussi paramétrable, enfin une interdiction de redémarrage peut être réglée (40 à 100% de l'état thermique).

Lorsque les moteurs sont munis de sondes internes (Pt100) au niveau des bobinages et des paliers, la fonction (F26) peut être ajoutée. Chacune des sondes peut être affectée à deux seuils (alarme et déclenchement).

B)- Déséquilibre de courant et inversion de phase (F46)

Les déséquilibres de courant proviennent principalement de :

- la rupture d'un fusible (cas d'un moteur alimenté par un contacteur/fusible)
- d'un pôle défaillant du disjoncteur d'alimentation
- d'un mauvais raccordement (inversion de phase).

La fonction (F46) dont le seuil est paramétrable de 0,1 à 0,8 I_n assure cette détection. Il est associé à une temporisation à temps dépendant. Lorsque le moteur est alimenté par un contacteur/fusible, il faut s'assurer que la temporisation de cette fonction est au minimum de 0,5s, temps nécessaire aux fusibles pour fondre lors de l'élimination d'un défaut violent (court-circuit), la mise hors tension du moteur est ensuite réalisée par le contacteur.

Lorsqu'un moteur est alimenté par un transformateur, les courants de déséquilibres affectant le moteur sont vus de façon identique au primaire du transformateur. Par conséquent cette protection peut être installée au niveau primaire du transformateur lui-même.

C)- Court-circuit (F50/51)

Lorsqu'un court-circuit survient au niveau des enroulements ou des câbles d'alimentation, les courants mis en cause sont importants et dommageables pour l'installation. Il est par conséquent nécessaire de les éliminer rapidement par la fonction (F50). Afin de ne pas déclencher intempestivement lors du

démarrage du moteur, son seuil de réglage sera généralement fixé à 1,2 fois la valeur du courant de démarrage. Cette fonction est normalement inhibée lorsque le moteur est alimenté par un contacteur/fusible. Les fusibles assurant parfaitement la détection des courants de court-circuit. Pour des moteurs de forte puissance, la détection des défauts internes peut être réalisée en complément par une protection différentielle (F87M). Cette fonction a une action instantanée.

D)- Défauts à la terre ou masse stator

La détérioration des isolants des enroulements provoquent des contacts entre ceux-ci et la terre. Afin de limiter les dégâts, il convient de limiter à des valeurs faibles ces courants de défaut et de prévoir un plan de protection homopolaire sensible et rapide. Moins les défauts seront importants en amplitude, plus leur temps d'élimination est court, moins le coût de la réparation sera conséquent. Ces défauts sont détectés par les fonctions (F51N) ou (F64S). Elles sont raccordées de préférence sur un TC tore englobant la mesure des trois courants de phase. Cette solution est préférable à la connexion résiduelle sur les trois TC de ligne car elle permet d'avoir un réglage avec une meilleure sensibilité (les déséquilibres dus à la saturation non identique des trois TC de ligne lors du démarrage du moteur ne sont pas vus) et avec un temps de déclenchement plus rapide. Lorsque le moteur est commandé par un contacteur fusible, il faut prévoir, pour cette fonction, un temps de déclenchement de l'ordre de 0,5s afin de laisser agir Les fusibles (détection des courants de court-circuit). En ce qui concerne l'ajustement du seuil de cette fonction, il faut conserver en mémoire qu'il ne peut pas être fixé en dessous de 2 fois la valeur du courant capacitif du départ moteur afin d'éviter les déclenchements par sympathie. Si cette règle ne peut être respectée, car l'installation ou les caractéristiques du moteur nécessitent un réglage plus bas, il faut installer des relais directionnels homopolaires (F67N). En cas de régime de neutre isolé, la fonction (F59N) doit être utilisée. Il s'agit d'un relais à maximum de tension homopolaire mesurant la tension homopolaire U_0 . Il est connecté à la sortie du triangle ouvert de trois TP étoile.

E)- Démarrage

Afin de réduire le courant de démarrage de moteur en charge (entraînant la pompe) « charge importante », ceux-ci s'effectuent par l'intermédiaire d'automatismes assurant des séquences de démarrage. Pendant la phase de démarrage, la fonction (F48) de la protection émet, par un de ses contacts de sortie,

des ordres vers ces automatismes (étoile-triangle, résistances, autotransformateur...). Dès le démarrage, une temporisation programmable est activée. Si, à son échéance, le courant absorbé par le moteur est inférieur à un seuil pré réglé, la protection émet un ordre vers les automates. Dans le cas contraire, la fonction (F51LR), blocage rotor ou démarrage trop long est activée.

F)- Blocage du rotor (F51LR)

Dans le cas de notre moteur, la pompe booster entraînée peut provoquer un blocage du rotor lors du démarrage du moteur à cause de sa charge mécanique. Le courant est alors maintenu à une valeur élevée qui risque d'endommager le moteur car le temps l'élimination de cette anomalie ne peut se faire que par la fonction thermique de la protection (F49). Il faut prévoir une fonction complémentaire (F51LR). Celle-ci permet de réduire le temps de déclenchement et par voie de conséquence de réduire les risques de destruction du moteur. Elle est inhibée pendant la période de démarrage (temporisation ajustable) puis un seuil de détection généralement réglé autour de $2I_n$ moteur est mis en service. Si le courant est encore supérieur à cette valeur, un ordre de déclenchement temporisé est donné.

G)- Limitation du nombre de démarrage

Cette limitation est assurée par la fonction (F66). Elle se fait par comptage du nombre de démarrages autorisés paramétré. Si ce nombre atteint la valeur paramétrée pendant un temps prédéfini (t_{StNo}), alors tout nouveau démarrage est interdit pendant un temps paramétrable (t_{Bst}). Cette fonction peut être inhibée, dans ce cas le nombre de démarrage devient illimité.

H)- Minimum de courant

Lorsque les moteurs fonctionnent à vide (rupture de la courroie d'entraînement par exemple) ou en cas de « désamorçage de la pompe », le courant absorbé par le moteur devient faible. La fonction (F37) à minimum de courant temporisé permet cette détection. Dans certain cas, le critère courant n'est pas suffisant pour détecter un désamorçage de pompe. La fonction (F32) à minimum de puissance donne plus de garantie mais il faut disposer des tensions de ligne.

I)- Minimum de tension (F27)

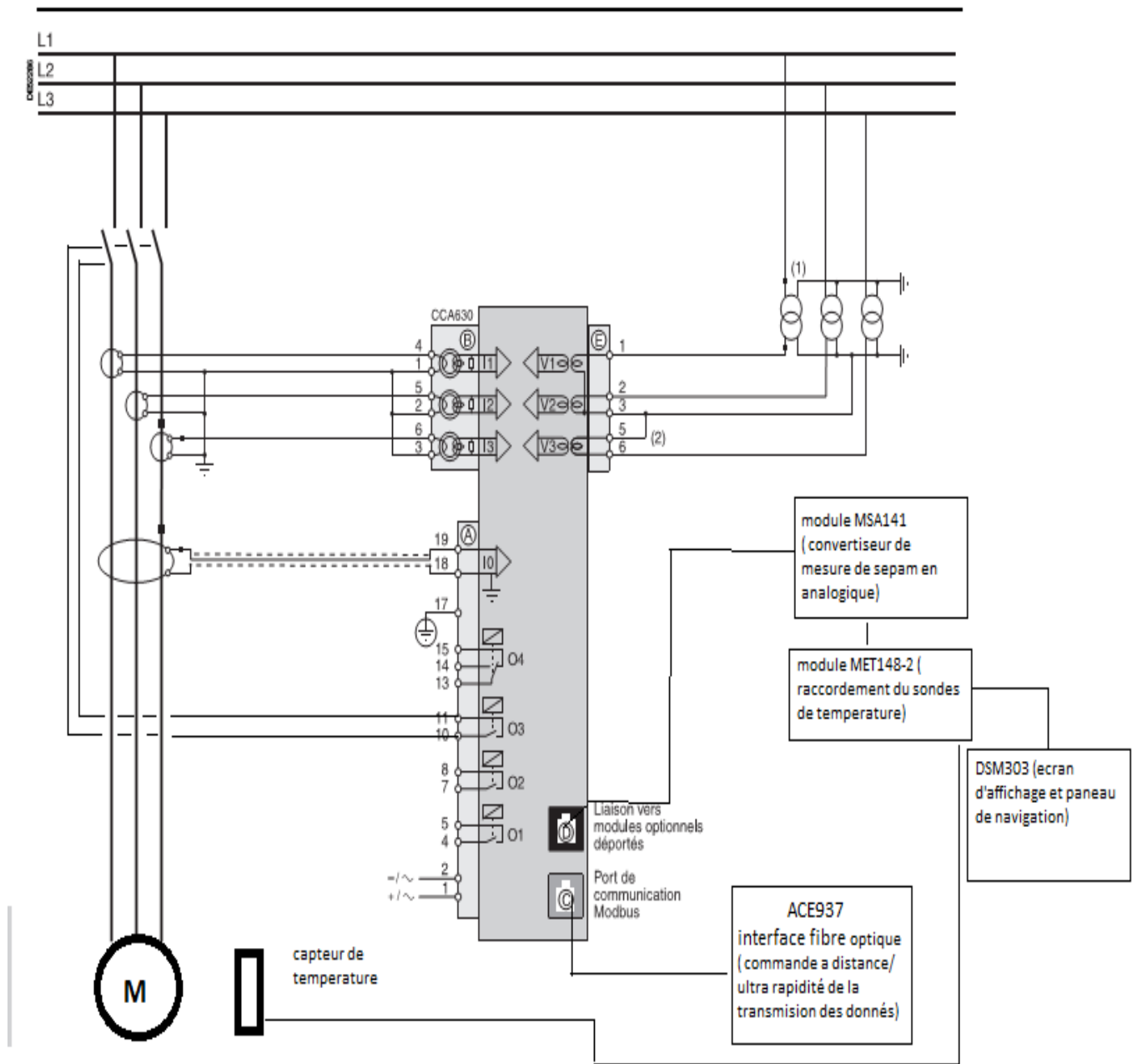
Le couple des moteurs asynchrones étant généralement très affecté par une chute de tension d'alimentation, il est parfois nécessaire de la contrôler par la fonction (F27) qui provoquera le délestage des moteurs avant leur décrochage. Le seuil de fonctionnement est réglé autour de $0,7U_n$ et bien évidemment temporisé de quelques secondes pour éviter des déclenchements intempestifs lors d'éliminations de défauts sur le réseau ou de cycles de réenclenchement rapide sur son alimentation.

Toutes ces fonctions sont assurées par SEPAM M40 il suffit seulement qu'on fait le raccordement les capteurs d'une manière correcte ainsi que la partie software, il faut que tous les fonctions de protections moteur soient configurés à travers un logiciel SFT2841 puis on l'injecte dans le SEPAM par un inter connecteur (interface pc / sepam)

Schéma de câblage SEPAM M40

Installation

Unité de base
Raccordement des entrées courant et tension



FigV.15.schema de raccordement d'une unité SEPAM par un moteur MT

V.9.7. Fiche de données

Pour paramétrer et régler les fonctions de protection de notre moteur il nous faut une fiche de données laquelle est présentée ci-dessus :

- puissance nominale690 kW.
- tension nominale5.5 kV.
- Courant nominale.....84 A.
- Facteur de puissance0.9.
- Rendement nominale.....0.95.
- Courant de démarrage.....5*In.
- Temps de démarrage5 s.
- Constante thermique à l'échauffement13 min.
- Constante thermique au refroidissement.....40 min.
- Echauffement permis110 %.
- Nombre de démarrage autorisé3
- Temps de référence.....45 min.
- Temps de non autorisation après le déclenchement.....60 min.
- Courant de crête95 A.
- ΔT65°C.
- Démarrage en étoile.

V.10. Réglage typique des fonctions de protection

❖ Fonction 49 (surcharge thermique)

$$I_n/I_{th} = 84/75 = 1.12.$$

Constante à l'échauffement $T_{éch}=10$ min.

Constante au refroidissement $T_{ref}=132$ min.

Alarme à 90%.

Déclenchement à 95 %.

❖ Fonction 50/51 (MAX de courant)

Selon la CEI le courant de court-circuit aux bornes d'un moteur égale à 5 à 8 fois le courant de démarrage. Ici et parce que les fonctions 50/51 protègent contre le déséquilibre de phase. Donc le courant réglé doit être sensible. On prend :

$$I_{\text{seuil}} = 1.5 * I_d$$

$$I_d = 5 * I_n$$

$$I_{\text{seuil}} = 7.5 * I_n$$

$$I_{\text{seuil}} = 7.5 * 84 = 630 \text{ A.}$$

La temporisation doit être réglé inférieur à 0.2 s

$$T_{\text{seuil}} = 0.1 \text{ s.}$$

❖ Fonction 51N/64S (défaut masse stator)

$$I_0 = 20 \text{ A.}$$

$$T_t = 0.1 \text{ s.}$$

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

❖ Fonction 46 (déséquilibre de phase)

$$I_{\text{seuil}1} = 20\% I_n$$

$$\text{Temporisation}1 = 9 \text{ s}$$

$$I_{\text{seuil}2} = 40\% I_n \quad \text{avec : Temporisation} = 0.5 \text{ s}$$

❖ Fonction 48 (démarrage trop long)

$$\text{Seuil } I_{tr} = 300\% I_n.$$

$$\text{Temporisation} = 1.3 * \text{temps de démarrage}$$

$$\text{Temporisation} = 7.8 \text{ s}$$

❖ Fonction F51LR (rotor bloqué)

Seuil $I_{lr} = I_d/2 = 5 \cdot I_n/2$

Seuil $I_{lr} = 210A$.

Temporisation = 1 s.

❖ **Fonction 66 (limitation du nombre de déclenchement)**

Le nombre maximum de démarrage doit être 3 dans un temps de référence de 45 min.

❖ **Fonction 27 (minimum de tension)**

$U_{min} = 0.85 U_n$

Temporisation = 3 s.

❖ **Fonction 37 (minimum de courant)**

$I_{min} = 0.6 I_n$

Temporisation = 0.5 s

Conclusion

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

Les innovations introduites dans la nouvelle gamme du système de protection numérique ont pour finalité de mieux répondre aux attentes des utilisateurs. Elles sont favorisées par un environnement technologique et normatif en pleine évolution. Elles conduisent à des produits optimisés, plus riches fonctionnellement tout en étant plus faciles à choisir, à mettre en œuvre et à utiliser

Pour cerner les atouts des matériels et logiciels et les points forts de cette technologie qui permet une intégration commode et simple dans l'architecture de contrôle commande cible. Nous étions donc amenés à faire une analyse des caractéristiques du matériel adopté et une exploration de son mode de configuration.

Au terme de ce travail, je peux confirmer que ce projet m'a été d'un grand apport. En effet, il m'a permis d'approfondir mes connaissances techniques et d'appliquer divers concepts technologiques dans la conception moyenne tension. De plus, j'ai eu l'occasion de maîtriser de nouveaux concepts. Il m'a également offert l'opportunité de découvrir l'environnement industriel et les conditions de travail de l'ingénieur. Il a constitué en ce sens une expérience très riche aussi bien au niveau technique qu'au niveau relationnel.

BIBLIOGRAPHIE

1. Notice SEPAM série 40
2. SEPED303005FR
3. Catalogue 2013 (SEPAM série 20, 40, 60, 80)
4. Norme UTE C13-205
5. Dossier plan de protection microEner
6. Guide technique Merlin Gerin (conception moyenne tension)
7. Article n°174 d'André Sastre ingénieur Merlin Gerin (protection des réseaux HTA)
8. Article n°175 Marielle Lemaire ingénieur Merlin Gerin (sûreté de protection en MT)
9. Livre de protection et surveillance des réseaux de transport d'énergie électrique-
volumel
10. Cahier technique n°173 Schneider Electric (les schémas des liaisons à la terre)
11. Cahier technique n°18 Schneider Electric (analyse des réseaux triphasés en régime
perturbé à l'aide des composants symétriques)
12. Principe général de la protection (fichier protection.pdf)
13. Navigation sur l'internet (protection des réseaux électrique)
14. Guide manuel d'un poste de distribution de l'électricité « nastaran elect HEH
SONATRACH »