

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

**MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE MOHAMED SEDDIK
BEN YAHIA JIJEL**



**FACULTE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT DE L'ELECTROTECHNIQUE**

**Mémoire Présenté pour l'obtention du diplôme de
Master en Electrotechnique**

Option : Electrotechnique industriel

Présenté par

Ahsene Mehidi

Intitulé

Systeme de protection du turbo-alternateur

Soutenue le : 30/06/2018

Encadré : par Dr. Rezig Ali
M. Kesassra Rachid

Symboles

| SYMBOLES | Signification |
|----------|---|
| ANSI | American National Standards Institute (l'institut nationale Américain des normes) |
| 27 | Protection pour contrôle d'une baisse de tension |
| 24 | Protection pour la surexcitation de l'alternateur |
| 32 | Relais de retour de puissance, protection contre la marche en moteur de l'alternateur |
| 40 | Protection contre la perte d'excitation |
| 46 | Protection contre la séquence négative du courant pour l'alternateur |
| 49 | Protection contre les surcharges (intensité au stator) |
| 50 | Relais de surintensité instantané |
| 51 | Protection triphasée contre les surcharges et les courts-circuits entre phases |
| 51V | Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases, à seuil dépendant de la tension |
| 50BF | Protection de contrôle de la non-ouverture du disjoncteur après ordre de déclenchement |
| 59 | Protection à maximum de tension |
| 51GN | Protection instantanée à maximum de courant |
| 59GN | Relais à maximum de courant. Protection contre les défauts à la terre de l'enroulement statorique |
| 60/60FL | Protection contre la perte des fusibles des transformateurs de tension |
| 64G | Détection de défauts d'isolement à la terre des enroulements statoriques |
| 64F | Protection contre la mise à la terre du circuit rotorique |
| 78 | Protection contre la perte du synchronisme |
| 81 | Relais à fréquence (baisse de fréquence et augmentation de fréquence) |
| 87 | Protection différentielle |
| 87G | Relais différentiel, protection contre les défauts entre phases |
| TC | Transformateur de courant |
| TI /VT | Transformateurs de tension |

Sommaire

| | |
|--|----|
| Introduction générale | 1 |
| Chapitre1 | |
| Introduction | 3 |
| I-1-machine synchrone | 3 |
| I-1-1 Principe de fonctionnement | 4 |
| I-2 Turbo-alternateur | 4 |
| I-2-1 Constitution de l'alternateur | 5 |
| I-2-1-1 Carcasse | 5 |
| I-2-1-2 Circuit magnétique | 6 |
| I-2-1-3 Le stator (ou induit) | 7 |
| I-2-1-4 Les encoches et l'enroulement du stator | 7 |
| I-2-1-5 le rotor | 8 |
| I-2-1-6 L'enroulement du rotor | 10 |
| I-2-1-7 Excitatrice | 11 |
| I-2-1-8 Les systèmes auxiliaires | 11 |
| I-3 Raccordement d'un turbo-alternateur | 12 |
| I-4 Mise a la terre de l'enroulement satotrique | 13 |
| I-5 couplage de l'alternateur | 14 |
| Conclusion | 14 |
| Chapitre 2 | |
| Introduction | 15 |
| II-1 Anomalies dans un système de puissance | 15 |
| II-2 Qualité requise pour un système de protection | 15 |
| II-2-1 Sensibilité, sélectivité et vitesse | 15 |
| II-2-2 Fiabilité | 16 |

| | |
|--|----|
| II-3 Eléments d'un système de protection | 17 |
| II-3-1 Réducteur de mesure..... | 17 |
| II-3-2 Transformateur de courant | 18 |
| II-3-3 Transformateur de tension | 19 |
| II-3-4 Relais de Protection | 20 |
| II-3-4-1 Relais électromécaniques | 20 |
| II-3-4-2 Relais statiques | 21 |
| II-3-4-3 Relais numérique | 21 |
| II-3-4-4 Principe de fonctionnement des relais de protection | 22 |
| II-3-4-4-1 Relais de mesure de courant | 22 |
| II-3-4-4-2 Relais de mesure de tension | 23 |
| II-3-4-4-3 Relais de mesure d'impédance | 23 |
| II-3-4-4-4 Relais de mesure de puissance | 23 |
| II-3-4-4-5 Relais directionnel | 24 |
| II-3-4-4-6 Relais différentiel | 24 |
| II-4 Disjoncteur | 24 |
| Conclusion | 25 |
| Chapitre 3 | |
| Introduction | 26 |
| III-1 Défaut de fonctionnement | 26 |
| III-1-1 Origine des défauts (interne, externe) | 26 |
| III-1-1-1 Défauts d'origine interne | 26 |
| III-1-1-2 Défauts d'origine externe | 27 |
| III-2-Protection des turbo-alternateurs | 31 |
| III-2-1-Protection contre les défauts d'origine interne | 31 |

| | |
|--|----|
| III-2-1-1- Protection contre les défauts enrroulements statoriques – Masse (ANSI standard ,51GN, 59GN) | 31 |
| III-2-1-2- Protections contre les défauts entre phases (ANSI standard 87G) | 33 |
| III-2-1-3- Protection contre les défauts de la terre du rotor (ANSI standard 64F)..... | 35 |
| III-2-2-Défaut d’origine externe | 37 |
| III-2-2-1 -Surintensités au stator (ANSI standard 49) | 37 |
| III-2-2-2 Déséquilibres du courant statorique (ANSI standard 46)..... | 38 |
| III-2-2-3-Marche en moteur synchrone (retour d’énergie) (ANSI standard 32) | 41 |
| III-2-2-4 Surtensions du stator (ANSI standard 59)..... | 42 |
| III-2-2-5 Baisses de tension (ANSI standard 27) | 42 |
| III-2-2-6 Rupture de synchronisme (ANSI standard 78) | 43 |
| III-2-2-7 Variations de fréquence (ANSI standard 81) | 45 |
| III-2-2-8 Protection contre la perte du signal des transformateurs de tension (ANSI standard 60, 60FL) | 46 |
| III-2-2-9 Protection contre la perte d’excitation (ANSI standard 40) | 47 |
| III-3 Exemple d’un Système globale de protection du turbo-alternateur | 48 |
| Conclusion | 50 |

Chapitre 4

| | |
|--|----|
| Introduction | 51 |
| IV -1 Présentation de la centrale de production de l’énergie électrique de Jije I..... | 51 |
| IV -1-1 Historique | 51 |
| IV -1-2 La situation géographique | 51 |
| IV -2-Groupes de production | 52 |
| IV-2-1 La chaudière | 52 |
| IV -2-2 La turbine | 52 |
| IV -2-3 L’alternateur | 53 |
| IV -2-4 Le condenseur..... | 53 |

| | |
|--|-----------|
| IV -2-5 La salle de commande principale | 54 |
| IV -2-6 Les auxiliaires..... | 54 |
| IV -3 Eléments de protection dans la centrale de production d'électricité de Jijel | 55 |
| IV -4- présentation des fonctions de protection de l'alternateur | 58 |
| IV -4-1 Protection différentiel longitudinal d'alternateur | 58 |
| IV -4-2 Protection contre les défauts a la terre de l'enroulement statorique | 59 |
| IV -4-3 Protection contre la perte d'excitation | 59 |
| IV -4-4 Protection contre la surtension du stator d'alternateur | 59 |
| IV -4-5 Protection du rotor contre les surcharges | 59 |
| IV -4-6 Protection contre la surcharge du stator | 60 |
| IV -4-7 Protection contre les défauts a la terre du circuit d'excitation | 60 |
| IV -4-8 Protection contre la puissance active invers | 60 |
| IV -4-9 Protection contre la hausse et la baisse de fréquenc..... | 61 |
| IV -5 proposition d'un système plus avantageux | 61 |
| Conclusion | 63 |
| Conclusion Générale | 64 |

Introduction générale

La sûreté de fonctionnement des systèmes est un souci majeur dans le secteur industriel, les concepteurs cherchent dans le chemin d'assurer le fonctionnement continue de la délivrance d'énergie électrique aux utilisateurs. Pour cette raison, la mis hors danger des différent organes du système de production de l'énergie électrique est une préoccupation primordiale.

Le turbo-alternateur est le cœur de la production de l'énergie électrique ce qui donne une importance à sa sûreté de fonctionnement et la mis hors danger de ces différents éléments. La protection contre les différentes anomalies qui peuvent avoir lieu est indispensable pour empêcher la rupture de fonctionnement. Cette rupture provoque des conséquences couteuses pour le secteur industriel.

Dans ce présent travail, une étude théorique du système de protection des turbo-alternateurs est présentée, dans le but de connaitre et identifier ces différents défauts et la façon avec laquelle il faut réagir pour la mise en marche sans interruption de cet élément.

Le travail théorique est soutenu par une partie pratique qui consiste à un stage pratique effectuée à la centrale de production de l'énergie électrique de Jijel. Ce stage nous a permet de consulter de près toutes les installations de protection des turbo-alternateurs de la centrale. L'objectif de stage est de signaler les inconvénients du système de protection qui est analogique et relativement ancien afin de proposer des améliorations en se basant sur les techniques numériques.

Notre mémoire est divisé en quatre chapitres.

Le premier chapitre est consacré à une recherche bibliographique pour la définition des alternateurs, le deuxième chapitre est consacré a une étude des différents éléments d'un système de protection, dans le troisième chapitre les différents défauts du turbo-alternateur ainsi que ces protection approprié sont étudiés ,le dernier chapitre et consacré

a une étude pratique du système de protection actuel de la centrale de production de production de l'énergie de Jijel 'Achouat' .

Nous terminerons notre mémoire par une conclusion générale et des perspectives.

Introduction

Ce chapitre est consacré à la présentation du turbo-alternateur de la centrale thermique. Nous commençons par sa construction puis son principe de fonctionnement comme acteur dans le processus de génération de l'énergie électrique. Le raccordement de l'alternateur au réseau et sa mise à la terre seront aussi abordés.

I-1-Machine synchrone

L'énergie électrique est généralement produite par les machines synchrones qui sont caractérisées par une vitesse de rotation constante. Le champ magnétique rotorique est généré habituellement par un circuit d'excitation figure I.2.

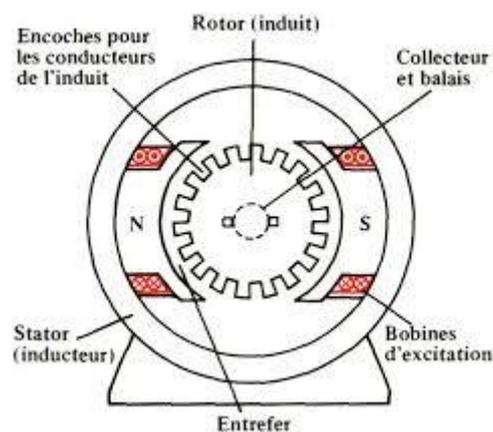


Figure I-1 Machine synchrone

Pratiquement toutes les machines comportent de point de vue construction et fonctionnement :

- un organe fixe dénommé stator : induit
- un organe mobile dénommé rotor : inducteur

Un alternateur (ou générateur) de centrale électrique fonctionne en générale en générateur. Les grandeurs auxquelles on s'intéresse sont évidemment différentes en fonctionnement : tensions - courants - Puissances en générateur ; pour le moteur : le couple et la vitesse

Les courants alternatifs du stator créent un champ magnétique tournant à la pulsation :

$$\Omega_s = \omega / p \text{ ou } N_s = f / p$$

Ω_s : vitesse de rotation du champ tournant

f : fréquence des courants alternatifs en Hz

p : nombre de paires de pôles

N_s : vitesse de rotation du champ tournant en tr.s^{-1}

Pour un nombre de paires inférieur à deux on utilise les machines synchrones à

pôles lisses, tandis que les machines synchrones à pôles saillants sont utilisées lorsque le nombre de pôles est supérieur à deux.[1]

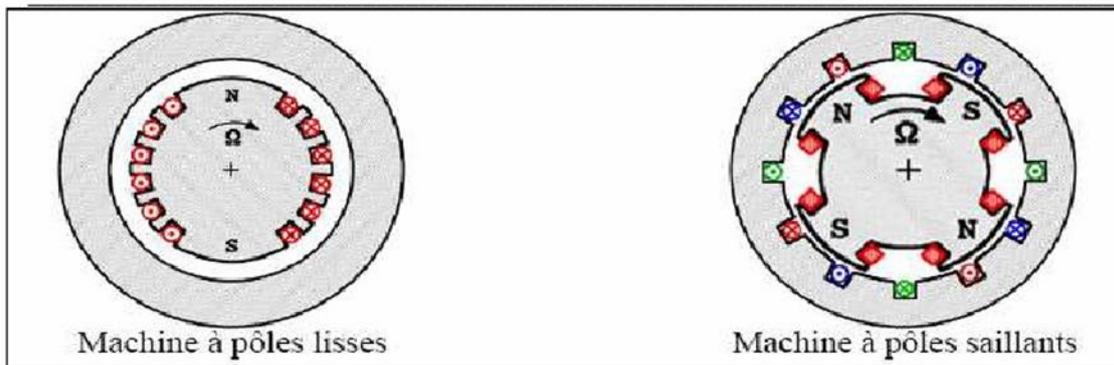


Figure I-2 Type des machines synchrones

I-1-1 Principe de fonctionnement :

Lorsque le rotor est excité par un courant continu, il produit un champ tournant, qu'il entraîne avec lui. Ce champ tournant engendre une force électromotrice dans chacune des phases de l'enroulement stator (phénomène d'induction). Si les phases sont connectées sur une charge (réseau), il apparaît des courants triphasés dans les conducteurs des barres du stator. L'ensemble de ces courants du stator produit un champ tournant dans le même sens et à la même vitesse que le rotor (machine synchrone). Le champ tournant induit (stator) se compose avec le champ de l'inducteur (rotor) et donne naissance à une force électromotrice en charge : Cette force électromotrice est décalée d'un angle (dit angle interne) par rapport à la force électromotrice qui serait engendrée à vide par le courant inducteur seul

I-2 Turbo-alternateur

Les alternateurs de grande puissance ou Turbo alternateur (Appellation donnée généralement aux alternateurs entraînés par des turbines à vapeur ou à gaz) se distingue des autres plus petits par leurs puissances en premier lieu, et après par la technologie utilisée soit pour la construction des pièces maîtresses ou pour le refroidissement des différents éléments de la machine. [2]

I-2-1 Constitution de l'alternateur

Les éléments essentiels d'un turbo-alternateur sont :

- Le rotor
- Le stator
- Les enroulements du stator
- La carcasse
- Le système d'excitation
- Les systèmes auxiliaires

I-2-1-1 Carcasse

La carcasse des turboalternateurs est souvent conditionnée pour le transport, elle se caractérise par sa forme monobloc. Elle comporte souvent un ensemble de châssis transversaux, raccordés mutuellement par des tuyaux, des poutres et des nervures.

Afin d'assurer le fonctionnement le plus silencieux possible en évitant de transmettre aux fondations la vibration du circuit magnétique, celui-ci est fixé dans la carcasse par l'intermédiaire d'une suspension élastique qui, par sa flexibilité radiale, affaiblit l'amplitude des vibrations transmises à la carcasse.

Généralement, la carcasse du stator est conçu pour :

- Supporter le circuit magnétique, réagir aux efforts de court circuit et les différentes vibrations qui se trouvent engendrées.
- Supporter les flasques et les paliers de l'alternateur.
- Assurer une circulation efficace du fluide de refroidissement.
- Permettre le raccordement des enroulements du stator aux conduites d'amenée d'eau
- Résister à la pression engendrée par l'exploitation d'un mélange fortuit d'air et d'hydrogène.

La carcasse assure ainsi deux rôles :

- **Rôle mécanique** : Elle supporte les pôles et transmet les forces de réaction au bâti par l'intermédiaire des pattes de fixation ou des brides d'accouplement.
- **Rôle magnétique** : Elle véhicule les lignes d'induction correspondantes au flux principal et au flux auxiliaire d'aide à la commutation ;

Sur le dessus de la carcasse du stator se fixent les caissons des réfrigérants de gaz. Après l'installation du turbo-alternateur dans la centrale, ces caissons doivent être rapportés par soudure sur la carcasse du stator de manière à assurer l'étanchéité au gaz.

I-2-1-2 Circuit magnétique

Le circuit magnétique est, comme dans tous les alternateurs de puissance importante, constitué de tôles magnétiques comprimées au fur à mesure de leur empilage à faibles pertes de puissance. La partie active de la carcasse s'appelle **la culasse**, elle sert à véhiculer les lignes d'induction magnétique. Elle peut être massive ou feuilletée selon les caractéristiques électromagnétiques attendues de la machine. On peut citer :

a- La culasse massive : Elles sont le plus souvent réalisées en acier laminé, par cintrage puis soudage d'une épaisse tôle, de façon à obtenir une forme cylindrique ou polygonale.

b-La culasse feuilletée : Ces culasses utilisées pour des machines à courant redressé ou pulsé nécessitant des constantes de temps rapides, sont obtenues par empilage de tôles d'acier selon les caractéristiques magnétiques recherchées, et serrées entre deux flasques en acier par l'intermédiaire de tiges transversantes.

Le circuit magnétique est suspendu dans le corps par l'intermédiaire d'une lame à ressort « montage flexible » de façon à amortir les vibrations causées par les harmoniques. Les encoches du circuit magnétique du stator sont ouvertes (Figure I.3).



Figure I.3 : Coupe du circuit magnétique.

I-2-1-3 stator (ou induit)

Le stator est composé d'un empilage de plusieurs milliers de tôles magnétiques spéciales, isolées entre elles et ayant une forme d'une couronne.

Le champ magnétique tournant des alternateurs de grande puissance est établi par la circulation d'un courant dans les enroulements des pièces polaires. La densité du champ magnétique étant un des facteurs déterminants de la valeur de la tension induite et sur lequel on peut agir, on s'en servira pour faire varier la tension aux bornes de l'alternateur. L'enroulement statique est généralement logé dans des encoches pratiquées dans le stator. Ces encoches contiennent des barres composées d'un ensemble de brins en cuivre transposés suivant le procédé Reubel (voir figure ci-après). Le niveau des puissances élevées de certaines machines entraîne des contraintes liées aux efforts électrodynamiques.



Figure I-4 Coupe d'un stator

I-2-1-4 Encoches et Enroulement du stator

Les encoches du noyau du stator sont ouvertes. L'enroulement du stator est en barres à deux couches du type en panier donc il y a 60 barres, trois phases, nombre de sorties -6- (3 sorties de phase et 3 sorties neutre), Les bornes sortie côté neutre seront réalisées par un cloisonnement, Les bornes sortie côté phase seront séparées par des cloisonnements individuels et auront les caractéristiques correspondant aux conditions d'installation et de service (Humidité et condensation éventuelles à l'arrêt, température de marche), Et le montage de l'enroulement est imbriqué, nombre de paires de pôles égale à un, avec un pas de douze. Pour une conception identique de la construction de la tête de bobine, l'agrandissement du diamètre provoque une diminution de la fréquence propre des vibrations à quatre noeuds. Celle-ci peut alors se rapprocher de la fréquence double du courant statorique qui provoque les vibrations.

Il est refroidi intérieurement par l'eau (distillat) circulant dans des conducteurs creux, c'est un refroidissement indirect.



Figure I.5 : Enroulement du TIB-200-MT3 (alternateur de la centrale thermique de Jijel).



Figure I.6 : Les encoches du stator



figure I.7 : La tête de Barre statorique

I-2-1-5 Rrotor

Dans le cas des machines synchrones, il représente l'inducteur c'est la partie tournante de l'alternateur il est alimenté par un courant continue (DC), c'est lui qui crée un champ magnétique tournant dans l'entrefer, la construction d'un turbo-alternateur est très spécialisée et les rotors pour ces machines ne sont pas traités ici (figure I.8). Cependant, même à l'intérieur de la catégorie des alternateurs à pôles saillants, des formes tout à fait différentes de construction de rotor sont utilisées, en fonction de la taille.

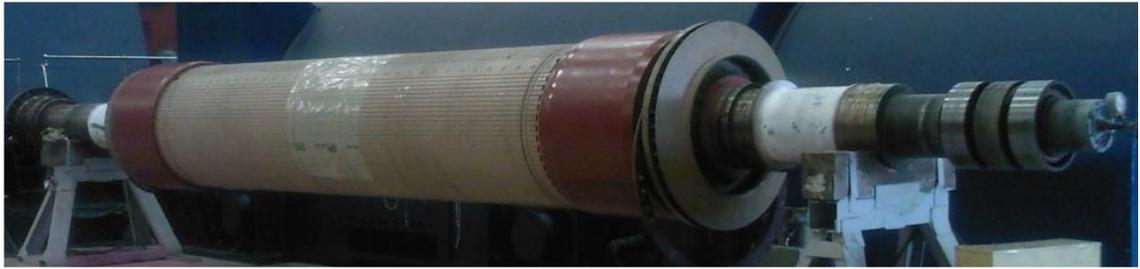


Figure I.8 rotor du turbo-alternateur

Le rotor est porté à ces extrémités un ventilateur (Figure I.9 et I.11) coté turbine et un compresseur coté excitation (figure I.10) et d'un diffuseur (Figure I.12), et le rôle de ces derniers est d'assurer une bonne circulation d'hydrogène et de bon refroidissement à l'intérieur du générateur.



Figure I.9 Ventilateur sans pales coté turbine



Figure I.10 Compresseur.



Figure I-11 ventilateur avec pales



Figure I.12 Diffuseur

a- Rotor à pôles lisses

La vitesse des turbines à vapeur et des turbines à gaz est généralement grande 3000 tours par minute, le nombre de pôles est généralement 2. La grande vitesse exige une économie d'espace, mais la force centrifuge intense exige que les pièces polaires fassent partie intégrante du

Rotor. En effet, les conducteurs des enroulements polaires sont solidement fixés dans des encoches taillées dans la masse même du rotor, d'où le nom de rotor à pôles lisses.

b- Rotor à pôles saillants

La vitesse des turbines hydrauliques étant faible, le nombre de pôles doit être grand. Ce nombre de pôles exige beaucoup d'espace, mais par contre, les problèmes de force centrifuge, en ce qui concerne la fixation des pièces polaires, sont éliminés. Les pièces polaires individuelles que l'on fixe autour d'un noyau constituent ce que l'on appelle le rotor à pôles saillants. Ces pièces polaires sont constituées d'un noyau et d'un enroulement dans lequel circule le courant d'excitation.

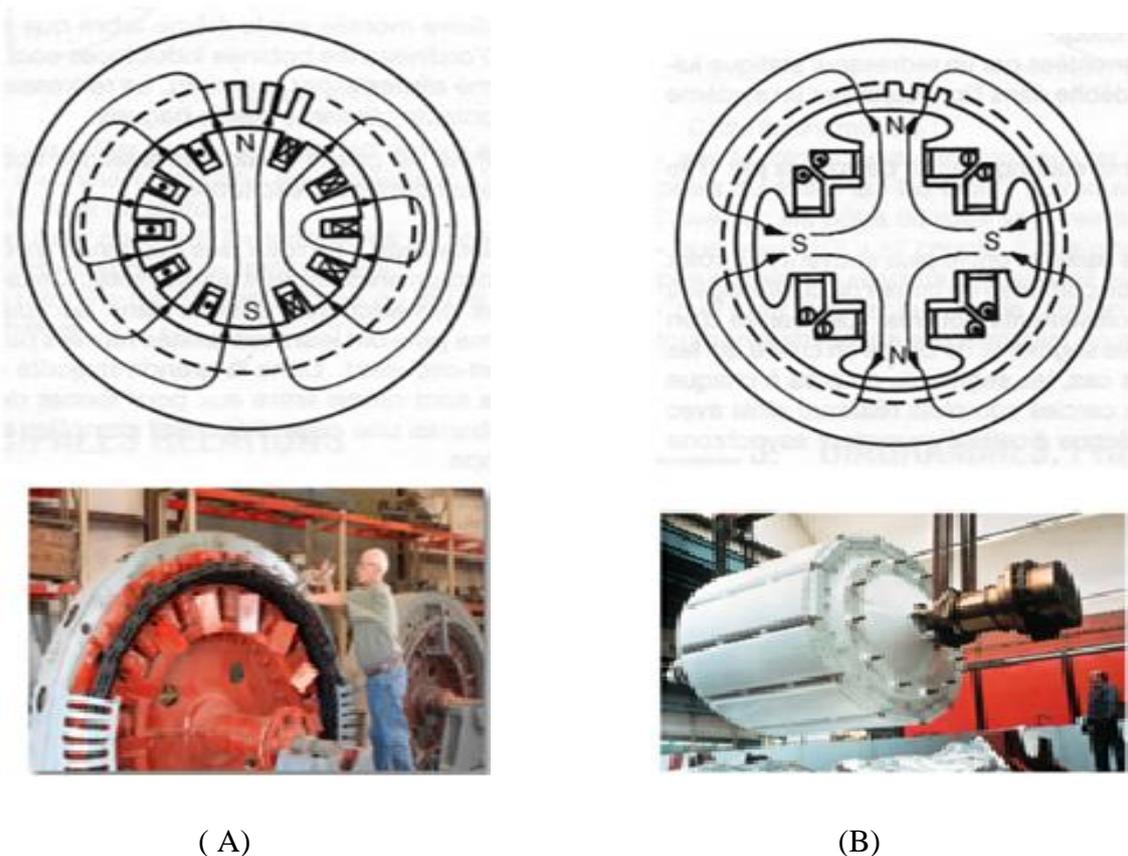


Figure I-13 type des rotor (pole lisse (A) , pole saillant (B))

I-2-1-6 Enroulement du rotor

Dans le tambour du rotor sont fraisées les rainures recevant l'enroulement d'excitation. L'enroulement du rotor est composé de conducteur en forme d'auge. Deux conducteur de ce type, raccordes par paire, forme un canal de circulation du gaz de réfrigération. Les conducteurs sont

réalisés en cuivre de résistance mécanique élevée avec addition de l'argent. L'isolement par rapport à la masse est assuré par un manchon en stratifié à fibre de verre et l'isolation entre spires par des joints en stratifié à fibre de verre aussi, L'enroulement est maintenu en place sur le rotor par des cales trapézoïdales en duralumin [3].

I-2-1-7 Excitatrice

On a vu que l'on doit faire appel à une source d'énergie externe pour faire fonctionner les alternateurs. L'excitatrice remplit cette fonction. Il s'agit en fait d'une petite génératrice de courant continu, qui alimente les enroulements inducteurs de l'alternateur.

La tension produite grâce à l'excitatrice est acheminée aux enroulements inducteurs par l'entremise des balais et des bagues collectrices.

On regroupe les excitatrices en deux catégories :

- les excitatrices mobiles ;
- les excitatrices statiques.

a) Excitatrice mobile

L'excitatrice mobile est montée directement sur l'arbre de l'alternateur. En réglant le courant d'excitation de la génératrice, on règle le courant dans le rotor de l'alternateur.

b) Excitatrice statique

L'excitatrice statique est une machine plus récente que la précédente. Elle se compose d'une source d'alimentation électrique munie de redresseurs à semi-conducteurs. L'avantage de ce type d'excitatrice réside dans l'absence de pièces mobiles et de balais, ce qui diminue les coûts d'entretien de la machine [4].

I-2-1-8 Systèmes auxiliaires

Ils assurent le bon fonctionnement de l'alternateur, parmi les systèmes auxiliaires Sur les très grosses machines on trouve:

- **Un système de réfrigération hydrogène** : il assure le refroidissement de l'hydrogène sous pression, indispensable à la réfrigération du rotor et du stator.
- **Un système d'huile d'étanchéité** : il a comme fonction d'assurer l'étanchéité

- indispensable de la carcasse alternateur au niveau des liaisons entre les parties fixes (carcasse) et la partie tournante (rotor). Cette étanchéité est indispensable du fait de l'hydrogène sous pression.
- **Un système de refroidissement eau stator** : il permet l'évacuation des pertes des Barres stator par circulation d'eau directement dans le conducteur.

Sur les machines hydraulique et les petites machines en général, le refroidissement est assuré par de l'air [3].

I-3 Raccordement d'un turbo-alternateur

Deux méthodes principales sont utilisées pour le raccordement d'un turboalternateur au système de puissance, le raccordement direct et le raccordement indirect.

- Raccordement direct :

la figure I.16 montre la configuration d'un raccordement direct d'un turboalternateur au jeu de barre, le turboalternateur est raccordé à la charge sans passer par un transformateur élévateur. C'est une méthode ancienne utilisée pour le raccordement pour les turboalternateurs de petites puissances.

- Raccordement indirect :

la figure I.17 montre la configuration d'un raccordement indirect ou appelé raccordement d'unité. Le primaire d'un transformateur élévateur est raccordé au turboalternateur et son secondaire est raccordé au jeu de barre. Un transformateur de soutirage est raccordé aussi à la sortie du turboalternateur pour assurer l'alimentation de l'unité. [6]

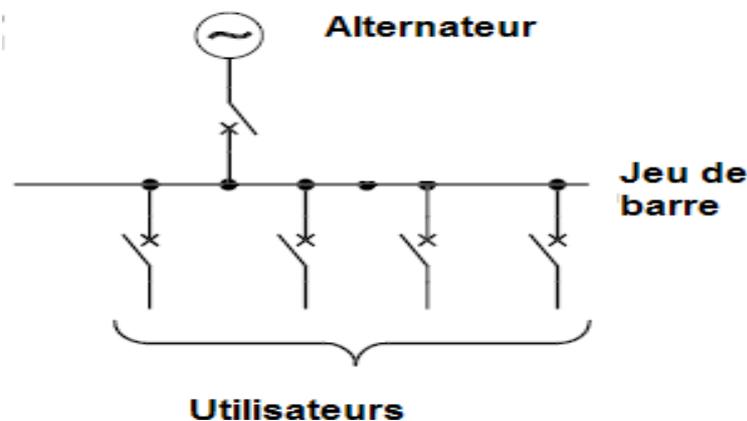


Figure I-16 raccordement du turboalternateur avec la méthode directe

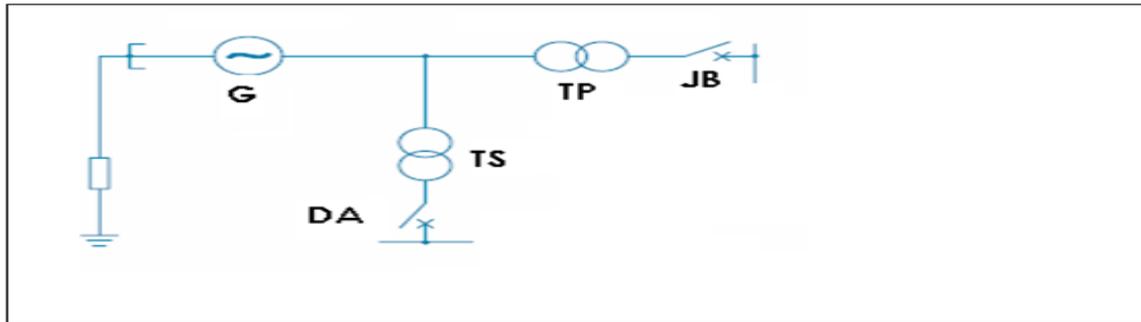


Figure I-17 Raccordement du turboalternateur au réseau électrique à travers un transformateur élévateur

I-4 Mise à la terre de l'enroulement statorique

Deux méthodes principales sont généralement utilisées pour la mise à la terre de l'enroulement statorique. Elles sont celle à travers une petite impédance et celle à travers une grande impédance.

Mise à la terre à travers une petite impédance : la figure ci-après montre un alternateur mis à la terre à travers une résistance ou une réactance. La résistance ou la réactance est sélectionnée pour limiter la contribution d'un défaut à la terre à un courant allant de 200A à 150% du courant nominal de l'alternateur. Ce type de mise à la terre est généralement pratiqué quand le raccordement du turboalternateur au système de puissance est direct.

Mise à la terre à travers une grande impédance : la figure ci-après montre un alternateur mis à la terre en utilisant un transformateur de distribution avec une résistance au secondaire. Cette méthode de mise à la terre permet de réduire le courant de défaut à la terre à un niveau bas. Elle est utilisée pour les turboalternateurs raccordés au système de puissance à travers un transformateur élévateur [6].

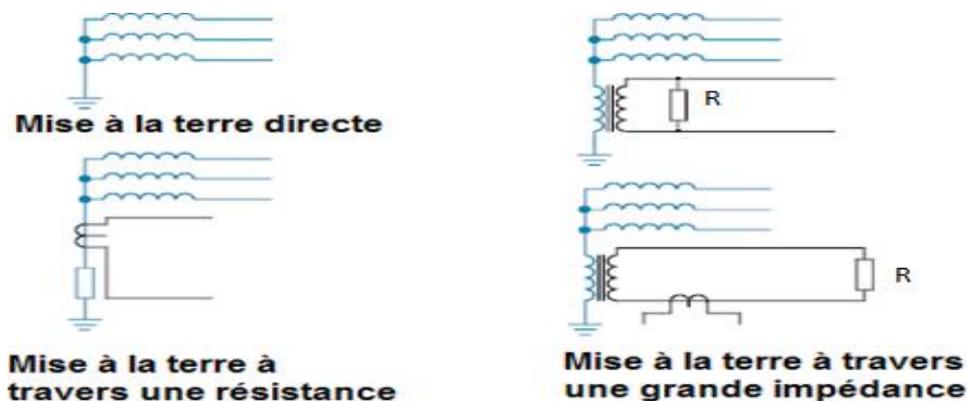


Figure I-18 : Méthode de mise à la terre du neutre d'un turboalternateur

I-5 couplage de l'alternateur

Le couplage est l'opération qui consiste à connecter les bornes de l'alternateur à celles du réseau triphasé pour débiter de la puissance électrique.

On n'effectue le couplage que lorsque les bornes homologues de l'alternateur et du réseau sont au même potentiel ; sinon la connexion s'accompagne de courants importants susceptibles de provoquer des chutes de tension, la disjonction des appareils de protection et un couple important qui pourront causer la rupture de l'accouplement rotor turbine. Pour éviter cela, il faut réaliser les conditions :

- Même ordre de succession des phases.
- Mêmes valeurs efficaces de tensions.
- Mêmes fréquences.
- Tensions homologues en phases [7].

Conclusion

Dans ce chapitre on a vu les différents éléments de l'alternateur du point de vue conception et fonctionnement ainsi que les méthodes de son raccordement au réseau et sa mise à la terre.

Cette partie est essentielle pour entraîner l'étude des systèmes de protection de l'alternateur.

Introduction

Ce chapitre est consacré à la présentation du système de protection d'un alternateur ainsi que les qualités requises pour sa mise en marche.

II-1 Anomalies dans un système de puissance

L'architecture du réseau électrique est compliquée incorporant plusieurs équipements qui peuvent être mis à des conditions d'anomalies.

Les principales anomalies de fonctionnement d'un système de puissance sont de différentes formes (court-circuit, surcharge...etc.), ces anomalies sont souvent représentées par les termes défaut, défaillance et des pannes. [6]

- **Défaut** : Écart entre une caractéristique réelle d'une entité et la caractéristique voulue, cet écart dépassant des limites d'acceptabilité. Note : Un défaut dans le système n'affecte pas en général l'aptitude du système à accomplir une fonction requise. Par conséquent, on peut constater que le défaut ne conduit pas toujours à une défaillance. De ce fait, le défaut est vu comme une opinion sur le bon fonctionnement [11]
- **Défaillance**: un événement qui survient lorsque le service délivré dévie du service correct, soit parce qu'il n'est plus conforme à la spécification, soit parce que la spécification ne décrit pas de manière adéquate la fonction du système. [12]
- **Panne** : La panne est l'incapacité d'un dispositif à accomplir une fonction requise. Dès l'apparition d'une défaillance, caractérisée par la cessation du dispositif à accomplir sa fonction, le dispositif sera déclaré en panne. [13]

Il apparaît alors que le système de protection joue un rôle très important en assurant l'élimination des défauts de fonctionnement qui peuvent causer un endommagement coûteux à l'équipement du réseau. Pour ce faire, un tel système devrait acquies certaines caractéristiques à travers des éléments bien précis. [6]

II-2 Qualité requise pour un système de protection

II-2-1 Sensibilité, sélectivité et vitesse

Les défauts sont donc des incidents qu'il faut éliminer le plus vite possible, c'est le rôle des protections dont la rapidité de fonctionnement est des performances prioritaires. Le temps d'élimination des courts-circuits comprend deux composantes principales :

- ◆ Le temps de fonctionnement des protections (quelques dizaines de millisecondes).
- ◆ Le temps d'ouverture des disjoncteurs, avec les disjoncteurs modernes (SF6 ou à vide), ces derniers sont compris entre 1 et 3 périodes. [8]

Tout équipement de protection doit être suffisamment sensible pour fonctionner de manière fiable, en cas de besoin, il doit être capable de choisir entre les conditions pour lesquelles un fonctionnement rapide est requis et celles pour lesquelles aucune opération ou opération de temporisation n'est requise

Le but ultime de l'élagage de protection est de déconnecter un élément de système défectueux le plus rapidement possible

La sensibilité et la sélectivité sont essentielles pour assurer que les disjoncteurs appropriés seront déclenchés, mais la vitesse est le «gain». [9]

II-2-2 Fiabilité

Une protection a un fonctionnement correct lorsqu'elle émet une réponse à un défaut sur le réseau en tout point conforme à ce qui attendu. A l'inverse, le fonctionnement incorrect comporte deux aspects qui sont le défaut de fonctionnement et le fonctionnement intempestif. Le défaut de fonctionnement ou non fonctionnement lorsqu'une protection qui aurait de fonctionner n'a pas fonctionné. Le fonctionnement intempestif est un fonctionnement non justifié, soit en l'absence de défaut, soit en présence d'un défaut pour laquelle la protection n'aurait pas à fonctionner.

En effet, la fiabilité d'une protection, qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement incorrect c-à-d évité les déclenchements intempestifs, est une combinaison entre sûreté et sécurité. La sûreté est la probabilité de ne pas avoir de défaut de fonctionnement. Tandis que la sécurité est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement intempestif [8].

D'avoir un équipement de protection-relais fiable est une exigence de base, Quand relais de protection ne fonctionne pas correctement, les caractéristiques d'atténuation alliées sont en grande partie inefficace. Par conséquent, il est essentiel que l'équipement de relais de protection soit intrinsèquement fiable, et que son application, son installation et sa maintenance soient de nature à assurer que ses capacités maximales seront réalisées.

La bonne application de l'équipement de protection-relais implique le bon choix non seulement de l'équipement de relais, mais aussi des appareils associé. Par exemple, le manque de sources de courant et de tension appropriées pour alimenter les relais peut compromettre, possible

d'endommagé, la protection. Contrasté avec la plupart des autres éléments d'un système électrique, les relais de protection reste inactif la plupart du temps. Certains types d'équipement de relais peuvent devoir fonctionner seulement une fois dans plusieurs années [9]

II-3 Eléments d'un système de protection

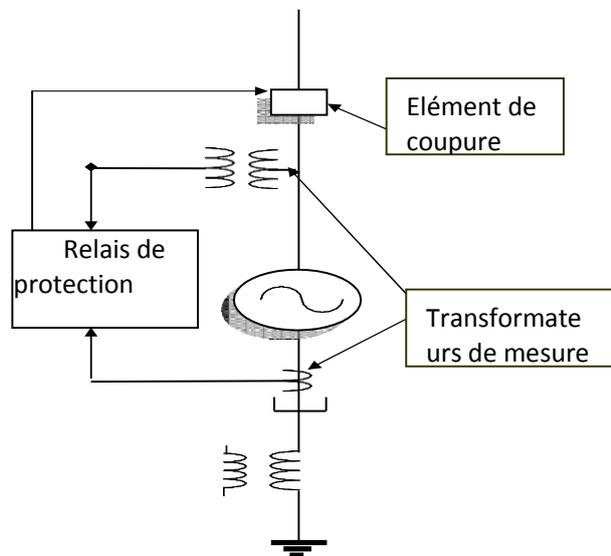


Figure II.1 : Eléments d'un système de protection

II-3-1 Réducteur de mesure

Les équipements chargés de la protection des éléments du réseau sont des dispositifs de mesure à basse tension (BT) précis, rapides mais délicats ; ils utilisent de plus en plus des composants électroniques et sont fonctionnellement reliés à des automatismes numériques dont la fiabilité n'est assurée que par la mise en œuvre dans un environnement électrique et climatique sain. Les grandeurs mesurables par ces dispositifs sont à relativement faible niveau, soit, typiquement, de l'ordre de 1A pour les courants et de 100V pour les tensions ; elles sont normalisées, de façon à les rendre indépendantes des réseaux, autorisant ainsi une standardisation des équipements.

Il est indispensable d'utiliser un dispositif intermédiaire entre la ligne (ou le câble) et les équipements à basse tension, pour les deux raisons suivantes :

réduction des valeurs des courants et des tensions à des valeurs compatibles avec les appareils de mesure et de protection ;

découplage de ces appareils vis-à-vis des hautes tensions, permanentes ou transitoires, des réseaux.

Ce dispositif, appelé souvent réducteur de mesure, est chargé de délivrer aux équipements BT un courant ou une tension de bas niveau, qui soit une image fidèle du courant (respectivement, de la tension) en ligne. À cette fonction de normalisation des grandeurs s'ajoute évidemment celle d'assurer l'isolement galvanique entre grandeurs primaires et secondaires.[6]

II-3-2 Transformateur de courant

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 HT 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 courante 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.

Le comportement du circuit magnétique des transformateurs de courant (TC) joue un rôle essentiel. Ce circuit est soumis au flux magnétique créé par le courant primaire et en particulier par la composante apériodique du régime transitoire du court-circuit. Selon les amplitudes et les polarités respectives de ces flux le risque de saturation du circuit magnétique est plus ou moins grand. Lorsque la saturation se produit le courant secondaire est déformé et n'est plus l'image du courant primaire, en d'autres termes une information incorrecte est présentée à l'entrée des différentes fonctions des protections peuvent en être affectées : fonction directionnelle, mesure de distance, fonction différentielle.....etc. Ces phénomènes sont à prendre en compte non

seulement à l'établissement du court-circuit mais également lors d'un ré-enclenchement automatique sur défaut. [10]



Figure II-2 Transformateur de courant

Ces phénomènes sont beaucoup plus difficiles à amortir dans le cas des transformateurs condensateurs de tension et plus gênant surtout avec les protections de distance, ils entraînent souvent une erreur de mesure de distance importante. Sur les lignes courtes la précision nécessaire pour un fonctionnement en zone réduite risque de ne plus être assurée, il faut alors choisir un schéma de protection du type à zone étendue et à verrouillage. L'accroissement brutal de la tension appliquée se rencontre sur les phases saines d'un réseau dont une phase est affectée d'un défaut à la terre. Les conséquences sont de même nature que celles consécutives à la mise sous tension. Il faut souligner que les transformateurs de tension sont en générale plus coûteux que les transformateurs condensateurs de tension.

II-3-3 Transformateur de tension

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.

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.

Les régimes transitoires qui affectent le plus le fonctionnement des transformateurs de tension est l'apparition de court-circuit sur le réseau. La mise hors tension et l'accroissement brutal de la fréquence varie de quelques centaines d'hertz à quelques kilohertz. Dans le cas des transformateurs de tension ses oscillations s'amortissent rapidement : l'erreur qui en résulte est négligeable après 10 à 20 ms.[10]



Figure II-3 Transformateur de tension

II-3-4 Relais de Protection

Les relais de protection sont des appareils qui reçoivent un ou plusieurs informations à caractère analogique (courant, tension, puissance,... etc.) et le transmettent à un ordre de fermeture ou ouverture d'un circuit de commande lorsque ces informations reçues atteignent des valeurs supérieures ou inférieures à certaines limites qui sont fixées d'avance. En effet, le rôle des relais de protection consiste à détecter tout phénomène anormal pouvant se produire sur un réseau électrique tel que les défauts de court-circuit. Les relais peuvent être classés en trois familles.

II-3-4-1 Relais électromécaniques

Sont basés sur le principe d'un disque d'induction actionné par des bobines alimentées par les transformateurs de courant et de tension (Figure II-4). Un ressort de rappel réglable détermine la limite de l'action du disque sur un déclencheur. 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.

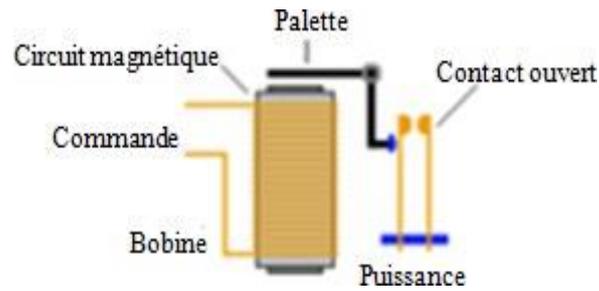


Figure I.4 Relais électromécanique

II-3-4-2 Relais statiques

La technologie statique analogique, apparue vers 1970, qui utilise des circuits intégrés analogiques et logiques a fait apparaître les relais analogiques qui sont composés grossièrement de trois blocs:

Un bloc d'adaptation et de filtrage, constitué de petits transformateurs, d'impédances et de filtres passe-bas destinés à éliminer les composantes transitoires rapides ;

Un bloc de traitement et de détection, composé d'un circuit analogique adapté, transformant la grandeur surveillée en une tension ou un courant continu proportionnel, et d'une bascule servant à détecter le passage d'un seuil ;

Un bloc de sortie, comprenant un temporisateur, par exemple un circuit RC, et un relais de sortie électromécanique.

Les principaux avantages des relais analogiques sur les relais électromagnétiques sont leur sensibilité, leur précision, leur faible puissance de fonctionnement (quelques VA), et permettent de réduire les dimensions des transformateurs de courant. Par contre, ils nécessitent souvent une alimentation auxiliaire et leurs circuits analogiques sont affectés par les interférences électromagnétiques.

II-3-4-3 Relais numérique :

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 intégrées 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 tension. Ces dispositifs nécessitent une source auxiliaire, offrent un excellent niveau de précision et un haut niveau de sensibilité. Ils procurent de nouvelles possibilités, comme l'intégration de plusieurs fonctions pour réaliser une fonction de protection complète dans une même unité, le traitement et le stockage de données et l'enregistrement des perturbations du réseau (perturbographe). Cette génération intègre des possibilités d'autotest et d'autocontrôle qui augmente leur continuité de fonctionnement tout en réduisant la durée et la fréquence des opérations de maintenance.

II-3-4-4 Principe de fonctionnement des relais de protection

Tous les paramètres d'un réseau électrique peuvent être utilisés pour sa surveillance et la détection de défauts. Il s'agit le plus souvent de mesure du courant et de la tension du réseau. En général, quand un défaut de court-circuit se produit le courant augmente et la tension baisse. A travers la variation de ces deux grandeurs, d'autres paramètres varient également et on obtient des mesures de paramètres plus complexes :

- ◆ Déphasage par comparaison des phases ;
- ◆ Puissance apparente en effectuant le produit du courant par la tension ;
- ◆ Puissances active et réactive à partir de la puissance apparente et du déphasage ;
- ◆ Impédance en effectuant le quotient de la tension par le courant ;
- ◆ Composante homopolaire par addition et composante inverse par des circuits déphaseurs.

Le principe de fonctionnement d'un relais est basé sur la détection de ces variations à l'intérieur de sa zone de protection. Les relais sont caractérisés par leurs grandeurs d'entrée auxquelles ils répondent. La majorité des relais de protection utilisés dans les réseaux électriques sont décrit ci dessous.

II-3-4-4-1 Relais de mesure de courant

Un équipement de protection est généralement composé de plusieurs fonctions élémentaires de mesure, souvent appelées relais de mesure. Ces relais doivent effectuer une mesure correcte avec une précision suffisante malgré la présence des régimes transitoires perturbateurs sur les courants et les tensions qui apparaissent au moment du court circuit.

Les relais de courant mesurent un courant ou une combinaison de courants (courant direct, inverse, homopolaire). Il en existe une grande variété qui se différencie par la définition de la grandeur mesurée et du mode de temporisation :

Valeur instantanée, valeur de crête, valeur moyenne ou valeur efficace ;

Valeur mesurée sur une demi-alternance, sur deux demi-alternances successives, sur la valeur moyenne de plusieurs demi-alternances, à pourcentage, etc.

Valeur instantanée ou temporisée.

II-3-4-4-2 Relais de mesure de tension

Les relais de tension peuvent être à maximum de tension ou à minimum de tension. La mesure s'effectue sur une valeur instantanée ou sur une valeur de crête, éventuellement sur une valeur moyenne. Ce type de relais est habituellement temporisé. La mesure s'effectue sur les tensions simples, les tensions composées, les tensions directes, inverses ou homopolaires. Dans certains cas, pour rendre ces relais insensibles au niveau général de tension du réseau, la mesure est réalisée en comparant la valeur de la tension entre phase et neutre et la valeur de la tension composée entre phases en quadrature (par exemple, comparaison de la tension simple V avec la tension composée U en repérant par A, B, C les phases et par N le neutre).

II-3-4-4-3 Relais de mesure d'impédance

Le relais d'impédance prend en compte en permanence les grandeurs d'une même phase pour évaluer l'impédance du réseau sur cette phase. Cette évaluation d'impédance est réalisée en général sur les trois phases, soit entre phase et neutre, soit entre phases. Elle peut être également réalisée sur des grandeurs symétriques : tensions et courants directs, inverses ou homopolaires. Pour étudier ce type de relais, il est intéressant d'utiliser le diagramme des impédances (R, X) qui permet de représenter directement la grandeur mesurée par le relais.

II-3-4-4-4 Relais de mesure de puissance

La mesure de la puissance dans un réseau triphasé peut être effectuée par différentes manières

- ◆ Par des relais de puissance active ou réactive, monophasée ou triphasée ;
- ◆ Par des relais de puissance dits à angle dont l'angle θ affectant la mesure est obtenu par un raccordement particulier des grandeurs V et I (alimentation par exemple du relais par le courant de la phase A et la tension entre les deux phases A et B).

II-3-4-4-5 Relais directionnel

Ce type de relais apparaît aujourd'hui comme une excellente opportunité pour améliorer à la fois la puissance transitée sur un réseau et la qualité de service. Le concept direction est très important dans plusieurs applications des relais de protection. Ce type de protection fonctionne à partir du courant, de la tension et du sens de l'écoulement de l'énergie. Il agit lorsque simultanément le courant ou la puissance dépasse un seuil et que l'énergie se propage dans une direction prédéfinie. Les protections directionnelles sont utiles sur tout élément du réseau où le sens d'écoulement de l'énergie est susceptible de changer, notamment lors d'un court circuit entre phases et/ou d'un défaut à la terre (défaut monophasé). Les protections directionnelles sont un moyen complémentaire aux protections à maximum de courant, permettant d'assurer une bonne isolation de la portion du réseau en défaut.

II-3-4-4-6 Relais différentiel

La protection différentielle est un principe commun de protection pour les transformateurs, moteurs, et générateurs. Elle mesure la différence de courant entre deux TC branchés l'un en aval, l'autre en amont d'une partie du réseau à surveiller (un moteur, un transformateur, un jeu de barres) pour détecter et isoler rapidement tout défaut interne à cette partie. Elle est basée sur la comparaison du courant d'entrée et de sortie d'un élément, si la comparaison indique la présence d'une différence cela veut dire la présence d'un défaut et le relais doit agir. La différence mesurée doit être significative pour qu'elle soit attribuée à un défaut.[8]

II-4 Disjoncteur

Un disjoncteur est destiné à établir, supporter et interrompre des courants, sous sa tension assignée. Dans les conditions normales et anormales du réseau. Il est très généralement associé à un système de protection (relais), qui détecte le défaut et envoie des ordres au disjoncteur pour éliminer automatiquement le défaut ou pour remettre en service un circuit lorsque le défaut a été éliminé. Sa fonction principale est d'interrompre le flux de courant détecté lors d'un défaut. Le principe de base de tous les disjoncteurs est d'essayer de détecter le passage du courant par la valeur zéro et d'interrompre le flux de courant à ce moment.

Le disjoncteur ne réussit pas souvent à interrompre le courant durant la première tentative, plusieurs cycles de la fréquence fondamentale du courant sont nécessaires pour une interruption complète du flux de courant, ce qui affecte la vitesse du disjoncteur. Les disjoncteurs rapides utilisés dans la HT sont d'un cycle, par contre ceux utilisés dans la BT prennent 20 à 50 cycles

pour ouvrir. De plus pour distinguer entre un défaut permanent et un défaut temporaire le concept d'auto-enclenchement est utilisé. Quand le disjoncteur déclenche il reste ouvert un certain temps ensuite il ferme automatiquement. Cette action permet au relais de vérifier si le défaut continu d'exister, et dans ce cas de déclencher de nouveau. Si le défaut a disparu, le relais ne fonctionne pas et la ligne va rester en service [6].

Le disjoncteur HT est caractérisé essentiellement par la technique utilisée pour la coupure :

Les disjoncteurs à l'huile.

Les disjoncteurs à air comprimé.

Les disjoncteurs utilisant le gaz SF6. [8]

Conclusion

Dans ce chapitre, et après présentation des différents défauts qui peuvent avoir lieu dans un alternateur nous avons étudié le système de protection et ces éléments.

Introduction

La naissance des défauts dans un alternateur et un pourcentage indéniable, ces défauts rendent le système unifiable et interrompent la continuité de son fonctionnement et même perturbent d'autres éléments du système, les éléments décrits précédemment dans le chapitre II servent à détecter, signaler et faire les actions nécessaires pour l'élimination de ces anomalies.

Dans ce qui suit, une présentation des défauts majeurs qui se produisent dans un alternateur selon son origine dans la machine, ces perturbations sur la machine et le système de puissance.

Ensuite on fait rappeler les protections associées à chaque défaut, de manière à connaître les relais et la technique d'actionnement de ce dernier.

III-1 Défaut de fonctionnement

III-1-1 Origine des défauts (interne, externe) :

Nous distinguerons deux types de défauts à détecter par les relais de protections, selon leur origine :

- les défauts d'origine interne, dont la source est une avarie d'un composant de la machine électrique tournante ;
- les défauts d'origine externe, dont la source est localisée en dehors de la machine électrique, mais dont les conséquences peuvent entraîner des dégradations dans celle-ci.

III-1-1-1 Défauts d'origine interne

L'isolation des conducteurs formant l'enroulement statorique peut se rompre ou se percer par des causes :

- électriques (isolation mal imprégnée, décharges superficielles, pénétration d'humidité) ;
- thermiques (suréchauffement par surcharge ou manque de refroidissement) ;
- mécaniques (usure, efforts de court-circuit trop importants).

Ces défauts, dont l'évolution peut être lente au début du processus de dégradation, dégénèrent en général très rapidement à la fin de ce processus en un court-circuit, du fait de

la tension élevée appliquée à l'enroulement statorique. a ce stade, le court-circuit est en général permanent.

Un court-circuit peut se produire :

- entre une phase et la masse, constituée par le circuit magnétique ou la carcasse ;
- Entre deux phases, avec ou sans contact avec la masse ;
- entre les trois phases, souvent par évolution d'un court-circuit biphasé (extension d'arc) ;
- Un court-circuit peut aussi se produire entre deux spires ou deux barres d'une même phase.

L'isolation des conducteurs de l'enroulement rotorique peut également être défaillante, le plus souvent par des causes :

- mécaniques, par usure des isolants ou rupture ;
- thermiques, par manque de refroidissement général ou localisé ;
- électriques, par percement de l'isolation ou, le plus souvent, par contournement dû à une pollution (air, huile).[14]

III-1-1-2 Défauts d'origine externe

Les groupes constitués d'une turbine ou d'un moteur thermique et d'un alternateur peuvent être soit connectés directement à un système de distribution (réseau d'usine, autoproducteur), soit raccordés au système général de production-transport-distribution d'électricité, ou réseau par l'intermédiaire d'un transformateur élévateur de tension, appelé transformateur principal (TP) (figure III-1). Les groupes de centrales hydrauliques peuvent également se trouver raccordés par paires sur deux primaires d'un transformateur ou en parallèle sur un jeu de barres, l'énergie étant évacuée par un transformateur commun HTA/HTB. Dans une centrale de production, l'énergie nécessaire aux auxiliaires est prélevée, soit en amont, soit en aval du transformateur principal, par un transformateur de soutirage (TS).

Les défauts pouvant affecter le système électrique sont de différentes natures :

- Les courts-circuits, monophasés ou polyphasés, peuvent se produire
 - sur la liaison directe entre l'alternateur et le réseau, ou entre l'alternateur et le TP

et/ou le TS ;

- sur la liaison entre le TP et le système électrique ;
 - sur les alimentations des services auxiliaires.
- Les déséquilibres entre la production et la consommation d'énergie électrique peuvent être dus à :
 - un manque de production, entraînant une baisse de fréquence du groupe turboalternateur ;
 - un surplus de production, entraînant une hausse de fréquence du groupe turboalternateur ;
 - un défaut de répartition des charges, principalement réactives, entraînant une surcharge en courant de l'alternateur ; la surcharge en puissance active est, en effet, peu probable, du fait de la limitation de puissance mécanique de la machine motrice (turbine, moteur diesel, etc.).

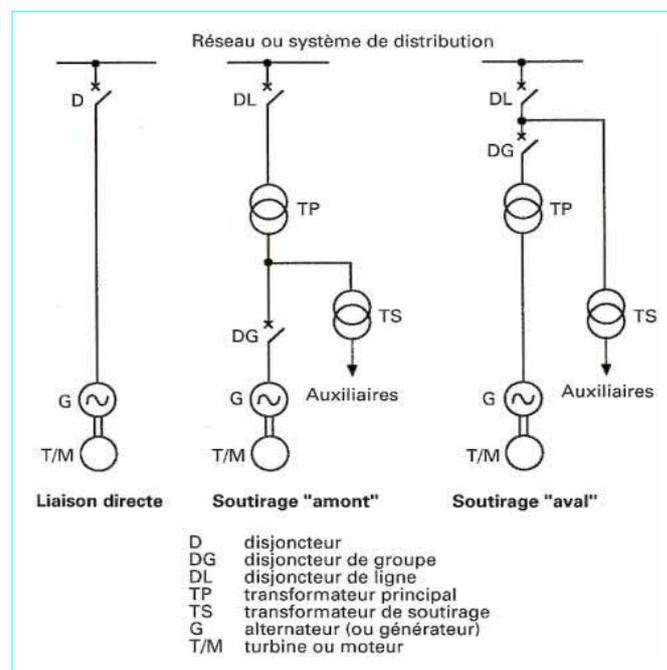


Figure III-1 Schéma de raccordement d'un alternateur au réseau

- Les pertes de synchronisme de l'alternateur raccordé au réseau peuvent provenir de :
 - l'apparition et le maintien d'un court-circuit sur le réseau, proche de l'alternateur ;
 - l'augmentation de l'impédance de liaison (ouverture de lignes HT), au-delà de la limite de stabilité ;
 - l'augmentation de l'angle interne (diminution du courant d'excitation de l'alternateur).

- Les courants déséquilibrés peuvent être dus à :
 - une alimentation de charges monophasées ;
 - des dissymétries locales de réseau (non-transposition de lignes, ouverture de phase ou courts-circuits bi- ou monophasés).
- Les baisses de tension du réseau peuvent provenir d'une insuffisance de production de l'énergie réactive (tension basse) ou de courts-circuits (creux de tension). Ces phénomènes entraînent une surcharge en courant de l'alternateur.
- Les surtensions sont dues à :
 - un défaut de fonctionnement de la régulation de tension de l'alternateur ;
 - une diminution brutale de la puissance fournie par la machine ou délestage, par ouverture de la ligne de raccordement au réseau par exemple. Ce défaut peut affecter plus particulièrement des groupes hydrauliques, dont la régulation de vitesse est en général plus lente que celle des turboalternateurs ;
- Les défauts mécaniques ont des conséquences sur les grandeurs électriques, par exemple la fermeture volontaire ou intempestive des vannes d'alimentation en vapeur (ou en eau) de la turbine entraîne le passage de la machine en fonctionnement en moteur synchrone, avec consommation de puissance active sur le réseau. C'est la phase dite de retour d'énergie. Notamment, si le groupe reste couplé au réseau, le fonctionnement de la turbine à vapeur dans ces conditions n'est pas admissible de façon prolongée, du fait du risque d'échauffement des ailettes [14]

Quelques défauts sont résumés dans le tableau suivant :

| Tableau III-1 – Conséquences des défauts sur les machines et le système ou processus-Alternateurs | | | | | | |
|--|--|-------|------------|---|-------|------------|
| Défaut | Conséquences sur la machine | | | Conséquences sur le système ou le processus | | |
| | Effet | Temps | Action (1) | Fonctionnement | Temps | Action (1) |
| ORIGINE INTERNE | | | | | | |
| Masse du stator | Dégradation de l'isolation | 0,1 s | D | Perte de la fonction production | – | – |
| Court-circuit entre phases du stator | Fusion des conducteurs. Fusion du circuit magnétique | 0,1 s | D | Perte de la fonction production | – | – |

| | | | | | | |
|----------------------------|--|--|--------|--|---------------------------|----------|
| Mass du rotor | 1^{er} défaut : pas de conséquence 2^{em} défaut : fusion du conducteur , fusion du fer | 1s | A D | Perte de fonction de production | | |
| Court-circuit entre spires | (Défaut peu probable) | – | – | | | |
| Perte d'excitation | Contraintes de torsion. Échauffe des conducteurs | Quelques secondes | D | Variations importantes de la tension. Perte de la fonction production | Quelques secondes | – |
| ORIGINE EXTERNE | | | | | | |
| Surcharge | Échauffement des conducteurs | Quelques minutes | A | Rétablissement de l'équilibre des charges (puissance réactive) | quelques minutes | (4) |
| Perte De Synchronisme | Contraintes de torsion. Échauffement des conducteurs | Quelques minutes | I | Rétablissement de la stabilité du système production-transport | quelques minutes | (4) |
| Déséquilibre de courants | Échauffement amortisseur du rotor | Quelques minutes à quelques secondes | A I | Rétablissement de la structure du réseau | quelques minutes | E |
| Baisse de tension | Échauffement des conducteurs Si défaut persistant | Quelques secondes Quelques secondes | I D | Rétablissement de l'équilibre des charges (puissance réactive) Élimination du défaut sur l'ouvrage concerné | quelques minutes 0,1 s | (4) E |
| Élévation de tension | Risque de claquage des isolants | Quelques secondes | D | Perte de la fonction production | – | – |
| Retour de puissance | Échauffement des ailettes de la turbine | Quelques minutes | D | Arrêt normal de l'unité ou rétablissement du fonctionnement normal de la régulation de vitesse de la turbine | – | – |

| | |
|--|--|
| (1) A : alarm | (2) En général, pas de protection spécifique |
| D: déclenchement de l'unité ou de l'auxiliaire | (3) Délestage fréquentométrique |
| I : îlotage | (4) Élimination du défaut réseau |
| E : élimination du défaut réseau [14] | |

III-2-Protection des turbo-alternateurs :

III-2-1-Protection contre les défauts d'origine interne :

III-2-1-1- Protection contre les défauts enroulements statoriques – Masse (ANSI standard ,51GN, 59GN)

Nous considérons, le cas d'un alternateur unique, débitant sur un réseau par l'intermédiaire d'un jeu de barres ou de gaines coaxiales et d'un transformateur élévateur. Le point neutre de l'alternateur est raccordé à la terre par une résistance.

Le défaut à la masse, qu'il ait son origine sur un enroulement statorique ou sur le bobinage primaire du transformateur principal (et de celui de soutirage dans le cas d'un soutirage amont) doit être éliminé très rapidement, les dommages pouvant devenir très graves s'ils atteignent le circuit magnétique.

La protection la plus courante répond au principe de détection directe. Le courant de défaut est mesuré dans la connexion du point neutre à la terre, à travers une résistance de limitation (figure III-2). Le courant traversant le défaut est donné par la formule :

$$I_{\text{déf}} = V / (R_{\text{déf}} + R_{\text{enr}} + R_N) \quad (\text{III-1})$$

Avec :

$I_{\text{déf}}$: courant de défaut,

V : tension simple entre l'endroit du défaut et la masse

$R_{\text{déf}}$: résistance du défaut,

R_{enr} : résistance de la partie de l'enroulement, entre le point neutre et l'endroit du défaut,

R_N : résistance de raccordement du point neutre de l'alternateur à la masse.

Dans le cas où la mise à la terre du point neutre est à travers un transformateur, le secondaire est chargé par une résistance R , une disposition qui permet d'utiliser une résistance de faible valeur, de construction robuste, tout en présentant une valeur équivalente au primaire du transformateur suffisamment élevée pour limiter le courant de défaut à quelques dizaines d'ampères. Le défaut est détecté par une mesure de courant dans la résistance R , ou de tension à ses bornes avec respectivement les fonctions (51GN), (59GN) (III-3). [6]

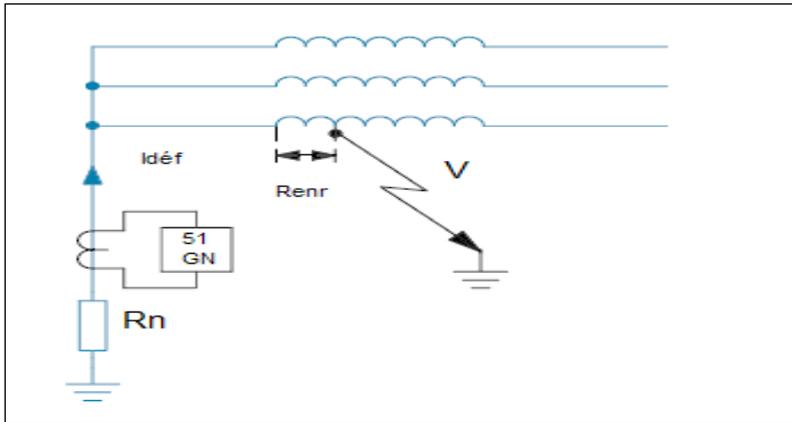


Figure III-2: Protection contre le default stator Mass turbo-alternateur mise a La terre travers une petite impédance

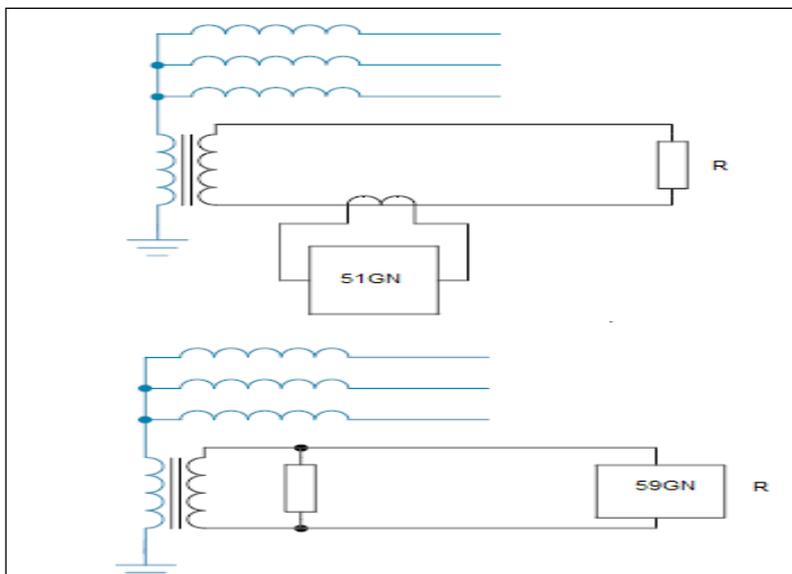


Figure III-3 : Protection contre un default stator-mass pour un turbo-alternateur mise a la mass a travers une grande impédance [6]

Le bloc de ces fonctions arbite deux blocs principaux :

- a) bloc du premier harmonique , presentè comme le relais a maximum de tension , fonctionnant

au court-circuit à la terre répondant à la tension de séquence homopolaire du 1^{er} harmonique, appliquée du côté des bornes de ligne de l'alternateur;

- b) bloc du troisième harmonique, présenté comme le relais avec le freinage, et répondant au rapport de résistance du circuit entre le neutre de l'enroulement statorique et la terre à la capacité du circuit de la tension d'alternateur à la fréquence du troisième harmonique, ce relais dispose des circuits de service et de freinage; le circuit de service de relais recueille la somme des tensions du 3^{em} harmonique du côté des bornes de ligne et celle neutre de l'alternateur; le circuit de freinage ne reçoit que la tension du troisième harmonique du côté de neutre de l'alternateur

le relais avec le freinage permet de assurer la protection de la partie de l'enroulement statorique de l'alternateur adjacente au neutre, y compris le neutre lui-même.

le bloc-relais est alimenté à partir des transformateurs de tension, couplés du côté des bornes neutres et ligne de l'alternateur.

La tension de fonctionnement du bloc relais du 1^{er} harmonique selon les conditions de l'adaptation à l'insensibilité à la tension de triple fréquence, due à la distorsion de la forme sinusoïdale de la courbe de tension de phase de l'alternateur est adoptée égale à : $U=15V$. [15]

Elle est recommandée d'adopter le coefficient de freinage de relais égale à :

$$k_{frn} = 0,67. \quad (III-2)$$

III-2-1-2- Protections contre les défauts entre phases (ANSI standard 87G)

Dans les encoches du circuit magnétique, un défaut entre phases est toujours accompagné, ou précédé, par un défaut à la masse. Il sera donc détecté par le relais de mise à la masse du stator décrit précédemment.

Dans les têtes de bobines, à l'extérieur du circuit magnétique, on est fondé à admettre que, le plus souvent, le défaut intéresse très vite la masse, ne fût-ce que parce que l'arc est soufflé par la ventilation interne. Toutefois, cette certitude n'est pas absolue et le délai supplémentaire introduit peut entraîner une aggravation des dégâts, et un allongement du temps de réparation, donc du coût d'un incident.

Pour les alternateurs de taille moyenne et importante, les fortes puissances en jeu justifient ainsi, pour des raisons économiques, l'installation d'une protection différentielle longitudinale.

Le principe utilisé répond au critère de détection directe. Sur chaque phase, un relais mesure la différence des courants I_1 et I_2 , entrant et sortant de cette phase (figure III4).

Cette différence, due au courant de défaut, est rapportée au courant circulant dans la phase.

La protection est donc constituée par un ensemble triphasé de relais différentiel à pourcentage. Le courant minimal de défaut définissant le seuil de fonctionnement de la protection est donné par la relation :

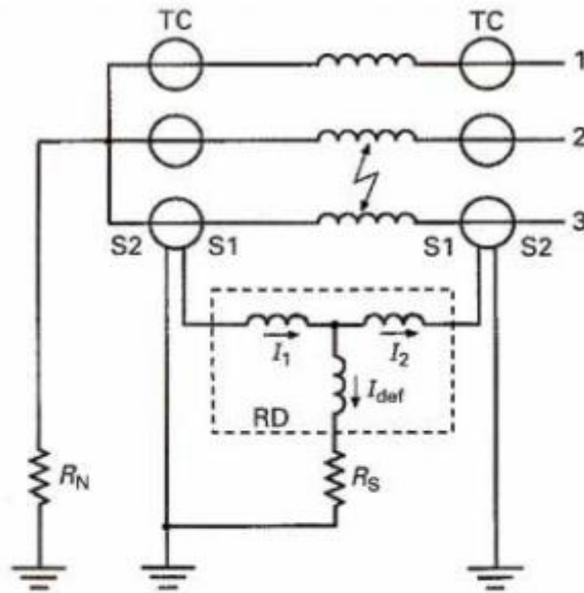
$$I_{\text{déf}} = I_1 - I_2 = \alpha (I_1 + I_2) / 100 \quad (\text{III-3})$$

Avec : α pourcentage de la protection.

La réalisation de ce type de protection tient en compte les points suivants :

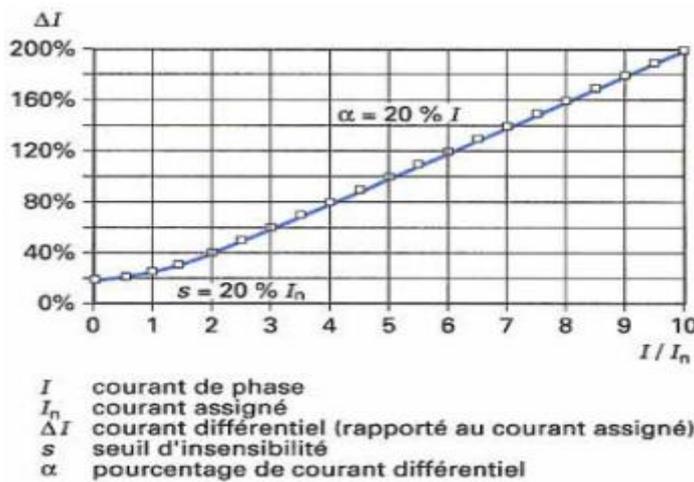
-Transformateurs de courant: Pour éviter les fonctionnements intempestifs suite à des défauts extérieurs à l'alternateur, les TC doivent se comporter de façon rigoureusement symétrique, surtout du point de vue magnétique, en régimes subtransitoire et transitoire et sous l'effet des composantes aperiodiques. L'erreur correspondante doit être très inférieure au seuil de fonctionnement dans une plage de 0 à 5 fois le courant assigné. Pour cela, les TC d'une même phase doivent être appairés, c'est-à-dire avoir des caractéristiques (erreur, courbe de magnétisation) identiques ou pour le moins très proches.. Les résistances de filerie du câblage secondaire des TC doivent aussi être égales et aussi faibles que possible.

-Relais de protection : Un relais à maximum de courant à pourcentage est disposé sur chaque phase. La valeur de réglage, exprimée en pourcentage du courant de phase, est typiquement de 10 à 20 %. Toutefois, en cas de défaut monophasé extérieur à l'alternateur, le courant différentiel peut atteindre une valeur proche de celle d'un défaut entre phases, situé à proximité de la connexion de neutre, du fait des particularités constructives (erreurs de TC, sensibilité du relais). Pour éviter les déclenchements intempestifs, le relais doit donc être désensibilisé et suivre une loi à seuil constant, pour les faibles courants de défaut.[14]



- | | | | |
|-----------|--|--------|---|
| I_1 | courant entrant | R_S | résistance de stabilisation |
| I_2 | courant sortant | RD | relais différentiel |
| I_{def} | courant de défaut | S1, S2 | secondaires des transformateurs de courant TC |
| R_N | résistance de raccordement du point neutre de l'alternateur à la masse | | |

FigureIII-4 : Protection contre les défauts entre phases pour un alternateur



FigurIII-5: Protection contre es défauts entre phases pour un alternateur Caractéristique de fonctionnement [14]

III-2-1-3-Protection contre les défauts de la terre du rotor (ANSI standard 64F)

Un seul défaut à la terre ne crée pas de problème majeur dans le générateur, mais si le second défaut à la terre survient, une partie du bobinage devient court-circuitée et le champ magnétique résultant

est déséquilibré dans le système. et par conséquent il peut y avoir des dommages mécaniques majeurs aux roulements du générateur. Il y a trois méthodes disponibles pour détecter les types de défaut dans le rotor. Les méthodes sont :

- Méthode du potentiomètre
- Méthode d'injection AC
- Méthode d'injection DC

[16]

Cette protection nécessite l'accès au rotor (par bagues). Les circuits d'excitation et rotor sont normalement isolés, un premier défaut n'a donc pas de conséquence fâcheuse sur le fonctionnement de l'alternateur (fixation du potentiel d'excitation à la terre). Par contre un deuxième défaut (sur la seconde polarité) correspond à un court-circuit franc, d'autant que la probabilité d'avoir un second défaut est plus grande lorsqu'il s'est déjà produit un premier défaut, donc une partie du bobinage devient court-circuitée et le champ magnétique résultant est déséquilibré dans le système ce qui provoque fusion de l'arbre, vibrations excessives. et par conséquent il peut y avoir des dommages mécaniques majeurs aux roulements du générateur. Il est nécessaire de surveiller l'isolement pour détecter le premier défaut (figureIII-6) [15]

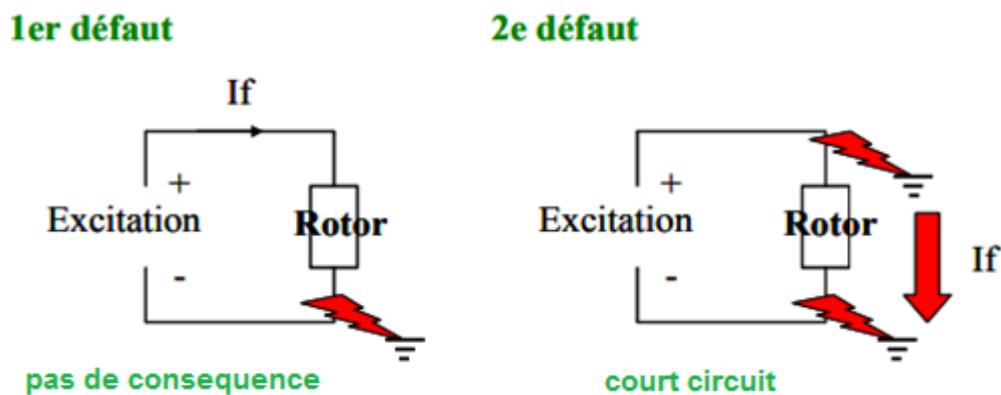


Figure:III-6 défaut a la terre du rotor [17]

Différentes méthodes ont été étudiées pour la protection contre ce type de défauts. On rappelle ici la méthode récente appelée méthode d'injection.

Le principe de méthode consiste à placer une source de tension alternative (sinusoïdale ou à forme d'onde rectangulaire, selon les fournisseurs) à basse fréquence entre le circuit rotorique et la masse, et à mesurer ainsi la résistance d'isolement (figure III-7). Cette disposition assure la séparation galvanique entre la source et l'alimentation en courant continu de l'inducteur et permet de distinguer

le courant utile de mesure des courants parasites à 50 Hz ou autres fréquences (ondulations résiduelles, etc.).

Le module d'injection est un générateur de tension dont la fréquence est de quelques hertz ou un sous-multiple de la fréquence du réseau (par exemple : $f_n/4$). La valeur de la résistance d'injection est de quelques centaines d'ohms. Le module de détection réalise une mesure de tension aux bornes d'une résistance shunt de quelques kilos ohms, insérée dans le circuit.

La sensibilité du relais est réglée pour détecter une résistance d'isolement du rotor inférieure à 1 à 5 k Ω , typiquement. Le (ou les) condensateur(s) de couplage, d'une capacité de quelques microfarads, doit être dimensionné pour la tension maximale susceptible d'apparaître entre rotor et masse, soit quelques kilovolts, pendant les régimes transitoires de l'alternateur.

D'autres utilisent une injection à haute fréquence (HF) comme montre la figure

Dans ce cas, on utilise un relais à impédance.[14]

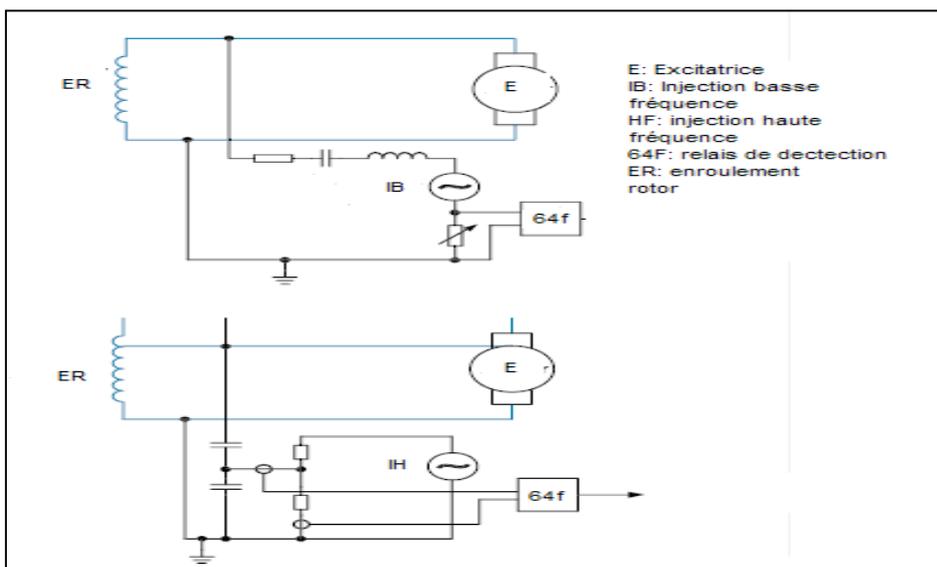


Figure III-7 Protection contre les défauts enroulement rotorique masse Avec la méthode d'injection

III-2-2-Défaut d'origine externe :

III-2-2-1 -Surintensités au stator (ANSI standard 49)

La protection contre les surintensités dans l'enroulement statorique est destinée à la prévention des surcharges, principalement en puissance réactive. Elle peut aussi être utilisée en protection de secours contre les courts-circuits externes qui ne seraient pas éliminés par les relais de protection du réseau.

Le système de protection se compose :

- D'un transformateur de courant, de rapport $I_{pn} / 5 \text{ A}$ ou $I_{pn} / 1 \text{ A}$, I_{pn} étant le courant normalisé immédiatement supérieur à la valeur maximale permanente du courant statorique I_a ; par exemple à la puissance apparente $S = S_n : U = 0,95 U_n ; I_a = 1,05 I_n$, S_n , U_n , I_n donnant les valeurs assignées de puissance apparente, tension et courant de l'alternateur ;
- D'un relais de protection, à maximum de courant, réglé à une valeur comprise entre 1,1 et $1,2 I_n$ et temporisé de quelques secondes (2 à 10 s) ; éventuellement, un deuxième relais, réglé à une valeur supérieure ($1,2 I_n$ ou plus), et temporisé (5 à 10 s)

La protection vise l'ouverture du disjoncteur d'alternateur précédée de la fourniture du signal [15] [14].

III-2-2-2 Déséquilibres du courant statorique (ANSI standard 46)

Une charge déséquilibrée (coupure d'un conducteur, discordance de pôles de disjoncteur, présence d'un réseau déséquilibré par charges monophasées, défaut dissymétrique monophasé ou biphasé) provoque un courant inverse. Ce courant inverse produit un champ statorique tournant dans le sens contraire du rotor et à la même vitesse angulaire. Il induit dans le rotor des courants à fréquence double. Le chemin préférentiel de ce courant induit est l'amortisseur. Il y a risque d'échauffement pour les amortisseurs et le rotor. [17]

Les alternateurs, ou, plus spécifiquement, les amortisseurs du rotor, supportent, par conception, un taux de composante inverse :

$$i_2 = \frac{I_2}{I_n} = \frac{\text{composante inverse du courant}}{\text{courant assigné de l'alternateur}} \quad (\text{III-3})$$

Défini par la norme internationale CEI 34.1. Les valeurs admissibles sont fixées, selon la taille des machines, tant en régime permanent (entre 5 et 10 %), qu'en régime transitoire de durée t , exprimé en capacité thermique par le produit $i^2 t = k$ (avec k compris entre 5 et 20 secondes).

L'incident qui, en général, justifie l'installation d'une protection de déséquilibre est l'ouverture prolongée d'une phase, soit sur une ligne du réseau, soit sur le matériel de production et de transformation. Le taux de déséquilibre est très variable selon l'emplacement de l'ouverture, il atteint 58 % pour la coupure d'une phase aux bornes de l'unité.

Pour protéger l'alternateur en évitant les déclenchements intempestifs, on utilise une protection temporisée selon la loi $I_2^2 = cst$ avec un seuil minimal de fonctionnement réglable

La détection d'un courant inverse nécessite l'emploi d'un ensemble de filtres déphaseurs, alimentés par les TC de phase. (figure III-8).

Un circuit sommateur et les filtres déphaseurs réalisent la composante inverse I_2 ; en effet, celle-ci est donnée par la formule :

$$I_2 = \frac{1}{\sqrt{3}} (\vec{I}_u + a^2 \vec{I}_v + a \vec{I}_w) \quad (III-4)$$

où \vec{I}_u , \vec{I}_v , \vec{I}_w représentent les courants de phase et $a = \exp(j2\pi/3)$

Cette expression peut encore s'écrire :

$$I_2 = \frac{1}{\sqrt{3}} [(I_u - I_v) + a(I_w - I_v)] \quad (III-5)$$

Les courants I_u , I_v , I_w sont appliqués au relais par l'intermédiaire de transformateurs. Les tensions observées aux bornes des secondaires sont les images des courants $(I_u - I_v)$ et $(I_w - I_v)$.

Les transformateurs de courant ont un rapport $I_n / 5A$ ou $I_n / 1A$.

Le relais de protection, à maximum de composante inverse de courant, est temporisé selon la loi $i^2 t = Cte$, avec un seuil minimal réglable en valeurs de i_2 (figure III-9).[14]

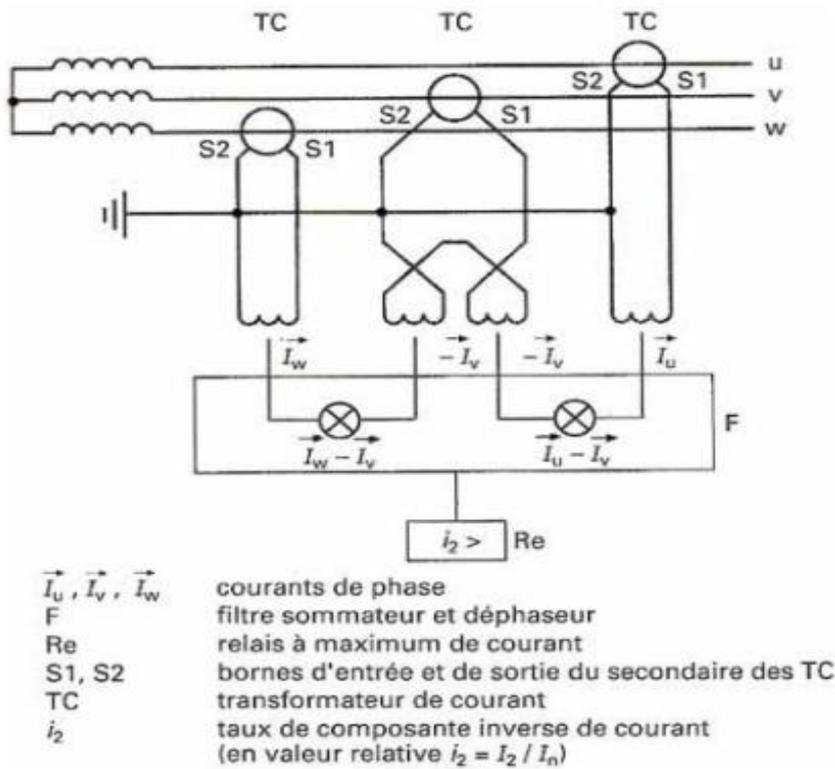


Figure III-8 Protection contre les déséquilibres du courant statorique. Principe de détection

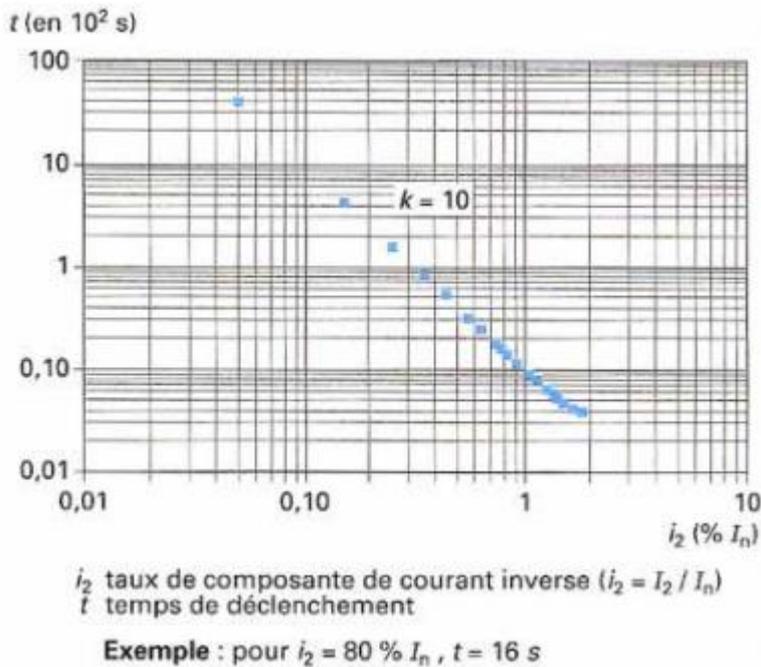


Figure III-9 Protection contre les déséquilibres du courant statorique. Loi de déclenchement

Les protections de courant inverse doivent comporter 2 seuils:

* Seuil alarme avec réglage de 80 à 90% du courant inverse permanent admissible. Une temporisation de 5 à 60 s sera utilisée.

* Seuil déclenchement (à temps inverse) reproduisant l'équation $(I2/IN)^2 \times t$ avec sécurité de 10 à 20%.

Le seuil de démarrage de cette intégration sera fixé de 80 à 90% du courant inverse permanent admissible

Le seuil minimal doit correspondre, selon la loi ci-dessus, à un temps suffisant pour que l'opérateur du réseau ait le temps d'effectuer les manœuvres destinées à rétablir l'équilibre des phases (typiquement 15 à 20 min). [14] [17]

III-2-2-3-Marche en moteur synchrone (retour d'énergie) (ANSI standard 32)

Le fonctionnement en moteur synchrone de l'alternateur ne présente aucun inconvénient pour celui-ci, mais peut créer des dommages à l'organe d'entraînement en cas de durée prolongée : Échauffement des ailettes de turbines à vapeur (principalement pour les corps de turbines à basse pression), défauts mécaniques de moteurs thermiques, inversion du sens de la puissance transmise dans un réducteur de vitesse (turbines à combustion).

En outre, le critère de retour de puissance est utilisé pour les grands groupes turboalternateurs de centrales nucléaires, pour éviter les survitesses lors de la séquence d'arrêt de la ligne d'arbre. Ce critère permet de s'assurer qu'il n'y a plus aucune arrivée de vapeur à la turbine, avant de déconnecter le groupe du réseau.

La consommation de puissance par un groupe turboalternateur est détectée par une mesure de la puissance active négative (par rapport au sens normal de circulation de l'énergie).

Différents principes sont possibles, selon le réseau à considérer et la sensibilité recherchée :

- mesure de la somme des trois puissances monophasées actives ;
mesure de la moyenne des trois composantes actives de courant, la tension étant supposée constante ;
- mesure monophasée de puissance active, en supposant la charge du réseau équilibrée.

La puissance consommée sur le réseau, correspondant aux pertes mécaniques de la ligne d'arbre du groupe (frottements, ventilation), est très faible pour les groupes à turbine à vapeur (typiquement de 0,5 à 5 % P_n) et plus importante pour les moteurs thermiques (de 5 à 25 % P_n). La mesure de puissance doit donc être très précise et très stable, et, notamment, insensible au déphasage entre courant et tension, c'est-à-dire à la valeur de la puissance réactive. Le retour de puissance s'établit, le plus souvent, avec plusieurs oscillations, après l'ordre de fermeture des vannes.

Pour éviter les fonctionnements intempestifs de la protection, notamment lors d'incidents sur le réseau, le relais doit être temporisé d'une valeur fixe (typiquement 2 à 10 s) et, éventuellement, être associé à un intégrateur d'oscillations, pour les grands groupes.

La classe de précision des transformateurs de mesure est de 0,2 à 0,5 ;

Le relais de protection, à maximum de puissance active directionnelle, est réglé à un seuil de l'ordre de 60 à 80 % de la puissance consommée en moteur. Il doit avoir une précision de l'ordre de 0,5 % P_n , et être temporisé (avec intégrateur éventuel). [14]

III-2-2-4 Surtensions du stator (ANSI standard 59)

Les surtensions aux bornes du stator sont principalement dues à un fonctionnement défectueux de la régulation de tension, éventuellement concomitant avec des manœuvres sur le réseau (insertion de condensateurs proches, perte brusque de la charge) et/ou un niveau de tension initial du réseau relativement élevé.

La protection répond au principe de détection directe. Les défauts, dans ce cas, étant a priori équilibrés, la mesure peut ne se faire que sur une seule phase, avec :

un transformateur de tension

un relais de protection, à maximum de tension, réglé à un seuil compris entre 1,2 et 1,5 U_n , en fonction des performances de la régulation de tension ; un premier seuil réglé entre 1,1 et 1,2 U_n peut actionner une alarme .[14]

III-2-2-5 Baisses de tension (ANSI standard 27)

Le fonctionnement à basse tension n'a pour conséquence qu'une augmentation du courant statorique, à puissance fournie constante. Cette surcharge étant couverte par la protection contre les surintensités au stator, la détection des baisses de tension a surtout pour but de protéger les auxiliaires de l'unité contre les Rampages de moteurs.

La protection utilise le principe de la mesure de la composante directe de la tension, au secondaire du transformateur de soutirage de l'unité. Cela a pour but de prendre en compte des déséquilibres éventuels de la tension, et de ne pas entraîner de déclenchements inutiles, si la composante directe reste suffisante pour assurer le bon fonctionnement des auxiliaires.

Les transformateurs de tension sont constitués de trois éléments monophasés, de rapport typiquement $(\frac{Un}{\sqrt{3}}) / (\frac{100}{\sqrt{3}})$ volts, avec Un tension assignée au secondaire du transformateur de soutirage (TS).

Le relais de protection, à minimum de tension directe, est donc associé à un filtre déphaseur élaborant cette tension [14]

III-2-2-5 Rupture de synchronisme (ANSI standard 78)

Le régime de rupture de synchronisme représente un cas typique où le compromis entre les exigences d'une part de protection des machines, et d'autre part, de sauvegarde du réseau, est le plus difficile à trouver, tant à cause de la complexité des phénomènes mis en jeu, que des pratiques d'exploitation différentes, selon les réseaux considérés.

Une perte de synchronisme a pour conséquences des oscillations de puissance active (fourniture, absorption) d'amplitude importante, dont la période est comprise entre quelques secondes et quelques dizaines de secondes. Si l'état du système de production-transport est critique, ou, en cas d'excitation insuffisante de l'alternateur, celui-ci peut décrocher du réseau. Cela entraîne une ou plusieurs rotations d'angle interne, correspondant à une augmentation continue de l'angle, au-delà de la limite naturelle de stabilité proche de 90° (l'alternateur effectue ce que l'on appelle couramment des tours électriques).

Ces phénomènes ont une importance rapidement croissante avec la taille des machines. Des alternateurs de puissance faible ou moyenne (typiquement quelques dizaines de méga voltampères) acceptent un fonctionnement asynchrone (marche couplée en absence d'excitation) de quelques minutes, à puissance réduite, si le couple mécanique fourni par la turbine est inférieur au couple électrique asynchrone maximal et si le réseau peut fournir par ailleurs une puissance réactive suffisante. Dans de tels cas, la protection contre les pertes de synchronisme ou les pertes d'excitation peut être réalisée selon des principes simples tels que, par exemple :

_mesure de l'impédance du réseau vue des bornes de la machine (relais à minimum d'impédance capacitive) ;

_mesure de la puissance réactive absorbée ;

_relais à minimum de courant d'excitation.

En général, on peut établir les relations suivantes :

_perte d'excitation → tours électriques → déclenchement du groupe ;

_perte de synchronisme → oscillations de puissance → îlotage.

Toutefois, selon l'état du réseau (puissance de court-circuit, réactance de liaison) et de l'excitation du groupe, qui ne sont pas connus a priori, les deux critères se recoupent partiellement lors d'une rupture de synchronisme.

Pour assurer, cependant, la discrimination entre les actions de déclenchement et d'îlotage, et laisser au groupe la possibilité de se resynchroniser naturellement, après le fonctionnement des protections du réseau, le déclenchement du groupe ne doit être provoqué qu'après détection de quelques tours d'angle interne et non au premier tour. De la même façon, l'îlotage ne doit être provoqué qu'après plus d'une dizaine d'oscillations de puissance.

Pour la détection des tours électriques, les capteurs primaires sont :

_un transformateur de tension, sur une phase statorique ;

_un alternateur auxiliaire à aimants permanents solidaire du rotor, ou un émetteur d'impulsions de référence fixé sur le rotor ;

_un dispositif de mesure de l'angle interne (déphasage entre la référence rotorique et le passage par zéro de la tension statorique) ;

_un comparateur qui émet une impulsion quand l'angle interne dépasse la valeur réglée.

_Le relais de retour de puissance est un relais triphasé à maximum de puissance active ; une impulsion est émise quand la puissance dépasse un seuil négatif (typiquement $-5\% P_n$), puis revient au-dessus d'un seuil positif (typiquement $5\% P_n$).

_Chaque compteur d'impulsions comptabilise, pour chaque voie, 1 à 20 impulsions ; il déclenche une action si le nombre d'impulsions pré-réglé est atteint dans un temps donné, compté à partir de la première impulsion reçue.

L'action du relais par la voie angle interne provoque le déclenchement du groupe, pour quelques tours électriques (deux à quatre), en moins d'une minute;

L'action du relais par la voie retour de puissance provoque l'îlotage pour un nombre d'oscillations de puissance (entre 12 et 20), en moins d'une à cinq minutes.[14]

III-2-2-6 Variations de fréquence (ANSI standard 81)

Les excursions de fréquence en dehors de la valeur normale de 50 Hz (à quelques milli hertz près) sont le signe d'une adaptation momentanément incorrecte de la puissance active fournie par le groupe à la demande du réseau, selon l'un des deux schémas :

Déficit de production → baisse de vitesse → baisse de fréquence.

L'alternateur ne doit être séparé du réseau que si les actions automatiques destinées à rétablir l'équilibre production-consommation ont échoué .

Excédent de production → montée de vitesse → hausse de fréquence, compensée par la fermeture progressive des vannes d'admission de vapeur de la turbine. Si cette action n'est pas suffisante, l'alternateur doit être séparé du réseau (îlotage) avant que le groupe ne soit déclenché totalement par l'action des protections mécaniques de la turbine contre les survitesses.

Dans le cas où la fréquence du système diminue rapidement, il est courant de déconnecter les charges non essentielles jusqu'à ce que l'équilibre charge-production puisse être rétabli.[18]

Le relais utilise un principe de détection semi-direct, par le biais de la mesure de fréquence de la tension aux bornes de l'enroulement statorique de l'alternateur.

Le relais de mesure est un relais à deux fonctions, maximum et minimum de fréquence; il est verrouillé sur baisse anormale de la tension surveillée (typiquement 40 % U_n). [14]

A la baisse de fréquence au-dessus de 49,5 Hz la protection vise le signal, A la baisse de fréquence au-dessus de 49,5Hz la protection avec la temporisation 60s vise le déclenchement du disjoncteur et le bloc de fonçage de relais de réglage de la turbine.

A la baisse de fréquence au-dessus de 47Hz avec le temps de 10s la protection vise l'arrêt de la tranche. Il est possible de transférer l'action de cette protection à l'arrêt de la tranche sans temporisation avec une plaquette

A la baisse de fréquence au-dessous de 46Hz la protection agit avec temporisation et vise l'arrêt de la tranche

la hausse de fréquence au-dessus de 52Hz est admissible et la protection agit sans temporisation et vise l'arrêt de la tranche [15]

III-2-2-7 Protection contre la perte du signal des transformateurs de tension (ANSI standard 60, 60FL)

Pour les turboalternateurs, on met généralement des transformateurs de mesure dans la zone de protection. Ces transformateurs sont généralement connectés en étoile mise à la terre et généralement ils ont des fusibles au primaire et au secondaire.

Les transformateurs de mesure sont utilisés pour donner une image parfaite de la tension aux relais de protection et aussi au régulateur de tension. Si un fusible s'effondre dans le circuit du transformateur, la tension à son secondaire est réduite ce qui provoque un fonctionnement des relais et aussi le régulateur de la tension qui rend ainsi l'alternateur surexcité. Les fonctions de protection 21, 32,40 sont immédiatement touchées. Une solution qui consiste en une protection contre la perte du signal du transformateur de tension s'avère donc nécessaire. La méthode la plus utilisée pour détecter une perte du signal du transformateur de mesure est un relais comparateur de tension. Ce relais compare les tensions entre les trois enroulements secondaires de deux transformateurs de tension. Quand un fusible s'effondre, un déséquilibre de tensions aura lieu ce qui provoque le fonctionnement du relais réglé généralement à 15% de différence entre les deux tensions. Cette protection est schématisée dans la figure III-10, Quand un seul transformateur de tension est utilisé pour la protection du turboalternateur, la méthode décrite ne peut pas être réalisée. Une autre méthode consistant en la vérification des composantes directes et indirecte de la tension est implémentée. Un déséquilibre de tension provoque une augmentation de la composante inverse et une diminution de la composante directe. Ce principe de protection est utilisé avec la protection numérique.[6]

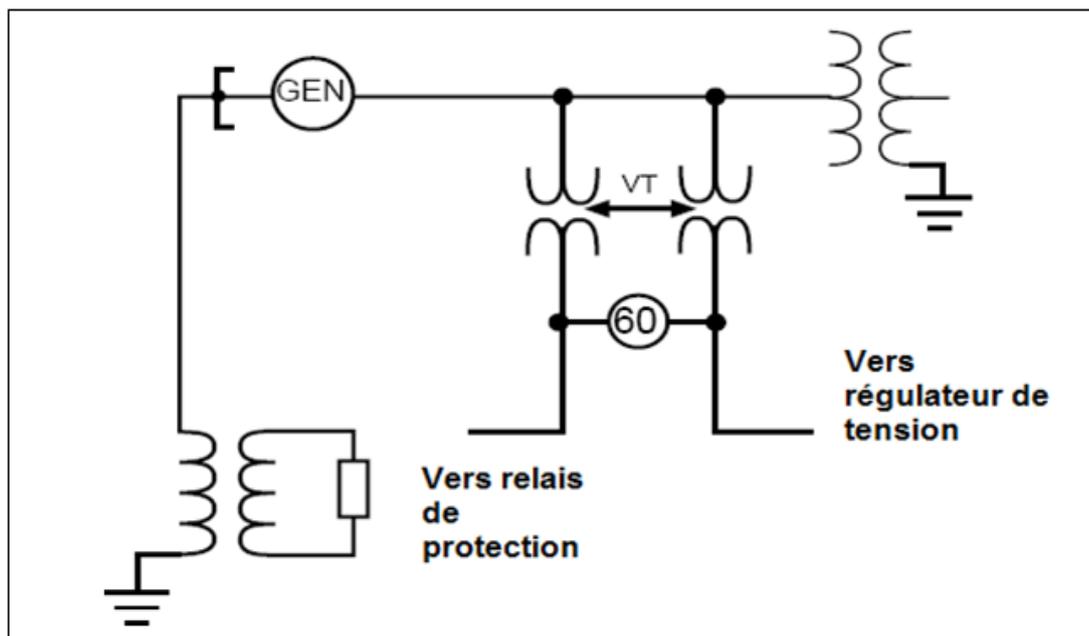


Figure III-10 Détection de la perte du signal du transformateur de tension[6]

III-2-2-8 Protection contre la perte d'excitation (ANSI standard 40)

Une perte totale ou partielle de l'excitation de l'alternateur est déterminante pour l'alternateur lui-même et pour le système de puissance. Cette condition de fonctionnement anormale doit être détecté le plus rapidement possible pour isoler l'alternateur du système pour éviter son endommagement. Une perte d'excitation a aussi son impact sur tout le système de puissance puisqu'elle cause une perte de la puissance réactive.

Avec la perte du courant d'excitation, l'alternateur absorbe de la puissance réactive au lieu de la fournir, il travail dans la zone de sou excitation de sa caractéristique. Si le système de puissance lui fournit de la puissance réactive, il continue à fonctionner en moteur asynchrone, mais le synchronisme est perdu. Le passage de la zone de surexcitation à celle de sou excitation avec la perte du courant d'excitation n'est pas instantané mais dans un temps (quelques seconds) dépendant du niveau des sorites de l'alternateur et de 'aptitude du système de puissance. La caractéristique du fonctionnement de l'alternateur est schématisée dans la figurIII-11. Cette caractéristique indique ses limites de fonctionnement.[6]

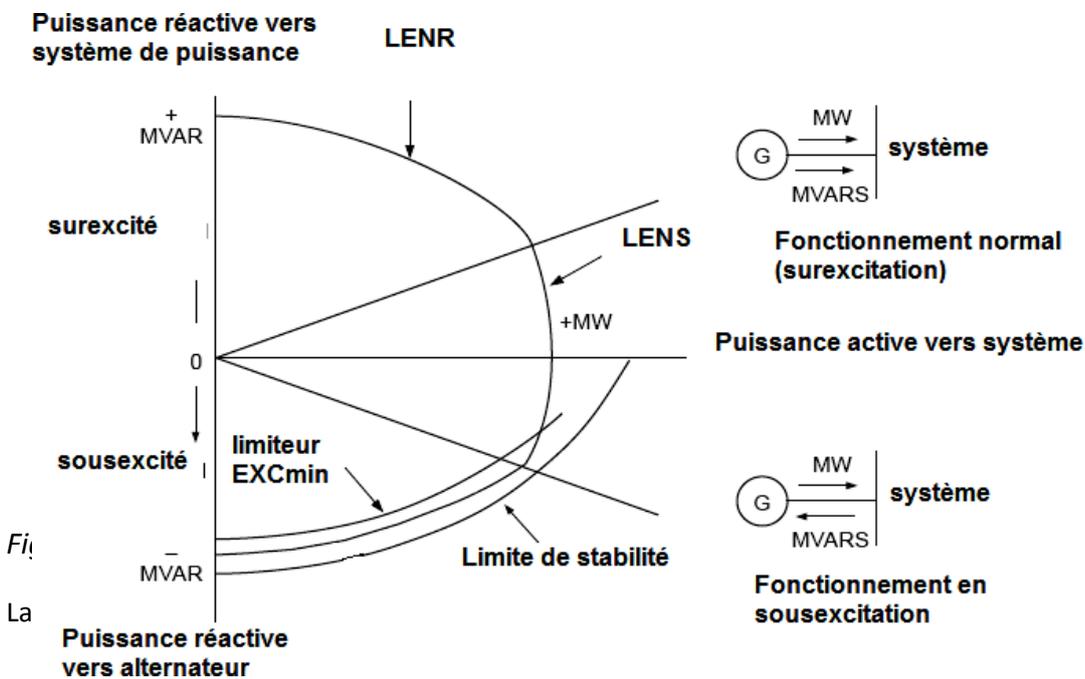


Figure III-11 caractéristique des limites de fonctionnement des alternateurs

La méthode la plus utilisée pour détecter une perte du courant d'excitation et celle Consistant en l'utilisation d'un relais à impédance. Pou un alternateur qui perd son excitation en étant en fonctionnement, l'impédance vu de ses sorties aura la caractéristique montrée sur la Figure III-12

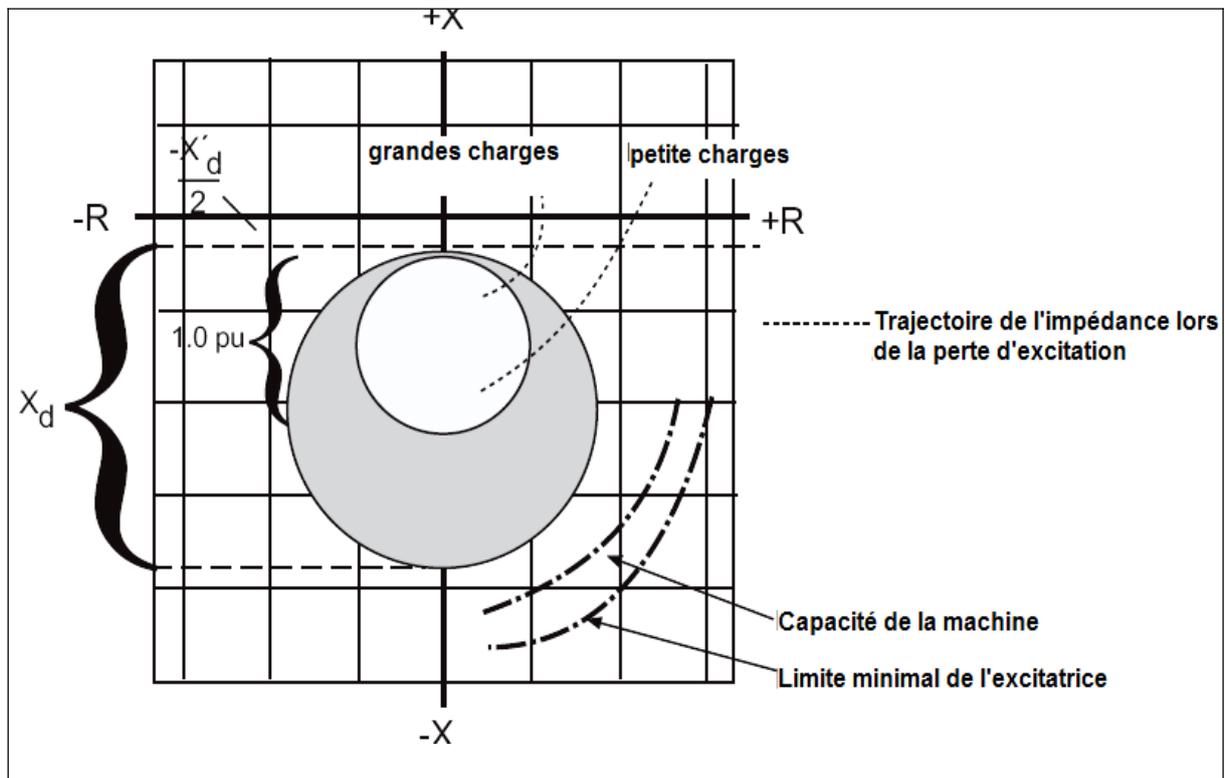


Figure III-12 : Caractéristique d'un relais à impédance à deux zones

Pour les anciens systèmes de protection, on utilise un relais à impédance à une zone (Mho à une zone). Les relais moderne utilisés sont à double zone (figure III-12)

Le relais fonctionne une fois l'impédance vu de la sortie de l'alternateur tombe dans le cercle définissant la caractéristique du relais [6]

III-3 Exemple d'un Système globale de protection d'un turbo-alternateur

Une configuration typique des différentes fonctions de protection est représentée sur la figure III-13, une configuration contenant toutes les fonctions décrites précédemment.

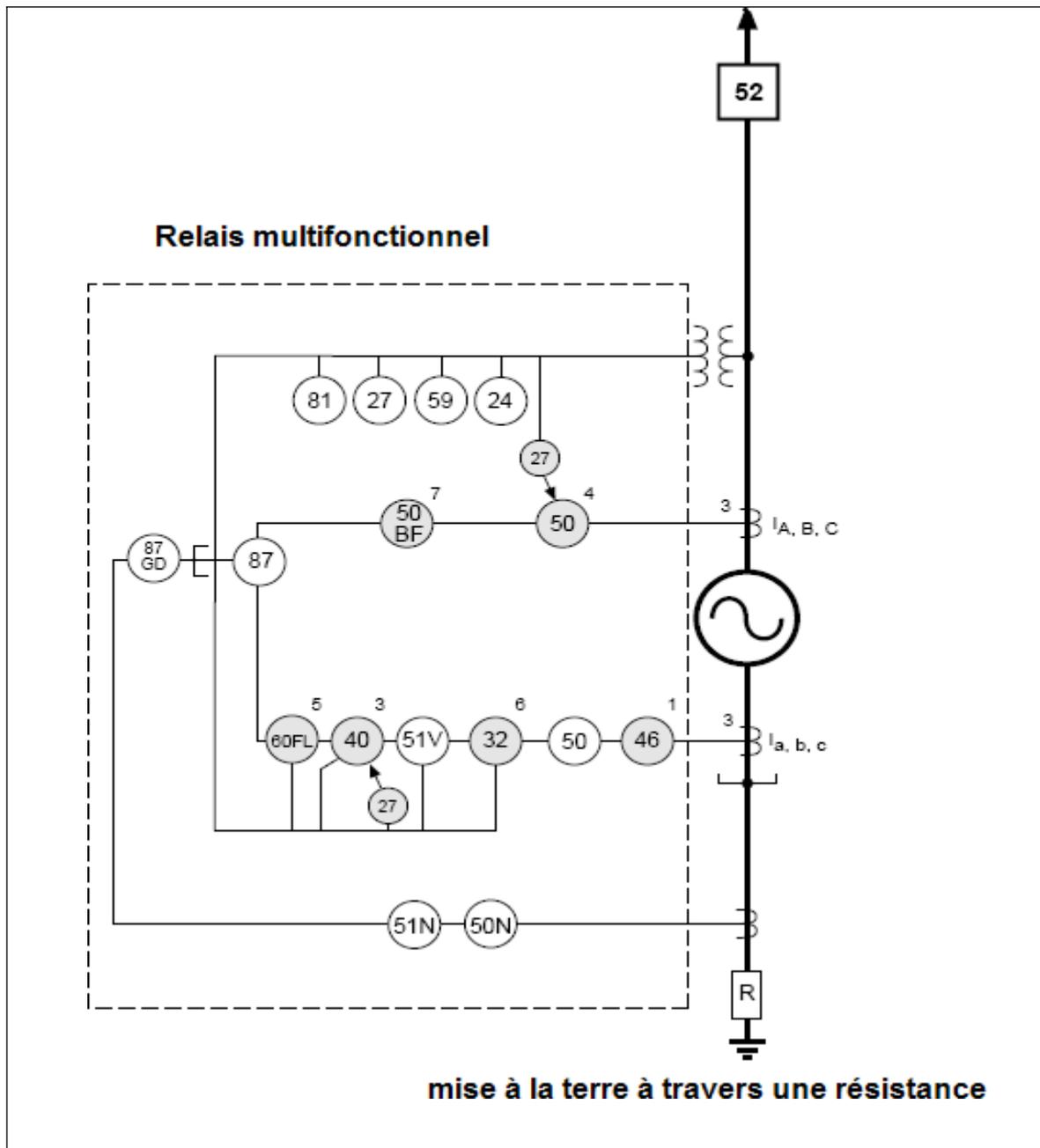


Figure III-13 système générale de protection d'un alternateur

Le principe fondamental de la protection se résume-en :

- Isoler la partie mis au défaut pour minimiser l'influence du reste du système de puissance sur l'élément mis au défaut,
- Minimiser ou prévenir l'endommagement à l'équipement,
- Donner la possibilité d'un retour rapide au service de l'élément touché. Il existe

quatre modes de déclenchements,

- Déclenchement simultané : Ce mode consiste en l'isolation de toute l'unité en ouvrant le disjoncteur alternateur, le disjoncteur de l'excitation et en arrêtant la turbine en fermant les vannes. Ce type de déclenchement convient pour tous les défauts internes.
- Déclenchement disjoncteur alternateur et disjoncteur excitation : un mode qui laisse la turbine tourner dans le cas où l'anomalie pourrait être corrigée rapidement pour permettre une reconnexion de la machine
- Séparation unité : dans ce mode on ouvre uniquement le disjoncteur alternateur ce qui permet un retour rapide du service une fois l'anomalie éliminée.
- Alarme : Certains défauts ne nécessitent pas la mise hors service de l'unité, uniquement une alarme suffira pour l'intervention et la correction de l'anomalie

D'après le schéma représenté :

Les fonctions qui provoquent le déclenchement disjoncteur comme action sont : 21 ,24 ,40 ,46 ,59N ,78 ,81 ,87G .

Les fonction qui provoquent le déclenchement du disjoncteur d'excitation sont :

24,32,40.

Les fonction qui provoquent la fermeture des vannes de la turbine sont :

40,32, 87G , 59N ,87G

Les fonctions qui provoquent seulement un alarm:

49,64f [6]

Conclusion

Dans ce chapitre on a vu les différents protections associés aux défauts d'origine internes et externes de l'alternateur , qui sert en premier lieu à détecter et éliminer la propagation nuisible de ces derniers.

Introduction

Dans cette partie du mémoire on s'intéresse à l'étude du système de protection contre les défauts dans la centrale de production de l'énergie électrique de Jijel. Cette étude est issue d'un stage pratique réalisé dans la centrale sus-citée pendant la réalisation de ce mémoire sous la direction de M. Kessassra Rachid chef de service de production.

IV -1 Présentation de la centrale de production de l'énergie électrique de Jijel**IV -1-1 Historique**

Pour satisfaire la demande en énergie électrique à l'est du pays. SONALGAZ à entreprit pour réaliser un projet de construction d'une centrale thermique pour couvrir le manque d'énergie électrique. Le déroulement des travaux de construction a été lancé en 1984, les études, la fourniture des équipements, les travaux de montage, les travaux de mise au point, et des mise en service et les essais de garantie de l'équipement de l'installation de la centrale font partie du volume des travaux réalisés par la société russe (TECHNOPROMEXPORT).

- Date de mise en vigueur du contrat principale : 18/08/1984
- Date de démarrage en travaux génie civile : 04/1986
- Date de début charpente métallique : 12/1987
- Date d'arriver des équipements : 01/01/1988
- Cout de projet : 3 715 000 000 DA, soit 48% en devise

IV -1-2 La situation géographique

La centrale thermique de Jijel est située à l'Est du pays à 210 km à vol d'oiseau, au bord de la mer méditerranée, elle est implantée à 12 km à l'Est de chef lieu de wilaya à proximité :

- Du port de DJENDJEN
- De l'aéroport FARHAT ABBAS
- De la route nationale 43

Elle s'étend sur une superficie de 36 Hectares. La centrale thermique est composée principalement de 03 turbos alternateurs (turbines à vapeur) d'une puissance unitaire de 210MW.

IV -2-Groupes de production :

Il y a trois groupes, chaque un est constitué des équipements suivants :

- La chaudière (générateur de vapeur).
- La turbine (transmetteur de l'énergie thermique cinétique en énergie mécanique).
- L'alternateur (transmetteur de l'énergie mécanique en énergie électromagnétique).
- Le condenseur (qui ferme le cycle thermodynamique).
- La salle de commande principale (ou salle de contrôle).
- Les auxiliaires généraux (communs pour les trois groupes)

IV-2-1 La chaudière

Données sur la chaudière: Pression maximum permise en amont

- Au gaz : 0,05 MPa
- Au fuel : 3,5 MPa

Écoulement du Gaz : horizontal

Elle est destinée à la production de la vapeur à haute pression et possède les caractéristiques suivantes :

- Pression de sortie de la vapeur surchauffée : 130 bars
- Température de sortie de la vapeur surchauffée : 545 °C
- Pression de sortie de la vapeur resurchauffée : 27 bars
- Température de sortie de la vapeur resurchauffée : 545 °C
- Pression de sortie de la vapeur saturée : 13 bars (sortie ballon)
- Température de sortie de la vapeur saturée : 380°C
- Température d'entrée chaudière (eau alimentaire) : 240°C

Pour arriver au stade de vapeur sèche afin d'actionner la turbine. L'eau passe par plusieurs étapes ou elle subit différentes traitements.

IV -2-2 La turbine

On appelle turbomachine, toute machine dans laquelle un fluide échange de l'énergie avec une ou plusieurs roues (ou rotor) munies d'aubes (ou ailettes) et tournant autour d'un axe mécaniques. Une turbine à vapeur est une turbomachine motrice dont le rôle est de

transformer l'énergie thermique cinétique en énergie mécanique par l'intermédiaire de la vapeur d'eau.

Cette turbine type k-215-130-2 est destinée à l'entraînement directe de l'alternateur monté sur une fondation commune avec la turbine, c'est groupe à une seule ligne d'arbre à trois cylindres. Le corps haute pression (CHP) portant 12 étages, le corps moyenne pression (CMP) portant 11 étages, le corps basse pression (CBP) à deux courants chaque courant est constitué de 4 étages

IV -2-3 L'alternateur

Comme toutes machines tournantes, la machine synchrone est constituée de deux parties essentielles la partie statorique et rotorique. Ces deux parties regroupent des

Organes électriques tel que par exemples les conducteurs, des organes magnétiques ou circuits magnétiques, et finalement des organes mécaniques tel que par exemple les ventilateurs, l'arbre avec le rotor et les flasques.

- **Le stator** : étant l'induit qui est généralement fixe ce choix est fait pour des raisons techniques où il est difficile de recueillir des tensions élevées aux bornes d'un alternateur qui tourne, donc il est délicat de faire tourner un ensemble de circuits de courants élevés.
- **Le rotor** : représente l'inducteur, c'est la partie tournante de l'alternateur il est alimenté par un courant continue (DC), c'est lui qui crée un champ magnétique tournant dans l'entrefer.

Information sur l'alternateur

| | |
|----------------------------|------------------------------|
| - Constructeur | T.P.E : (Type : TTB-200 MT3) |
| - Puissance de sortie | 210 MW |
| - Facteur de puissance | 0,85 |
| - Taux de court circuit | 0,52 |
| - Tension nominale | 15,75 kV |
| - Année de mise en service | 1992/1993/1994 |

IV -2-4 Le condenseur

Il constitue la source froide où la vapeur revient à son état premier: liquide. Le condenseur

est formé de milliers de tubes de petit diamètre dans lesquels circule l'eau de refroidissement. Il est refroidi par l'eau de la mer. La vapeur passe à l'extérieur de ces tubes et se transforme en eau par condensation. L'eau récupérée est envoyée dans la chaudière à une pression de 175 bars par des pompes pour un nouveau cycle.

IV -2-5 La salle de commande principale

Pour commander et contrôler le fonctionnement des équipements relatifs aux trois groupes, la Centrale dispose d'une salle de contrôle située dans le bâtiment de commande.

Le service maintenance est doté d'un logiciel GMAO pour la gestion des travaux, des pièces de rechange et des coûts de maintenance. Il existe également un autre logiciel GEIDE qui permet la gestion de la documentation Quant au logiciel SAP, il est utilisé actuellement pour la gestion comptable et le contrôle gestion; il a la faculté d'englober toutes les activités de gestion.



Figure IV-1 salle de commande centrale de production Achouat

IV -2-6 Les auxiliaires

Sont les installations suivantes :

- Station de dessalement : production de l'eau dessalée.
- Station de déminéralisation : production de l'eau pure.
- Station de production H₂ : production de l'hydrogène pour l'alternateur par l'hydrolyse de l'eau distillé.
- Station d'air comprimé : pour le nettoyage du circuit de refroidissement et de commande.
- Poste de détente de gaz : fourniture de combustible principal.
- Station de stockage de fioul : combustible de réserve.

- Station du diesel : alimentation des équipements de secours en cas du Black out.
- Station d'électro-chloration : production de l'hypochlorite pour le circuit eau de la mer.

IV -3 Eléments de protection dans la centrale de production d'électricité de Jijel

La figure IV -2 montre le système de protection d'alternateur et transformateurs de la centrale, le système est constitué de 12 panneaux dont chaque panneau assure des fonctions bien précise, on s'intéresse dans cette étude au panneau 1, 6, 7, 8 et 12 qui assure la protection de l'alternateur



Figure IV -2 : système de surveillance d'alternateur et transformateurs

Les éléments du panneau de surveillance montré sur la figure (IV-3) sont schématisé sur la figure suivante

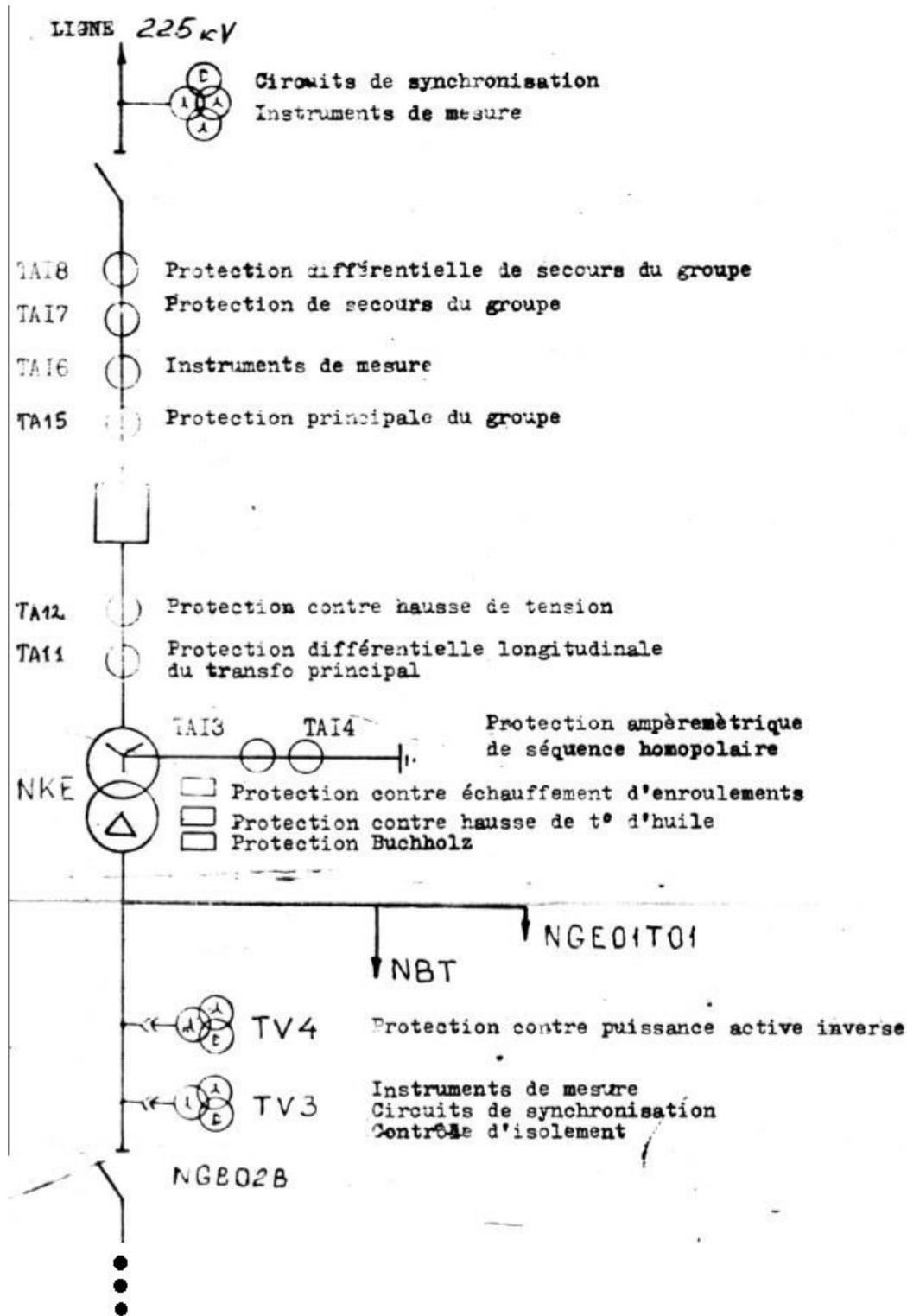


Figure IV -3 Surveillance de l'alternateur et des transformateurs

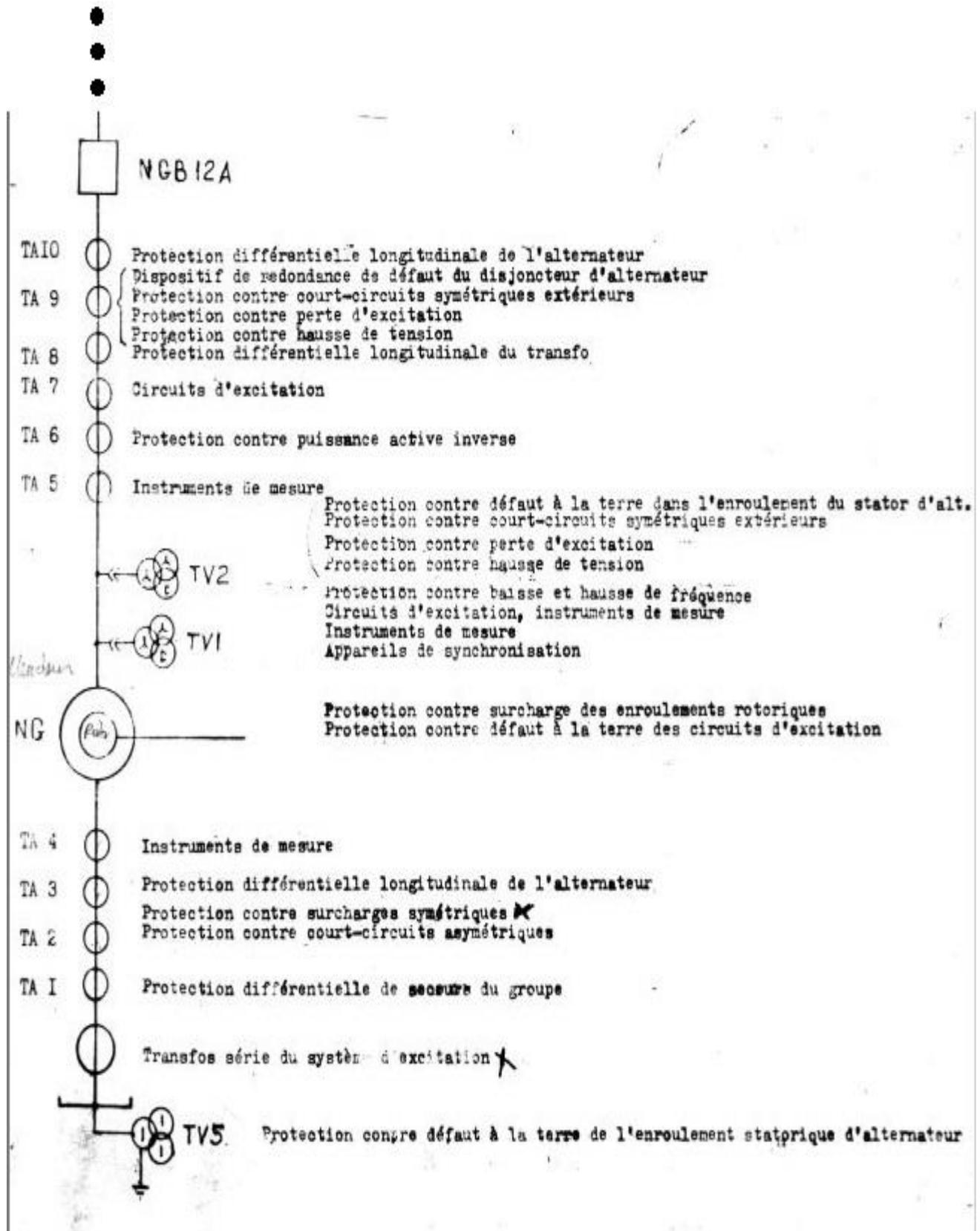


Figure IV -3 suite- Surveillance de l'alternateur et des transformateurs

IV -4- présentation des fonctions de protection de l'alternateur

Les fonctions de protection assurées par les panneaux de protection d'alternateur dont le principe de fonctionnement et d'actionnement de presque tous ces derniers est décrit précédemment dans le chapitre III sont classés dans le tableau suivant :

Tableau 4 : relais de protection affiliés à chaque protection de l'alternateur

| Protection | Symbole du relais |
|--|------------------------|
| Protection contre la puissance active inverse | Kh36 |
| Protection contre la baisse de la fréquence | Kh37, Kh25, Kh26, Kh2 |
| protection contre la hausse de la fréquence | Kh14 |
| protection contre hausse de tension stator | Kh19 |
| protection contre perte d'excitation | Kh34 |
| Protection contre surcharge rotor | Kh38, kh21, KH20, kh46 |
| Protection contre les défauts à la terre du circuit d'excitation | Kh39 |
| Protection contre la surcharge du stator d'alternateur | Kh28, Kh29 |
| Protection contre les défauts à la terre de l'enroulement statorique | Kh17 |
| Protection Buchholz, élément de signalisation | Kh23 |
| Protection contre les défauts entre phase (protection différentiel longitudinal) | Kh16 |

IV -4-1 Protection différentiel longitudinal d'alternateur

Cette protection intervient en cas de court-circuit entre les phases de l'enroulement statorique, Elle est également sensible aux doubles courts-circuits dont l'un est situé au niveau de l'alternateur

La protection utilise le relais différentiel de courant KH16, cette protection est principale, son actionnement est instantané sans temporisation

IV -4-2 Protection contre les défauts a la terre de l'enroulement statorique

cette protection sert a relever les défauts a la terre de l'enroulement statorique d'alternateur , la protection utilise le relais KH17 branchè sur les transformateurs de tension TV5 et TV2 de l'alternateur transformateurs de tension TV5 et TV2 de l'alternateur

l'action de la protection est retardée de 0 ,5 s

IV -4-3 Protection contre la perte d'excitation

cette protection met l'alternateur et le réseau a l'abri du régime asynchrone de qui peut avoir lieu en cas de perte d'excitation

la perte d'excitation et détectée grâce a un jeu de relais de résistance branché sur les transformateurs de courant TA9 et le transformateur de tension tv2

en cas de coupure du circuit de tension du relais de résistance, une alarme respective est envoyé a la salle de commande

la protection contre le régime du asynchrone de l'alternateur fait déclencher ou délester l'alternateur en puissance active en fonction de la position du commutateur SX14

IV -4-4 Protection contre la surtension du stator d'alternateur

Cette protection prévient une hausse de tension d'alternateur et de transformateur et du groupe au-dessus de la tolérance (120% la valeur nominale)

La protection utilise un relais de tension TV2 des bornes de phase de l'alternateur. Le contrôle du régime de fonctionnement du groupe utilise les relais de courant triphasé Kh19 inséré dans les circuits des transformateur TA9 des bornes des bornes de phase de l'alternateur et des relais de courant triphasé TA12.

La protection provoque la désexcitation instantanée d'alternateur et d'excitatrice, et la désexcitation retardé de 3S en cas de délestage.

IV -4-5 Protection du rotor contre les surcharges

Cette protection évite au rotor d'alternateur les surcharge de courant d'excitation provoquées par des régimes anormaux du réseaux de distribution

La protection utilise les relais Kh20, 21,38 et 64 branché sur le circuit d'excitation par l'intermédiaire du transformateur de courant, la protection comprend

- Organe de signalisation
- Organe intégrale

IV -4-6 Protection contre la surcharge du stator

Cette protection provient de l'échauffement excessif de l'enroulement statorique d'alternateur lorsque le courant qui y circule dépasse la valeur nominale.

La protection est réalisée autour du relais de courant KH39 inséré dans le circuit d'une des phases du transformateur de courant TA2 des bornes du neutre de l'alternateur

Lorsque le courant statorique dépasse 120% de la valeur nominale , une alarme est envoyé avec une temporisation de 6S ; le déclenchement suivi d'arrêt de la turbine , avec une temporisation de 600s

IV -4-7 Protection contre les défauts a la terre du circuit d'excitation

Cette protection assure a travers le relais Kh39 le contrôle d'isolement entre les circuits d'excitation et la terre , lorsque la valeur d'isolement des circuits d'excitation descend au dessous de $4k\Omega$ une alarme est envoyée en salle de commande

IV -4-8 Protection contre la puissance active inverse

La protection sert a contrôler la fermeture étanches des soupapes d'arrêt de la turbine et l'absence de circulation de vapeur a travers ces soupapes

Cette protection est réalisé autour du relais K36 branché sur le transformateur de courant de courant TA6 des bornes de phases de l'alternateur et sur le transformateur de tension TV4.

La protection déclenche une alarme et autorise la protection préventives d'ouvrir le disjoncteur 15,75 KV et de désexcite l'alternateur et l'excitatrice

IV -4-9 Protection contre la hausse et la baisse de fréquence Cette protection possède quatre seilles de baisse de fréquence et un seille de hausse de fréquence, chaque seuil utilise

l'un des relais branché sur le transformateur de tension TV2 des bornes de phase d'alternateur (voire III-2-2-6)

L'actionnement et le raccordement de ces protections est représentées sur la figure dans l'Annexe A (principale protection d'alternateur)

IV -5 proposition d'un système plus avantageux

Face aux inconvénients du système de protection actuel qui sont :

- le manque de surveillance en ligne
- Manque d'analyse du défaut
- Manque d'une communication à distance
- Faible sensibilité aux défauts
- Vitesse d'actionnement des relais de protection qui sont relativement lents.

Par conséquent, il est favorable d'accéder les nouvelles technologies des systèmes de protection numérique qui offre les avantages suivants:

- un affichage et un clavier qui permet a l'utilisateur d'entrer les valeurs de réglage, d'afficher les valeurs actuelles, de consulter l'information sur les défauts et d'accéder au donné stocké
- Impression de tous événements et rapports de défauts automatiquement au moment ou l'événement ou le défaut se produise
- Communication au système à travers un ordinateur compatible

Après prise d'information sur les systèmes actuel de protection des alternateurs, la nouvelle technologie de 'SEL' peut être associé a remplacer notre système inconvénient

La protection SEL-700G couvre toute fonction décrite précédemment avec le surplus d'avantage mentionné.

En plus de la conception technologique de ce modèle qui assure des performances avantageux au système précédent, il assure un surplus de protection contre différents

Conclusion

Dans ce chapitre on a vue le système de protection de la centrale de production de l'énergie électrique de Jijel 'Achouat ' , de façon a connaitre ces différents éléments et son plan principale de raccordement et d'actionnement ainsi qu'une proposition plus avantageuse d'après les inconvénient résumé durant le stage pratique a cette industrie.

Conclusion générale

Dans ce travail nous avons abordé la protection contre les défauts dans le turbo-alternateur. Ces défauts rendent le système défaillant et interrompent sa continuité de service. Cette étude consiste à l'association des dispositifs nécessaires à l'élimination des défauts formant éventuellement un système de protection qui garantit la délivrance de l'énergie électrique à l'utilisateur sans interruption.

Dans la première partie, nous avons présenté le turbo alternateur, ses éléments et son principe de fonctionnement.

Dans la deuxième partie et après une présentation des différents éléments d'un système de protection, nous avons procédé à une étude générale d'un des protections associées au défaut de l'alternateur.

Ce travail a été soutenu par une expérience pratique réalisée lors d'un stage à la centrale de production de l'énergie électrique de Jijel. Pendant ce stage nous avons consulté de près toute la chaîne de protection des turbo-alternateurs de la centrale. Malgré la fiabilité du système de protection actuel de la centrale basé sur des techniques analogiques anciennes, nous avons constaté la nécessité d'introduire des techniques numériques plus rapides et plus efficaces.

Référence bibliographique

- [1] Machine synchrone FORMATION CONTINUE – TECHNICIENS SUPERIEURS – INGENIEURS ELECTROTECHNICIENS
- [2] Manuel d'installation , d'utilisation et de maintenance
- [3] Machine synchrone triphasée © Fabrice Sincère ; version 3.0.4 cours en ligne
- [4] <https://www.maxicours.com/soutien-scolaire/electrotechnique/bac-pro/132570.html>
- [5] <http://www.techniquassistance.com/alternateur-turbo-alternateur 503079>
- [6] Karakache Mohamed, «contribution a l'analyse de la surete de fonctionnement du système de protection d'un turbo-alternateur», Magister en Génie Electrique , 2008
- [7] <http://electronique1.blogspot.com/2011/02/couplage-dun-alternateur-sur-le-reseau.html>
- [8] <http://thesis.univ-biskra.dz/1873/3/chapitre%2001.pdf>
- [9] « the art and science of protective relaying », Edition C.Russell Mason
- [10] Bendenidina attia « modélisation et simulation d'un relais numérique a plusieurs fonction sous Matlab-simulink pour la protection des ligne de transport contre les court-circuit » , Magister en électrotechnique
- [11] <http://www.ljk.imag.fr/membres/Olivier.Gaudoin/FIMA/TerminologieMaintenance.pdf>

[12] https://elearn.univ-ouargla.dz/2013_2014/courses/SURETEDEFONCTIONNEME/document/Cours/cours1.pdf?cidReq=SURETEDEFONCTIONNEME

[13] https://perso.esiee.fr/~alanit/cours_diagnostic/diagnostic/diagnostic.pdf

[14] Bernard guigue, “protection électrique des alternateurs et moteurs “technique de l’ingénieur, D3775

[15] Document technique central de production de l’énergie électrique de Jijel 1989

[16] <https://www.electrical4u.com/generator-protection/>

[17] Les cahiers technique de MICROENER, Cahier N°10 « protection des générateurs électrique »

[18] <https://www.manualslib.com/manual/1201552/Siemens7sr210.html?page=28#manual>