

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI-OUZOU



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

Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'Obtention du Diplôme d'Ingénieur d'Etat en
Electrotechnique
Option : Réseaux Electriques

Thème

Etude des protections des alternateurs de la
centrale thermique de Bab Ezzouar

Sujet Proposé par :

M. L. KHARFALLAH
Ingénieur chef de la centrale électrique de Bab Ezzouar
SONELGAZ

Encadré par :

M. H. BESSAI
M. L. KHARFALLAH

Étudié par :

M. LAKROUZ Messaoud
M. LEHAD Farid

Introduction

Chapitre I : Présentation la centrale de Bab Ezzouar

1. Présentation de l'entreprise	1
2. Présentation de la centrale de Bab Ezzouar	1
3. fonctionnement d'un groupe de la centrale	1
3.1. Démarrage d'un groupe	3
3.2. Présentation des différents blocs constituant un groupe	4
4. Les transformateurs	12
5. Le groupe diesel de secours	12

Chapitre II : Fonctionnement d'un alternateur de centrale électrique

1. Introduction	13
2. Principe de fonctionnement	13
2.1. Constitution d'une machine synchrone	13
2.2. Les deux types de machines synchrones	13
2.3. Fonctionnement des alternateurs	15
2.4. Fonctionnement synchrone	15
2.5. Diagramme de phaseur en régime établi	16
2.6. Fonctionnement en moteur	18
2.7. Limites de fonctionnement de l'alternateur	19
3. Synchronisation avec le réseau	20
4. Réaction d'induit	21
5. La stabilité de l'alternateur	21

Chapitre III : Défauts, calcul de court circuit et dispositif de protection

1. Différentes perturbations touchant les réseaux électriques	24
2. Calcul des courants de court circuit	27
2.1. Schéma simplifié d'un réseau en court circuit	27
2.2. Calcul selon la norme CEI60909	28
3. Le dispositif de protection	35
3.1. Les réducteurs de mesure	35
3.2. Les relais	38
3.3. Les disjoncteurs	39
3.4. Les sectionneurs	40
3.5. La sélectivité	40
3.6. Fonction de protection	43

Chapitre IV : Les protections des alternateurs

1. Introduction	46
2. Type de défaut et protections associées	46
2.1. Surcharges	46
2.2. Déséquilibre	46

2.3. Défaut interne entre phase	46
2.4. Court circuit externe entre phases	47
2.5. Défaut interne entre phases et masse	47
2.6. Perte d'excitation	47
2.7. Perte de synchronisme	48
2.8. Fonctionnement en moteur	48
2.9. Variation de tension et de fréquence	48
2.10. Mise sous tension accidentelle	49
3. Les différentes protections de l'alternateur	50
3.1. Protection contre les défauts internes au générateur	50
3.1.1. Court circuit entre phases	50
3.1.2. Protection contre le déséquilibre	52
3.1.3. Défaut masse stator	53
3.1.4. Défaut masse rotor	56
3.1.5. Perte d'excitation	56
3.1.6. Protection contre la perte de synchronisme	57
3.1.7. Variation de tension	57
3.1.8. Variation de fréquence	58
3.2. Défaut de l'alimentation	58
3.2.1. Court circuit externe	58
3.2.2. Protection contre la mise sous tension accidentelle	60
3.3. Défaut lié à la machine d'entraînement	60
3.3.1. Surcharge	60
3.3.2. Fonctionnement en moteur	62
3.3.3. Variation de vitesse	62

Chapitre V : Protection des alternateurs de la centrale de Bab Ezzouar

1. Introduction	63
2. Présentation d'une tranche de production	63
2.1. Caractéristiques des alternateurs et transformateurs	64
3. Diagramme de performance de l'alternateur	64
4. Calcul des courants de court circuit	66
5. Dimensionnement des appareils de protection	69
5.1. Dimensionnement des disjoncteurs	69
5.2. Dimensionnement des sectionneurs	70
5.3. Dimensionnement des réducteurs de mesure	70
6. Réglages et actions des relais de protection alternateur	77
7. Conclusion sur les protections des alternateurs de la centrale de Bab Ezzouar	77
8. Amélioration technologique du système de protection d'un alternateur	78
9. Schéma simplifié des protections alternateur nécessaires	79

Conclusion générale

Remerciements

Au terme de ce modeste travail, nous tenons à exprimer nos vifs remerciements et notre gratitude, tout d'abord à notre promoteur M. BESSAI Hamza pour son encadrement, sa rigueur et ses précieux conseils durant la réalisation de ce projet.

Nos remerciements s'adressent aussi à M. KHARFALLAH, pour son aide et ses précieux conseils.

On remercie également les membres de jury qui ont bien voulu juger ce travail.

On remercie aussi tout le personnel de la centrale de Bab Ezzouar pour leur aide et tout ceux qui ont contribué de loin ou de près à l'élaboration de ce mémoire.

Introduction

Introduction

Les alternateurs de production électrique peuvent, comme tous les appareils industriels, être affectés de défauts de fonctionnement. Ces défauts les rendent en général inaptes à plus ou moins long terme, à assurer leur service, et perturbent le fonctionnement d'autres matériels. Les défauts, ainsi que les conditions anormales de fonctionnement, doivent donc être détectés le plus rapidement possible et provoquer la déconnexion électrique entre la machine et le réseau auquel elle est raccordée.

Le rôle des relais de protections électriques est de détecter les différents défauts possibles, et d'élaborer les actions nécessaires de signalisation et d'ouverture du dispositif de coupure, qui peut être un disjoncteur de groupe (reliant la machine au réseau) ou un disjoncteur de champ (disjoncteur d'excitatrice). Toutefois leur action sur les disjoncteurs doit être sélective et dans la plupart des cas temporisée pour permettre une protection intelligente et plus sûre.

Notre travail se divise en cinq chapitres, dans le premier on fera une présentation de la centrale de Bab Ezzouar et une description du fonctionnement de l'un des quatre groupes de cette centrale. Puis dans les trois autres chapitres, nous parlerons du fonctionnement d'un alternateur dans une centrale électrique, des différents types de défauts dans les réseaux, du calcul de court circuit et des dispositifs de protection, puis nous allons distinguer les défauts sur l'alternateur, soit d'origine interne à la machine, soit externe, et définir les protections associées à chaque type de défaut.

Au dernier chapitre, qui est une application sur les protections des alternateurs de la centrale de Bab Ezzouar, nous allons réaliser un diagramme de performance pour l'alternateur, faire un calcul de courants de court circuit et dimensionner les disjoncteurs, sectionneurs et les réducteurs de mesure reliés aux différentes protections de l'alternateur.

Et pour finir, nous allons tenter de répondre aux questions suivantes :

- Les protections de l'alternateur de la centrale, sont elles suffisantes ?
- Ne faut-il pas changer ou ajouter des protections ?
- La technologie des relais de protection existants au sein de la centrale, est elle d'actualité ou faut il changer de technologie pour une meilleure protection?
-

Chapitre I

Présentation de la centrale de Bab Ezzouar

1. Présentation de l'entreprise

La société nationale de l'électricité et du gaz par abréviation SONELGAZ a été créée le 28 juillet 1969 suite à la dissolution de l'entreprise de l'électricité et du gaz algérien EGA.

L'entreprise gardait son statut juridique d'entreprise publique économique jusqu'au 14 décembre 1991 devenant à partir de cette date à une entreprise publique à caractère industriel (EPIC SONELGAZ).

Sonelgaz est l'opérateur historique dans le domaine de la fourniture des énergies électrique et gazière en Algérie. Ses missions principales sont la production, le transport et la distribution de l'électricité ainsi que le transport et la distribution du gaz par canalisations.

Elle est aujourd'hui, érigée en Groupe industriel composé de 31 filiales et 9 sociétés en participation. Elle emploie plus de 56 500 travailleurs.

La capacité de production d'électricité de Sonelgaz était de 8501 MW en 2008, mais celle-ci est appelée à augmenter de pas moins de 50% après la mise en service des centrales : de Larbaa (Blida), Alger port, Oran, Msila, Relizane, Batna et Annaba, prévu pour l'année en cours.

2. Présentation de la centrale de BAB EZZOUAR

La centrale de Bab Ezzouar est une centrale thermique turbine à gaz, elle est située à 15 Km à l'est d'Alger. Elle occupe une superficie totale d'environ 21000 m² dont 5000 m² sont réservés aux machines et annexe.

Elle a été mise en service le mois d'avril 1978 par le constructeur C.E.M (Compagnie Electromécanique de France) par visas du constructeur de l'équipement A.B.B (Asia Brown Boveri), elle comprend quatre groupes turbines à gaz identiques, elle est de type 9D2 Brown Boveri dont la puissance unitaire est de 27 MW (un total de 108 MW).

3. fonctionnement d'un groupe de la centrale

La centrale thermique fonctionne en transformant l'énergie calorifique en énergie mécanique et l'énergie mécanique en énergie électrique. Cette transformation s'effectue grâce au groupe (turbine, alternateur, compresseur, brûleur).

Un groupe de production est constitué d'un ensemble d'organes ou systèmes qui peuvent être divisés comme suit :

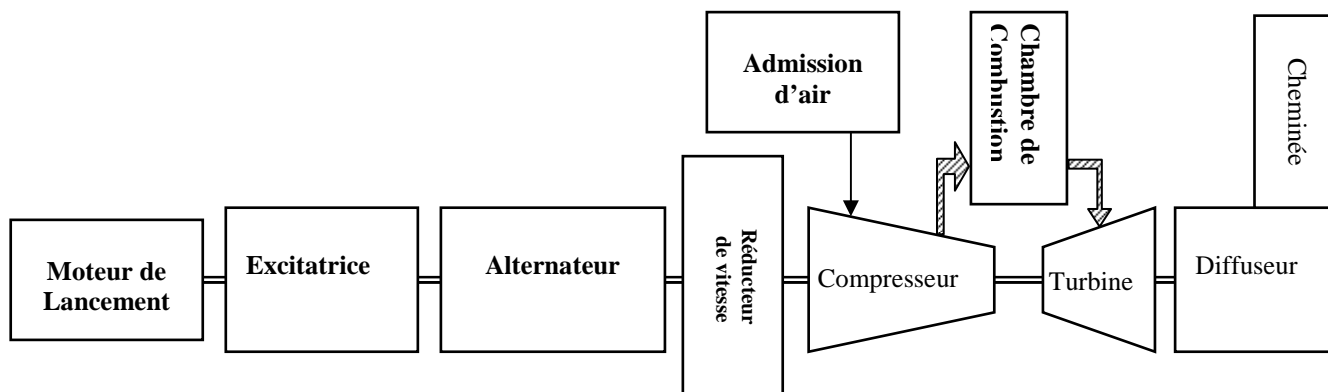


Figure I.1 : schéma simplifié des principaux organes constituant un groupe de production
Groupe Turbo-Alternateur 9D2

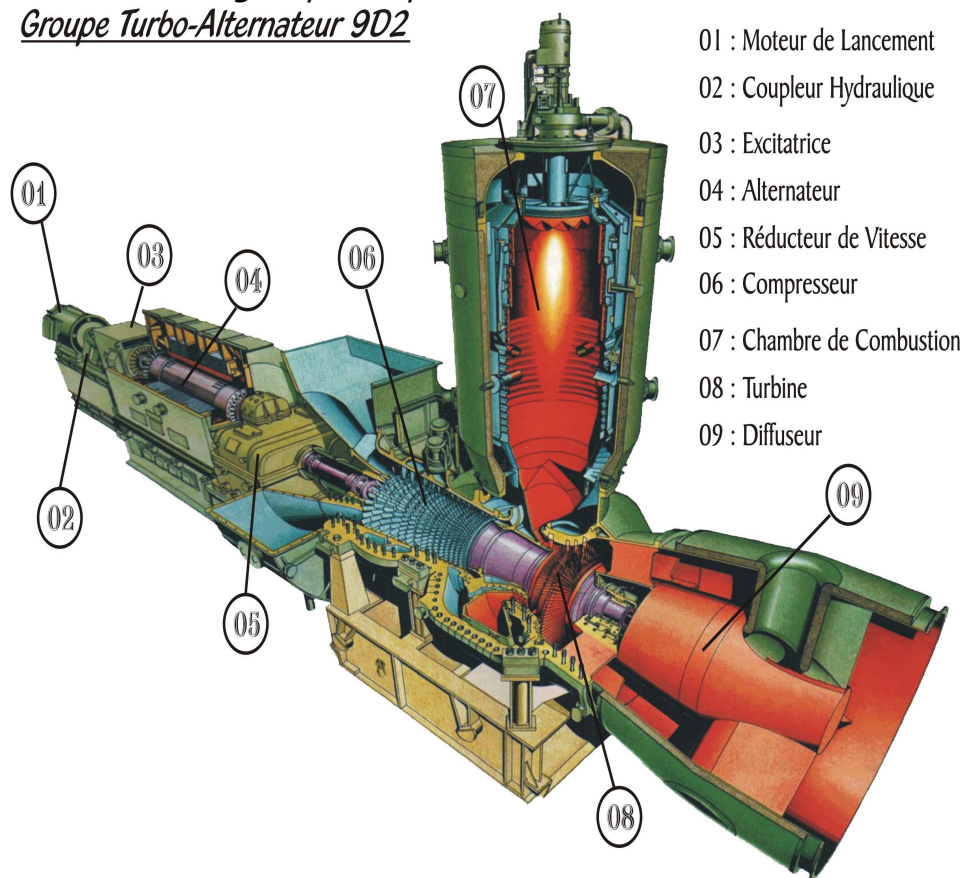


Figure I.2. Groupe turboalternateur de type 9D2



Figure I.3 : Groupe turbo-alternateur de la centrale de Bab Ezzouar

3.1. Démarrage d'un groupe

On alimente le moteur de lancement à partir du réseau à travers un transformateur auxiliaire.

Le couple moteur est transmis à la ligne d'arbre par l'intermédiaire du coupleur hydraulique.

Le compresseur axial comportant des ailettes, aspire l'air ambiant à travers le caisson de filtration et le comprime jusqu'à 8 bars.

L'air comprimé est admis dans la chambre de combustion par une conduite. En plus de servir au mélange gazeux de combustion, une partie de cet air va servir au refroidissement de l'arbre de la turbine et les briques métalliques de la chambre, ainsi que pour centrer la flamme.

A la sortie de la chambre, les gaz chauds ayant atteint la température d'environ 850°C, se détendent dans la turbine produisant l'énergie mécanique nécessaire pour la mise en rotation de l'arbre. Ces gaz s'échappent vers la cheminée par un diffuseur axial pour être rejetés à l'extérieur.

La mise au régime de la turbine est assurée d'une part, par sa propre accélération et d'autre part par le moteur de lancement. Ce n'est qu'après que la vitesse ait atteint l'ordre de 2000tr/mn, que la turbine assure la rotation seule, la vitesse augmente progressivement et proportionnellement au débit du combustible.

La vitesse synchrone de la ligne turbocompresseur est de 4473tr/mn environ. L'alternateur reçoit le mouvement de rotation de la turbine et tourne à une vitesse réduite de 3000tr/mn et cela grâce à un réducteur de vitesse monté sur la plaque de base commune entre l'arbre alternateur et l'arbre turbocompresseur.

Le rotor de l'alternateur étant excité, c'est à partir de là qu'il débite l'énergie reçue par rotation en énergie électrique sous une tension de 11,5kV sur le réseau national et cela via le transformateur principal de puissance 11,5kV / 63kV

Remarques

En marche normale, à vitesse constante, le débit du compresseur est pratiquement constant, la puissance produite est déterminée par le débit du combustible : plus celui-ci augmente, plus la température de gaz à l'entrée de la turbine s'élève.

Après l'arrêt du groupe, il y a lieu de mettre le vireur en marche. Cette opération permet un refroidissement de l'arbre d'une façon régulière en évitant son fléchissement.

Pour la phase de démarrage et après l'arrêt du groupe, l'arbre de la turbine est soulevé sur des paliers par l'huile à une pression élevée grâce à une pompe de soulèvement prévue à cet usage, ce qui élimine tout contact métallique et réduit la puissance absorbée pour le démarrage ou le virage.

En absence du réseau, la centrale est équipée d'un groupe électrogène diesel prévu pour fournir la puissance électrique nécessaire durant la phase de démarrage (moteur de lancement + auxiliaires).

3.2. Présentation des différents blocs constituant le groupe

3.2.1. Bloc de lancement

Ce bloc se compose d'un moteur de lancement et d'un coupleur hydraulique

3.2.1.1. Moteur de lancement

Le moteur de lancement est le premier responsable du lancement du groupe. Son rôle est de permettre le lancement de l'arbre turbine compresseur progressivement et ceci jusqu'à ce que la turbine aura un couple d'entraînement suffisant pour son propre fonctionnement soit environ 2000tr/min.

Note: le moteur de lancement démarre à vide.

Caractéristiques du moteur de lancement :

- Type : Asynchrone à cage d'écureuil
- Puissance : 600KW
- Tension nominal : 380V
- Courant nominal : 1072 A
- Fréquence : 50 Hz
- Facteur de puissance : 0.9
- Vitesse: 3000tr/min.
- En charge : 2950 tr/min

3.2.1.2. Coupleur hydraulique

Dés que le moteur de lancement atteint la vitesse de 2948 tr/mn le coupleur est rempli d'huile par une pompe, le couple mécanique est ainsi transmis à l'arbre turbine compresseur.

Dés que la turbine aura atteint la vitesse lui permettant d'avoir son propre couple et la possibilité de tourner seule, le coupleur est vidé de son huile isolante ainsi le moteur de lancement de l'arbre.

3.2.2. Bloc alternateur et système d'excitation

Chaque centrale électrique possède au minimum un alternateur qui assure la production de l'énergie électrique qui sera transportée vers multiples usages sous forme de tension et de courant alternatif triphasé.

Dans la centrale de BAB EZZOUAR on trouve quatre (04) alternateurs.

3.2.2.1. L'alternateur

L'alternateur est accouplé au bloc thermique par l'intermédiaire d'un réducteur de vitesse, il reçoit l'énergie mécanique de la ligne d'arbre du turbocompresseur et la transforme en majorité en énergie électrique.

L'alternateur de la centrale BZC est un alternateur à pôles lisses dont les caractéristiques sont :

Puissance apparente nominale	37MVA
Facteur de puissance	0,8
Tension nominale.....	11,5kV
Courant nominal.....	1858A
Fréquence nominale.....	50Hz
Vitesse nominale.....	3000trs/min
Couplage.....	Y
Tension d'excitation.....	210V
Courant d'excitation.....	760A

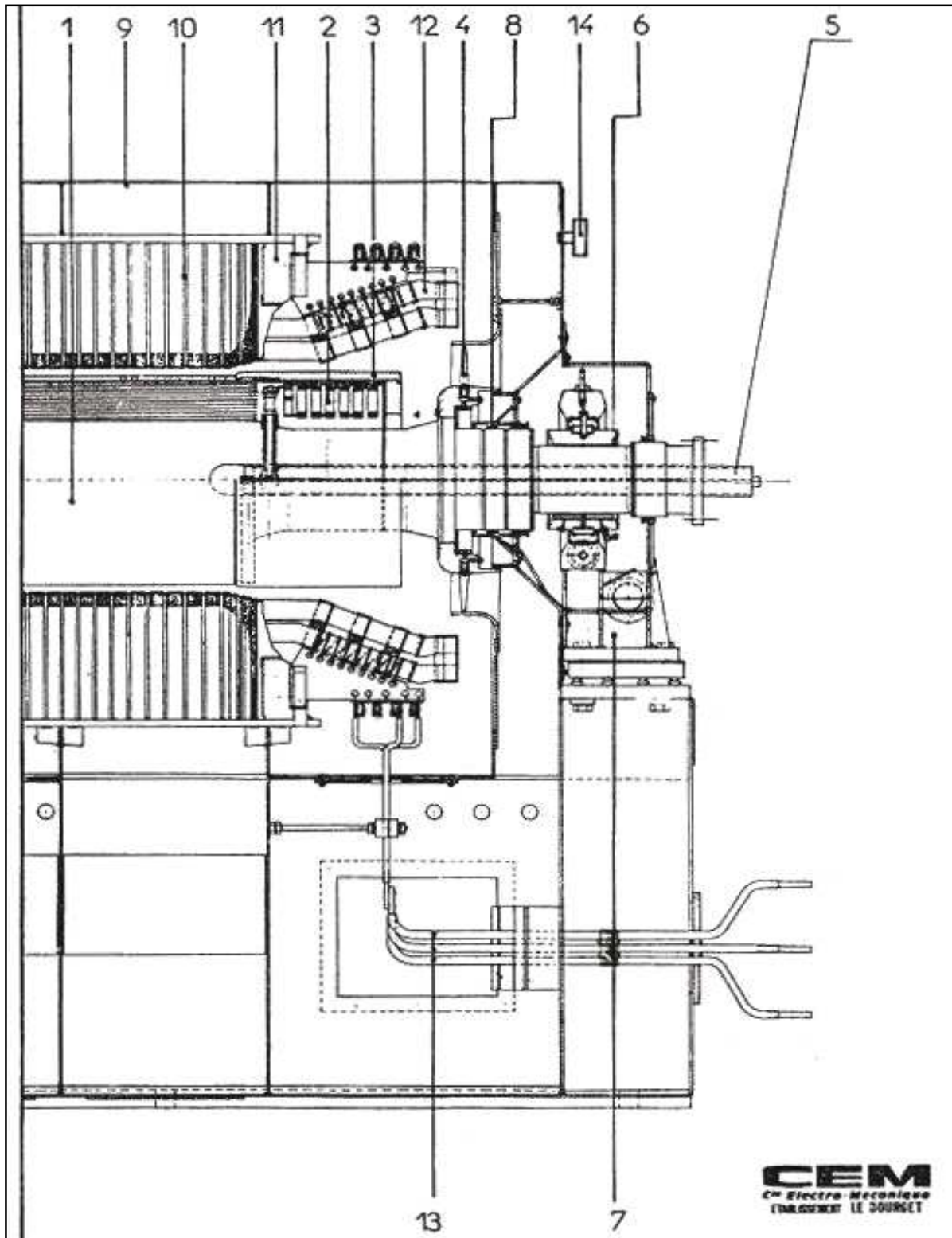


Schéma en coupe d'un alternateur de la centrale

Nomenclature du schéma de l'alternateur

Numéro	Désignation
01	Rotor
02	Bobinage rotor
03	Capot rotor
04	Ventilateur axial
05	Alimentation du bobinage rotor
06	Palier
07	Chaise palier
08	Déflexeur d'huile
09	Carcasse
10	Empilage de tôles
11	Plaque de pressage
12	Tête de bobine stator
13	Bornes
14	Filtre de compensation des fuites d'air

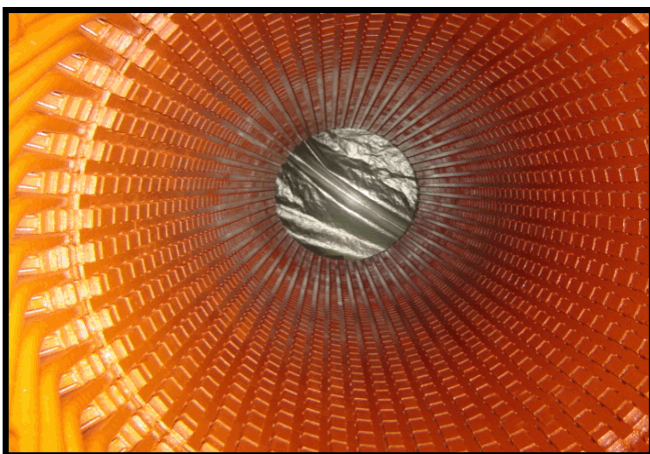


Figure I.4 : Stator d'un alternateur de la centrale de Bab Ezzouar



Figure I.5 : Rotor à pôle lisse d'un alternateur de la centrale de Bab Ezzouar

3.2.2.2. Système d'excitation

L'excitation de l'alternateur est réalisée par un système à diodes tournantes au bout de l'excitatrice principale et une excitatrice auxiliaire solidaire à l'arbre de l'alternateur principale.

Le système d'excitation est donc composé de deux excitatrices qui sont :

➤ **Excitatrice pilote**

Elle est prévue pour rendre la fonction d'excitation entièrement indépendante des autres circuits électriques. Celle-ci est entraînée par l'arbre principal, elle a un rotor à pôles saillants en aimant permanent et produit à son stator l'énergie nécessaire à l'alimentation de l'excitatrice principale.

Sa tension est redressée par un pont de thyristors, ce qui permet le réglage de l'excitation de l'alternateur.

➤ **Excitatrice principale**

L'excitatrice principale est du type sans balais, elle est excitée à son tour sur son stator par l'excitatrice pilote qui génère un courant alternatif à son rotor qui est redressé par des diodes tournantes. Ce courant sera réglé à travers un régulateur de tension pour exciter à son tour l'alternateur.

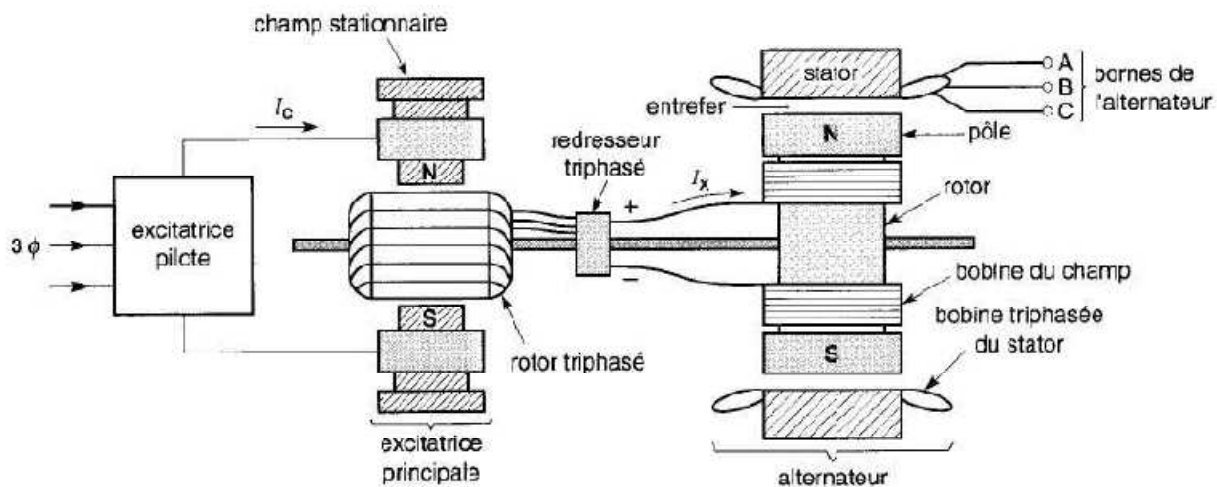


Figure I.6 : Système d'excitation de l'alternateur

Caractéristiques

Type	WBT 74/208-30A2S
Puissance	160 KW
Tension	210 V
Intensité	760 A
Vitesse	3000 tr/min

3.2.3. Bloc réducteur de vitesse et vireur

3.2.3.1. Réducteur de vitesse

Le réducteur de vitesse est constitué pour accoupler rigidement l'arbre de la turbine à l'arbre de l'alternateur par deux roues à engrenages hélicoïdales appelés « pignons », son rapport est de 4773/3000 tr/mn.

3.2.3.2. Vireur

Lors de l'arrêt du groupe et durant toute la période de refroidissement, l'arbre est entraîné par un système (moto vireur) afin d'éviter son fléchissement.

Il est de type : *Machine à courant continu*

125V

1.6 KW

3.2.4. Bloc thermique

3.2.4.1. Système d'admission d'air

La gaine d'aspiration d'air est conçue de telle manière à permettre l'aspiration d'un débit d'air constant cependant lors du démarrage de la turbine à gaz ou le besoin d'air est moins important qu'en marche régulière des soupapes anti-pompage ont été installées afin de permettre l'échappement de l'excès d'air.



Figure I.7 : Système d'admission d'aire de la centrale de Bab Ezzouar

3.2.4.2. Le compresseur

Le rôle du compresseur est d'augmenter la pression de l'air aspiré en diminuant le volume qu'il occupe.

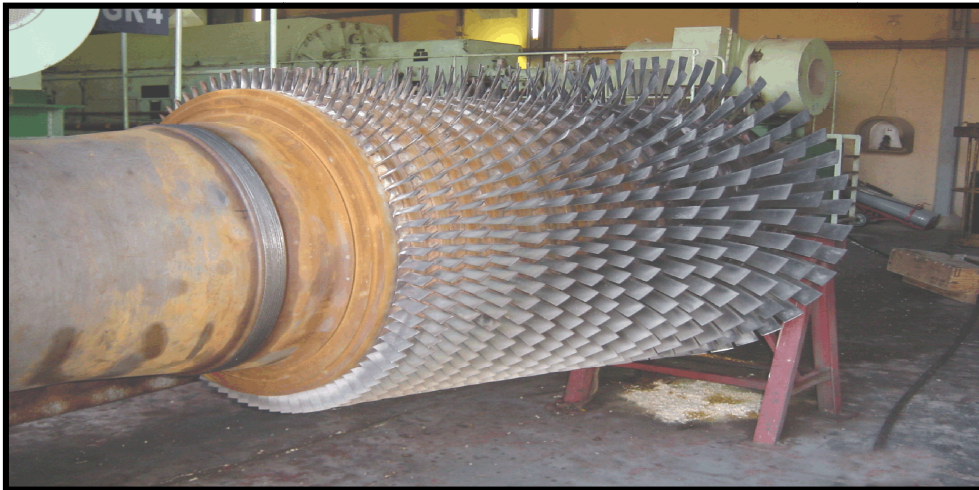


Figure I.8 : Compresseur de la centrale de Bab Ezzouar

3.2.4.3. Chambre de combustion

La chambre de combustion est prévue pour brûler du gaz ou du combustible liquide (fuel), elle est montée verticalement sur la bride d'admission turbine.

Elle est construite en tôle d'acier, et a pour rôle d'ajouter de la chaleur au flux d'air.

Elle a pour caractéristiques :

Nombre de brûleur de combustion :	un brûleur
Température de la flamme :	1800C°
Température de l'enveloppe :	400C°
Température des briques métalliques :	800C°

3.2.4.4. La turbine

Les gaz chauds entrent dans la turbine par bâti spéciale et sont repartis sur toute la périphérie de la première grille d'aubes fixes. Ils se détendent dans la turbine en produisant l'énergie mécanique nécessaire à la mise en rotation de la ligne d'arbre. Les étages d'ailettes exposées aux hautes températures sont refroidis par une partie de l'air provenant du compresseur.

Ses caractéristiques sont :

<i>Turbine</i>	
Type	9D2
Ailettes	A réaction
Sens d'écoulement des gaz	Axial
Nombres d'étages fixes et mobiles	4
Vitesse de rotation	4473 tr/min
Débit des gaz d'échappement	152 Kg /s
Température des gaz d'échappement	550°C
Température à l'admission turbine	850°C

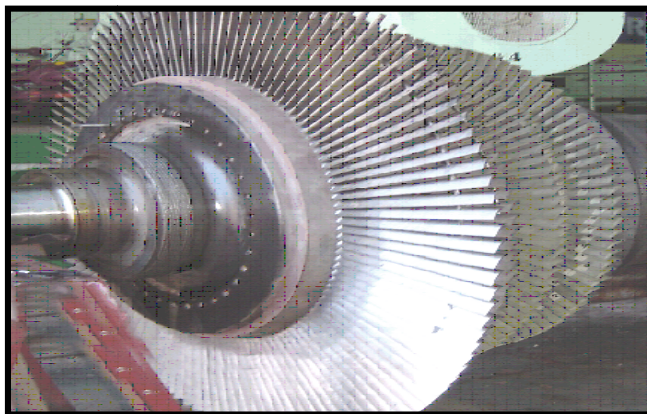


Figure I.9 : Turbine de la centrale de Bab Ezzouar

3.2.5. Bloc d'échappement

Les gaz d'échappement sont conduits après la turbine axialement dans le diffuseur qui est formé d'un cône double comprenant des trous permettant l'accès au dernier palier du bloc thermique. Des déflecteurs placés dans la partie inférieure de la cheminée dirigent ces gaz vers le haut à travers des silencieux résistant aux hautes températures.

4. Les transformateurs

On trouve aux seins de la centrale quatre transformateurs éleveurs (11.5kV/63kV) et quatre autres abaisseurs appelés transformateurs auxiliaires, assurant l'alimentation du circuit électrique interne de la centrale.

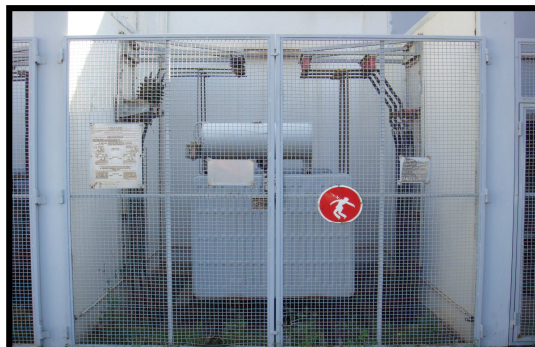


Figure I.10: Transformateur 11.5/63kV Figure I.11: Transformateur 11.5kV/400V

5. Groupe diesel de secours

La centrale de Bab Ezzouar dispose d'un groupe électrogène, destiné à alimenter le tableau des auxiliaires lorsque le jeu de barre alimentant ceux-ci n'est plus sous tension (Black out...), et permet ainsi le démarrage d'une tranche de production.

Le groupe démarre automatiquement après la perte du réseau.

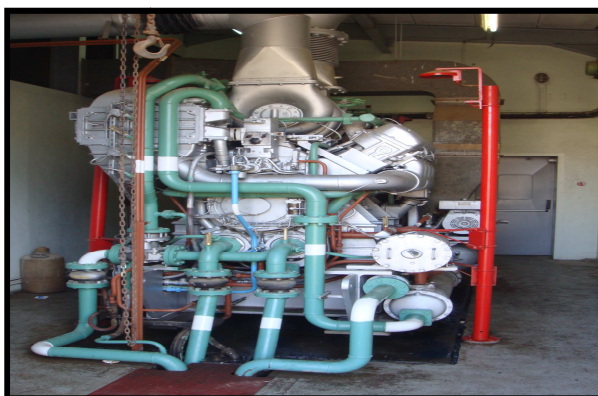


Figure I.12 : Groupe diesel de secours, de la centrale de Bab Ezzouar

Chapitre II

Fonctionnement d'un alternateur de centrale électrique

1. Introduction

La majeure partie de l'énergie électrique est produite à l'heure actuelle par les machines synchrones des centrales thermiques et hydrauliques. Les machines synchrones jouent un rôle important: ce sont elles qui imposent la fréquence du système et elles permettent de produire et absorber de la puissance réactive, nécessaire à la régulation des tensions.

2. Principe de fonctionnement

2.1. Constitution d'une machine synchrone

La machine synchrone est constituée d'un :

- Stator : Il se compose d'un noyau feuilleté ayant la forme d'un cylindre vide, doté d'un ensemble de trois enroulements triphasés logés dans des encoches, ces enroulements décalés de 120° les uns par rapport aux autres.
L'ensemble des trois enroulements est toujours connecté en étoile avec un accès sur le point neutre pour permettre sa mise à la terre.
- Rotor : il s'agit d'un électroaimant, doté d'un enroulement d'excitation qui en régime établi est parcouru par un courant continu, cet électroaimant produit dans l'entrefer de la machine un champ magnétique fixe par rapport au rotor.
Il peut aussi s'agir d'un aimant permanent sans enroulement d'excitation.
- En plus de l'enroulement à courant continu dans le rotor, on installe une cage d'écurieuil dans la face des pôles. En régime permanent, cet enroulement ne porte aucun courant, car le rotor tourne à la vitesse synchrone. Lorsque la charge de l'alternateur change brusquement, il en résulte une oscillation mécanique du rotor de part et d'autre de la vitesse synchrone et un courant induit se met à circuler transitoirement dans la cage. Ce courant réagit avec le champ et amortit les oscillations du rotor ; pour cette raison, cette cage d'écurieuil est appelée enroulement amortisseur.

2.2. Les deux types de machines synchrones [3]

Les machines synchrones ont toutes un stator portant des enroulements triphasés, comme indiqué précédemment. Notons que ce stator est constitué par un empilement de tôles (réalisé dans un matériau à haute perméabilité magnétique) de manière à réduire le plus possible l'effet des courants de Foucault.

En revanche, on distingue deux types de machines synchrones, en fonction de la structure du rotor :

2.2.1. Machine à rotor lisse

Le rotor est constitué d'un cylindre en acier forgé, de forme allongée dont le diamètre est relativement petit par rapport à la longueur, afin de réduire les contraintes mécaniques liées à la force centrifuge. Les conducteurs de l'enroulement d'excitation sont logés dans des encoches creusées longitudinalement dans le rotor, comme la montre *la figure II.1.*

Ces machines, appelées également turboalternateur, sont généralement entraînées par des turbines à vapeur ou à gaz qui généralement fonctionnent à des vitesses très élevées. Ces machines synchrones possèdent une, ou au plus, deux paires de pôles.

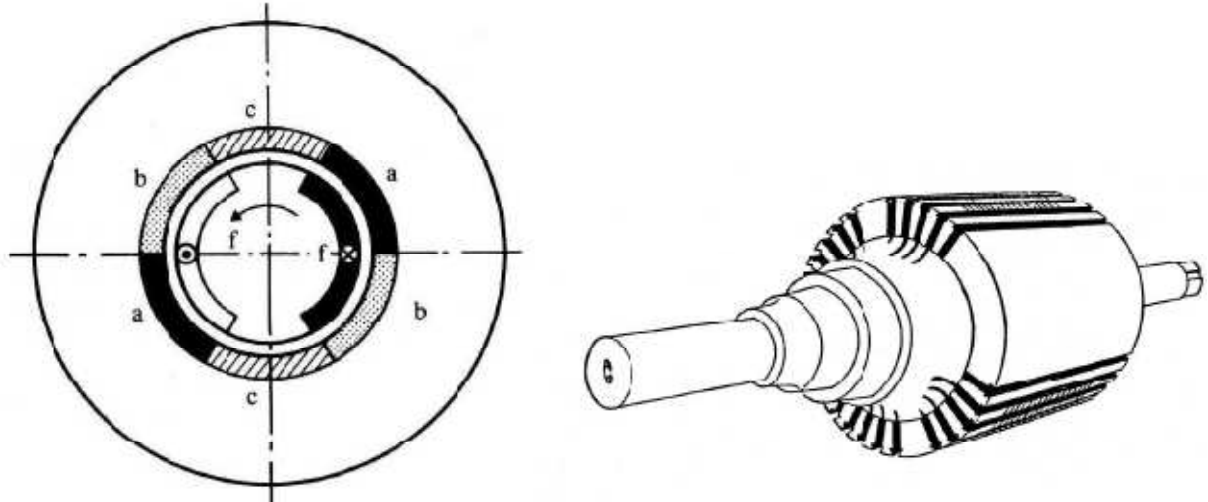


Figure II.1 : Machine à rotor lisse ($p=1$)

2.2.2. Machine à pôles saillants

Ces machines sont généralement entraînées par des turbines hydrauliques tournant à des vitesses relativement faibles. Les machines synchrones qu'elles entraînent doivent donc comporter un nombre de paires de pôles beaucoup plus élevé (au moins quatre en pratique), c'est pourquoi il est plus indiqué de les placer en "excroissance" comme représenté sur la *figure II.2*. L'entrefer d'une telle machine n'est pas d'épaisseur constante. Comparé à celui d'un turboalternateur de même puissance, le rotor à pôles saillants a un diamètre nettement plus élevé (forces centrifuges plus faible) et une longueur nettement plus courte.

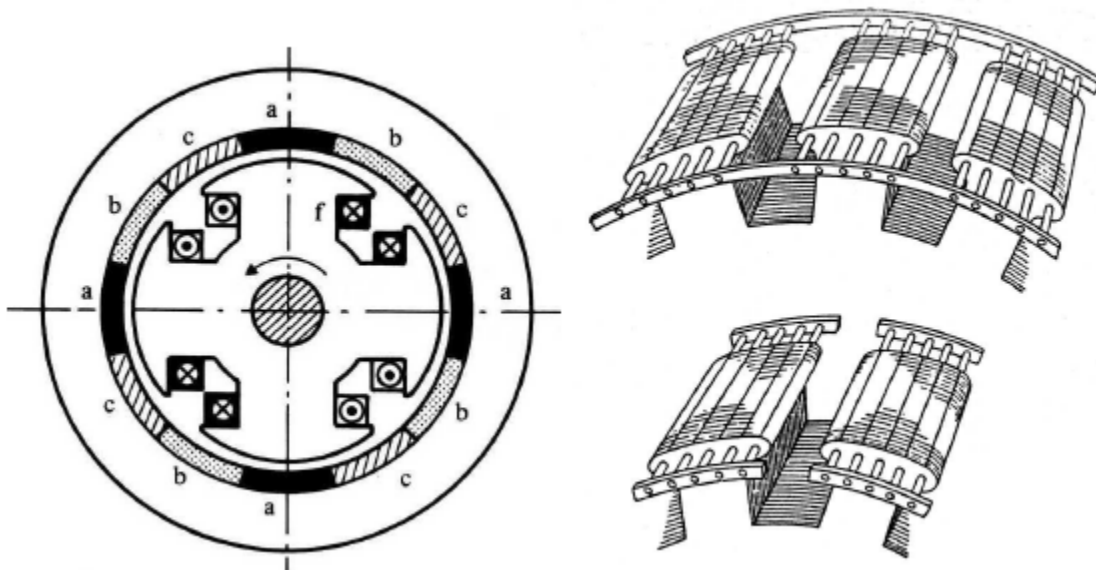


Figure II.2 : machine synchrone à pôles saillants.

2.3. Fonctionnement des alternateurs

Avec les alternateurs le champ magnétique est placé sur la partie rotative (le rotor) de la machine à électroaimant doté d'un enroulement d'excitation.

Si on fait tourner le rotor à l'aide d'une force motrice extérieur, les lignes de flux produites par les pôles inducteurs balayent les trois enroulements du stator et induisent dans ceux-ci des tensions triphasées.

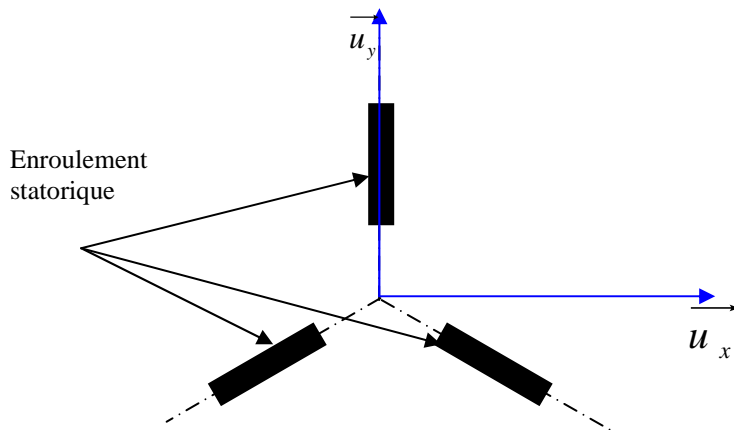
2.4. Fonctionnement synchrone [1]

Si nous partons du principe que deux champs magnétiques sont créés dans l'entrefer, l'un établi dans le rotor par le circuit d'excitation, et l'autre établi par la circulation du courant dans l'enroulement triphasé du stator.

Le fonctionnement synchrone peut être alors décrit plus clairement par l'équation du couple électromagnétique engendré par l'interaction des deux champs magnétiques.

Considérons le rotor en rotation à la vitesse ω_R

La pulsation du courant dans les enroulements du stator est $w = p\omega_s$ (où ω_s est la vitesse champ tournant)



Le champ tournant est donné par l'équation suivante :

$$\vec{B} = \frac{3}{2} B_0 \left[-\sin(\omega_s t + \delta) \vec{u}_x + \cos(\omega_s t + \delta) \vec{u}_y \right]$$

δ : Angle entre le champ tournant et le moment magnétique \vec{M}

Le moment magnétique \vec{M} établi dans le rotor est donné par la relation :

$$\vec{M} = M_0 \cos(\omega_R t) \vec{u}_x + M_0 \sin(\omega_R t) \vec{u}_y$$

Or le couple électromagnétique est donné par $\vec{\Gamma} = \vec{M} \wedge \vec{B}$

D'où :

$$\vec{\Gamma} = \frac{3}{2} B_0 M_0 \left[-\cos(\Omega t) \sin(\omega_s t + \delta) + \sin(\Omega t) \cos(\omega_s t + \delta) \right] \vec{u}_z = \frac{3M_0 B_0}{2} \sin((\omega_s - \omega_R)t + \delta)$$

On constate que le couple électromagnétique n'a de valeur moyenne non nulle que si $\omega_R = \omega_s$

D'où le fonctionnement synchrone de la machine.

Le couple est alors dépendant uniquement de l'angle δ qu'on appelle l'angle de charge qui correspond aussi à l'angle entre les deux champs magnétiques.

Le signe de l'angle δ permet de définir le mode de fonctionnement de la machine, en effet si δ est positif il s'agit d'un couple moteur (fonctionnement moteur). S'il est négatif il s'agit d'un couple résistant (fonctionnement génératrice).

Ce couple électromagnétique appelé également couple de rappel est responsable de la conversion d'énergie mécanique en énergie électrique et inversement.

Si les deux champs magnétiques sont parfaitement alignés et ne forment donc aucun angle entre eux, aucune force n'est produite donc aucune énergie n'est transférée. C'est l'état de marche à vide.

Dans le cas d'un alternateur entraîné par une turbine à vapeur ou à gaz, si on augmente le débit de vapeur ou gaz, on augmente le couple mécanique, les deux champs s'écartent l'un de l'autre et par conséquent l'angle de charge augmente, la force s'opposant à la rotation augmente et la puissance de sortie de l'alternateur augmente aussi, mais le rotor continu a tourner à sa vitesse de synchronisme.

Si maintenant on augmente la force de l'un des deux champs magnétiques, la force entre les deux champs repousse le rotor vers sa position de marche à vide, l'angle de charge diminue et la puissance de sortie de l'alternateur reste constante.

Finalement, deux éléments peuvent subir des changements pendant le fonctionnement de la machine synchrone (alternateur), la vanne régulatrice (contrôle débit vapeur ou gaz) et la force du champ du rotor. Ces changements ont une influence sur l'angle de charge.

Si l'excitation est augmentée, l'angle de charge diminue, mais la puissance de sortie reste constante. Si le flux de vapeur ou gaz est augmenté, l'angle de charge augmente et la puissance de sortie augmente également.

2.5. Diagramme de phaseur en régime établi [2]

Le comportement de l'alternateur peut être décrit par un circuit équivalent simplifié d'une phase en considérant qu'il débite sur un réseau infini de tension \bar{V} , avec X_d la réactance des enroulements et R la résistance de ces enroulements (qu'on négligera).

Considérons sur la *figure II.5.a*.

$$\bar{E} = E \angle \delta$$

$$\bar{V} = V \angle 0^\circ$$

$$\bar{I} = \frac{\bar{E} - \bar{V}}{jX_d}$$

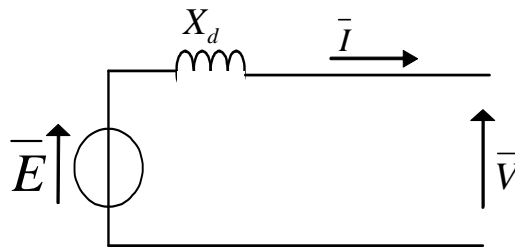


Figure II.5.a : circuit équivalent simplifié d'un enroulement d'une phase (résistance négligée).

$$\bar{E} = jX_d \bar{I} + \bar{V}$$

$$\bar{S} = \bar{V} \bar{I}^*$$

On obtient :

$$\bar{S} = \frac{VE}{X_d} \sin \delta + j \left[\frac{VE}{X_d} \cos \delta - \frac{V^2}{X_d} \right].$$

Donc :

$$P = \frac{VE}{X_d} \sin \delta$$

$$Q = \frac{VE}{X_d} \cos \delta - \frac{V^2}{X_d}$$

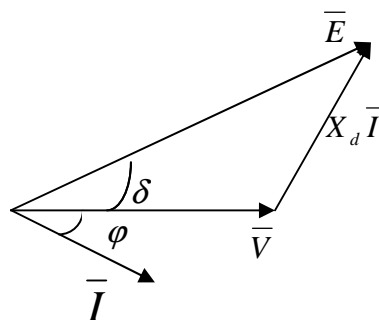


Figure II.5.b : diagramme de phaseur d'un alternateur en charge.

2.5.1. Influence de l'excitation sur le point de fonctionnement à puissance constante

Si à puissance constante, on agit sur le courant d'excitation, l'extrémité du vecteur E_v se déplace sur une droite horizontale. On peut de cette façon régler la puissance réactive échangée avec le réseau comme illustré sur la figure II.6.

En 1, la machine fournit de la puissance réactive au réseau.

En 2, il n'y a pas d'échange de puissance réactive.

En 3, la machine consomme de la puissance réactive.

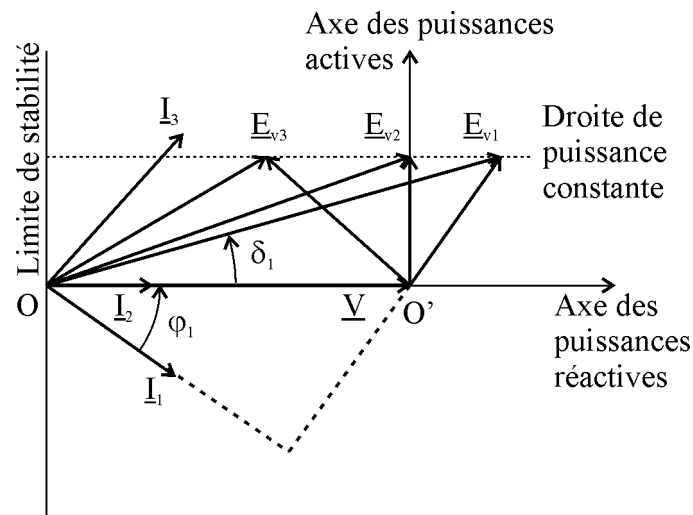


Figure II.6 : Influence du courant d'excitation

2.5.2. Influence de la puissance sur le point de fonctionnement à excitation constante

A courant d'excitation constant, l'extrémité du vecteur E_v se déplace sur un cercle lorsque la puissance fournie par la turbine augmente.

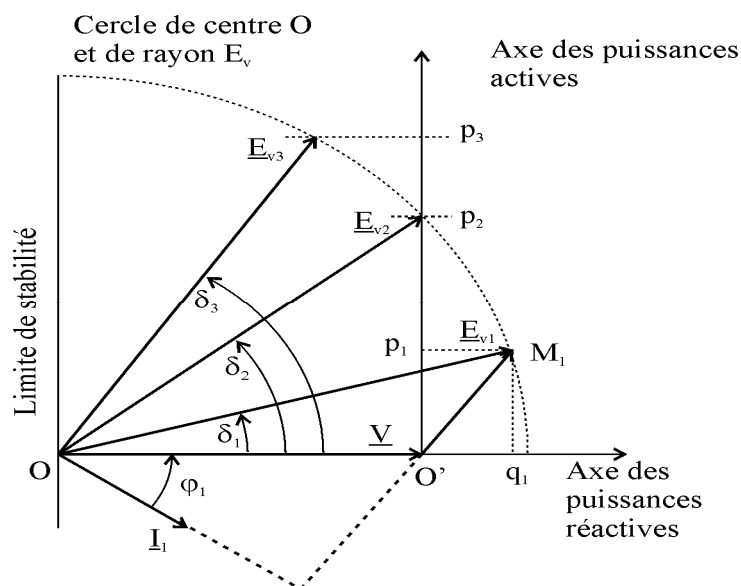


Figure II.7 : Influence de la puissance fournie par la turbine

2.6. Fonctionnement en moteur

Si les vannes régulatrices sont fermées et laissent entrer moins d'énergie que nécessaire pour compenser les pertes dues à la friction, le rotor a tendance à ralentir. Les champs magnétiques se désalignent et une force est produite pour pousser le rotor dans le sens de la rotation. L'alternateur fonctionne à ce moment comme un moteur synchrone. Ce fonctionnement peut être ou ne pas être imposé à un alternateur, mais doit toujours se faire en un temps très court au risque de provoquer des dégâts.

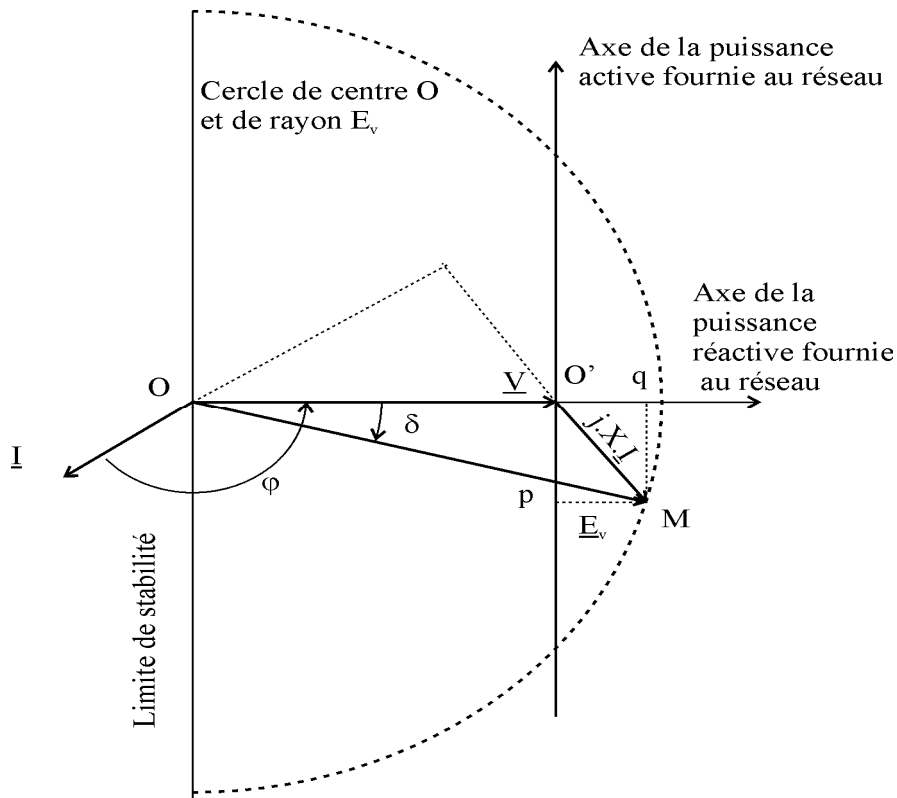


Figure II.9 : Diagramme vectoriel fonctionnement en moteur

2.7. Limites de fonctionnement de l'alternateur

2.7.1. Rupture de synchronisme

Il existe une valeur du couple de rappel (couple électromagnétique) que le couple mécanique ne doit pas dépasser au risque de perdre l'équilibre de fonctionnement, car ce couple mécanique va pousser le rotor à tourner à une vitesse supérieure à la vitesse de synchronisme.

Cette limite de couple électromagnétique correspond à un angle de charge

$\delta = \frac{\pi}{2}$ et à une puissance de sortie maximale permise par les champs magnétiques.

Après une application d'un très fort couple mécanique le rotor cherche à prendre un tour de plus et le couple électromagnétique devient très important (plusieurs millions de newton), ce qui fait subir à la machine une très forte contrainte qui risque de la détruire avant même que le rotor n'accélère. C'est ce qu'on appelle **le glissement de pôle**.

2.7.2. Echauffement au stator et rotor

Les enroulements du stator et du rotor ne doivent pas être parcourus par des courants supérieurs au courant nominal de chaque enroulement, au risque de causer un échauffement et par conséquent une détérioration des isolants.

2.7.3. Diagramme des puissances de l'alternateur

Sur le diagramme des tensions, on peut placer les limites de fonctionnement qui sont :

- La stabilité statique. Cette limite correspond à un angle interne de $\pi/2$. C'est donc une droite verticale sur le diagramme des tensions.
- Le courant d'induit maximal. Cette limite correspond à l'échauffement maximum de l'induit et est donnée par un cercle de centre O' et de rayon $X \cdot I_{\max}$.
- Le courant inducteur maximal. Cette limite correspond à l'échauffement maximum de l'inducteur et est donnée par un cercle de centre O et de rayon $E_v \max$.
- La puissance mécanique maximale représentée sur le diagramme des tensions par une droite horizontale.

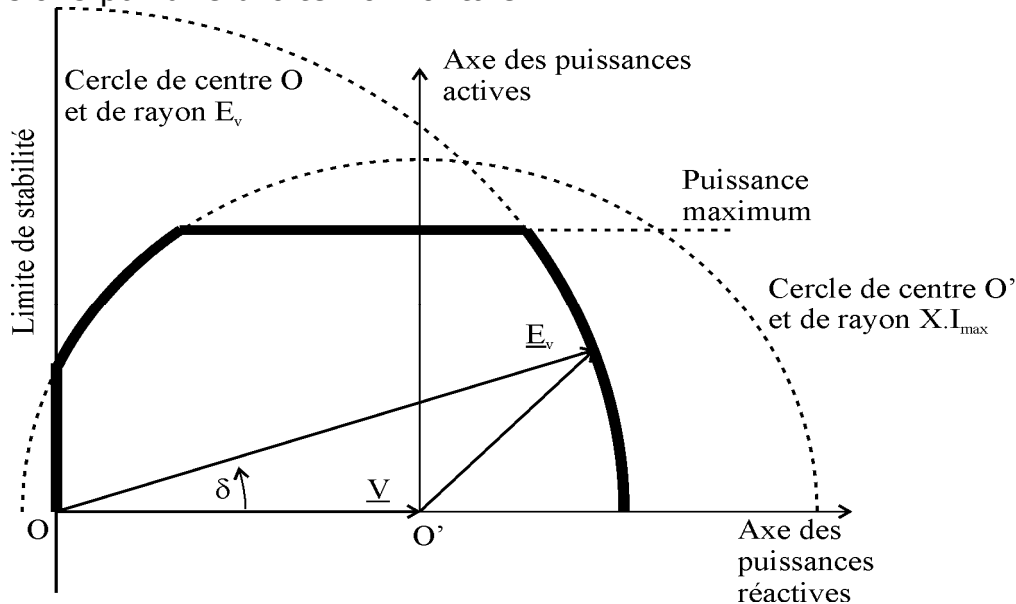


Figure II.10: Diagramme de performance de l'alternateur

3. Synchronisation avec le réseau

Pour synchroniser l'alternateur avec le réseau de distribution électrique, quatre conditions doivent être satisfaites :

3.1. Ordre des phases

L'ordre (de rotation) des trois phases de l'alternateur doit être le même que celui des trois phases du réseau électrique.

3.2. Amplitude de la tension

L'amplitude de la tension sinusoïdale produite par l'alternateur doit être égale à celle de la tension sinusoïdale du réseau électrique.

3.3. Fréquence

La fréquence de la tension sinusoïdale produite par l'alternateur doit être égale à celle de la tension sinusoïdale du réseau électrique.

3.4. Angle de phase

L'angle de phase entre la tension produite par l'alternateur et la tension du réseau électrique doit être égal à 0.

4. Réaction d'induit

Le courant débité par le stator pour une charge, circule à travers les enroulements du stator et génère un champ magnétique tournant. Ce dernier s'ajoute au champ créé par le rotor. Il en résulte un champ magnétique différent qui dépend du courant de la charge. L'interaction entre les deux champs magnétiques est appelée réaction d'induit qui se caractérise par trois éléments qui sont :

4.1. Élément actif

Si la charge en MW augmente sans que la tension d'excitation n'augmente, l'angle de charge augmente, ce qui risque de provoquer un glissement de pôle.

Par conséquent, si la charge augmente, la tension d'excitation doit être augmentée.

4.2. Élément de retard réactif

Le courant en retard de la tension au stator produit un flux qui s'oppose directement au flux du champ magnétique. Comme la tension induite est proportionnelle au flux, la tension de sortie de l'alternateur diminue. Pour maintenir la tension nominale, le champ du rotor doit être augmenté et l'alternateur devient surexcité.

4.3. Élément d'avance réactif

Le courant en avance de la tension au stator produit un flux qui assiste directement le flux du champ magnétique. Comme la tension induite est proportionnelle au flux, la tension de sortie de l'alternateur augmente. Pour maintenir la tension nominale, le champ du rotor doit être diminué et l'alternateur devient sous excité.

5. la stabilité de l'alternateur [1]

Parmi les facteurs qui donnent le bon fonctionnement d'un système électro-énergétique est la stabilité et en particulier la stabilité transitoire.

5.1. Stabilité statique

Un réseau électrique de transmission d'énergie est dit en régime de stabilité statique si, à la suite d'une perturbation de faible amplitude, il atteint un état de régime permanent identique au régime initial ou très voisin de celui-ci.

5.2. Stabilité transitoire

Un réseau électrique de transmission d'énergie est dit en stabilité transitoire relative à un cycle de perturbations de grande amplitude si, à la suite de ce cycle de perturbations il se trouve en état de régime de marche synchrone.

Un état de régime synchrone est défini par la constante des angles rotorique (δ_i) par rapport à un référentiel tournant à la vitesse de synchronisme.

Si nous traçons le rapport entre la puissance de sortie d'un alternateur et l'avance de cet alternateur sur le réseau électrique (angle de charge), nous obtenons une courbe sinusoïdale. Ce type de courbe permet de définir les caractéristiques de transfert de puissance des alternateurs (*figure II.11*).

L'équation de transfert de puissance est donnée par la formule suivante :

$$P = \frac{EV}{X} \sin \delta_i$$

P=la puissance transmise.

E = Force électromotrice de l'alternateur (rotor).

V = Tension du réseau de puissance infinie (stator).

δ_i = angle interne (déphasage entre E et V).

X= la réactance entre le rotor et le point de tension V.

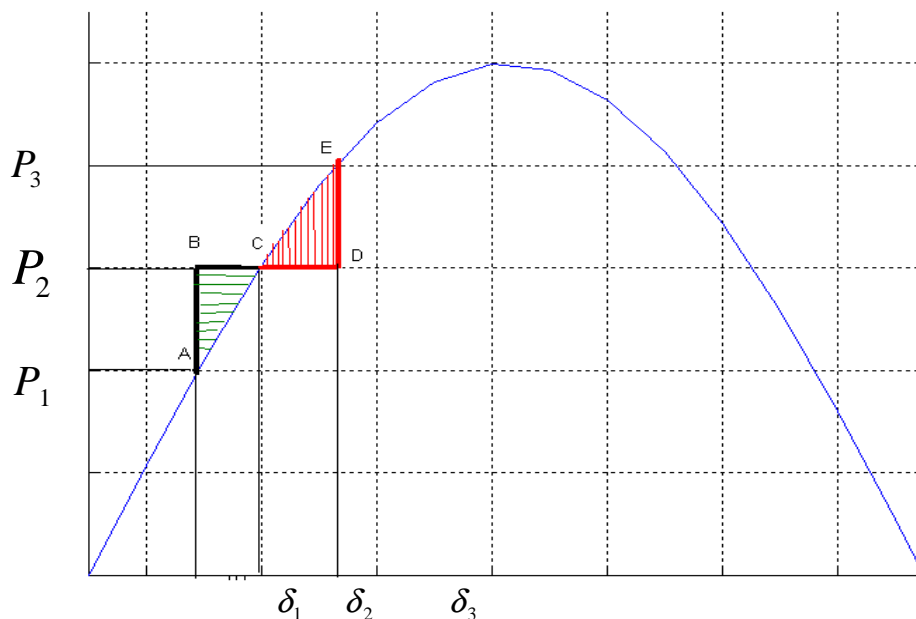


Figure II.11 : Courbe de transfert de puissance $P(\delta)$

Pour bien comprendre à travers cette courbe la stabilité de l'alternateur, considérons les cas suivant :

Supposons que l'alternateur délivre une puissance P_1 correspondant à δ_1 , si brusquement la puissance de la turbine passe de P_1 à P_2 , le rotor ayant une inertie importante, l'angle δ_i reste constant durant un certain temps, pendant ce temps là on aura la situation où P_2 est la puissance d'entrée à

l'alternateur et P_1 la puissance de sortie. La différence de puissance entre P_2 et P_1 va accélérer le rotor pour atteindre δ_2 le rotor tourne alors à une vitesse supérieure à la vitesse synchrone ce qui va lui permettre d'acquérir une énergie cinétique correspondant à l'aire ABC. Le rotor va donc continuer à accélérer jusqu'à atteindre l'angle δ_3 , et que l'énergie cinétique acquise soit dissipée (aire ABC = aire CDE) le rotor commence alors à décélérer et regagne sa vitesse de synchronisme, par là on peut dire que l'aire ABC correspond à l'énergie d'accélération et l'aire CDE correspond à l'énergie de freinage.

Considérons le cas d'un défaut, la réactance augmente, la puissance délivrée par l'alternateur diminue et la courbe de puissance s'aplatit, par contre la puissance mécanique P_m fournie par la turbine ne se modifie pas instantanément à cause de l'inertie de la turbine

Le point de fonctionnement se déplacera à la nouvelle courbe de puissance, le rotor prend de l'accélération et δ_i croît, le rotor ainsi, acquière une énergie cinétique qui va lui permettre de produire une puissance supérieure à la puissance P_m qu'il reçoit, il va donc commencer à freiner si l'énergie de freinage disponible correspondant à l'aire de freinage est supérieure à celle d'accélération.

On peut conclure à travers ces deux cas, que la stabilité de l'alternateur est très liée à l'angle interne du générateur, on peut aussi définir un angle critique (limite) pour lequel l'égalité des deux aires d'accélération et de freinage est assurée.

Donc la stabilité transitoire de l'alternateur est assurée lorsque :

Puissance mécanique emmagasinée < Puissance électrique susceptible d'être restituée.

Chapitre III

Défauts, calcul des courants de court circuit et dispositifs de protection

Introduction :

Les réseaux électriques peuvent être le siège de nombreux incidents dus à l'apparition de différentes perturbations liées soit au réseau lui-même, soit à des phénomènes extérieurs.

Nous allons dans ce chapitre voir les différents défauts sur les réseaux, car ceux-ci peuvent dans certains cas constituer un danger pour l'alternateur et donc les comprendre permettra de bien saisir le principe de fonctionnement certaines protections de l'alternateur.

1. Différentes perturbations touchant les réseaux électriques

1.1. Les courts circuits

Le court-circuit se traduit par une réduction de l'impédance entre les phases ou entre la phase et la terre à zéro ou à une petite valeur, ce qui engendre, ainsi, une augmentation importante de l'intensité du courant.

Ces courts-circuits sont causés par des agents de nature externes tels que les coups de foudres, les orages, les animaux, la croissance des plantes, ou de nature internes : fausses manœuvres, défauts dans les machines.

1.1.1. Nature des courts circuits

a. Courts-circuits monophasés

Les défauts monophasés sont les défauts les plus fréquents, ils résultent de la mise en contact d'un conducteur à la terre.

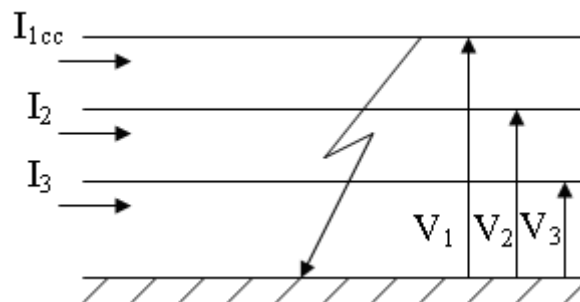


Figure III.1 : Schéma d'un défaut monophasé

b. Courts-circuits biphasés

C'est la mise en contact de deux conducteurs.

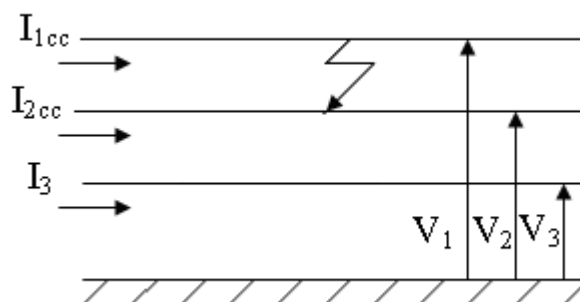


Figure III.2 : Schéma d'un défaut biphasé

c. Courts-circuits biphasés- terre

C'est la mise en contact de deux conducteurs se trouvant à la terre (figure ci-dessous).

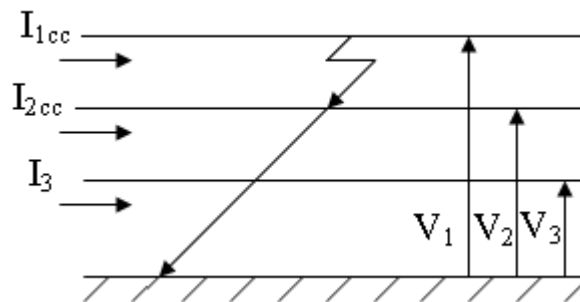


Figure III.3 : Schéma d'un défaut biphasé- terre

d. Courts-circuits triphasés

C'est la mise en contact de trois phases.

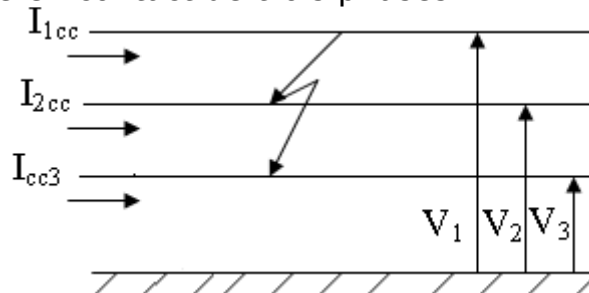


Figure III.4 : Schéma d'un défaut triphasé

1.1.2. Conséquences des courts-circuits [4]

Parmi les effets des courts-circuits, on peut citer :

- A l'endroit du court-circuit un arc électrique apparaît et entraîne l'échauffement des conducteurs créant, ainsi, la détérioration des isolants ; ce qui provoque à la longue leurs claquage.
- Apparition d'une surintensité.
- apparition d'efforts électrodynamiques avec déformation des jeux de barres et arrachement des câbles.
- Chute de tension qui provoque le décrochage des machines
- Déséquilibre du réseau.
- pertes de synchronisme.
- Influence sur les lignes de télécommunication.

1.2. Les surtensions

On appelle surtension toute tension fonction du temps qui dépasse la tension de crête de régime permanent.

1.2.1 : Causes des surtensions

Les surtensions sont dues à différentes causes :

➤ **Causes internes**

- Déclenchement ou extinction des courants inductifs ou capacitifs
- arrachage d'un arc électrique
- commutation de l'électronique de puissance
- apparition ou disparition d'un défaut
- perte de charge

➤ **Causes externes**

Une foudre touchant directement ou indirectement une ligne électrique.

1.3. Les surcharges [4]

La surcharge est caractérisée par l'augmentation de la valeur de la puissance demandée, ainsi que celle du courant appelé sur la ligne d'alimentation au delà de la valeur nominale.

1.3.1. Conséquences

L'augmentation de la puissance appelée est traduite par un appel de courant plus important qui engendre l'augmentation de la température de l'installation au delà de ses limites normales de fonctionnement. Cette augmentation de température provoque l'usure des isolants qui entraîne à la longue leurs claquages ainsi que l'apparition d'autres défauts.

1.4. Déséquilibre [5]

On parle de déséquilibre dans un système triphasé lorsque les trois tensions de ce dernier ne sont pas égales en amplitudes et/ou ne sont pas déphasés les unes par rapport aux autres de 120° .

1.4.1. Causes de déséquilibre

Le déséquilibre est causé par :

- Le court-circuit.
- La rupture de phase.
- Le mauvais fonctionnement du disjoncteur.

1.4.2. Conséquences

Les conséquences du déséquilibre sont :

- Echauffement des conducteurs.
- Vibration des machines tournantes.

1.5. Creux de tension [7]

On appelle creux de tension toute baisse ou diminution de l'amplitude de la tension pendant un temps compris entre 10ms et 1s. Ils sont souvent dus aux déséquilibres dans les réseaux triphasés.

Ces creux engendrent :

- Une perte de synchronisme des moteurs synchrones et instabilité des moteurs asynchrones.
- Une perturbation de l'éclairage par la baisse de son intensité.

1.6. Harmoniques [7]

Les courants et tensions harmoniques sont des courants ou tensions parasites du réseau électrique. Ils déforment l'onde de courant ou de tension. Ils sont caractérisés par leurs fréquences qui sont des multiples de la fréquence du réseau (50Hz).

Les courants harmoniques sont dus aux transformateurs d'intensité, aux arcs électriques (four à arc) et surtout aux redresseurs et convertisseurs statiques (électronique de puissance).

Les tensions harmoniques sont dues à la circulation des courants harmoniques dans les impédances du réseau.

1.6.1. Conséquences

Les conséquences engendrées par les harmoniques sont :

- L'augmentation de la valeur efficace du courant.
- La circulation d'un courant dans le neutre pouvant être supérieur au courant de phase.
- La saturation des transformateurs.
- Le déclenchement intempestif des appareils de protection.
- Des mesures fausses.

2. Calcul des courants de court circuit

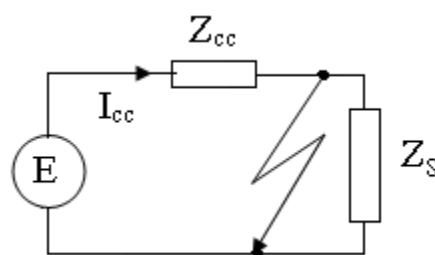
Dans le calcul des courants de court circuit, il y a lieu de déterminer deux courants ; le courant maximum présumé à l'origine ou à proximité immédiate des bornes aval de l'organe de protection et le courant minimum présumé à l'extrémité de la liaison protégée.

Le calcul de ces courants nous permet de déterminer :

- a*- Pour le courant de court-circuit maximum :
 - Le pouvoir de coupure des dispositifs de protection.
 - La tenue thermique et électrodynamique des canalisations et de l'appareillage.
- b*- Pour le courant de court-circuit minimum :
 - Le choix de la courbe de déclenchement ou les conditions de coupure des disjoncteurs et fusibles en cas de défauts.

2.1. Schéma simplifié d'un réseau en court circuit

Un réseau électrique touché par un défaut se réduit à une source de tension et une impédance Z_{cc} qui caractérise toutes les impédances situées en amont du point de défaut.



Afin de déterminer les courants de courts-circuits, on dispose de plusieurs méthodes et le choix de la méthode dépend :

- Du courant recherché (monophasé, biphasé, triphasé...)
- Du degré de précision recherchée.
- Des caractéristiques connues de l'alimentation et des différents paramètres.
- De l'importance de l'installation.
- Des moyens de calcul dont l'installateur dispose.

Nous allons dans ce chapitre développer une seule méthode qui est celle des composantes symétriques selon la norme CEI 60909.

2.2. Calcul selon la norme CEI 60909 [8]

Elle s'applique aux réseaux électriques de tension inférieure à 550kV. Elle explique le calcul des courants de courts-circuits maximaux et minimaux. Les premiers permettent de déterminer les caractéristiques assignées des matériels électriques. Les seconds sont nécessaires au calibrage des protections de surintensité.

2.2.1. La procédure pour le calcul

1. Calcul de la tension équivalente au point de défaut égale à $U = \frac{c * U_n}{\sqrt{3}}$.

Avec c un facteur de tension dont l'introduction dans les calculs est nécessaire pour tenir compte :

- des variations de tension dans l'espace et dans le temps.
- des changements éventuels de prise de transformateurs
- du comportement subtransitoire des alternateurs et moteurs

Le facteur c prend les valeurs suivantes pour une tension nominale de 1 à 550kV :

- Pour le calcul du courant court-circuit maximal : $c=1.1$
- Pour le calcul du courant de court-circuit minimal : $c=1$

2. Détermination et sommation des impédances équivalentes directes inverses et homopolaire amont au point du défaut.

3. Calcul du courant de court-circuit initial (I_k'') à l'aide des composantes symétrique.

4. A partir de la valeur efficace du courant de court-circuit initial (I_k'') sont déterminées les autres grandeurs caractéristiques :

- La valeur de crête I_p .
- La valeur du courant de court-circuit symétrique coupé I_b
- La composante apériodique I_{cc}
- La valeur du courant de court-circuit permanent I_k

2.2.2. Incidence de la distance séparant le défaut de l'alternateur

Avec cette méthode de calcul il y a toujours de distinguer deux cas :

- Celui des courts-circuits éloignés des alternateurs, ou les courants de courts circuits ne présentent pas des composantes alternatives amorties. Pour ces courts-circuits, il y a égalité entre le courant de court-circuit initial, permanent et coupé ($I_k = I_b = I_k''$) et égalité entre l'impédance direct et inverse ($\bar{Z}_d = \bar{Z}_i$).
- Celui des courts-circuits proches des alternateurs, ou les courants de courts-circuits présentent des composantes alternatives amorties. Pour ces courts-circuits l'inégalité suivante est vérifiée $I_k \leq I_b \leq I_k''$, avec en plus $\bar{Z}_d \neq \bar{Z}_i$.

2.2.3. Calcul d'impédances

2.2.3.1. Impédances du générateur

Les impédances direct de l'alternateur sont données par :

$$X_d(\Omega) = \frac{U_n^2}{S_n} \frac{X_d(\%)}{100} \quad \text{Réactance synchrone directe.}$$

$$X_d'(\Omega) = \frac{U_n^2}{S_n} \frac{X_d'(\%)}{100} \quad \text{Réactance longitudinale transitoire.}$$

$$X_d''(\Omega) = \frac{U_n^2}{S_n} \frac{X_d''(\%)}{100} \quad \text{Réactance longitudinale subtransitoire.}$$

Si l'alternateur est relié au jeu de barres via un transformateur, généralement raccordé en Δ / Y , les régimes du neutre de part et d'autres sont indépendants. L'alternateur est alors mis à la terre par une résistance insérée entre neutre et terre et de valeur élevée. Ce qui rend l'impédance homopolaire négligeable relativement à la valeur de cette résistance.

2.3.2.2. Impédances du transformateur

L'impédance directe d'un transformateur est :

$$Z_d = \frac{U_{cc} \% U_n^2}{100 S_n}$$

Dans les réseaux de moyenne tension, les impédances des transformateurs sont plus prépondérantes que celles des alternateurs. Alors, on peut dire que les impédances directes des lignes et des transformateurs sont égales aux impédances inverses de ces derniers ($\bar{Z}_d = \bar{Z}_i$).

Pour la mesure de l'impédance homopolaire des transformateurs à deux enroulements, on relie les trois bornes de l'un des enroulements et on applique entre ces bornes et la terre une tension simple V (*figure 1.5II*), puis on mesure l'intensité du courant circulant dans le circuit du transformateur ($I=3I_0$).

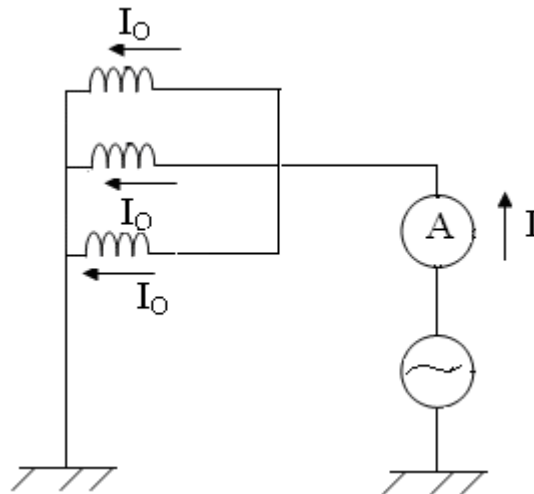


Figure.III.5

L'impédance homopolaire est définie comme étant le rapport entre la tension appliquée et le courant passant dans le circuit du transformateur :

$$Z_o = \frac{3V}{3I_o} = \frac{3V}{I}$$

Avec :

V : tension simple.

I_o : courant dans chaque phase.

I : courant qui circule dans le transformateur.

L'impédance homopolaire des transformateurs dépend du mode de liaison du point neutre à la terre et du conducteur de retour, ainsi que du couplage de ses enroulements et de la nature du circuit magnétique. Par exemple, pour les transformateurs étoile- triangle, triangle-étoile dont les deux points neutres sont reliés à la terre, l'impédance homopolaire est égale à l'impédance directe ($Z_o=Z_d$). Par contre, dans un transformateur étoile-étoile où un seul neutre est relié à la terre, l'impédance homopolaire est égale à 10 fois l'impédance directe ($Z_o=10Z_d$).

2.2.4. Facteur de correction d'impédance [8]

Des facteurs de correction d'impédance, ont été introduits dans l'utilisation de la norme CEI 60909 pour répondre aux exigences de précision technique et de simplicité de calcul des courants de courts-circuits.

- **Facteur K_G et K_s ou K_{so}** : Ces facteurs sont utilisés quand on calcul les impédances de court-circuit, des alternateurs et des groupes de production (avec ou sans changeurs de prise en charge). L'impédance subtransitoire direct doit être calculé au moyen de l'expression suivante : $Z_{GK} = K_G Z_G = K_G (R_G + jX_d'')$
avec : R_G résistance du stator d'une machine synchrone

$$K_G = \frac{U_n}{U_G} \frac{c_{\max}}{1 + X_d'' \sin \varphi_G} .$$

L'impédance d'un groupe de production avec changeur de prise en charge est donnée par :

$$Z_S = K_S (t_r^2 Z_G + Z_{HT})$$

$$\text{Avec : } K_S = \frac{U_n^2 U_{MT}^2}{U_G^2 U_{HT}^2} \frac{c_{\max}}{1 + |X_d'' - X_T| \sin \varphi_G}$$

$$\text{Et } t_r = \frac{U_{HT}}{U_{MT}}$$

On utilise Z_S pour calculer le courant de court-circuit lors d'un défaut extérieur d'un groupe de production avec changeur de prise en charge.

L'impédance d'un groupe de production sans changeur de prise en charge est donnée par :

$$Z_{SO} = K_{SO} (t_r^2 Z_G + Z_{HT})$$

$$\text{Avec } K_G = \frac{U_n}{U_G (1 + P_G)} \frac{U_{MT}}{U_{HT}} (1 \pm P_T) \frac{c_{\max}}{1 + X_d'' \sin \varphi_G} .$$

On utilise Z_{SO} pour calculer le courant de court-circuit lors d'un défaut extérieur d'un groupe de production sans changeur de prise en charge.

- **Facteur K_{GS} et K_{TS} ou K_{GSO}, K_{TSO} :** Ces facteurs sont introduits quand on calcul les courants de court-circuit partiels en cas de court-circuit situé entre l'alternateur et le transformateur (avec ou sans changeur de prise en charge) d'un groupe de production.

Groupe de production avec changeur de prise en charge :

$$I_k'' = \frac{c U_G}{\sqrt{3} K_{GS} Z_G}$$

Avec :

$$K_{GS} = \frac{c_{\max}}{1 + X_d'' \sin \varphi_G}$$

$$K_{TS} = \frac{c_{\max}}{1 - X_T \sin \varphi_G}$$

Groupe de production sans changeur de prise en charge :

$$I_k'' = \frac{cU_G}{\sqrt{3}K_{GSO}Z_G}$$

Avec :

$$K_{GSO} = \frac{1}{1+P_G} \frac{c_{\max}}{1+X_d'' \sin \varphi_G}$$

$$K_{TSO} = \frac{1}{1+P_G} \frac{c_{\max}}{1-X_T \sin \varphi_G}$$

Pour le calcul de la valeur de crête de courant de court-circuit, il est recommandé d'utiliser les valeurs fictives suivantes, pour la résistance du stator.

Alternateur		Résistance fictive du stator
Un [kV]	Sn [MVA]	ohm
>1	>100	$0.05 X_d''$
>1	<100	$0.07 X_d''$
<1		$0.15 X_d''$

2.2.5. Equations des différents courants

La forme du courant d'un court-circuit proche de l'alternateur est donnée par la représentation de la *figure III.6*.

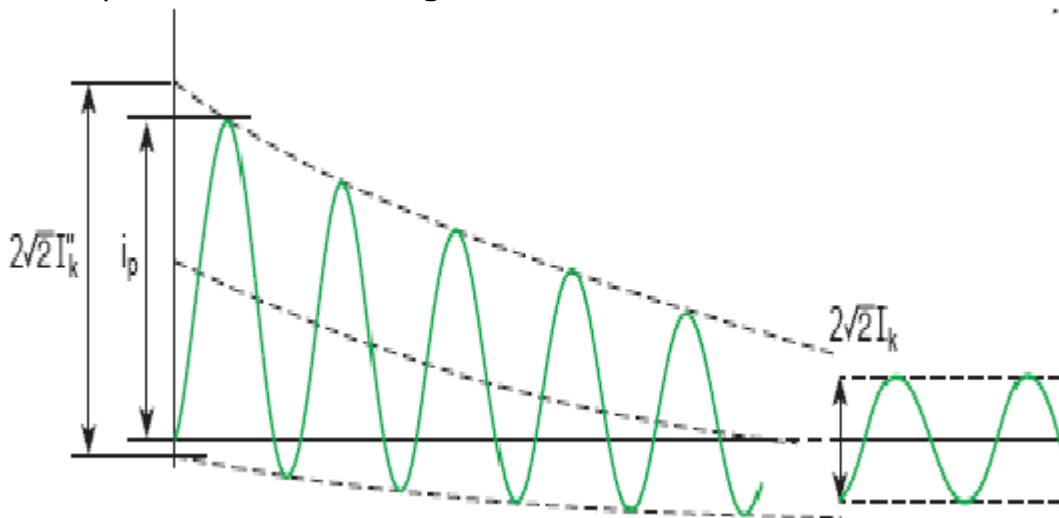


Figure III.6 : Courant d'un court circuit proche d'un alternateur

Avec

I_k'' : Valeur efficace du courant périodique initial.

i_p : Valeur maximale du courant périodique à la première crête.

2.2.5.1. Courant de court-circuit initial

- Court-circuit triphasé

$$I_k'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}|Z_d|}$$

- Court-circuit biphasé isolé

$$I_{k2}'' = \frac{cU_n}{|Z_d + Z_i|}$$

- Court-circuit monophasé

$$I_{k1}'' = \frac{cUn\sqrt{3}}{|Z_d + Z_i + Z_o + 3Z_n|} = \frac{cU_n}{\sqrt{3}Z_n}$$

2.2.5.2. Courant de court-circuit de crête I_p

La valeur de crête I_p du courant de court-circuit dans les réseaux non maillés peut être calculée, quelque soit la nature du défaut, à partir de la formule suivante :

$$I_p = \kappa \cdot \sqrt{2} I_k''$$

κ = facteur fonction du rapport R/X, calculé par la formule approchée

$$\text{suivante : } \kappa = 1.02 + 0.98 \cdot e^{-\frac{3R}{X}}$$

2.2.5.3. Courant de court-circuit coupé I_b

Le calcul du courant de court-circuit coupé I_b n'est nécessaire que dans le cas des défauts proches des alternateurs et lorsque la protection est assurée par des disjoncteurs retardés.

Ce courant sert à déterminer le pouvoir de coupure de ces disjoncteurs et peut être calculé avec une bonne approximation, à l'aide de la formule suivante :

$$I_b = \mu \cdot I_k''$$

μ = facteur fonction du temps mort minimal t_{\min} et du rapport $\frac{I_k''}{I_r}$ qui

traduit l'influence des réactances subtransitoires et transitoire avec I_r , le courant assigné de l'alternateur.

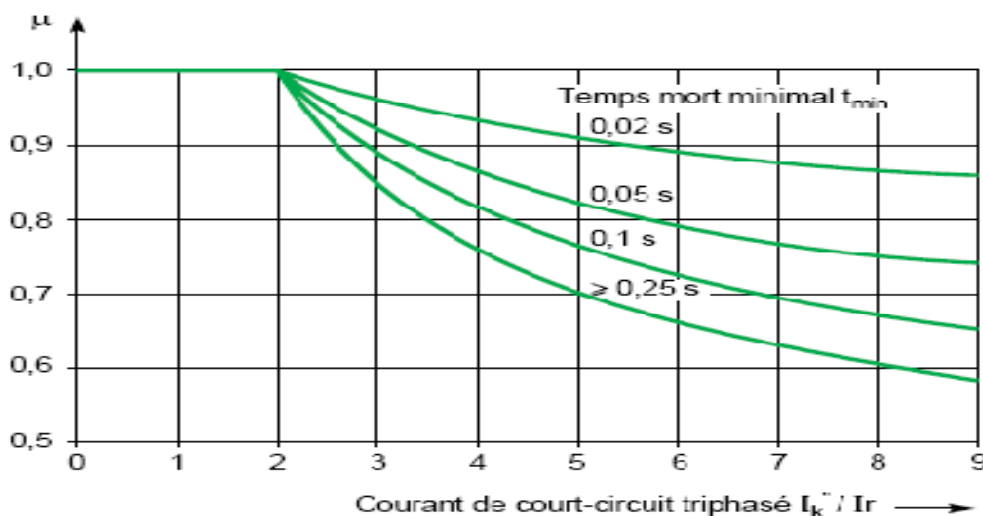


Figure III.7: Facteur μ pour le calcul du courant de court circuit coupé [8]

2.2.5.4. Courant de court-circuit permanent I_k :

L'amplitude du courant de court-circuit permanent I_k étant dépendant de l'état de saturation du fer des alternateurs, son calcul est moins précis que celui du courant symétrique initial I_k'' .

Les méthodes proposées, peuvent être considérées suffisamment précises pour l'estimation des valeurs supérieures et inférieures pour le cas où le court-circuit est alimenté par un alternateur.

- Le courant de court-circuit permanent maximal sous la plus forte excitation du générateur synchrone, est donné par : $I_k = \lambda_{\max} I_r$
- Le courant de court-circuit permanent minimal est obtenu pour une excitation constante (minimale) à vide de la machine synchrone. Il est donné par : $I_{k \min} = \lambda_{\min} I_r$

Avec λ : facteur dépendant de la réactance synchrone saturée.

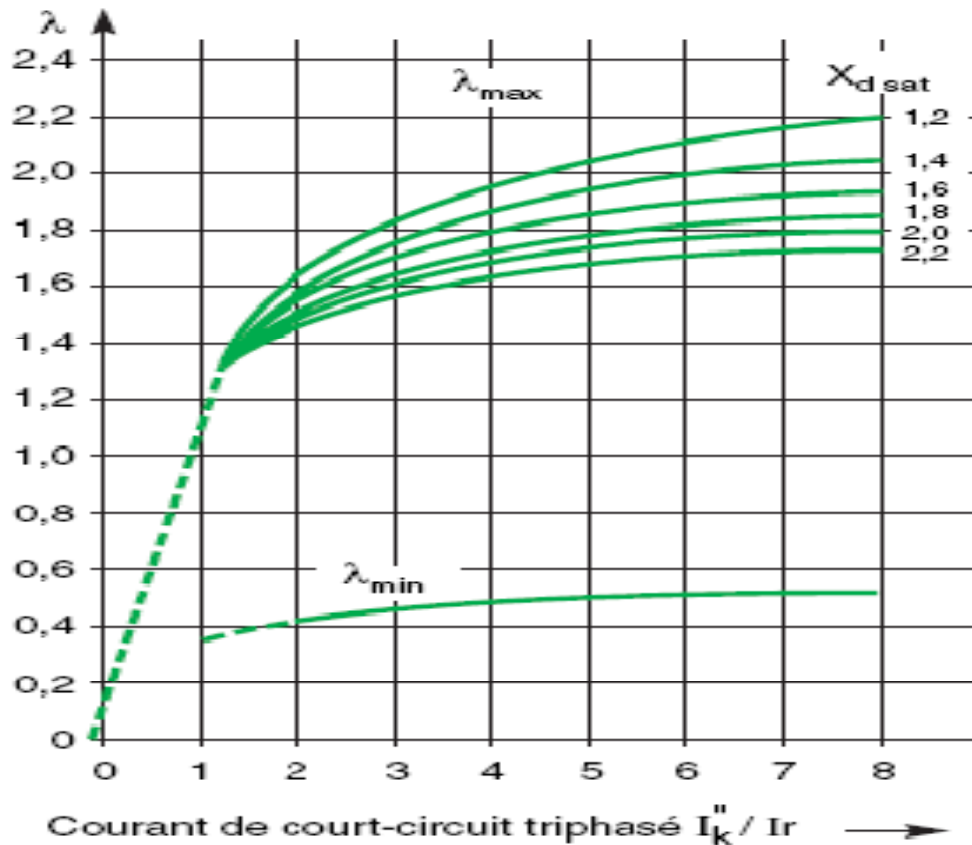


Figure III.8: Facteur λ pour turboalternateur. [8]

3. Dispositif de protection

L'apparition et la propagation d'un défaut dans un réseau électrique engendre des effets néfastes sur ce dernier. C'est pour cette raison qu'il faut l'éliminer le plus rapidement possible et cela en utilisant des dispositifs de protection. Ces derniers surveillent en permanence l'état électrique des éléments d'un réseau et provoquent leurs mises hors tension, lorsqu'ils sont le siège d'une perturbation indésirable ; court-circuit, défaut d'isolement...

Le dispositif de protection est constitué d'un ensemble d'appareils reliés entre eux de façon à garantir une protection rapide, fiable et sélective ainsi, il faut que leur dimensionnement soit rigoureusement bien fait.

Nous allons dans ce qui va suivre définir les différents appareils constituant un dispositif de protection

3.1. Réducteurs de mesure

La protection de l'alternateur ou du réseau électrique exige une connaissance permanente des deux grandeurs électriques fondamentales que sont le courant et la tension, et pour des raisons techniques, économiques et de sécurité ces grandeurs ne peuvent être obtenues directement en haute tension ; il est nécessaire d'utiliser des dispositifs intermédiaires dénommés réducteurs de mesure ou capteurs.

3.1.1. Les capteurs de courants

3.1.1.1. Les transformateurs de courant ferromagnétiques [9]

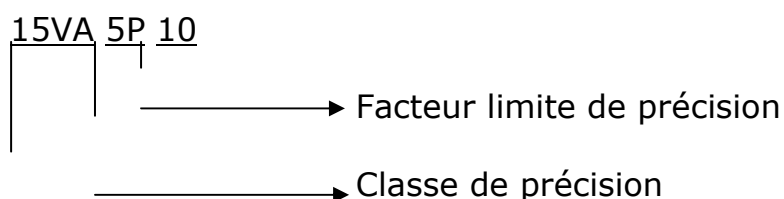
Ce capteur comporte deux circuits électriques, un primaire et un secondaire, et un circuit magnétique. Il délivre un signal secondaire de même nature que la grandeur primaire à mesurer ; c'est une source de courant.

Bien qu'il ne soit pas linéaire et que sa plage d'utilisation soit limitée par les phénomènes de saturation magnétique, c'est aujourd'hui le type de capteur le plus employé en HTA et HTB.

La caractéristique la plus importante d'un transformateur de courant est donc son rapport de transformation, exprimé par exemple sous la forme 400 A/1 A.

Spécification :

En plus de leur rapport de transformation, les TC son caractérisés par leur puissance et leur classe de précision selon le modèle d'écriture décrit par l'exemple suivant :



→ Puissance de précision

Le tableau de la page suivante, présente les informations requises pour la définition d'un TC ferromagnétique:

Informations requises	Abréviation	Unité	Définition
Niveau d'isolement	Un	KV	Défini par trois tensions, la plus élevée du réseau, la tension assignée de tenue de courte durée à fréquence industrielle, et la tension de tenue au choc de foudre.
Courant de court circuit nominal Durée (de 1s à 3s)	I_{cc} ou I_{th} t	KA S	C'est le courant de court circuit thermique assigné. Il représente la tenue thermique aux surintensités
la tenue électrodynamique	I_{dyn}	KA	La tenue électrodynamique, c'est la valeur crête de courant de court circuit.
Courant nominal primaire	I_p	A	Pratiquement, on choisit I_p de façon à ce que le courant nominal du réseau soit compris entre 40 et 100% le courant primaire assigné du TC
Nombre d'enroulement secondaire de 1 à 3			Certains TC peuvent avoir plusieurs secondaires dédiés à la protection ou à la mesure.
Pour chaque enroulement secondaire :			
Quel type			Mesure ou protection
Puissance de précision utile	$P_{utile} = P_n$	VA	elle correspond à la puissance apparente fournie au circuit secondaire pour le courant secondaire nominal (assigné) et la charge de précision. Les valeurs normalisées sont : 1 - 2,5 - 5 - 10 - 15 - 30 VA.
Facteur de précision *protection *mesure	FLP FS		Facteur limite de précision (FLP ou Kn) C'est le rapport entre la surintensité nominale (par exemple 10 I_n) et le courant assigné (I_n). Le facteur de sécurité est le rapport entre le courant primaire pour

			lequel l'erreur de rapport de transformation est supérieure ou égale à 10 %, et le courant primaire assigné.
Courant nominal secondaire (1 ou 5A)	Is	A	Normalisé aux deux valeurs, soit 1A ou 5A

La spécification d'un capteur de courant doit tenir compte de la protection associée et de la charge reliée à ce TC (filerie et relais) donc le calcul d'un facteur limite de précision réel proportionnel au facteur limite de précision nominal.

Considérons le schéma équivalent d'un TC ferromagnétique :

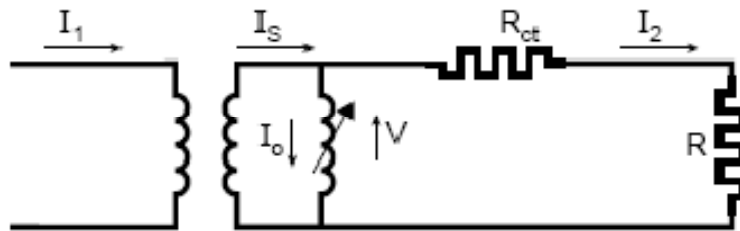


Figure III.9: Schéma équivalent d'un TC

R_{ct} : Résistance de l'enroulement secondaire du TC.

R : Résistance de la charge filerie comprise

$$V = I_2(R_{ct} + R)$$

Si $I_2 = K_n I_n$; et $R = R_n = \frac{P_n}{I_n^2}$

$$V_n = K_n I_n (R_{ct} + R_n) \dots\dots\dots(1)$$

(K_n = FLP nominal)

Si $I_2 = K_n I_n$; et $R = R_p = \frac{P_r}{I_n^2}$

$$V_r = K_n I_n (R_{ct} + R_p)$$

Le facteur limite de précision réelle correspondant à la charge réelle (protection + filerie) peut être calculé. Il s'agit du FLPr = K_r pour lequel le coude de saturation V_n est atteint

$$V_n = K_r I_n (R_{ct} + R_p) \dots\dots\dots (2)$$

En combinant (1) et (2) on arrive à la formule suivante :

$$K_r = K_n \frac{(R_{ct} + R_n)}{(R_{ct} + R_p)} = K_n \frac{P_i + P_n}{P_i + P_r}$$

$P_i = R_{ct} I_n^2 =$ pertes internes du capteur de courant à In.

$P_n = R_n I_n^2 =$ puissance de précision du capteur de courant.

$P_r = R_p I_n^2 =$ consommation de la charge réelle du capteur de courant à In.

3.1.1.2 Capteurs de courant amagnétique (spécifiques) [10]

Le signal de sortie d'un capteur amagnétique est une tension proportionnelle à la dérivée du courant primaire selon la loi de Lenz.

Pour les spécifier, il suffit d'indiquer :

- Le niveau d'isolement du capteur.
- Le courant de court circuit assigné.
- Le courant dynamique.

3.1.2. Les transformateurs de tension [11]

La fonction d'un transformateur de tension est de fournir à son secondaire une tension image de celle qui lui est appliquée au primaire.

Les transformateurs de tension sont caractérisés par :

- La fréquence du réseau.
- La tension la plus élevée du réseau.
- La tension secondaire assignée $100\sqrt{3}$ ou 100V (selon le mode de raccordement).
- Le facteur de tension assigné servant à définir les prescriptions d'échauffement.
- La puissance de précision.
- La classe de précision

3.2. Les relais

Les relais de protections sont des dispositifs plus ou moins complexes, décidant d'une action, généralement une ouverture des disjoncteurs.

On appelle ces dispositifs relais, parce qu'ils sont un intermédiaire entre une grandeur physique contrôlée et un déclencheur.

3.2.1. Construction d'un relais

3.2.1.1. Relais électromécaniques

Ce type de relais est composé principalement d'un [électroaimant](#), qui lorsqu'il est alimenté, transmet une [force](#) à un système de [commutation](#) électrique : les [contacts](#).

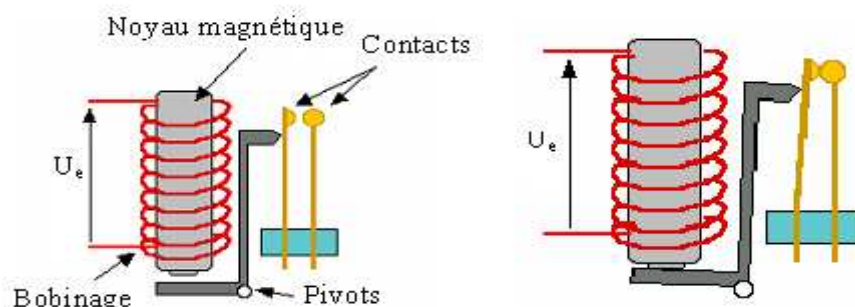


Figure III.10 : Relais électromagnétique

3.2.1.2. Relais statiques

Le contacteur statique est composé d'un assemblage de semi-conducteurs. Il dispose d'une entrée de commande isolée galvaniquement et de deux ou plusieurs pôles de sortie. Le circuit d'entrée comporte un photocoupleur permettant de garantir une excellente isolation galvanique entre le circuit de commande et le circuit de puissance

Il remplace de plus en plus les relais électromagnétiques pour les avantages suivants :

- Plus précis,
- plus sensible,
- rapide,
- sélectifs,
- rapidité de démarrage,
- durée de vie plus longue,
- faible consommation,
- moins encombrant.

3.3. Les disjoncteurs

Le disjoncteur est un appareil qui assure la commande et la protection d'un réseau. Il est capable d'établir et de supporter et d'interrompre les courants de service ainsi que les courants de court circuit.

3.3.1. Classification des disjoncteurs

Les disjoncteurs sont classés suivant le mode d'extinction de l'arc électrique qui s'établit lors de leurs fonctionnements.

➤ Disjoncteur à l'huile

Dans ces disjoncteurs, le contact mobile et le contact fixe sont séparés par un milieu diélectrique qui est l'huile. Au cours d'un défaut, le disjoncteur se déclenche et un arc électrique s'établit entre les deux contacts, l'huile sous l'effet de la température se décompose créant des gaz qui montent en pression et augmentent la résistance.

➤ Disjoncteur pneumatique

Dans ce type de disjoncteur, l'extinction de l'arc s'effectue par un très puissant jet d'air comprimé. L'écoulement de ce dernier provoque le refroidissement de l'arc ainsi que son extinction.

➤ Disjoncteur à l'héx fluorure de soufre SF₆

Ces disjoncteurs ont le même principe que les disjoncteurs à air comprimé à la seule différence que pour ces disjoncteurs, on utilise l'héx fluorure de soufre pour l'extinction de l'arc.

3.3.2. Caractéristiques des disjoncteurs

Les disjoncteurs sont caractérisés par différents paramètres résumés comme suit :

- Courant assigné (I_n) : c'est le courant maximal permanent que peut supporter le disjoncteur en service normal. Il est déterminé en fonction de l'intensité du courant admissible passant dans la section du conducteur à protéger.
- Tension assignée (U_n) : C'est la tension nominale d'utilisation et c'est également la tension à laquelle se rapporte le pouvoir de coupure et de fermeture du disjoncteur. Un disjoncteur peut avoir plusieurs tensions nominales et chacune d'elles correspond à un pouvoir de coupure différent.
- Courant de réglage (I_r) : c'est le courant maximal que peut supporter le disjoncteur sans déclenchement.
- Pouvoir de coupure : c'est la plus grande intensité de courant de court-circuit qu'un disjoncteur peut interrompre sans se détériorer et sans mettre en danger l'entourage.
- Pouvoir de limitation : C'est la capacité d'un disjoncteur à ne laisser passer qu'un courant inférieur au courant de court-circuit présumé.

3.4. Sectionneurs

Parmi les constituants classiques d'appareillage de coupure, seuls les sectionneurs échappent à la contrainte d'avoir à dominer un arc de coupure ou de fermeture. Ils sont en effet prévus pour ouvrir ou fermer les circuits lorsque ces derniers ne sont parcourus par aucun courant.

Ce sont, avant tout, des organes de sécurité chargés d'isoler, par rapport au reste du réseau, un ensemble de circuits, un appareil, une section de ligne ou de câble, afin de permettre au personnel d'exploitation d'y accéder sans danger.

3.4.1. Caractéristiques assignées des sectionneurs

- Tension assignée (tension nominale U_n),
- fréquence assignée,
- Courant assigné en service continu (courant nominal I_n),
- Courant de tenue thermique,
- Courant de tenue dynamique.

3.5. Sélectivité [13]

Les protections constituent entre elles un ensemble cohérent dépendant de la structure du réseau et de son régime de neutre. Elles doivent donc être sous l'angle d'un système reposant sur le principe de sélectivité qui consiste à isoler le plus rapidement possible la partie du

réseau affectée par un défaut et uniquement cette partie, en laissant sous tension toutes les autres parties saine du réseau.
 Différent moyen peuvent être mis en œuvre pour assurer une bonne sélectivité dans la protection d'un réseau électrique :

3.5.1. Sélectivité chronométrique par le temps

Son principe consiste à donner des temporisations différentes aux protections à maximum de courant échelonnées le long du réseau.
 Ces temporisations sont d'autant plus longues que le relais est plus proche de la source.

Avantages

- Il assure son propre secours (si une protection D est défectueuse une protection C est activée un temps plus tard).
- Il est simple.

Inconvénients

Lorsque le nombre de relais en cascade est grand, du fait que la protection située le plus en amont a la temporisation la plus longue, on aboutit à un temps d'élimination de défaut prohibitif et incompatible avec la tenue des matériels au courant de court-circuit.

3.5.2. Sélectivité ampérométrique

Son principe est basé sur le fait que dans un réseau, le courant de défaut est d'autant plus faible que le défaut est plus éloigné de la source.

Mode de fonctionnement

On désigne :

I_r : la valeur de réglage du courant de déclenchement instantané.

I_{cc_A} : La valeur maximale du courant de court-circuit pouvant s'établir au point A.

On sait que $I_{D2} > I_{D1}$

Et sachant que le déclenchement ne se fait que pour un courant de défaut $> I_r$ on peut définir une :

Sélectivité totale : si $I_{r_{D2}} > I_{cc_A} > I_{r_{D1}}$

Sélectivité partielle : si $I_{cc_A} > I_{r_{D2}}$

On peut dire que le fonctionnement n'est sélectif que pour un courant de défaut $< I_{r_{D2}}$.

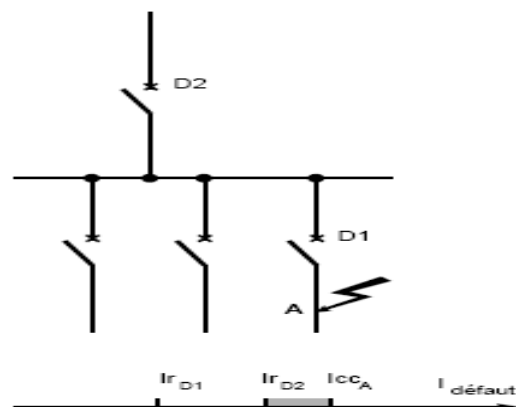


Figure III.11 : Sélectivité ampérométrique.

Sélectivité assurée si :

$$I_{r_{D1}} < \text{Courant de défaut} < I_{r_{D2}}$$

Sélectivité non assurée si :

$$I_{r_{D2}} < \text{Courant de défaut} < I_{cc_A}$$

Avantage

Ce type de sélectivité à l'avantage de ne pas présenter une temporisation aussi importante pour les protections les plus en amont.

Inconvénients

L'inconvénient de ce mode de sélectivité est que pour tout défaut se produisant entre D1 et D2, et dont la valeur du courant de court circuit est inférieur au réglage de D2, aucune protection ne sera sollicitée.

3.5.3. Sélectivité logique :

Lorsqu'un défaut se produit dans un réseau en antenne, le courant de défaut parcourt le circuit situé entre la source et le point de défaut, les protections situées en amont du défaut sont sollicitées contrairement à celle situées en aval.

Chaque protection sollicitée par un défaut envoie un ordre d'attente logique à l'étage amont (ordre d'augmentation de la temporisation propre du relais amont) et un ordre de déclenchement à son disjoncteur associé sauf si elle a reçu un ordre d'attente.

Mode de fonctionnement

Considérons la figure ci-dessous :

A l'apparition d'un défaut à l'aval de B, la protection en B bloque la protection en A, seule la protection B provoque le déclenchement après un temps T_B , si toute fois elle n'a pas reçu un ordre d'attente.

La protection A reçoit un ordre d'attente d'une durée limitée $T_B + T_3$, avec T_3 le temps de coupure du disjoncteur ainsi dans le cas de non déclenchement du disjoncteur en B la protection A provoque le déclenchement après un temps $T_B + T_3$.

Si le défaut apparaît entre A et B, la protection A provoque le déclenchement après un temps T_A

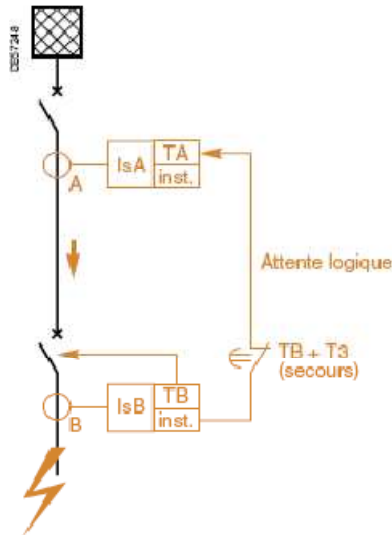


Figure III.12 : Sélectivité logique.

Avantages

On voit bien que, contrairement à la sélectivité chronométrique, le temps de déclenchement est indépendant de la position du défaut dans la cascade de sélectivité, et du nombre de protection en cascade. On peut aussi voir que ce système intègre un secours, c'est-à-dire dans le cas de défaillance d'un disjoncteur ou de protection, la protection située en amont assure le déclenchement.

Inconvénient

La transmission des différents signaux logiques nécessite l'installation de filerie supplémentaire ce devient une forte contrainte lorsque les protections sont éloignées.

3.6. Fonction de protection

Les relais de protection qui surveillent en permanence les grandeurs électriques du réseau, comportent des associations de fonctions élémentaires, dont la combinaison est adaptée aux éléments de réseau surveillés.

Pour comprendre le fonctionnement d'un relais, suivons l'exemple de la figure ci-dessous

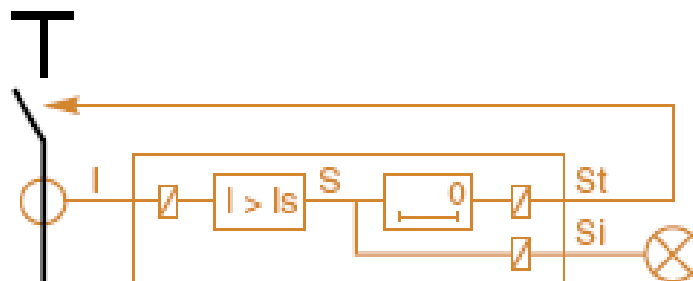


Figure III.13 : Exemple de relais à maximum de courant.

Le relais comprend une entrée analogique de mesure issue du capteur, cette mesure une fois traité (S) trouve deux sorties logiques, une

sortie logique instantanée à usage de signalisation, et une sortie logique temporisée de la fonction de protection à usage d'action de commande de déclenchement du disjoncteur (St)

3.6.1. Réglages des relais [11]

3.6.1.1. Seuil de déclenchement

Il fixe la limite de la grandeur observée déterminant l'action de la protection.

3.6.1.2. Temps de déclenchement

3.6.1.2.1. Temporisation à temps indépendant ou à temps constant (DT : Definite Time)

La temporisation peut être constante pour tous dépassements du seuil.

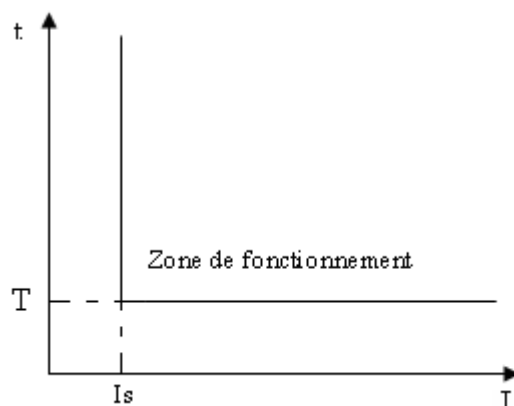


Figure III.14: Courbe de fonctionnement d'un relais à temps indépendant

3.6.1.2.2. Temporisation à temps dépendant

La temporisation peut dépendre de l'écart entre le courant mesuré et le seuil du relais.

Si le courant mesuré est grand la temporisation sera faible.

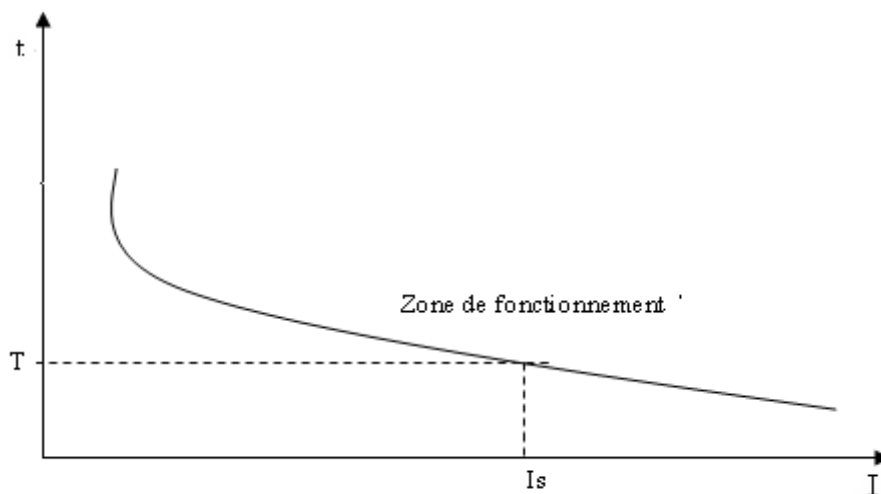


Figure III.15 : Courbe de fonctionnement d'un relais à temps dépendant.

3.6.1.3. Temps de maintien

Une temporisation de maintien réglé à zéro signifie que la temporisation de la protection sera réinitialisée instantanément si le courant chute au dessous de 95% du réglage en courant.

Une temporisation de maintien réglé à une valeur constante différente de zéro retarde la réinitialisation de la temporisation de la protection.

3.6.1.4. Retenue : blocage du déclenchement en fonction du taux de l'harmonique 2.

3.6.1.5. Angle caractéristique : Elle caractérise les protections directionnelles ; c'est l'angle entre l'axe de symétrie du plan de déclenchement et la grandeur de polarisation, il définit l'angle duquel le courant appliqué à la protection doit être décalé de la tension appliqué à la protection afin d'obtenir une sensibilité maximale.

3.6.1.6. Fonctions associées

Les dernières technologies à microprocesseurs permettent d'associer à la protection des fonctions complémentaires pour une bonne maîtrise du système électrique.

- commandes complémentaires,
- surveillance de bon fonctionnement,
- exploitation,
- signalisation,
- mesure,
- diagnostic,
- communication.

Toutes ces fonctions peuvent être assurées par une seule et même unité numérique de protection.

- **Commande des appareils de coupures**
Cette fonction assure la commande des différents types de bobines d'enclenchement et de déclenchement des appareils de coupure.
- **Surveillance du circuit de déclenchement**
Cette fonction signale la défaillance du circuit de déclenchement de l'appareil de coupure.
- **Commandes logiques**
Cette fonction permet la mise en oeuvre du principe de sélectivité logique, par émission et/ou réception d'ordres "d'attente logique" entre différentes protections.
- **Fonctions logiques**
Ces fonctions font des traitements d'équations logiques pour générer des informations ou des commandes complémentaires utiles à l'application.

- **Fonctions d'exploitations**
Ces fonctions améliorent le confort d'exploitation de l'utilisateur.
- **Fonctions de mesure**
Ces fonctions donnent les informations utiles à une bonne connaissance du fonctionnement du réseau électrique et de son exploitation.
- **Fonctions de communication**
Ces fonctions permettent les échanges utiles de données disponibles entre les différents éléments du réseau (mesures, états, commandes...).

Chapitre IV

Les protections des alternateurs

1. Introduction

Le fonctionnement d'un générateur peut être altéré aussi bien par des défauts propres à la machine que par des perturbations du réseau sur lequel il est connecté.

Un système de protection de générateur a donc un double objectif : protéger la machine et protéger le réseau.

Dans ce chapitre nous allons décrire le principe de fonctionnement des protections associées à chaque type de défaut pouvant perturber le fonctionnement d'un générateur, mais ces protections ne sont pas toutes mises en oeuvre au sein d'une même installation car elles dépendent de l'installation et d'un choix par rapport à d'autres protections.

2. Types de défauts et protections associées [11]

2.1. Surcharges

Elles sont essentiellement dues à une augmentation de la demande d'énergie, elles ont pour origine :

Une augmentation du couple demandé.

Une augmentation anormale du nombre de consommateur.

Diminution du facteur de puissance.

Diminution ou augmentation de la tension du réseau.

Les surcharges sont synonymes de surintensités et provoquent les échauffements exagérés des câbles. Elles diminuent la durée de vie des isolants.

- **Moyen de protection**

Contrôle de l'intensité par un relais à image thermique ou par un relais à maximum de courant à temps dépendant.

2.2. Déséquilibre

Si la charge n'est plus équilibrée, ce qui peut arriver lors d'un court-circuit sur le réseau, il y'aura apparition des composantes symétriques.

Le courant inverse peut causer un échauffement du rotor.

- **Moyen de protection**

La protection est assurée par la détection de la composante inverse à temps indépendant ou à temps dépendant.

2.3. Défaut interne entre phases

Principalement dû à la dégradation des isolants et peut être à l'origine d'un incendie, d'un échauffement sur le trajet du courant de court-circuit et d'une modification des grandeurs électriques.

- **Moyens de protection**

Emploi d'un relais à maximum de courant à temps indépendant ou dépendant.

2.4. Court-circuit externe entre phases

On a vu que la valeur maximum du courant de court-circuit doit être calculée en tenant compte de l'impédance sub-transitoire. La valeur de courant détectée par une protection faiblement temporisée doit être calculée en prenant en compte l'impédance transitoire.

- **Moyen de protection**

Ce type de défaut est détecté efficacement par une protection à maximum de courant à retenue de tension.

2.5. Défaut interne entre phase et masse

L'amplitude du courant de court-circuit dépend du régime de neutre et de la position du défaut dans le bobinage.

Le défaut entre phases et le défaut à la masse peut exiger le rebobinage de l'alternateur, et peut aussi causer des dégâts irréparables sur le circuit magnétique.

- **Moyen de protection**

- **-Défaut entre phases dans le stator**

On utilise une protection différentielle haute impédance ou a pourcentage.

Si le générateur fonctionne en parallèle avec d'autres sources, une protection à maximum de phase directionnelle peut détecter des défauts internes.

- **-Défaut à la masse du stator**

Si le neutre est à la terre au point neutre de l'alternateur, on utilise une protection à maximum de courant terre ou une protection différentielle de terre restreinte.

Si le neutre est à la terre dans le réseau et non au point neutre de l'alternateur, le défaut à la masse est détecté par:

- Une protection à maximum de courant terre au niveau du disjoncteur du générateur quand celui-ci est couplé au réseau.
- Un dispositif de surveillance d'isolement pour régime de neutre isolé quand le générateur est découplé du réseau.

Si le neutre est impédant au point neutre de l'alternateur, on utilise une protection 100% masse stator.

- **Défaut à la masse du rotor**

Lorsque le circuit d'excitation est accessible, le défaut à la masse est surveillé par un contrôleur permanent d'isolement.

2.6. Perte d'excitation

La perte d'excitation d'un alternateur préalablement couplé au réseau provoque sa désynchronisation de ce réseau. Il fonctionne alors en asynchrone, en légère survitesse, et absorbe de la puissance réactive.

Les conséquences sont un échauffement du stator car le courant réactif peut être élevé, et un échauffement du rotor car il n'est pas dimensionné pour les courants induits.

- **Moyen de protection**

On utilise une protection à maximum de puissance réactive temporisée pour les réseaux de forte puissance, ou encore par une surveillance directe du courant d'excitation dans le circuit d'excitation s'il est accessible.

2.7. Perte de synchronisme

La désynchronisation du générateur survient lors d'une forte perturbation qui rompt l'équilibre du régime permanent : par exemple, un court-circuit dans le réseau a pour conséquence une chute de la puissance électrique fournie par le générateur, et l'accélération de ce dernier qui reste toujours entraîné par la machine d'entraînement.

- **Moyen de protection**

Elle est assurée par une protection spécifique de perte de synchronisme ; le principe de mesure du glissement est basé soit sur l'estimation de l'instabilité de la machine par la loi des aires, soit sur la détection d'oscillations de puissance active.

Mais dans le cas des alternateurs de faible et moyenne puissance, on utilise des systèmes de protection plus simples, comme la protection maximum de puissance réactive ou protection minimum de courant d'excitation.

On utilise une protection à maximum de vitesse comme protection de secours.

2.8. Fonctionnement en moteur

Lorsque le générateur est entraîné comme un moteur par le réseau électrique auquel il est raccordé, il fournit de l'énergie mécanique sur l'arbre, cela peut provoquer de l'usure et des dégâts à la machine d'entraînement.

- **Moyen de protection**

Il est détecté par un relais de retour de puissance active absorbée par l'alternateur.

2.9. Variation de tension et de fréquence

Les variations des tensions et des fréquences sont dues au mauvais fonctionnement des régulateurs correspondants, elles provoquent les inconvénients suivants :

Une variation de fréquence, provoque une variation de vitesse des moteurs, une modification des pertes fer dans les circuits magnétiques, et gênent le fonctionnement de récepteurs synchrones...

Une augmentation de la tension contraint l'isolation de tous les éléments du réseau et provoque un échauffement des circuits magnétiques et endommagement des charges sensibles.

Une tension trop faible provoque une perte de couple et une augmentation du courant et de l'échauffement des moteurs.

Une fluctuation de tension entraîne une variation de couple des moteurs, elle est à l'origine du flicker (papillotement des sources lumineuses).

- **Moyen de protection**

On utilise une protection à maximum et à minimum de tension d'une part, et une protection à maximum et à minimum de fréquence d'autre part.

Ces protections sont temporisées, afin de laisser aux protections du réseau et aux régulateurs de tension et de vitesse le temps de réagir.

2.10. Mise sous tension accidentelle

Le non respect des séquences de démarrage de l'alternateur et sa mise sous tension accidentelle peut provoquer sa marche en moteur, ce qui va constituer une contrainte dangereuse pour l'arbre du groupe.

- **Moyen de protection**

On utilise une protection de mise sous tension accidentelle qui est constituée par la mise en œuvre simultanée d'un maximum de courant instantané et d'un minimum de tension temporisée pour éviter un déclenchement intempestif en cas de défaut triphasé.

3. Les différentes protections de l'alternateur

3.1. Protection contre les défauts internes au générateur

3.1.1 Court-circuit entre phases

3.1.1.1. Protection différentielle

Son principe repose sur la comparaison de deux grandeurs (*figure IV.1.*) ; l'une d'entrée et l'autre de sortie.

En régime normale la comparaison des ces grandeurs (courants) donne une différence nulle ; en cas de défauts entre phases un courant différentiel apparaît et vient actionner la protection.

$$I_{diffé} = |I_{r1} - I_{r2}|$$

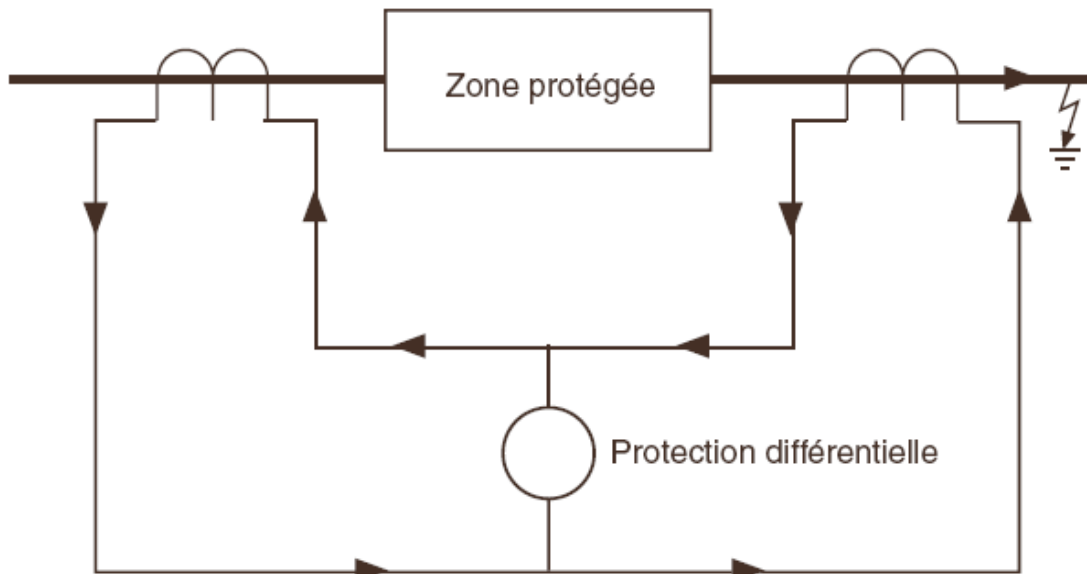


Figure IV.1 : Principe de la protection différentielle.

3.1.1.1.1. Protection différentielle à haute impédance

Un fort courant peut causer la saturation des TC, ce qui peut provoquer un déclenchement intempestif de la protection.

Pour garantir une stabilité de la protection, on utilise alors, la protection différentielle à haute impédance qui consiste à mettre le relais en série avec une résistance R_{st} (*figure IV.2*).

Cette résistance est calculée pour que le courant dérivé dans le circuit différentiel ne puisse pas atteindre le seuil de réglage du relais lorsque le courant traversant sature un TC.

Elle est calculée suivant la formule suivante :

$$(R_{st} + R_p) \geq (R_{ct} + 2R_L) \frac{I_{tr\max}}{I_r} .$$

Avec :

R_{ct} : Résistance interne du TC.

R_L : Résistance de la filerie.

$I_{tr\max}$: Courant maximale pouvant traverser la zone vu au secondaire du TC.

I_r : Courant de réglage du relais.

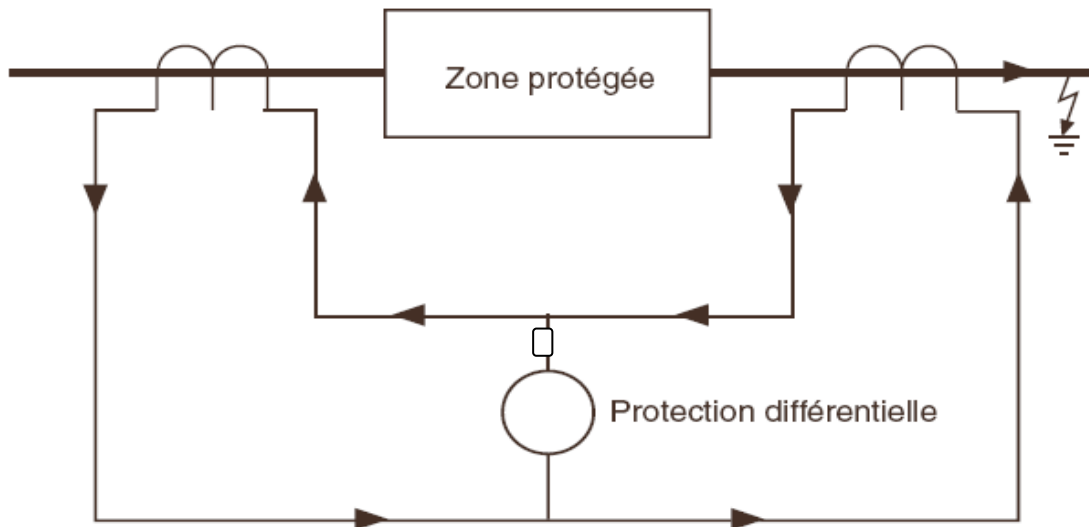


Figure IV.2 : protection différentielle à haute impédance.

3.1.1.1.2. Protection différentielle à pourcentage

Pour cette protection, le seuil de déclenchement augmente avec le courant traversant.

On peut définir deux pentes de retenue, la pente de retenue initiale (1) est dite de grande sensibilité, et est appliquée dans le cas où le courant traversant est inférieur au courant I_{S1} (défauts interne).

La deuxième pente de retenue (2), est appliquée en présence de courant traversant supérieur à I_{S1} (saturation d'un TC).

Comme montré sur la figure suivante ou :

$$I_{tr} = \frac{I_{entrée} + I_{sortie}}{2} : \text{ Courant traversant.}$$

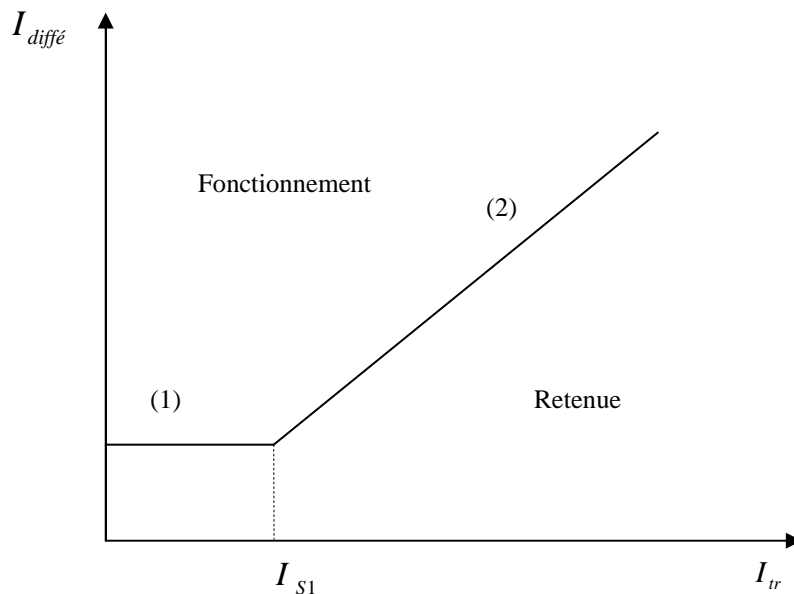


Figure IV.3 : caractéristique de fonctionnement de la protection différentielle à pourcentage (à retenue de courant).

3.1.1.2. Protection à maximum de courant de phase directionnelle

Elle est constituée par l'association d'une protection à maximum de courant avec un élément de mesure du déphasage entre le courant et la grandeur de polarisation.

Pour qu'il y ait déclenchement, il faut que le courant soit supérieur au seuil et le déphasage entre le courant et la grandeur de polarisation ajoutée à l'angle caractéristique soit compris entre $+90^\circ$ et -90° .

Directionnel aval :

$$-90^\circ < \text{angle caract.} + \text{angle}(I \wedge U) < 90^\circ$$

Directionnel amont :

$$90^\circ < \text{angle caract.} + \text{angle}(I \wedge U) < -90^\circ$$

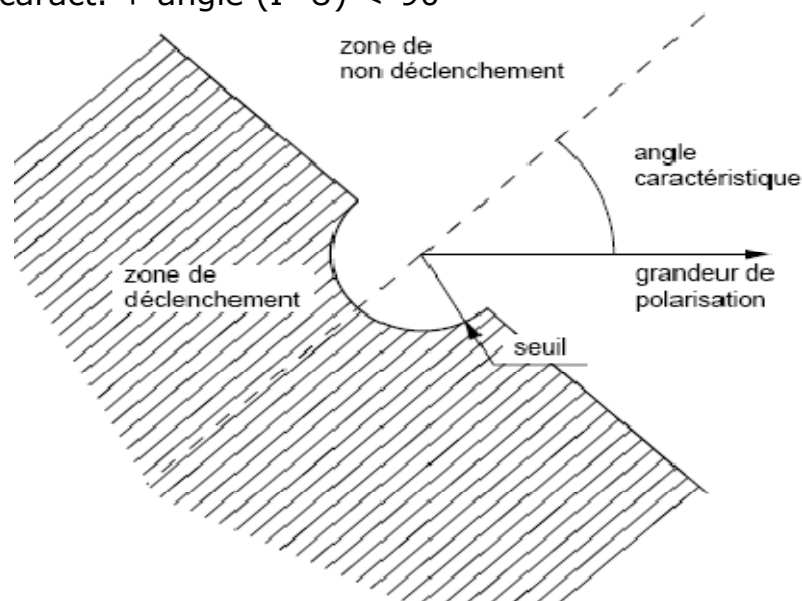


Figure IV.4 : Caractéristique de fonctionnement d'une protection à maximum de courant directionnel.

*Grandeur de polarisation

Pour localiser un défaut en amont ou en aval de l'endroit où est mesuré le courant, il faut déterminer le déphasage de ce courant avec une grandeur de référence, qui est, dans notre cas, la tension entre phases.

3.1.2. Déséquilibre

3.2.1. Protection à maximum de composante inverse

A partir de deux intensités de phases, la protection élabore la composante inverse à l'aide d'un déphaseur.

Le calcul de la composante inverse se fait comme suit :

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

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

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

On obtient le système :

$$3\bar{I}_o = \bar{I}_1 + \bar{I}_2 + \bar{I}_3$$

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

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

Et du fait qu'en absence de défaut à la terre : $\bar{I}_3 = -(\bar{I}_1 + \bar{I}_2)$

On obtient alors le courant inverse :

$$\frac{3\bar{I}_i}{1-a} = I_1 - a\bar{I}_2$$

D'où l'expression de la valeur absolue I_i

$$\sqrt{3}I_i = |I_1 - aI_2|$$

3.1.3. Défaut masse stator

3.1.3.1. Le neutre à la terre au niveau du stator générateur

3.1.3.1.1. Protection maximum de courant terre

Le courant résiduel qui caractérise les courants de défaut à la terre est égal à la somme vectorielle des trois courants de phases.

Le courant résiduel est égal à trois fois le courant homopolaire :

$$\vec{I}_{résid} = 3\vec{I}_o = \vec{I}_1 + \vec{I}_2 + \vec{I}_3 .$$

La détection de ce courant de défaut est assurée :

Soit directement dans la liaison du neutre (1).

Soit dans le réseau en mesurant la somme vectorielle des courants de phase en utilisant soit 3 capteurs de phase alimentant la protection (2), soit un tore (3) qui donne une mesure plus précise.

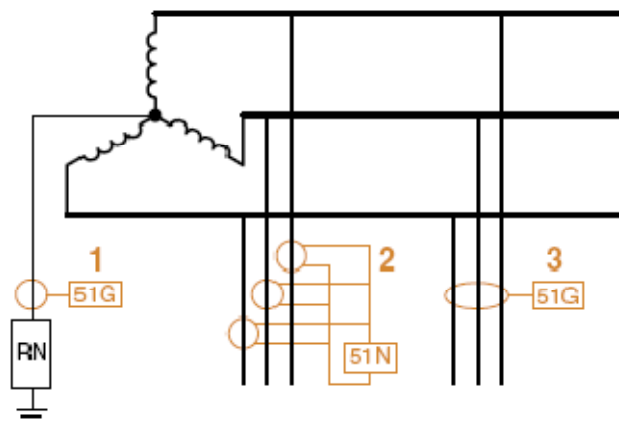


Figure IV.5 : montage pour détection de courant de défaut à la terre.

3.1.3.1.2. Protection différentiel de terre restreinte

Son principe de fonctionnement est basé sur la comparaison de l'intensité de mise à la terre et de l'intensité homopolaire calculée à partir des intensités de phases, ce qui permet d'obtenir une grande sensibilité.

3.1.3.1.2.1. Protection différentielle de terre restreinte à pourcentage de retenue

Son principe de fonctionnement est le même que celui défini pour la protection différentielle à pourcentage.

La *figure IV.6* montre que tous les TC alimentent en courant un équipement de protection à partir duquel sera extrait la valeur du courant de retenue et du courant différentiel qui seront utilisés par la protection différentielle de terre restreinte à basse impédance suivant les équations suivantes :

$$I_{ret} = \frac{\max(I_A, I_B, I_C) + I_N}{2}$$

$$I_{Diff} = I_A + I_B + I_C + I_N.$$

L'avantage de cette méthode de raccordement est que les TC de ligne et le TC de neutre ne sont pas raccordés de façon différentielle et par suite le TC du neutre est également utilisable pour alimenter la protection 100% masse stator.

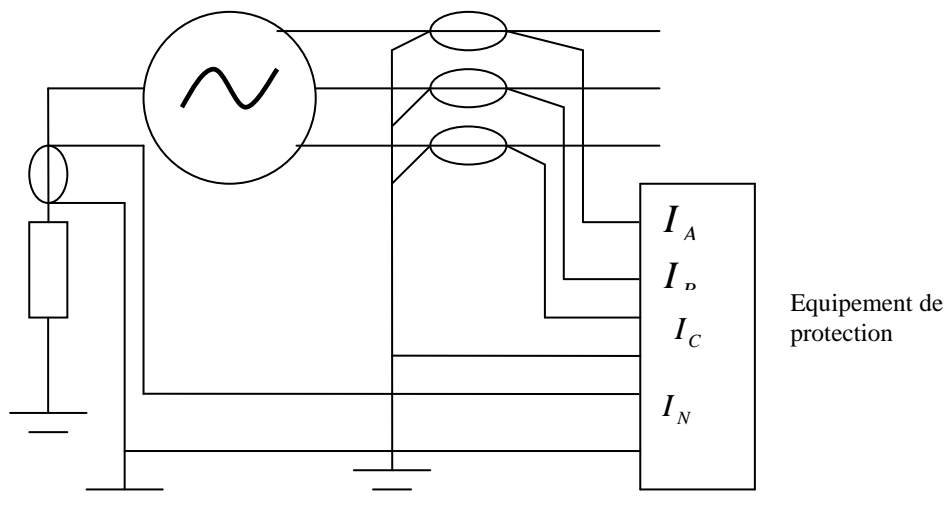


Figure IV.6 : Protection différentielle de terre restreinte à pourcentage.

3.1.3.1.2.2. Protection différentielle à terre restreinte à haute impédance

Le principe de haute impédance est le même que celui défini pour la protection différentielle à haute impédance.

La *figure IV.7* illustre un mode de raccordement des TC à l'équipement de protection.

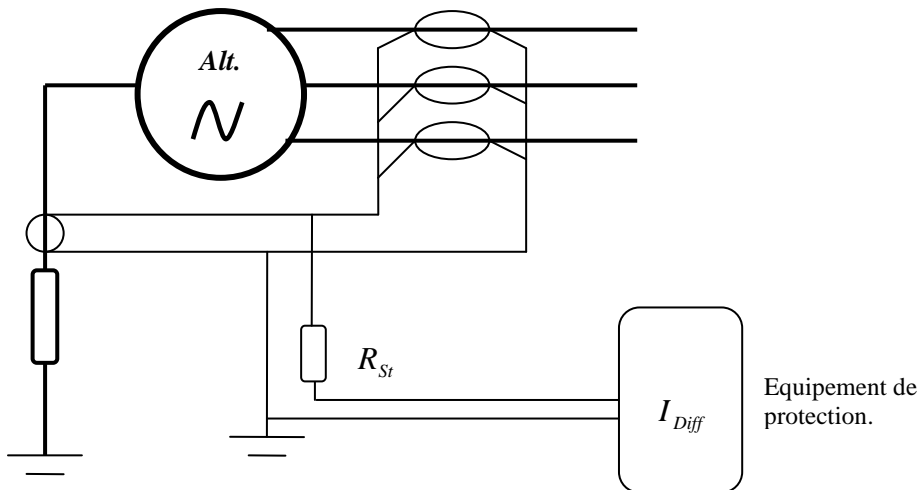


Figure IV.7 : Protection différentielle à terre restreinte à haute impédance.

3.1.3.2. Neutre impédant au niveau du stator générateur

3.1.3.2.1. Protection 100% masse stator [15]

- **Méthode d'injection basse fréquence**

Son principe repose sur la mesure d'une résistance minimale. Cette méthode consiste à injecter dans l'enroulement statorique, une tension de fréquence inférieure à celle du réseau et de mesurer le courant circulant dans le neutre.

En fonctionnement normal, seul un courant de faible amplitude circule à travers la capacité stator-terre du fait de l'impédance élevée de ce circuit aux basses fréquences ($X_c = \frac{1}{2\pi f C}$).

Dans l'éventualité d'un défaut à la terre, le courant mesuré augmente en raison de la plus petite impédance du circuit de défaut à la terre.

La protection peut mesurer l'impédance de défaut à partir de la tension injectée et du courant de défaut mesuré. Le schéma de la *figure IV.8* illustre le raccordement des réducteurs de mesure.

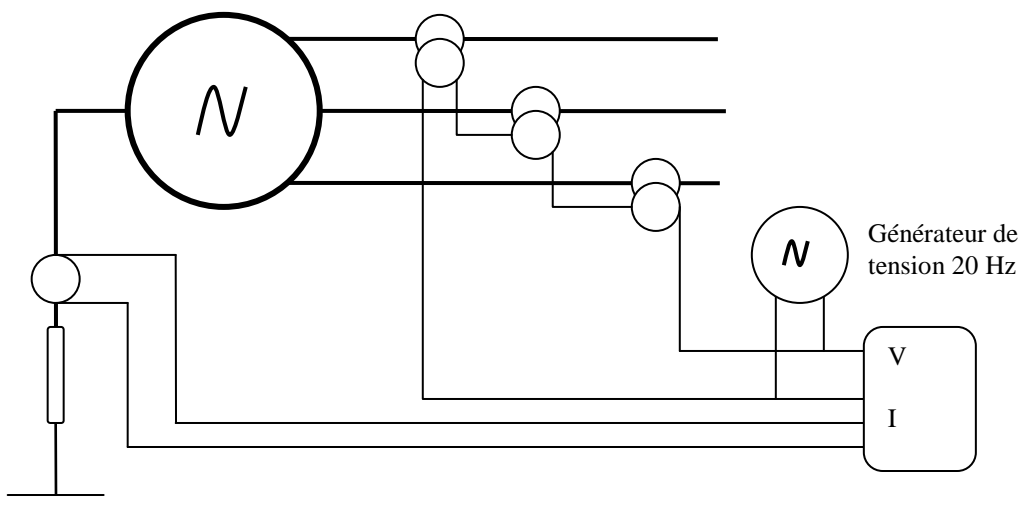


Figure IV.8: Principe de la protection 100% masse stator.

3.1.3.3. Neutre à la terre dans le réseau

3.1.3.3.1. Protection maximum de courant terre du coté disjoncteur

La protection possède un seuil en courant et une temporisation de l'ordre de 0.1 seconde.

3.1.3.4. Neutre isolé

3.1.3.4.1. Protection maximum de tension résiduelle

Pour mesurer la tension résiduelle, on effectue en un point du réseau la somme des tensions simples « phase neutre » ou « phases terre ». La tension résiduelle est donnée par la relation :

$$\vec{V}_1 + \vec{V}_2 + \vec{V}_3 = 3\vec{V}_o = \vec{V}_r$$

La mesure de V_r est obtenue en utilisant trois transformateurs de tension (TT) dont les secondaires sont couplés en série de manière à alimenter le relais par une tension $\vec{V}_1 + \vec{V}_2 + \vec{V}_3 = 3\vec{V}_o = \vec{V}_r$

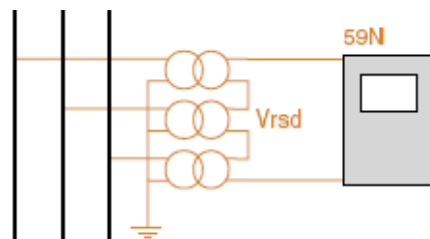


Figure IV.9: Protection maximum de tension résiduelle.

3.1.4. Défaut masse rotor [15]

3.1.4.1. Contrôleur permanent d'isolement

Le principe de détection de défaut à la terre est le même que celui pour la masse stator.

L'injection d'une tension alternative de basse fréquence entre le circuit rotorique et la masse, permet au dispositif de protection de calculer la résistance de défaut comme cela a été décrit pour la protection 100% masse stator.

3.1.5. Perte d'excitation

Quand l'excitation d'un alternateur est défaillante, sa *f.e.m* interne se dégrade. Ceci provoque une chute de la puissance active de la machine et un accroissement de la puissance réactive absorbée du réseau électrique. La protection est soit assurée par une protection maximum de puissance réactive ou une protection minimum d'impédance.

3.1.5.1. Protection maximum de puissance réactive

Cette protection est utilisée dans les cas où le circuit d'excitation n'est pas accessible (à diode tournante).

Son principe repose sur la mesure de la puissance réactive en utilisant le même principe que celui pour la mesure de la puissance active (voir Protection directionnelle de puissance active *Figure IV.11*).

$$Q = U_{CA} I_a \sin \varphi + U_{CB} I_b \sin \varphi$$

2.1.5.2. Protection minimum d'impédance

La protection est alimentée par un courant et une tension d'une même phase pour permettre la mesure d'impédance.

L'impédance mesurée correspond à l'impédance interne de l'alternateur, car celle-ci dépend de la *f.e.m* interne de l'alternateur et par conséquent de l'excitation.

Le fonctionnement de la protection est délimité par un cercle défini sur le diagramme d'impédance mesurée.

3.1.6. Perte de synchronisme

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*).

Pour les alternateurs de faible ou moyenne puissance (quelques dizaines de MVA) une protection contre la perte d'excitation peut être suffisante.

3.1.7. Variation de tension

3.1.7.1. Protection maximum de tension

Les capteurs sont montés entre phases.

Le seuil de détection est généralement réglé à 110% U_n (avec U_n : Tension composée nominale)

3.1.7.2. Protection minimum de tension [16]

Une baisse de tension a pour conséquence une augmentation du courant statorique, à puissance fournie constante. Cette surcharge étant couverte par la protection contre les surintensités au stator, la détection d'une baisse 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 chacun relié à une phase, pour la mesure de la composante directe :

$$V_d = \frac{1}{3}(V_1 + V_2 + V_3)$$

Les capteurs sont montés entre phases. Le seuil de détection est généralement réglé à 80% U_n . Avec U_n la tension assignée au secondaire du transformateur de soutirage.

3.1.8. Variation de fréquence

3.1.8.1. Protection minimum de fréquence

Le fonctionnement à minimum de fréquence d'un alternateur se produit lorsque la charge du réseau dépasse la capacité de la puissance motrice d'entraînement de cet alternateur.

La protection du réseau est assurée par un moyen de délestage automatique, mais dans le cas de l'échec du délestage, l'alternateur doit être pourvu d'une protection de secours minimum de fréquence.

Le seuil minimum recommandé pour la protection est -2Hz de la fréquence nominale.

2.1.8.2. Protection maximum de fréquence

Le fonctionnement en surfréquence d'un alternateur survient quand la puissance mécanique appliquée à l'alternateur est supérieure à la charge électrique et aux pertes mécaniques (plus fréquemment lors d'une perte de charge conséquente).

La protection maximum de fréquence vient en secours au régulateur de vitesse lorsque celui-ci présente une défaillance.

Son seuil de réglage est recommandé à +2Hz de la fréquence maximale.

3.2. Défaut de l'alimentation

3.2.1. Court-circuit externe

Les protections suivantes viennent en secours à celles du réseau en cas de défaillance.

3.2.1.1. Avec maintien du courant à $3I_n$

La protection est munie d'un dispositif permettant de maintenir la valeur détectée du courant de court-circuit à $3I_n$.

3.2.1.1.1. Protection maximum de courant

Les variations de courant pouvant être faibles, le relais peut être réglé à un seuil de courant et une temporisation à temps constant.

3.2.1.2. Sans maintien du courant à $3I_n$

3.2.1.2.1. Protection maximum de courant à contrôle de tension :

Dans ce mode de fonctionnement, le détecteur à minimum de tension permet de provoquer un changement de pas dans le réglage de seuil du courant de l'équipement.

Cette protection est employée dans le cas où l'alternateur est directement relié au réseau.

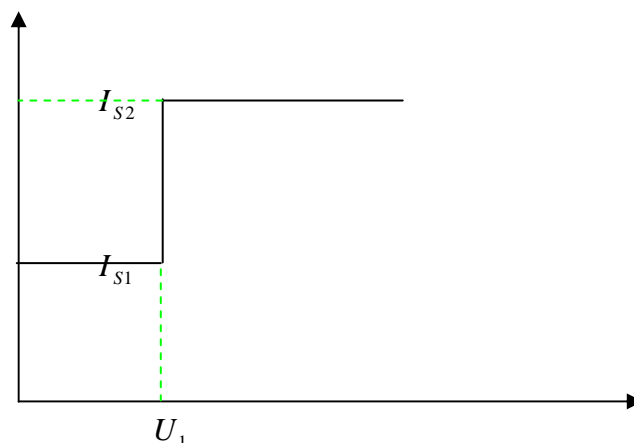


Figure IV.10 : Modification du seuil de détection de courant de la protection à maximum de courant à contrôle de tension.

3.2.1.2.2. Protection maximum de courant à retenue de tension :

Dans le mode à retenue de tension, le courant de fonctionnement effectif de l'élément de protection varie en permanence au fur et à mesure que la tension appliquée varie entre les deux seuils de tension. Cette protection est employée dans le cas où l'alternateur est indirectement relié au réseau (via un transformateur). Et dans ce cas de liaison, un défaut entre phases sur le jeu de barres ne se traduira que par une chute de tension partielle entre phases aux bornes de l'alternateur.

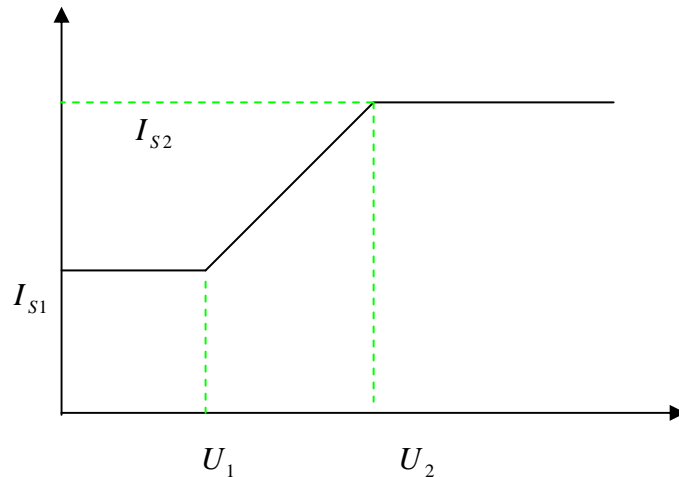


Figure IV.11 : Modification du seuil de détection de courant de la protection à maximum de courant à retenue de tension.

3.2.1.3. Protection minimum d'impédance

L'impédance de chaque phase est calculée comme suit :

$$Z_a = \frac{V_{ab}}{I_a} \quad Z_b = \frac{V_{bc}}{I_b} \quad Z_c = \frac{V_{ca}}{I_c}$$

La tension nominale étant appliquée, la protection fonctionne comme une protection de surintensité à temps constant. Au fur et à mesure que la tension diminue, la protection fonctionne à un courant plus faible, et ce fonctionnement est comparable à celui d'une protection à maximum de courant à retenue de tension.

La protection à minimum d'impédance est constituée de 3 éléments de phase distincts et que la vérification se fait phase par phase, autrement dit l'inhibition d'une phase n'entraîne pas celle des autres.

3.2.2. Protection contre la mise sous tension accidentelle

Elle est constituée de la mise en œuvre simultanée d'une protection maximum de courant instantanée et d'une protection minimum de tension temporisée pour empêcher un déclenchement intempestif en cas de défaut triphasé.

3.3. Défaut lié à la machine d'entraînement

3.3.1. Surcharge

3.3.1.1. Protection maximum de courant

Le relais possède un seuil en intensité et une temporisation à temps dépendant qui permet une sélectivité meilleure.

3.3.1.2. Image thermique [15]

Si l'alternateur est considéré comme étant un corps homogène, l'évolution de la température en son sein est donnée par la formule suivante :

$$T = T_{\max} (1 - e^{-t/\tau})$$

Avec :

T_{\max} : La température finale à l'état stable.

τ : La constante de temps thermique.

L'échauffement est proportionnel au carré de l'intensité du courant :

$$T = KI_p^2 (1 - e^{-t/\tau})$$

$$T = T_{\max} = KI_p^2 \quad \text{Si } t = \infty$$

Avec :

I_p : Intensité de courant permanent qui provoquerait une température T_{\max} dans l'alternateur (on le prend comme courant de fonctionnement à pleine charge).

Pour un courant de charge « I », la température est donnée par :

$$T = KI^2 (1 - e^{-t/\tau})$$

Un calcul simple, permet de déterminer la durée pendant laquelle la machine peut supporter ce courant de charge.

$$T_{\max} = KI_p^2 = KI^2 (1 - e^{-t/\tau})$$

$$\Rightarrow t = \tau \log \left(\frac{1}{1 - \frac{I_p^2}{I^2}} \right)$$

Le relais fonctionne donc après un temps « t ».

Le relais à image thermique est alimenté en courant (I) en provenance des TC de lignes.

Le courant I correspond à un courant équivalent à la combinaison des composantes directes et inverse du courant d'alternateur.

La protection image thermique est prévue pour tenir compte de l'état d'échauffement de l'alternateur avant la surcharge, ainsi pour calculer le

temps de déclenchement pour un courant donné on utilise l'équation suivante :

$$t = \tau \log \left(\frac{I_{eq}^2 - I_p^2}{I_{eq}^2 - I_R^2} \right)$$

Avec :

I_{eq} : Courant équivalent des composantes direct et inverses

I_p : Courant permanent avant l'application de la surcharge.

I_R : Courant de réglage de la protection.

3.3.1.3. Sonde de température [14]

Ce sont des capteurs qui permettent de transformer l'effet du réchauffement ou du refroidissement sur leurs composants en signal électrique.

La mesure de la température dans un alternateur, est très souvent réalisée à l'aide de thermocouple ; constitués de deux files métalliques de nature différentes relié par des jonctions et permet ainsi la mesure de la température par effet Seebeck.

Effet Seebeck : c'est un effet thermoélectrique, découvert par le physicien allemand John Thomas Seebeck en 1821, dont le principe est ; si deux conducteurs métalliques de nature différentes sont reliés par deux jonctions et si une différence de température est appliquée entre les deux jonctions, il y aura apparition d'une différence de potentiel à chacune des deux jonctions.

3.3.2. Fonctionnement en moteur

3.3.2.1. Protection directionnel de puissance active

Dans le cas d'un fonctionnement en moteur, il y a inversion de puissance active.

La protection doit être sensible à cette inversion de puissance active et insensible à l'inversion de puissance réactive.

On utilise très souvent la méthode des deux wattmètres pour mesurer la puissance active, cette méthode nécessite donc une mesure des courants de phases et de tensions composées.

Le schéma de la *figure IV.11* illustre le raccordement des réducteurs de mesure.

La puissance active est donnée par :

$$P = U_{CA} I_a \cos \varphi + U_{CB} I_b \cos \varphi$$

La puissance ainsi mesurée est une grandeur algébrique dont le signe indique le sens d'écoulement (la protection de puissance active est naturellement directionnelle).

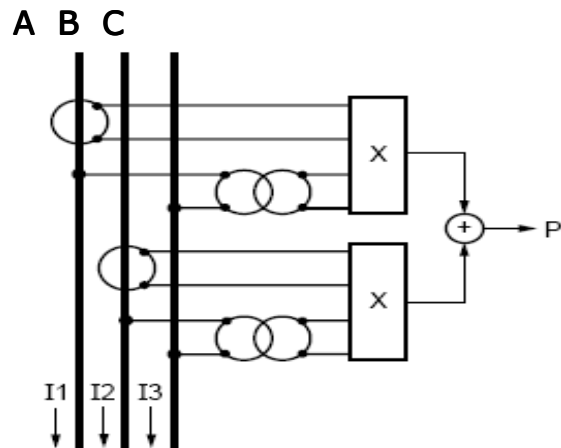


Figure IV.11 : Mesure de la puissance active par la méthode des deux wattmètres.

3.3.3. Variation de vitesse

3.3.3.1. Détection mécanique de survitesse, sous vitesse

Grâce à un système de détection mécanique de la survitesse ou sous vitesse, cette protection agit directement sur le débit gaz ou fioul injecté dans la chambre de combustion.

Son réglage est généralement conseillé à $\pm 5\%$ de la vitesse nominale.

Chapitre V

*Protection des alternateurs de la centrale de Bab
Ezzouar*

1. Introduction

Dans ce chapitre, nous allons nous intéresser à la protection de l'alternateur de la centrale de Bab Ezzouar.

Pour ce faire, nous allons tracer son digramme de performance en fonctionnement normal, et faire un calcul de courant de court-circuit afin de permettre un dimensionnement des disjoncteurs, sectionneurs et réducteurs de mesures reliés aux protections de l'alternateur, nous allons en suite présenter leurs réglages et actions sur les disjoncteur et enfin conclure sur la fiabilité de la protection de l'alternateur.

2. Présentation d'une tranche de production

La centrale de Bab Ezzouar est constituée de 04 tranches de productions identiques. Le schéma de la *figure V.1* présente une tranche de production constituée d'un alternateur, alimentant le jeu de barres du poste via un transformateur de puissance, et d'un transformateur de soutirage alimentant le circuit électrique interne de la centrale.

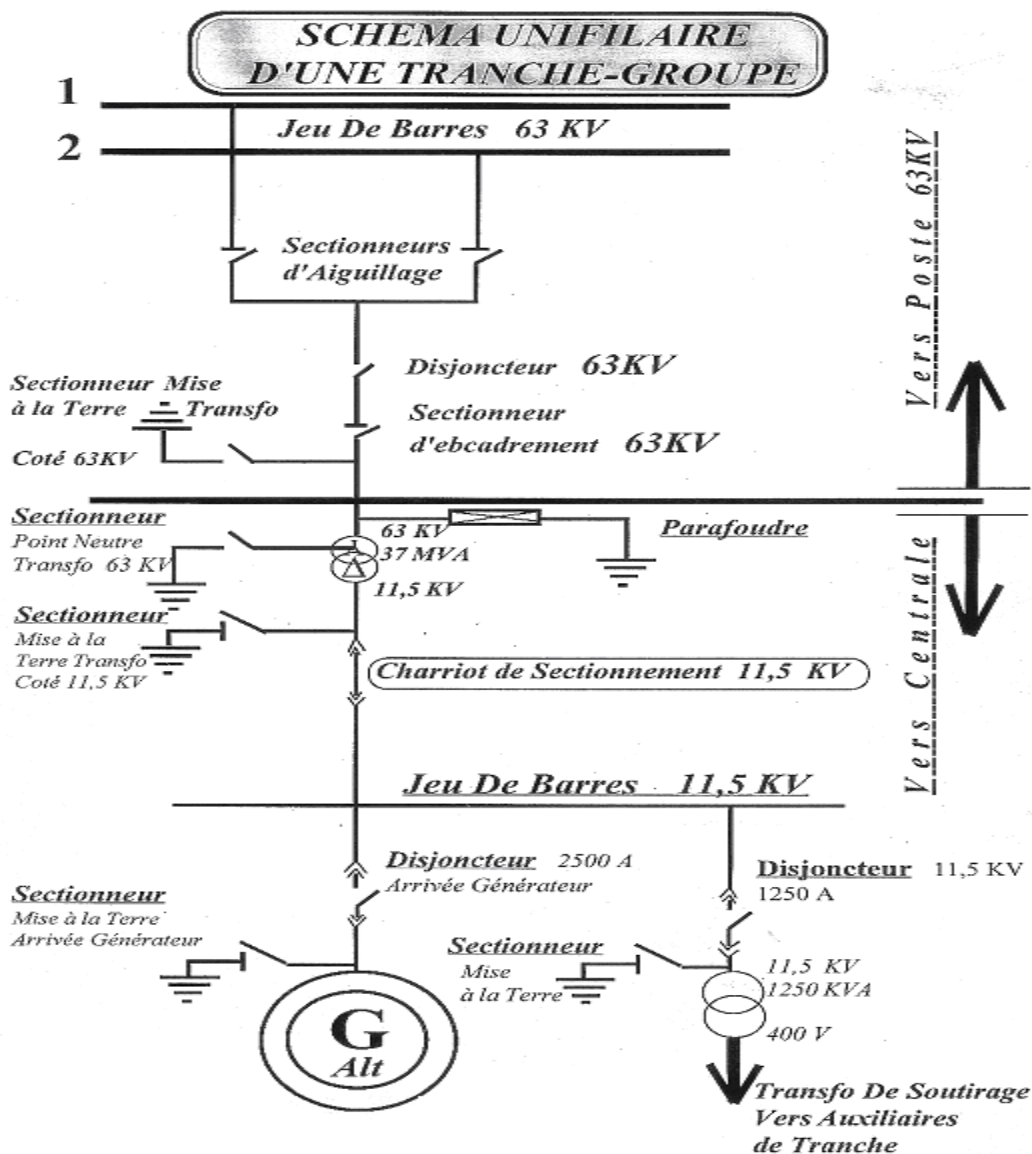


Figure V.1 : schéma unifilaire d'une tranche de productio

2.1. Caractéristiques des alternateurs et transformateurs

Les caractéristiques des alternateurs et des transformateurs de puissance sont identiques pour toutes les tranches de production.

Alternateur:

$U_n = 11.5KV$; $S_n = 37MVA$; $P_n = 26.9MW$; $X_d'' = 13.7\%$; $X_d' = 18.5\%$; $X_d = 220\%$;
 $X_o = 6.7\%$; $X_{inv} = 15.8\%$

Le rapport de court circuit $r_{cc} = 0.53$

Transformateur:

$U = 11.5KV / 63KV$; $U_{cc\%} = 11.2\%$; $S_n = 37MVA$.

3. Diagramme de performance de l'alternateur

Le régulateur automatique de tension et de vitesse, joue le rôle d'une protection pour l'alternateur, car il empêche le fonctionnement en dehors des limites imposées par la construction de l'alternateur, ces limites, indispensables à savoir pour assurer un bon réglage et une meilleure surveillance de l'état de fonctionnement d'un groupe dans une centrale électrique sont définies par un diagramme des puissances que nous allons présenter ci-dessous. Ce diagramme appelé aussi diagramme de performance permet d'optimiser le fonctionnement de l'alternateur.

Le point de fonctionnement de l'alternateur est donné par les deux points qui sont la tension $U=11500$ V et le courant d'excitation $I_f=360$ A.

En marche à vide $U=E$ (f.e.m)

On obtient de la caractéristique à vide fourni par le fournisseur une tension de 15.1 kV pour un courant d'excitation maximale de 760 A.

On choisit les valeurs de bases suivantes :

$$U_b = 11500 \text{ V} = 1 \text{ pu}$$

$$S_b = 37 \text{ MVA} = 1 \text{ pu}$$

La valeur réduite de la f.e.m maximale est :

$$E = \frac{15.1}{11.5} = 1.313 \text{ pu}$$

Connaissant le rapport de court-circuit, on peut calculer $X_{s/phase}$ (réactance par phase)

$$X_s = X_{s*} Z_b = \frac{1}{r_{cc}} \frac{U_b^2}{S_b}$$

$$X_s = \frac{1}{0.53} \frac{(11.5)^2}{37} = 6.744 \Omega / \text{phase}$$

Le courant d'excitation maximum est de 760 A, correspondant à

$$E = 1.313 \text{ pu.}$$

Le diagramme sera construit en utilisant des valeurs triphasées (MW) et (MVAR).

Quand E est nul, le courant de phase sera en avance de $\frac{\pi}{2}$ par rapport à V

Et sera égale à :

$$I = \frac{U/\sqrt{3}}{X_{s/phase}} ; \varphi = \frac{\pi}{2}$$

La puissance triphasée correspondante à cet état est :

$$Q = 3VI \sin \varphi = 3 \frac{U}{\sqrt{3}} \frac{U}{\sqrt{3} X_{s/phase}} \sin \varphi = \frac{U^2}{X_{s/phase}} = \frac{11.5^2}{6.744} = 19.61 \text{ MVAR}$$

$$V = \frac{U}{\sqrt{3}} = \frac{11.5}{\sqrt{3}} = 6.64 \text{ kV}$$

On prend une échelle de 5 cm pour une tension V et une puissance réactive de 19.61 MVAR

$$\left. \begin{array}{l} 5\text{cm} \rightarrow 19.61\text{MVAR} \\ x_1 \rightarrow 37\text{MVA} \\ x_2 \rightarrow 26.9\text{MW} \end{array} \right\} \Rightarrow \begin{cases} x_1 = 9.433\text{cm} \\ x_2 = 6.858\text{cm} \end{cases}$$

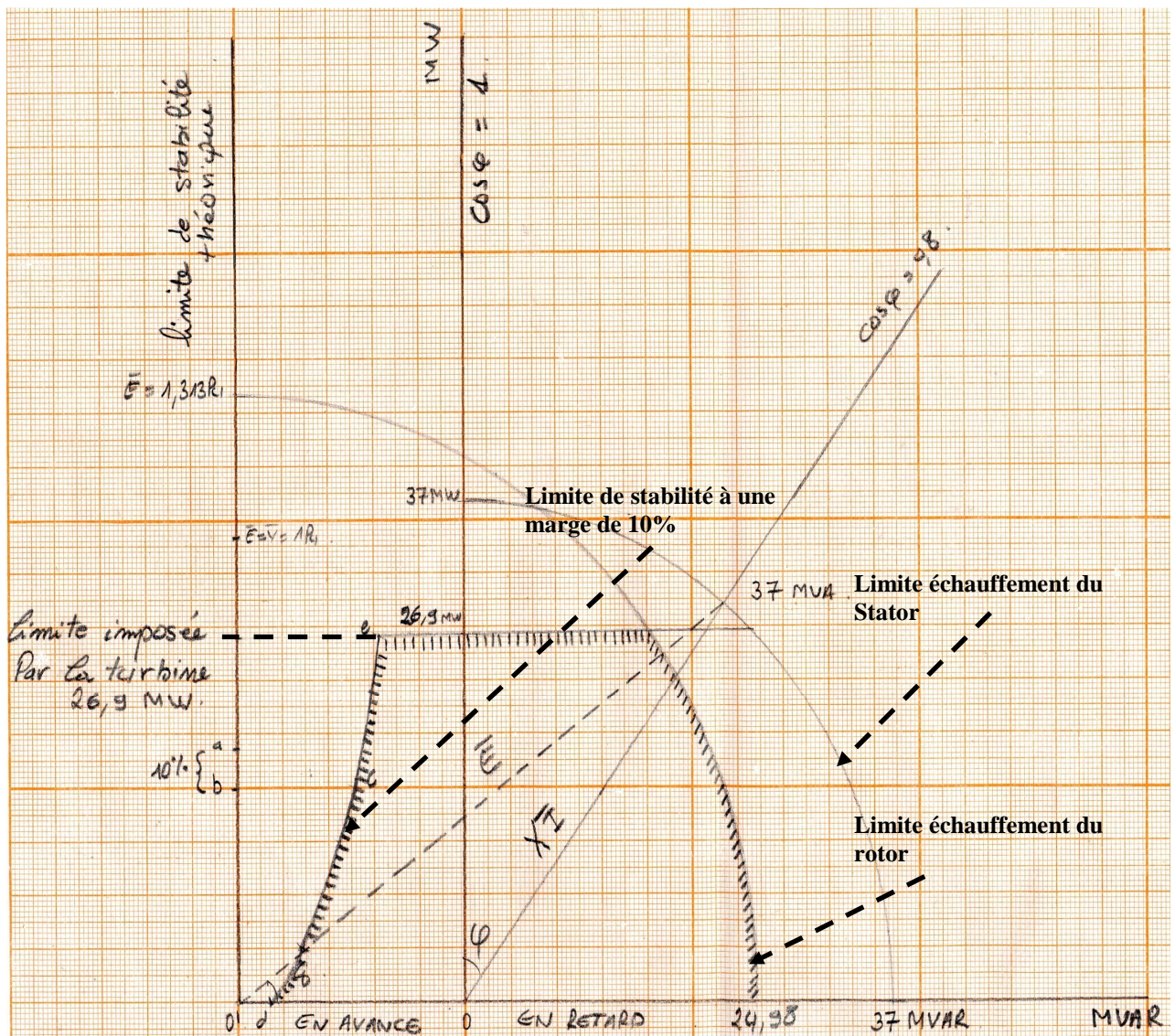


Figure V.1 : Diagramme de performance de l'alternateur

4. Calcul de courant de court-circuit

Le dimensionnement des appareils de protection de l'alternateur nécessite un calcul de courant de court-circuit dans différents points précis de la tranche de production.

Nous allons pour notre cas définir deux points de calcul sur la tranche de production puis nous allons calculer les courants de court-circuit triphasé aux points définis à l'aide des composantes symétrique selon la norme CEI60909 sachant que le transformateur de puissance est doté d'un changeur de prise en charge.

4.1. Calcul des impédances

Alternateur

$$X_d'' (\Omega) = \frac{X_d'' (\%) U_n^2}{100 S_n} = \frac{13.7 \cdot 11.5^2}{100 \cdot 37} = 0.4896 \Omega$$

$$X_{inv} = \frac{15.8 U_n^2}{100 S_n} = 0.5647 \Omega$$

$$X_o = \frac{6.7 \cdot 11.5^2}{100 \cdot 37} = 0.2394 \Omega$$

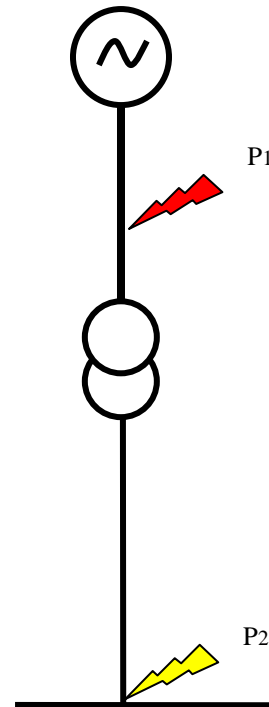
Transformateur

$$Z_{HT} = \frac{U_{cc} U_{HT}^2}{100 S_n} = \frac{11.2 \cdot 63^2}{100 \cdot 37} = 12.014 \Omega$$

$$X_{HT} = Z_{HT}$$

$$X_{HT} (\%) = X_{HT} \frac{S_n}{U_n^2} = 12.01 \frac{37}{63^2} = 0.1119$$

$$X_{HT} (\%) = 11.19\%$$



4.2. Court-circuit entre l'alternateur et le transformateur (P1)

4.2.1. Courant de court-circuit triphasé

Le courant de court-circuit initial :

$$I_k'' = \frac{c U_n}{\sqrt{3} K_{GS} X_d''}$$

$$K_{GS} = \frac{c_{max}}{1 + X_d'' \sin \varphi} = \frac{1.1}{1 + 0.137 \cdot 0.6} = 1.0164$$

$$I_k'' = \frac{1.1 \cdot 11.5}{\sqrt{3} \cdot 1.0164 \cdot 0.4896} = 14.67 \text{ KA}$$

Le courant de court-circuit crête:

$$I_p = \kappa \sqrt{2} I_k''$$

On : $S < 100 \text{ MVA}$; $U > 1 \text{ KV}$

$$\Rightarrow R_{Gf} = 0.07 X_d'' = 0.07 \cdot 0.4896 = 0.03427 \Omega$$

$$\frac{R_{Gf}}{X_d''} = 0.07 \Rightarrow \kappa = 1.02 + 0.98 e^{-3 \cdot 0.07} = 2.55$$

$$I_p = 2.55\sqrt{2} * 14.67 = 52.90 \text{KA}$$

Le courant de court-circuit coupé:

$$I_b = \mu I_k''$$

$$\frac{I_k''}{I_n} = \frac{14.67}{1.857} = 7.8942$$

On prend $\tau = 0.045s$

De la courbe défini dans *la figure III.6* on tire la valeur de $\mu = 0.76$

$$I_b = 0.76 * 14.67 = 11.15 \text{KA}.$$

Calcul de la tenue thermique

Le passage du courant de défaut dans les connexions (lignes, jeux de barres, contacts des disjoncteurs, etc....) provoque un effet thermique (élévation de la température) ayant pour conséquences :

- Un allongement des conducteurs ;
- Une perte des caractéristiques de tenue mécanique des conducteurs ;
- Un vieillissement accéléré des contacts électriques.

Il convient donc de dimensionner les conducteurs et les contacts de façon à limiter l'échauffement, et cela en vérifiant la stabilité thermique de ces connexions, que l'on calcule en régime adiabatique (sans échange de chaleur avec le milieu extérieur) par la formule suivante :

$$I_{th} = I_k''^2 \cdot t_{déf} \quad [KA^2 \cdot s]$$

Avec :

$t_{déf}$: Temps de défaut, qui représente le temps mort minimal.

$$t_{déf} = 0.045 + 0.1 = 0.055s$$

On prend la valeur du courant de court-circuit triphasé initial

$$I_{th} = I_k''^2 * t_{déf} = 14.67^2 * 0.055 = 11.83 \text{KA}$$

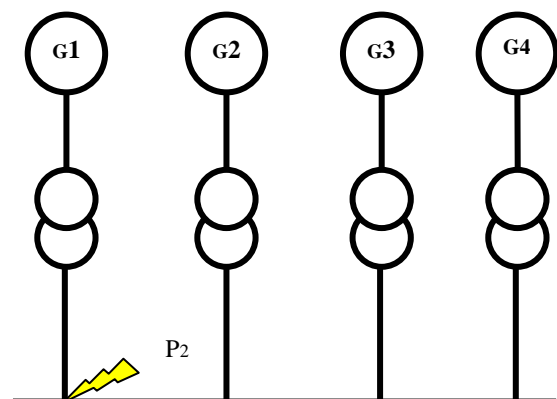
4.3. Court-circuit entre le transformateur et le jeu de barre 63k(P2)

4.3.1. Court-circuit triphasé

$$I_k'' = \frac{c U_{JDB}}{\sqrt{3} Z_s}$$

$$\text{Avec } Z_s = K_s \left[\left(\frac{U_{HT}}{U_n} \right)^2 (X_d'') + X_{HT} \right]$$

$$K_s = \frac{U_{JDB}^2}{U_n^2} \frac{U_n^2}{U_{HT}^2} \frac{c_{\max}}{1 + |X_d'' - X_T| \sin \phi_G}$$



$$K_s = \frac{63^2}{11.5^2} \frac{11.5^2}{63^2} \frac{1.1}{1 + (0.137 - 0.1119)0.6} = 1.0836$$

$$Z_s = X_s = 1.0836 \left[\left(\frac{63}{11.5} \right)^2 (0.4896) + 12.01 \right] = 28.935 \Omega$$

Z_s : Impédance d'un groupe

Nous avons un montage parallèle de 4 groupes identiques ce qui nous donne une impédance directe équivalente.

$$X_{deq} = \frac{X_s}{4} = \frac{28.935}{4} = 7.23375 \Omega$$

Courant de court-circuit initial:

$$I_k'' = \frac{cU_{HT}}{\sqrt{3}X_{deq}} = \frac{1.1 * 63}{\sqrt{3} * 7.23375} = 5.531 \text{KA}$$

Courant de court-circuit crête :

$$I_p = \kappa \sqrt{2} I_k''$$

$$Z_s = 1.0836 \left[\left(\frac{63}{11.5} \right)^2 (0.03427 + j0.4896) + j12.01 \right] = 1.1144 + j13.014$$

$$\frac{R_{Gf}}{X_{Sf}} = 0.0856 \Rightarrow \kappa = 0.699$$

$$I_p = 0.699 \sqrt{2} * 5.531 = 5.4675 \text{KA}$$

Courant de court-circuit coupé :

$$I_b = \mu I_k''$$

$$\frac{I_k''}{I_n} = \frac{5.531}{0.339} = 16.3156 .$$

On prend $\tau = 0.045 \text{s}$

De la courbe défini dans *la figure III.7* on tire la valeur de $\mu = 0.7$

$$I_b = 0.7 * 5.531 = 3.8717 \text{KA} .$$

4.3.2. Calcul de la tenue thermique

$$I_{th} = I_k''^2 * t_{def} = 5.531^2 * 0.055 = 1.68 \text{KA} .$$

5. Dimensionnement des appareils de protections

5.1. Dimensionnement des disjoncteurs

choix du disjoncteur 11.5 kV					
Paramètres de la tranche calculés		Paramètres du disjoncteur		Conditions de Choix	Résultats
Grandeurs	Valeurs	Grandeurs	Valeurs		
U_n [kV]	11.5	$U_{n_{disj}}$ [kV]	24	$U_{n_{disj}} \geq U_n$	Vérifié
I_n [A]	1857	$I_{n_{disj}}$ [A]	2500	$I_n < I_{n_{disj}}$	Vérifié
I_b [kA]	11.15	I_{Pdc} [kA]	31.5	$I_b < I_{Pdc}$	Vérifié
I_p [kA]	52.90	I_{dyn} [kA]	80	$I_p < I_{dyn}$	Vérifié
I_{th} [kA ² .s]	11.83	$I_{th_{disj}}$ [kA ² .s]	31.5	$I_{th} < I_{th_{disj}}$	Vérifié
choix du disjoncteur 63 kV					
Paramètres de la tranche calculés		Paramètres du disjoncteur		Conditions de Choix	Résultats
Grandeurs	Valeurs	Grandeurs	Valeurs		
U_n [kV]	63	$U_{n_{disj}}$ [kV]	63	$U_{n_{disj}} \geq U_n$	Vérifié
I_n [A]	339	$I_{n_{disj}}$ [A]	1600	$I_n < I_{n_{disj}}$	Vérifié
I_b [kA]	3.8717	I_{Pdc} [kA]	72.5	$I_b < I_{Pdc}$	Vérifié
I_p [kA]	5.46	I_{dyn} [kA]	80	$I_p < I_{dyn}$	Vérifié
I_{th} [kA ² .s]	1.68	$I_{th_{disj}}$ [kA ² .s]	31.5	$I_{th} < I_{th_{disj}}$	Vérifié

5.2. Dimensionnement des sectionneurs

Choix des sectionneurs 11.5KV					
Paramètres de la tranche calculés		Paramètres du sectionneur		Conditions de Choix	Résultats
<i>Grandeurs</i>	<i>Valeurs</i>	<i>Grandeurs</i>	<i>Valeurs</i>		
U_n [kV]	11.5	$U_{n_{sec}}$ [kV]	23	$U_{n_{sec}} \geq U_n$	Vérifié
I_n [A]	339	$I_{n_{sec}}$ [A]	2500	$I_n < I_{n_{sec}}$	Vérifié
I_{th} [kA]	11.83	$I_{th_{sec}}$ [kA]	27	$I_{th} < I_{th_{sec}}$	Vérifié

Choix des sectionneurs 63kV					
Paramètres de la tranche calculés		Paramètres du sectionneur		Conditions de Choix	Résultats
<i>Grandeurs</i>	<i>Valeurs</i>	<i>Grandeurs</i>	<i>Valeurs</i>		
U_n [kV]	63	$U_{n_{sec}}$ [kV]	72	$U_{n_{sec}} \geq U_n$	Vérifié
I_n [A]	339	$I_{n_{sec}}$ [A]	2500	$I_n < I_{n_{sec}}$	Vérifié
I_{th} [kA]	1.68	$I_{th_{sec}}$ [kA]	27	$I_{th} < I_{th_{disj}}$	Vérifié

5.3. Dimensionnement des réducteurs de mesure reliés aux relais de protection

Le dimensionnement des réducteurs de mesures tient compte de deux facteurs essentiels qui sont ; le type de protection alimentée et la charge reliée au réducteur de mesure.

Avant d'effectuer le calcul nécessaire pour le dimensionnement des réducteurs de mesures nous allons d'abord présenter les différentes protections de l'alternateur de Bab Ezzouar et réaliser un schéma simplifié de l'alimentation des différents relais de protection.

5.3.1. Présentation des protections des alternateurs de Bab Ezzouar

Protection différentielle

L'alternateur de la centrale est équipé d'une protection différentielle à pourcentage, le relais utilisé est de type D2se Brown Boveri qui est un relais électromagnétique.

Protection maximum de courant

C'est une protection à temps inverse, constituée de trois relais électromagnétique de type ICM22ko Brown Boveri destinés pour les trois phases.

La protection est alimentée par trois transformateurs de courant

Protection maximum de tension

La protection est assurée par un relais de type UM31x Brown Boveri alimenté par un transformateur de tension.

Protection contre le retour d'énergie

Cette protection est assurée par un relais de type PM2g90-110 Brown Boveri. Elle est alimentée par deux transformateurs de courant et deux transformateurs de tension de façon à permettre le calcul de la puissance active triphasé par la méthode des deux wattmètres.

Protection maximum et minimum de fréquence

La protection est assurée par un relais électromagnétique de type FM2-110 Brown Boveri, alimenté par un transformateur de tension.

Protection contre le déséquilibre

Elle assurée par un relais électromagnétique de type IG25-2 Brown Boveri, constitué de deux organes de détection de la composante inverse du courant, l'un réglé pour une valeur de signalisation et l'autre pour une valeur de déclenchement.

Le relais est alimenté par deux transformateurs de courant, pour lui permettre de calculer la valeur de la composante inverse.

Protection masse stator

La protection est assurée par un relais électromagnétique de type PUM2ng90-110 Brown Boveri.

Son principe repose sur la détection d'une tension aux bornes de la résistance de mise à la terre à l'aide d'un transformateur de tension (protection à élément de surtension).

Protection masse rotor

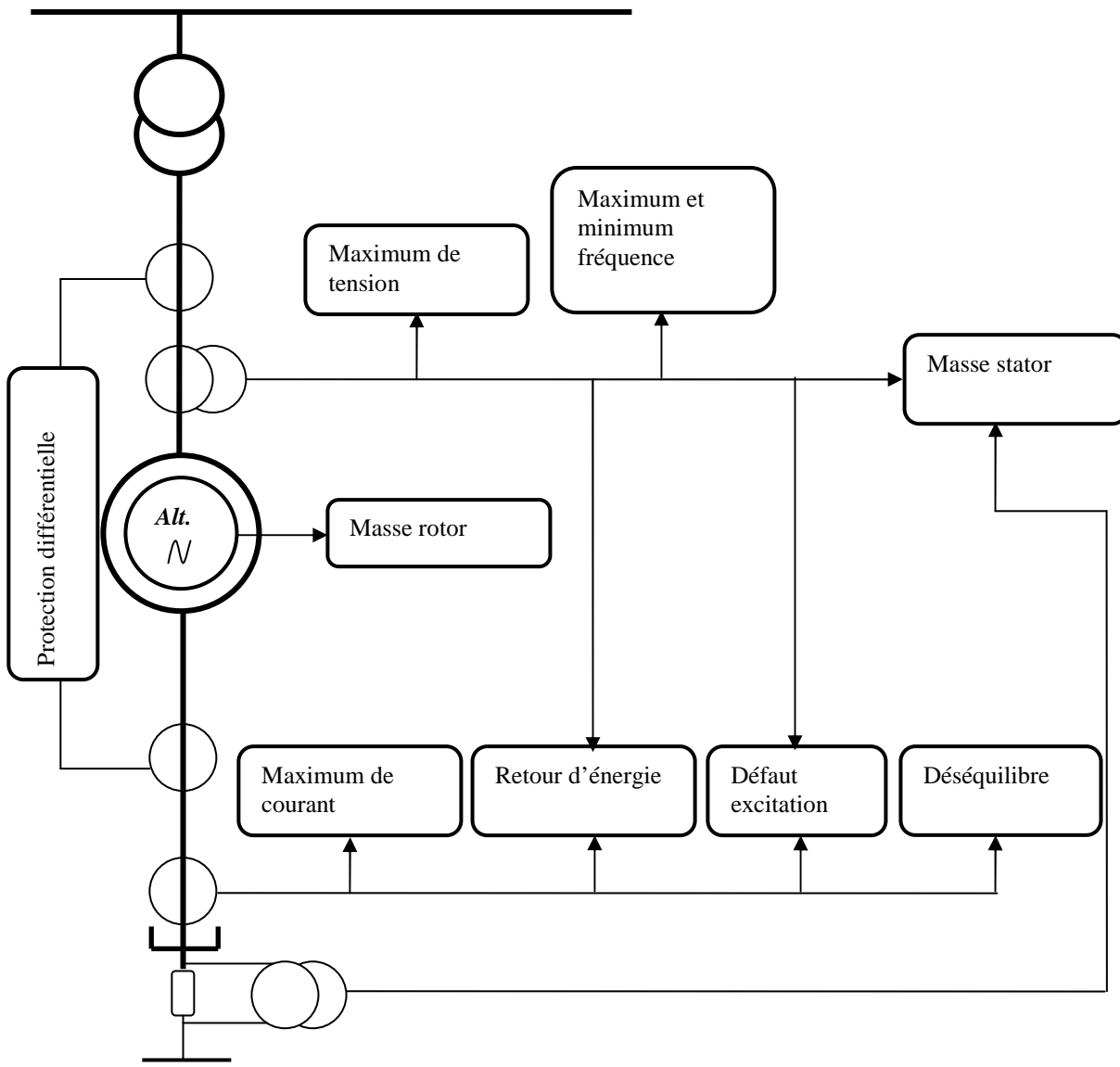
La protection est assurée par un relais électromagnétique de type PUM 201f45-110 Brown Boveri.

Elle assure la protection par un contrôle permanent de l'isolement en mesurant l'impédance de défaut.

Protection contre les défauts d'excitation

La protection est une protection minimum impédance, assurée par un relais électromagnétique de type PUM21-110 Brown Boveri.

5.3.2. Schéma simplifié de protection d'un alternateur de Bab Ezzouar



5.3.3. Spécification des réducteurs de mesure

Protection maximum de courant

Les TC alimentant cette protection alimentent aussi les protections suivantes :

- Protection contre le retour d'énergie,
- Protection contre le défaut d'excitation,
- Protection déséquilibre.

Le rapport de transformation des TC 2000/5A.

Nous allons déterminer la puissance de précision du TC et son facteur limite de précision réelle (FLP).

Calcul des pertes dans la filerie

Pour la liaison entre le TC et le relais de protection on utilise un câble en cuivre de section :

$S = 4\text{mm}^2$, de résistivité $\rho = 18,8 \text{ m}\Omega/\text{Km}$, de longueur $L = 2 \times 50 \text{ m}$, traversée par un courant $I = 5 \text{ A}$.

$$R = \frac{\rho \cdot L}{S} = \frac{18,8 \cdot 100 \cdot 10^{-3}}{4} = 0,47 \Omega$$

$$S_{\text{perte}} = R \cdot I^2 = 0,47 \cdot 5^2 = 11,75 \text{ VA}$$

La consommation du relais maximum de courant ICM 22ko

$$S_R = 5 \text{ VA}$$

La charge total associé au TC est de $S_R = 16,75 \text{ VA}$

On peut donc choisir une puissance normalisée au TC qui est $S_{TC} = 30 \text{ VA}$.

Calcul du FLPr (Facteur limite de précision réelle)

Nous allons utiliser la formule obtenue grâce au schéma équivalent d'un TC (voir chapitre III).

$$K_r = K_n \frac{(R_{ct} + R_n)}{(R_{ct} + R_p)} = K_n \frac{P_i + P_n}{P_i + P_r}$$

La résistance interne du TC sera négligée.

$$R_n = \frac{S_n}{I_n^2} = \frac{30}{25} = 1,2 \Omega$$

$$R_p = \frac{S_r}{I_n^2} = \frac{16,75}{25} = 0,67 \Omega$$

$$K_n = \frac{I_k}{I_{pn}} \frac{14,67}{2} = 7,335$$

On va multiplier K_n par le facteur de sécurité associé à la protection maximum de courant à temps inverse qui de 1,5, ce qui nous donne $K_n = 11$

$$K_r = K_n \frac{R_n}{R_p} = 11 \frac{1,2}{0,67} = 19,70$$

On peut donc choisir un FLP=20

Protection différentielle D2se1

Les TC sont tous identiques (30VA 5P20) 2000/5A

Calcul des pertes dans la filerie :

$S = 4\text{mm}^2$, de résistivité $\rho = 18,8 \text{ m}\Omega/\text{Km}$, de longueur $L = 2 \times 50 \text{ m}$, traversée par un courant $I = 5 \text{ A}$.

$$R = \frac{\rho \cdot L}{S} = \frac{18,8 \cdot 100 \cdot 10^{-3}}{4} = 0,47 \Omega$$

$$S_{\text{perte}} = R \cdot I^2 = 0,47 \cdot 5^2 = 11,75 \text{ VA}$$

La consommation du relais est de 5 VA.

On obtient le même résultat que pour le TC maximum de courant ce qui nous donne un TC de type 30VA 5P20.

Protection masse stator PUM2ng 90-110

TP (1) de phase :

Consommation du circuit alimenté 30 VA

Rapport de 11500/110V

Classe 0.5

Puissance 100VA

TP (2) de point neutre

Consommation du circuit alimenté 60 VA

Rapport : $\frac{11500}{\sqrt{3}} / \frac{110}{\sqrt{3}} \text{ V}$

Classe : 3

Puissance : 200VA

Vérification pour le TP (1)

La résistance de la filerie

$$R_f = 0,47 \Omega$$

Résistance équivalente de l'ensemble de la protection

$$R_R = \frac{U_s^2}{S} = \frac{110^2}{30} = 403,33 \Omega$$

Résistance total

$$R_t = 403,33 + 0,47 = 403,8 \Omega$$

Courant circulant dans la filerie

$$I_l = \frac{U_s}{R_R} = \frac{110}{403,8} = 0,2724 \text{ A}$$

Chute de tension dans la filerie

$$U_f = R_f I_l = 0,47 * 0,2724 = 0,128 \text{ V}$$

La tension aux bornes de la protection

$$U_R = R_R I_l = 403,33 * 0,2724 = 109,87 \text{ V}$$

L'erreur provoquée par la filerie

$$\frac{U_f}{U_f + U_R} = \frac{0.128}{0.128 + 109.87} = 0.116\%$$

Puissance nécessaire

$$S_{utile} = \frac{U_s^2}{R_t} = \frac{110^2}{403.8} = 29.96 \text{ VA}$$

On a la règle qui spécifie la puissance nominale du secondaire des TP donné par :

Puissance nécessaire < Puissance nominale du secondaire < 4 * Puissance nécessaire

29.96VA < Puissance nominale du secondaire < 119.86VA

On peut donc choisir une valeur normalisé 100VA classe 0.5.

Vérification pour le TP (2)

La résistance de la filerie

$$R_f = 0.47 \Omega$$

Résistance équivalente de l'ensemble de la protection

$$R_R = \frac{U_s^2}{S} = \frac{110^2}{60} = 201.66 \Omega$$

Résistance total

$$R_t = 201.66 + 0.47 = 202.13 \Omega$$

Courant circulant dans la filerie

$$I_t = \frac{U_s}{R_R} = \frac{110}{202.13} = 0.5442 \text{ A}$$

Chute de tension dans la filerie

$$U_f = R_f I_t = 0.47 * 0.5442 = 0.2557 \text{ V}$$

La tension aux bornes de la protection

$$U_R = R_R I_t = 201.66 * 0.5442 = 109.74 \text{ V}$$

L'erreur provoquée par la filerie

$$\frac{U_f}{U_f + U_R} = \frac{0.2557}{0.2557 + 109.74} = 0.2324\%$$

Puissance nécessaire

$$S_{utile} = \frac{U_s^2}{R_t} = \frac{110^2}{202.13} = 59.86 \text{ VA}$$

On a

59.86VA < Puissance nominale du secondaire < 239.44VA

On peut donc prendre un TP 200VA de classe 3.

Les protections suivantes sont alimentées par un même TP (1) alimentant la protection masse stator.

- Protection maximum de tension UM 31x :
- Protection contre le retour d'énergie PM2g90-110
- Protection défaut d'excitation PUM21-110
- Protection contre le déséquilibre de charge IG25-2
- Protection masse stator PUM2ng 90-110
- Protection maximum de tension UM31x
- Protection maximum et minimum de fréquence FM2-110
-

TP d'alimentation :

Rapport : 11500V/110V

Classe : 0.5

Puissance : 100VA

Tableaux récapitulatifs du choix des TC de protection

Choix des TC « Protection différentielle »		
Paramètres calculé sur la tranche	Valeur	Caractéristiques du TC
Tension [kV]	11.5	12
Courant thermique (à 1s) [kA]	215.2089	250
Courant dynamique	52.90	Pratiquement illimité
Courant nominal [A]	1859	2000
FLP	19.70	20
Puissance [VA]	16.75	30

Choix des TC « Maximum de courant »		
Paramètres calculé sur la tranche	Valeur	Caractéristiques du TC
Tension [kV]	11.5	12
Courant thermique (à 1s) [kA]	215.2089	250
Courant dynamique	52.90	Pratiquement illimité
Courant nominal [A]	1859	2000
FLP	19.70	20
Puissance	16.75	30VA

6. Réglages et actions des relais de protection de l'alternateur

Protection	Type A	Type B	Type C	Réglage	Temporisation
Différentielle			*	15%	Sans temporisation
Maximum de courant	*			1.2In	Temps inverse
Maximum de tension		*		1.2Un	2 s
Retour d'énergie	*			5% Sn	0.5 s
minimum fréquence			* 2eme stade	1 ^{er} stade : 47.2Hz	0.15 s
				2 ^e stade : 46.2Hz	0.4 s
Déséquilibre	*			1 ^{er} stade 10%In	5 s
				2 ^e stade 20%In	9 s
Masse stator			*	2.5% Un	0.3 s
Masse rotor		*		>1.8 kΩ	0.3 s
Défaut d'excitation		*		12 Ω	2 s
				2 Ω	2 s

7. Conclusion sur les protections de l'alternateur de Bab Ezzouar

Bien que les défauts sur l'alternateur soient assez rares, la protection de celui-ci doit être au maximum, car tout dommage sur l'alternateur risque de le mettre hors service pour une bonne période, et ainsi nuire à la production et surtout occasionner un coût de réparation très important.

Les protections des alternateurs de la centrale de Bab Ezzouar, hors du fait qu'elles soient de technologie ancienne (électromagnétique) elles présentent aussi des insuffisances pour assurer une protection meilleure.

Ainsi, en plus de la protection maximum de courant à temps inverse utilisée, et vu que l'alternateur est relié au jeu de barres via un transformateur de puissance, nous proposons une protection maximum de courant à retenue de tension pour une détection plus sûre des défauts externes.

Pour la protection masse stator utilisée, elle est à élément de surtension, ne permettant qu'une protection à 95% de l'enroulement statorique, nous proposons à ce fait une protection à 100% par injection de tension basse fréquence.

Nous proposons aussi l'installation d'une protection différentielle de terre restreinte pour une détection encore plus précise des défauts survenant juste à la sortie des bornes du stator.

On voit que l'alternateur de la centrale est dépourvu d'une protection minimum de tension car celle-ci peut être assurée par la protection maximum de courant.

En consultant l'historique des défauts, de la centrale de Bab Ezzouar, on a constaté que certains défauts, qui de peu auraient coûtés la vie aux personnels de la centrale, auraient pu être évités, si la technologie de protection était numérique, ainsi dans le cas d'un non déclenchement du disjoncteur de couplage lors d'un défaut quelconque sur l'alternateur les conséquences peuvent être désastreuses, et à ce fait il est important de bien connaître l'état du disjoncteur à tout moment, et cette surveillance n'est aussi bien faite que si un calcul de courant coupé par le disjoncteur est réalisé, car la durée de vie du milieu extingueur de l'arc électrique en dépend.

8. Amélioration technologique du système de protection d'un alternateur

La protection d'un alternateur se doit d'être sensible, précise et rapide, ce que les relais de technologie numérique assurent mieux que les relais électromagnétiques et les relais électroniques analogiques.

Les relais numériques, hors du fait qu'ils soient plus sensibles, plus précis et plus rapides, assurent des fonctions multiples et parfois très complexes qui peuvent être facilement modifiées par un simple échange de la mémoire contenant les instructions. Ils présentent aussi un avantage par leur puissance d'entrée très faible qui permet de réduire les dimensions et le coût des transformateurs de courants.

L'évolution des technologies à microprocesseurs programmés par logiciel a permis d'intégrer dans les relais numériques des fonctions de contrôle commande associées à l'appareillage électrique (Unité intégrée numérique) et ainsi rendre plus facile la protection et le contrôle de l'installation à protéger.

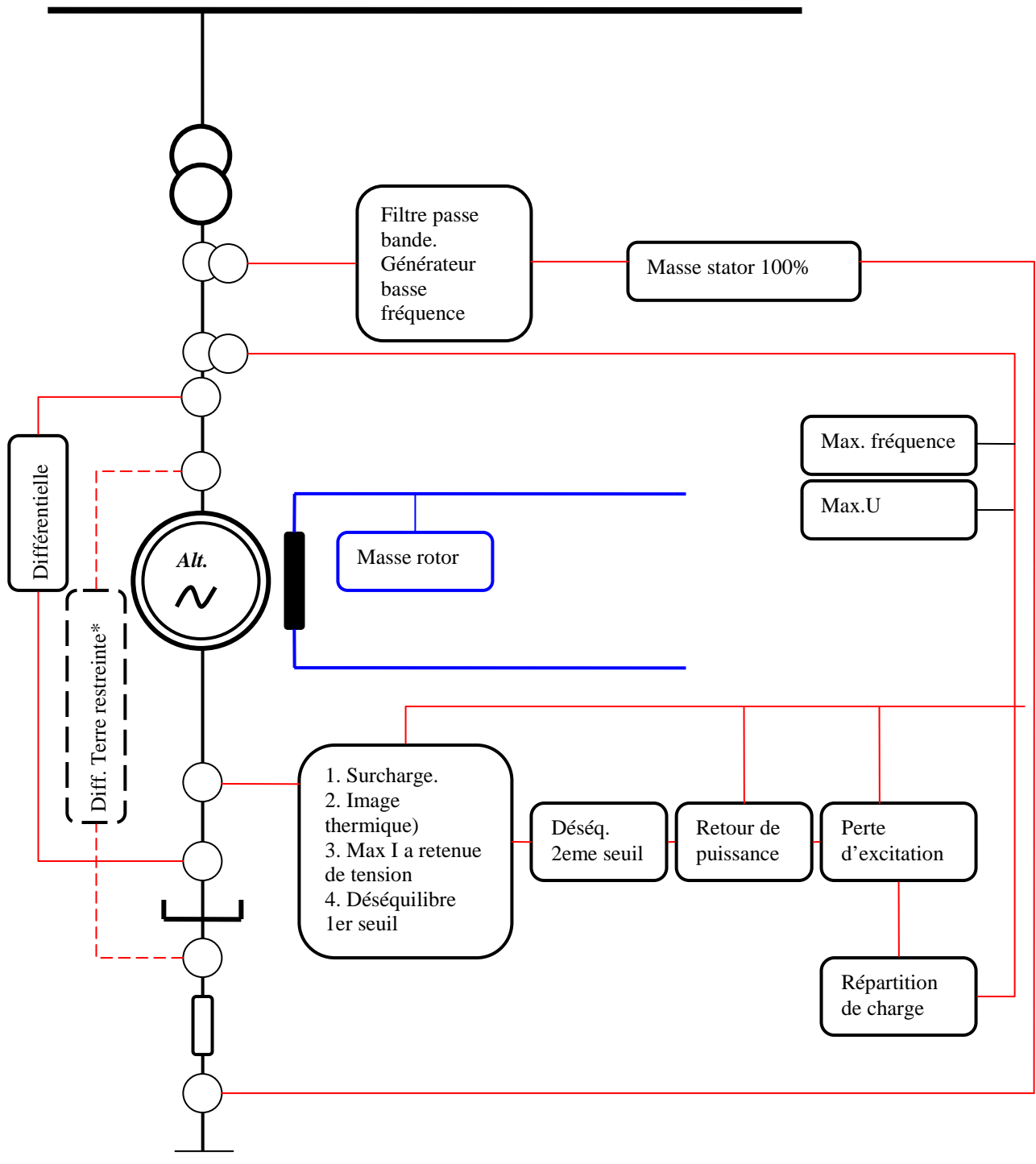
Le passage d'un palier technologique à un autre, des protections de l'alternateur, ne peut se faire sans que toute la centrale en change son système de protection (protection transformateur, turbine...) car une temporisation et une sélectivité assure une liaison entre protections afin de permettre une protection rapide et sélective.

Approche économique [17]

Une étude technico-économique a montré que malgré le fait que les relais numériques coûtent chers, ils sont économiquement avantageux par leur capacité à assurer plusieurs fonctions.

En effet, en utilisant la technologie analogique, on est amené à utiliser plusieurs relais (1 relais pour chaque type de protections) tandis qu'en utilisant la technologie numérique, un seul relais peut assurer à la fois plusieurs protections ce qui par conséquent réduit le coût global pour la protection d'une installation électrique, ajouter à ça, une maintenance plus facile des relais et un câblage beaucoup moins compliqué.

9. Le schéma suivant propose les protections nécessaires et les plus conseillées pour protéger un alternateur relié à un jeu de barre via un transformateur de puissance.



Conclusion Générale

Conclusion générale

La protection d'un alternateur de centrale électrique, est une tâche très compliquée, dont l'étude nécessite une coordination rigoureuse entre plusieurs domaines d'activité de la centrale, ainsi l'étude d'un système de protection demande à connaître l'automatisme gérant la centrale (régulateur de tension...), le système hydraulique de la centrale et le système de refroidissement et le tout constituerait un travail de plusieurs semaines pour une équipe de plusieurs ingénieurs et techniciens c'est pourquoi notre travail s'est limité à une présentation d'un système de protection sans aller à un dimensionnement ou un réglage d'une protection numérique voulu par la centrale.

Ce travail nous a permis de comprendre le fonctionnement de la centrale, de comprendre les protections de l'alternateur, l'influence des relais sur le choix des réducteurs de mesure et de mettre en pratique les connaissances acquises durant notre cursus universitaire.

Et au-delà du thème de notre mémoire, le stage que nous avons effectué au sein de la centrale de Bab Ezzouar, nous a permis de voir à quel point il est important de tenir compte de toutes les constatations enregistrées sur les différents équipements de la centrale, qui sont actualisées quotidiennement, ainsi d'une simple fuite d'huile ou d'un bruit anormal, le personnel est mis en alerte pour comprendre vite le défaut et intervenir.

Nous avons aussi pu voir qu'une défaillance qui n'est pas détectée peut mettre tout un groupe hors service, et ça peut aller pour plusieurs mois et coûter ainsi très cher à l'entreprise, ce qui fut le cas lors d'un défaut masse stator causé par une fuite dans le système de refroidissement de l'alternateur ou encore un défaut au niveau des diodes tournantes de l'excitatrice.

Le stage nous a été une occasion de voir un groupe de production dans sa grandeur nature, de voir de plus près certains de ses blocs, qui ont été démontés pour réparation et maintenance (chambre de combustion, excitatrice...), d'assister à son démarrage et couplage avec le réseau, nous avons aussi pu associer chacun des blocs à un circuit d'huile présenté dans le plan hydraulique d'un groupe pour ainsi comprendre un automatisme plus au moins compliqué assurant une sécurité de démarrage et de fonctionnement du groupe.

La centrale électrique de Bab Ezzouar, se prépare à un changement de technologie de gestion et de protection très important, afin d'assurer un fonctionnement plus sûr et un rendement meilleur. Ainsi la centrale électrique fonctionnera en technologie numérique, le système de refroidissement et hydraulique sera beaucoup amélioré grâce à des équipements de technologie récente, le système automatique de démarrage et d'arrêt de chaque groupe sera remplacé afin d'assurer une certaine sécurité au démarrage et à l'arrêt d'un groupe et un certain confort aux opérateurs. L'étude et la compréhension des réglages des protections numériques des alternateurs constitueraient un thème très intéressant vu la disponibilité très prochaine, d'un système de

gestion et de protection, de technologie récente, au sein centrale de Bab Ezzouar, il serait souhaitable de faire une étude dans ce sens pour les futures promotions d'ingénieurs

Bibliographie

- [1] « Principes de science et de fonctionnement des réacteurs - électricité »
www.canteach.candu.org
- [2] Charles Gross «Power systems analysis»
Edition John Wiley & Sons. Année 1986
- [3] Thierry Van Cutsem « Analyse et fonctionnement des systèmes d'énergie électrique »
Université de Liège Janvier 2009
- [4] PATRICK LAGONOTTE «Installations électriques».
Edition HERMES. Année 2000
- [5] A. CHIBAH « Etude de la protection du réseau moyenne tension de l'ENEL »
Projet de fin d'études. Université de Tizi Ouzou, année 2008
- [7] MICHEL LAMI. « Protection et surveillance des réseaux de transport d'énergie électrique» volume 1, année 2003, Document interne EDF
- [8] Cahier technique Schneider électrique 158 «Calcul des courants de court-circuit»
- [9] Cahier technique Schneider électrique 194 «Transformateurs de courant : comment les spécifier »
- [10] Cahier technique Schneider électrique 164 « Le transformateur de courant pour la protection en HT »
- [11] Guide de protection Schneider électrique « Protection des réseaux électriques, Guide de protection »
- [12] P. BRENDERS, L. DOUCHET, M. SAUZEIX « Eléctrotechnique, conversion de puissance PSI » ; Edition Bréal. Année 2004
- [13] Cahier technique Schneider électrique 2 « Protection des réseaux électrique par le système de sélectivité logique »
- [14] www.wikipedia.com « les sondes de température »
- [15] Manuel technique Areva « Protection d'alternateur MICOM 342, 343, 344, 345 »
- [16] Bernard GUIGUES « Protection électriques des alternateurs et moteurs »
Technique d'ingénieur D3 775
- [17] Microener « Etude technico-économique des protection ». Année 1998

