

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne démocratique et populaire

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

جامعة سعد دحلب البليدة
Université SAAD DAHLAB de BLIDA

كلية التكنولوجيا
Faculté de Technologie

قسم الآلية والكهروتقنية
Département d'Automatique et d'Electrotechnique



Mémoire de Master

Département : d'Automatique et d'Electrotechnique

Spécialité : Machines électriques

Présenté par :

Chebouti Hamidat

&

Rabouzi Mohamed

Étude et analyse de défauts électriques d'un Alternateur de production de la centrale électrique Turbine à Gaz de Boufarik 02

Proposé par : Dr.khelifi otmane & Mr.bouster sidali

Année Universitaire 2021-2022

Remerciements :

POUR COMMENCER, JE VEUX ADRESSER MES
REMERCIEMENTS À MES DIRECTEURS DE MÉMOIRE,
DR. KHELIFI OTMANE ET MR. SIDALI BOUSTER POUR
LEURS GRANDES DISPONIBILITÉS ET LEURS
ENCOURAGEMENTS TOUT AU LONG DE LA RÉDACTION
DE
CE MÉMOIRE. JE VOUDRAIS REMERCIER AUSSI TOUTES
LES PERSONNES QUI ONT PARTICIPÉ DE PRÈS OU DE
LOIN À MES RECHERCHES ET À L'ÉLABORATION
DE CE MÉMOIRE.

Dédicas

Dédicace Je dédie ce travail à :

-Ma mère et mon père, pour leurs soutiens tout le long
de mes études.

-Mes frères.

-Ma grande famille.

- Mes amis chacun avec son nom.

MOHAMED

Dédicas

Je dédie ce modeste travail :

A mes très chères êtres qui m'ont mis au monde et les plus chères à mes yeux et qui sont la source de ma volonté depuis mon enfance, « mes parents » : qui m'ont soutenue et orienter mon parcours éducatif.

A tous les membres de ma famille grande et petite et mon oncle surtout.

A tous mes amis : abd el hak,adem,rami,zaki,Smâin,khadir...

A tous ceux qui connaissent Chebouti Hamidat..

Le docteur Bakkar, qui m'a encouragé à défier la maladie

A mon binôme «mohamed» et sa famille

A tous les enseignants et professeurs qui ont marqué mon cursus scolaire depuis le primaire jusqu'aux études supérieurs. Voilà le fruit de nos efforts déployés pendant ces longues années.

Sans oublier le personnel de la SPE, société de production d'électricité Boufarik

HAMIDET

ملخص:

في محطة توليد الطاقة، المولد هو الجزء الرئيسي لإنتاج الطاقة الكهربائية، حيث يتعرض كأي عضو لأضرار والعيوب المدمرة. من أجل ضمان الحماية الممكنة أدائه الجيد، يتم وضع نظام كامل للحماية الوقائية. تم إجراء عمليتي محاكاة للحماية الخارجية "حماية التيار الزائد 51" و "الحماية التفاضلية 87G" الداخلية باستخدام برنامج البرمجة/المحاكاة matlab من أجل دراسة حساسيتهم لأخطاء الأخطاء الأكثر مصادفة.

كلمات مفتاحية: المولد؛ حماية التيار الزائد؛ الحماية التفاضلية المحاكاة بـ matlab

Résumé :

Dans une centrale, l'alternateur est la partie principale de la production de l'énergie électrique, comme tout organe il est exposé à des dommages et des défauts destructeurs. Afin d'assurer une protection éventuelle à son bon fonctionnement, tout un système de protections préventives est mis en place. Deux simulations de protection externe « protection à maximum de courant 51 » et interne « protection différentielle 87G » ont été accomplies au moyen du logiciel de programmation/Simulation MATLAB dans le but d'étudier leurs sensibilités aux défauts les plus rencontrés.

Mots clés : Alternateur ; protection à maximum de courant ; protection différentielle ; Simulation par MATLAB.

Abstract :

In a power station, the alternator is the main part of the production of electrical energy, as any organ, it is exposed to damage and destructive defects. In order to ensure a possible protection to its good functioning, a whole system of preventive protections is put in place. Two simulations of external protection "overcurrent protection 51" and internal "differential protection 87G" were performed using MATLAB programming / simulation software in order to study their sensitivity to the most frequently encountered faults.

Keywords: Generator; overcurrent protection; differential protection; Simulation by MATLAB

Notions	iii
Table des figures	iv
Introduction générale	vii

Chapitre 1:

Rappels, principe et modélisation de la machine Synchrone à rotor bobiné.

1.1 Introduction.....	01
1.2 Généralités	02
1.2.1 Symbole	02
1.2.2 Constitution	03
1.2.3 Avantages et inconvénients	06
1.2.4 Utilisation	06
1.3 Principe	06
1.3.1 Fonctionnement en alternateur	06
1.3.2 Fonctionnement en moteur	08
1.4 Bilan des puissances et rendement	09
1.4.1 Bilan des puissances actives	09
1.4.2 Rendement	10
1.5 Caractéristique couple vitesse	10
1.6 Modélisation de la Machine Synchrone à rotor bobiné (MSRB)	11
1.6.1 Introduction	11
1.6.2 Principes et hypothèses de modélisation	12
1.6.3 Théorie des deux circuits (de Park)	12
1.6.4 Avantages de la représentation par la théorie de Park	15
1.6.5 Propriétés des matrices de transformation	15
1.6.6 Mise en équation	17
1.6.6.1 Équations magnétiques	17
1.6.6.2 Équations électriques	19
1.6.6.3 Couple électromagnétique	21

1.6.7	Modélisation dans le repère diphasées ab	21
1.6.7.1	Équations magnétiques	22
1.6.7.2	Équations électriques	24
1.6.7.3	Couple électromagnétique	25
1.6.8	Modélisation dans le repère tournant de	26
1.6.8.1	Équations magnétiques	26
1.6.8.2	Équations électriques	28
1.6.8.3	Couple électromagnétique	29
1.7	Conclusion	29

Chapitre 2 :

Les défauts électrique et calculs

2.1	Introduction.....	30
2.2	Les principaux défauts affectants l'alternateur	30
2.2.1	Les défauts internes	30
2.2.2	Les défauts externes	31
2.2.2.1	Surcharges	31
2.2.2.2	Déséquilibres	31
2.2.2.3	Courts-circuits aux bornes de l'alternateur	32
2.2.2.4	Calcul du courant de défaut.....	35
2.3	Exploitation du point neutre de l'alternateur	39
2.4	Conclusion	40

Chapitre 3 :

Protection des alternateurs de la centrale de Boufarik 02

3.1	Introduction	41
3.2	Description générale de la centrale	41
3.2.1	Situation de centrale.....	41
3.2.2	Caractéristiques générales de centrale	41
3.2.3	Caractéristiques techniques	42

3.2.4	Description des différents groupes des composant principaux	42
3.2.4.1	Groupes de machines principaux	44
3.2.4.2	Réseau et systèmes de distribution	44
3.2.4.3	Machinerie lourde	44
3.2.4.4	Alimentation en combustible et équipement d'élimination des résidus	45
3.2.4.5	Équipement d'instrumentation et de contrôle	45
3.2.4.6	Systèmes auxiliaires.....	46
3.3	Description du fonctionnement.....	47
3.3.1	Turbine à gaz.....	47
3.3.1.1	Généralité.....	47
3.3.1.2	Fonctionnement	49
3.4	Alternateur	50
3.4.1	Description de l'alternateur.....	50
3.4.2	Constitution de l'alternateur.....	50
3.5	Système de protection	53
3.4.1	Définition	53
3.4.2	Les fonctions d'e protection.....	53
3.4.3	Nécessité de la protection.....	53
3.6	Le relais de protection	54
3.4.1	Définition	54
3.4.2	Relais de mesure	55
3.4.3	Relais de mesure de courant.....	55
3.4.4	Relais de mesure de tension	55
3.4.5	Relais de mesure d'impédance.....	55
3.4.6	Relais de mesure de puissance	55
3.7	Relais directionnel.....	56
3.8	Relais d'impédance	56
3.9	Relais maximum de courant.....	57

Chapitre 4:

Simulation et résultat	
4.1 Introduction.....	60
4.2 Les composants utilisés dans la simulation.....	60
4.3 Protection à maximum de courant	60
4.4 Simulation de la protection à maximum de courant.....	62
4.5 Protection différentielle	66
4.6 Simulation de la protection différentielle.....	69
4.7 Conclusion.....	74
Conclusion générale	75
Bibliographie.....	76

Notations

Soit x un signal physique, ou un vecteur de signaux physiques, variant avec le temps.

- t Variable temporelle
- \dot{x} Dérivée temporelle de x
- \ddot{x} Dérivée temporelle seconde de x
- $x^{(n)}$ Dérivée temporelle d'ordre n de x
- \hat{x} Valeur estimée de x
- x_k Composante de x suivant l'axe k
- j imaginaire pur ($j^2 = -1$)

Acronymes

- DC Courant continu (Direct Current)
- AC Courant alternatif (Alternating Current)
- MS Machine synchrone
- MSRB Machine Synchrone à Rotor bobiné
- HF Haute Fréquence
- f.é.m. Force électromotrice

Matrices usuelles

- I_n Matrice identité de dimension $n \times n$
- $O_{n \times m}$ Matrice nulle de dimension $n \times m$
- $P(\eta)$ Matrice de rotation d'angle η
- J_2 Matrice de rotation d'angle $\pi/2$
- K_2 Matrice analogue à l'opération de conjugaison complexe
- T_{32}^T Matrice de transformation triphasé-diphase (Concordia)

Observation des systèmes dynamiques

- x Vecteur d'état
- u Vecteur d'entrée
- y Vecteur de sortie, $y = h(x)$
- $L_{fh}(x)$ Dérivée de Lie d'une fonction $h(x)$ le long d'un champ de vecteurs f

O_y Matrice d'observabilité associée à la sortie y

Δ Déterminant de la matrice d'observabilité

Machine électrique

abc Repère triphasé stationnaire d'une machine AC triphasée

$\alpha\beta$ Repère diphasé lié au stator d'une machine AC

Notations

de Repère diphasé lié au champ tournant d'une machine AC

θ, ω Position et vitesse angulaires du repère de par rapport à $\alpha\beta$ dans une machine AC

Notation scalaire

Le signal x correspond à l'une des grandeurs physiques suivantes :

ψ Flux magnétique

i Courant électrique

v Tension électrique

e Force électromotrice

Pour chacune de ces grandeurs, on note :

x_{pk} Grandeur x du circuit p suivant l'axe k

L'indice p peut prendre les valeurs suivantes :

s Circuit statorique dans une machine AC

f Circuit rotorique dans une machine AC

Et l'indice k désigne un axe qui appartient à un référentiel réel (comme les axes triphasés) ou à un référentiel fictif (par exemple les repères d'axes diphasés). Les axes désignés par k sont ceux qui appartiennent aux repères présentés ci-dessus. Les axes sont :

a,b,c Composantes suivant les axes triphasés a, b et c

α,β Composantes suivant les axes diphasés α et β

d,q Composantes suivant les axes diphasés d et q

' R ' désigne la résistance d'un circuit électrique :

R_s Résistance statorique dans une machine AC

R_f Résistance du circuit inducteur dans une machine synchrone (rotor)

' L ' désigne l'inductance d'un circuit électrique :

L_f Inductance du circuit inducteur dans les machines synchrones

L_d Inductance d'axe direct d'une machine AC à pôles saillants (-PS)

L_q Inductance d'axe en quadrature d'une machine AC-PS

L_{dq} Inductance différentielle $L_{dq} = L_d - L_q$

L_0 Inductance statorique moyenne d'une machine AC. $L_0 = L_{s0} - M_{s0}$

L_2 Valeur maximale de la fluctuation de l'inductance statorique autour de sa valeur moyenne d'une machine AC-PS. $L_2 = 1.5L_{s2}$

$M_{k l}$ Inductance mutuelle entre les circuits k et l

M_f Inductance mutuelle maximale entre un circuit statorique et un circuit rotorique dans une machine synchrone $M_f = \sqrt{1.5} M_0$

Notation Matricielle

Soit X un vecteur contenant les composantes de x dans tous les circuits p dans un repère donné.

Ce vecteur peut être l'un des vecteurs suivants :

Ψ Vecteur des flux magnétiques dans une machine AC

I Vecteur des courants électriques dans une machine AC

V Vecteur des tensions aux bornes des circuits d'une machine AC

E Vecteur des f.é.m. induites dans les circuits d'une machine AC

La présence d'un indice ' s ' ou ' f ' indique que le vecteur ne contient que les composantes du circuit statorique ou rotorique respectivement exprimées, par défaut, dans un repère diphasé défini par le contexte :

X_s Vecteur des composantes statoriques dans un repère diphasé

X_f Vecteur des composantes rotoriques dans un repère diphasé

Un indice '2' ou '3' peut être ajouté pour préciser s'il s'agit d'un repère diphasé ou triphasé respectivement. D'autres indices peuvent être ajoutés pour spécifier le repère concerné. Exemple :

$X_{f\alpha\beta}$ Vecteur des grandeurs rotoriques dans le repère $\alpha\beta$ d'une MSRB

X_{sdq} Vecteur des grandeurs statoriques dans le repère de d'une machine AC

Les mêmes règles de notation indicielle s'appliquent pour les matrices de résistances et d'inductance :

R	Matrice (diagonale) des résistances dans une machine AC
L	Matrice des inductances dans une machine AC
C_m	Couple électromagnétique
C_r	Couple résistant (charges + frottements)
p	Nombre de paires de pôles d'une machine électrique
Ω	Vitesse angulaire mécanique ($\omega = p\Omega$)
J	Inertie totale de l'arbre de la machine
f_v	Coefficient de frottement visqueux sur l'arbre de la machine
SPE	Société de Production d'Electricité.
TG	Turbine à gaz.
TV	Turbine à vapeur.
ANSI	American National Standard Institut.
CEI	Commission Electrotechnique International.
DIN	Dutch Institute for Normaly.
RTD	Resistance Temperature Detectors.
FLP	Facteur limite de précision.
FS	Facteur de sécurité.
JDB	Jeux de barres.
MVA	Mégawatt, Méga volte ampère.
HTA	Haute tension type A.
HT	Haute tension.
MT	Moyenne tension.
BT	Basse tensions.
TC	Transformateur de courant.
TT	Transformateur de tension.
ME	Entrées mesures.
AE	Entrées analogiques.
E	Force électromotrice induite.
Icc	Courant de court-circuit.
Icc3	Courant de court-circuit triphasé.

Icc2	Courant de court-circuit biphasé.
It	Courant de court-circuit monophasé.
Vn	Tension simple nominale.
Un	Tension nominale.
In	Courant nominale.
Sn	Puissance apparente nominale.
P	Puissance active.
Zd	Impédance directe.
Zi	Impédance inverse.
Zo	Impédance homopolaire.
Rn	Résistance de mise à la terre.
X''d	Réactance directe subtransitoire.
X'd	Réactance directe transitoire.
Xd	réactance directe synchrone.
Xi	Réactance inverse.
Xo	Réactance homopolaire.
T''d	constante de temps subtransitoire.
T'd	constante de temps transitoire.
Ta	Constante de temps apériodique.
PU	Per Unit.
ΔI	Courant différent

Table des figures

Figure 1.1 -Symbole général d'une machine synchrone.....	02
Figure 1.2.1 -Machine synchrone à inducteur bobiné et à entrefer constant (pôles lisses).....	03
Figure 1.2.2 -Machine synchrone à inducteur bobiné et à pôles saillants.....	04
Figure 1.2.3 -Différents éléments d'une machine synchrone à inducteur bobiné et à pôles saillants.....	04
Figure 1.2.4 -Amortisseurs d'une machine synchrone à inducteur bobiné et à pôles saillants	05
Figure 1.3.1 -Caractéristique interne.....	08
Figure 1.3.2 -Schéma montrant le principe de fonctionnement d'une excitatrice sans balais pour moteur synchrone. Le même système est utilisé pour l'excitatrice des alternateurs.....	09
Figure 1.4 -Diagramme des puissances d'un moteur synchrone.....	10
Figure 1.5.1 -Caractéristique de couple en fonction de la vitesse d'un moteur synchrone.....	11
Figure 1.5.2 -Variation de la vitesse de synchronisme pour différentes fréquences du réseau....	11
Figure 1.6 -Différents repères diphasés pour une machine AC.....	13
Figure 1.6.1 -Diagrammes des différents repères pour une machine triphasé.....	14
Figure 1.6.2 -Représentation symbolique de la machine synchrone à rotor bobiné à pôles saillants.....	17
Figure 1.6.3 -Représentation symbolique de la MSRB à pôles saillants équivalente au sens de Concordia.....	22
Figure 1.6.4 -Représentation symbolique de la MSRB à pôles saillants équivalente au sens de Par.....	26
Figure 2.1 : Les différents défauts affectants le stator. [6].....	31
Figure 2.2 : Forme du courant de court-circuit I_{cc} . [7].....	34
Figure 2.3 : Défaut triphasé. [9].....	36
Figure 2.4 : Défaut triphasé isolé. [9].....	37
Figure 2.5 : Défaut monophasé. [9].....	38
Figure 2.6 : Mise à la terre du stator. [6].....	39
Figure 3.1 : Vue aérienne de la centrale de Boufarik.....	42
Figure 3.2 : Groupe turboalternateur.....	44
Figure 3.3 : La sale électrique (EROOMS).....	46
Figure 3.4 : Bâtiment électrique et de commande.....	46
Figure 3.5 : Section compresseur.....	48

Figure 3.6 : Chambre de combustion	48
Figure 3.8 : Section turbine	49
Figure 3.9: Représentation schématique du circuit air gaz d'un groupe turbine à gaz	49
Figure 3.10 : Turbo-alternateur refroidi à l'hydrogène	50
Figure 3.11 : Relais de protection générale dans le centrale de Boufarik 02	51
Figure 3.12 : Conducteurs de l'induit assemblés en barre « Roebel »	51
Figure 3.13 : Rotor assemblé.....	54
Figure 3.14 : caractéristique à temps indépendant	57
Figure 3.15 : caractéristique à temps inverse	58
Figure 4.1 : Modèle simulé de la protection à maximum de courant 50.....	61
Figure 4.2 : Sous-système de la protection à maximum de courant.....	62
Figure 4.3 : Tension de chaque phase	63
Figure 4.4 : Courant de chaque phase	63
Figure 4.5 : Courant de chaque phase après apparition du défaut.....	64
Figure 4.6 : Tension de chaque phase après apparition du défaut.....	64
Figure 4.7: Courant de chaque phase après élimination du défaut.....	65
Figure 4.8: Tension de chaque phase	65
Figure 4.9 : Source de courant triphasé SIMULINK	66
Figure 4.10 : Modèle équivalent du stator d'une machine synchrone	66
Figure 4.11 : Défaut interne au stator.....	67
Figure 4.12 : Simulation triphasé d'un défaut interne au stator	67
Figure 4.13 : Modèle simulé de la protection différentielle	68
Figure 4.14 : Sous-système de la protection différentielle	68
Figure 4.15 : Courant de chaque phase pour un fonctionnement normal	69
Figure 4.16 : Courant différentiel pour un fonctionnement normal	70
Figure 4.17 : Courants de phases en cas d'un défaut interne	71
Figure 4.18 : Courant différentiel en cas d'un défaut interne	71
Figure 4.19 : Tension pour chaque phase en cas d'un défaut interne	72
Figure 4.20 : Courant pour chaque phase après élimination du défaut	73
Figure 4.21 : Evaluation des courants des lignes pendant le défaut	73
Figure 4.22 : Evaluation des tensions des lignes pendant le défaut	74

Introduction générale :

La sûreté et la disponibilité exemplaire des alternateurs sont conditionnées mais surtout par un système de protection très efficace qui à chaque incident d'origine interne ou externe pallie rapidement les effets de l'incident avant d'en éliminer les causes. Ce système de protection s'est construit progressivement à partir d'une analyse de défaillance sur un savoir-faire important chez les constructeurs du matériel destiné à assurer la protection des alternateurs et des réseaux électriques.

Les alternateurs sont fréquents dans les réseaux industriels. Elles peuvent être installées pour les besoins d'énergie et pour la stabilité du système électrique. Les défauts sont distingués d'après leur origine, soit interne à la machine concernée soit externe. Les actions provoquées peuvent être de nature différente, soit à limiter les dégradations subies par la machine, soit à minimiser les conséquences des perturbations sur le fonctionnement de la machine et du réseau, soit les deux en même temps.

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

La conception et le choix du modèle de protection des alternateurs répondent au besoin d'élimination rapide des défauts électriques, dans le but de limiter les dégradations apportées à ces machines, sans perturber le fonctionnement des équipements qui leur sont raccordés. C'est pourquoi le présent mémoire s'intéresse à l'élaboration du système de protection d'un alternateur. Notre travail est utile à ceux dont c'est le métier de fabriquer d'installer, de faire fonctionner les réseaux industriels.

Notre travail est présenté en quatre chapitres, énumérés comme suit :

- le premier est consacré aux rappels, modélisation de la machine synchrone à rotor bobiné et les parties essentielles de l'alternateur.
- Le deuxième chapitre est réservé aux défauts électriques et calculs.
- Dans le troisième chapitre, nous allons faire la partie pratique.
- Dans le quatrième chapitre, nous allons présenter la centrale thermique de BOUFARIK et leur système de protection.

Chapitre 01 :

Rappels, Principe et Modélisation de la Machine Synchrone à Rotor Bobiné

1.1 Introduction

La machine synchrone est surtout utilisée en générateur (l'alternateur) où elle est presque sans concurrent, mais elle sert également en moteur dans un certain nombre de domaines. Les moteurs synchrones deviennent de plus en plus attractifs. C'est grâce à de nombreuses raisons comme le développement de la technologie des composants de l'électronique de puissance, et l'apparition des processeurs numériques à fréquence élevée et à forte puissance de calcul. Depuis longtemps, les moteurs synchrones sont utilisés dans des applications de forte puissance, mais les progrès technologiques évoluent et ont permis de développer les moteurs synchrones de petite et moyenne puissances. Les machines synchrones (MS) offrent ainsi beaucoup d'avantages, entre autres, une faible inertie, un couple massique élevé, un rendement élevé, un fonctionnement de longue durée et un faible coût d'entretien. Le principal inconvénient en dehors du coût assez élevé est l'ondulation du couple. C'est ainsi que le moteur synchrone peut être très utile dans de nombreuses applications, comme :

- les équipements domestiques (machine à laver),
- les équipements de technologie de l'information (disques durs),
- les équipements de soins médicaux et de santé (fraise de dentiste),
- les servomoteurs,
- les applications robotiques, machines-outils,
- la production d'électricité,
- la propulsion des véhicules électriques et la propulsion des sous-marins et les TGV atlantique,
- les applications de l'énergie de l'éolienne.

Le principes des machines AC est connus et reconnus dans la littérature [Barret, 1982, Louis, 2004, Mayé, 2006, Wildi, 2000], et la modélisation de ces machines est abordé notamment dans [Glumineau et de Leon Morales, 2015, Louis, 2004, Zhao, 2014]. [1]
[2] [3] [5] [6]

1.2 Généralités

Le terme de machine synchrone regroupe toutes les machines dont la vitesse de rotation du rotor est égale à la vitesse de rotation du champ tournant du stator. Pour obtenir un tel fonctionnement, le champ magnétique rotorique est généré soit par des aimants, soit par un circuit d'excitation. La position du champ magnétique rotorique est alors fixe par rapport au rotor, ce qui impose le synchronisme entre le champ tournant statorique et le rotor ; d'où le nom de machine synchrone.

1.2.1 Symbole

La MS peut être représentée par son symbole normalisé général qui précise si elle fonctionne en générateur *figure 1.1(a)* ou en moteur *figure 1.1(b)*. Le symbole peut préciser si l'inducteur est bobiné *figure 1.1(d)* ou s'il est muni d'aimants permanents *figure 1.1(c)*. Les représentations sont données pour des machines triphasées, ce qui est de loin le cas le plus fréquent, mais elles peuvent être adoptées pour des machines monophasées ou diphasées.

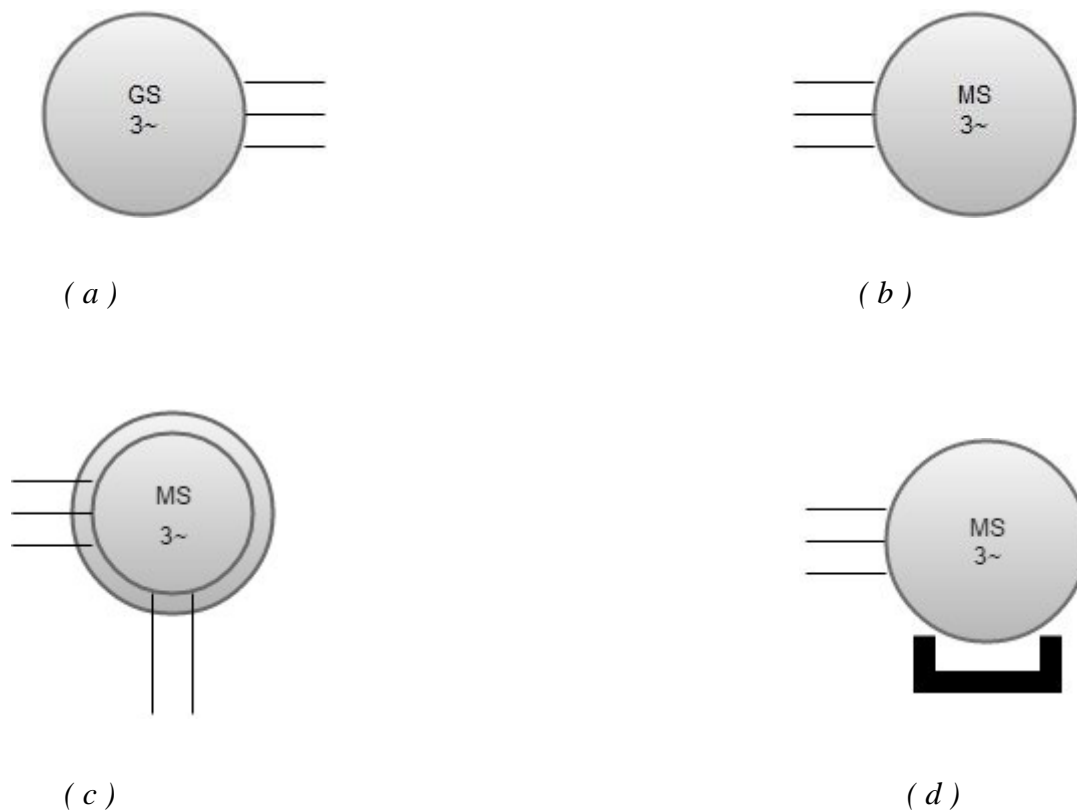


figure 1.1: Symbole général d'une machine synchrone

- (a) *génératrice synchrone.* (b) *moteur synchrone.*
(c) *moteur synchrone à inducteur bobiné.* (d) *moteur synchrone à aimants*

1.2.2 Constitution

- **Stator**

Est formé d'un circuit magnétique feuilleté portant un enroulement triphasé réparti dans des encoches. Il se compose d'un bobinage distribué triphasé, tel que les forces électromotrices (f.é.m) générées par la rotation du champ rotorique soient sinusoïdales ou trapézoïdales. Ce bobinage est représenté par les trois axes (a, b, c) déphasés, l'un par rapport à l'autre, de 120° électriques.

- **Rotor**

Le rotor porte en général un bobinage placé dans des encoches ou sur des pôles saillants. Cet enroulement, destiné à être alimenté en continu, constitue l'inducteur de la machine, car il sert à créer le champ magnétique qui va balayer les conducteurs de l'induit. L'excitation peut également être produite par des aimants montés en surfaces ou enterrés. Une variante particulière ne comporte aucune excitation au rotor et utilise les variations de réluctance. Nous intéresserons tout particulièrement à la machine synchrone à rotor bobiné (MSRB). Les machines à rotor bobiné peuvent être à entrefer constant (pôles lisses) *figure 1.2.1* ou à pôles saillants *figure 1.2.2*.

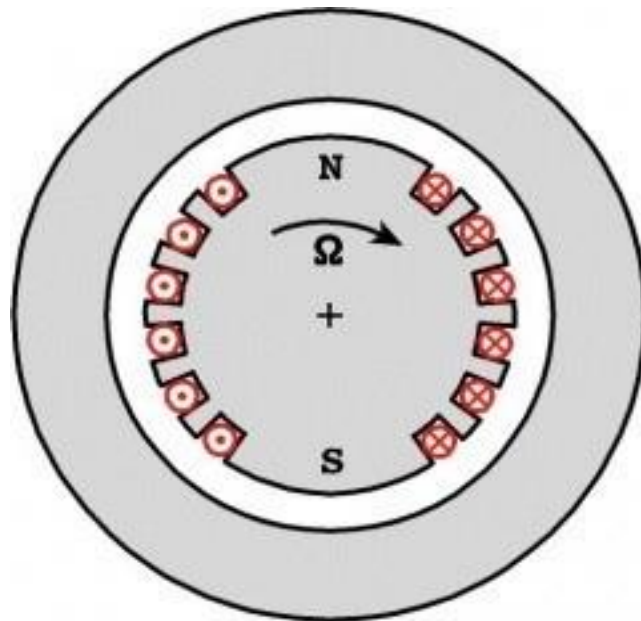


figure1.2.1- Machine synchrone à inducteur bobiné et à entrefer constant (pôles lisses).

Les rotors à pôles saillants sont bien adaptés aux machines à nombre de paires de pôles élevé et à vitesse de rotation basse ou moyenne (alternateurs des centrales hydrauliques par exemple) alors que les rotors lisses sont bien adaptés aux machines à faible nombre de paires de pôles (une ou deux) et à vitesse de rotation élevée (turboalternateurs des centrales classiques ou nucléaires par exemple). Dans le premier cas la machine a un diamètre plus grand que sa longueur alors que dans le second cas, la machine a une longueur nettement plus grande que son diamètre

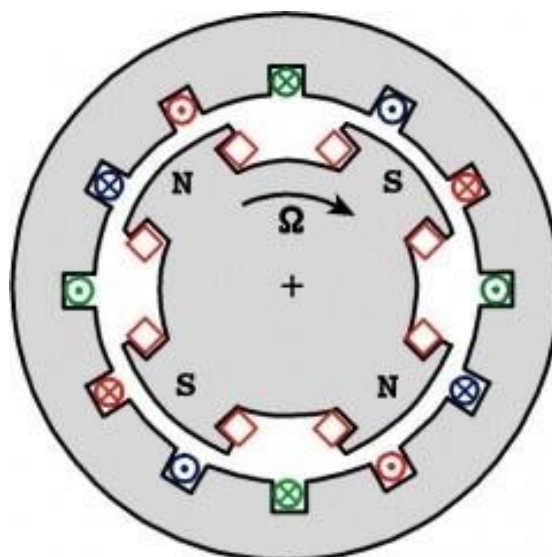


figure1.2.2- Machine synchrone à inducteur bobiné et à pôles saillants

Les lignes de champs sont fixes par rapport au rotor et ce dernier n'est donc pas le siège de courants de Foucault : il peut donc être massif, ce qui renforce sa solidité mécanique. Toutefois, la variation de réluctance due aux dents et aux encoches entraîne des variations de champ, et il est souvent nécessaire de feuilletter les épanouissements polaires des rotors à pôles saillants et plus rarement les rotors lisses *figure 1.2.3*.

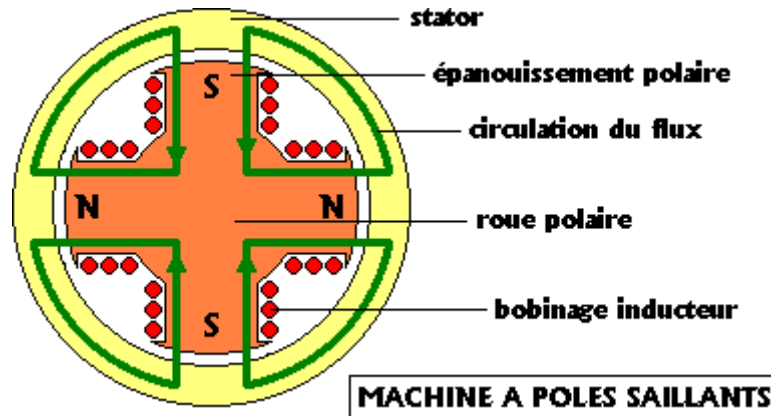


figure1.2.3- différents éléments d'une machine synchrone à inducteur bobiné et à pôles saillants.

- **Amortisseurs**

Les machines à rotor bobiné sont souvent munies d'amortisseurs. Ce sont des barres de cuivre placées dans des encoches à la périphérie des pôles et reliées entre elles pour former une portion de cage ou une cage complète analogue à celle d'un moteur asynchrone *figure 1.2.4*. Les amortisseurs s'opposent aux oscillations consécutives aux changements brusques de fonctionnement. Ils permettent également de démarrer la machine comme un moteur asynchrone. Dans les machines à rotor massif, l'effet d'amortissement est obtenu par la circulation des courants de Foucault dans le rotor massif. Le rotor des moteurs à aimants ne comporte pas d'amortisseurs. Ceux-ci ne sont pas nécessaires pour la stabilité du fonctionnement ou le démarrage en moteur asynchrone, car la machine est systématiquement associée à une alimentation électronique. De plus, leur présence serait néfaste au comportement dynamique du système.

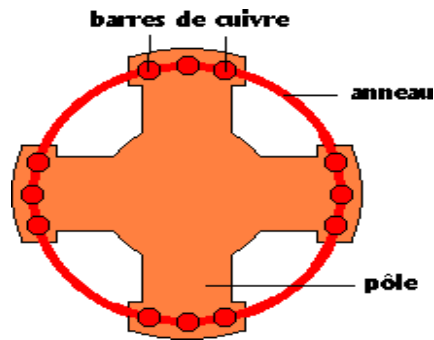


figure1.2.4- Amortisseurs d'une machine synchrone à inducteur bobiné et à pôles saillants.

- **Circuit d'excitation**

Nous intéresserons tout particulièrement à la machine synchrone à rotor bobiné dans ce genre de machine, il faut alimenter l'enroulement inducteur qu'il porte.

- **Excitation par source de tension continue extérieure**

Une source de tension continue est réalisée classiquement par un redresseur branché sur le réseau pour un moteur ou sur sa sortie pour un alternateur. Un système de bagues et balais assure la liaison avec le rotor. Ce type de dispositif présente néanmoins des inconvénients, particulièrement à cause de la maintenance plus exigeante liée à la présence de contacts mobiles.

- **Excitation par un alternateur auxiliaire et un redresseur**

Pour éviter l'utilisation d'un système de bagues et balais, l'excitation peut être fournie par un alternateur inversé, c'est-à-dire dont l'induit est tournant, solidaire de l'arbre de la machine principale, et dont l'inducteur est fixe. Un redresseur à diodes placé sur la partie tournante alimente directement l'inducteur de la machine principale. Ce circuit est toutefois soumis à des conditions mécaniques importantes, particulièrement lorsque la vitesse de rotation est élevée. Pour les machines branchées sur le réseau général, l'inducteur de l'alternateur auxiliaire est alimenté par un redresseur branché sur le réseau, mais ici, les diodes sont sur la partie fixe du système. Pour obtenir un ensemble autonome quand la machine principale est un alternateur qui n'est pas relié au réseau général, un troisième générateur synchrone fournit l'excitation de l'alternateur inversé. S'agissant d'une machine de petite puissance, un modèle à aimant convient pour cette tâche.

1.2.3 Avantages et inconvénients

➤ Générateur synchrone à rotor bobiné

Si l'on excepte les installations de très faible puissance, l'alternateur à rotor bobiné est la machine idéale pour la production d'énergie électrique. Son rendement est excellent. La nécessité d'alimenter

➤ Moteur synchrone à rotor bobiné

Les moteurs synchrones à inducteur bobiné sont surtout utilisés dans le domaine des fortes puissances. Ils sont soit branchés directement sur le réseau, soit associés à une alimentation électronique. On rencontre à la fois des machines à entrefer constant et à pôles saillants. Dans cette catégorie d'application, on rencontre la traction ferroviaire, la propulsion des navires, les laminoirs, les compresseurs, les concasseurs... toutefois, la concurrence des moteurs asynchrones a réduit l'usage des moteurs synchrones dans certaines de ces applications de forte puissance.

1.3 Principe

1.3.1 Fonctionnement en alternateur

Le rotor est entraîné par une turbine ou un moteur diesel à une fréquence de rotation n . L'enroulement inducteur qu'il porte, parcouru par un courant continu i_f appelé courant d'excitation, crée une tension magnétique tournante d'entrefer à la fréquence de rotation n . Le champ tournant qui en résulte induit dans l'enroulement du stator un système triphasé équilibré de forces électromotrices dont la fréquence est, pour une machine à p paires de pôles:

$$f_s = pn \quad (1.1)$$

Le rotor et le champ tournant ont la même vitesse de rotation Ω_s , qualifiée de ce fait de vitesse synchrone. La valeur efficace des forces électromotrices à vide est proportionnelle au flux utile par pôle Φ , à la fréquence f_s (ou à la fréquence de rotation n) et au nombre de conducteurs actifs N d'une phase :

$$E_v = KNf_s \Phi \quad (1.2)$$

La constante K , fixée pour un alternateur donné, est appelée coefficient de Kapp. La relation entre le flux et le courant d'excitation n'est pas linéaire du fait de la saturation du circuit magnétique. La courbe qui représente la valeur efficace E_v des forces électromotrices à vide en fonction de l'intensité i_f du courant d'excitation est appelée caractéristique interne de la machine. Elle n'est linéaire que dans un domaine limité *figure 1.3.1*.

Quand l'alternateur est chargé, le système triphasé de courants qui circule dans l'induit crée une tension magnétique tournante d'entrefer ayant la même vitesse que la tension magnétique créée par l'inducteur : c'est le phénomène de réaction d'induit. La tension magnétique tournante résultante induit dans l'enroulement statorique un système triphasé équilibré de forces électromotrices différent de celui qui est obtenu à vide. Pour les machines à pôles saillants, le problème se complique du fait que la réluctance du circuit magnétique dépend du décalage entre la tension magnétique tournante d'entrefer créée par l'induit et celle créée par l'inducteur. Il faut alors décomposer la réaction magnétique d'induit en une composante longitudinale et une composante transversale.

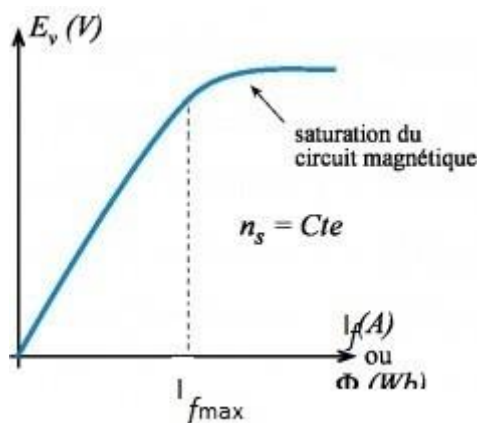


figure 1.3.1- caractéristique interne

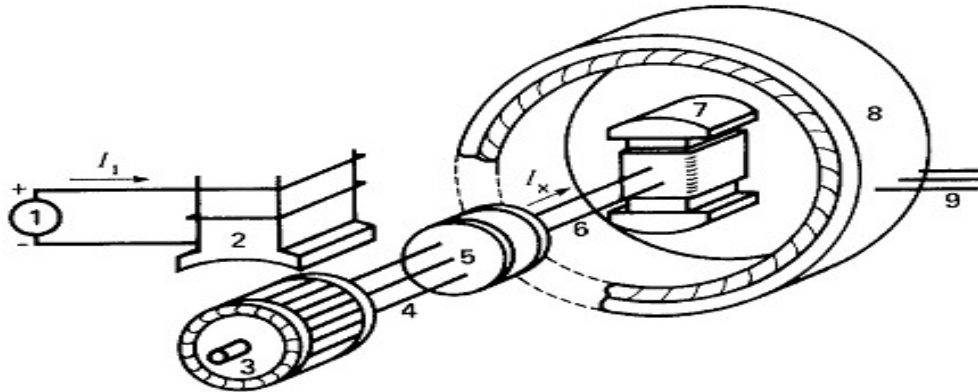
1.3.2 Fonctionnement en moteur

L'enroulement statorique, parcouru par un système triphasé équilibré de courants de pulsation ω_s , crée une tension magnétique tournante d'entrefer à la vitesse synchrone Ω_s , soit avec p paires de pôles :

$$\Omega_s = \frac{\omega_s}{p} \quad (1.3)$$

Le champ magnétique engendré par l'enroulement inducteur ou les aimants est fixe par rapport au rotor. L'interaction entre le champ tournant et le champ fixe du rotor crée un couple dont le moment a une valeur moyenne nulle. Le moteur synchrone ne démarre pas

spontanément. Par contre, si le rotor est entraîné à la vitesse synchrone, l'interaction entre les champs tournants du stator et du rotor crée un couple dont le moment a une valeur moyenne non nulle. La vitesse d'un moteur synchrone est imposée par la fréquence de son alimentation, elle est indépendante de la charge mécanique.



- 1 - source de commande à c.c.
- 2 - pôles à c.c. stationnaires
- 3 - alternateur (excitatrice)
- 4 - ligne triphasée
- 5 - redresseur à diodes
- 6 - ligne à c.c.
- 7 - rotor du moteur synchrone
- 8 - stator du moteur synchrone
- 9 - ligne d'alimentation triphasée

figure 1.3.2- schéma montrant le principe de fonctionnement d'une excitatrice sans balais pour moteur synchrone. Le même système est utilisé pour l'excitatrice des alternateurs.

1.4 Bilan des puissances et rendement

Nous intéresserons tout particulièrement à la machine synchrone à rotor bobiné dans le cas du fonctionnement en moteur.

1.4.1 Bilan des puissances actives

La puissance active appelée par le moteur au réseau est :

$$P = 3VI \cos \varphi \quad (1.4)$$

Le stator est le siège de pertes ferromagnétiques p_{fs} et de pertes par effet Joule p_{js} :

$$P_{js} = 3R_s I^2 \quad (1.5)$$

Si le rotor est bobiné, la puissance reçue par le circuit inducteur de son alimentation continue est

$$P_e = V_f i_f \quad (1.6)$$

Le rotor est le siège de pertes ferromagnétiques p_{fr} et de pertes par effet Joule p_{jr} dans le circuit d'excitation :

$$P_{jr} = R_f i_f^2 \quad (1.7)$$

Cette dernière puissance est égale à la puissance P_e reçue par le circuit inducteur. Pour obtenir la puissance utile P_u c'est-à-dire celle qui est utilisable par la charge entraînée, il reste à retrancher les pertes mécaniques p_m (frottement, ventilation, balais) :

$$P_u = P_m - p_m \quad (1.8)$$

avec :

P_m la puissance mécanique de la turbine ou du moteur qui l'entraîne

Ce bilan permet de tracer le diagramme des puissances *figure 1.4*

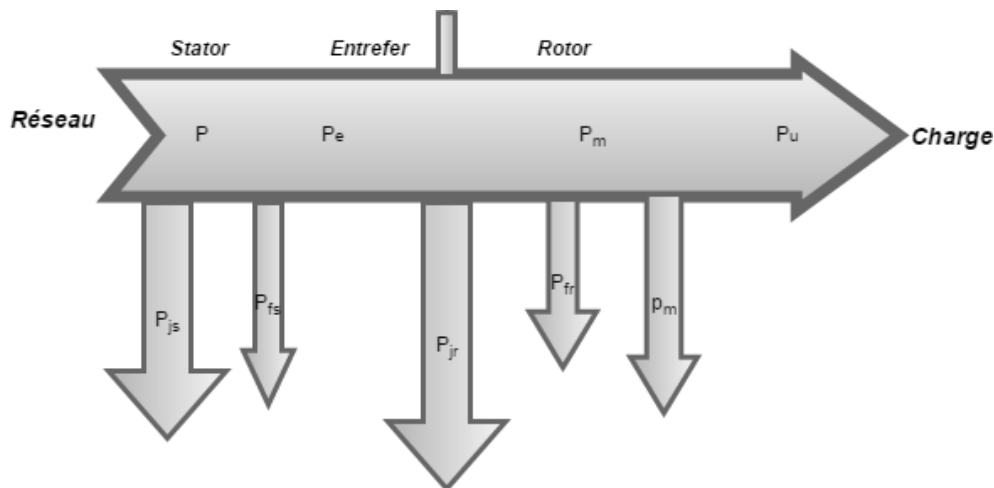


figure 1.4-Diagramme des puissances d'un moteur *synchrone*

1.4.2 Rendement

Le rendement ρ est défini comme le rapport de la puissance mécanique utile à la puissance élect-rique totale fournit au moteur :

$$\rho = \frac{P_u}{P + P_e} \quad (1.9)$$

1.5 Caractéristique couple vitesse

La caractéristique couple vitesse de la machine synchrone est très différente de celle de la machine asynchrone : la seule vitesse de fonctionnement pour laquelle un couple est disponible est la vitesse de synchronisme. Comme pour la machine asynchrone, dès que le couple résistant dépasse le couple maximal C_{\max} que peut produire la machine, celle-ci décroche et s'arrête *figure 1.5.1*.

La relation entre la vitesse du synchronisme ω_{syn} et la fréquence statorique f_s est :

$$\omega_{\text{syn}} = \frac{2\pi f_s}{p} \quad (1.10)$$

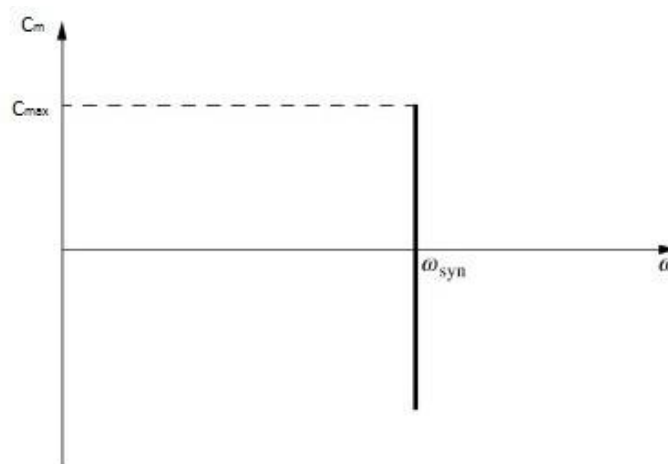


figure 1.5.1-Caractéristique de couple en fonction de la vitesse d'un moteur synchrone

La seule manière de faire varier la vitesse d'une machine synchrone est de faire varier la fréquence de son réseau d'alimentation *figure 1.5.2*

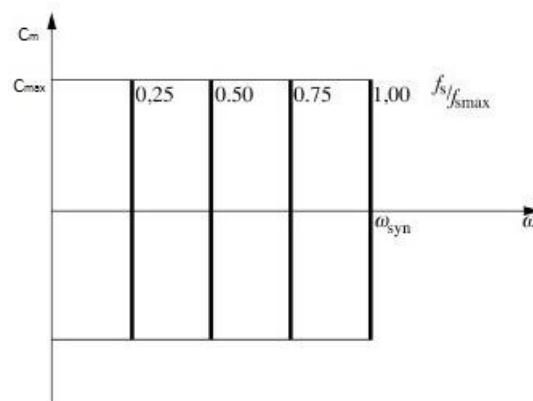


figure 1.5.2-Variation de la vitesse de synchronisme pour différentes fréquences du réseau.

1.6 Modélisation de la Machine Synchrone à rotor bobiné (MSRB)

1.6.1 Introduction

Les machines électriques tournantes sont des systèmes physiques régis par des phénomènes électriques, magnétiques, mécaniques, thermiques, etc. Dans le contexte de l'observation en position et en vitesse de ces machines, seuls les phénomènes électromagnétiques et électromécaniques sont pertinents pour la mise en œuvre d'un modèle simplifié et représentatif.

1.6.2 Principes et hypothèses de modélisation

La modélisation des machines électriques exige d'une part la prise en compte de certaines hypothèses simplificatrices usuelles suivantes :

- ◆ **Hypothèse 1** : la répartition spatiale des conducteurs statoriques est sinusoïdale, la distribution spatiale de la force magnétomotrice (m.m.f) l'est aussi ; les harmoniques spatiales de la distribution du flux sont négligées ;
- ◆ **Hypothèse 2** : les pertes par hystérésis et par courant de Foucault sont supposées nulles ;
- ◆ **Hypothèse 3** : les circuits magnétiques sont linéaires (non saturés) ;
- ◆ **Hypothèse 4** : la composante homopolaire est supposée nulle pour les grandeurs statoriques, c.-à-d. le système triphasé est équilibré ;
- ◆ **Hypothèse 5** : l'effet d'amortissement au rotor ainsi que les couplages capacitifs entre les enroulements sont négligés ; les irrégularités de l'entrefer dues aux encoches statoriques sont ignorées ;

et d'autres parts se basent sur trois types d'équations :

- Équations magnétiques : il s'agit des équations qui décrivent les flux en fonction des courants qui parcourent les enroulements (théorème d'Ampère).
- Équations électriques : la relation entre les tensions et les courants est décrite par la loi d'Ohm généralisée avec la loi de Faraday.
- Équations mécaniques : la deuxième loi de Newton décrit la variation de la vitesse de l'arbre de la machine en fonction du couple (résultant de la force de Laplace).

Malgré la prise en compte des hypothèses simplificatrices, les équations d'une MSRB restent fortement non linéaires, ce qui rend l'analyse du comportement de la machine très difficile, surtout en régime transitoire. Pour faciliter l'analyse des régimes transitoires et permanents de la MSRB et, par la suite, faciliter leur observation et leur commande, la théorie des deux circuits (de Park) a été introduite.

1.6.3 Théorie des deux circuits (de Park)

L'idée de base de la théorie des deux circuits s'articule sur le fait que, pour n'importe quelle machine à courant alternatif (AC) polyphasé, le principe de fonctionnement est le même : le rotor interagit avec le champ magnétique tournant créé par le stator pour générer un couple qui permet au rotor de se mettre en rotation. Il convient donc de représenter les variables tournantes (champ et flux magnétiques, par la suite courant et tension électriques) comme des vecteurs dans un repère orthonormé. Ce repère peut être lié au stator ($\alpha_s \beta_s$), au rotor ($\alpha_r \beta_r$), au champ tournant du stator (dq) ou à un repère arbitraire ($d_a q_a$) comme le montre la figure 1.6.

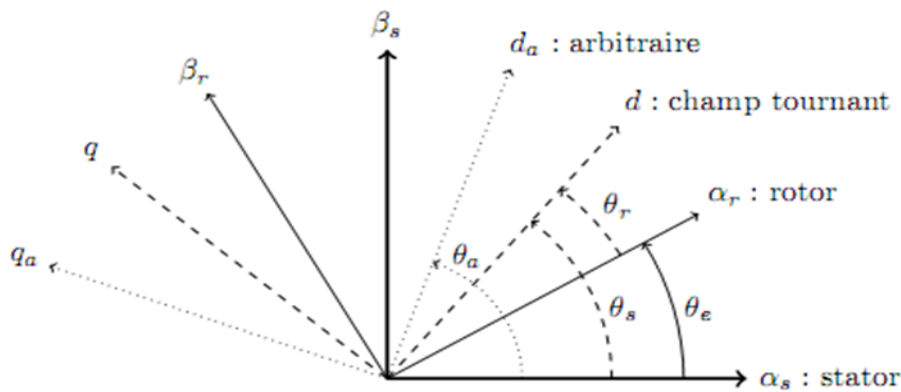


figure 1.6-Différents repères diphasés pour une machine AC

Mathématiquement, le passage du repère polyphasé fixe à un repère diphasé fixe se fait par projection de la résultante de la variable désirée (flux, courant, etc.) sur un système de 2 axes. Ensuite, le passage d'un repère diphasé à un autre se fait par une rotation $\mathbf{P}(\eta)$, où η est l'angle entre les deux repères :

$$P(\eta) = \begin{pmatrix} \cos(\eta) & -\sin(\eta) \\ \sin(\eta) & \cos(\eta) \end{pmatrix} \quad (1.11)$$

L'ensemble de changements de variable qui transforme le système polyphasé fixe en un diphasé tournant est appelé *transformation de Park*. Cette transformation peut être interprétée comme la substitution, aux enroulements polyphasés immobiles par rapport au stator, de deux enroulements d et q , dont les axes magnétiques sont solidaires du repère diphasé tournant. Il s'agit donc d'une série de transformations mathématiques qui simplifient le modèle de la machine en gardant l'aspect des grandeurs transformées. Cette méthode se décompose en deux étapes *figure 1.6.1*

1. Transformation Triphasé-Diphasé (dans un repère fixe) (**Concordia**)
2. Transformation Repère fixe-Repère tournant (**Park**)

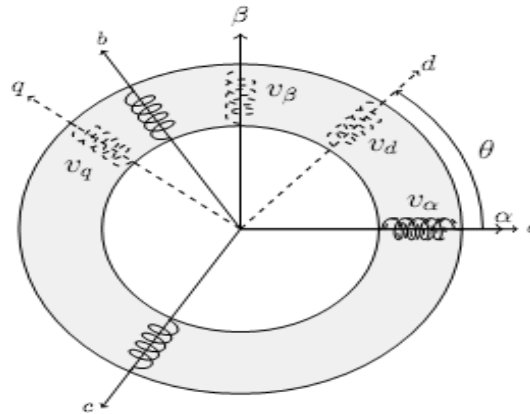


figure 1.6.1-Diagrammes des différents repères pour une machine triphasé

Le passage du système d'enroulement triphasé (X_{abc}) à un système diphasé fixe ($X_{\alpha\beta}$) *figure 1.6.1* est possible grâce à la transformation suivante

- **Transformation Triphasé-Diphasé (dans un repère fixe) (Concordia)**, noté T_{32}

$$X_{\alpha\beta} = T_{32}^T X_{abc} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (1.12)$$

Elle conserve la puissance mais pas les amplitudes. Cette transformation est souvent utilisée pour simplifier les opérations matricielles, pour des raisons de symétrie de transformation directe et inverse (voir ses propriétés dans le paragraphe 1.6.5).

Le passage du repère fixe $\alpha\beta$ au repère tournant dq figure 1.6.1 se fait par application de la transformation suivante :

- **Transformation Repère fixe-Repère tournant (*Park*) ou (*rotation*)**

De rotation d'angle θ (angle que fait le repère dq par rapport au repère fixe, dans le sens trigonométrique) sur les grandeurs $X_{\alpha\beta}$, suivant la relation suivante :

$$X_{dq} = P(-\theta)X_{\alpha\beta} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) \\ -\sin(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix} X_{\alpha\beta} \quad (1.13)$$

L'ensemble des transformations qui transforment les grandeurs triphasées en diphasées tournantes est souvent appelé *Transformation de Park*. Cette appellation est parfois donnée à la transformation de rotation toute seule.

1.6.1 Avantages de la représentation par la théorie de Park

La théorie des deux circuits présente plusieurs avantages du point de vue de la commande et de l'analyse des machines :

✓ Quelle que soit la machine AC, le modèle d'état du stator se réduit à deux équations, et le modèle du rotor se réduit au plus à deux équations d'état; selon le type du rotor, deux équations (machine asynchrone), dans le cas de la MSRB on peut avoir une seule.

✓ Les dynamiques des deux circuits en quadrature sont découplées, c.-à-d. le flux généré par la bobine d'un axe est indépendant du courant traversant la bobine de l'autre axe.

✓ Dans le repère du champ tournant, le modèle d'une machine AC se rapproche de celui d'une machine DC, ce qui permet d'appliquer des techniques de commande plus performantes telle que la commande vectorielle (ou commande à flux orienté).

1.6.2 Propriétés des matrices de transformation

Les matrices de transformation usuelles pour les machines AC possèdent quelques propriétés intéressantes et utiles pour la modélisation et l'analyse de ces machines. Elles sont résumées dans ce paragraphe.

➤ Matrice de rotation

- La matrice de rotation $\mathbf{P}(\eta)$ est orthogonale, son déterminant vaut 1. De plus, son inverse est égale à sa transposée :

$$P(\eta)^{-1} = P(-\eta) = P^T(\eta) \quad (1.14)$$

- La rotation d'un angle nul est l'identité :

$$P(0) = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} = I_2 \quad (1.15)$$

- La rotation d'un angle $\pi/2$ est l'analogue matriciel de l'imaginaire pur 'j' pour les nombres complexes ($j^2 = -1$) :

$$P\left(\frac{\pi}{2}\right) = \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} = J_2 \quad (1.16)$$

- La multiplication de deux rotations est la rotation de la somme des angles :

$$P(\eta)P(\xi) = P(\eta + \xi) \quad (1.17)$$

- La dérivée de la matrice de rotation s'écrit comme suit :

$$\frac{d}{dt}P(\eta) = \frac{d\eta}{dt}P\left(\eta + \frac{\pi}{2}\right) = \frac{d\eta}{dt}J_2P(\eta) \quad (1.18)$$

➤ Matrice de Concordia

- Une propriété très intéressante de la matrice de Concordia est la suivante :

$$T_{32}^T T_{32} = I_2 \quad (1.19)$$

- Soit \mathbf{S} une matrice circulante :

$$S = \begin{bmatrix} a & b & c \\ c & a & b \\ b & c & a \end{bmatrix} \quad (1.20)$$

On a :

$$T_{32}^T S T_{32} = (a - \frac{1}{2}(b - c))I_2 - \frac{\sqrt{3}}{2}(b - c)J_2 \quad (1.21)$$

On prend le cas particulier de la matrice circulante $\mathbf{S}(\eta)$:

$$S(\eta) = \begin{bmatrix} \cos(\eta) & \cos(\eta + 2\pi/3) & \cos(\eta + 4\pi/3) \\ \cos(\eta + 4\pi/3) & \cos(\eta) & \cos(\eta + 2\pi/3) \\ \cos(\eta + 2\pi/3) & \cos(\eta + 4\pi/3) & \cos(\eta) \end{bmatrix} \quad (1.22)$$

Cette propriété donne :

$$T_{32}^T S(\eta) T_{32} = \frac{1}{2}P(\eta) \quad (1.23)$$

Ces propriétés sont utilisées dans les sections suivantes pour la mise en œuvre des modèles diphasés de la MSRB

1.6.4 Mise en équation

Sous les hypothèses classiques de modélisation des machines électriques en vue de leur commande, nous considérons une machine synchrone à rotor bobiné à $2p$ pôles saillants. Nous appliquons les principes de modélisation présentés dans les sections précédentes à cette machine.

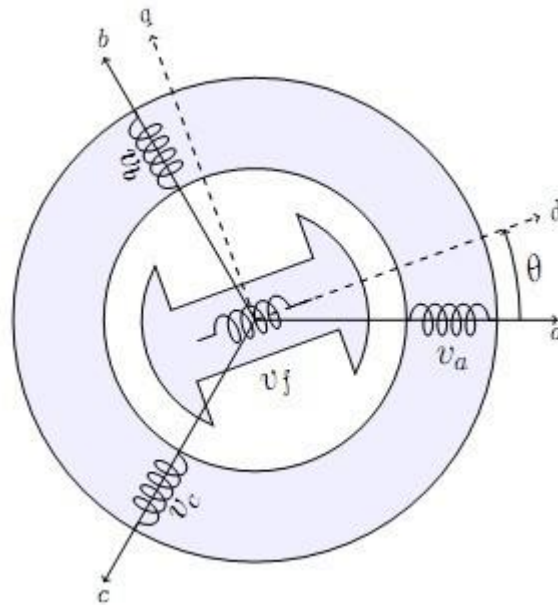


figure 1.6.2-Représentation symbolique de la machine synchronisée à rotor bobiné à pôles saillants.

1.6.6.1 Équations magnétiques

Selon le théorème d'Ampère, tout courant i , parcourant un circuit, crée un champ magnétique à travers la section qu'il entoure. L'inductance de ce circuit est le quotient du flux de ce champ magnétique ψ par l'intensité du courant traversant le circuit.

Étant donné une machine AC à n enroulements, les interactions magnétiques entre enroulements agissant sur une bobine j font intervenir :

- Les inductances propres $L_j(\theta)$,
- Les inductances mutuelles $M_{jk}(\theta)$.

Les inductances dépendent des chemins magnétiques des flux, elles sont donc fonctions de la position relative du rotor par rapport au stator. Si on appelle ψ_j le flux d'enroulement du circuit de rang j , son expression en fonction des inductances et des courants i_k traversant les circuits k est (la dépendance en temps des courants et flux est supprimée pour alléger l'écriture) :

$$\begin{bmatrix} \Psi_1(t) \\ \Psi_{12}(t) \\ \vdots \\ \Psi_n(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_1(\theta) & M_{12}(\theta) & \dots & M_{1n}(\theta) \\ M_{21}(\theta) & L_2(\theta) & \dots & M_{2n}(\theta) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ M_{n1}(\theta) & M_{n2}(\theta) & \dots & L_n(\theta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_1(t) \\ i_2(t) \\ \vdots \\ i_n(t) \end{bmatrix} \quad (1.24)$$

Ou sous la forme implicite :

$$\Psi = L(\theta)I \quad (1.25)$$

Sous l'hypothèse de distribution sinusoïdale de la m.m.f. (hypothèse 1), la matrice d'inductance s'écrit sous la forme :

$$L(\theta) = L_0 + L_2(\theta) \quad (1.26)$$

où L_0 est une matrice constante comprenant les inductances indépendantes de la position, et $L_2(\theta)$

est une matrice qui dépend de la position θ contenant les inductances qui varient en fonction de la position ; l'indice '2' signifie qu'on se contentera de la deuxième harmonique dans la répartition spatiale des inductances. La matrice inductance $L(\theta)$ est symétrique, du fait de la réciprocité des

inductances mutuelles ($M_{ij}(\theta) = M_{ji}(\theta)$), donc :

$$L(\theta) = L^T(\theta) \quad (1.27)$$

Les flux de la machine s'écrivent comme suit :

$$\Psi_{3s}(\theta) = L_{3s}(\theta)I_{3s} + M_{sf}(\theta)i_f \quad (1.28)$$

$$\Psi_f = M_{sf}^T(\theta)I_{3s} + M_{sf}(\theta)i_f \quad (1.29)$$

Dans la MSRB à pole saillants, la matrice des inductances $L_{3s}(\theta)$ contient deux termes ; L_{3s} constant, et $L_{3s2}(\theta)$ fonction de l'angle électrique θ :

$$L_{3s}(\theta) = L_{3s0} + L_{3s2}(\theta) \quad (1.30)$$

Où

$$L_{3s0} = \begin{bmatrix} L_{s0} & M_{s0} & M_{s0} \\ M_{s0} & L_{s0} & M_{s0} \\ M_{s0} & M_{s0} & L_{s0} \end{bmatrix} \quad (1.31)$$

Et

$$L_{3s2}(\theta) = L_{3s2} = \begin{bmatrix} \cos(2\theta) & \cos(2\theta - 2\pi/3) & \cos(2\theta + 2\pi/3) \\ \cos(2\theta - 2\pi/3) & \cos(2\theta + 2\pi/3) & \cos(2\theta) \\ \cos(2\theta + 2\pi/3) & \cos(2\theta) & \cos(2\theta - 2\pi/3) \end{bmatrix} \quad (1.32)$$

En ce qui concerne $M_{sf}(\theta)$, qui est l'inductance mutuelle entre l'enroulement rotorique et les enroulements statoriques, elle a l'expression suivante :

$$M_{sf}(\theta) = M_0 \begin{bmatrix} \cos(2\theta) \\ \cos(2\theta - 2\pi/3) \\ \cos(2\theta + 2\pi/3) \end{bmatrix} \quad (1.33)$$

1.6.6.2 Équations électriques

Ces équations décrivent le comportement des courants et des f.é.m. dans les enroulements, elles se basent sur la loi de Faraday et la loi d'Ohm.

◆ Loi de Faraday

Selon la loi de Faraday, chaque enroulement de rang j , soumis à un flux magnétique ψ_j variable, est le siège d'une force électromotrice (f.é.m.) e_j , mesurée en convention générateur, avec :

$$e_j = -\frac{d\psi_j}{dt} \quad (1.34)$$

Le signe négatif présent dans cette loi provient de la définition historique de l'orientation du champ électrique (de la charge + vers la charge -) et du champ magnétique (à l'extérieur de l'aimant les lignes de champ vont du pôle nord de l'aimant vers le pôle sud).

La loi de Faraday s'exprime en écriture matricielle (vectorielle) pour n enroulements :

$$E = -\frac{d}{dt} \Psi \quad (1.35)$$

D'après la relation (1.25) entre flux et courants, on distingue deux termes dans la dérivée du vecteur flux :

- un terme correspondant aux dérivées des courants par rapport au temps; c'est la f.é.m. de transformation définie par :

$$\varepsilon_{tr} = \frac{\partial \Psi}{\partial t} = -L(\theta) \frac{dI}{dt} = -[L_2(\theta) + L_2(\theta)] \frac{dI}{dt} \quad (1.36)$$

- un terme correspondant à la dérivée de la matrice d'inductance par rapport au temps (la seule variation possible résulte d'une variation de l'angle θ puisque les circuits sont supposé indéformables); c'est la f.é.m. derotation définie par:

$$\varepsilon_{rot} = \frac{\partial \Psi}{\partial t} \frac{d}{dt} = -\frac{dL(\theta)}{dt} I \omega = -\frac{dL_2(\theta)}{dt} I \omega \quad (1.37)$$

avec ω étant la vitesse électrique de rotation (dérivée temporelle de θ).

Finalement, la loi de Faraday pour les machines électriques s'écrit comme suit :

$$\varepsilon = \varepsilon_{tr} + \varepsilon_{rot} = -L(\theta) \frac{dI}{dt} - \frac{dL(\theta)}{dt} I \omega \quad (1.38)$$

◆ Loi d'Ohm

La loi d'Ohm appliquée sur le système d'enroulements d'une machine tournante s'écrit sous la forme matricielle suivante :

$$\mathfrak{G} + \varepsilon = \mathfrak{R}I \quad (1.39)$$

où \mathfrak{R} est la matrice des résistances $\mathfrak{R} = \text{diag}\{R_1, R_2, \dots, R_n\}$, et $\mathfrak{G}=[v_1(t) \dots v_n(t)]^T$ le vecteur de tension.

En remplaçant le vecteur f.é.m. par son expression, on obtient :

$$\mathfrak{G} = \mathfrak{R}I + \frac{d\Psi}{dt} = \mathfrak{R}I + L(\theta) \frac{dI}{dt} + \frac{dL(\theta)}{d\theta} I \omega \quad (1.40)$$

La loi des mailles, appliquée sur les phases statoriques et rotorique, donne les équations suivantes :

$$v_{3s} = R_s I_{3s} + \frac{d\Psi_{3s}}{dt} = R_s I_{3s} + L_{3s} \frac{dI_{3s}}{dt} + M_{sf}^t \frac{di_f}{dt} + \omega \frac{dL_{3s}}{d\theta} I_{3s} + \omega \frac{dM_{sf}^T}{d\theta} i_f \quad (1.41)$$

$$v_f = R_f i_f + \frac{d\Psi_f}{dt} = R_f i_f + L_f \frac{di_f}{dt} + M_{sf}^T \frac{dI_{3s}}{dt} + \omega \frac{dM_{sf}^T}{d\theta} I_{3s} \quad (1.42)$$

1.6.6.1 Couple électromagnétique

L'expression générale du couple :

$$C_m = \frac{p}{2} I^T \frac{\partial L(\theta)}{\partial \theta} I = \frac{p}{2} \begin{bmatrix} I_{3s} \\ i_f \end{bmatrix}^T \frac{\partial}{\partial \theta} \left(\begin{bmatrix} L_{3s}(\theta) & M_{sf}(\theta) \\ M_{sf}^T(\theta) & L_f \end{bmatrix} \right) \begin{bmatrix} I_{3s} \\ i_f \end{bmatrix} \quad (1.43)$$

Tenant compte de l'égalité :

$$I_{3s}^T \frac{dM_{sf}}{d\theta} i_f = i_f \frac{dM_{sf}^T}{d\theta} I_{3s} \quad (1.44)$$

On aura :

$$C_m = \frac{p}{2} I_{3s}^T \frac{dL_{3s}^T}{d\theta} I_{3s} + p I_{3s}^T \frac{dM_{sf}}{d\theta} i_f \quad (1.45)$$

- Le premier terme, fonction des courants et inductances statoriques, décrit l'effet de la saillance.
- Le second terme présente le couple produit par la réaction des flux statorique et rotorique. Il existe pour les machines à rotor excité (par aimant ou par bobinage), où il est souvent le terme dominant.

1.6.5 Modélisation dans le repère diphasé ab

Le repère diphasé fixe, lié au stator, est noté $\alpha\beta$ pour la machine synchrone. Les équations dans ce repère sont obtenues à partir de la projection des équations triphasées par application de la transformation de Concordia. Cette transformation est définie pour toutes les variables magnétiques et électriques par l'équation (1.12).

Le schéma de la machine diphasé, équivalent au sens de Concordia, est présenté dans la *figure 1.6.3*,

après l'application de la transformation triphasé-diphasé.

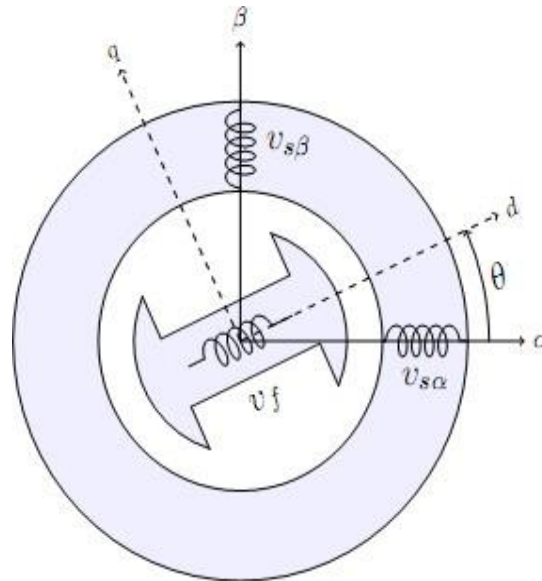


Figure 1.6.3-Représentation symbolique de la MSR B à pôles saillants équivalente au sens de Concordia.

1.6.7.1 Équations magnétiques

Dans ce qui suit, les matrices d'inductances sont factorisées de façon à faire apparaître les matrices usuelles des machines triphasées.

Sous l'hypothèse du système triphasé équilibré (la somme des courants statoriques est nulle), on peut écrire la partie constante de la matrice d'inductance, qui est une matrice circulante symétrique, sous la forme suivante :

$$L_{3s0} = (L_{s0} - M_{s0})T_{32}T_{32}^T \quad (1.46)$$

La partie variable (en fonction de la position) de la matrice d'inductance, $L_{3s2}(\theta)$ symétrique non circulante, peut s'écrire de la manière suivante :

$$L_{3s2}(\theta) = \frac{3}{2}L_{s2}T_{32}P(\theta)K_2(-\theta)T_{32}^T \quad (1.47)$$

où la matrice K_2 est une matrice 2×2 analogue à l'opération de conjugaison pour les nombres complexes et qui s'écrit

$$K_2 = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & -1 \end{bmatrix} \quad (1.48)$$

Finalement, la matrice d'inductance statorique s'écrit sous la forme factorisée suivante:

$$L_{3s} = L_{3s0} + L_{3s2} = T_{32}[L_0L_2 + L_2P(\theta)K_2P(-\theta)]T_{32}^T \quad (1.49)$$

Avec

$$L_0 = L_{s0} - M_{s0} \quad (1.50)$$

$$L_2 = \frac{3}{2}L_{2s} \quad (1.51)$$

En ce qui concerne $M_{sf}(\theta)$, elle peut être factorisée comme suit :

$$M_{sf}(\theta) = \sqrt{\frac{3}{2}}M_0T_{32}P(\theta) \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \end{bmatrix} = M_fT_{32} \begin{bmatrix} \cos(\theta) \\ \sin(\theta) \end{bmatrix} \quad (1.52)$$

ou

$$M_f = \sqrt{\frac{3}{2}}M_0 \quad (1.53)$$

- **Flux statoriques**

Appliquons la transformation de Concordia aux flux statoriques :

$$\begin{aligned} \Psi_{3s} &= T_{32}\Psi_{s\alpha\beta} \\ &= L_{3s}(\theta)T_{32}I_{s\alpha\beta} + M_{sf}(\theta)i_f \end{aligned} \quad (1.54)$$

Multipliant à gauche par T_{32}^T on obtient

$$\Psi_{s\alpha\beta} = L_{s\alpha\beta}I_{s\alpha\beta} + M_fI_{f\alpha\beta} \quad (1.55)$$

où $L_{s\alpha\beta}$ est la matrice d'inductance statorique dans le repère diphasé $\alpha\beta$:

$$L_{s\alpha\beta} = L_0I_2 + L_2P(\theta)K_2(-\theta) = \begin{bmatrix} L_2 + L_2 \cos(2\theta) & L_2 \sin(2\theta) \\ L_2 \sin(2\theta) & L_0 - L_2 \cos(2\theta) \end{bmatrix} \quad (1.56)$$

et $I_{f\alpha\beta}$ le vecteur des projections du courant rotorique dans le repère $\alpha\beta$:

$$I_{f\alpha\beta} = i_f[\cos(\theta) \sin(\theta)]^T \quad (1.57)$$

- **Flux rotoriques**

Le flux rotor dans le repère diphasé fixe s'écrit comme suit

$$\Psi_{f\alpha\beta} = \psi_f \begin{bmatrix} \cos(\theta) \\ \sin(\theta) \end{bmatrix} \quad (1.58)$$

$$= M_{sf}^T I_{3s} \begin{bmatrix} \cos(\theta) \\ \sin(\theta) \end{bmatrix} + L_f I_{f\alpha\beta} \quad (1.59)$$

$$M_{f\alpha\beta} I_{s\alpha\beta} + L_f I_{f\alpha\beta}$$

Avec

$$M_{f\alpha\beta}(\theta) = M_f \begin{bmatrix} \cos^2(\theta) & \cos(\theta) \sin(\theta) \\ \cos(\theta) \sin(\theta) & \sin^2(\theta) \end{bmatrix} = \frac{M_f}{2} \begin{bmatrix} 1 + \cos(2\theta) & \sin(2\theta) \\ \sin(2\theta) & 1 - \cos(2\theta) \end{bmatrix} \quad (1.60)$$

Finalement, les équations des flux s'écrivent :

$$\Psi_{s\alpha} = (L_0 + L_2 \cos(2\theta)) i_{s\alpha} + L_2 i_{s\beta} \sin(2\theta) + M_f i_{f\alpha} \quad (1.61)$$

$$\Psi_{s\beta} = (L_0 + L_2 \cos(2\theta)) i_{s\beta} + L_2 i_{s\alpha} \sin(2\theta) + M_f i_{f\beta} \quad (1.62)$$

$$\Psi_{f\alpha} = L_f i_{f\alpha} + M_f i_{s\alpha} \cos^2(\theta) + M_f i_{s\beta} \sin(\theta) \cos(\theta) \quad (1.63)$$

$$\Psi_{f\beta} = L_f i_{f\beta} + M_f i_{s\beta} \sin^2(\theta) + M_f i_{s\alpha} \sin(\theta) \cos(\theta) \quad (1.64)$$

Ou sous la forme matricielle

$$\begin{bmatrix} \Psi_{s\alpha\beta} \\ \Psi_{f\alpha\beta} \end{bmatrix} = L(\theta) I = \begin{bmatrix} L_{s\alpha\beta} & M_f I_2 \\ M_{f\alpha\beta} & L_f I_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{s\alpha\beta} \\ I_{f\alpha\beta} \end{bmatrix} \quad (1.65)$$

1.6.7.1 Équations électriques

Appliquons la transformation de Concordia pour les équations (1.41) et (1.42) en tenant compte de l'équation (1.65), au stator nous obtenons :

$$\vartheta_{s\alpha\beta} = R_s I_{s\alpha\beta} + \frac{d\Psi_{s\alpha\beta}}{dt} = R_s I_{s\alpha\beta} + L_{s\alpha\beta} \frac{dI_{s\alpha\beta}}{dt} + M_f \frac{dI_{f\alpha\beta}}{dt} + \omega \frac{dL_{s\alpha\beta}}{d\theta} I_{s\alpha\beta} \quad (1.66)$$

Avec :

$$\frac{dI_{f\alpha\beta}}{dt} = \begin{bmatrix} -\sin(\theta) \\ \cos(\theta) \end{bmatrix} i_f \omega + \begin{bmatrix} \cos(\theta) \\ \sin(\theta) \end{bmatrix} \frac{di_f}{dt} \quad (1.67)$$

$$\frac{dL_{s\alpha\beta}}{d\theta} = \begin{bmatrix} -2L_2 \sin(2\theta) & 2L_2 \cos(2\theta) \\ 2L_2 \cos(2\theta) & 2L_2 \sin(2\theta) \end{bmatrix} \quad (1.68)$$

ou sous la forme matricielle explicite :

$$\begin{bmatrix} U_{s\alpha} \\ U_{s\beta} \end{bmatrix} = R_s \begin{bmatrix} i_{s\alpha} \\ i_{s\beta} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_0 + L_2 \cos(2\theta) & L_2 \sin(2\theta) \\ L_2 \sin(2\theta) & L_0 - L_2 \cos(2\theta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{di_{s\alpha}}{dt} \\ \frac{di_{s\beta}}{dt} \end{bmatrix} + M_f \left(\begin{bmatrix} -\sin(\theta) \\ \cos(\theta) \end{bmatrix} i_f \omega + \begin{bmatrix} \cos(\theta) \\ \sin(\theta) \end{bmatrix} \frac{di_f}{dt} \right) + \omega \begin{bmatrix} -2L_2 \sin(2\theta) & 2L_2 \cos(2\theta) \\ 2L_2 \cos(2\theta) & 2L_2 \sin(2\theta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{s\alpha} \\ i_{s\beta} \end{bmatrix} \quad (1.69)$$

Tandis qu'au rotor nous obtenons :

$$\vartheta_{f\alpha\beta} = R_f I_{f\alpha\beta} + \frac{d\psi_{f\alpha\beta}}{dt} = R_f I_{f\alpha\beta} + M_{f\alpha\beta} \frac{di_{s\alpha\beta}}{dt} + L_f \frac{di_{f\alpha\beta}}{dt} + \omega \frac{dM_{s\alpha\beta}}{d\theta} I_{s\alpha\beta} \quad (1.70)$$

Avec

$$\frac{dM_{f\alpha\beta}}{d\theta} = M_f \begin{bmatrix} -\sin(2\theta) & \cos(2\theta) \\ \cos(2\theta) & \sin(2\theta) \end{bmatrix} \quad (1.71)$$

ou sous la forme matricielle explicite :

$$\begin{bmatrix} U_{f\alpha} \\ U_{f\beta} \end{bmatrix} = R_s I_f \begin{bmatrix} i_{s\alpha} \\ i_{s\beta} \end{bmatrix} + \frac{M_f}{2} \begin{bmatrix} 1 + \cos(2\theta) & \sin(2\theta) \\ \sin(2\theta) & 1 - \cos(2\theta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{di_{s\alpha}}{dt} \\ \frac{di_{s\beta}}{dt} \end{bmatrix} + L_f \left(\begin{bmatrix} -\sin(\theta) \\ \cos(\theta) \end{bmatrix} i_f \omega + \begin{bmatrix} \cos(\theta) \\ \sin(\theta) \end{bmatrix} \frac{di_f}{dt} \right) + \omega M_f \begin{bmatrix} -\sin(2\theta) & \cos(2\theta) \\ \cos(2\theta) & \sin(2\theta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{s\alpha} \\ i_{s\beta} \end{bmatrix} \quad (1.72)$$

1.6.7.1 Couple électromagnétique

Appliquons la transformation de Concordia pour l'équation (1.45), alors l'expression du couple s'écrit comme suit :

$$C_m = \frac{P}{2} I^T \frac{\partial L(\theta)}{\partial \theta} I = \frac{P}{2} I_{s\alpha\beta}^T \frac{\partial L_{sf}^T}{\partial \theta} I_{s\alpha\beta} + \frac{P}{2} I_{f\alpha\beta}^T \frac{\partial M_{f\alpha\beta}}{\partial \theta} I_{s\alpha\beta} \quad (1.73)$$

$$C_m = pM_f i_f (i_{s\beta} \cos(\theta) - i_{s\alpha} \sin(\theta)) - pL_2 [(i_{s\alpha}^2 - i_{s\beta}^2) \sin(2\theta) - 2i_{s\alpha} i_{s\beta} \cos(2\theta)] \quad (1.74)$$

1.6.1 Modélisation dans le repère tournant de

Le modèle de la machine synchrone dans le repère rotorique dq (repère synchrone) est obtenu, à partir du modèle dans le repère fixe $\alpha\beta$, par rotation d'angle θ , angle du rotor par rapport au stator :

$$X_{\alpha\beta} = P(\theta) X_{dq} \quad (1.75)$$

Le schéma de la machine diphasé, équivalent au sens de Park, est présenté dans la *figure 1.6.4*, après l'application de la transformation de Park

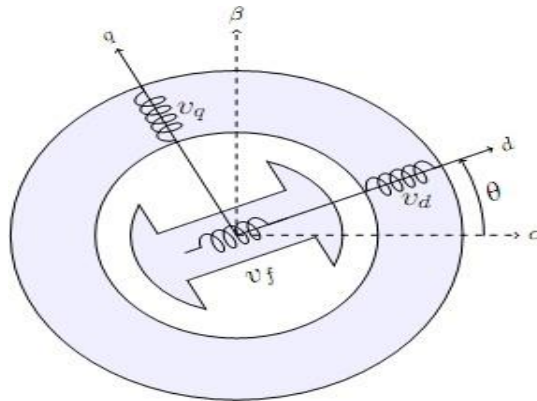


Figure 1.6.4-Représentation symbolique de la MSRB à pôles saillants équivalente au sens de Park.

- **Équations magnétiques**

La matrice d'inductance statorique (1.56) dans le repère diphasé fixe se factorise comme suit :

$$L_{s\alpha\beta} = P(\theta)(L_0 I_2 + L_2 K_2)P(-\theta) = P(\theta)L_{sdq}P(-\theta) \quad (1.76)$$

Ou

$$L_{s\alpha\beta} = \begin{bmatrix} L_d & 0 \\ 0 & L_q \end{bmatrix} \quad (1.77)$$

avec L_d et L_q les inductances d'axe direct (d) et en quadrature (q) respectivement

$$L_d = L_0 + L_2 \quad (1.78)$$

$$L_q = L_0 - L_2 \quad (1.79)$$

L'inductance mutuelle entre les enroulements statoriques et l'enroulement rotorique se factorise comme suit

$$M_{sf} = M_f T_{32} P(\theta) \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (1.80)$$

La composante nulle dans le vecteur à droite de l'équation (1.80) vient du fait que seul l'axe direct du rotor est excité par le courant i_f .

◆ Flux statoriques

A partir des formes factorisées des matrices d'inductances, l'application de la transformation de rotation sur les flux statoriques, en multipliant à gauche l'équation (1.55) par $P(-\theta)$, donne

$$\Psi_{sdq} = L_{sdq} I_{sdq} + M_f I_{fdq} \quad (1.81)$$

La composante en quadrature du vecteur courant rotorique dans le repère dq est nulle ($i_{fq} = 0$), tandis que la composante d'axe direct est égale au courant d'excitation $i_{fd} = i_f$

◆ Flux rotoriques

Les composantes du vecteur de flux rotorique $\Psi_{f\alpha\beta}$ s'écrivent

$$\psi_{f\alpha} = M_f i_{sd} \cos(\theta) + L_f i_f \cos(\theta) \quad (1.82)$$

$$\Psi_{f\beta} = M_f i_{sd} \sin(\theta) + L_f i_f \sin(\theta) \quad (1.83)$$

Alors, les composantes du flux rotorique dans le repère dq sont

$$\Psi_{fd} = M_f i_{sd} + L_f i_f \quad (1.84)$$

$$\Psi_{fq} = 0 \quad (1.85)$$

D'après les équations (1.84) et (1.85) on peut conclure que l'axe d est aligné avec le flux rotorique, ce qui nous conduit à parler que de la composante d'axe d lorsqu'on parlera du flux rotorique, ce qui nous permet de simplifier l'écriture en omettant l'indice q .

Les flux de la MSRB dans le repère dq s'écrivent donc sous la forme :

$$\begin{bmatrix} \Psi_{sd} \\ \Psi_{sq} \\ \Psi_f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_d & 0 & M_f \\ 0 & L_q & 0 \\ M_f & 0 & L_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{s\alpha} \\ i_{s\beta} \\ i_{s\alpha} \end{bmatrix} \quad (1.86)$$

• Équations électriques

Remplaçons les variables $X_{s\alpha\beta}$ par $P(\theta)X_{sdq}$ dans l'équation des tensions statoriques (1.66), et multiplions à gauche par la matrice $P(-\theta)$, en utilisant les propriétés de cette matrice, on obtient :

$$\begin{aligned} \vartheta_{s\alpha\beta} &= R_s I_{sdq} + P(-\theta) \frac{d(P(\theta)\Psi_{s\alpha\beta})}{dt} = R_s I_{sdq} + \omega P(-\theta) P\left(\theta + \frac{\pi}{2}\right) \Psi_{sdq} + R_s I_{sdq} + \\ &\quad \frac{d\Psi_{sdq}}{dt} + \omega J_2 \Psi_{sdq} \quad (1.87) \end{aligned}$$

Procédant de la même manière pour la tension rotorique (1.70), on obtient :

$$\vartheta_f = R_f i_f + \frac{d\Psi_f}{dt} \quad (1.88)$$

Finalement, les équations des tensions de la MSRB dans le repère dq s'écrivent :

$$v_{sd} = R_s i_{sd} + L_d \frac{di_{sd}}{dt} + M_f \frac{di_f}{dt} - L_q i_{sq} \quad (1.89)$$

$$v_{sq} = R_s i_{sq} + L_q \frac{di_{sq}}{dt} \omega (M_f i_f + L_d i_{sq}) \quad (1.90)$$

$$v_f = R_f i_f + M_f \frac{di_{sd}}{dt} + L_f \frac{di_f}{dt} \quad (1.91)$$

- **Couple électromagnétique**

Sachant que la puissance électrique transformée en puissance mécanique à l'intérieur du moteur pour expression d'une part :

$$P_f = C_m \Omega \quad (1.92)$$

où Ω est la vitesse de rotation.

Et d'autre part, on a :

$$P_m = p(\Psi_{sd} i_{sq} - \Psi_{sq} i_{sd}) \Omega \quad (1.93)$$

D'après les équations (1.92) et (1.93); l'équation du couple s'écrit :

$$C_m = p(\Psi_{sd} i_{sq} - \Psi_{sq} i_{sd}) = p[(L_d - L_q) i_{sd} + M_f i_f] i_{sq} \quad (1.94)$$

La forme matriciel est la suivants :

$$C_f = p I_{sdq}^T J_f \Psi_{sdq} \quad (1.95)$$

1.7 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons abordé le principe de fonctionnement des machines synchrones notamment la MSRB. Puis on a passé à la modélisation ce qui nous a permis d'obtenir deux modèles l'un suivant le repère statorique $(\alpha\beta)$ l'autre suivant le repère de .

Chapitre 2

Les défauts électrique et calculs

2.1 Introduction :

Les alternateurs peuvent comme toutes les machines industrielles, être affectées de défauts de fonctionnement de nature électrique, interne ou externe, causant des conséquences grave. Afin d'éviter ces dangers il est nécessaire de séparer la zone défectueuse immédiatement.

En effet, ces derniers sont des machines robustes mais vieillissent prématurément quand ils sont soumis à de très fortes surcharges, et à des élévations de tension dangereuses donc il est nécessaire de limiter les dégâts consécutifs à une masse ou un court-circuit en détectant l'avarie de son apparition et agir de façon à contrer et stopper sa propagation.

Ce chapitre traite quelques principes de fonctionnement des protections destinées à l'alternateur 324LU.

2.2 Les principaux défauts affectants l'alternateur :

2.2.1 Les défauts internes : [6]

a. Les défauts électriques affectants le stator :

❖ Les courts circuits entre enroulements (entre phase) :

La diminution ou la perte d'isolement entre les enroulements provoque un court-circuit entre phase extrêmement dangereux sa valeur varie de 6 à 25 kA.

❖ Les courts circuits entre spires d'un même enroulement :

La dégradation ou la perte d'isolation cause un contact entre les spires ce qui provoque un courant élevé mettant en danger le transformateur.

❖ Défaut d'isolement entre enroulement et la carcasse ou la terre :

Les défauts à la terre sont le cas le plus fréquent, la valeur du courant dépend de la valeur d'impédance de terre et de la distance du défaut de point neutre.

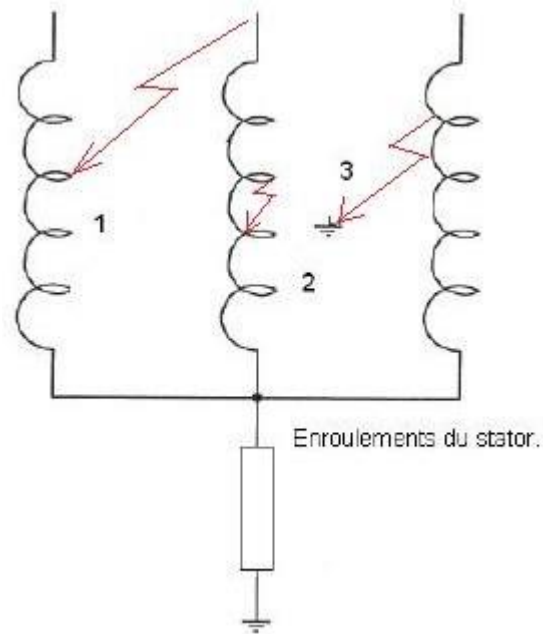


Figure 3.1 : Les différents défauts affectants le stator. [6]

b. Les défauts électriques affectants le rotor :

- Défaut d'isolement du rotor.
- Court-circuit dans les enroulements du rotor.
- Défaillance du régulateur de tension (sou excitation ou surexcitation).
- Coupure du circuit d'excitation (usure de balais, coupure de bobinage, etc...).

2.2.2 Les défauts externes :

2.2.2.1 Surcharge :

Les surcharges provoquent l'échauffement de l'alternateur, et sont généralement causées par l'augmentation du nombre de charges alimentées simultanément, ce qui traduit par une surintensité de longue durée. Elle engendre la dégradation des caractéristiques d'isolation, donc c'est le vieillissement prématuré.

2.2.2.2 Déséquilibres

Les déséquilibres de tension surviennent habituellement en présence d'un déséquilibre des charges et de leurs appels de courant. En effet, toute charge triphasée doit appeler un courant identique sur chaque phase. Quant aux charges monophasées branchées à un réseautriphasé on doit les répartir le plus uniformément possible entre les trois phases.

De plus, certains déséquilibres de tension résultent de l'exploitation et de la nature des équipements du réseau électrique.

2.2.2.3 Court-circuit aux bornes de l'alternateur : [7]

Il existe plusieurs courts-circuits qui peuvent se produire dans une installation électrique.

❖ Caractéristiques des courts-circuits :

Ils sont principalement caractérisés par :

- Leurs durées : auto-extincteur, fugitif ou permanent.
- Leurs origines :
 - mécaniques (rupture de conducteurs, liaison électrique accidentelle entre deux conducteurs par un corps étranger conducteur tel que outils ou animaux).
 - surtensions : électriques d'origine interne ou atmosphérique ou à la suite d'une dégradation de l'isolement, consécutive à la chaleur, l'humidité ou une ambiance corrosive.
- Leurs localisations : interne ou externe à une machine ou à un tableau électrique.

Outre ces caractéristiques, les courts-circuits peuvent être :

- Monophasés : 80 % des cas.
- Biphasés : 15 % des cas, Ces défauts dégènèrent souvent en défauts triphasés.
- Triphasés : 5 % seulement dès l'origine.

❖ Conséquences des défauts de court-circuit :

Elles sont variables selon la nature et la durée des défauts, le point concerné del'installation et l'intensité du courant :

- ✓ Au point de défaut, la présence d'arcs de défaut, avec :
 - Détérioration des isolants
 - Fusion des conducteurs
 - Incendie et danger pour les personnes
- ✓ Pour le circuit défectueux :
 - Les efforts électrodynamiques, avec :
 - ⇒ Déformation des jeux de barres.
 - ⇒ Arrachement des câbles.
 - ⇒ Sur échauffement par augmentation des pertes joules, avec risque de détérioration des isolants.
- ✓ Pour les autres circuits électriques du réseau concerné ou de réseaux situés à proximité :
 - Les creux de tension pendant la durée d'élimination du défaut, de quelques millisecondes à quelques centaines de millisecondes.
 - La mise hors service d'une plus ou moins grande partie du réseau suivant son schéma et la sélectivité de ses protections.
 - L'instabilité dynamique et/ou la perte de synchronisme des machines.
 - Les perturbations dans les circuits de contrôle et de commande.

❖ **Défaut à proximité des alternateurs :**

Lorsque le défaut se produit à proximité immédiate de l'alternateur alimentant le circuit concerné, la variation de l'impédance alors prépondérante de l'alternateur provoque un amortissement du courant de court-circuit.

En effet, dans ce cas, le régime transitoire d'établissement du courant se trouve modifié par la variation de la f.e.m. (force électromotrice) résultant du court-circuit. Pour simplifier, on considère la f.e.m. constante, mais la réactance interne de la machine comme variable. Cette réactance évolue suivant les 3 stades :

- **Subtransitoire** : intervenant pendant les 10 à 20 premières millisecondes du défaut.

- **Transitoire** : pouvant se prolonger jusqu'à 500 millisecondes.
- **Permanente** : ou réactance synchrone.

La réactance subtransitoire est inférieure à la réactance transitoire elle-même inférieure à la réactance synchrone. Cette intervention successive des trois réactances entraîne une diminution progressive de l'intensité de court-circuit, intensité qui est donc la somme de quatre composantes (**Figure 2.2**) :

- Les trois composantes alternatives (subtransitoire, transitoire et permanente).
- La composante continue qui résulte de l'établissement du courant dans le circuit

(selfique). Ce courant de court-circuit $i(t)$ est maximal pour un angle d'enclenchement correspondant au passage par zéro de la tension à l'instant du défaut.

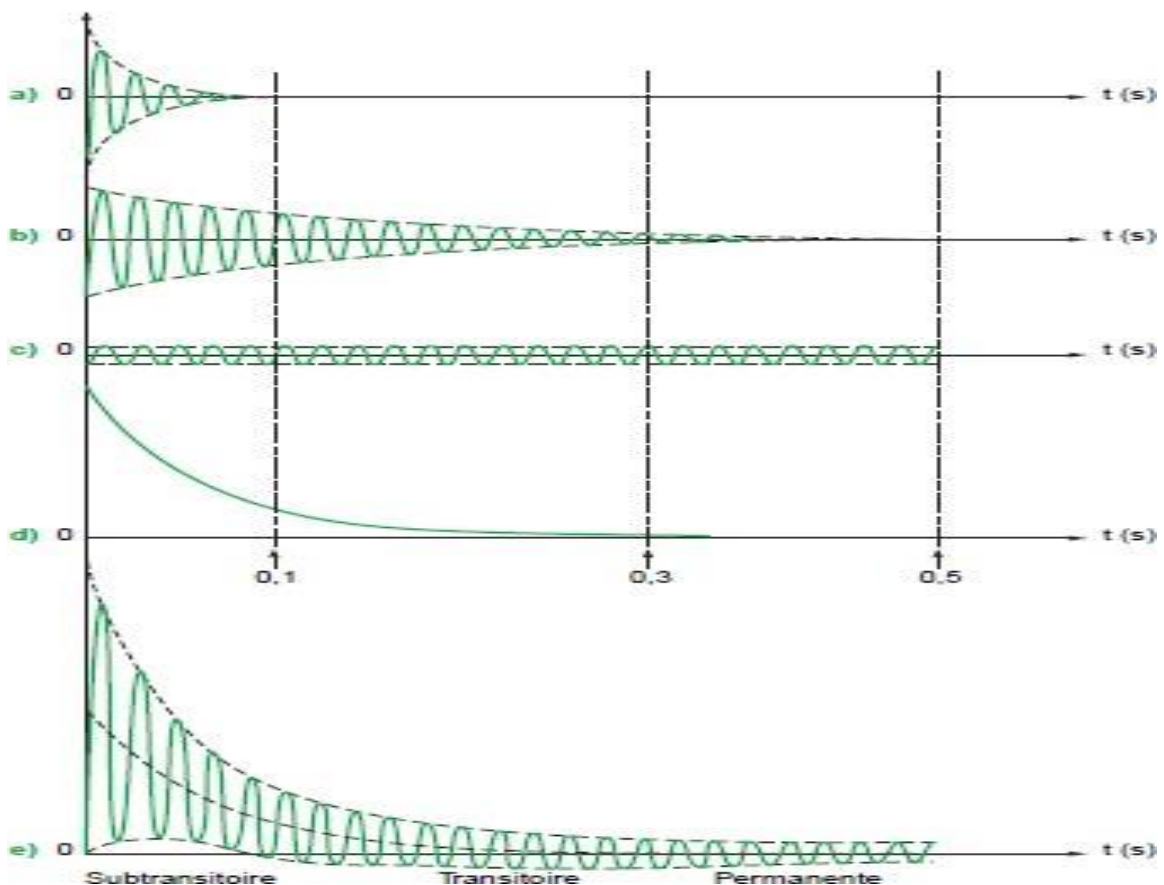


Figure 2.2 : Forme du courant de court-circuit I_{cc} . [7]

- a → La réactance subtransitoire = $X''d$.
- b → La réactance transitoire = $X'd$.
- c → La réactance synchrone = X_d .
- d → La composante continue.
- e → Courant totale de court-circuit I_{cc} .

2.2.2.4 Calcul du courant de défaut : [8]

Les calculs des courants de court-circuit sont réalisés le plus souvent pour choisir le matériel électrique du point de vue de la tenue thermique ou de la tenue dynamique. Ces valeurs de courant sont aussi calculées pour choisir les valeurs de réglages des protections installées dans les postes de transformation et les centrales électriques, pour préserver le matériel.

a. Calcul des impédances symétriques :

La tension nominale : $U_n = 15\text{kV}$

Courant nominal : $I_n = 11855\text{A}$

La puissance nominale : $S_n = 308\text{MVA}$

La réactance directe subtransitoire : $X''d (\%) = 20.8\%$

La réactance directe transitoire : $X'd (\%) = 24.1\%$

La réactance directe synchrone : $X_d (\%) = 176\%$

La réactance inverse : $X_i (\%) = 18.8\%$

La réactance homopolaire : $X_o (\%) = 12.5\%$

La constante de temps subtransitoire : $T''d = 0.016\text{s}$

La constante de temps transitoire : $T'd = 0.85\text{s}$

La constante de temps apériodique : $T_a = 0.74\text{s}$

Comme la résistance R de l'alternateur est très petite par rapport à la réactance donc elle est négligeable, on prend la réactance comme impédance.

✓ $X'd =$ Valeur non saturée de réactance transitoire directe (en Ω) :

$$X'd (\Omega) = X'd (\%) \times (U_n^2 / S_n)$$

$$X'd = 0.241 \times (15^2 / 308) = 0.176 \Omega$$

L'impédance directe peut être assimilée à la réactance directe transitoire :

$$Z_d = X'd \ (\Omega)$$

$$Z_d = 0.176 \ \Omega$$

✓ X_i = la valeur de la réactance inverse (en Ω) :

$$X_i \ (\Omega) = X_i \ (\%) \times (U_n^2 / S_n)$$

$$X_i = 0.188 \times (15^2 / 308) = 0.13 \ \Omega$$

L'impédance inverse peut être assimilée à la réactance inverse :

$$Z_i = X_i \ (\Omega)$$

$$Z_i = 0.13 \ \Omega$$

✓ X_o = la valeur de la réactance homopolaire (en Ω) :

$$X_o \ (\Omega) = X_o \ (\%) \times (U_n^2 / S_n)$$

$$X_o = 0.125 \times (15^2 / 308) = 0.091 \ \Omega$$

L'impédance homopolaire peut être assimilée à la réactance homopolaire :

$$Z_o = X_o \ (\Omega)$$

Protections et calculs

$$Z_o = 0.091 \ \Omega$$

2.1 Défaut triphasé :

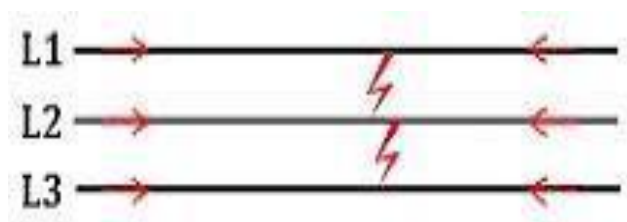


Figure 2.3: Défaut triphasé. [9]

On va calculer le défaut avec deux méthodes.

- Formule complète pour la valeur efficace :

Application pour un temps d'élimination de défaut de 40 ms :

$$I_{cc3} = I_n \times \left[\left(\frac{1}{X''_d} - \frac{1}{X'_d} \right) e^{-\frac{t}{T''_d}} + \left(\frac{1}{X'_d} - \frac{1}{X_d} \right) e^{-\frac{t}{T'_d}} + \frac{1}{X_d} \right] \quad \text{Équation 3.1 [8]}$$

$$I_{cc3} = 11855 \cdot (0.0540 + 3.341 + 0.568) = 46981.36$$

- Formule simplifiée pour la valeur efficace :

$$I_{cc3} = V_n / X'_d \quad \text{Équation 3.2 [8]}$$

Où : V_n = tension nominale simple (phase-terre) $X'_d = 0.176 \, \Omega$

$$I_{cc3} = (15 / \sqrt{3}) / 0.176 = 49.2 \, \text{kA}$$

On conclut que l'écart entre les 2 méthodes : $(49.2 - 39.97) / 49.2 = 18.76 \, \%$

La méthode simplifiée est acceptable compte tenu des tolérances sur les valeurs du constructeur des réactances.

2.2 Défaut biphasé (isolé) :

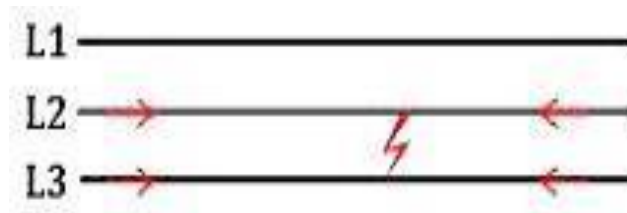


Figure 2.4 : Défaut biphasé isolé. [9]

- Formule complète pour la valeur efficace :

$$I_{cc2} = U_n / (Z_d + Z_i) \quad \text{Équation 3.3 [15]}$$

$$Z_d = 0.176 \, \Omega$$

$$Z_i = 0.13 \, \Omega$$

$$I_{cc2} = 15 / (0.176 + 0.13) = 49.019 \, \text{kA}$$

Le courant de défaut biphasé peut être du même ordre de grandeur que le défaut triphasé. La formule $I_{cc2} = 0.866 I_{cc3}$

ne s'applique pas pour les défauts aux bornes des machines.

2.3 Défaut terre (monophasé) :

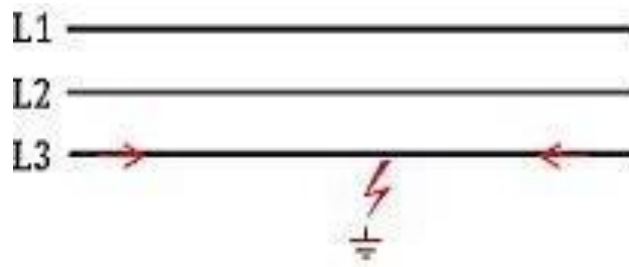


Figure 2.5 : Défaut monophasé. [9]

- Formule complète pour la valeur efficace :

$$I_t = 3 V_n / (Z_d + Z_i + Z_o)$$

Équation 3.4 [15]

$$Z_d = 0.176 \Omega, Z_i = 0.13 \Omega, Z_o = 0.091 \Omega.$$

Par contre, la mise à la terre ne peut être assimilée à une réactance que si elle est du type bobine selfique. Dans l'exemple, elle est du type résistance pure et ne peut pas être assimilée à une réactance.

L'impédance homopolaire totale est égale à :

$$Z_o = X_o + 3R_n, \text{ avec } R_n = 909.32 \Omega.$$

$$Z_o = \sqrt{(0.0912 + (3 * 909.32)^2)}$$

$$I_t = 3 \times (15000 / \sqrt{3}) / (0.176 + 0.13 + 2727.96) = 9.52 \text{ A}$$

- Formule simplifiée pour la valeur efficace :

$$I_t = V_n / R_n$$

Équation 3.5 [8]

Où : V_n : tension nominale simple (phase-terre)

R_n : Valeur de la résistance (ou impédance) de mise à la terre du stator (en Ω)

$$I_t = (15000 / \sqrt{3}) / 909.32 = 9.52 \text{ A}$$

On conclut que la méthode simplifiée $I_t = V_n/R_n$ et plus généralement $I_t = V_n/Z_n$ est acceptable compte tenu de l'importance de la valeur de l'impédance de mise à la terre.

En résumé que :

- Défaut triphasé : $I_{cc3} = V_n / X'd$
- Défaut biphasé : $I_{cc2} = U_n / (X'd + X_i)$
- Défaut monophasé : $I_t = V_n / Z_n$

2.3 Exploitation du point neutre de l'alternateur : [6]

Après avoir calculé le courant de court-circuit monophasé, nous avons constaté que ce courant de défaut est très élevé, donc si le neutre du stator sera relié directement à la terre, il entrainera un courant de défaut I_d important, qui ne provoquera pas de surtension, mais la remise en état du stator sera très difficile voire impossible, le neutre du stator isolé de la terre entrainera un courant de défaut I_d faible (courant capacitif de la machine, du transformateur de puissance) mais provoque des surtensions importantes sur les phases saines et les usagers ne seront pas protégés. La remise en état du stator ne pose aucun problème car il n'y a pas eu de destruction thermique. Pour pallier aux inconvénients des choix précédents. Le compromis sera de relier le neutre du stator à la terre par une impédance de forte valeur.

En pratique I_t sera limité de 5A à 20A ceci n'entraîne pas de conséquence irréversible pour la machine (avis unanime des réparateurs des alternateurs).

Pour limiter les surtensions très élevées, le calcul de la valeur se fera avec la relation suivante :

$$R_n = \frac{V_n}{I_t} = \frac{U_n}{\sqrt{3} I_t} \quad \text{La mise à la terre peut s'effectuer par :}$$

- a- Transformateur de neutre chargée au secondaire par une résistance.
- b- Résistance seule.

- c- Réactance seule.
- d- Résistance et réactance.

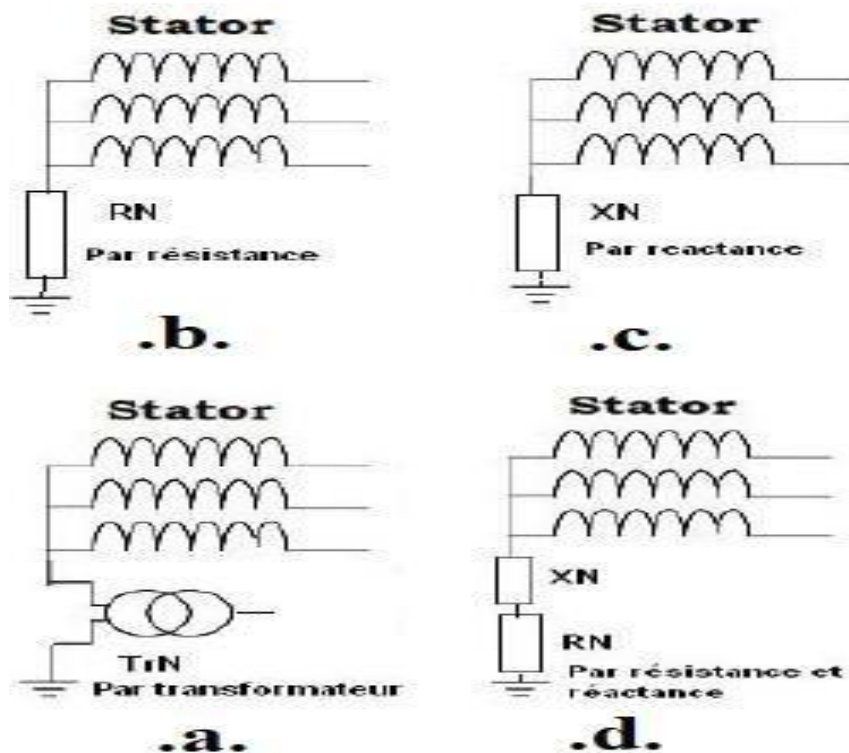


Figure 2.6 : Mise à la terre du stator. [6]

2.4 Conclusion :

La protection dans une centrale électrique est primordiale, lors de l'apparition d'un défaut dans l'alternateur que sa soit interne ou externe, tout un système de protection déclenche dont la sélectivité et la rapidité dépend du seuil d'enclenchement de ses protections. Deux de ces protections sont simulées dans le chapitre qui suit.

Chapitre 03

Protection des alternateurs de la centrale de Boufarik

3.1 Introduction :

Le Projet Boufarik (wilaya de Blida), construira une centrale de turbines à gaz à cycle simple (TG) basées sur la combustion du gaz naturel dans de l'air sous pression et sur la détente des gaz chauds brules dans une turbine couplée à un alternateur avec une puissance globale de 704,129 MW aux bornes usine et condition du site, qui fournira de l'électricité sur le réseau algérien.

La centrale de turbines à gaz à cycle simple Boufarik sera composée de trois turbines à gaz à arbre unique MS-9001FA est conçue pour fonctionner dans une installation configurée en unité à cycle simple ou cycle combiné à la vapeur et au gaz (STAG) qui seront fournies par GE. [11]

3.2 Description générale de la centrale :

3.2.2 Situation de la centrale :

3.2.3 Caractéristiques générales de la centrale :

La centrale est construite sur une parcelle de 15 hectares située à 30 km d'Alger, 4 km de Boufarik et 3 km de la centrale actuelle de Boufarik de 100 MW, juste après l'intersection menant de l'autoroute Alger Blida vers Ben Chaâbane. [11]



Figure 3-1 : Vue aérienne de la centrale de Boufarik

3.2.2 Caractéristiques générales de la centrale :

Le montant hors taxe du contrat principale et les couplages des trois groupes [12]

- Montant hors taxe du contrat principal : 445 626 888 USD
- Couplage groupe 1 : 04/02/2016
- Couplage groupe 2 : 20/03/2016
- Couplage groupe 3 : prévus le 01/06/2016

3.2.3 Caractéristiques techniques :

- Turbine :

Constructeur : GENERAL ELECTRIC COMPANY

Puissance : 3×235 MW

Vitesse nominale : 3000 tr/min Nombre étages compresseur 18

- Alternateur :

Type : 324LU

Constructeur : GENERAL ELECTRIC COMPANY

Puissance apparente : 308000 KVA

Puissance active : 261800 KW Facteur de puissance : 0,85

Fréquence : 50Hz

Nombre de pair de pole : $2P=2$

Vitesse nominale : 3000 tr/min

Couplage : Etoile (Y)

Classe d'isolation : F

Poids : 278374 kg

– **Excitatrice :**

Type : Statique

Puissance active : 1146 KW

Courant continu : 1857 A

Tension : 617 V

Pression gaz hydrogène : 413,7 kP

– **Transformateur principal :**

Constructeur : Balikesir Elektromekanik Sanayi Tesisleri (BEST)

Type : TRIPHASE IMMERGE DANS L'HUILE

Puissance : 239/315 MVA

Type de refroidissement : ONAN/ONAF

Rapport de voltage : 220/15 KV

Rapport de courant : 862,7/12124,4 A

Fréquence : 50 Hz

Poids : 284,0 t

– **Transformateur de soutirage :**

Constructeur : Balikesir Elektromekanik Sanayi Tesisleri (BEST)

Type : TRIPHASE IMMERGE DANS L'HUILE

Puissance : 16/20 MVA

Rapport de voltage : 15/6,6 KV

Rapport de courant : 769,8/1749,5 A Fréquence : 50Hz Poids : 38,5 t

– **Combustible :**

Combustible principal : gaz naturel

Combustible de secours : gasoil

Nombre de bac à gasoil : $2 \times 14500 \text{ mm}^3$

3.2.4 Description des différents groupes des composant principaux :

L'installation de la centrale a turbine à gaz de Boufarik comprend tous les systèmes, composants et dispositifs nécessaires pour assurer un fonctionnement sûr et rentable de l'installation. Les composants principaux sont

3.2.4.1 Groupes de machines principaux :

Les groupes de machines principaux se chargent de toutes les conversions énergétiques et constituent le noyau de la centrale. Ils comprennent les trois alternateurs et les turbine à (gaz) en raison de leur importance, ont donné leur nom à la centrale.

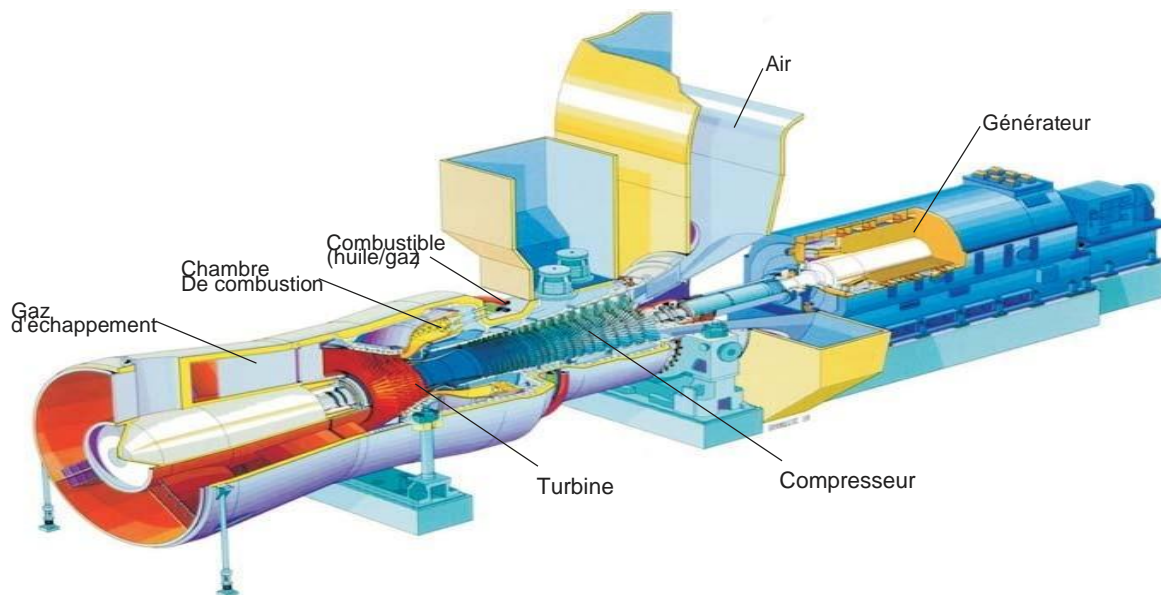


Figure 3-2 : Groupe turboalternateur

3.2.4.2 Réseau et systèmes de distribution :

Le réseau et les systèmes de distribution permettent le raccordement électrique des groupes de machines principaux au réseau électrique, permettant ainsi le transport d'énergie à l'extérieur de l'installation. Les composants du réseau et des systèmes de distribution comprennent les éléments suivants [13][14]

- Equipement de commutation
- Instruments et matériel de mesure
- Répartiteurs
- Panneaux et armoires décentralisés – Transformateurs de puissance, etc.

3.2.4.3 Machinerie lourde :

La machinerie lourde supporte l'installation électrique au moyen de services spécialisés comme l'alimentation en énergie électrique d'urgence. Les principaux composants de la machinerie lourde sont les sept moteurs diesel de secours.

3.2.4.4 Alimentation en combustible et équipement d'élimination des résidus :

L'alimentation en combustible et l'équipement d'élimination des résidus conservent, traitent, distribuent et fournissent l'énergie d'alimentation du combustible aux groupes de machines principaux. De plus, ils évacuent, traitent et conditionnent les résidus de combustible en vue de leur élimination [13][14]

Les composants de l'alimentation en combustible (liquide, gazeux) et de l'élimination des résidus comprennent les éléments suivants :

- Equipement de dépotage
- Parc de stockage
- Système de pompage
- Réseau de tuyauterie de distribution
- Système de chauffage de l'agent
- Système de séchage
- Système de chauffage
- Poste principal de réduction de la pression
- Nettoyage mécanique et équipement de purification
- Poste principal d'augmentation de la pression

- Système d'élimination des résidus

3.2.4.5 Equipement d'instrumentation et de contrôle :

L'équipement d'instrumentation et de contrôle est chargé du fonctionnement, du contrôle et de la supervision de la totalité de l'installation à turbine à gaz c'est : A) La salle électrique (EROOMS) :

- Centre de contrôle des machines (MCC)
- Protection turbine MARK VI
- Protection générateur
- UPS : onduleur
- Protection TP (transformateur principale)
- Protection T52 (disjoncteur ligne)
- Protection G52 (disjoncteur groupe)
- Armoire protection et commande anti incendie B) bâtiment électrique et de commande :
 - MCC : départ moteur TG
 - MCC : départ moteur auxiliaire commune
 - Pipitre de commande et de contrôle des TG
- Redresseurs, onduleurs

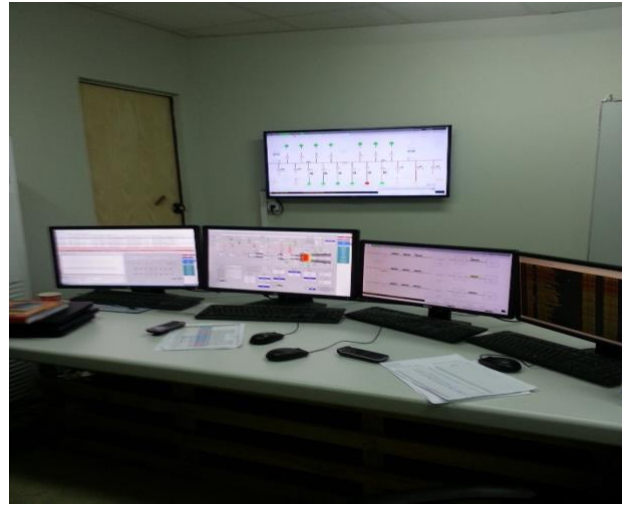


Figure 3-3 : La salle électrique (EROOMS) command

Figure 3-4 : bâtiment électrique et de

3.2.4.6 Systèmes auxiliaires :

Les systèmes auxiliaires supportent la centrale électrique avec des services communs. Les principaux composants des systèmes auxiliaires sont les suivants :

- Alimentation en air comprimé stationnaires
- Bâtiment anti incendie
- Anti intrusion
- Ateliers, entrepôts, équipement de laboratoire et installations pour le personnel

3.3 Description du fonctionnement :

L'alimentation en énergie électrique à partir de l'installation à turbine à gaz de Boufarik implique l'utilisation d'une turbine à gaz, d'un alternateur, d'une excitatrice, d'une traversée pour l'alternateur, d'un disjoncteur pour l'alternateur et d'un transformateur survolteur du l'alternateur. Le rôle de chacun de ces éléments est décrit brièvement par la suite

3.3.1 Turbine à gaz :

3.3.1.1 Généralité :

La turbine à gaz à arbre unique MS-9001FA est conçue pour fonctionner dans une installation configurée en unité à cycle simple ou cycle combiné à la vapeur et au gaz. [15] La turbine à gaz est formée de trois parties élémentaires

- **Compresseur**

A l'intérieur du corps du compresseur se trouvent les aubes directrices à ouvertures variables, les différents étages d'aubes du rotor et du stator et les aubes directrices en sortie. Dans le compresseur, l'air est confiné dans l'espace entre le rotor et le stator où il est comprimé par étape par une série de pales aérodynamiques alternées en rotation (rotor) et fixes (stator). Les pales du rotor donnent la force nécessaire à la compression de l'air à chaque étage et les pales du stator guident l'air pour qu'il arrive sur l'étage suivant avec le bon angle. L'air comprimé sort du compresseur par le corps d'échappement vers les chambres de combustion. L'air est aussi extrait du compresseur pour le refroidissement de la turbine et le contrôle des pulsations au démarrage. [15]

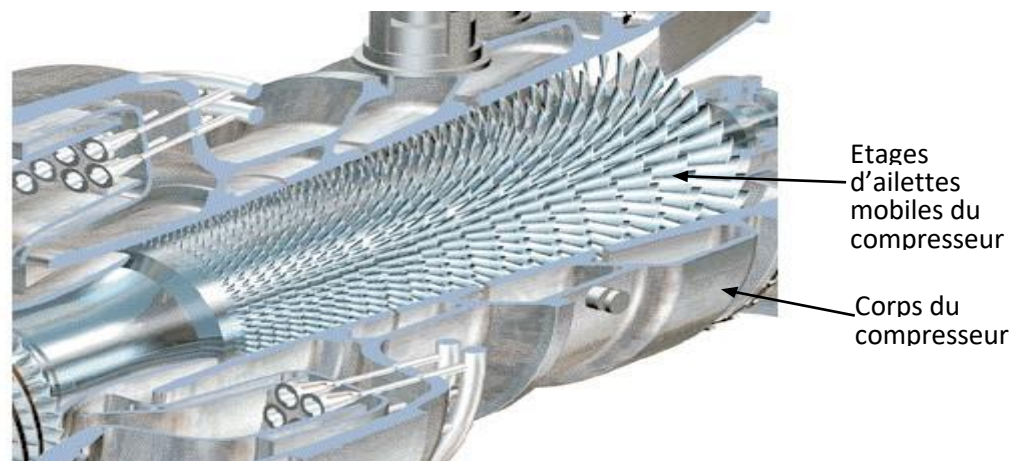


Figure 3-5 : section compresseur

- **Chambre de combustion**

La chambre de combustion est équipée de dix-huit brûleurs de type flux inversé installés autour de la périphérie du corps d'échappement compresseur. [15]

Les gaz chauds, dégagés du combustible enflammé au sein des chambres de combustion, circulent en direction de la turbine à travers les pièces de transition refroidies par contact.

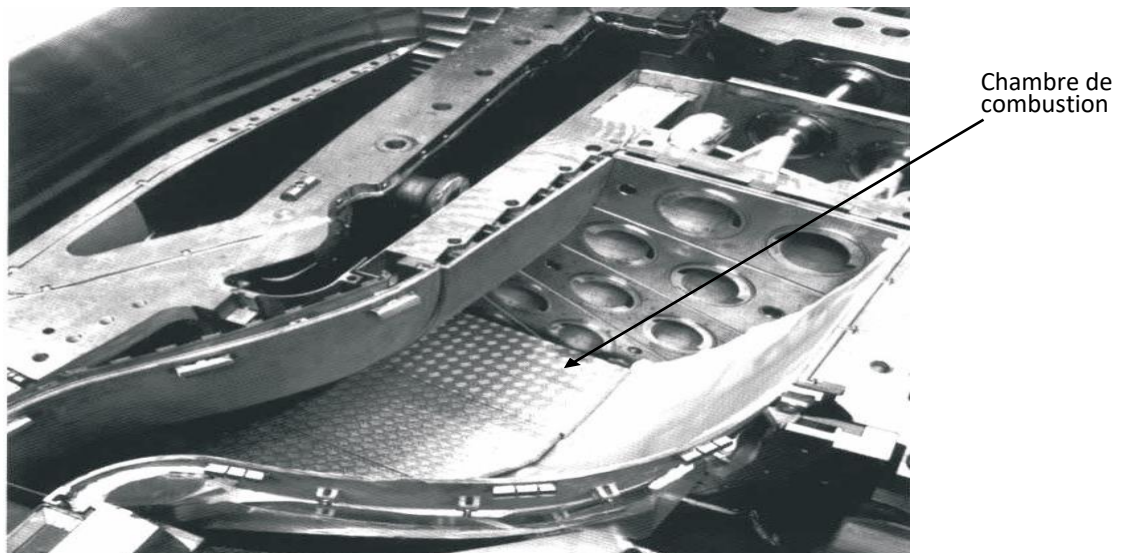


Figure 3-6 : chambre de combustion

- **Turbine**

Dans laquelle l'énergie contenue dans le gaz pressurisé à haute température, produit par les sections compresseur et combustion est convertie en énergie mécanique. La turbine à gaz MS9001FA comprend le rotor de turbine, le corps, le caisson d'échappement, le diffuseur d'échappement, les injecteurs et des bandages [16].

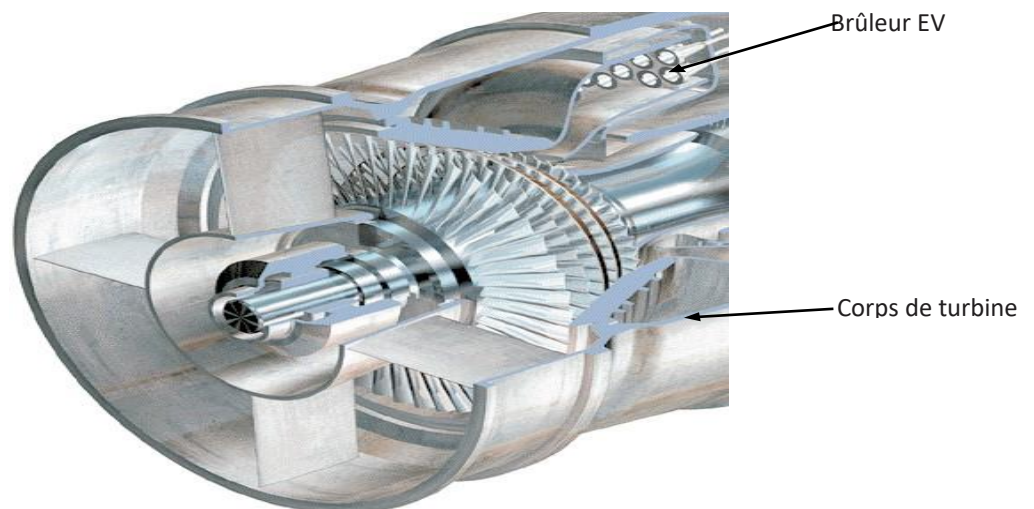


Figure 3-7 : section turbine

3.3.1.2 Fonctionnement :

L'air froid aspiré de l'environnement extérieur au chantier est comprimé et réchauffé en traversant le compresseur. La réalisation de cette phase nécessite de consommer une certaine

quantité d'énergie mécanique, en la soustrayant de l'énergie cinétique de la turbine à travers le rotor.

A l'intérieur de la chambre de combustion, la réaction chimique entre l'air et le carburant produit une augmentation de température et de pression. Alors, dans cette réaction la valeur calorifique du carburant est transformée en énergie thermique.

Enfin, en passant dans la turbine, les gaz chauds se répandent, leur pression et leur température diminue en conséquence. Cette phase produit une grande quantité d'énergie mécanique dont une partie est requise par le compresseur, et la partie la plus importante sera dirigée au réseau à travers le générateur et le transformateur principal. [17]

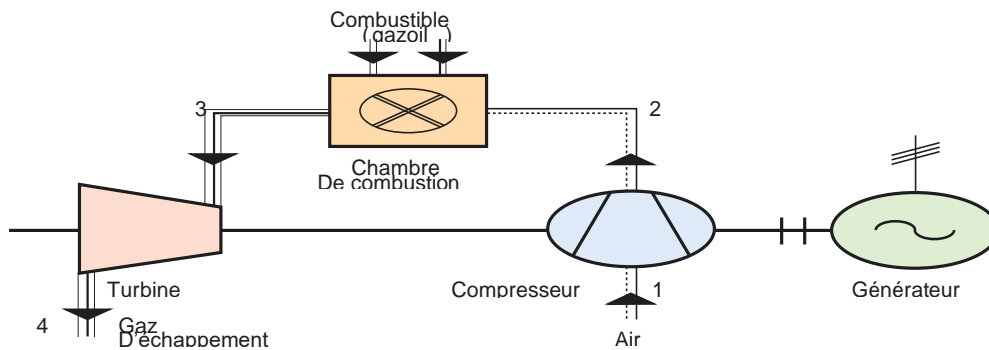


Figure 3-8 : Représentation schématique du circuit air gaz d'un groupe turbine à gaz

3.4 Alternateur

3.4.1. Description de l'alternateur

Le turbo-alternateur refroidi à l'hydrogène est entièrement fermé pour fonctionner en utilisant l'hydrogène gazeux comme milieu de refroidissement. Le système de ventilation est une unité autonome comprenant les réfrigérants gazeux et les ventilateurs. Le champ rotatif excité séparé, actionné par la turbine, tourne à l'intérieur de l'induit stationnaire et est soutenu par des paliers situés dans les flasques montés sur le châssis de l'alternateur.

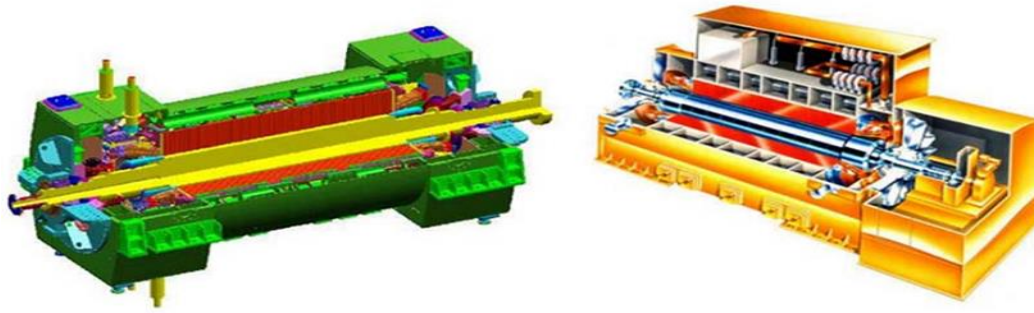


Figure 3.9: Turbo-alternateur refroidi à l'hydrogène type

L'appareil est conçu pour fonctionner en continu, en fournissant de la puissance aux bornes d'induit, avec des dispositifs pour maintenir la pression et la pureté de l'hydrogène et fournir une alimentation en eau de refroidissement et en huile de lubrification. Les sondes de température et les autres dispositifs sont installés dans la machine et connectés à celle-ci pour permettre de mesurer les températures de l'enroulement et de l'hydrogène, ainsi que la pression et la pureté de l'hydrogène. L'alternateur est conçu pour supporter toutes les conditions normales de fonctionnement sans nuisance. Le carter du stator est conçu pour limiter les effets destructeurs d'une explosion interne d'hydrogène.

Constitution de l'alternateur

❖ Structure du stator

C'est une carcasse cylindrique étanche au gaz, construit par des tôles soudées et rigidifiées à l'intérieur dans la direction radiale par des méplats et dans la direction axiale par des barres et transverses.

L'armature du stator est suspendue à la structure par des barres soudées aux plaques de la structure.

Les disques du noyau du stator (punchings) sont maintenus sous pression axialement par des ailes vissées aux extrémités des barres.

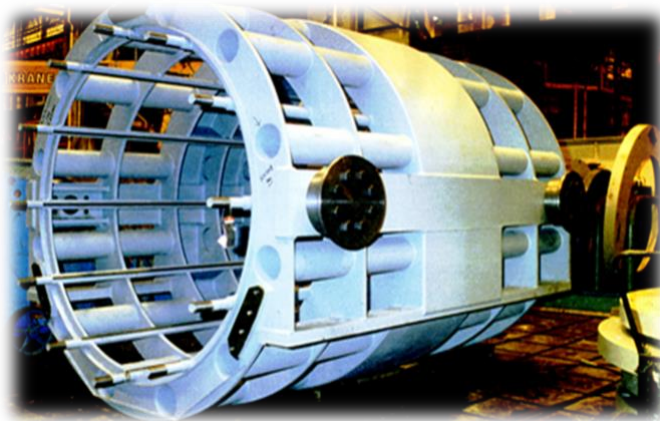


Figure 3.10: Structure du stator

❖ Noyau du stator

Le Noyau du stator est réalisé à partir de disques isolés, segmentés, recuits de direction préférentielle, orientés selon le grain, en acier à silice de haute qualité pour minimiser les pertes électriques.

Ces disques s'assemblent et sont séparés en paquets à travers des blocs écarteurs pour avoir des passages de ventilation.

❖ Enroulement du stator

L'enroulement du stator est composé de barres isolées assemblées dans les encoches du stator, aux extrémités jointes afin de former des bobines et connectées aux bobinages de phase appropriés à l'aide des bagues de raccord. Chaque phase est divisée en groupes de bobines séparées de 180°.



Figure 3-11 : Spires terminales types de l'enroulement du stator et connexions pour un alternateur bipolaire refroidi à l'hydrogène

❖ Ventilation du stator

Les ventilateurs du rotor fournissent l'augmentation de pression nécessaire pour la ventilation de l'alternateur. Les ventilateurs sont à flux radial avec aubes individuelles montées sur les moyeux de l'hélice près des extrémités du rotor. Des buses d'entrées peuvent être utilisées afin de contrôler les conditions d'entrée du gaz dans les ventilateurs.

❖ Rotor

Le rotor se compose d'un axe tournant et de groupes d'enroulement de cuivre fixés à cet axe formant les enroulements de champ de l'Alternateur.

Le rotor est usiné à partir de d'acier forgé allié simple qui a passé des tests étendus pour s'assurer que la forge répond aux propriétés métallurgiques et physiques requises.

❖ **Système d'excitation**

Le contrôleur d'excitation EX2100e produit le courant d'excitation de champ permettant de contrôler la tension CA aux bornes de l'alternateur et/ou les voltampères réactifs (VAR). Il s'agit d'un système à thyristors conçu pour les alternateurs des turbines à vapeur, à gaz et hydrauliques neuves ou mises à niveau. Le contrôleur d'excitation EX2100e prend en charge à la fois les systèmes d'excitation statiques et les excitateurs rotatifs de type sans balai et Alterrex.

L'excitateur est un système modulaire flexible qui peut être assemblé pour fournir une plage de courants de sortie et plusieurs niveaux de redondance du système.

❖ **Système de refroidissement par hydrogène**

L'hydrogène est utilisé pour le refroidissement dans la plupart des grands turboalternateurs plutôt que l'air, pour plusieurs raisons :

- Caractéristiques de transfert de chaleur intrinsèquement meilleures (environ 14 fois),
- Augmentation des performances de transfert de chaleur avec une pression d'hydrogène plus élevée,
- Moins de pertes dues à la ventilation et au frottement que l'air,
- Suppression des décharges partielles avec augmentation de la pression d'hydrogène,
- Augmentation significative de la tension de claquage des composants de la machine système de refroidissement à hydrogène.

Bien que l'hydrogène soit un moyen très utile pour refroidir les composants internes de l'alternateur, il est très dangereux s'il n'est pas manipulé correctement. Afin d'éviter la production accidentelle du mélange explosif hydrogène-air dans l'alternateur, lorsque ce dernier est rempli d'hydrogène avant sa mise en route, ou lorsque l'hydrogène est retiré de l'alternateur avant l'ouverture de celui-ci en cas de contrôle ou maintenance, un gaz inerte est utilisé pour purger l'air ou l'hydrogène restant dans l'alternateur. Le dioxyde de carbone est généralement utilisé comme agent d'épuration, livré dans des conteneurs cylindriques pourvus d'un collecteur.

3.5 Système de protection

3.5.1 Définition

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

3.5.2 Les fonctions de protection

Les fonctions de protection sont réalisées par des relais ou des appareils multifonctions. A l'origine, les relais de protection étaient de type analogique et effectuaient généralement une seule fonction. Actuellement, la technologie numérique est la plus employée. Elle permet de concevoir des fonctions de plus en plus évoluées et un même appareil réalise généralement plusieurs fonctions. C'est pourquoi, on parle plutôt d'appareils multifonctions, [26].

3.5.3 Nécessité de la protection

Lorsqu'un défaut d'isolement ou de court-circuit se produit sur un élément de réseau, il est indispensable de le mettre hors circuit pour :

- Limiter les dégâts que l'arc ou le courant de défaut peut causer.
- Éviter les répercussions sur le fonctionnement général du réseau.

3.6 relais de protection



Figure 3.11 :Relais de protection générale dans le centrale de Boufarik 02

3.6.1 Définition

Les relais de protection sont des appareils qui reçoivent un ou plusieurs informations (signaux) à caractère analogique (courant, tension, puissance, fréquence, température, ...etc.) et le transmettent à un ordre binaire (fermeture ou ouverture d'un circuit de commande) lorsque ces informations reçues atteignent les valeurs supérieures ou inférieures à certaines limites qui sont fixées à l'avance, Donc le rôle des relais de protection est de détecter tout phénomène anormal pouvant se produire sur un réseau électrique tel que le court-circuit, variation de tension. ...etc. Un relais de protection détecte l'existence de conditions anormales par la surveillance continue, détermine quels disjoncteurs ouvrir et alimente les circuits de déclenchement, [25].

3.6.2 relais de mesure

3.6.3 Relais de mesure de courant

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

- a) Valeur instantanée, valeur de crête, valeur moyenne ou valeur efficace ;
- b) Valeur mesurée sur une demi-alternance, sur deux demi-alternances successives, sur la valeur moyenne de plusieurs demi-alternances, à pourcentage, etc. ;
- c) Valeur instantanée ou temporisée.

3.6.4 Relais de mesure de tension

Les relais de tension peuvent être à maximum de tension ou à minimum de tension. La mesure s'effectue sur une valeur instantanée ou sur une valeur de crête, éventuellement sur une valeur moyenne, ce type de relais est habituellement temporisé. La mesure s'effectue sur les tensions simples, les tensions composées, les tensions directes, inverses ou homopolaires, [25].

3.6.5 Relais de mesure de d'impédance

Le relais d'impédance prend en compte en permanence les grandeurs d'une même phase pour évaluer l'impédance du réseau sur cette phase, vue du point où est situé le relais de mesure. Cette évaluation d'impédance est réalisée en générale sur les trios phases, soit entre phase et neutre, soit entre phases. Elle peut être également réalisée sur des grandeurs symétriques : tension et courant direct, inverses ou homopolaires.

3.6.6 Relais de mesure de puissance

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

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

3.7 Relais directionnel [16]

La généralisation de l'ensemble des protections intégrés et numériques rend l'utilisation des protections directionnelles simple et peu coûteuse. Ce type de protection apparaît donc aujourd'hui comme une excellente opportunité pour améliorer à la fois la puissance transmise sur un réseau et la qualité de service.

Le concept direction est très important dans plusieurs applications des relais de protection. Ce type de protection fonctionne à partir du courant, de la tension et du sens de l'écoulement de l'énergie. Elle agit lorsque simultanément le courant ou la puissance dépasse un seuil et que l'énergie se propage dans une direction anormale. Dans le cas d'une protection directionnelle de courant, l'élément défectueux est parcouru par un courant de défaut avec un changement de sens. Dans le cas d'une protection directionnelle d'impédance, la direction est détectée en déterminant l'angle de déphasage entre les tensions de références et le courant de défaut. Dans le plan d'impédance, la direction est détectée par le quadrant où se trouve l'impédance calculée.

Les protections directionnelles sont utiles sur tout élément du réseau où le sens d'écoulement de l'énergie est susceptible de changer, notamment lors d'un court-circuit entre phases et /ou d'un défaut à la terre (défaut monophasé). Les protections directionnelles sont donc un moyen complémentaire aux protections à maximum de courant permettant, dans les situations précédemment citées, d'assurer une bonne isolation de la portion de réseau en défaut.

3.8 Relais d'impédance

Le relais d'impédance mesure une tension et courant et fait une évaluation de l'impédance de l'objet protégé. Le relais à distances est un autre nom du relais d'impédance.

3.9 Relais différentiel

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

3.10 Relais maximum de courant (OuverCurrent Relay)

Quand un défaut se produit au réseau, le courant de court-circuit augmente dramatiquement au voisinage du point de défaut par rapport à la valeur du courant de charge avant défaut. Donc, le principe de protection le plus simple est d'utiliser la grandeur de courant pour la détection de défauts. En effet, si la valeur du courant détectée par le relais dépasse la valeur du seuil on suppose qu'un défaut s'y produit et un signal de déclenchement est délivré. Le relais basé sur ce principe est dit relais à maximum de courant (OuverCurrent Relay), [39]. Cependant, il est très difficile de distinguer le niveau du courant de défaut du courant de surcharge avec ce type de relais. Pour remédier à cette difficulté, plusieurs variantes de relais à maximum de courant ont été développées utilisant le principe cité dessus combiné à un temps de retard du fonctionnement du relais (relais temporisé). Dans ce cas, le relais ne déclenche que si le courant détecté dépasse le seuil de courant de fonctionnement pendant un temps au moins égal au temps de retard (temporisation) sélectionné. Cette temporisation peut être à temps indépendante ou à temps inverse, [24].

Pour la protection à temps indépendante (figure-III.4), la temporisation (T) est constante, elle est indépendante de la valeur du courant détecté.

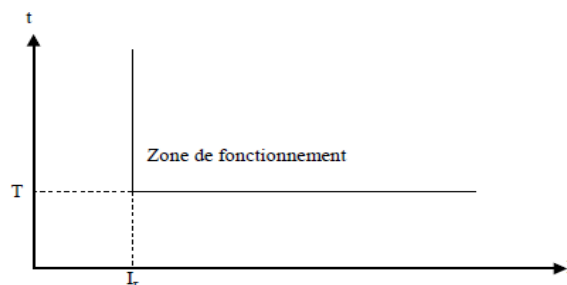


Figure-3.12 : caractéristique à temps indépendant [23]

Cependant, il est souvent préférable d'avoir le temps de fonctionnement qui varie en fonction du courant (figure-III.5). La temporisation est représentée en fonction du rapport du courant détecté et le seuil de fonctionnement (I/I_r).

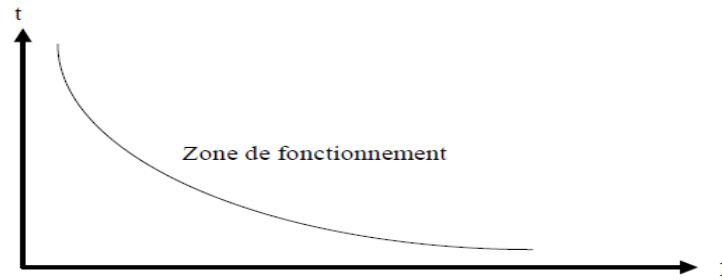


Figure-4.13 : caractéristique à temps inverse [22]

Ce type de relais est constitué d'une unité instantanée et d'une unité de temporisation :

- L'unité instantanée est un relais à temps indépendant, il fonctionne instantanément (sans aucun temps de retard) quand le courant dépasse un certain seuil appelé seuil de courant instantané (Instantaneous Current Setting) ;
- L'unité de temporisation est un relais avec une caractéristique à temps inverse, cette unité est utilisée pour tous les courants de défauts qui sont inférieurs à la valeur du seuil de courant instantané mais supérieurs au courant de charge maximum. Il existe deux paramètres associés à cette unité :
 - Le courant de fonctionnement (pickup current setting), c'est le courant minimal pour lequel le relais va être sensible ;
 - Le temps de retard (time dial setting : TDS), ou le facteur de temporisation (Time Multiplier Setting : TMS), il fournit un facteur de graduation pour le temps de fonctionnement de relais a toujours une relation non linéaire avec le rapport I/I_r (courant détecté divisé par le courant de fonctionnement
 - « Pickup », et une relation linéaire avec le TDS (ou TMS).

Donc, la coordination des relais à maximum de courant est un processus qui fait déterminer trois paramètres :

- Le seuil du courant instantané, il est choisi pour protéger la plus grande partie du générateur.
- Le courant de fonctionnement, il doit être en mesure de réaliser.
 - La sélectivité, de sorte que ne peut pas fonctionner sous les conditions de charges ;
 - La sensibilité, de sorte que le relais puisse détecter les courants de défauts faibles, quand le courant de fonctionnement est faible le relais devient à la fois plus sensible et plus rapide face à ces courants de défauts faibles ;

La temporisation (TDS OU TMS).

La sélectivité est atteinte en gardant le courant de fonctionnement d'une valeur inférieure qui est la plus grande valeur des [26] :

- ✓ Courant de fonctionnement minimal ;
- ✓ Courant de charge maximale (multiplié par un facteur de sécurité pour que le relais ne fonctionne pas en cas de surcharge, 1.25 à 1.5 pour les défauts de phases et 0.05 à 0.1 pour les défauts à la terre.

La sensibilité est réalisée en gardant le courant de fonctionnement d'une valeur limite supérieure qui est la petite valeur des :

- ✓ Courant de défaut au transformateur
- ✓ Courant minimale à travers le relais pour n'importe quel défaut

Chapitre 04

Simulation et résultat

4.1 Introduction :

Dans ce chapitre, on vise à simuler la protection à maximum de courant et la protection différentielle contre les défauts les plus fréquents et majeurs qui sont les courts-circuits en utilisant l'environnement MATLAB pour les différents cas de fonctionnement. Ce dernier permet de réaliser des circuits et schémas électriques pour exécuter des simulations d'analyser des résultats et de gérer des données dans un environnement graphique.

4.2 Les composants utilisés dans la simulation :

Cette approche a été réalisée grâce à l'environnement MATLAB qui nous a permis de simuler les systèmes de puissance dans les différents modes de fonctionnement pour avoir une approche et analyser les phénomènes physiques correspondants à ces systèmes.

Simulink est une [plate-forme](#) de simulation multi-domaine et de modélisation de systèmes dynamiques. Il fournit un environnement graphique et un ensemble de bibliothèques contenant des blocs de modélisation qui permettent le design précis, la simulation, l'implémentation et le contrôle de systèmes de communications et de traitement du signal. Simulink est intégré à [MATLAB](#), fournissant ainsi un accès immédiat aux nombreux outils de développement algorithmique, de visualisation et d'analyse de données de MATLAB.

[10]

Les systèmes simulés sont constitués de :

- Source de tension triphasée qui représente l'alternateur (15kV, 380MVA).
- Un disjoncteur triphasé triphasé commandé.
- Outils de mesures de courant et de tension qui représentent les TC et les TT.
- Protection à maximum de courant et la protection différentielle.
- Une charge (R, L, C) représente la consommation nominale.
- Un générateur des différents défauts triphasé, biphasé, monophasé, avec une entrée de temps pour spécifier la durée du défaut.

4.3 Protection à maximum de courant :

Le modèle simulé de la protection à maximum de courant est représenté dans la figure ci-dessous.

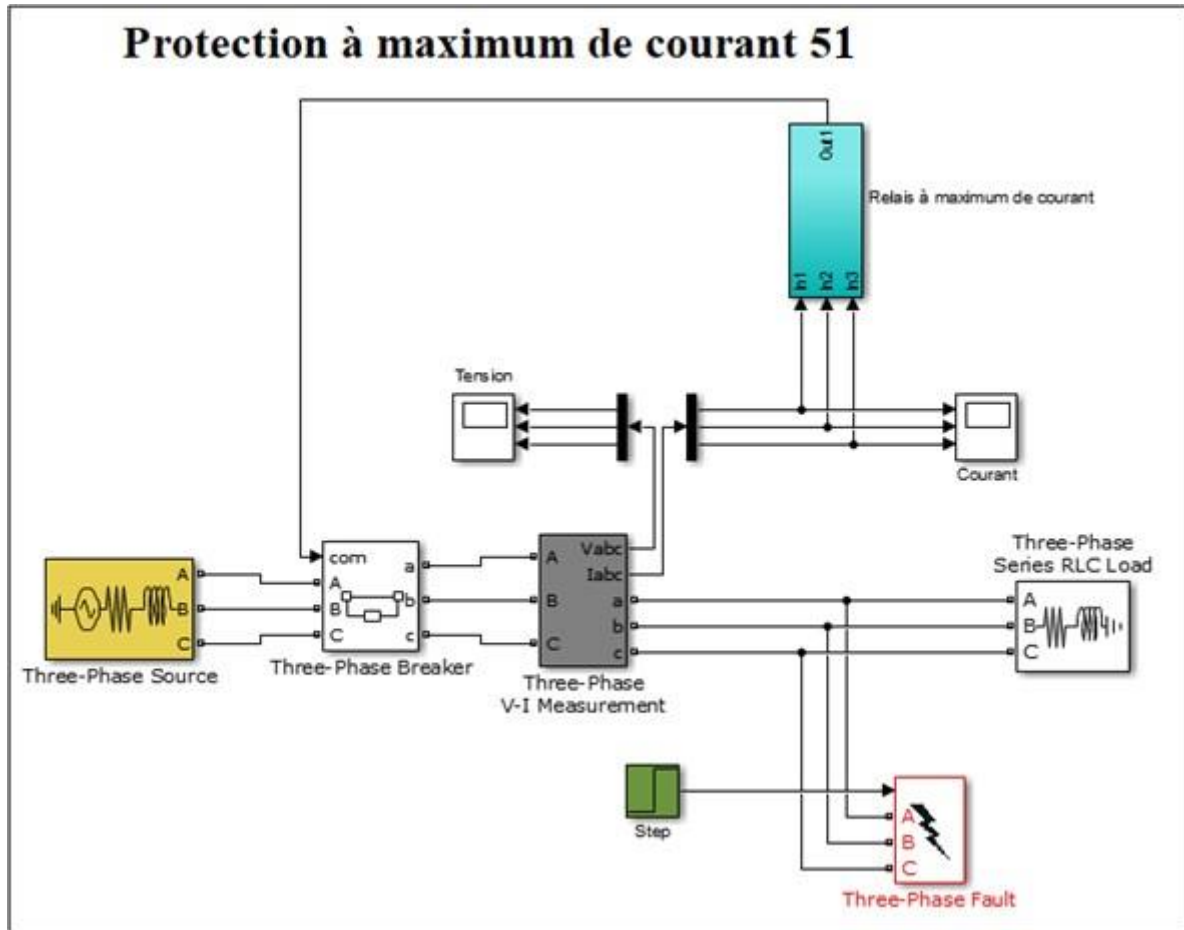


Figure 4.1 : Modèle simulé de la protection à maximum de courant 51.

La protection à maximum de courant n'est pas disponible sur MATLAB, on a réalisé ce bloc en faisant une approche de fonctionnement du relais, en utilisant plusieurs blocs de SIMULINK.

Les courants mesurés de chaque phase entrant dans le bloc du relais sont comparés à une valeur limite (courant de court-circuit maximal). Pour faire la comparaison entre les deux courants on introduit des comparateurs, si un courant d'une seule phase atteint le seuil, un signal de déclenchement est donné à la sortie, et le disjoncteur s'ouvrira.

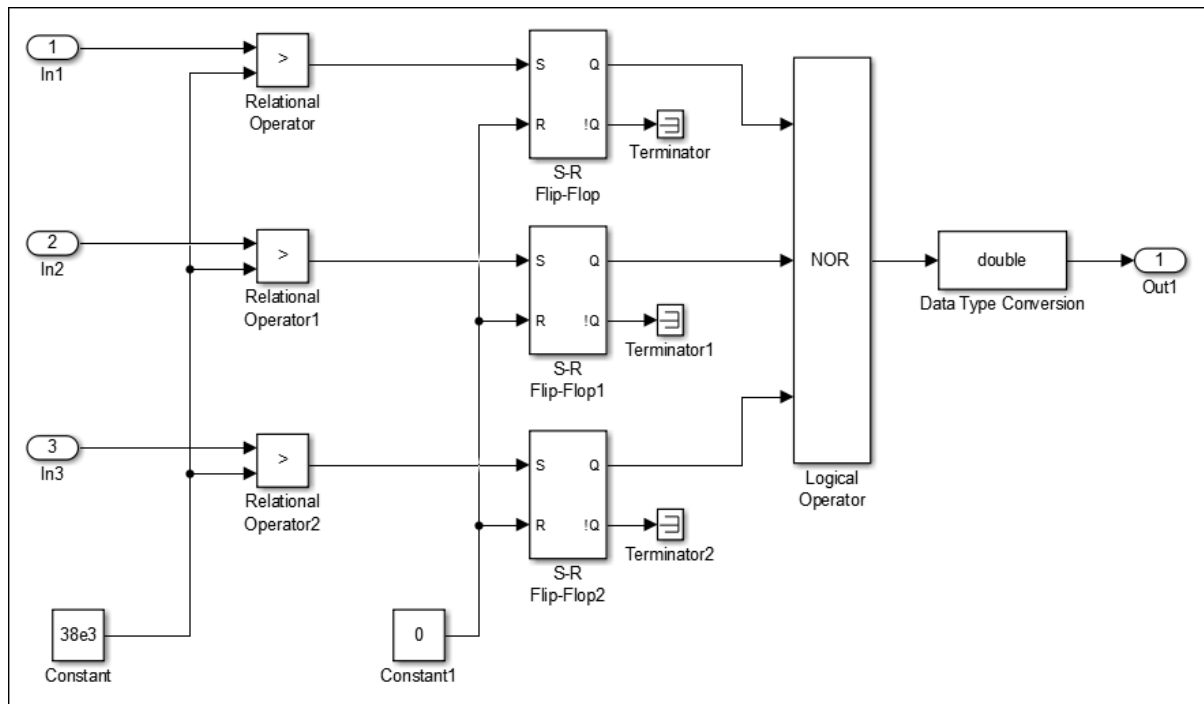


Figure 4.2 : Sous-système de la protection à maximum de courant.

Le modèle de cette protection est exécuté pour les deux cas suivant :

- Fonctionnement normal.
- En cas de défaut.

4.4 Simulation de la protection à maximum de courant :

a. Fonctionnement normal :

La forme d'onde des tensions et courants de chaque phase.

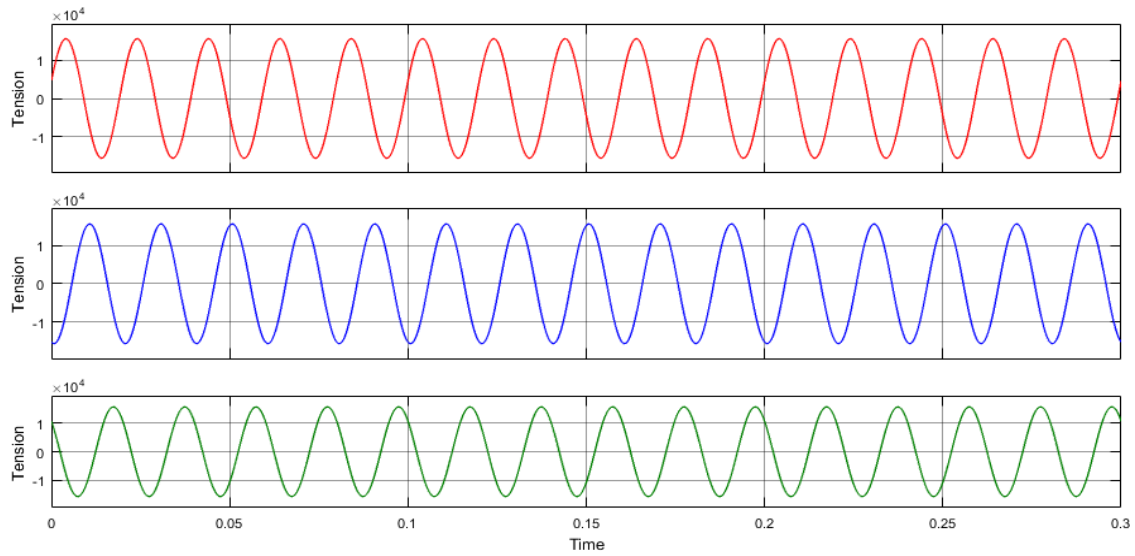


Figure 4.3 : Tension de chaque phase.

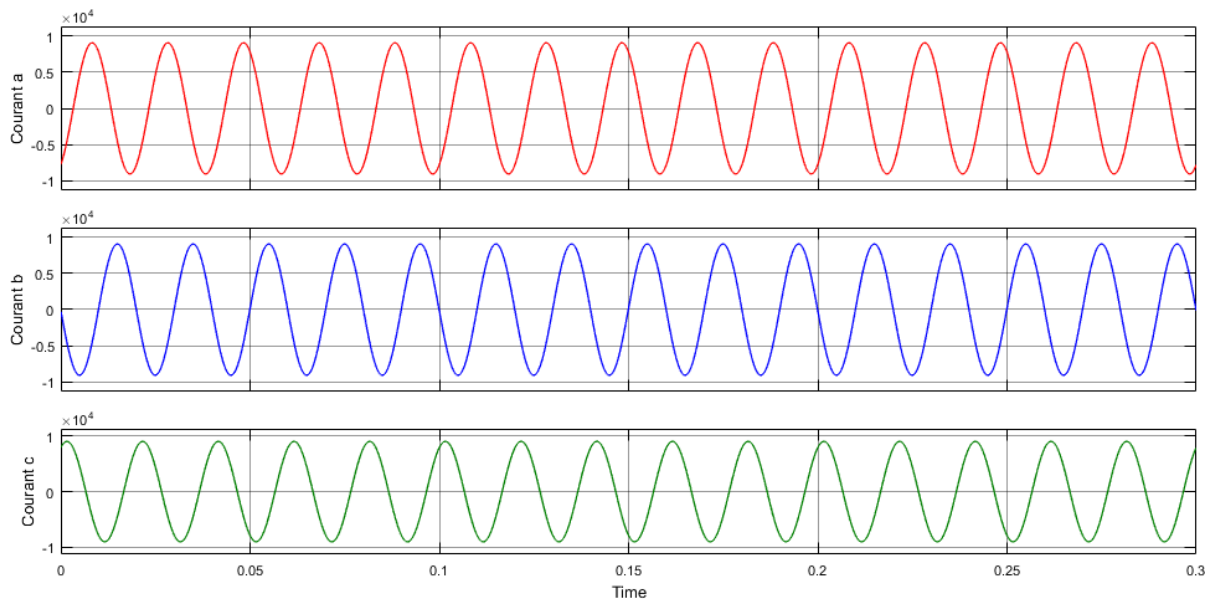


Figure 4.4 : Courant de chaque phase.

✓ **Commentaire**

En fonctionnement normal, les tensions et courants sont en valeurs nominales (**figure 4.3** et **figure 4.4**), aucun défaut n'a affecté l'alternateur et le disjoncteur est fermé.

b. En cas de défaut :

- ❖ Application d'un défaut sans l'intervention de la protection : On applique maintenant un défaut à 0.15s.

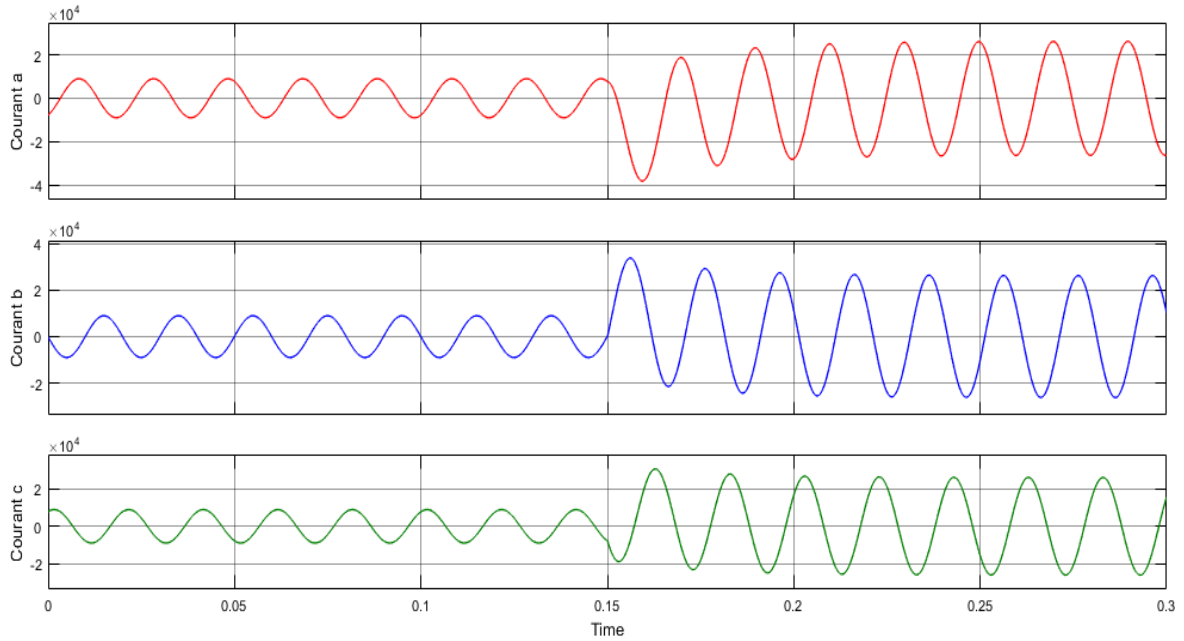


Figure 4.5 : Courant de chaque phase après apparition du défaut.

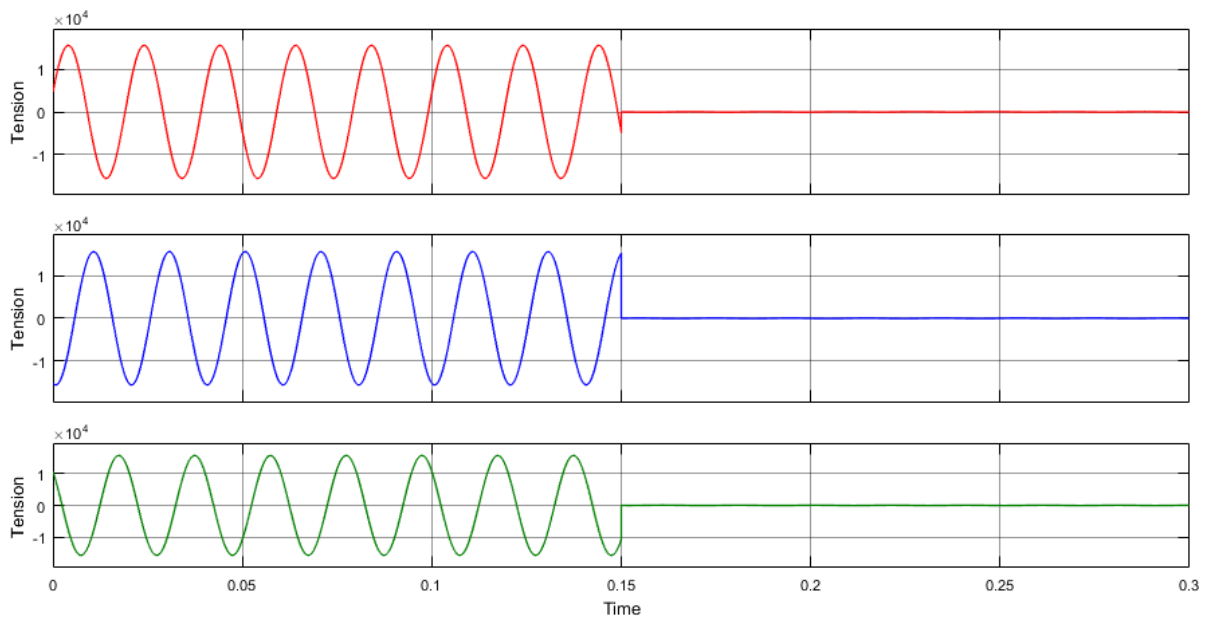


Figure 4.6 : Tension de chaque phase après apparition du défaut.

✓ Commentaire

Dès l'apparition du défaut, le courant atteint des valeurs supérieures jusqu'à 30kA (**figure 4.5**) la tension chute pendant la période du défaut (**figure 4.6**), car le système ne peut pas fournir cette quantité de courant.

❖ Application d'un défaut avec intervention de la protection :

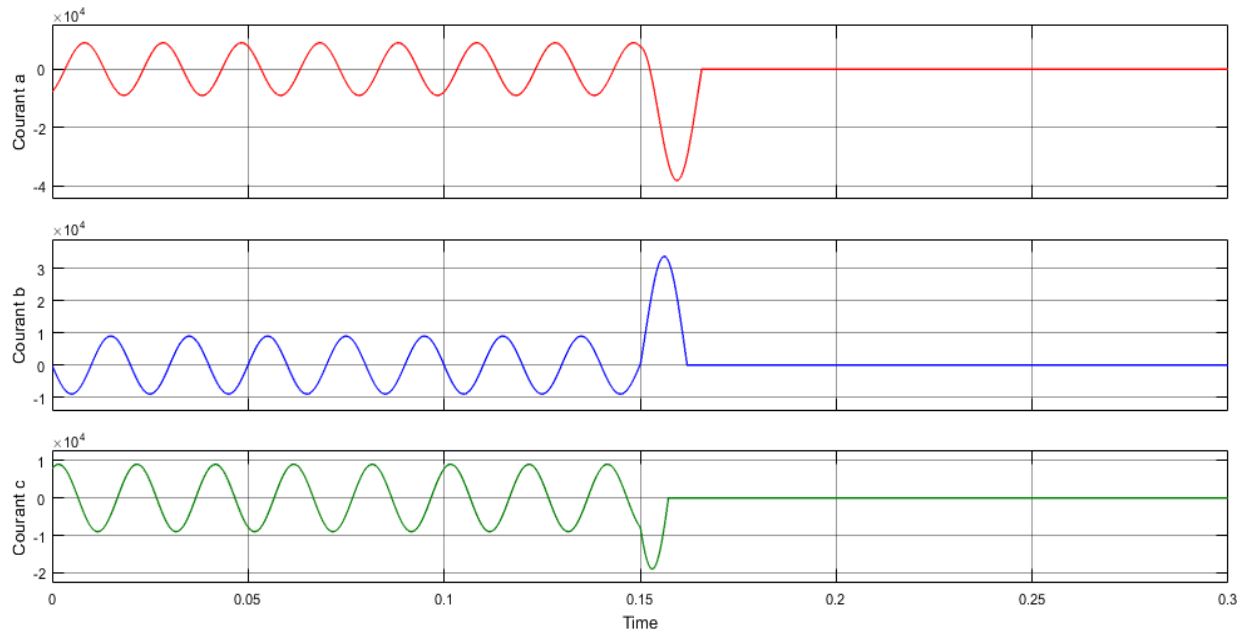


Figure 4.7: Courant de chaque phase après élimination du défaut.

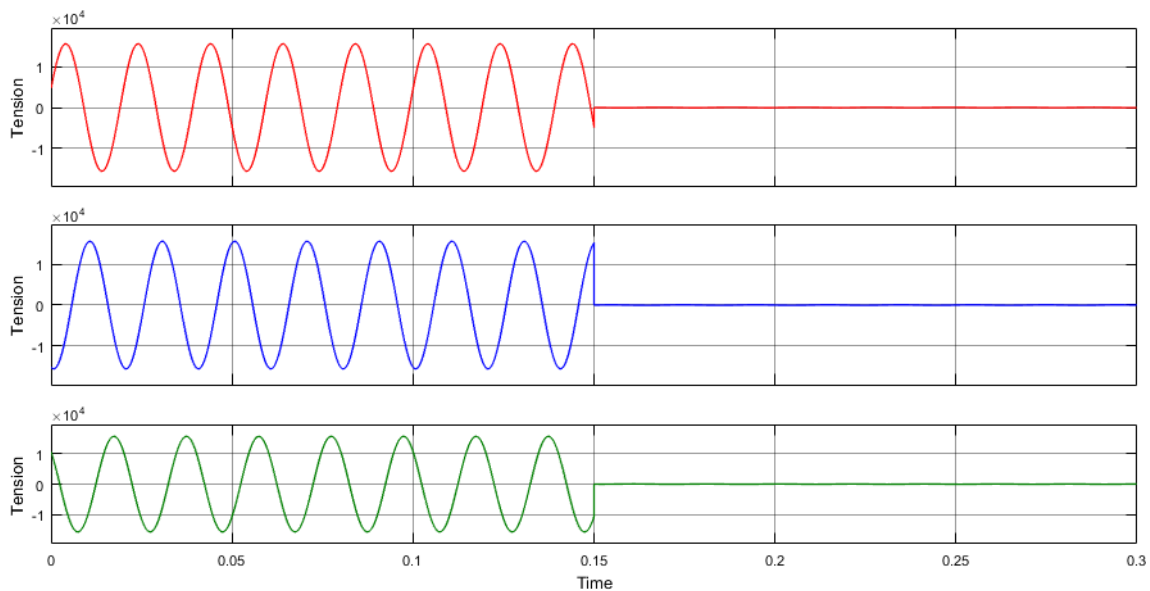


Figure 4.8: Tension de chaque phase.

✓ Commentaire

Dès que le courant mesuré atteint le seuil de déclenchement pendant la présence du défaut à 0.15s, la protection à maximum de courant intervient pour protéger l'alternateur, la **figure4.7** illustre l'élimination du défaut.

4.5 Simulation de la protection différentielle :

Le bloc de la source de tension sur MATLAB (**figure 3.9**) qui est l'équivalent de l'alternateur ne nous permet pas de simuler un défaut interne.

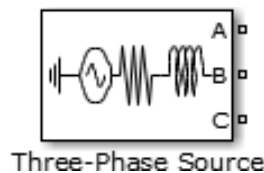


Figure 4.9 : Source de courant triphasé SIMULINK.

Pour cela on a modélisé ce bloc en utilisant plusieurs blocs de SIMULINK à l'aide du modèle équivalent du stator d'une machine synchrone comme le montre la figure ci-contre

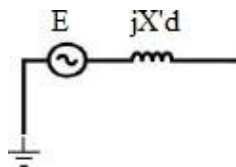


Figure 4.10 : Modèle équivalent du stator d'une machine synchrone.

Pour simuler un défaut interne au milieu du stator, on a divisé l'impédance en deux, comme le montre la figure suivante.

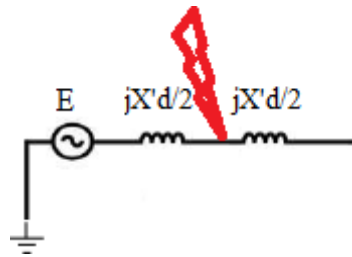


Figure 4.11 : Défaut interne au stator

La figure ci-dessous montre la simulation du schéma précédent sur SIMULINK en triphasé.

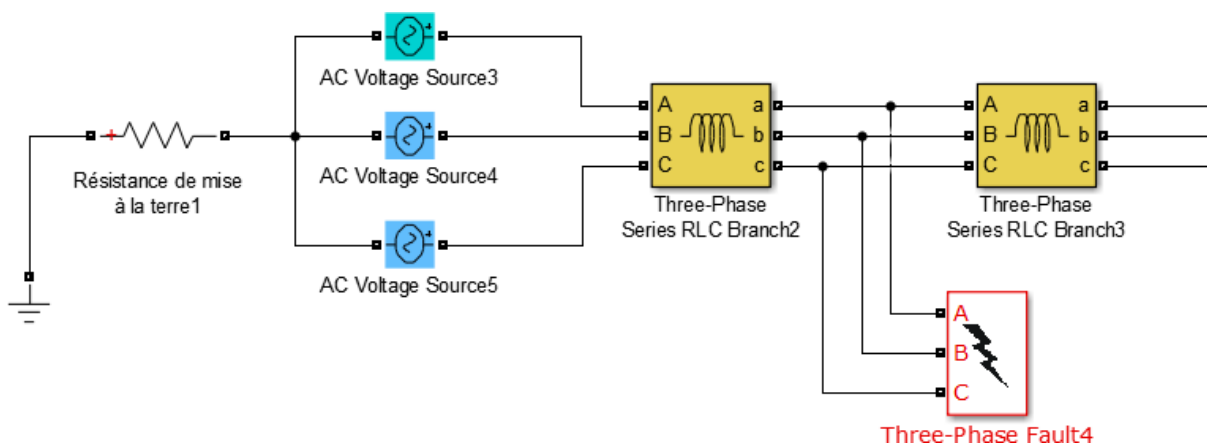


Figure 4.12 : Simulation triphasé d'un défaut interne au stator

La protection différentielle pour les alternateurs n'est pas disponible aussi sur MATLAB, on réalise le bloc de cette protection en faisant une approche de fonctionnement du relais, comme la protection précédente en utilisant plusieurs blocs de SIMULINK.

Les courants recueillis par les appareils de mesures (transformateurs de courant) entrant dans le bloc différentiel sont comparés entre les deux en utilisant des comparateurs, puis on établit la valeur absolue, cette différence est comparée avec le seuil de déclenchement afin de donner le signal de déclenchement en sortie, si la condition est réalisée.

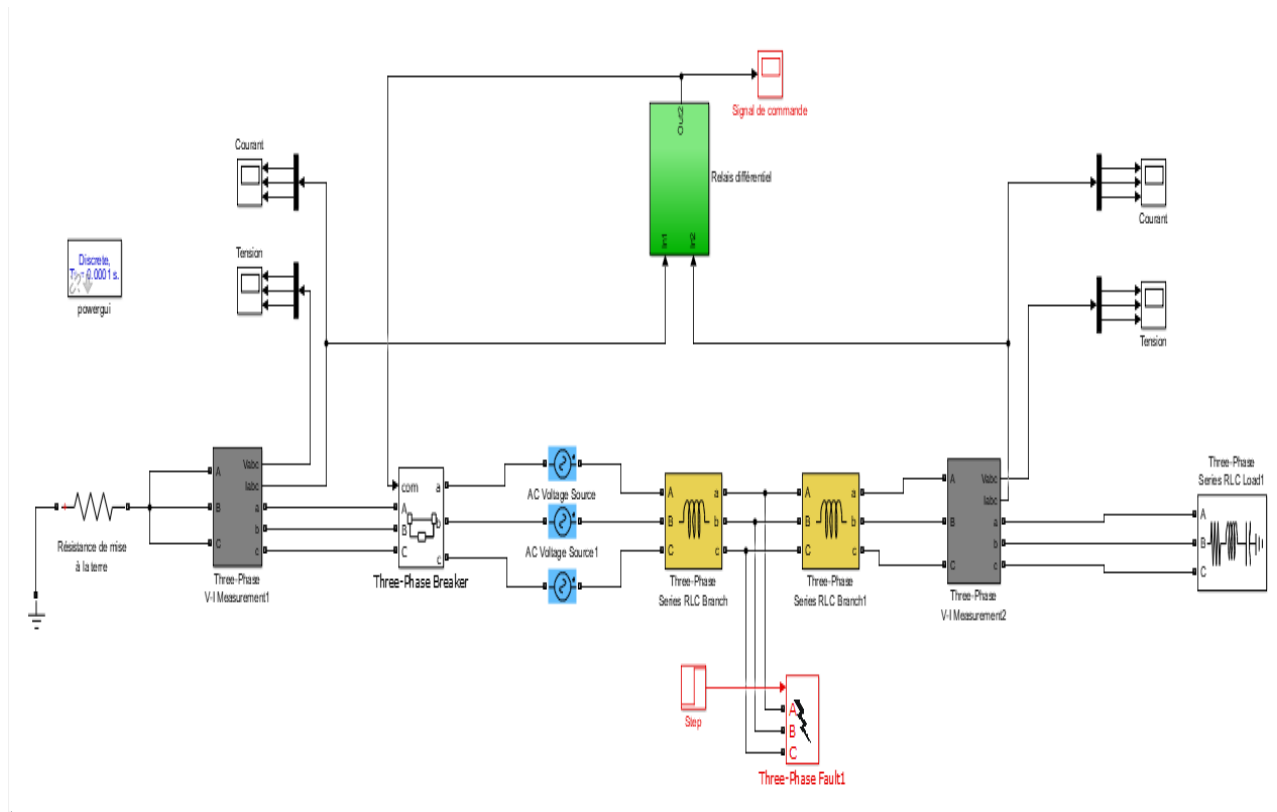


Figure 4.13 : Modèle simulé de la protection différentielle.

Le sous-système de la protection différentielle est présenté dans la figure suivante.

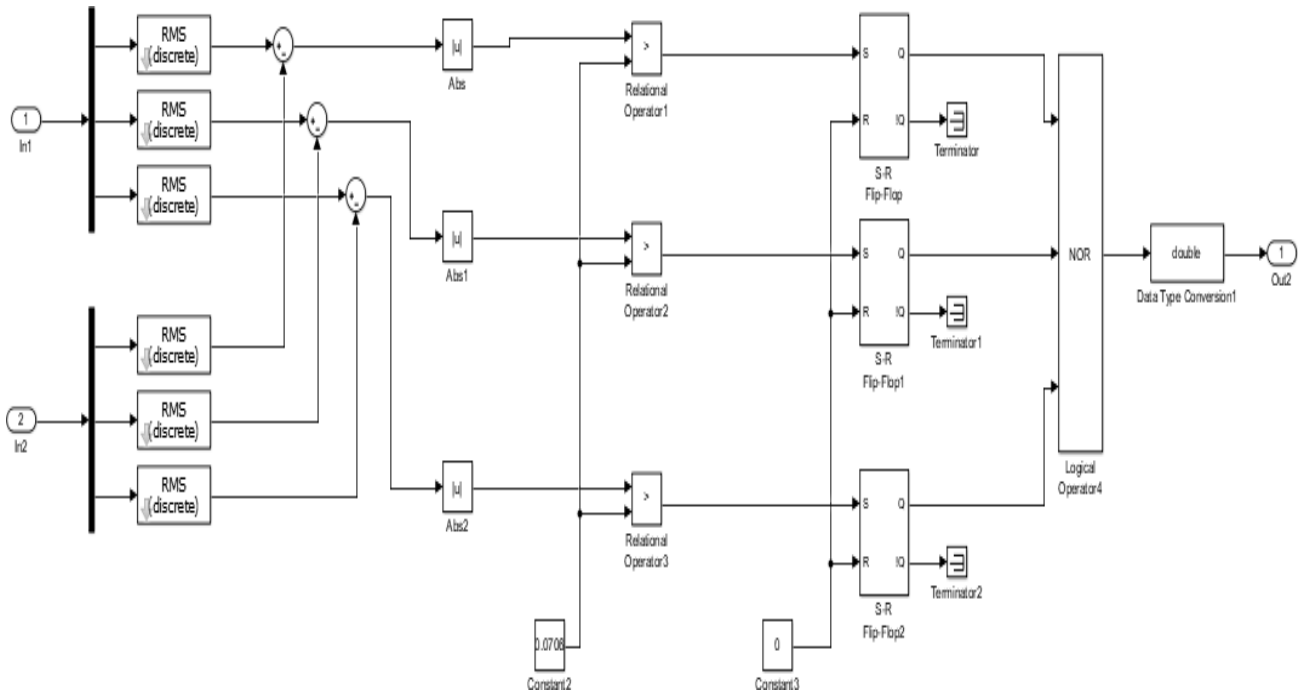


Figure 4.14 : Sous-système de la protection différentielle

Le modèle de la protection différentielle est exécuté pour les cas suivants :

- Fonctionnement normal.
- Défaut interne.

4.6 Simulation de la protection différentielle :

a. Fonctionnement normal :

La forme d'onde des trois courant de phases de l'alternateur.

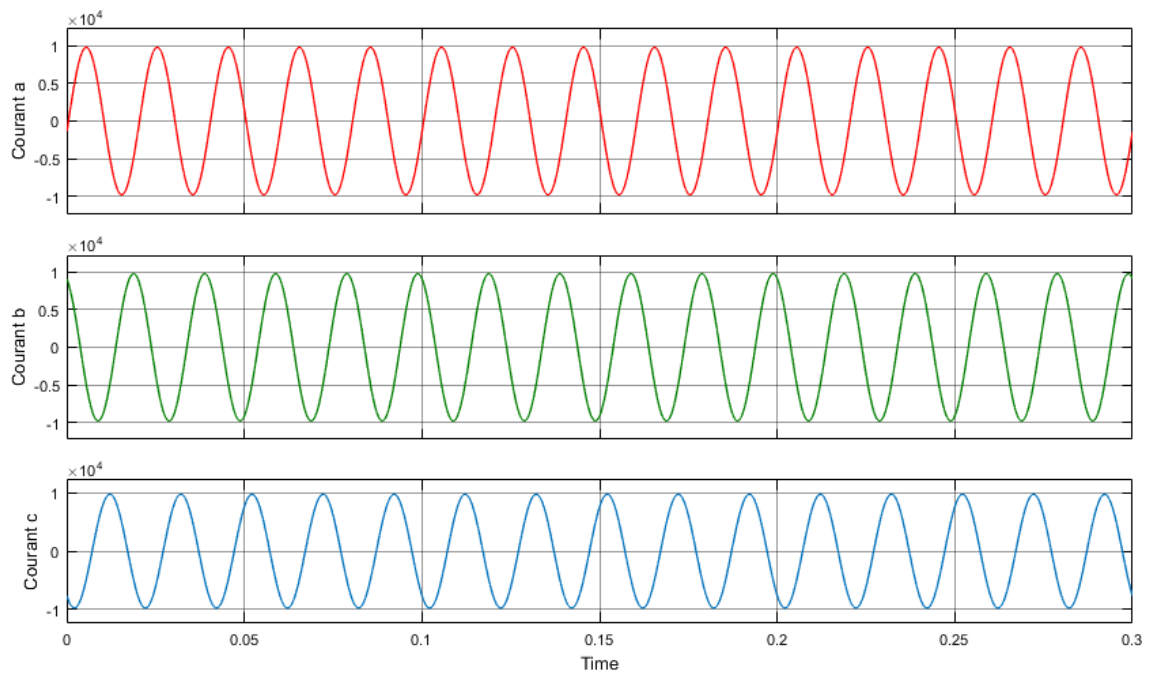


Figure 4.15 : Courant de chaque phase pour un fonctionnement normal.

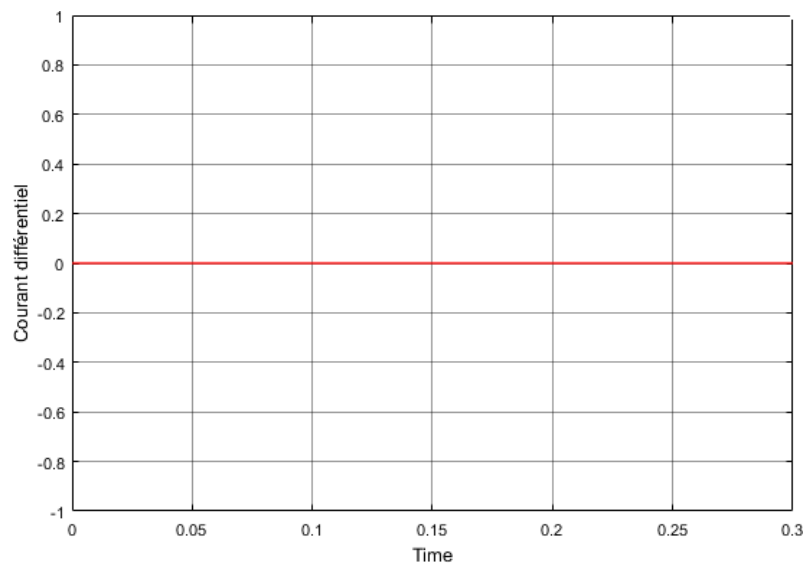


Figure 4.16 : Courant différentiel pour un fonctionnement normal.

✓ **Commentaire**

En fonctionnement normal le courant est dans la valeur nominale (**figure 3.15**), le courant différentiel est nul (**figure 3.16**) car aucun défaut n'a affecté l'alternateur et le disjoncteur est fermé

b. Défaut interne :

❖ Application d'un défaut interne sans l'intervention de la protection :

On applique un défaut interne dans l'alternateur, soit dans la zone limitée par les appareils de mesures (transformateurs de courants) à 0.15s.

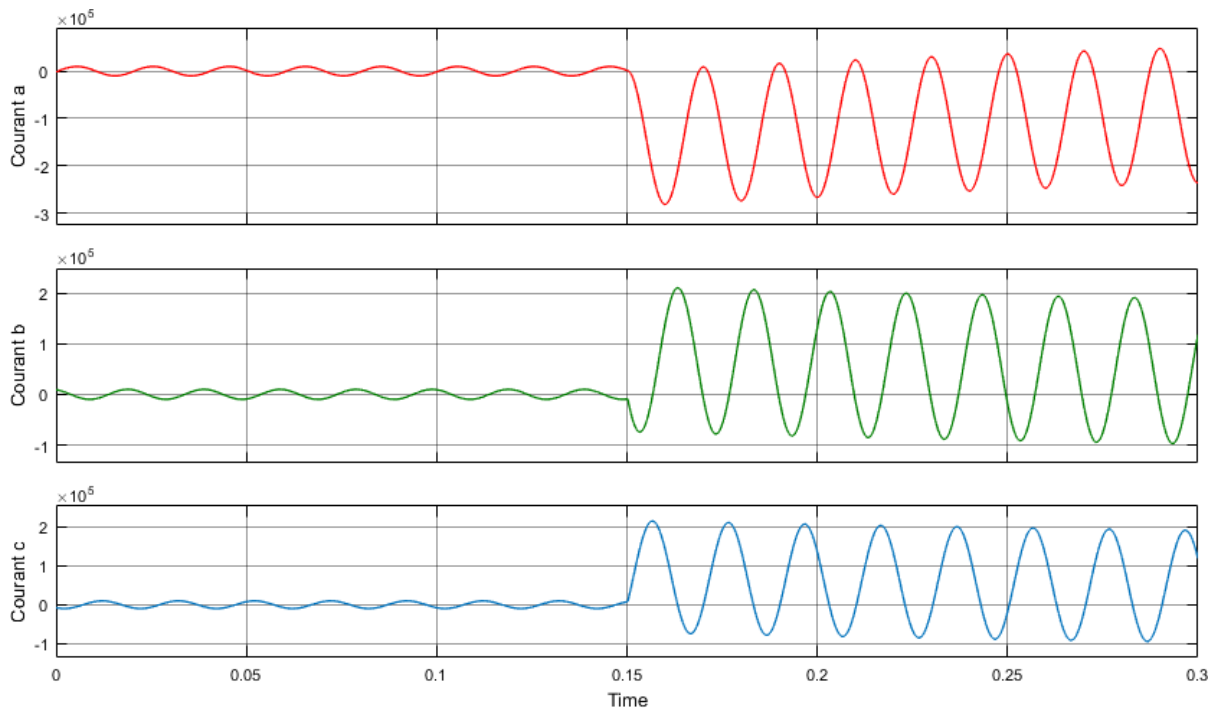


Figure 4.17 : Courants de phases en cas d'un défaut interne.

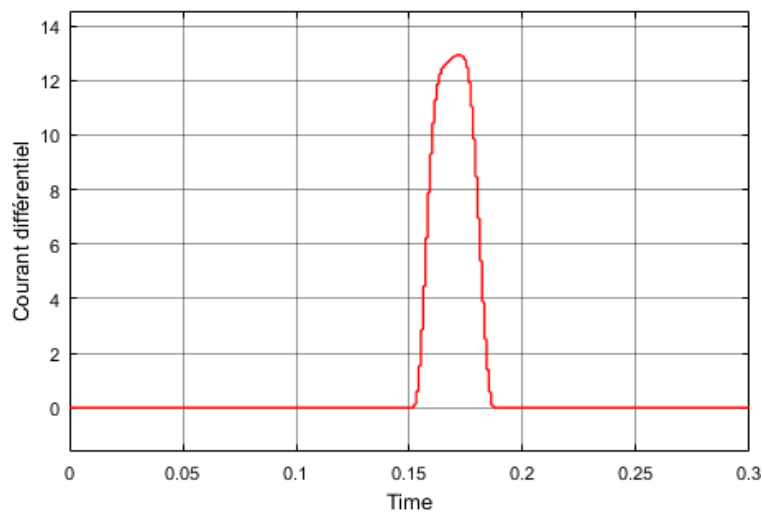


Figure 4.18 : Courant différentiel en cas d'un défaut interne.

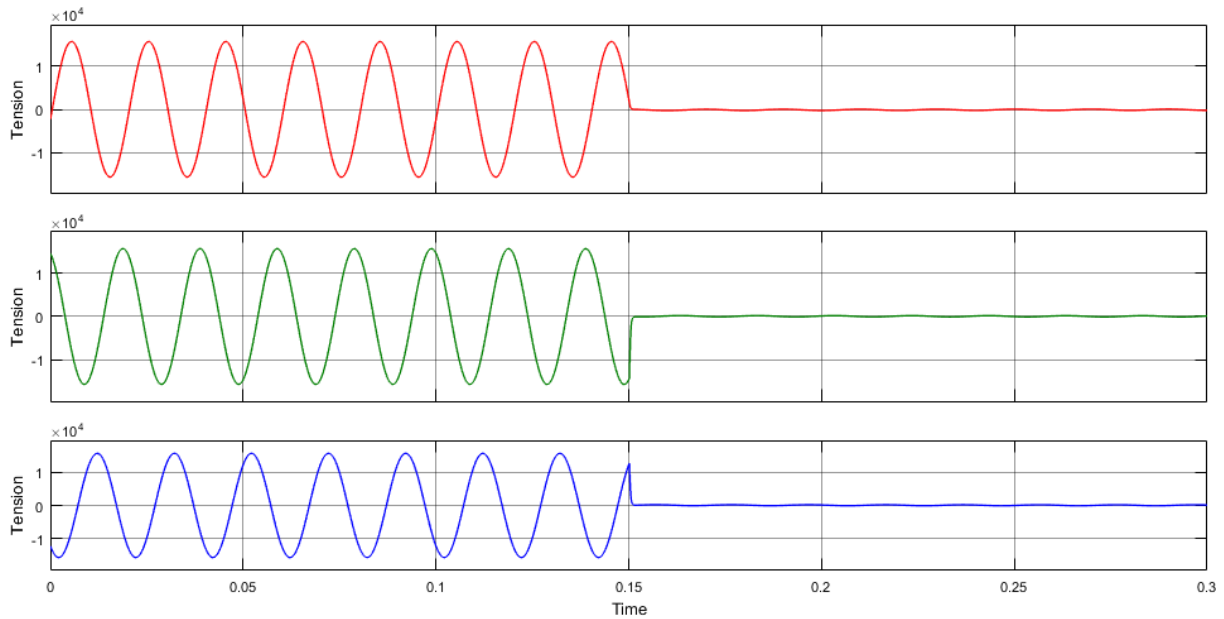


Figure 4.19 : Tension pour chaque phase en cas d'un défaut interne.

✓ **Commentaire**

Dès apparition du défaut dans l'alternateur le courant différentiel atteint une valeur très élevée (**figure 4.18**) et dépasse le seuil de fonctionnement. Le disjoncteur doit recevoir le signal de déclenchement pour que l'alternateur soit isolé et pour que la protection intervient aussi, nous allons voir dans ce qui suit comment le défaut est éliminer

❖ Application d'un défaut interne avec intervention de la protection :

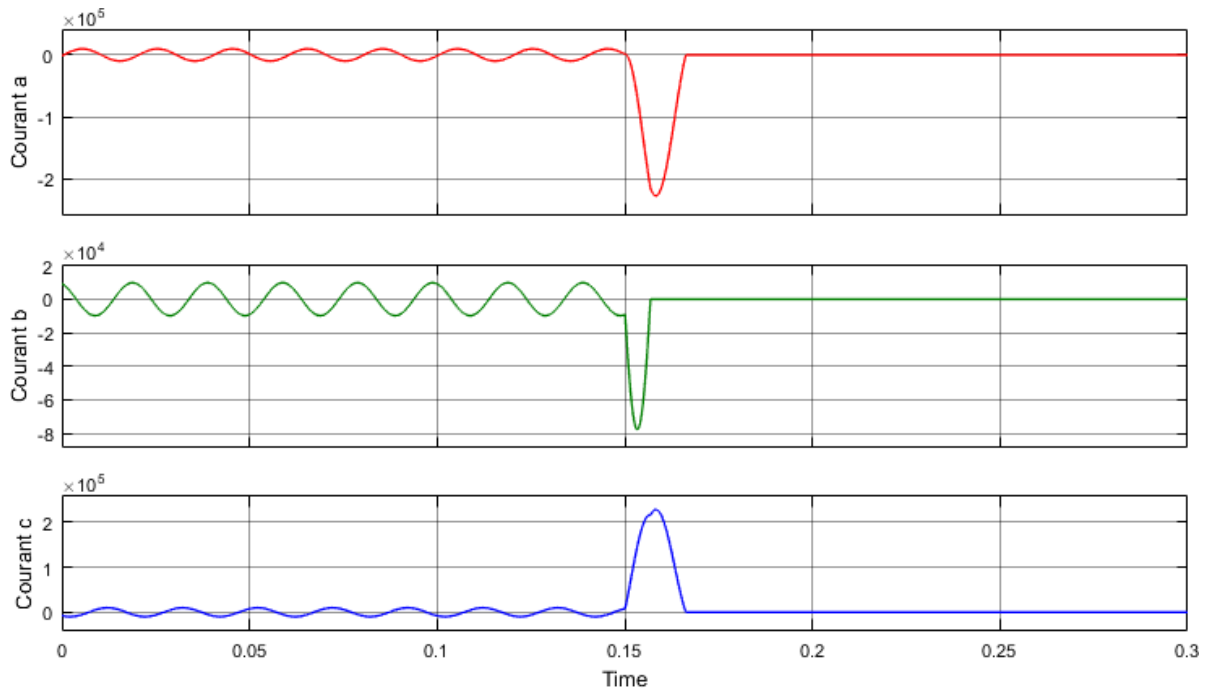


Figure 4.20 : Courant pour chaque phase après élimination du défaut.

De même, si on applique un défaut biphasé ou phase terre, car c'est le même processus qui détecte le défaut, le courant différentiel sera trop élevé et la protection doit intervenir.

L'étude s'étalera sur des intervalles de temps correspondant au cycle de défaut avec injection de courants et tensions sur les secondaires des TC et TP avec un alternateur isolé coté primaire des transformateurs de courant et de tension :

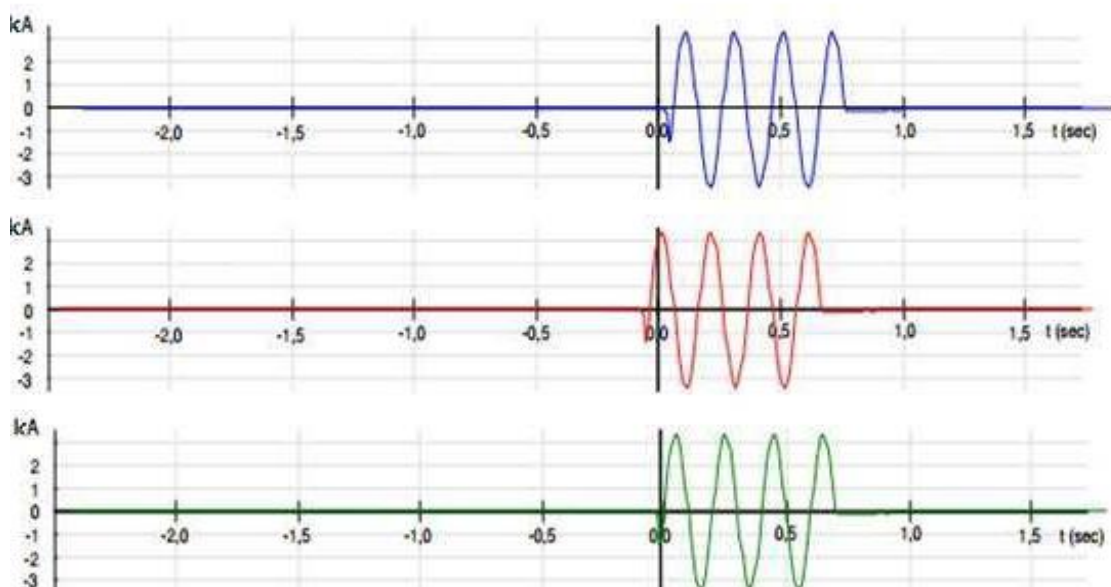


Figure 4.21 : Evaluation des courants des lignes pendant le défaut

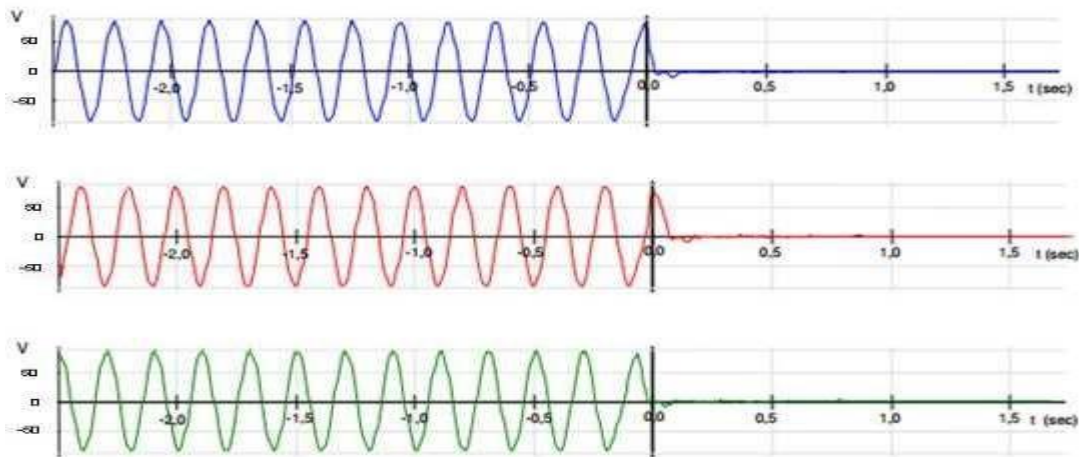


Figure 4.22 : Evaluation des tensions des lignes pendant le défaut

4.7 Conclusion :

Cette simulation permet de mieux comprendre le fonctionnement du relais de protection pour les différents défauts internes et externe. En effet, l'apport du relais de protection est crucial dès que le courant atteint le seuil de déclenchement lors de la présence d'un défaut la protection à maximum de courant s'entremêle après un petit moment alors que la protection différentielle est instantanée. On conclut que la protection différentielle est plus sélective.

Conclusion général

Les incidents survenant sur un groupe turboalternateur peuvent être néfastes par l'ampleur des dégâts engendrés sur les équipements et l'importance des réparations de ces groupes, et la mise en œuvre d'un système de protection fiable et rapide est primordiale pour gérer d'une façon efficace les défauts électriques qui peuvent contribuer à la survenue de ces incidents.

Le système de protection des alternateurs de la centrale de Boufarik a montré quelques limites et défaillances de fonctionnement et il est dans l'obligation de concevoir une autre alternative du système existant en l'améliorant par l'introduction d'autres protections électriques, le changement de certaines ,et de faire appel aux nouvelles technologies notamment les automates programmables qui ont montrés par leurs multiples utilisations simultanés, une assurance , précision et rapidité d'action. La période passée au sein de la centrale de Boufarik , nous a permis d'approfondir notre savoir dans le domaine de la production d'énergie électrique et de confirmer certains connaissances théoriques sur le fonctionnement des turbines à gaz et le processus de production d'énergie électrique en général, aussi cette expérience nous a instruit sur le milieu de travail et nous a permis de se familiariser à un environnement professionnel avec toute sa rigueur ,ses difficultés et son ambiance de travail.

Bibliographie

Modélisation des machines AC

- [1] :[Barret, 1982] Barret, P. (1982). Régimes transitoires des machines tournantes électriques. Eyrolles, Paris.
- [2] :[Glumineau et de Leon Morales, 2015] Glumineau, A. et de Leon Morales, J. (2015). Sensorless AC Electric Motor Control : Robust Advanced Design Techniques and Applications. Advances in Industrial Control. Springer International Publishing.
- [3]:[Louis, 2004] Louis, J.-P. (2004). Modélisation des machines électriques en vue de leur commande, concepts généraux. Traité EGEM : Génie électrique. Hermès - Lavoisier, Paris.
- [4] :[Mayé, 2006] Mayé, P. (2006). Aide-mémoire électrotechnique. Dunod, 322 p, Paris.
- [5] :[Wildi, 2000] Wildi, Th. (2000). Électrotechnique. De Boeck & Larcier s.a, 3ème édition, 1196p, Canada .
- [6]:SONELGAZ- ETB (Ecole Technique de Blida - Support du cours REKKAB-A) ‘‘Protections Électrique des Alternateurs’’, Blida, 2016.
- [7]:Cahier Technique Schneider Electric n° 158 / p.3 - Benoît de METZ-NOBLAT, « calcul du courant de court-circuit », Grenoble: Pont de Claix - 1000, Edition Janvier 2001.
- [8]Cahier Technique MicroEner - André Marcel LEGRAND & Liège AZNI, « Protection des centrales électrique MicroEner », Revu 5.
- [9]:LAMALI Arezki & BETTACHE Hamza, « Etude et simulation de la protection d’un transformateur contre les défauts du réseau électrique » - mémoire de master à l’université USDB, département génie électrique, option : machine électrique, Juin 2016
- [10]:www.mathworks.com/products/simulink [Consulté le 10 Mai 2018].
- [11]:GAMA POWER, « document technique : critères de conception de génie civil, structures métalliques et architecture » KDM/SPE, 2013.
- [12]:Société Algérien De Production De L’électricité, « document technique : CONVENTION PIECE I », 2013.
- [13]:Centre de formation de la centrale électrique, « document technique Vue d’ensemble de la centrale électrique à turbine à gaz » Alstom Ltd, 2003.
- [14]:GAMA POWER, « document technique : PLAN DE MASSE » KDM/SPE 2013.
- [15]:GE Energy, « document technique : Alternateurs refroidis à l’hydrogène » General Electric Company, 2009.
- [16]:General Electric Company, « document technique : Description fonctionnelle de la turbine à gaz », Document technique 2009.
- [17]:A. Kara Ali, B. Babakouya « Etude du système de lancement de l’alternateur, centrale électrique HAMMA II » Mémoire de fin d’études Master II, Génie électrique Boumerdes, 2011.
- [18]:General Electric Company, « document technique : Commande d’excitation EX2100e », Document technique, 2013.
- [19]:General Electric Company, « document technique : principe de fonctionnement démarreur statique LS2100e, Description du produit », 2013
- [20]:A. MAHMOUDI, « Alternateur fonctionnement et exploitation », Ecole Technique de Blida 2009.

Bibliographie

- [21]: Bendali Salhi « identification du désaccordage et des couplages aéroélastiques dans les roues de turbines » thèse de doctorat, université de Franche-Comté, 28 mars 2008 6^e
- [22] :Malden Kezunovic, « Fundamentals of power system protection », Academic Press, 2005.
- [23] :Christophe Prévé, « Protection des Réseaux Electriques », Hermes, Paris, 1998.
- [24]: « Network Protection et Automation Guide », Areva T et D Ltd, 2002.
- [25] :ABB Italy S.p.A, Division High Voltage Produc
- [26]:S.G. Aquiles Perez, « Modeling of Relays for power Systems Protection Studies», PHD Thesis, department of Electrical Engineering, University of Saskatchewan,Canada, 2006.
- [27]:S.M. Madani, “Analysis and Design of power Systems Protections Using Graph Theory”, PHD Thesis, Department of Electrical Engineering, Eindhoven University of technology, The Netherland, 1999