



وزارة البحث العلمي والتعليم العالي
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE
LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
جامعة عبد الحميد بن باديس مستغانم
Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem
كلية العلوم والتكنولوجيا
Faculté des Sciences et de la Technologie
DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE



N° d'ordre : M...../GE/2020

MEMOIRE

Présenté pour obtenir le diplôme de

MASTER EN GENIE ELECTRIQUE

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Electrotechnique Industrielle

par

Nom et Prénom Krechich Mahdjouba

Nom et Prénom Benkkeroum Sihem

Intitulé du sujet

**Numérisation de la protection des turboalternateurs 18MW
Application : Complexe GNL1/Z-SONATRACH**

Soutenu le 02 / 09 / 2020 devant le jury composé de :

Président :	Benaouali Mohamed	MAA	Université de Mostaganem
Examineur :	Chaouach abdallah	MCA	Université de Mostaganem
Rapporteur :	Bekkouch benaissa	Professeur	Université de Mostaganem

Année Universitaire 2019/2020

ملخص

يقدم هذا العمل دراسة مفصلة عن حماية المولدات. تم تقديم هذه الدراسة من خلال عرض تقديمي لدورة إنتاج الطاقة الكهربائية في مجمع تمييع الغاز الطبيعي GNL1 / Z. حيث تم وصف شرح لمبدأ تشغيل المولد وجميع مكوناته الرئيسية مثل الدوار والجزء الساكن والإثارة وأنظمة الجهد والتردد المستخدمة في المجمع. ثم قمنا بإجراء دراسة مفصلة حول نظام حماية المولد كما تم شرح مرحلات الحماية بشكل جيد، كما قدمنا نظام الحماية الرقمي والطول التي اقترحناها لحماية أفضل. أجرينا المحاكاة الأولى باستخدام برنامج اختبار الترحيل Megger والثانية باستخدام برنامج محاكاة Matlab مع نفس الخصائص الخاصة بالمجمع GNL1/Z لفهم تشغيل مرحل الحماية بشكل كامل.

الكلمات المفتاحية : حماية المولدات- الطاقة الكهربائية- تنظيم الجهد و التردد- مرحلات الحماية

Résumé

Ce travail présente une étude détaillée sur la protection des alternateurs. Cette étude a été introduite par une présentation du cycle de production de l'énergie électrique dans le complexe de liquéfaction de gaz naturel GNL1/Z. Une explication du principe de fonctionnement d'alternateur et tous ces principaux organes comme le rotor, le stator, l'excitation et les régulations de tension et de fréquence utilisées dans le complexe ont été décrits. Ensuite nous avons fait une étude détaillée sur le système de protection des alternateurs et les relais de protections sont aussi bien expliqués comme, nous avons présenté le système de protection numérique et les solutions que nous avons proposées pour une meilleure protection. Nous avons exécuté notre simulation la première avec le logiciel de test de relais Megger et la deuxième par le logiciel de simulation Matlab avec les mêmes paramètres de complexe GNL1/Z pour bien comprendre le fonctionnement d'un relais de protection.

Mot clé : Protection du générateur - puissance électrique - régulation de tension et de fréquence - relais de protection.

Summary

This work presents a detailed study on the protection of alternators. This study was introduced by a presentation of the production cycle of the electric energy in the LNG1 / Z complex. An explanation of the operating principle of the alternator and all of its major components such as the rotor, stator, excitation, and voltage and frequency regulations used in the complex have been described. Then we made a detailed study on the alternator protection system and the protection relays are as well explained as, we presented the digital protection system and the solutions we proposed for better protection. We ran our simulation the first with the Megger relay test software and the second with the Matlab simulation software with the same LNG1 / Z complex parameters to fully understand the operation of a protection relay.

Key words: Generator protection - electrical power - voltage and frequency regulation - protection relay.

Sommaire

Sommaire

Introduction Générale	1
-----------------------------	---

Chapitre I : Présentation du complexe GNL1/Z

Introduction	4
I.1. Fiche technique du complexe	4
I.2. Mission du complexe	5
I.3. Le réseau électrique du complexe GNL1/Z	5
I.3.1. Conception du réseau du complexe GNL1/Z	6
I.3.1.1. Alimentation "Normal"	6
I.3.1.2. Alimentation "secours"	9
I.3.2. Distribution d'énergie électrique	10
I.4. Le turbogénérateur	10
I.4.1. La turbine	10
I.4.2. Organe d'admission de vapeur VFR	12
I.4.3. Description de l'alternateur	12
I.4.3.1. Stator	12
I.4.3.2. Rotor	13
I.4.3.3. Palier	14
I.4.3.4. Excitatrice	14
I.4.3.5. Frette	15
I.4.3.6. Mode de refroidissement	15
I.4.3.7. Déflecteur d'air et garnitures d'étanchéité	15
I.4.3.8. Lubrification	15
I.5. Le système de contrôle énergétique du complexe « PSSP »	15

Sommaire

I.6. Régulateur de tension du TG (AVR)	16
I.6.1. Rôle de L'AVR	16
I.6.1.1. Principe d'excitation	16
I.7. WOORD WARD 505 (Régulateur de vitesse)	17
I.8. Système DCS (Distributed Contrôl Systèm)	17
I.8.1. Description du système DCS	18
I.9. Fonctionnement du turbogénérateur	18
I.9.1. Mise en charge de TG	18
I.9.1.1. Démarrage	19
I.9.1.2. Régulation de la tension produite	19
I.9.1.3. Régulation de la fréquence	19
I.9.1.4. Stabilité du TG	20
I.9.1.4.1. Stabilité statique	20
I.9.1.4.2. Stabilité dynamique	21
I.10. La protection de turbogénérateur	23
I.10.1. Les défauts d'origine internes	24
I.10.2. Les défauts d'origine externe	24
I.10.3. Les relais de protection	26
I.10.4. Les disjoncteurs	27
Conclusion	27
 Chapitre II : Protection des Turbo-Générateurs du complexe GNL1/Z	
Introduction	29
II.1. Causes de déclenchement du turboalternateur	29

Sommaire

II.1.1. Alternateur	29
II.1.2. Turbine	30
II.2. Système de protection	30
II.2.1. Rapidité	32
II.2.2. Sélectivité	32
II.2.3. Sensibilité	34
II.2.4. Fiabilité	34
II.3. Protection électromécanique	35
II.3.1. Les différents relais utilisés pour la protection des turbogénérateurs	35
II.3.1.1. Protection contre les surcharges (49)	36
II.3.1.2. Protection contre les déséquilibres (46)	37
II.3.1.3. Protection contre les retours de puissance (32)	37
II.3.1.4. Protection contre les variations de fréquence (81)	39
II.3.1.5. Protection contre les perturbations de la tension (27)	39
II.3.1.6. Protection contre les pertes d'excitatrice (40)	39
II.3.1.7. Protection contre les défauts enroulements statoriques (51)	40
II.3.1.8. Protection contres les défauts entre phases (87G)	41
II.4. Logique de déclenchement d'un turbo générateur	42
II.5. Inconvénients des relais électromécaniques existants	44
II.6. Problématique	44
Conclusion	45
 Chapitre III : Numérisation protection des Turbo-Générateurs du complexe GNL1/Z	
Introduction	47

Sommaire

III.1. La protection numérique	47
III.2. Intégration des fonctions de protection et de contrôle-commande.....	48
III.2.1. Les principaux avantages sont	48
III.3. Sûreté de fonctionnement	49
III.3.1. Fiabilité	49
III.3.2. Maintenabilité	49
III.3.3. Disponibilité	49
III.3.4. Sécurité	49
III.3.5. Autotest	49
III.4. Relais numérique sepam série 80	49
III.4.1. Sepam G87 et ses modules optionnels	52
III.4.2. Caractéristiques principales du sepam g87	52
III.4.3. Capteur de courant et de tension	53
III.4.3.1. Les transducteur TC et TP.....	53
III.4.3.2. Tores homopolaires CSH120 et CSH200	54
III.4.4. Interface entre les transducteurs et l'unité de basse de sepam G87	54
III.4.4.1. Module sondes de température MET148-2	54
III.4.4.2. Connecteur CCA630/CCA634.....	55
III.4.5. Raccordement des entrées courant tension	55
III.4.5.1. Entrées courant phase	55
III.4.5.2. Entrées courant résiduel	56
III.4.5.3. Entrées tension phase	57
III.4.6. Logiciel de configuration SFT2841	58

Sommaire

III.4.6.1. Principales fonctions réalisées par le SFT2841	58
III.4.7. Communication du sepam G87	59
III.4.7.1. Interface multi-protocoles ACE850FO	59
III.4.8. Le Modbus TCP/IP	59
III.4.8.1. Principe de fonctionnement	60
III.4.9. Topologies de réseau	60
III.4.9.1. Topologie de réseau en étoile	60
III.4.9.2. Topologie de réseau en anneau	61
III.4.10. Raccordement de l'ACE850 et le support de communication	62
III.5. Les avantages des relais de protection numérique	63
III.6. Fonction de protection configurée sur le SEPAM G87	63
III.7. Modification a appliquée à la cellule départ	65
III.8. Communication du relais de protection au système de supervision	67
III.9. Utilisation du MPRT Appareil Megger® de Test de Relais	67
III.9.1. Appareil Megger de Test de Relais	68
III.9.2. Description des commandes du MPRT	68
III.9.3. L'interface 'Touch View'	69
III.9.4. Câblage du MPRT avec un relais	71
III.10. Cycle de test d'un relais de protection	72
III.11. Logiciel AVTS pour MPRT	73
III.12. Tests des Relais de Protections sous AVTS «AVTS Megger »	74
III.12.1. Test de relais de protection(51)	74
III.12.2. Test de relais de protection (32)	78

Sommaire

III.12.3. Test de relais de protection (87)	80
III.13. Présentation de MATLAB/SIMULINK™	81
III.13.1. Simulation à l'aide d'un programme sous MATLAB	83
III.13.1.1. Simulation sans défaut	85
III.13.1.2. Simulation avec défaut de perte d'excitation	88
Conclusion	91
Conclusion générale	94

Bibliographie

Annex

Liste des figures

Liste des figures

Chapitre I : Présentation du complexe GNL1/Z

Figure I.1 : Schéma du procédé GL1/Z	5
Figure I.2 : Schéma unifilaire simplifié de réseau électrique du complexe GNL1/Z	6
Figure I.3 : Schémas distribution électrique sur le double jeu de barre du TG1	7
Figure I.4 : Schémas distribution électrique sur le double jeu de barre	8
Figure I.5 : Schémas distribution électrique sur le double jeu de barre du TG3	8
Figure I.6 : Schémas distribution électrique sur le jeu de barre du T60	9
Figure I.7 : le Turbo-alternateur	12
Figure I.8 : Le stator du l'alternateur	13
Figure I.9 : Le rotor du l'alternateur	14
Figure I.10 : L'excitatrice de l'alternateur	14
Figure I.11 : Le rôle de l'AVR	16
Figure I.12 : Principe d'excitation	17
Figure I.13 : Fonctionnement en réseau des TGs	18
Figure I.14 : démarrage TG en mode Idle/Rated	19
Figure I.15 : Schéma d'une machine synchrone	20
Figure I.16 : Diagramme vectoriel correspondant à la machine synchrone	20
Figure I.17 : puissance générée par un alternateur en fonction de l'angle interne	21
Figure I.18 : Déplacement du point de fonctionnement de l'alternateur suite à une augmentation de la puissance mécanique	22
Figure I.19 : instabilité (survitesse), suite à un échelon de puissance mécanique	22
Figure I.20 : Schéma de la protection complète d'un alternateur triphasé	25
Figure I.21 : schéma du relais de protection	26

Chapitre II : Protection des Turbo-Générateurs du complexe GNL1/Z

Figure II.1 : schéma d'une sélectivité chronométrique	33
Figure II.2 : schéma électrique d'une sélectivité ampérométrique	33
Figure II.3 : schéma électrique d'une sélectivité combinée	34
Figure II.4 : relais électromécaniques	35
Figure II.5 : cellule de départ d'un turbogénérateur	35
Figure II.6 : photo de relais de surcharge thermique BL-1 (49)	36

Liste des figures

Figure II.7 : schéma de relais de surcharge thermique BL-1 (49)	37
Figure II.8 : photo de relais contre le retour de puissance	38
Figure II.9 : schéma de relais de retour de puissance	38
Figure II.10 : relais contre les défauts enroulements statoriques (51)	41
Figure II.11 : schéma de relais de surintensité type CO (50/51)	41
Figure II.12 : schéma de fonctionnement de relais 87G	42
Figure II.13 : photo de relais 87G	42
Figure II.14 : synoptique interconnexions et la logique de déclenchement d'un alternateur	43
Figure II.15 : L'effet du défaut de court circuit sur le stator du TG 2	44
Figure II.16 : Sommaire des alarmes écran PSSP	45

Chapitre III : Numérisation protection des Turbo-Générateurs du complexe GNL1/Z

Figure III.1 : Schéma d'un relais numérique type IQ1000	47
Figure III.2 : Unité principale du sepam G87et les modules optionnels	52
Figure III.3 : Tores homopolaires CSH120 et CSH200	54
Figure III.4 : Module MET148-2	54
Figure III.5 : Schéma de raccordement des entrées courant (3TC)	55
Figure III.6 : Mesure de courant résiduel par un tore	56
Figure III.7 : Mesure de courant résiduel point neutre	57
Figure III.8 : Mesure de tension simple	57
Figure III.9 : Mesure de tension composée	57
Figure III.10 : Mesure de tension résiduelle V_{nt} et V_0	58
Figure III.11 : Interface de communication ACE850FO	59
Figure III.12 : Configuration du réseau Ethernet en étoile	61
Figure III.13 : Configuration du réseau Ethernet en anneau	61
Figure III.14 : Raccordement de l'ACE850à l'unité de base	62
Figure III.15 : Schéma synoptique de protections activées sur le G87	63
Figure III.16 : Schéma de raccordement des trois sepam sur les trois TG	64
Figure III.17 : Schéma de raccordement des trois sepam sur le TG1	64
Figure III.18 : La cellule de départ TG existant	65
Figure III.19 : Manipulation plus sécurisée sur une armoire de 5.5 KV	66

Liste des figures

Figure III.20 : Armoire Schneider 5.5KV	66
Figure III.21 : Raccordement des sepam au réseau de communication	67
Figure III.22 : Appareil Megger de test de relais	68
Figure III.23 : Les composants de l'appareil Megger	68
Figure III.24 : La partie commande de MPRT	69
Figure III.25 : L'interface Touch View du MPRT	69
Figure III.26 : L'écran d'introduction de l'interface Touch View du MPRT	69
Figure III.27 : Ecran 'Main Menu' de l'interface Touch View du MPRT	70
Figure III.28 : Affichage du panneau tactile de l'interface Touch View du MPRT	70
Figure III.29: Clavier numérique tactile TVI de l'interface Touch View du MPRT	71
Figure III.30 : Câblage du MPRT avec un relais	71
Figure III.31 : Organigramme Cycle de test d'un relais de protection	73
Figure III.32 : Base de données de relais de protection (51) du TG sous AVTS	75
Figure III.33 : Réglage des paramètres de relais de protection (51) du TG	76
Figure III.34 : exécution de test de relais de protection (51) du TG	76
Figure III.35 : Simulation de test de relais de protection du (51) TG	77
Figure III.36 : la courbe de protection de relais (51)	77
Figure III.37 : résultat de test de couple max de relais de protection (32)	78
Figure III.38 : la zone de travail de couple max	79
Figure III.39 : la courbe de protection de relais (32)	79
Figure III.40 : la courbe de protection de relais (87)	80
Figure III.41 : Dessin Simulink de la machine synchrone	81
Figure III.42 : Dessin Simulink de la turbine à vapeur	81
Figure III.43 : Dessin Simulink du système d'excitation (régulation de tension)	82
Figure III.44 : Dessin Simulink du Stabilisateur de puissance	82
Figure III.45 : Bloc Simulink Transformée de Park	82
Figure III.46 : Bloc Simulink de Transformée de Park inverse	83
Figure III.47 : Courant d'excitation	85
Figure III.48 : Tensions stator	85
Figure III.49 : Tension de sortie de chaque phase	86
Figure III.50: Puissance réactive	86
Figure III.51 : Couple alternateur	86
Figure III.52 : Puissance active	87

Liste des figures

Figure III.53 : Courants de sortie générateur de chaque phase	87
Figure III.54 : Courant d'excitation. (Perte excitation)	88
Figure III.55 : Tensions défaut perte d'excitation	89
Figure III.56 : Tension de chaque phase. (Perte d'excitation)	89
Figure III.57 : Puissance réactive (perte d'excitation)	89
Figure III.58 : Puissance active. (Perte d'excitation)	90
Figure III.59 : Puissance apparente	90
Figure III.60 : Courant de chaque phase	90

Liste des tableaux

Liste des tableaux

Chapitre I : Présentation du complexe GNL1/Z

Tableau I.1 : Sous-stations électriques du complexe GL1/Z [1]	10
Tableau I.2 : Table des caractéristiques de la turbine	11

Chapitre II : protection des Turbo-Générateurs du complexe GNL1/Z

Tableau II.1 : Logique de déclenchement de l'alternateur	43
--	----

Chapitre III : Numérisation protection des Turbo-Générateurs du complexe GNL1/Z

Tableau III.1 : caractéristique de relais de protection sepam G87	51
Tableau III.2 : Mesure nécessaire pour chaque fonction de protection	65
Tableau III.3 : tableau de cycle de test de relais de protection	72
Tableau III.4 : tableau des résultats du test de relais de protection (51)	78
Tableau III.5 : tableau des résultats du test de relais de protection(32)	79
Tableau III.6 : tableau des résultats du test de relais de protection (87)	80
Tableau III.7 : Les caractéristiques de l'alternateur	83

Liste D'abréviation

Liste d'abréviation

PSSP : Panneau de supervision du système d'énergie électrique.

DCS : Système de Contrôle Distribué

AVR : Régulateur Automatique de Tension

ESD : Système d'Arrêt d'Urgence

GNL : Gaz Naturel Liquéfié

VFR : Vanne a Fermeture Rapide

DRFD : Système d'asservissement de position

EHPC : Actionneur électro hydraulique

Introduction générale

Le monde actuel vit un progrès technologique considérable grâce à l'industrie énergétique selon différentes formes (hydraulique, nucléaire, solaire, thermique, ...etc.).

L'énergie électrique est très importante dans la production industrielle. Ceci nécessite une maîtrise des techniques des installations électriques, pour leur mise en forme, leurs protections ainsi que leurs entretiens.

Le turbogénérateur est l'un des matériels stratégiques des installations de production d'énergie électrique son indisponibilité entraîne la perte de la production d'énergie électrique, contrairement à d'autres matériels dont la redondance assure la continuité de service.

Trois génératrices entraînées par des turbines à vapeur sont installées dans le complexe GL1/Z pour produire la totalité de l'énergie électrique.

Les turbogénérateurs comme tous les appareils industriels peuvent être soumis aux différents défauts de fonctionnement.

Ces derniers les rendent en général inaptes à assurer leur service, et perturbent l'équilibre du réseau électrique donc ils doivent être détectés le plus rapidement possible pour permettre un déclenchement du turbogénérateur et son désaccouplement du réseau.

Notre travail est porté sur l'amélioration du système de protection des turbogénérateurs (TG1, TG2, TG3), cette amélioration consiste à remplacer les relais de protection analogique existants qui sont vétustes et obsolètes par des relais numériques performants qui assurent une meilleure protection pour nos turbogénérateurs.

Ce mémoire est organisé en trois parties complémentaires :

- ❖ La première est constituée de chapitre 1, dédié à la description du complexe GL1/Z et l'explication détaillée du réseau électrique qui inclut la production et la distribution de l'énergie électrique dans le complexe. Une étude sera présentée sur les différentes parties du groupe turbo-alternateur ainsi que son mode de démarrage et le système d'excitation et les défauts qui provoquent le TG et les moyens de protection.
- ❖ Le deuxième est constitué de chapitre 02, dédié au système de protection des turbo-alternateurs existants dans le complexe GNL1/Z. Une étude détaillée sur les différents relais de protection de l'alternateur et la problématique et nos recommandations.
- ❖ Le troisième est constitué de chapitre 03, dédié au système de protection numérique et les solutions que nous avons proposées pour une meilleure protection.

Enfin une exécution de deux types de simulation différente sera présentée. Une simulation sous logiciel AVTS Megger a été fait dans le complexe GNL1/Z pour bien comprendre le fonctionnement d'un relais de protection et la deuxième sous Matlab/Simulink ou nous avons étudié le fonctionnement de la machine synchrone liée au réseau électrique dans le cas sain et dans le cas de défaut (perte d'excitations) pour voir le comportement de la machine les grandeurs électrique dans les deux cas.

Chapitre I

Introduction :

Le complexe industriel de GNL/Z constitue l'une des plus importantes réalisations industrielles de la chaîne de transformation des hydrocarbures, exploitée par la société SONATRACH en Algérie. Il est situé sur la côte ouest du littoral algérien à 8 Km de la ville d'Arzew et à 2 Km au nord de la ville de Bethioua, il couvre une superficie de 72 hectares dont 56 hectares sont occupés par les installations.

La liquéfaction du gaz naturel, industrie induite par l'émergence du marché mondial du gaz, fait partie de cette branche d'activité. L'appareil de production de GNL est composé de trois complexes dénommés par codification : GL1/Z, GL2/Z, et le GL3/Z. Leur implantation fait partie du pôle industriel pétrochimique et gazier de la région, une des plus importantes concentrations industrielles du pays.

Comme toute création industrielle d'envergure, le complexe GL1/Z a franchi des étapes qui sont autant d'événements marquants de son histoire récente. Le 16 juin 1973, le défunt président Houari Boumediene pose la première pierre pour la construction de l'usine. En charge du projet, et pour le compte de SONATRACH, la société américaine BECHTEL, engage les travaux de réalisation le 20 février 1978. Cinq années après, le complexe entre en production et les premières livraisons de GNL sont effectuées à destination des Etats Unis.

En janvier 1993, les travaux du projet de rénovation du complexe sont lancés, avec comme objectifs la fiabilité, la sécurité et l'augmentation à 110% de la capacité de production de l'unité.

I.1. Fiche technique du complexe :

- Localisation : commune de Bethioua.
- Superficie : 72 hectares.
- Objet : traitement de 10.5 milliards m³ de gaz naturel / an.
- Produits : Gaz Naturel Liquéfié et Gazoline.
- Procédé de liquéfaction : A.P.C.I./MCR
- Constructeur : BECHTEL (USA).
- Pose de la première pierre : 16 juin 1973.
- Date de mise en production : 20 février 1978.
- Source d'approvisionnement : Gaz Naturel de Hassi R'Mel.
- Nombre de train : 6.
- Capacité de production :
 - 17.8 millions m³/an de GNL.

- 196 000 tonnes/an de Gazoline.
- 410 000 tonnes/an de Propane.
- 327 000 tonnes/an de Butane.
- Capacité de stockage : 3 bacs aériens avec 100 000 m³/bac.
- Capacité de chargement : 10 000 m³/heure de GNL •
- Poste de chargement de GNL : 2.
- Principaux clients : USA, France, Belgique, Italie, Espagne. [1]

I.2. MISSION DU COMPLEXE GNL1/Z :

Le complexe de Liquéfaction de Gaz Naturel GNL1/Z a pour mission de traiter le gaz naturel transporté par gazoduc en provenance des champs gazetiers de Hassi R'mel en gaz naturel liquéfié (GNL) avec possibilité d'extraction du propane, du butane et de la gazoline, ce gaz est en suite transporté dans les méthaniers à destination de l'étranger. [1]

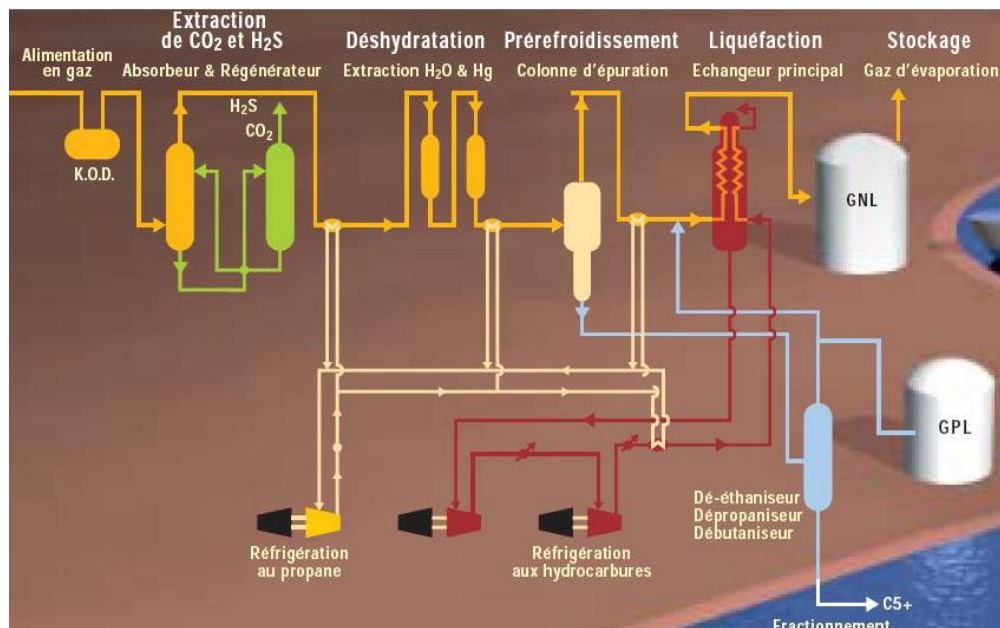


Figure I.1 : Schéma du procédé GNL1/Z.

I.3. Le réseau électrique du complexe GNL1/Z :

Le complexe GNL1/Z est un site industriel constitué de plusieurs charges électriques très importantes qui demandent une puissance permanente pour pouvoir satisfaire la production du gaz naturel liquéfié voulue.

La production d'énergie électrique au sein du complexe était autonome avant la rénovation. Cette énergie nécessaire pour les besoins du complexe été produite par les trois turbogénérateurs de 18 MW chacun, La conception est faite de telle sorte que deux (02) turbogénérateurs suffisent aux besoins énergétiques de tout le complexe de 30 MW.

Après la rénovation et l'ajout de certains équipements important tels que les chaudières 400 T/H, les compresseurs d'air, et les unités d'électro-chloration, sans oublier le paramètre de vieillissement des turbogénérateurs et la baisse de production d'énergie, il a été nécessaire d'ajouter une source supplémentaire externe qui est la SONELGAZ, pour faire face aux manques d'énergie produit par les turbogénérateurs et à la demande énergétique de ces nouvelles charges et ajouter une flexibilité dans la disponibilité de l'énergie électrique.[1]

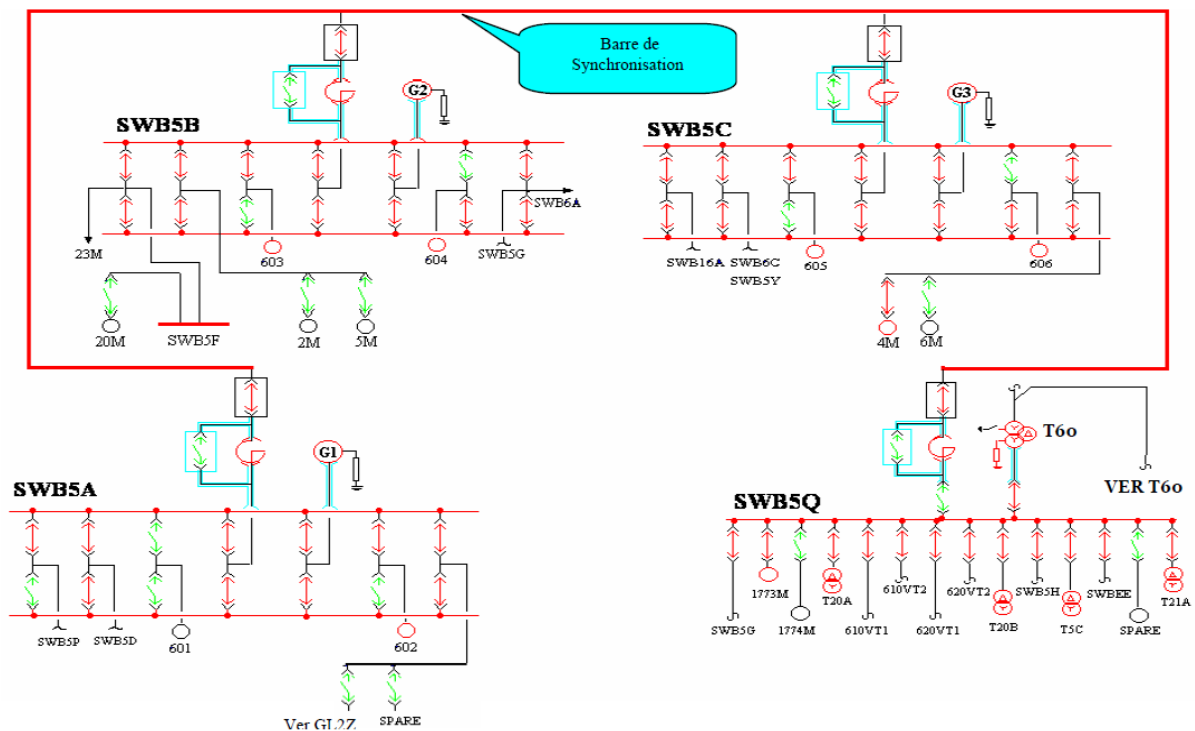


Figure I.2 : Schéma unifilaire simplifié de réseau électrique du complexe GNL1/Z.

I.3.1. CONCEPTION DU RESEAU DU COMPLEXE GL1Z :

Il existe deux alimentations d'énergie électrique dans le complexe, l'une dite "normal" et l'autre "secours" :

I.3.1.1. Alimentation "Normal" :

L'énergie électrique "normale" requise par le complexe est fournie par trois Turbo-Générateurs (TG1, TG2 et TG3) entraînés par des turbines à vapeur. Les trois groupes d'une puissance de 18 MW chacun, sont implantés dans la zone des utilités, la vapeur fournie étant produite par trois chaudières à haute pression.

En marche normale, trois Turbo-Générateurs sont nécessaires pour produire la totalité de l'énergie électrique consommée par le complexe.

Les générateurs sont de type à excitation statique, refroidis par eau, de caractéristiques nominales suivantes :

- Tension : 5.5 kV
- Fréquence : 50 Hz
- Puissance Active : 18 MW
- Cos φ : 0.85
- Type d'excitation : Excitatrice Brushless avec PMG
- Neutre mis à la terre par une résistance de 3.54 Ohm.

Les Turbo-Générateurs débitent sur des doubles jeux de barres alimentant le réseau de 5.5 kV, d'une part les moteurs 5.5 kV (puissance unitaire supérieure à 200 kW) et d'autre part les tableaux basse tension.

La sortie de chaque Turbo-Générateurs est reliée à son double jeu de barres via un "BETOBAR" et un double disjoncteur de 2500 A chacun. [2]

➤ Turbogénérateur N°1 : 064-V-SWB5A

Le Turbo-Générateurs N°1, ayant un neutre mis à la terre à travers une résistance, alimente le tableau de distribution N°1 composé d'un double jeu de barres A & B et de sept (07) paires de disjoncteurs de 5500 V. [2]

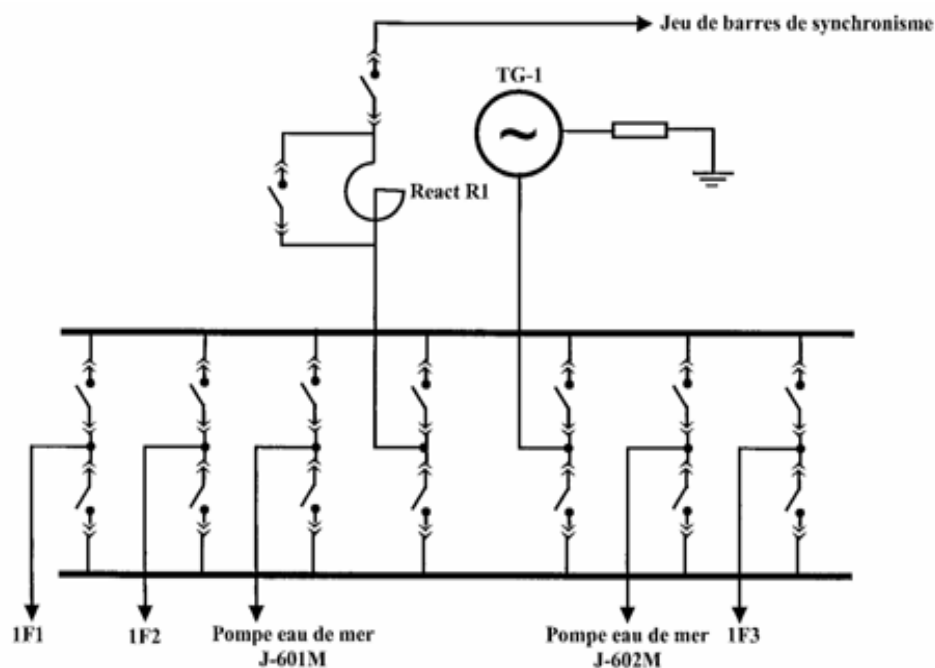


Figure I.3 : Schémas distribution électrique sur le double jeu de barre du TG1.

➤ Turbogénérateur N°2 : 064-V-SWB5B :

Le Turbo-Générateurs N°2, ayant un neutre mis à la terre à travers une résistance, alimente le tableau de distribution N°2 composé d'un double jeu de barres A & B et de sept (07) paires de disjoncteurs 5500 V. [2]

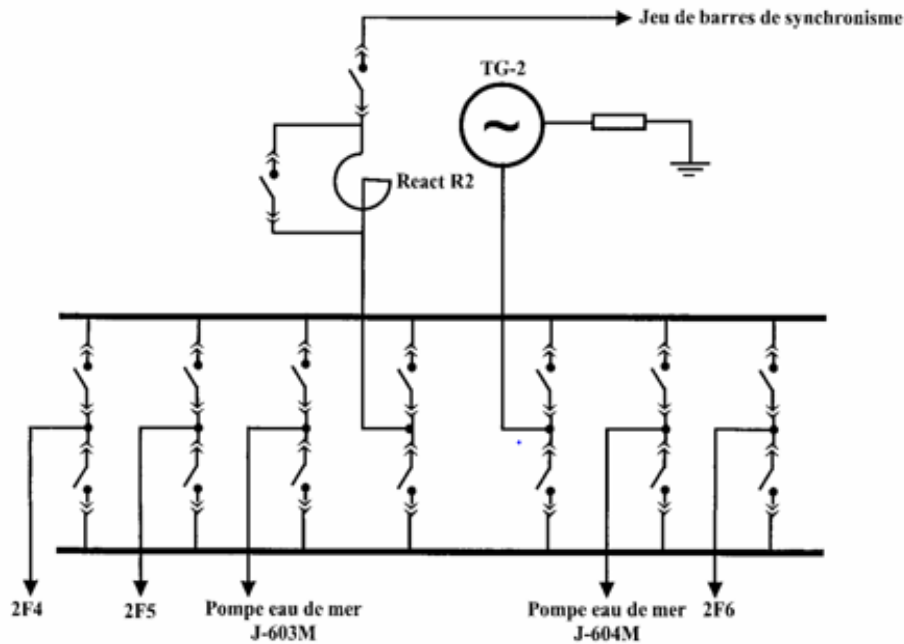


Figure I.4 : Schémas distribution électrique sur le double jeu de barre du TG2.

➤ **Turbogénérateur N°3 : 064-V-SWB5C :**

Le Turbo-Générateurs N°3, ayant un neutre mis à la terre à travers une résistance, alimente le tableau de distribution N°3 composé d'un double Jeux de barres A &B et de sept (07) paires de disjoncteurs 5500 V. [2]

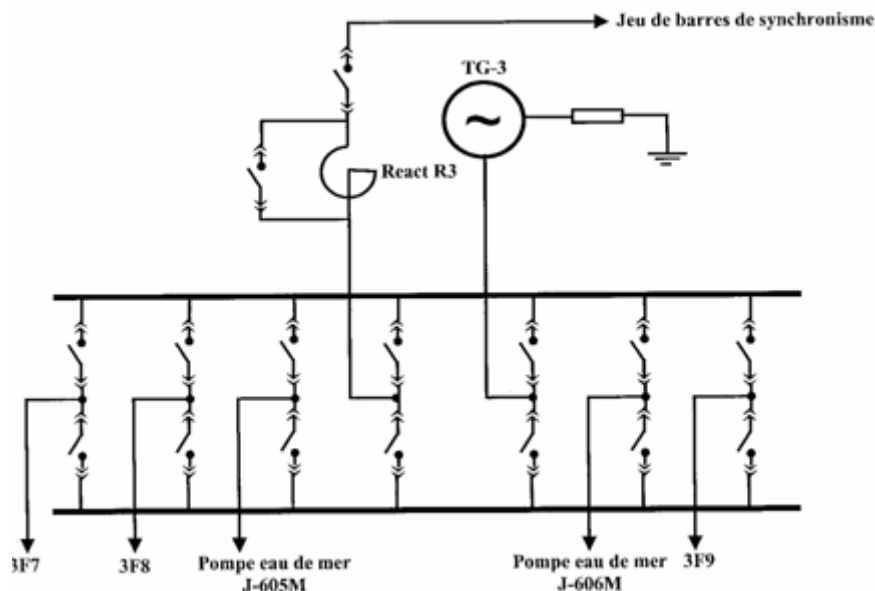


Figure I.5 : Schémas distribution électrique sur le double jeu de barre du TG3.

➤ **SONELGAZ 60KV:**

La nouvelle ligne SONELGAZ 60KV alimente deux transformateurs abaisseurs principaux T60 et T61 de 16 MVA avec une tension d'entrée de 60 kV et de sortie de 5500 V. Chaque transformateur alimente un certain nombre de charges. Elles fournissent également l'énergie

électrique initiale à certains équipements lors du démarrage ou après un arrêt complet de l'usine et ce jusqu'à rétablissement de la production du courant normal. [2]

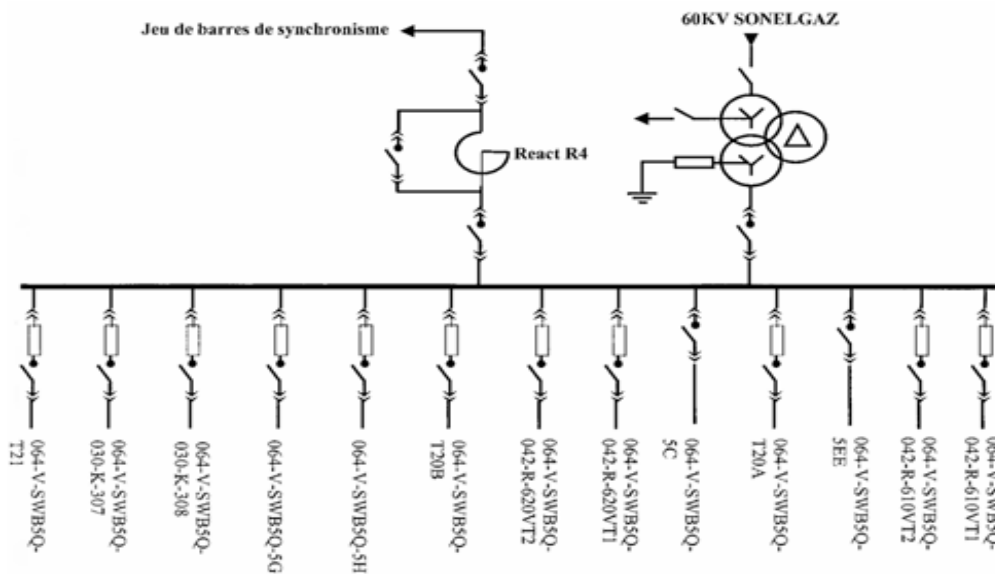


Figure I.6 : Schémas distribution électrique sur le jeu de barre du T60.

I.3.1.2. Alimentation "secours" :

En cas de perte de l'énergie normale, des sources de secours sont prévues pour fournir l'énergie électrique à certains équipements déterminés. Ces sources de secours ne sont pas destinées à assurer tous les besoins du complexe en énergie électrique, leurs fonctions essentielles est:

- ✓ Alimenter les auxiliaires des équipements stratégiques (pompes d'huile de graissage, dispositifs de sécurité....).
- ✓ Permettre l'arrêt méthodique et sans danger du complexe.
- ✓ Fournir l'énergie nécessaire au démarrage initial ou après un arrêt total du complexe.

Après la rénovation du complexe en 1996, la philosophie des trois sources de secours a été maintenue avec le rajout d'une ligne de 60 KV comme une source normale et secours.

Les sources de secours deviennent :

- GL2Z.
- Ligne 60 KV.
- Ligne 30 KV.

La ligne 30KV a été abandonné en 1997 suite à un amorçage électrique au niveau des jeux de barres du tableau 30KV et une défaillance au niveau des cellules disjoncteurs et actuellement indisponible

Elles sont connectées au tableau de secours à travers un panneau de verrouillage piloté par des automates programmables. [2]

I.3.2. Distribution d'énergie électrique :

Désignation de la sous-station	Zone alimentée
Sous-station #1	Train process 100/200
Sous-station #2	Train process 300/400
Sous-station #3	Train process 500/600
Sous-station #4	Unité de dessalement
Sous-station #5	Génération d'énergie
Sous-station #6	Pomperie GNL
Sous-station #7	Pompe eau de mer
Sous-station #8	La jetée
Sous-station #9	Bâtiment administratif
Sous-station #10	Bâtiment maintenance
Sous-station #11	Vaporiseur
Sous-station #12	Cantine
Sous-station #13	/
Sous-station #14	/
Sous-station #15	Terminal
Sous-station #16	Chaudière MHI
Sous-station #17	/
Sous-station #18	/
Sous-station #19	Bâtiment rénovation / formation
Sous-station #20	Unités d'électro-chloration
Sous-station #21	Salle de contrôle centrale (CCR)
Sous-station #22	/

Tableau I.1 : Sous-stations électriques du complexe GNL1/Z [1].

I.4. Le turbogénérateur :

Les turbines à vapeur, comme toutes les turbomachines, sont des appareils à écoulement continu, ce qui veut dire que, pour un régime de fonctionnement donné, l'état du fluide est invariable en tout point. Cette propriété leur permet de fonctionner avec des débits très importants et rend donc possible la réalisation de machines de grande puissance (pouvant dépasser un million de kilowatts), et cela avec un rendement élevé et avec toute la souplesse de réglage exigée par le fonctionnement des centrales électriques modernes. De plus, les turbines à vapeur se prêtent, dans des conditions économiques, à la production simultanée d'énergie électrique et de chaleur. Pour toutes ces raisons, ces machines jouent un rôle de tout premier plan dans la production d'énergie électrique, ce qui est le cas de la turbine installé au niveau du complexe GNL1/Z. [1]

I.4.1. La turbine :

La turbine 062-R-303T est une turbine à vapeur à condensation construite par Worthington, Turbo dyne Corporation, numéro de série : 29652, similaire aux deux autres turbines 062-R-301T et 062-R-302T, qui entraînent les trois génératrices de 18 MW chacune, alimentant le complexe GNL1/Z. [8]

Les caractéristiques techniques de la turbine :

Nombre d'étages	1 Curtis- 16 Râteau
Machine entraînée	génératrice de force électromotrice
Puissance nominale	18000 kW à 3000 tours/minute
Conditions de la vapeur d'admission	62,5 bars à 440°C
Conditions de la vapeur d'échappement	0,87 bars
Matériau de l'enveloppe	Acier au Carbone- Molybdène côté vapeur, Acier Marchand côté échappement
Masse du rotor	4 344 kg
longueur du rotor	4,0 m
diamètre de la plus grande roue	1,57m
Garniture d'étanchéité de l'arbre de turbine	8 bagues métalliques à labyrinthes côté vapeur ; 3 bagues métalliques à labyrinthes côté échappement
Régulateur de vite	Woodward EHPC de type électro hydraulique (4 à 20 mA / de 0 à 70 cm)
Pression d'huile de régulation de vitesse	6,52 bars
Pression d'huile de graissage des paliers	1,83 bar
Pompe à huile auxiliaire	entraînée par moteur électrique. La pompe se met en marche à 6,17 bars. Arrêt de la pompe à la main.
Dispositif de déclenchement de la turbine en cas de survitesse réglé à	3300 tours/mn
Dispositif de déclenchement de la turbine en cas de chute de la pression d'huile de graissage	se déclenche à 1,35 bar, réarmement à 1,48 bar. Commandé par la pression d'huile des paliers. Avertisseur de chute de pression d'huile des paliers : 1,48 bars
Avertisseur de chute de pression d'huile des paliers	1,48 bar
Avertisseur de chute de pression d'huile du régulateur de vitesse	régulé à 5,14 bars
Vanne d'accélération et de déclenchement	se déclenche à 2,72 bars, réarmement à 3,41 bars. Commandée par la pression d'huile du régulateur de vitesse
Disque de rupture éclate à	1,69 bar. Soumis à la pression d'échappement
Nombre de vannes d'admission de vapeur	5
Température de l'huile quittant le réfrigérant	49°C
Vanne électromagnétique de décharge pour déclencher la turbine quand elle est désexcitée.	

Tableau I.2 : Table des caractéristiques de la turbine [8].



Figure 1.7 : Le Turbo-alternateur.

I.4.2. Organe d'admission de vapeur VFR :

La vapeur arrive dans la turbine par la VFR (vanne à fermeture rapide) puis passe par les soupapes réglable, La vanne à fermeture rapide (VFR) est une vanne TOR (toute ou Rien) ; En cas d'un ordre de déclenchement, cette vanne ferme rapidement l'arrivée de la vapeur à la turbine et l'arrête. [1]

I.4.3. Description de l'alternateur :

Le turbo-alternateur 062-R-303 comprend un alternateur construit par Electric Machinery Company entraîné par une turbine à vapeur, construite par Turbo dyne Corporation L'alternateur est composé de :

I.4.3.1. Stator :

Une carcasse monobloc en acier épais supporte le poids des enroulements statoriques. Ces derniers sont mis en forme en 2 demi-sections pour les besoins de manutention, pendant les opérations d'assemblage. Chaque demi-enroulement est constitué de tiges de cuivre individuellement isolées et proprement formées, liées les unes aux autres pour éviter leurs mouvements. Les tiges sont superposées pour égaliser la tension induite dans chacune d'entre elles et pour uniformiser l'échauffement du bobinage.

Afin de relever la température des enroulements et les points les plus chauds des bobinages, des détecteurs sont montés entre les côtés inférieur et supérieur de l'enroulement. D'autres détecteurs sont fournis dans le circuit d'air et dans le palier côté excitatrice. [2]



Figure I.8 : Le stator de l'alternateur.

I.4.3.2. Rotor :

Le rotor forgé a les propriétés physiques nécessaires pour supporter les contraintes rencontrées dans un grand écart de températures et de charges. La pièce de forge subit un traitement thermique après le forgeage et est stabilisée après ébauchage. Des tests chimiques et mécaniques sont effectués pour s'assurer de l'intégrité du forgeage, en plus d'essais aux ultra-sons et des essais magnétiques.

Des encoches sont pratiquées par fraisage en escalier sur toute la longueur du corps du rotor, générant ainsi 2 pôles. Ce type de fraisage diminue les contraintes aux racines des dents, une des parties les plus critiques du rotor. Des rainures pour le blocage des bobines sont usinées avec précision dans les parois des encoches. D'autres encoches, prévues pour la ventilation sont situées sous les encoches des bobinages et sont d'une largeur inférieure à celles-ci.

Par ailleurs, une rainure est usinée sur toute la surface du rotor pour diminuer les pertes produites par les courants de surface et pour aider le refroidissement.

Des enroulements rotoriques sont montés avec précision dans les rainures du rotor. Leurs boucles extrêmes sont retenues contre les forces centrifuges par des anneaux de maintien, qui empêchent donc les déplacements et les déséquilibres.

Des ventilateurs axiaux en acier sont montés à force et clavetés à chaque extrémité du rotor, au delà des anneaux de maintien. Chaque ventilateur est soumis à un essai de survitesse et est équilibré avant son montage sur le rotor.

La masse du rotor est égale à 8 125 kg, sa longueur est de 5,8m, son diamètre 0,914m, la longueur d'un palier à l'autre est de 4,6m. [1]



Figure I.9 : Le rotor de l'alternateur.

I.4.3.3. Palier :

L'alternateur est construit avec un palier du type lisse supporté, étudié avec une portée sphérique pour assurer un alignement automatique. L'huile de lubrification du palier est fournie par le circuit de graissage de la turbine. Des garnitures à labyrinthe et des déflecteurs, situés à l'entrée de l'arbre, empêchent l'huile ou la vapeur d'huile de fuir. [1]

I.4.3.4. Excitatrice :

Le système d'excitation est constitué d'un générateur à courant alternatif à haute fréquence et haute tension, avec un ensemble tournant de diodes et de fusibles, ainsi que la filerie qui relie la sortie en courant continu des diodes aux bobines inductrices. Ce système est sans balais. Le système d'excitation à diodes tournantes est très fiable et son entretien est des plus simples. [1]



Figure I.10 : L'excitatrice de l'alternateur.

I.4.3.5. Frette :

Le contenu électrique du rotor (bobinages, isolation, calage...) n'a aucune capacité de résistance aux forces d'éclatement centrifuge et doit donc être accroché sur le rotor par un ensemble de pièces de maintien : les cales de fermeture des encoches et les frettes. Les connexions frontales des enroulements de l'inducteur et de l'amortisseur sont frettées par des cylindres en acier à très haute résistance constituant le métal le plus noble employé. C'est un acier à 18% de chrome et 18% de manganèse. Les frettes sont amagnétiques et sont placées en porte-à-faux sur les bords du fût du rotor. [1]

I.4.3.6. Mode de refroidissement :

Les deux ventilateurs placés de chaque côté du rotor font circuler continuellement de l'air au travers du rotor et des échangeurs de chaleur intégrés. La chaleur provenant du rotor et du stator est dissipée dans les échangeurs à circulation d'eau froide continue, des échangeurs de chaleur sont montés horizontalement à l'intérieur du stator de l'alternateur. Ils sont constitués de boîtes pour le refroidissement de l'air. Une partie de l'air refroidi est utilisée pour le refroidissement du rotor et l'autre partie traverse radialement l'enroulement statorique pour que le stator soit uniformément refroidi. Des déflecteurs sont installés pour diriger le débit d'air dans le sens de rotation du rotor. [1]

I.4.3.7. Déflecteur d'air et garnitures d'étanchéité :

Le rôle des déflecteurs est d'orienter l'air de refroidissement qui circule à l'intérieur de l'alternateur. [2]

I.4.3.8. Lubrification :

Comme précité, la lubrification de l'alternateur se fait par le système de lubrification de la turbine.

N.B : la carcasse de l'alternateur doit être soigneusement mise à la terre pour protéger le personnel dans le cas d'un défaut d'isolement. [1]

I.5. Le système de contrôle énergétique du complexe « PSSP » :

Le panneau de supervision du système d'énergie électrique (PSSP) est une console contenant deux automates programmables (PLC) avec des entrées et sorties superposées, des interrupteurs de contrôle doublés et des équipements de vérification de synchronisation pour contrôler le système d'énergie électrique du complexe GNL1/Z. Les opérations d'interface avec le PSSP sont réalisées par deux personnes utilisant les écrans "Homme/Machine Interface" (HMI).

Le panneau de Supervision (PSSP) contrôle automatiquement les générateurs du complexe et leurs interconnexions ainsi que le délestage de la majorité des charges électriques. Le PSSP incorpore aussi une configuration qui autorise le démarrage des pompes d'eau de mer sans actionner le système de délestage.

Le PSSP peut aussi faire, soit une synchronisation complètement automatique, ou soit complètement manuelle de chacun des générateurs ou du transformateur d'arrivée SONELGAZ 60KV par rapport au système énergétique. Le PSSP contrôle aussi la limitation de charge sur chaque générateur, le verrouillage des disjoncteurs pour rester dans les limites du courant de court-circuit autorisé, ainsi que l'arrêt d'un générateur présélectionné à être arrêté et un système d'affichage d'alarme et une consignation d'état pour l'historique à imprimer éventuellement. [6]

I.6. Régulateur de tension du TG (AVR) :

I.6.1 Rôle de L'AVR :

Parmi les rôles attribués à l'AVR est celui du maintien de la tension aux bornes de l'alternateur. Le circuit de régulation utilisé dans ce but est représenté de la façon simplifiée par la Figure 1.6



Figure I.11 : Le rôle de l'AVR.

L'AVR compare le signal de sortie aux bornes du générateur avec le signal de consigne et détecte l'écart, grâce à cette écart la tension au niveau de l'excitatrice varie pour maintenir la tension aux bornes du générateur stable. [6]

I.6.1.1. Principe d'excitation :

Pour connaître le principe d'excitation, il faut savoir que la valeur de la tension induite dans un enroulement d'alternateur dépend de trois facteurs essentiels qui sont :

- La vitesse de l'alternateur.
- L'intensité du champ magnétique.
- La longueur du conducteur placé dans le champ magnétique.

Etant donné que la vitesse de l'alternateur doit rester constante et que la longueur du conducteur est fixe, le facteur déterminant est l'intensité du champ magnétique, qui elle

dépend de l'intensité du courant de l'excitatrice qui lui-même dépend de la tension d'excitation du régulateur AVR.

Donc le principal rôle attribué à l'AVR est le réglage du signal d'excitation, comme c'est dans la Figure 2.5 on voit clairement le principe de l'excitation ainsi que les éléments qui entrent en jeux.

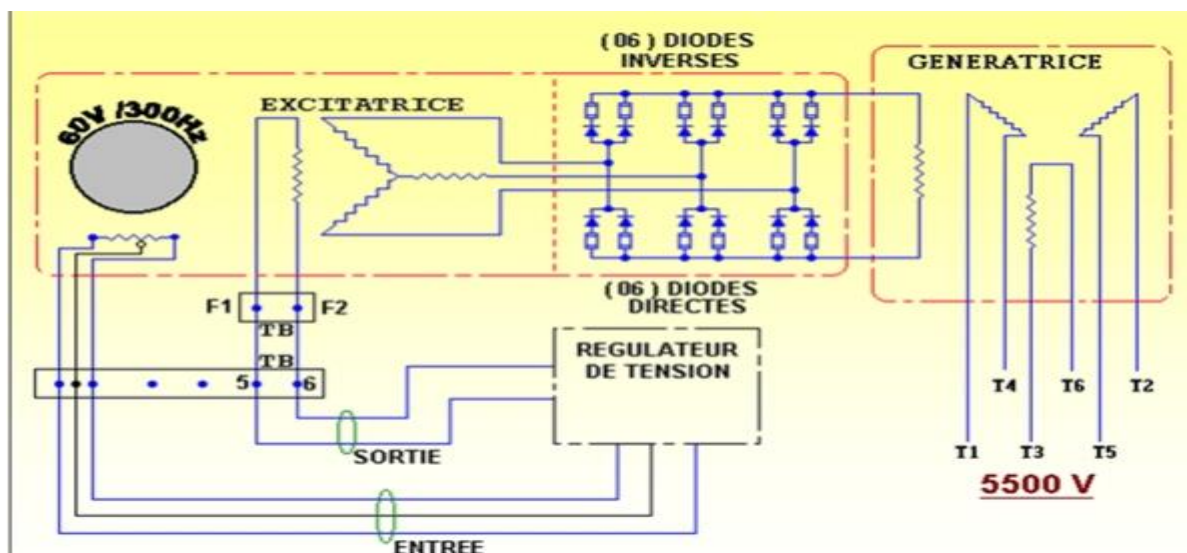


Figure I.12 : Principe d'excitation.

L'AVR prend à son entrée, grâce à deux transformateurs d'isolation, l'un pour la mesure de tension et l'autre pour la mesure de courant de la sortie du générateur et compare cette mesure à un signal de référence pour développer l'écart ; Par cette écart l'AVR fournit à sa sortie l'excitation nécessaire à l'excitatrice qui se trouve sur l'élément tournant de l'alternateur. Cette excitatrice utilise un redresseur à pont de diodes qui alimente une bobine à sa sortie, elle est responsable de la valeur de la tension de sortie du générateur qui doit être réglé à chaque fois que l'écart existe. [6]

I.7. WOORD WARD 505 (Régulateur de vitesse) :

Le WOODWARD 505 (WW 505) est un régulateur numérique à base de microprocesseur conçu pour commander les turbines à vapeur. Une commande à base de microprocesseur fournit une flexibilité considérable pour adapter le régulateur aux besoins spécifiques de commande. [6]

I.8. Système DCS (Distributed Control System) :

Lors de la rénovation du complexe GNL1/Z, un système DCS (Distributed Control System) de a été installé pour le contrôle et la surveillance des installations ; Le contrôle est réparti sur plusieurs équipements situés à des endroits différents et communiquent entre eux.

Le système DCS a pour rôle d'assurer le contrôle du procédé de liquéfaction du gaz naturel est cela dans les différentes zones (terminal, procédé, utilité) et la surveillance en contenu de l'état de fonction des installations à partir d'une salle de contrôle (CCR, PCB, terminal, SUB-16). [6]

I.8.1. Description du système DCS :

L'architecture de réseau DCS est liée à la disposition géographique des installations dans le complexe. Les installations du complexe GNL1/Z se répartissent géographiquement en plusieurs zones qui sont :

- Trois (03) zones procédé (Trains : 100/200, 300/400 et 500/600) ;
- Zone des utilités ;
- Zone des chaudières MHI/IHI (400T/h) ;
- Zone terminal (stockage et chargement GNL).

Pour chaque zone on a une salle de contrôle dans laquelle se situent les équipements de contrôle et de surveillance de ces installations. [6]

I.9. Fonctionnement du turbogénérateur :

Les trois TG'S peuvent fonctionner en îlotage ou en parallèle, pour contrôler le système énergétique du complexe (Figure I.13), on utilise de supervision du système d'énergie électrique.

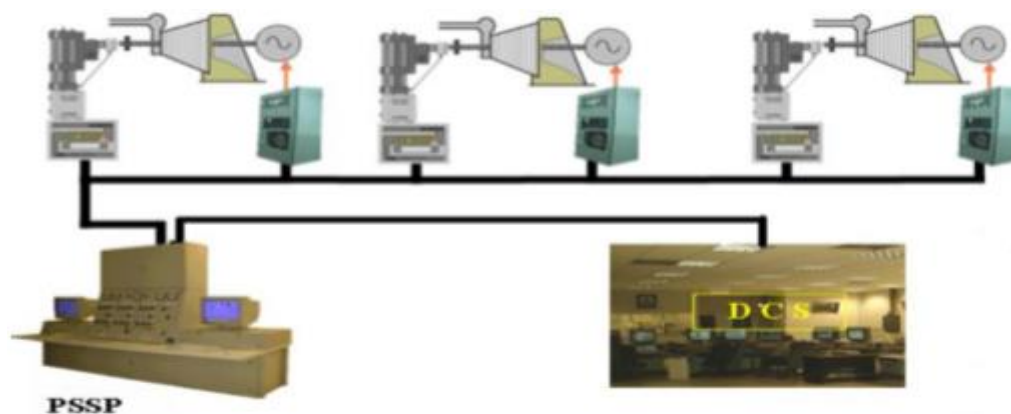


Figure I.13 : Fonctionnement en réseau des TGs.

La communication entre le PSSP et le DCS est assurée grâce à une passerelle de communication, la lecture des informations et des alarmes peut être à partir des deux systèmes, mais la commande ne peut être qu'à partir du PSSP. [6]

I.9.1. Mise en charge de TG :

La mise en charge d'un TG est réalisée par trois (03) étapes afin de maintenir la tension et la fréquence à l'intérieur des plages acceptables :

I.9.1.1. Démarrage :

Le démarrage des turbines du complexe est manuel en programmant le WW505 en démarrage manuel avec le mode « Idle/Rated », la procédure est la suivante :

1. Acquiescer toutes les alarmes et les déclenchements par une commande Reset ;
2. Lancer le démarrage par la commande RUN (s'assurer tout d'abord de la fermeture de la VFR) ;
3. La consigne de vitesse augmente de zéro jusqu'à la vitesse maximale de contrôle sur une rampe définie « rate to min ». En ce moment le WW505 ouvre les soupapes réglantes à leur maximum sur une rampe définie « valve limiter rate » ;
4. Ouverture manuelle progressive de la VFR. Une fois la vitesse minimale de control est atteinte, le PID de vitesse de WW505 prend le contrôle en agissant sur la position des soupapes d'admission, en ce moment l'ouverture de la VFR est à 100%.

La vitesse reste à la vitesse minimale de contrôle jusqu'à ce que l'opérateur agisse pour valider la commande « Idle/Rated » qui permet de **d'augmenter** la vitesse jusqu'à la valeur nominale en évitant les vitesses critiques.

La figure (I.14) Ci-dessous montre les différentes étapes de contrôle de vitesse lors du démarrage de la turbine. [7]

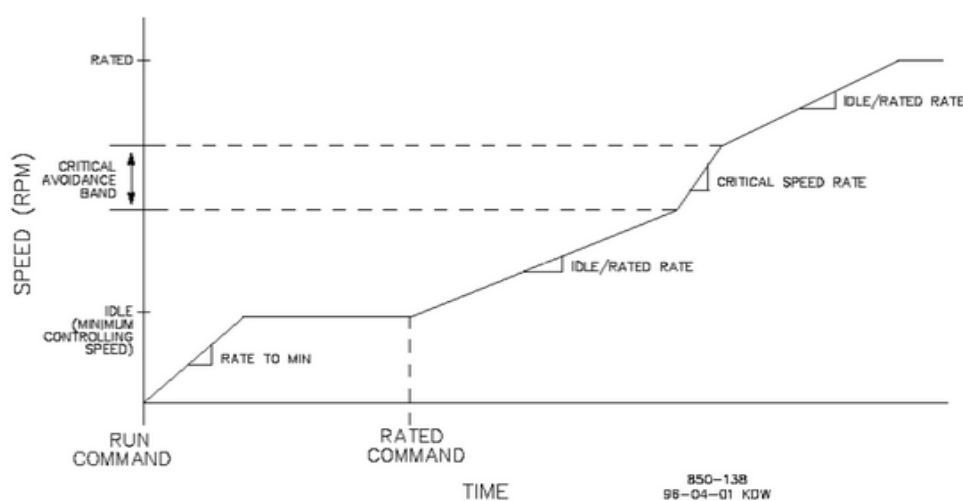


Figure I.14 : Démarrage TG en mode Idle/Rated.

I.9.1.2. Régulation de la tension produite :

Est contrôlée par le régulateur AVR qui agit sur le courant d'excitation de l'alternateur. La mise en service de l'AVR est validée dès que la turbine atteint une vitesse 2800 tr/min. [6]

I.9.1.3. Régulation de la fréquence :

Celle-ci est assurée par le régulateur WW505 par le contrôle de vitesse de la turbine lorsqu'elle est supérieure à 2850 tr/min. [6]

I.9.1.4. Stabilité du TG:

La stabilité en régime dynamique du réseau est son aptitude à éviter tout régime oscillatoire divergent et à revenir à un état stable acceptable à la suite d'une perturbation brutale ayant entraîné une modification provisoire (cas d'un court-circuit) ou définitive (ouverture d'une ligne) de sa configuration. Ceci inclut l'intervention éventuelle des protections et automatismes divers en fonction des perturbations envisagées.

I.9.1.4.1. Stabilité statique :

Une machine synchrone peut être représentée par le schéma de la figure (1.9.1.3.1/a) avec :

R_s : résistance statoriques, X_s : réactance directe statoriques,

E_s : f.e.m. statorique créée par l'enroulement d'excitation rotorique,

U_s : tension aux bornes du stator en charge.

Le diagramme vectoriel correspondant est celui de la figure (I.15) : l'angle interne δ de la machine est défini comme l'angle entre les vecteurs $U \rightarrow$ et $E \rightarrow$. Cet angle est égal à celui dont le rotor est décalé par rapport à sa position de fonctionnement à vide (si $I = 0$, $\delta = 0$). En négligeant R , un calcul rapide montre que la puissance électrique active transmise au réseau se calcule par :

$$p = \frac{E \cdot U \cdot \sin \delta}{X}$$

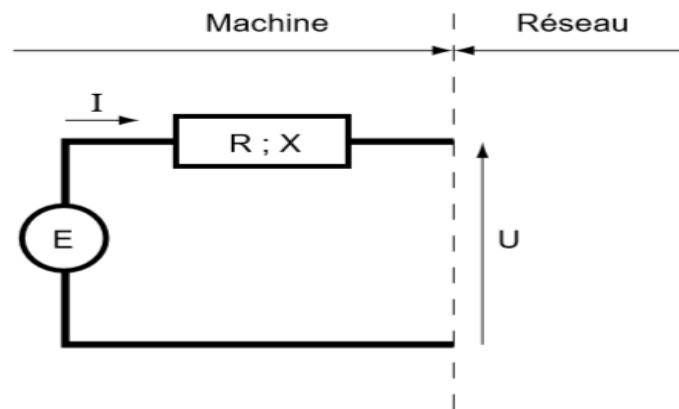


Figure I.15 : Schéma d'une machine synchrone [4].

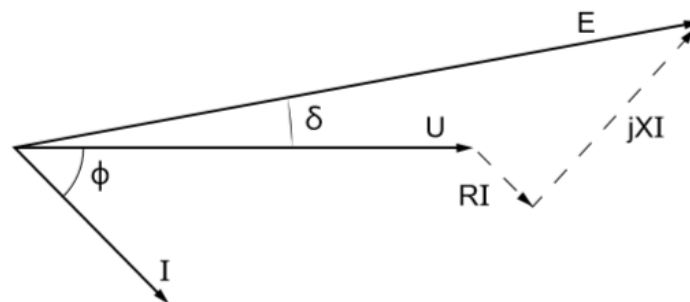


Figure I.16 : Diagramme vectoriel correspondant à la machine synchrone [4].

Il est clair que la puissance électrique transmise au réseau est limitée à la valeur de $\frac{E.U}{X}$ valeur qui est atteinte pour $\delta = 90^\circ$. On peut représenter P en fonction de δ (figure I.17). Sur ce schéma la puissance mécanique P_m , fournie par la machine entraînée (turbine), est représentée par une droite horizontale. Le point de fonctionnement est donné par l'intersection de cette ligne horizontale avec la sinusoïde. En fait deux points de fonctionnement A et B sont possibles. Partant de A et si, pour une raison quelconque, l'angle δ augmente, la puissance transmise au réseau va augmenter, et donc la machine va ralentir, ce qui fait diminuer δ , le point de départ est retrouvé : le fonctionnement est stable. Un raisonnement identique montre que le point B est instable, comme tout point sur la partie rectiligne de la courbe. En ne supposant plus que $R = 0$, la limite pour δ est un angle ψ tel que : $\text{tg}\psi = \frac{X}{R}$.

La stabilité statique d'un alternateur peut être énoncée selon deux considérations pratiques complémentaires :

- ❖ le fonctionnement n'est stable que si l'angle interne δ reste inférieur à un angle limite proche de 90° ,
- ❖ la puissance active transmise au réseau est limitée. Elle est maximale lorsque la limite de stabilité est atteinte.

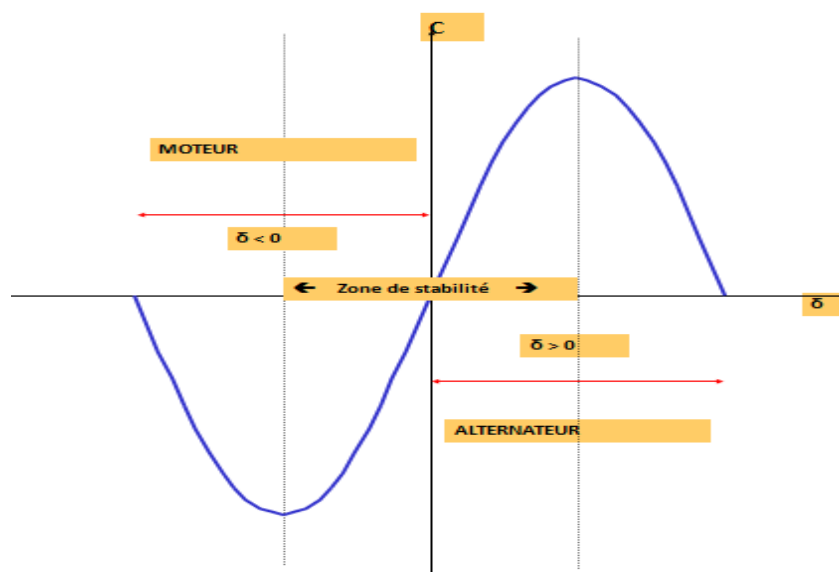


Figure I.17 : Puissance générée par un alternateur en fonction de l'angle interne [5].

I.9.1.4.2. Stabilité dynamique :

Les problèmes de stabilité dynamique résultent du passage de la machine d'un état stable à un autre. Considérons le cas d'un à-coup de puissance sur la turbine : celle-ci passe brusquement d'une puissance fournie P_1 à une puissance fournie P_2 (fig. I.18). L'augmentation lente de la puissance de P_1 à P_2 ferait passer lentement du point A au point C en restant sur la courbe.

Mais l'application brusque de cet échelon de puissance n'est pas possible. Il est en effet impossible, compte tenu des inerties mécaniques, de passer d'un angle δ_1 à un angle δ_2 brusquement. D'où le passage instantané du point A au point B; ensuite l'angle δ augmente de δ_1 à δ_2 . Mais en arrivant au point C la stabilisation n'est pas immédiate, l'inertie amène jusqu'au point D. De celui-ci, la décélération jusqu'au point C finit par stabiliser le phénomène, après éventuellement quelques oscillations. Les calculs concernant les énergies montrent que la position du point E est définie par la loi des aires : les aires ABC et CDE sont égales. En conséquence, l'angle interne maximal δ_{\max} . Peut être supérieur à 90° de façon transitoire. La limite de stabilité dynamique est donc plus élevée que la limite de stabilité statique.

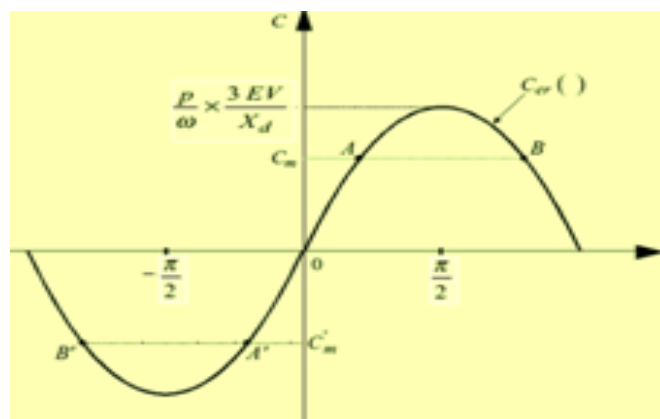


Figure I.18 : Déplacement du point de fonctionnement de l'alternateur suite à une augmentation de la puissance mécanique [5].

Toutefois, il peut arriver que la différence entre P_1 et P_2 soit tellement importante que la loi des aires ne puisse plus s'appliquer (fig. I.19.). Il n'y a pas de point D qui corresponde à la loi des aires. L'alternateur accélère du point B au point C, puis jusqu'au point X : à ce point, il continue à accélérer en restant sur la courbe et la puissance transmise au réseau diminue. Si le réseau est alimenté par d'autres sources, il y a perte de synchronisme par survitesse.

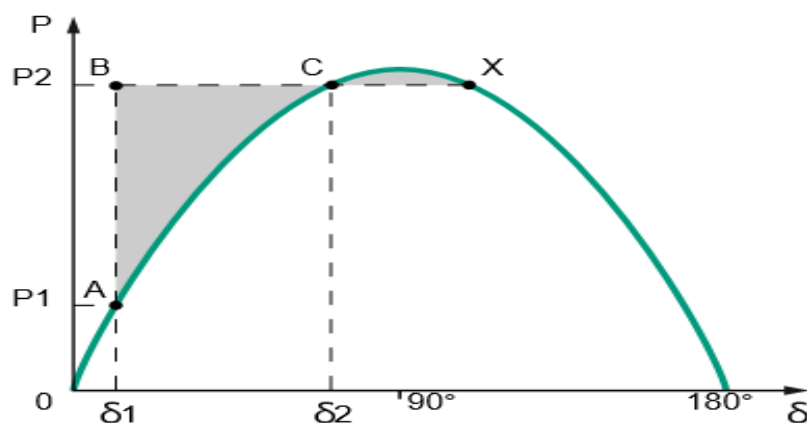


Figure I.19 : Instabilité (survitesse), suite à un échelon de puissance mécanique [4].

Il en découle deux remarques importantes :

- les risques de pertes de stabilité dynamique sont liés à des changements d'états importants et brusques du réseau ou de la turbine,
- les risques de pertes de stabilité dynamique sont d'autant plus importants que la puissance fournie par la machine synchrone est proche de la limite de stabilité statique.

Cette constatation s'exprime par la notion de puissance synchronisante $P_s = \frac{dP}{d\delta} = \frac{EU}{X} * \cos\delta$ qui montre que pour une variation donnée de la puissance appelée, la modification de l'angle électrique est d'autant plus faible que l'angle est petit. A noter qu'en réalité dans le régime transitoire, intervient en plus de X les réactances transitoires et subtransitoires des machines, qui prennent en compte les variations temporelles de flux.

Mais les régulations de vitesse et de tension jouent un rôle capital pour améliorer le comportement du groupe face au réseau. [4]

I.10. La protection de turbogénérateur :

Les actions provoquées peuvent être de nature différente, visant 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.

Les relais de protection, les fusibles et les disjoncteurs mis au point par les ingénieurs depuis plusieurs décennies permettent une surveillance continue du bon fonctionnement du réseau visé et assurent que les fautes sont isolées rapidement avec le minimum de pertes de production et de matériel.

Les systèmes de protection associés aux disjoncteurs ont pour mission de garantir la sécurité de l'installation tout en assurant la meilleure continuité de la distribution de l'énergie. Au niveau de la protection, cette mission se traduit par deux événements :

1. Premier événement redouté : le non déclenchement de la protection.

Les conséquences d'un défaut non éliminé peuvent être catastrophiques (risque pour les personnes, destruction de postes électriques, perte de production...). Pour la sécurité de l'exploitation, L'équipement de protection doit détecter sélectivement et au plus vite les défauts du réseau électrique. Cet événement peut être évité en améliorant la disponibilité de la protection.

2. Deuxième événement redouté : le déclenchement intempestif de la protection.

La continuité de la fourniture d'énergie est impérative aussi bien pour un industriel que pour un distributeur d'électricité. Un déclenchement intempestif dû à la protection peut générer des

pertes financières considérables (arrêt de production, coût d'énergie non distribuée...). Cet événement peut être évité en améliorant la sécurité de la protection.

Dans ce qui suit, les défauts sont distingués d'après leur origine, soit **interne** à la machine concernée, soit **externe**. [3]

1.10.1. Les défauts d'origine internes :

↳ **La mise à la masse du stator** : Le point neutre de l'alternateur est raccordé à la terre par une résistance. Le défaut à la masse, qu'il ait son origine sur un enroulement statorique ou sur le bobinage primaire du transformateur principal doit être éliminé très rapidement, les dommages pouvant devenir très graves s'ils atteignent le circuit magnétique.

↳ **Défauts entre phases** : Dans les encoches du circuit magnétique, un défaut entre phases est toujours accompagné, ou précédé, par un défaut à la masse. Le principe utilisé répond au critère de détection directe. Sur chaque phase, un relais mesure la différence des courants I_1 et I_2 , entrant et sortant de cette phase. Cette différence, due au courant de défaut, est rapportée au courant circulant dans la phase.

↳ **Défauts entre spires d'une même phase** : L'installation d'une protection contre les défauts entre spires d'une même phase résulte d'une évaluation économique de son intérêt, car la tension maximale entre conducteurs voisins, beaucoup plus faible qu'entre conducteurs de phases différentes, rend un tel défaut assez peu probable. De plus, ceux-ci sont tous isolés pour supporter la tension maximale de la machine.

Si un tel défaut apparaît, il est quasi certain qu'il évoluera très vite en défaut à la masse, en particulier s'il est situé dans une encoche du circuit magnétique.

↳ **Mise à la masse de l'enroulement rotorique** : L'enroulement rotorique étant à potentiel flottant, le court-circuit à la masse en un point n'a pas de conséquences électriques immédiates sur le fonctionnement de l'alternateur. Toutefois, en fixant les potentiels par rapport au fer du rotor, il risque d'affranchir un second défaut latent qui entraînerait alors un court-circuit entre les polarités dont les conséquences risqueraient d'être grave (fusion de l'arbre, vibrations excessives dues au déséquilibre magnétique). [1]

1.10.2. Les défauts d'origine externe :

↳ **Surintensités au stator** : Comme son nom l'indique, c'est le dépassement de l'intensité appelée. Elle peut être due à la surcharge par accumulation des récepteurs ou bien par l'apparition d'un court-circuit.

↳ **Marche en moteur synchrone (retour d'énergie)** : Le fonctionnement en moteur synchrone de l'alternateur ne présente aucun inconvénient pour celui-ci, mais peut créer

des dommages à l'organe d'entraînement en cas de durée prolongée : échauffement des ailettes de turbines à vapeur.

- ↪ **Surtensions du stator** : Les surtensions aux bornes du stator sont principalement dues à un fonctionnement défectueux de la régulation de tension, éventuellement concomitant avec des manœuvres sur le réseau (insertion de condensateurs proches, perte brusque de la charge) ou un niveau de tension initial du réseau relativement élevé.
- ↪ **Baisses de tension** : Le fonctionnement à basse tension n'a pour conséquence qu'une augmentation du courant statorique, à puissance fournie constante. Cette *surcharge* étant couverte par la protection contre les surintensités au stator. [1]

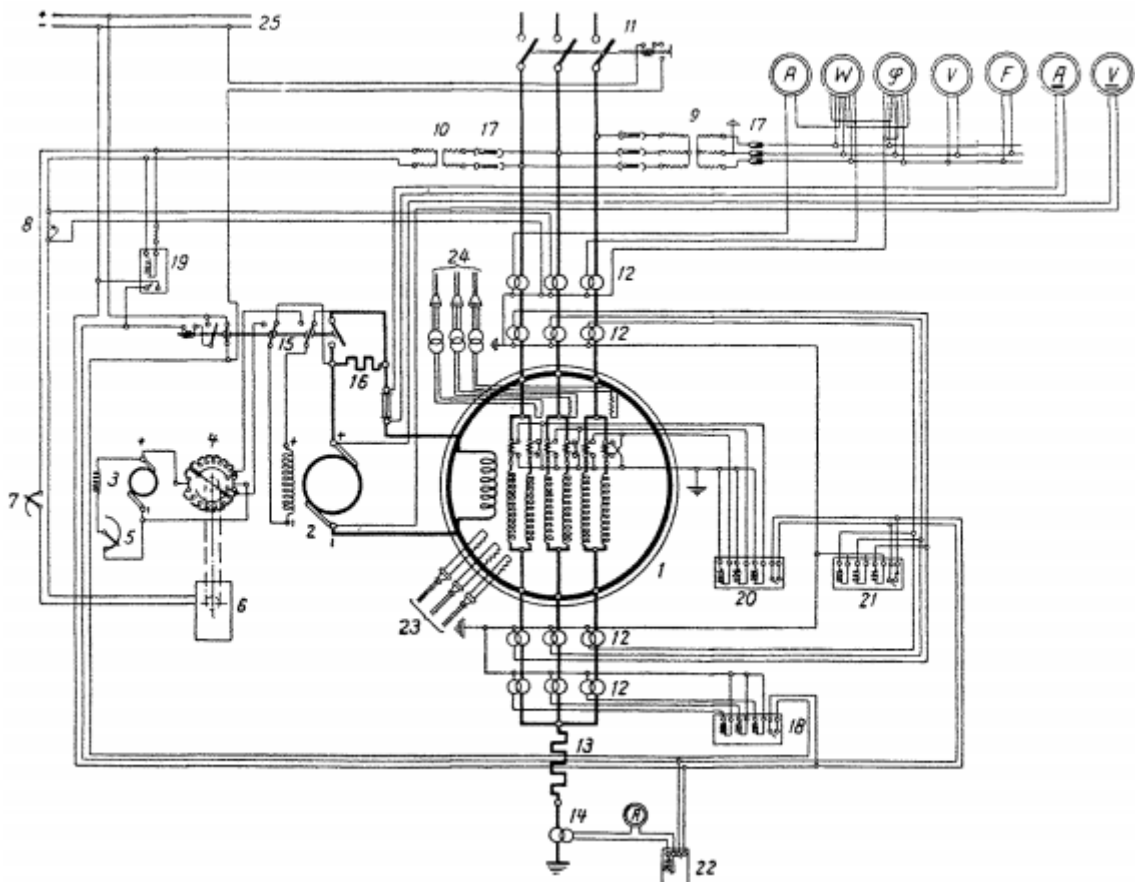


Figure. I.20 : Schéma de la protection complète d'un alternateur triphasé.

1	Alternateur triphasé
2	Excitatrice principale
3	Excitatrice auxiliaire
4	Résistance d'excitation
5	Résistance shunt
6	Régulateur de tension
7	Résistance d'ajustage

8	Résistance compound
9	Transformateur de tension triphasé
10	Transformateur de tension monophasé
11	Interrupteur à huile
12	Transformateur d'intensité
13	Résistance de mise à la terre du point neutre
14	Transformateur d'intensité du " point neutre
15	Interrupteur de désamorçage
16	Résistance de désamorçage
17	Coupe-circuits pour transformateur de tension
18	Relais à courant maximum
19	Relais à tension maximum avec résistance série
20	Protection contre les courts-circuits entre spires
21	Relais différentiel
22	Relais de courant à la terre
23	Mesure à distance de la température du fer du stator
24	Mesure de la température du cuivre du stator
25	Courant auxiliaire

I.10.3. Les relais de protection :

Ce sont les surveillants de la sécurité ou mieux encore, les "sentinelles silencieuses".

Le rôle des relais de protections électriques des alternateurs et moteurs est de détecter, parmi les différents défauts possibles, ceux d'origine électrique, et d'élaborer les actions nécessaires de signalisation et d'ouverture du dispositif de coupure reliant l'appareil au réseau. [3]

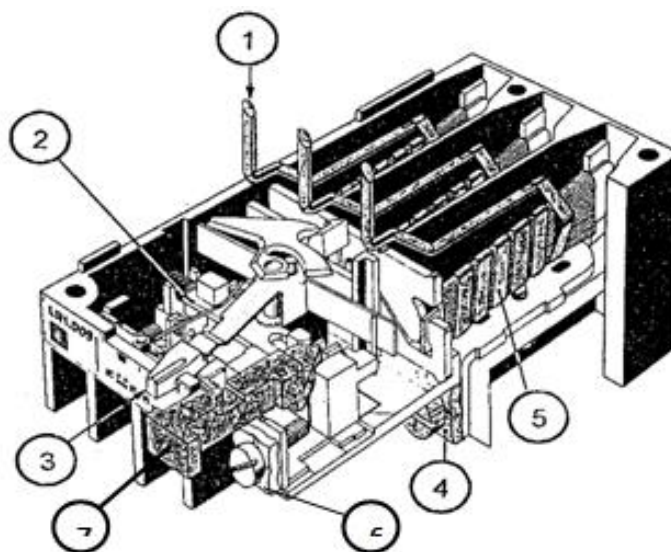


Figure I.21 : Schéma du relais de protection.

Constitution :

①	Arrivé du courant
②	Système de déclenchement
③	Réglage du calibre de déclenchement
④	Départ courant
⑤	Élément bimétallique
⑥	Contact auxiliaire
⑦	Bouton de réarmement

Il existe pourtant un ensemble de fonctions que peuvent accomplir les relais existants, et ces fonctions ont été codifiées dans la norme C37.2. Chaque relais ou fonction possède un numéro qui lui est propre. On va les voir dans le chapitre II.

I.10.4. Les disjoncteurs :

Un disjoncteur est un appareil qui peut ouvrir et fermer un circuit de façon non automatique et qui peut ouvrir un circuit automatiquement lors d'une surcharge prédéterminée sans dommages à lui-même s'il est utilisé à l'intérieur de ses spécifications.

Il possède un avantage marquant sur le fusible car il ouvre les trois phases simultanément comparativement au fusible qui opère essentiellement sur une seule phase.

Il existe plusieurs sortes de disjoncteurs pour application dans les réseaux de transport et de distribution et on les classe par le moyen utilisé pour éteindre l'arc: à l'huile, à l'air forcé, au SF6.....etc.

Pour la protection des circuits industriels, l'usage des disjoncteurs présente des avantages car il n'est pas détruit après opération et peut être remis en circuit manuellement après avoir vérifié que la cause du déclenchement est disparue. [3]

Conclusion :

Dans ce chapitre ont a présenté le réseau électrique du complexe GNL1/Z, les sources d'énergie électrique, et le système de gestion, de supervision et de régulation. Plus de système de protection en cas de défauts l'alternateur doit être rapidement déconnecté du réseau.

Chapitre II

Introduction :

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

Le rôle des relais de protections électriques des alternateurs est de détecter, parmi les différents défauts possibles, ceux d'origine électrique, et d'élaborer les actions nécessaires de signalisation dans et d'ouverture du dispositif de coupure reliant l'appareil au réseau.

Dans ce qui suit, les défauts sont distingués d'après leur origine, soit interne à la machine concernée, soit externe. Les actions provoquées peuvent être de nature différente, visant 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.

Après un rappel sur la constitution des machines, les défauts d'origine électrique sont décrits. On associe, généralement, un relais donné à un type de défaut, en technique analogique et numérique. Cependant, les techniques numériques permettent, aujourd'hui, de regrouper différentes fonctions de mesure, d'action et de surveillance dans un même équipement, alimenté par les réducteurs de mesure adéquats.

II.1. Causes de déclenchement du turboalternateur :

II.1.1. Alternateur :

1. L'alternateur se déclenche à cause de :
2. Niveau de vibrations élevé;
3. Différentiel phase : si la tension aux bornes des différentes phases n'est pas la même;
4. Basse fréquence : lorsque la fréquence chute en-dessous de 46 Hz;
5. Perte d'excitation;
6. Elévation anormale de la température du stator;
7. Chute de la résistivité de l'isolement électrique;
8. Retour d'énergie électrique : ce problème apparaît lorsqu'il y a inversion du sens du courant électrique du réseau vers l'alternateur, ce dernier se comporte comme un moteur entraînant l'arbre de la turbine pouvant provoquer sa torsion;

9. Séquence négative;
10. Surcharge électrique : due à l'augmentation de la tension d'excitation;
11. Défaut à la terre;
12. Augmentation de la température de l'air de refroidissement. [8]

II.1.2. Turbine :

1. Survitesse (≥ 3300 tr/mn) ;
2. Chute de pression de l'huile de lubrification ($\leq 1,35$ bar) ;
3. Chute de pression de l'huile de commande ($\leq 2,72$ bar) ;
4. Elévation anormale de la température des paliers (≥ 99 °C) ou celle de l'huile (≥ 90 °C);
5. Déplacement axial (entre 0,010" et 0,015") ;
6. Augmentation de la pression de l'échappement ($\geq 0,87$ bar) ;
7. Niveau élevé des vibrations : niveau alarme : 0,0025", niveau déclenchement : 0,004" ;
8. Dilatations élevées (différentielle et absolue) ;
9. Niveau ballon de chaudière : niveau bas ou haute [8].

II.2. Système de protection :

Lorsqu'un défaut ou une perturbation se produit sur un réseau électrique, il est indispensable de mettre hors tension la partie en défaut à l'aide d'un système de protection. Ce dernier est un ensemble de dispositifs destinés à la détection des défauts et des situations anormales des réseaux afin de commander le déclenchement d'un ou de plusieurs éléments de coupures pour limiter les dégâts qui peuvent être causés par le défaut, les qualités principales d'un système de protection.

Dans la conception de systèmes d'alimentation électrique, le code ANSI (norme ANSI / IEEE C37.2) désignent les fonctions d'un dispositif de protection (comme un relais ou disjoncteur). Ces types de dispositifs protègent les systèmes et composants électriques contre les dommages lors d'un événement indésirable, comme une panne électrique. Le code ANSI est utilisé pour identifier les fonctions des dispositifs représentées sur un diagramme schématique. (annex A) [9]

II.2.1. Rapidité :

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

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

II.2.2. Sélectivité :

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

- La sélectivité ampérométrique par les courants.
- La sélectivité chronométrique par le temps.
- La sélectivité combinée par échange d'informations.
- La sélectivité à pour but d'assurer d'une part la continuité de service d'alimentation en énergie électrique et d'autre part la fonction secours entre les protections. [3]

▶ Sélectivité chronométrique

Elle consiste à affecter différentes temporisations aux réglages des diverses protections ampérométrique échelonnées le long du réseau. Plus le relais est proche de la source, plus la temporisation est importante. Le défaut est détecté par toutes les protections (A, B, C et D). La protection temporisée D ferme ses contacts plus rapidement que celle installée en A. [3]

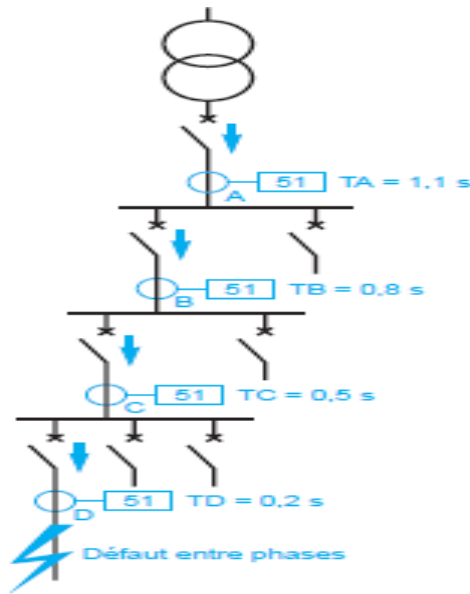


Figure II.1 : Schéma d'une sélectivité chronométrique.

► **Sélectivité ampérométrique**

Elle est basée sur le fait que, dans un réseau, plus le défaut n'est éloigné de la source, plus son intensité n'est faible. [3]

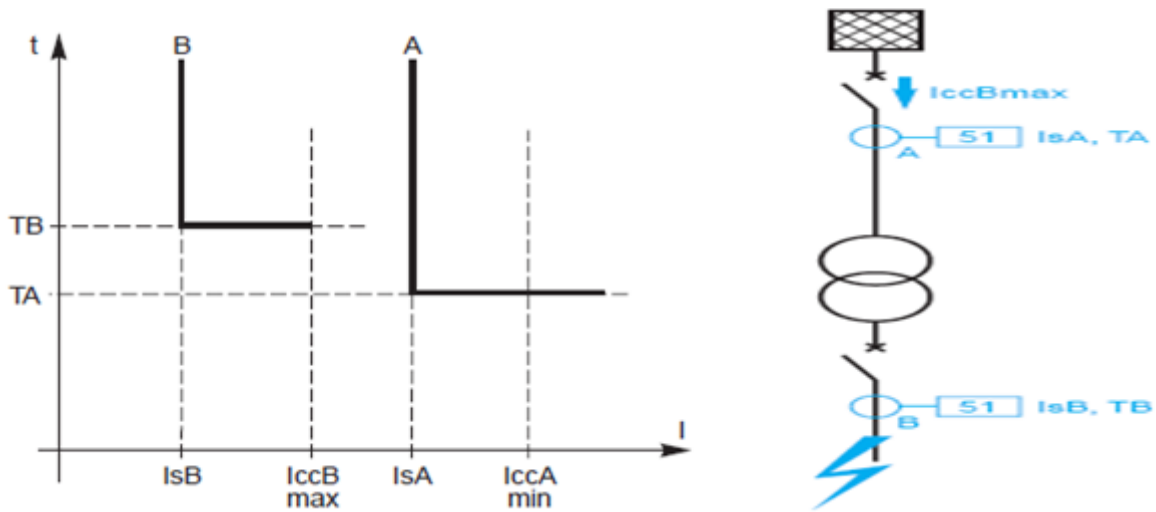


Figure II.2 : Schéma électrique d'une sélectivité ampérométrique.

► **Sélectivité combinées : Amp. + chrono**

L'exemple montre que l'on définit à la fois :

- ✓ une sélectivité ampérométrique entre A1 et B,
- ✓ une sélectivité chronométrique entre A2 et B.

On obtient alors une sélectivité totale, et la protection en A assure le secours de la protection B. [3]

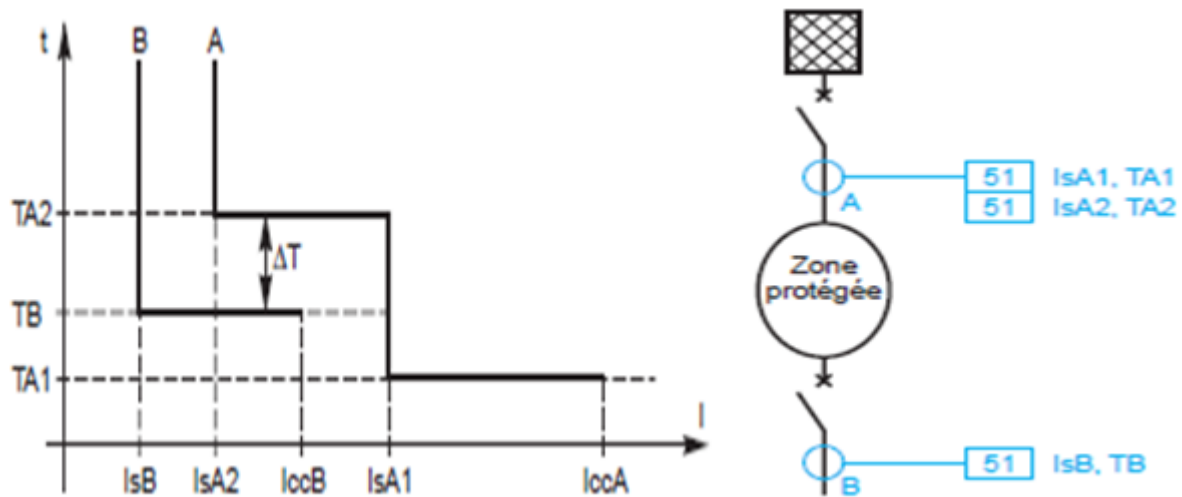


Figure II.3 : Schéma électrique d'une sélectivité combinée.

II.2.3. Sensibilité :

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

- Le courant maximal qui est fixé par le dimensionnement des installations et est donc parfaitement connu,
- Un courant minimal dont la valeur est très difficile à apprécier et qui correspond à un court-circuit se produisant dans des conditions souvent exceptionnelles.
- La notion de sensibilité d'une protection est fréquemment utilisée en référence au courant de court-circuit le plus faible pour lequel la protection est capable de fonctionner. [3]

II.2.4. Fiabilité :

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

En effet, la fiabilité d'une protection, qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement incorrect c.-à-d. évité les déclenchements intempestifs, est une combinaison entre sûreté et sécurité, la sûreté est la probabilité de ne pas avoir de défaut de fonctionnement. Tandis que la sécurité est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement intempestif. [3]

II.3. Protection électromécanique :

Ces protections sont basées sur le principe d'un disque d'induction actionné par des bobines alimentées par des variables électriques du réseau via des transformateurs de courant et de tension. Un ressort de rappel réglable détermine la limite de l'action du disque sur un déclencheur (points de réglage). [9]

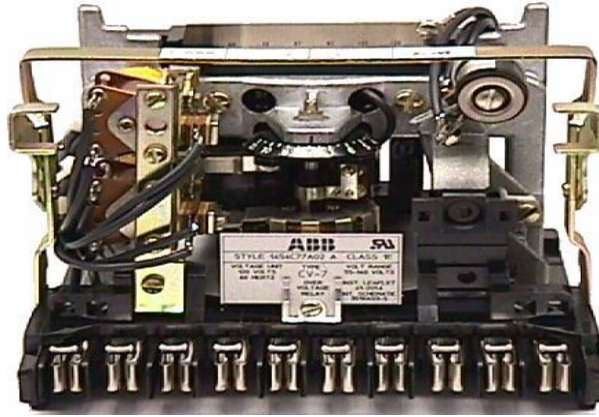


Figure II.4 : Relais électromécaniques.

II.3.1. Les différents relais utilisés pour la protection des turbogénérateurs :

Les types de relais utilisés pour la protection du turbo générateur sont électromécaniques, ces relais sont basés sur le principe d'un disque d'induction actionné par des bobines alimentées par les transformateurs de courant et de tension. Un ressort de rappel réglable détermine la limite de l'action du disque sur un déclencheur. Les équipements électromécaniques sont des assemblages de fonctions : détection de seuils et temporisation. Ils avaient l'avantage d'être robustes, de fonctionner sans source d'énergie auxiliaire et d'être peu sensibles aux perturbations électromagnétiques. [9]



Figure II.5 : Cellule de départ d'un turbogénérateur.

II.3.1.1. Protection contre les surcharges [49] :

Les surcharges provoquant un échauffement anormal des circuits statoriques doivent être éliminées avant que n'apparaissent des températures dangereuses pour la machine. En fonction de la puissance de celle-ci, la protection de surcharge pourra être assurée par un relais à maximum de courant, un relais à image thermique ou des sondes de température.

↳ **Relais TYPE DT-3 de Température et avec Echelle Graduée en Microns (49)**

▶ **Application:**

La principale application du relais type DT-3 est la protection des machines électriques contre une température excessive par mesure des variations de résistance d'une bobine-sonde installée dans les appareils à protéger. Le relais peut être utilisé pour la protection des transformateurs, des génératrices à courant alternatif ou continu et des moteurs contre les dégâts résultant des températures anormalement élevées. Le point ou les contacts du relais se ferment est réglable suivant une échelle graduée en degrés centigrades. Le fonctionnement des contacts du relais peut être utilisé pour ouvrir un disjoncteur, actionner un dispositif d'alarme ou de refroidissement ou tout autre moyen désiré.

Deux relais sont utilisés le **49AG** pour l'alarme et le **49G** pour le circuit de déclenchement du disjoncteur. [10]

▶ **Construction:**

Il consiste en un ensemble thermique et un dispositif à surintensité instantané.



Figure II.6 : Relais de surcharge thermique BL-1 (49).

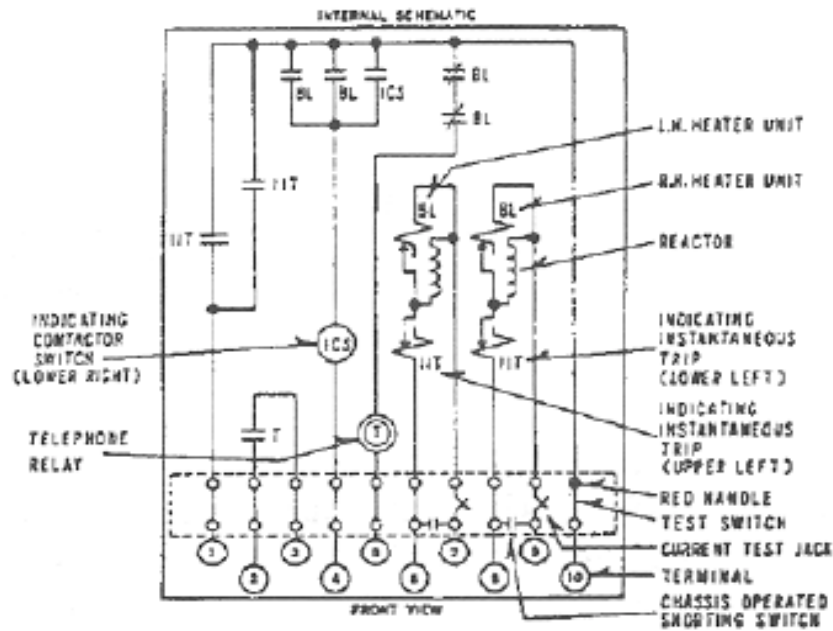


Figure II.7 : Schéma de relais de surcharge thermique BL-1 (49).

II.3.1.2. Protection contre les déséquilibres [46] :

Les alternateurs conçus pour alimenter des charges équilibrées ne supportent en permanence qu'un faible taux de déséquilibre et doivent être séparés du réseau si ce taux atteint une valeur trop élevée. La protection contre les déséquilibres est réalisée pour les alternateurs de puissance moyenne par un relais, qui en plus de son unité thermique alimentée par une combinaison des courants direct et inverse, possède une unité à maximum de courant inverse à temps dépendant.

↳ Relais TYPE COQ à Composante Inverse pour Générateurs (46N)

- ▶ **Application :** Le relais COQ est utilisé pour éviter des dégâts à une machine synchrone, dus à la composante inverse de courants de défaut. Deux variétés sont disponibles selon le point neutre est formé au relais ou ailleurs. [10]

II.3.1.3. Protection contre les retours de puissance [32] :

En principe, les alternateurs fonctionnant en parallèle avec d'autres sources doivent selon les conditions données par le constructeur, être protégés contre une éventuelle marche en moteur par un relais à retour de puissance active.

La puissance nécessaire pour qu'un alternateur fonctionne en moteur, varie de quelques pourcent de la puissance nominale dans le cas des groupes entraînés par des turbines à vapeur et jusqu'à 25% dans le cas des Diesel.

Pour cette raison, on utilise un relais très sensible dans le premier cas, et un relais moins sensible dans le deuxième cas.

↳ Relais à Retour D'énergie TYPE CRN-1 (32) :

► Application :

Le relais type CRN-1 est un relais temporisé monophasé commandé par le sens d'échange de puissance pour protéger les générateurs à courant alternatif contre le fonctionnement en moteur.

Quand une telle situation se présente et dure pendant un temps déterminé, le générateur peut être déclenché et une alarme mise en marche.

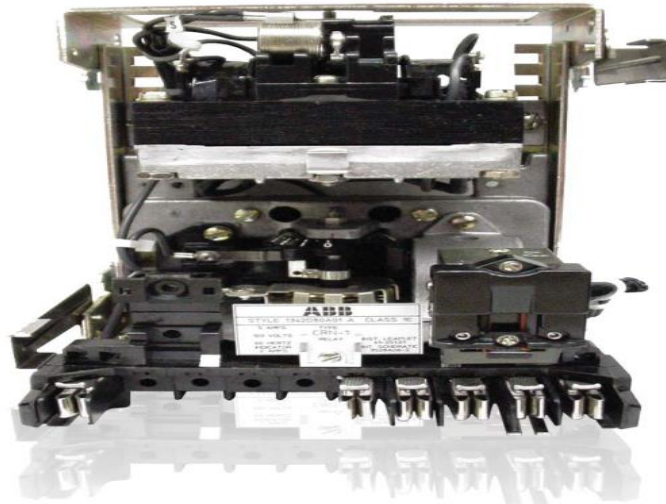


Figure II.8 : Relais contre le retour de puissance.

► Construction :

Le relais consiste en un élément directionnel, un élément temporisateur et un élément commutateur indicateur. [10]

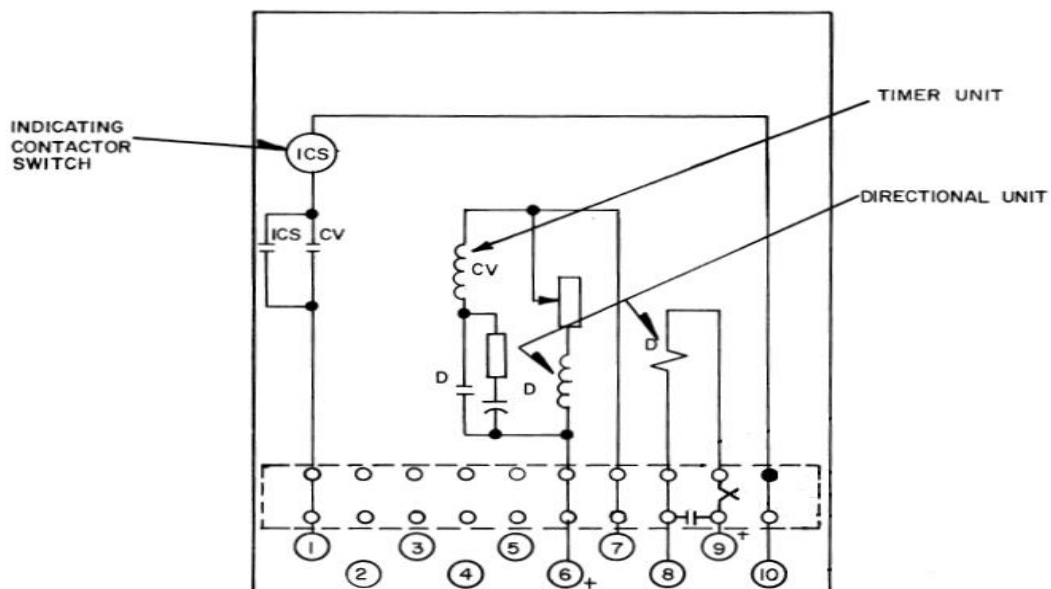


Figure II.9 : Schéma de relais de retour de puissance.

II.3.1.4. Protection contre les variations de fréquence [81] :

Pour les alternateurs de forte puissance en particulier, il est nécessaire de détecter une survitesse de la machine consécutive à un îlotage ou à un délestage et pouvant être dangereuse du fait des contraintes mécaniques subies par le rotor. Ce rôle est généralement confié à un relais à maximum de fréquence. Ce relais possède également un seuil fonctionnant à minimum de fréquence, qui peut être utilisé par exemple, pour commander un délestage.

↳ Relais de Détection de Chute de Fréquence TYPE KF (81) :

▶ Application :

Le relais de type KF est un relais rapide de détection de chute de fréquence qui permet le décèle rapide de la surcharge d'un réseau, une charge excessive peut ainsi être éliminée. Ce relais est particulièrement indiqué pour des zones relativement isolées ou une surcharge importante (c'est-à-dire supérieure à 50%) peut apparaître lors du déclenchement d'une ligne d'interconnexion.

II.3.1.5. Protection contre les perturbations de la tension [27] :

Dans les cas où des relais à maximum de courant classiques (sans contrôle de tension) sont employés et lorsque de nombreux moteurs asynchrones sont utilisés, il est indispensable d'utiliser un relais à minimum de tension. En cas de séparation de tout ou partie de la charge, la tension aux bornes de l'alternateur croît brusquement pour se rapprocher de la valeur de la f.e.m. interne. Normalement le régulateur de tension agit sur l'excitation pour annuler cette élévation de tension. Il est cependant nécessaire de disposer d'un relais à maximum de tension légèrement temporisé pour pallier aux défaillances du système.

↳ Relais de Minimum de tension (27/27D) :

▶ Application :

Une protection à minimum de tension peut être mise en œuvre pour:

- Eviter le fonctionnement de l'alternateur à tension réduite, ce qui provoquerait un ralentissement et un échauffement anormal du générateur.
- Eviter la réalimentation de l'alternateur après une microcoupure, ce qui conduirait à redémarrer l'ensemble des alternateurs, et aussi la possibilité de casse des arbres. [10]

II.3.1.6. Protection contre les pertes d'excitatrice [40] :

Cette protection est assurée par un relais d'impédance de type [40]. Grâce à sa temporisation, le relais reste insensible aux oscillations de puissance consécutives à l'élimination d'un défaut violent sur le réseau, tout en détectant la perte d'excitation caractérisée par l'absorption de puissance réactive de la marche en asynchrone.

↳ Relais de Détection de Manque de Champ TYPE KLF (40)

▶ Application :

Le relais KLF est un relais monophasé à connecter du côté C.A d'une machine synchrone, il contient 3 dispositifs raccordés de telle manière que le fonctionnement de deux dispositifs enclenche une alarme avertissant l'opérateur d'une condition de faible excitation, tandis que le fonctionnement subséquent du troisième dispositif alimente le circuit de déclenchement. [11]

II.3.1.7. Protection contre les défauts enrroulements statoriques [51] :

Le défaut à la masse, qu'il ait son origine sur un enrroulement statoriques ou sur le bobinage primaire du transformateur principal (et de celui de soutirage dans le cas d'un soutirage amont) doit être éliminé très rapidement, les dommages pouvant devenir très graves s'ils atteignent le circuit magnétique. La protection la plus courante répond au principe de détection directe. Le courant de défaut est mesuré dans la connexion du point neutre à la terre, à travers une résistance de limitation. Le courant traversant le défaut est donné par la formule :

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

Avec :

$I_{\text{déf}}$: courant de défaut,

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

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

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

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

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

↳ Relais de Surintensité TYPE CO-6 (51GN)

▶ Application :

Ces relais de surintensité à induction sont utilisés pour couper des circuits ou appareillages ou le courant dépasse une certaine valeur. Lorsqu'on peut disposer d'une batterie (48 volts ou au

dessus), on utilise normalement le relais du type à fermeture de circuit pour déclencher le disjoncteur. Ce relais sur la figure est de type CO-6 à temps minimum défini.



Figure II.10 : Relais contre les défauts enroulements statoriques [51].

► **Construction :**

Ce relais consiste en un ensemble à surintensité CO et un contacteur indicateur ICS (drapeau) et un ensemble à déclenchement Instantané si nécessaire, Et un ensemble de prises (Tap) ainsi qu'une unité de temporisation sous forme de disque de Ferrari. [11]

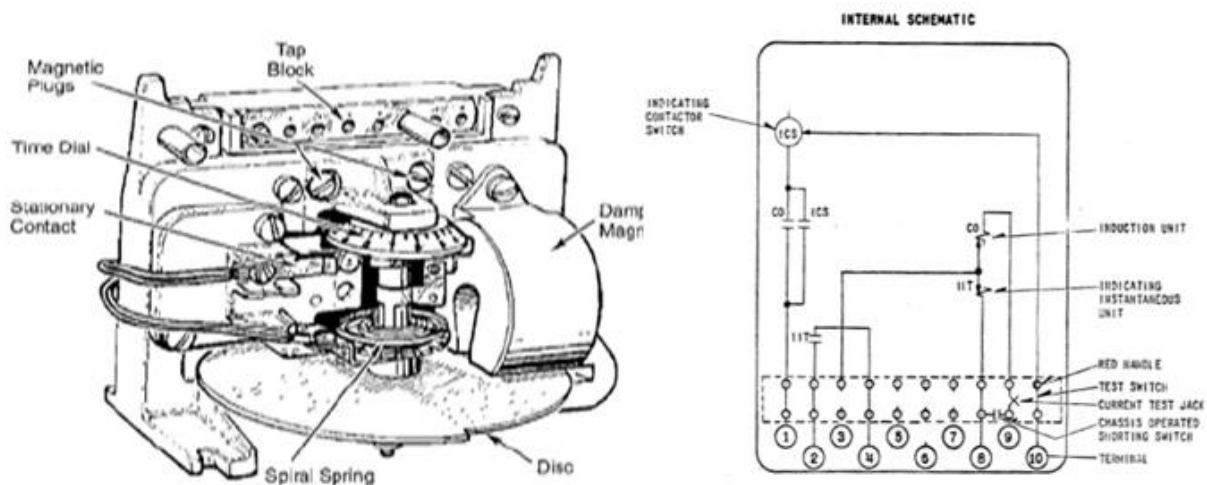


Figure II.11 : Schéma de relais de surintensité type CO (50/51).

II.3.1.8. Protection contres les défauts entre phases [87G] :

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

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

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

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

$$I_{\text{déf}} = I_1 - I_2 = \alpha (I_1 + I_2) / 100 \quad \text{Avec : } \alpha \text{ pourcentage de la protection.}$$

↳ Relais Directionnels de mise à la terre TYPE CWC (87GN) :

▶ Application :

Le relais CWC est un relais à disque d'induction employé pour la protection contre les pertes à la terre directionnelles sur les systèmes de puissance neutres mis à la terre. [11]

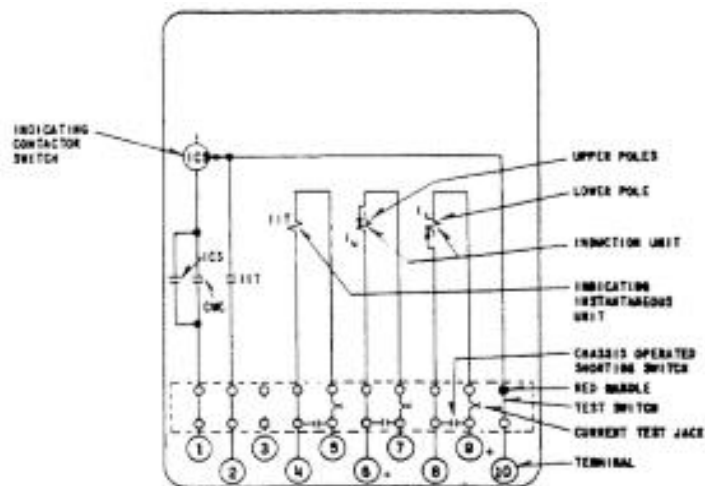


Figure II.12 : Schéma de fonctionnement de relais 87G.

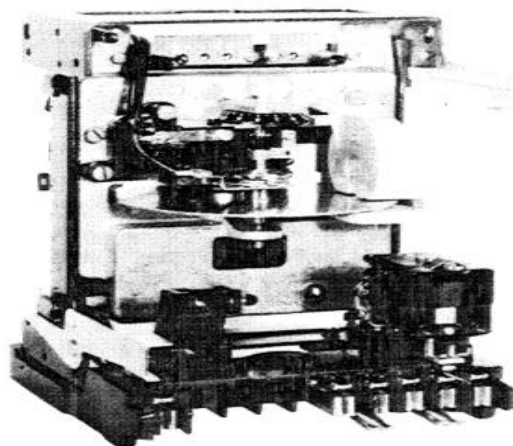


Figure II.13 : Relais 87G.

II.4. Logique de déclenchement d'un turbo générateur :

Plusieurs systèmes sont utilisés pour assurer l'exploitation et la protection des turboalternateurs. Le synoptique, ci-dessous, représente les interconnexions et la logique de déclenchement d'un turboalternateur.

La protection d'un turboalternateur est garantie par un déclenchement commandé, soit par :

- Le système de contrôle DCS ;
- Le système mécanique ;
- Les relais de protection électrique. [2]

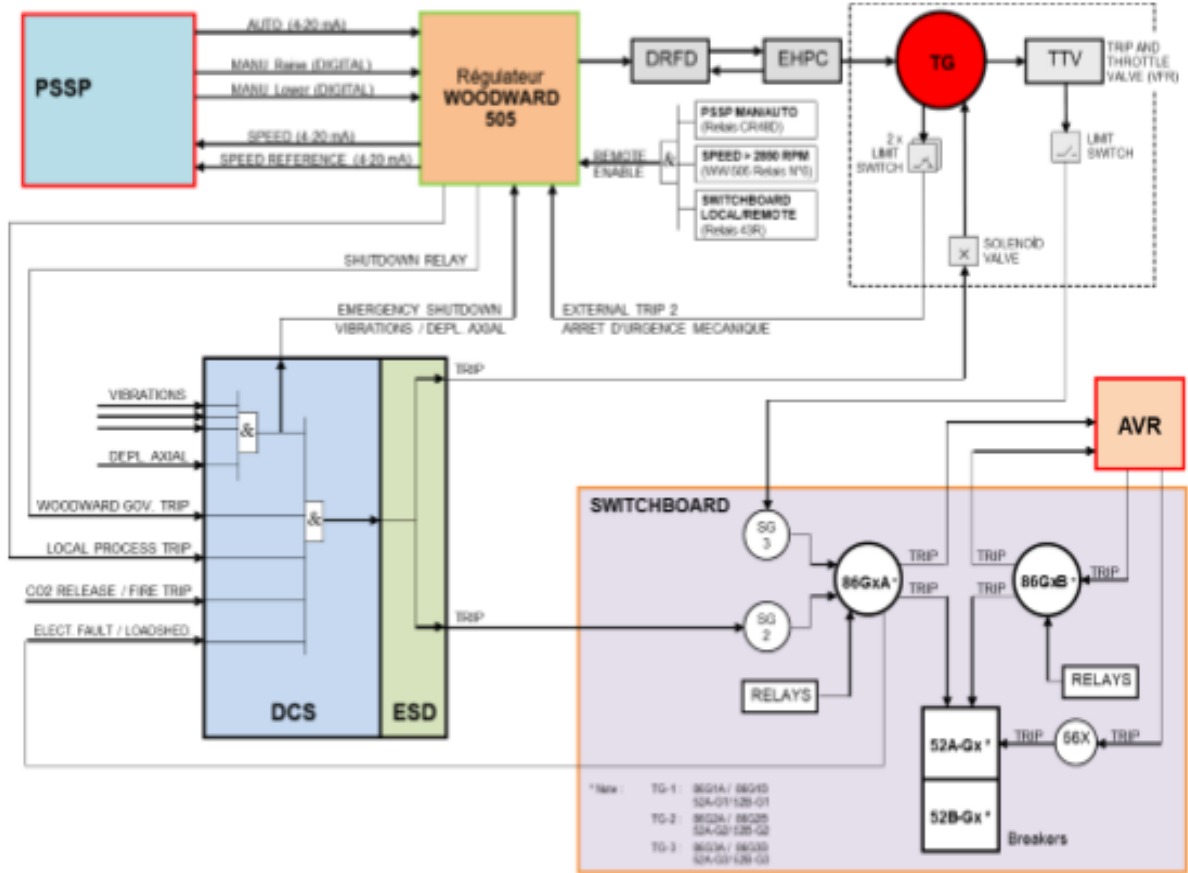


Figure II.14 : Synoptique interconnexions et la logique de déclenchement d'un alternateur.

Type de Protection	Déclenchement disjoncteur alternateur	Déclenchement disjoncteur excitation	Fermeture vannes turbine	Alarme seulement
27	X	X		
32		X	X	
40	X	X	X	
46	X			
49				X
51	X	X		
81	X			
87	X	X	X	

Tableau II.1 : Logique de déclenchement de l'alternateur.

II.5. Inconvénients des relais électromécaniques existants :

- Ces relais sont vétustes leur fiabilité est moindre;
- Ils sont obsolètes leurs couts de maintenance dépassent le cout d'un relais numérique;
- Pour la protection d'un équipement (ex. Alternateur) on doit utiliser plusieurs relais donc encombrement de l'armoire;
- Ils n'ont pas la capacité d'enregistrer les évènements (les défauts);
- Pas d'interface de communication. [3]

II.6. Problématique :

Depuis l'année 2013 le turbo générateur numéro 2 est hors service due à un default de court-circuit au niveau du stator de l'alternateur comme le montre la figure II.15.



Figure II.15 : L'effet du défaut de court-circuit sur le stator du TG 2.

Ces dégâts se sont produits après la tentative des agents de redémarrer le TG, parce qu'ils ont cru que la cause de déclenchement est une défaillance au niveau des relais de protection.

Après investigation il s'est avéré que le système de protection a isolé le TG du réseau mais le voyant de signalisation n'a pas fonctionné correctement ce qui y a induit les agents en erreur.

L'affichage des alarmes au niveau du PSSP n'indique pas avec quelle protection c'est déclenché le turbo générateur, le PSSP indique seulement l'état du disjoncteur la figure 3.5 ci-dessous représente l'écran sommaire des alarmes. [1]



Figure II.16 : Sommaire des alarmes écran PSSP.

Cette erreur aurait pu être évitée si on dispose d'un relais de protection numérique fiable relié au DCS pour faciliter le diagnostic.

Recommandation

- Numériser le système de protection des turbo-alternateurs 18MW

Conclusion :

Dans ce chapitre on a présenté les différents défauts qui peuvent causer le déclenchement du turbo-alternateur ainsi que les protections électriques existante, en outre on a discuté de la problématique et nos recommandations.

Chapitre III

Introduction :

Les relais de protection électromécaniques installés sur les départs des TG's de la sous station 5 ne permettent pas la réalisation des automatismes, les diagnostics et les supervisions.

Pour cela, nous recommandons de les remplacer par des relais de protection numérique pour améliorer la protection du réseau électrique.

III.1. La protection numérique :

Ces protections, de technologie plus récente, sont basées sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de courant et de tension, en signaux numériques de faible voltage.

Ils offrent un excellent niveau de précision et un haut niveau de sensibilité

Ils procurent de nouvelles possibilités, comme :

- ❖ Intégration de plusieurs fonctions pour réaliser une fonction de protection complète dans une même unité.
- ❖ Le traitement et le stockage de données
- ❖ L'enregistrement des perturbations du réseau (enregistreur de perturbations)
- ❖ Le diagnostic des dispositifs connectés (disjoncteurs, etc.) [1]

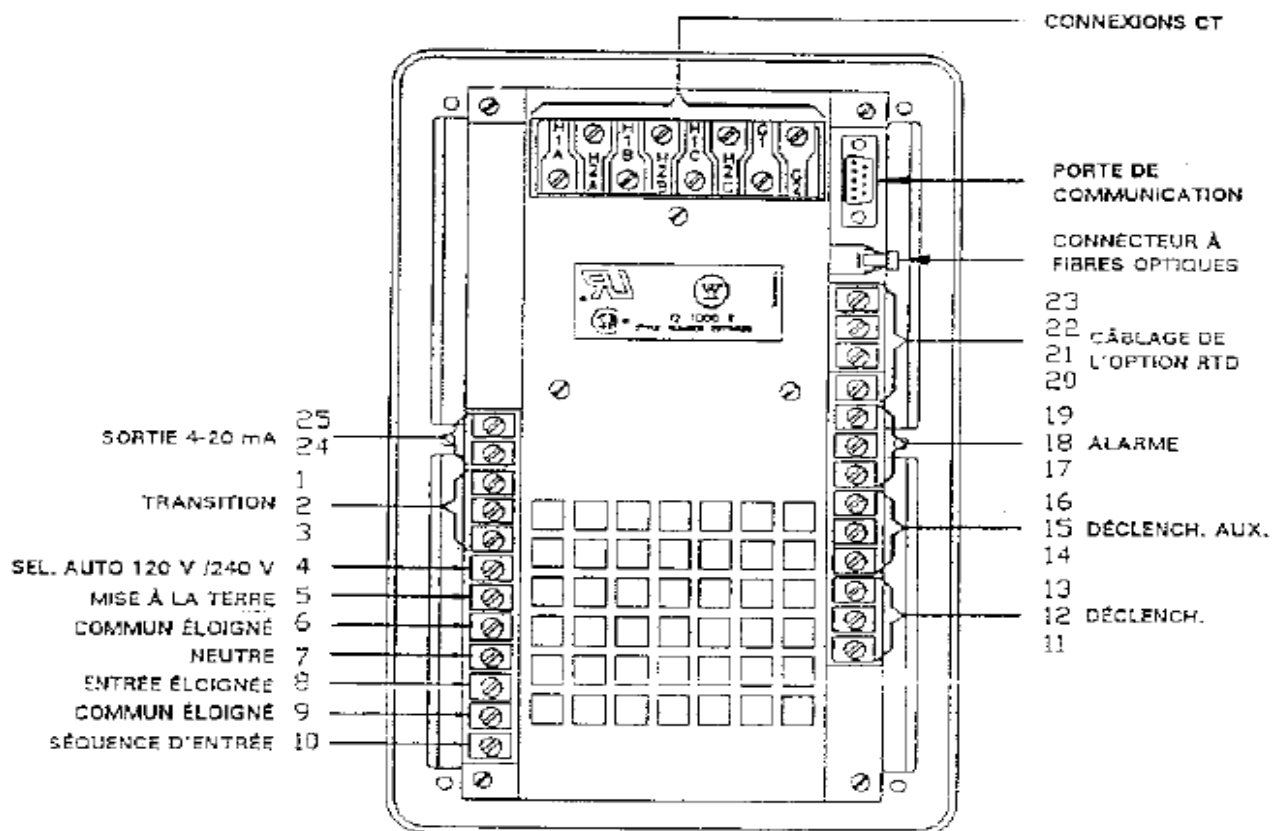


Figure III.1 : Schéma d'un relais numérique type IQ1000.

III.2. Intégration des fonctions de protection et de contrôle-commande :

L'utilisation des techniques numériques permet d'intégrer différents types de fonctions (protection, mesure, contrôle, etc.) dans le même matériel de base, avec des différentiations fonctionnelles réalisées par des logiciels d'applications.

Par exemple, pour une arrivée, une seule unité peut intégrer :

❖ **Protection :**

Protection défaut phase ; défaut à la terre ; surtensions et sous-tension ; déplacement de la tension du neutre ; éléments directionnels de phase et de terre

❖ **Mesure :**

Courants de phase ; pointe de demande tension de phase ; facteur de puissance ; fréquence puissance active et réactive ; pointe de demande cumul de l'énergie active et réactive ; courant et tension différentiels

❖ **Commande :**

Commande d'ouverture et de fermeture de disjoncteur ; fonction de verrouillage ; interdiction de fermeture ; sélectivité logique.

❖ **Contrôle :**

Annonces locales supervision des circuits de déclenchement ; comptage de manœuvres de disjoncteur ; courant coupé cumulé ; comptage de défaut ; fonction chien de garde (Surveillance en continue).

❖ **Diagnostic réseau :**

Valeur du courant de défaut ; datation des événements oscillographie.

❖ **Communication :**

Liaison série pour commande à distance et surveillance depuis l'ordinateur d'un centre de contrôle. [1]

III.2.1. Les principaux avantages sont :

- ▶ l'optimisation et la cohérence des actions dans la même unité pendant le même intervalle de temps (ex : le déclenchement d'un défaut phase actionne automatiquement des séquences de refermetures ou de verrouillages liées aux différents modes de fonctionnement).
- ▶ la simplicité et des réglages communs (ex : un paramètre commun à plusieurs fonctions n'est réglé qu'une fois).
- ▶ une connexion unique à un système centralisé de contrôle et de commande qui permet d'obtenir toutes les données de fonctionnement, comme les grandeurs électriques et la

position des dispositifs de coupure, et donne la possibilité de lire ou de modifier les valeurs de réglages. [1]

III.3. Sûreté de fonctionnement :

Les dispositifs de contrôle-commande doivent agir d'une façon sûre en cas de défauts et ne doivent pas occasionner des actions aléatoires dans les réseaux en l'absence de défaut. C'est la sûreté de fonctionnement.

III.3.1. Fiabilité :

La capacité du dispositif à fonctionner (réaliser sa mission) sans défaillance au cours d'un intervalle de temps donné.

III.3.2. Maintenabilité :

La capacité du dispositif d'être réparé (ou remplacé) dans un temps donné.

III.3.3. Disponibilité :

La capacité du dispositif de fonctionner lors de l'apparition d'un défaut sur le réseau.

III.3.4. Sécurité :

La capacité du dispositif à ne faire courir aux personnes et aux biens aucun risque tel que : Non déclenchement sur défaut, déclenchement intempestif.

III.3.5. Autotest :

La capacité du dispositif à détecter ses défaillances internes. La protection numérique et son unité de commande sont équipées avec de systèmes d'autotest qui vérifient en permanence le fonctionnement de l'unité et déclenche une alarme en cas de défaut interne. Cette fonction participe efficacement à la sécurité de l'installation.

Une bonne sûreté de fonctionnement est un compromis technique et économique entre ces différentes possibilités, c'est une assurance cruciale dans le choix d'un dispositif de protection et de contrôle-commande. [1]

III.4. Relais numérique Sepam série 80 :

Le Sepam série 80 est une famille de relais numériques de protection haute performance, adaptée à toutes les applications de protection des réseaux moyenne tension de distribution publique ou industrielle. [12]

Pour notre cas on a opté pour le relais Sepam G87 destiné pour la protection des alternateurs à cause de la caractéristique de ce dispositif

Application relais	Alternateur
Gamme de produits	Sepam série 80
Nom abrégé de l'appareil	G87
Type de contrôle et de surveillance	<ul style="list-style-type: none"> -Commande disjoncteur / contacteur Code ANSI: 94/69 -Code ANSI de verrouillage / acquittement: 86 -Code ANSI de discrimination logique: 68 -Changement de groupes de paramètres -Code ANSI d'annonciation: 30 Programmation Logipam (langage de contacts) -Éditeur d'équations logiques 200 opérateurs
Type de mesure	<ul style="list-style-type: none"> -Tension de séquence positive Vd / sens de rotation -La fréquence -Énergie active et réactive calculée (+/- W.h, +/- VAR.h) -Énergie active et réactive par comptage d'impulsions (+/- W.h, +/- VAR.h) -Courant de phase I1, I2, I3 RMS -Courant de demande I1, I2, I3 -Courant de demande de pointe IM1, IM2, IM3 -Courant résiduel mesuré I'0 -Tension U21, U32, U13, V1, V2, V3 -Tension résiduelle V0 -Tension de séquence négative Vi -Puissance active P, P1, P2, P3 -Puissance réactive Q, Q1, Q2, Q3 -Puissance apparente S, S1, S2, S3 -Puissance de pointe demandée PM, QM -Facteur de puissance -Température (16 RTD)

	<ul style="list-style-type: none"> -Courant de phase I'1, I'2, I'3 RMS -Vitesse de rotation -Tension de point neutre
Type de diagnostic réseau et machine	<ul style="list-style-type: none"> -Rapport de déséquilibre / courant de séquence négatif -Enregistrement des perturbations -Capacité thermique utilisée -Temps de fonctionnement restant avant le déclenchement de surcharge -Temps d'attente après déclenchement de surcharge -Compteur d'heures de fonctionnement / temps de fonctionnement -Contexte de déclenchement -Compteurs de déclenchement de défaut de phase et de terre -Distorsion harmonique (THD), courant et tension I_{thd}, U_{thd} -Différence d'amplitude, de fréquence et de phase des tensions avec option de contrôle de synchronisation -Impédance de séquence positive apparente Z_d -Impédances apparentes entre phases Z₂₁, Z₃₂, Z₁₃ -Courant différentiel I_{diff1}, I_{diff2}, I_{diff3} -Troisième tension harmonique, point neutre résiduel -Déplacement de phase actuel θ -Déplacement de phase
Type de diagnostic de l'appareillage	<ul style="list-style-type: none"> -Courant de coupure cumulée -Supervision CT / TV Code ANSI: 60FL -Surveillance du circuit de déclenchement Code ANSI: 74 -Surveillance de l'alimentation auxiliaire

Tableau III.1 : Caractéristique de relais de protection Sepam G87.

III.4.1. Sepam G87 et ses modules optionnels :

1. Unité de base, avec 2 types d'Interfaces Homme/Machine
 - IHM synoptique intégrée
 - IHM avancée intégrée ou déportée. PE50286
2. Paramètres et réglages sauvegardés sur cartouche mémoire amovible.
3. 42 entrées logiques et 23 sorties à relais avec 3 modules optionnels de 14 entrées et 6 sorties.
4. 2 ports de communication indépendants
 - Direct sur réseau RS 485 2 fils, RS 485 4 fils ou fibre optique
 - Sur réseau Ethernet TCP/IP via serveur Ethernet PowerLogic (Transparent Ready™).
5. Traitement de 16 sondes de températures,
6. une sortie analogique bas niveau, 0-10 mA, 4-20 mA ou 0-20 mA.
7. Module contrôle de synchronisme.
8. Outil logiciels [12].

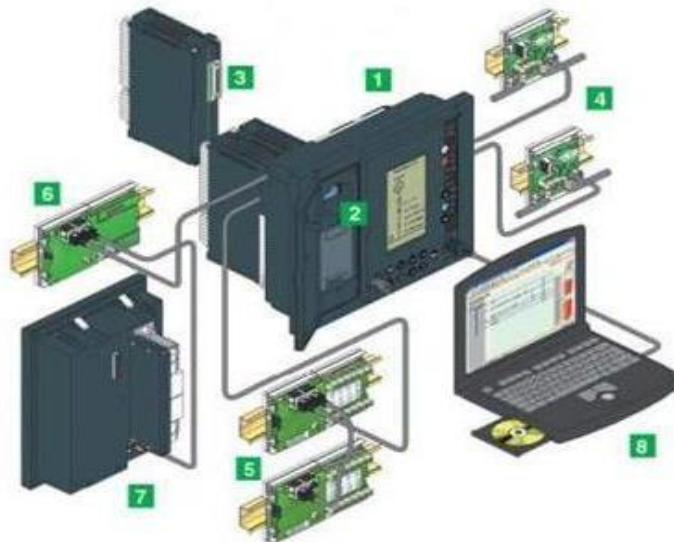


Figure III.2: Unité principale du Sepam G87 et les modules optionnels.

III.4.2. Caractéristiques principales du Sepam g87:

- Protection des réseaux en boucle fermée ou avec arrivées en parallèle par protection et sélectivité logique directionnelles ;
- Protection contre les défauts terre par protection directionnelle adaptée à tous les systèmes de mise à la terre du neutre impédant, isolé ou compensé par protection directionnelle terre ;
- Protection complète des générateurs :
 - Contre les défauts internes :
 - protection différentielle machine, sensible et stable.
 - perte d'excitation, défaut masse stator, etc.

- Contre les défauts liés au réseau ou au process : perte de synchronisme, contrôle de la vitesse, mise sous tension accidentelle, etc. ;
- Contrôle du synchronisme entre 2 réseaux à coupler ;
- Mesure du taux de distorsion harmonique sur le courant et la tension, pour évaluer la qualité de l'énergie du réseau ;
- 42 entrées / 23 sorties pour assurer la commande intégrale de l'équipement ;
- Interface homme-machine synoptique pour la commande locale de l'appareillage ;
- Logiciel SFT2841 de paramétrage et d'exploitation, outil simple et complet indispensable à chaque utilisateur de Sepam :
 - Préparation assistée des paramètres et des réglages
 - Information complète lors de la mise en service
 - Gestion et diagnostic à distance de l'équipement en exploitation ;
- Logiciel SFT2885 de programmation (Logipam) en option, pour programmer des fonctions de commande et de surveillance spécifiques ;
- 2 ports de communication, pour intégration de Sepam dans 2 réseaux distincts, ou dans des architectures redondantes ;
- Cartouche mémoire amovible pour remise en service rapide après remplacement d'une unité de base défectueuse ;
- Pile de sauvegarde pour conservation des données historiques et des enregistrements d'oscilloperturbographie [13].

III.4.3. Capteur de courant et de tension :

III.4.3.1. Les transducteur TC et TP:

Les dispositifs de protection ou de mesure nécessitent de recevoir des informations sur les grandeurs électriques des matériels à protéger.

Pour des raisons techniques, économiques et de sécurité, ces informations ne peuvent pas être obtenues directement sur l'alimentation haute tension des matériels ; il est nécessaire d'utiliser des dispositifs intermédiaires dénommés réducteurs de mesure ou capteurs :

- Capteurs de courant phase (TC),
- Capteurs tore pour la mesure des courants terre,
- Transformateurs de tension (TT).

Ces dispositifs remplissent les fonctions suivantes :

- Réduction de la grandeur à mesurer (ex : 1500/5 A),
- Découplage galvanique,

- Fourniture de l'énergie nécessaire au traitement de l'information, voire au fonctionnement de la protection [14,15].

III.4.3.2. Tores homopolaires CSH120 et CSH200:

Les tores homopolaires spécifiques CSH120, CSH200 permettent la mesure directe du courant résiduel. Ils diffèrent uniquement par leur diamètre.



Figure III.3: Tores homopolaires CSH120 et CSH200.

III.4.4. Interface entre les transducteurs et l'unité de basse de Sepam G87 :

III.4.4.1. Module sondes de température MET148-2 :

Le module MET148-2 permet le raccordement de 8 sondes de température du même type :

- Sondes de température de type Pt100, Ni100 ou Ni120 selon paramétrage ;
- Sondes 3 fils.

La mesure de température (au sein des enroulements) est exploitée par les fonctions de protection suivantes :

- Image thermique (pour la prise en compte de la température ambiante)
- Surveillance de température. [12]



Figure III.4 : Module MET148-2.

III.4.4.2. Connecteur CCA630/CCA634 :

Le raccordement de transformateurs de courant 1 A ou 5 A se fait sur le connecteur CCA630 ou CCA634 monté en face arrière de Sepam :

- Le connecteur CCA630 permet le raccordement de 3 transformateurs de courant phase à Sepam
- Le connecteur CCA634 permet le raccordement de 3 transformateurs de courant phase et d'un transformateur de courant résiduel à Sepam.

Les connecteurs CCA630 et CCA634 contiennent des tores adaptateurs à primaire traversant, qui réalisent l'adaptation et l'isolation entre les circuits 1 A ou 5 A et Sepam pour la mesure des courantes phases et résiduel.

Ces connecteurs peuvent être déconnectés en charge car leur déconnexion n'ouvre pas le circuit secondaire des TC [12].

III.4.5 Raccordement des entrées courant tension :

III.4.5.1. Entrées courant phase :

- **Variante n° 1** : mesure des courantes phases par 3 TC, 1 A ou 5 A (raccordement standard).

Description :

Raccordement de 3 TC, 1 A ou 5 A sur le connecteur CCA630 ou CCA634.

Mesure des 3 courantes phases permet le calcul du courant résiduel.

Paramètre :

Type de capteur TC 5 A ou TC 1 A

Nombre de TC I1, I2, I3

Courant nominal (I_n) 1 A à 15 kA [13]

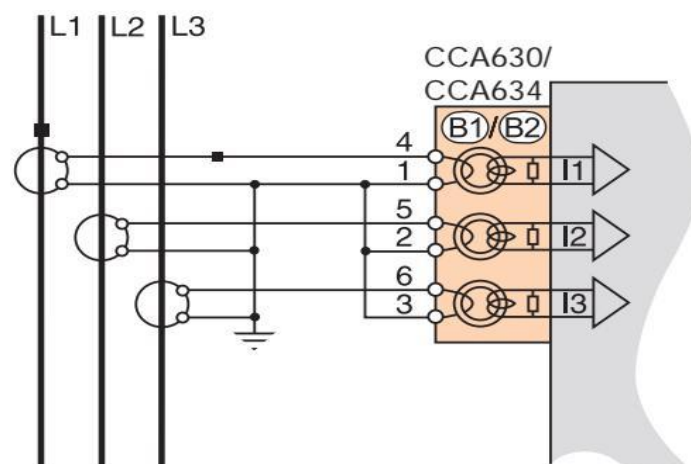


Figure III.5: Schéma de raccordement des entrées courant (3 TC).

III.4.5.2. Entrées courant résiduel :

- **Variante n° 1** : calcul du courant résiduel par somme des 3 courantes phases :

Description :

Le courant résiduel est obtenu par somme vectorielle des 3 courantes phases I1, I2 et I3, mesurés par 3 TC ,1 A ou 5 A. (fig. III.5 : schémas de raccordement des entrées courant.)

- **Variante n° 2** : mesure du courant résiduel par tore homopolaire CSH120 ou CSH200 (raccordement standard).

Description :

Montage recommandé pour la protection des réseaux à neutre isolé ou compensé, devant détecter des courants de défaut de très faible valeur. [13]

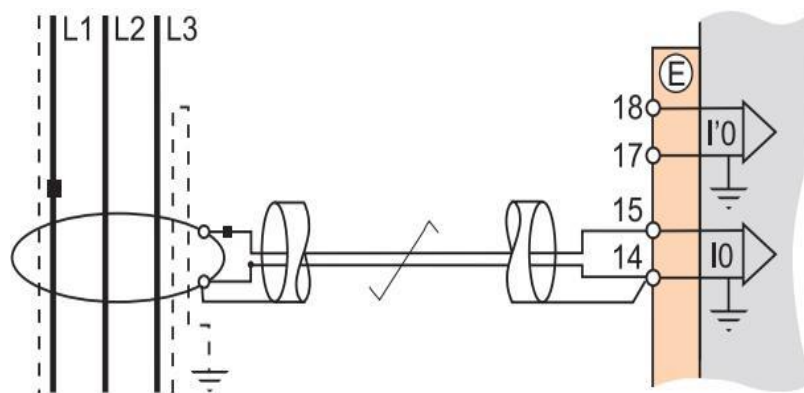


Figure III.6: Mesure courant résiduel par un tore.

- **Variante n° 3** : mesure du courant du point neutre pour la fonction de protection différentielle de terre restreinte (ANSI 64REF) et pour un réseau sans distribution du neutre :

Description :

La mesure du courant résiduel est réalisée par la somme des 3 courants phase à l'aide de TC dont le courant secondaire est de 1 A ou 5 A.

La mesure du courant point neutre est réalisée à l'aide de TC dont le courant secondaire est de 1 A ou 5 A :

- Borne 7 : TC 1
- Borne 8 : TC 5 A. [13]

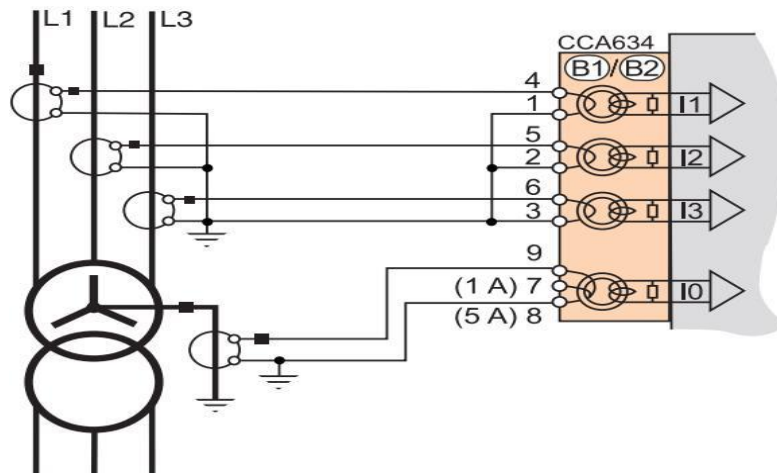


Figure III.7 : Mesure de courant résiduel point neutre.

III.4.5.3. Entrées tension phase :

- **Variante n° 1 :** mesure de 3 tensions simples (3 V, raccordement standard) : La mesure des 3 tensions simples permet le calcul de la tension résiduelle, ΣV_0 .

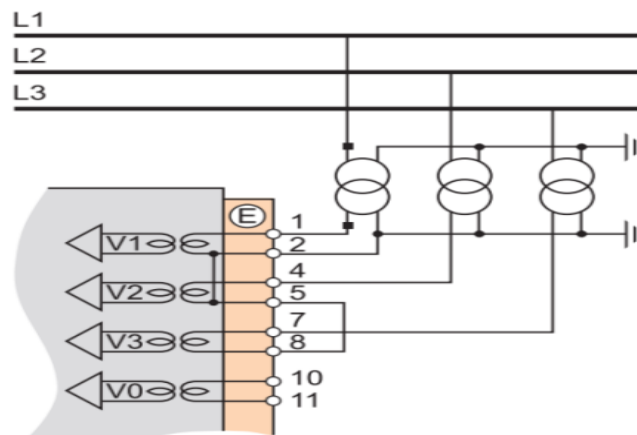


Figure III.8: Mesure tension simple (3 TP).

- **Variante n° 2 :** mesure de 2 tensions composées (2 U) : Cette variante ne permet pas le calcul de la tension résiduelle.

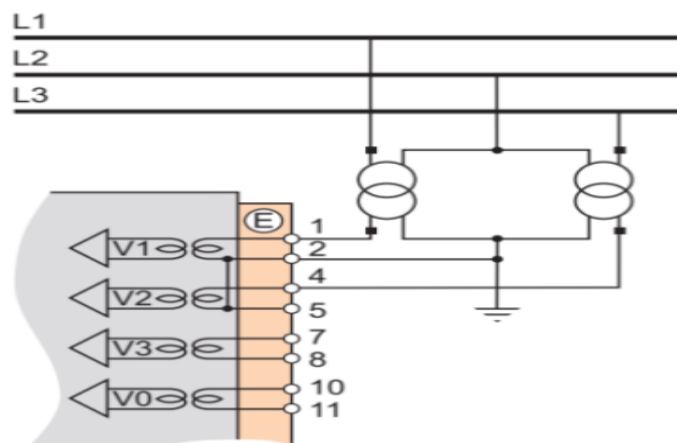


Figure III.9 : Mesure tension composées (2 TP).

- **Variante n° 3** : mesure de la tension résiduelle V_{nt} dans le point neutre d'un générateur et la tension résiduelle V_0 . [13]

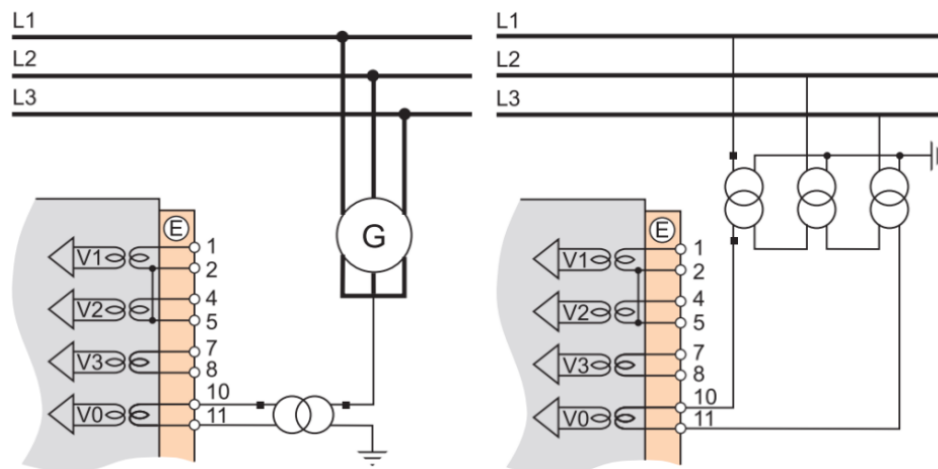


Figure III.10 : Mesure de la tension résiduelle V_{nt} et V_0 .

III.4.6. Logiciel de configuration SFT2841 :

Le logiciel SFT2841 permet le paramétrage et l'exploitation du Sepam. Il fonctionne dans un environnement Windows XP ou Vista.

Le logiciel SFT2841 permet le paramétrage et l'exploitation du Sepam en deux modes :

- En mode non connecté, pour ouvrir ou créer un fichier de paramètres et de réglages pour un Sepam ;
- En mode connecté à un Sepam, pour accéder au fichier de paramètres et de réglages du Sepam raccordé au PC. [13]

III.4.6.1. Principales fonctions réalisées par le SFT2841 :

- Affichage de toutes les informations de mesure et d'exploitation ;
- Affichage des messages d'alarme avec l'heure d'apparition (date, heure, mn, s, ms) ;
- Affichage des informations de diagnostic telles que courant de déclenchement, nombre de manœuvres de l'appareillage ;
- Affichage de toutes les valeurs de réglage et paramétrage effectués ;
- Visualisation des états logiques des entrées, sorties et des voyants ;
- Paramétrage des données générales de l'installation et du Sepam ;
- Paramétrage des fonctions de commande et de surveillance ;
- Les informations saisies peuvent être préparées à l'avance et transférées en une seule opération dans le Sepam (fonction down loading) ;
- Modification des mots de passe ;

- Saisie des réglages des protections ;
- Modification des affectations des fonctions de commande et de surveillance ;
- Mise en/hors service des fonctions ;
- Saisie des paramètres de l'IHM synoptique ;
- Sauvegarde des fichiers. [13]

III.4.7. Communication du Sepam G87 :

III.4.7.1. Interface multi-protocoles ACE850FO :

L'interface ACE850 est une interface de communication multi-protocoles pour Sepam série 80, disposent de 2 ports de communication Ethernet pour raccorder un Sepam à un seul réseau Ethernet selon une topologie en étoile ou en anneau :

- Dans le cas d'une topologie en étoile, 1 seul port de communication est utilisé.
- Dans le cas d'une topologie en anneau, les 2 ports de communication Ethernet sont utilisés afin d'assurer une redondance [12].



Figure III.11 : Interface de communication ACE850FO.

Ces 2 ports permettent de se raccorder sans distinction :

- Au port S-LAN (Supervisory Local Area Network), pour raccorder un Sepam à un réseau Ethernet de communication de supervision, basé sur le protocole Modbus **TCP/IP**.
- Au port E-LAN (Engineering Local Area Network), spécialement réservé pour le paramétrage et l'exploitation d'un Sepam à distance avec le logiciel SFT2841.

III.4.8. Le Modbus TCP/IP :

Le Modbus TCP/IP est un protocole de communication qui permet à deux ou plusieurs équipements de communiquer entre eux via un réseau Ethernet.

Le Modbus TCP/IP est l'un des protocoles Ethernet industriel les plus utilisés. C'est un protocole flexible et très facile à mettre en œuvre. Il fonctionne suivant une architecture client/serveur. [12]

III.4.8.1. Principe de fonctionnement :

Le client par l'intermédiaire d'une trame requête, va demander des informations au serveur et le serveur va envoyer à son tour une trame de réponse pour lui donner les informations demandées.

Sur un réseau Modbus TCP/IP les différents équipements sont identifiés de manière unique par une adresse IP. Cette adresse IP est une suite de 4 nombres séparés par un point. Exemple d'adresse IP : 192. 168. 0. 1. Ces mêmes équipements peuvent être liés physiquement par un câble Ethernet doté d'une prise RJ45. [12]

III.4.9. Topologies de réseau :

III.4.9.1. Topologie de réseau en étoile :

Dans une topologie de réseau en étoile, les équipements du réseau sont reliés à un système matériel central (le nœud). Celui-ci a pour rôle d'assurer la communication entre les différents équipements du réseau, dans notre cas, l'équipement central est un commutateur (Switch) [12].

Les avantages :

- Ajout facile de relais ;
- Localisation facile des pannes ;
- Le débranchement d'une connexion ne paralyse pas le reste du réseau ;
- Simplicité éventuelle des équipements au niveau des nœuds.

Les inconvénients :

- Plus onéreux qu'un réseau à topologie en bus (achat d'un Switch et d'autant de câbles) ;
- Si le Switch (le cas simple configuration) est défectueux, tout le réseau est en panne ;
- Utilisation de plusieurs Switchs afin de pouvoir communiquer entre différents réseaux.

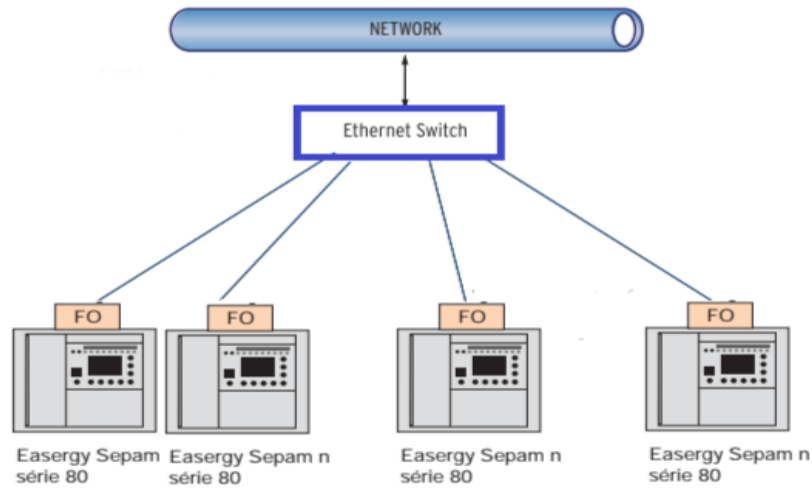


Figure III.12 : Configuration d'un réseau Ethernet en étoile.

III.4.9.2. Topologie de réseau en anneau :

Toutes les entités sont reliées entre elles dans une boucle fermée. Les données circulent dans une direction unique, d'une entité à la suivante, une entité n'accepte une donnée en circulation sur l'anneau que si elle correspond bien à son adresse. Dans le cas contraire, l'entité en question fait passer la donnée à l'entité suivante. [12]

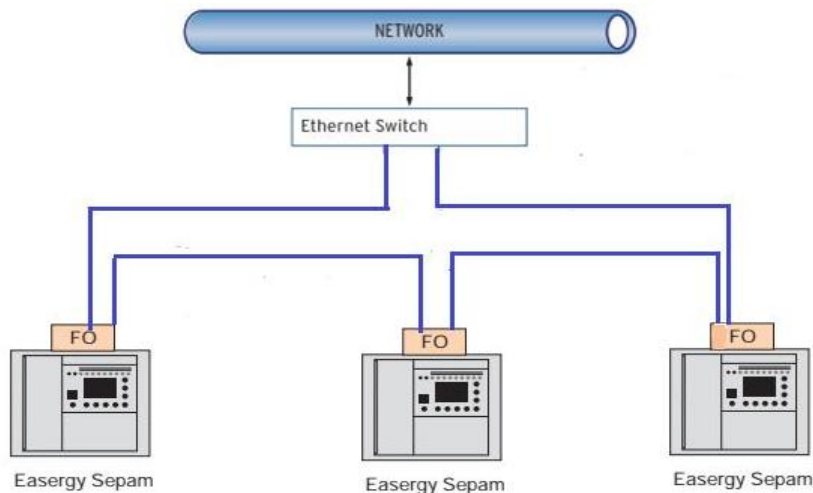


Figure III.13 : Configuration d'un réseau Ethernet en anneau.

Les avantages :

- La quantité de câble nécessaire est minimale ;
- Le protocole est simple, il évite la gestion des collisions.

Les inconvénients :

- Le retrait ou la panne d'une entité active paralyse le trafic du réseau ;
- Il est également difficile d'insérer une nouvelle station.

III 4.10. Raccordement de l'ACE850 et le support de communication :

L'interface de communication ACE850 est raccordée à unité de base Sepam série 80 à l'aide du câble préfabriqué CCA614 (longueur 3 m ou 9.8 FT, embouts RJ45). [12]

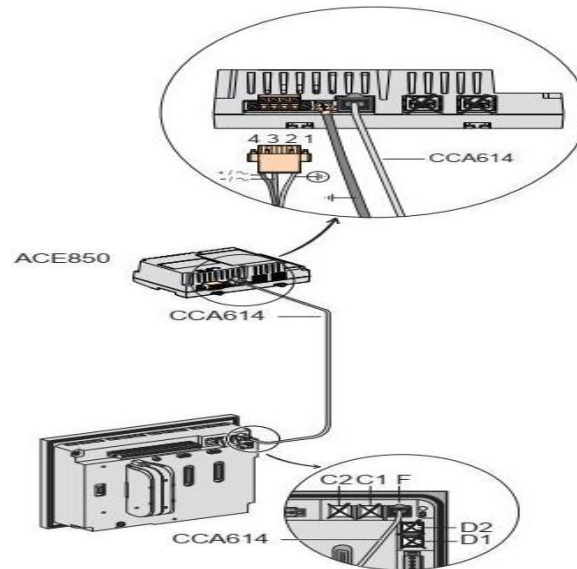


Figure III.14 : Raccordement de l'ACE850 à l'unité de basse.

Support de communication proposé est la fibre optique, les avantages de la fibre optique :

- Pertes très faibles : en fonction du type de fibre, l'atténuation du signal peut atteindre environ 0,2 dB/km ($\lambda = 1,55 \mu\text{m}$), 0,35 dB/km ($\lambda = 1,3 \mu\text{m}$)
- Bande passante très grande : grâce aux fibres optiques, on peut transmettre des signaux digitaux à 5 Tb/s sur des distances de 1500 km (1 Tb/s = 1012 bit/seconde).
- Immunité au bruit : les fibres optiques sont des isolants. La transmission dans la fibre ne sera donc pas perturbée par des signaux électromagnétiques externes.
- Absence de rayonnement vers l'extérieur : la lumière est confinée à l'intérieur de la fibre optique.
- Garantit la confidentialité de la communication : la fibre optique ne rayonne pas d'ondes électromagnétiques et ne crée donc pas de perturbations électromagnétiques dans son voisinage.
- Absence de diaphonie
- Isolation électrique : les fibres optiques peuvent donc être installées sans risque dans les atmosphères inflammables.
- Résistance aux températures élevées et aux produits corrosifs : les fibres de verre résistent mieux aux produits corrosifs que le cuivre, de plus, les fibres en verre peuvent supporter des températures proches de 800°C. [12]

III.5. Les avantages des relais de protection numérique :

Les relais de protection numérique fournissent une :

- Grande dynamique de réglage (Flexibilité) ;
- Protection des réglages par mot de passe ;
- Compatibilité avec un large choix de capteurs ;
- Intégration de plusieurs fonctions de protection dans un boîtier compact ;
- Haute précision de mesure ;
- Paramétrage facile ;
- Indication des données de mesure et des défauts par l'afficheur alphanumérique ;
- Echange de données avec les autres relais et les systèmes automatisé ;
- Le contrôle au moyen de ports de communications ;
- L'interrogation à distance évite les déplacements trop fréquents sur le site ;
- Le diagnostic précis des défauts ;
- Les renseignements précis sur les défauts permettent leur analyse approfondie ;
- La fonction d'autodiagnostic ;
- Le relais peut être interfacé avec des protections existantes ;
- Sauvegarde de l'historique des évènements.

III.6. Fonction de protection configurée sur le SEPAM G87 :

Notre configuration consiste à assurer une protection au turbogénérateur contre tout type de défauts électrique qu'il peut nuire à son bon fonctionnement, les figures ci-dessous montre un schéma synoptique de toutes les fonctions de protection activé sur le Sepam et le schéma unifilaire du raccordement du relais G87 sur le TG [14].

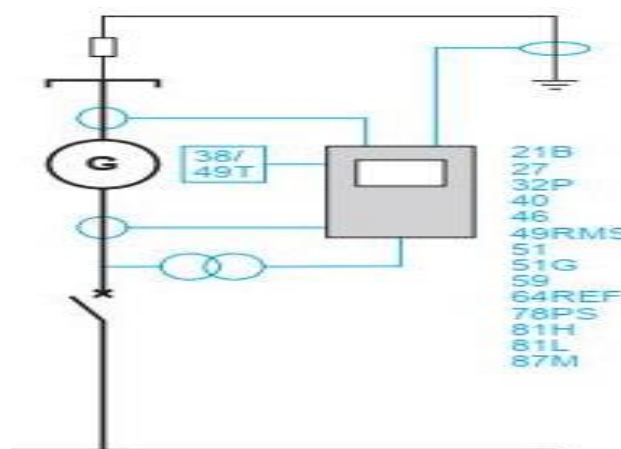


Figure III.15 : Schéma synoptique des protections activé sur le G87.

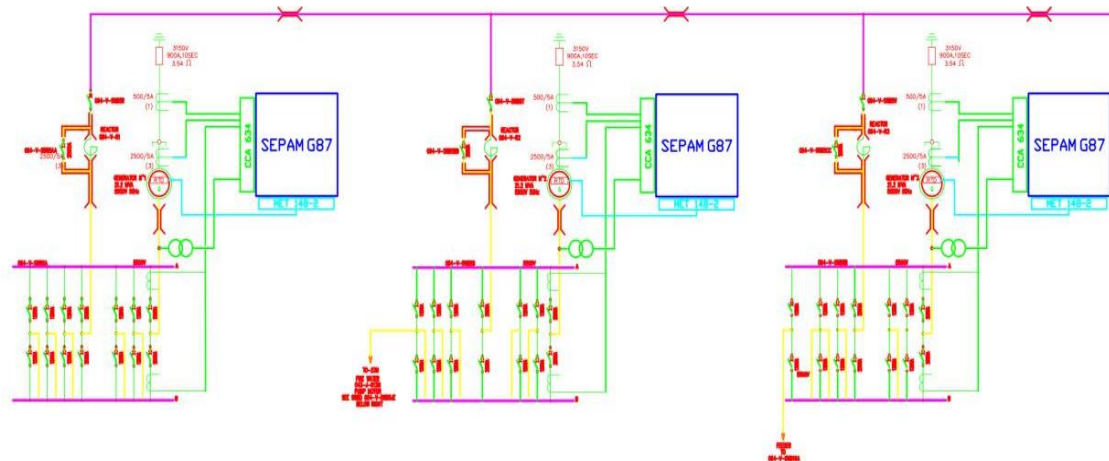


Figure III.16 : Schéma de raccordement des trois Sepam G87 sur les trois TG.

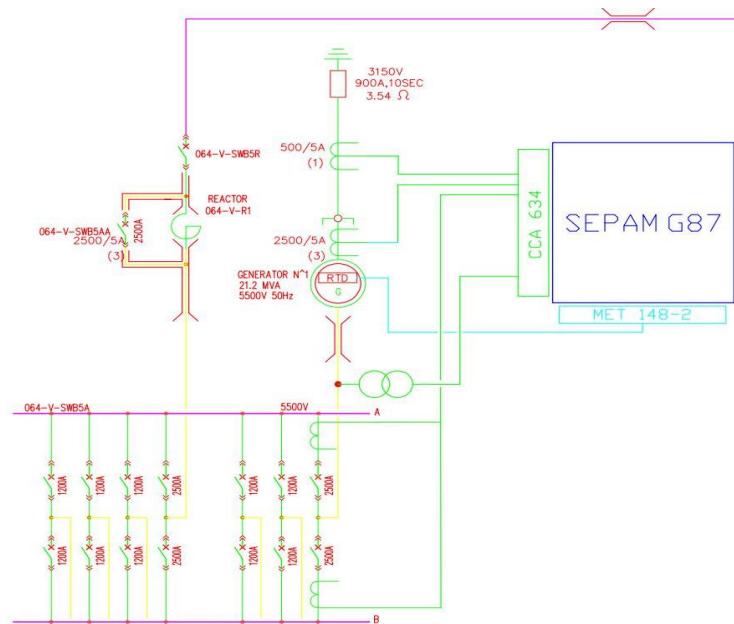


Figure III.17 : Schéma de raccordement du Sepam G87 sur le TG1.

Chaque fonction de protection nécessite un signal provenant des capteurs installés, le tableau suivant nous les montres.

Code ANSI	TC (I)	TP (V, U)	de température
21B	X	X	
27		X	
32P	X	X	
40	X	X	
46	X	X	
49RMS	X		
38/49T			X
51	X		
51G	X		
59		X	

64REF	X		
78PS	X	X	
81H		X	
81L		X	
87M	X		

Tableau III.2 : Mesure nécessaire pour chaque fonction de protection.

III.7. Modification a appliquée à la cellule départ :

Suite au changement du relais de protection on se trouve dans l'obligation d'apporté des changements ou modification à la cellule de départ TG ou bien à la sous station N°5, pour cela on proposé deux solutions :

Solution N°1 :

Perforer la cellule suivant les dimensions du relais numérique mentionné dans l'annexe B, tout en gardant tous les dispositifs en place (disjoncteurs, jeux de barres, capteurs).



Figure III.18 : La cellule de départ TG existant.

Cette proposition est purement économique et facile à réaliser mais techniquement parlant y'a un risque d'incompatibilité des nouveaux équipements avec les installations existantes d'une part, d'autre part elle ne répond pas aux normes puisque en perforant la cellule l'indice de protection de l'armoire sera modifié.

Solution N°2 :

Changement de toute l'armoire électrique de la sous station N°5 (disjoncteurs, relais de protection, jeux de barres, capteurs, auxiliaires).



Figure III.19 : Manipulation plus sécurisée sur une armoire 5.5kv.

Cette proposition nous offrira une meilleure sécurité pour les agents exploitants et les équipements, l'armoire est de taille réduite donc la sous station deviendra plus spacieuse, en redimensionnant les jeux de barres cela nous permettra une meilleure flexibilité d'exploitation des sources d'énergie (possibilité d'ajouter autre source d'énergie), par contre cette opération nécessite un arrêt total du complexe, cela infligera des coûts directs et indirects importants par rapport à la 1ère proposition, ci-dessous un aperçu d'une armoire 5.5Kv type Schneider.



Figure III.20 : Armoire Schneider 5.5kv.

III.8. Communication du relais de protection au système de supervision :

Le point le plus important qu'il faut ajouter à la chaîne de protection actuel, pour que cette dernière soit conforme aux nouvelles exigences technologiques, est la liaison de communication entre le relais de protection et DCS, la figure III.21 ci-dessous montre le raccordement du relais Sepam au réseau de topologie Etoile. [15]

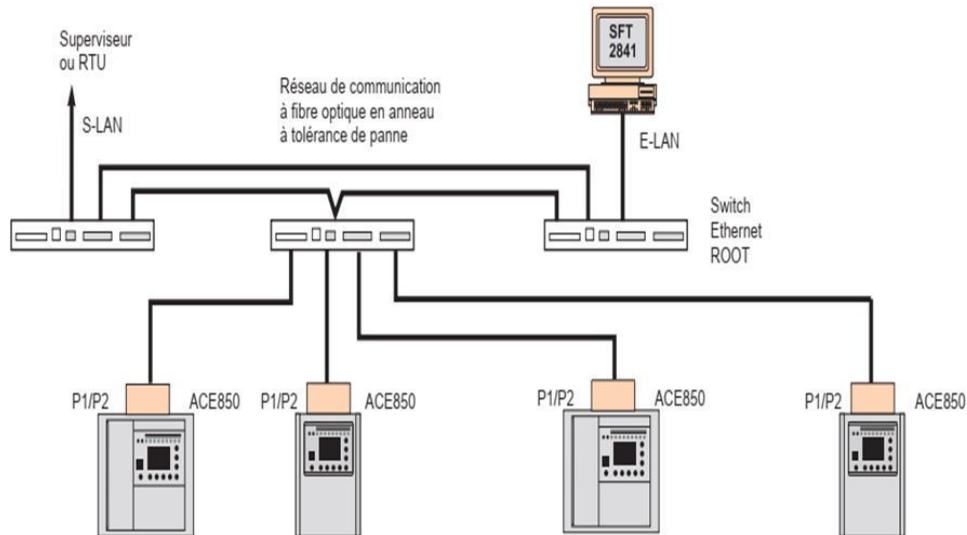


Figure III.21 : Raccordement des Sepam au réseau de communication.

Les relais Sepam sont connectés au Switch bord à travers ces deux ports de communication via un support de communication en fibre optique, la disponibilité de cette liaison nous permettra :

- Le paramétrage et l'exploitation du Sepam distance avec le l'interface SFT2841 ;
- La supervision en temps réelle des paramètres de l'équipement ;
- L'affichage des alarmes au DCS ;
- De facilité le diagnostic des défauts.

III.9. Utilisation du MPRT Appareil Megger® de Test de Relais :

Les différentes fonctions de protection d'un système de relais actuel nécessitent des équipements et logiciels de test plus sophistiqués pour analyser l'opérationnalité de l'appareil en «conditions réelles». Les instruments de test de relais de Megger permettent de tester toutes les facettes d'un relais.

Megger est le leader industriel en tests de relais de protection, ayant développé le premier test de relais de protection commandé par logiciel en 1984. Aujourd'hui ils continuent de fournir divers modèles de testeurs manuels et informatisés, portables ou de laboratoires pour tous les besoins de tests de relais. [1]



Figure III.22 : Appareil Megger® de Test de Relais.

III.9.1. Appareil Megger de Test de Relais :

Le banc de tests **Megger** se compose de deux parties, l'une d'elle comporte un écran tactile qu'on utilise pour les tests manuels et l'autre partie c'est un ordinateur qui contient le logiciel avec quoi on fait le test automatique des relais, et la partie commune c'est le MPRT qui est le bloc principal câblé avec le relais. [1]

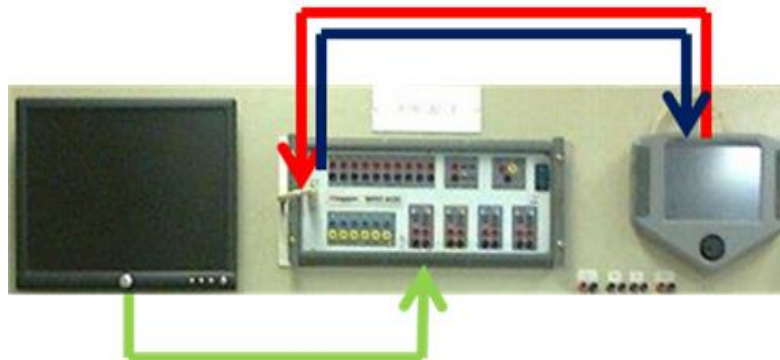


Figure III.23 : Les composants de l'appareil Megger.

III.9.2. Description des commandes du MPRT :

1. POWER ON/OFF interrupteur ;
2. La Lumière ON ;
3. Le Bouton Reset ;
4. Les sorties binaires ;
5. Le simulateur de batterie ;
6. Transducteur DC IN ;
7. Les entrées binaires ;
8. Injecteurs de courants et de tensions ;
9. Le connecteur TVI. [1]

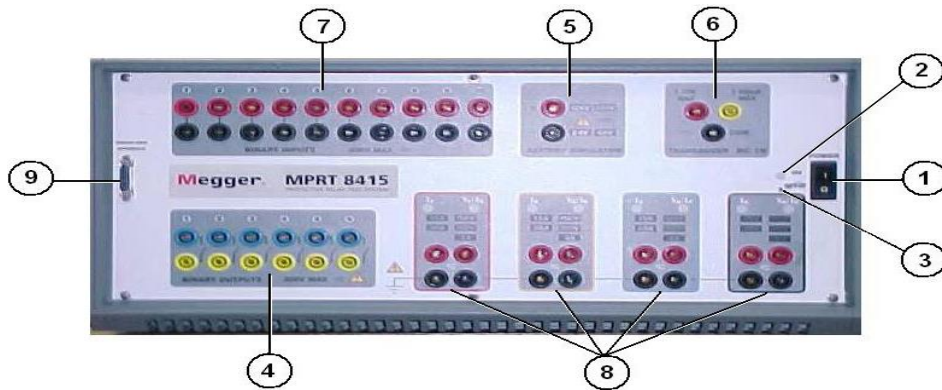


Figure III.24 : La partie commande de MPRT.

III.9.3. L'interface 'Touch View' :

- L'affichage couleur LCD

C'est un panneau tactile d'affichage de 8.5 pouces.

- Le bouton de control

Ce bouton ajustera les valeurs une fois que le curseur se situera dans le menu ou la valeur à besoin d'être changé.

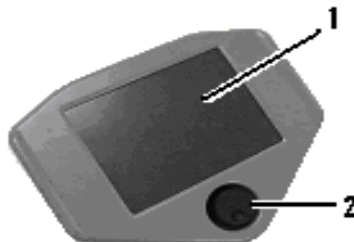


Figure III.25 : L'interface Touch View du MPRT.

- L'écran d'introduction

Appuyer sur le bouton 'Main Menu' produira l'écran suivant



Figure III.26 : L'écran d'introduction de l'interface Touch View du MPRT.

• Ecran ‘Main Menu’

Si un PC est relié, le TVI affichera les sorties qu’il enregistre quand le PC est en charge de l'appareil. Le compte à rebours sera disponible pour choisir SEULEMENT le temps. De plus, le graphique de vecteur sera affiché sur le TVI. [1]

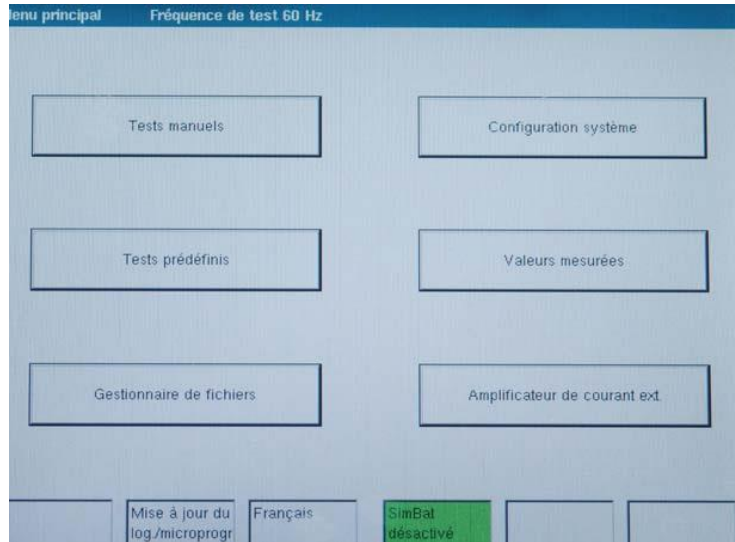


Figure III.27 : Ecran ‘Main Menu’ de l’interface Touch View du MPRT.

• Affichage du panneau tactile

L’affichage du panneau tactile TVI est le moyen par lequel des données sont saisies dans l'appareil, pendant que l’appareil est en mode manuel. [1]

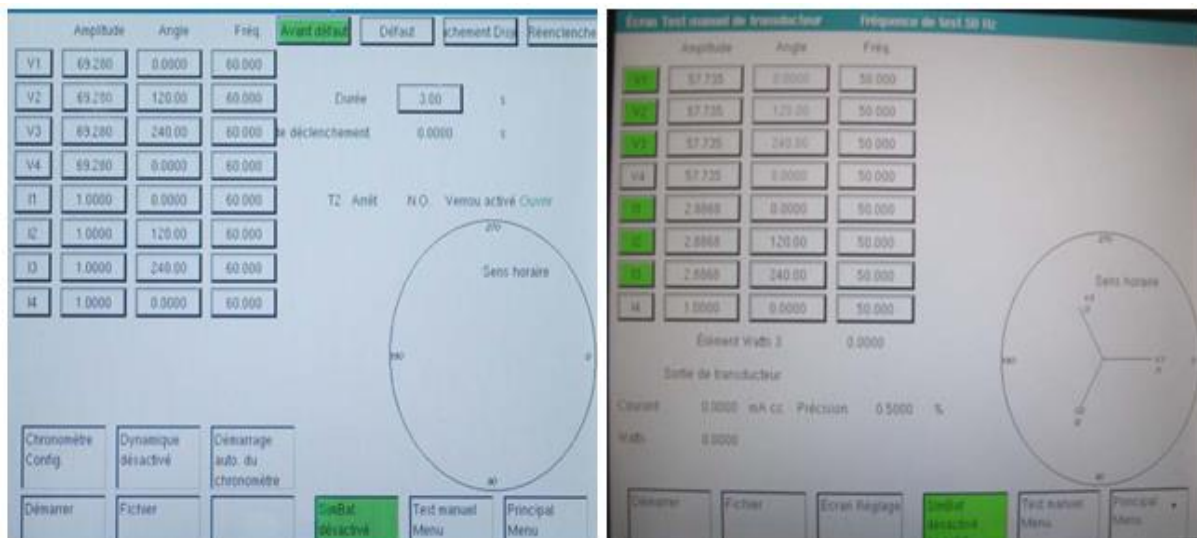


Figure III.28 : Affichage du panneau tactile de l’interface Touch View du MPRT.

Le TVI affichera tous les générateurs actifs (ON) et sélectionnés en rouge, et les générateurs inactif (OFF) en vert. Si un générateur n'est pas choisi il sera de couleur grise.

- **Entrée grâce au clavier (Clavier numérique tactile TVI)**

Réglages dans les divers écrans. Le contact d'une fenêtre de saisie de données sur le TVI activera le clavier numérique tactile. La pression du bouton 'Enter' ou 'Cancel' ramènera l'utilisateur à l'écran précédent. La pression de 'Rampe' sélectionnera la valeur à enfonceur durant l'utilisation des boutons de contrôles. Appuyer sur 'Clear' effacera les valeurs précédemment entrées. [1]

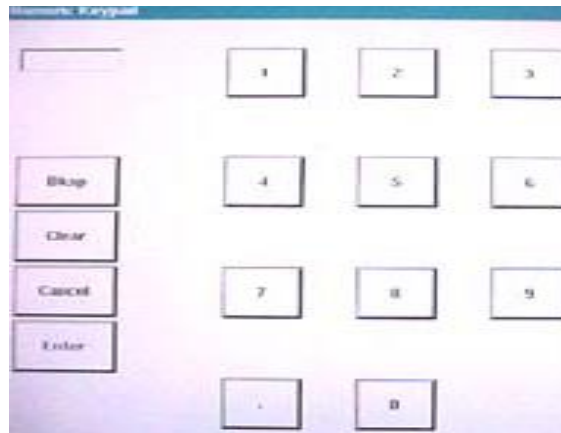


Figure III.29 : Clavier numérique tactile TVI de l'interface Touch View du MPRT.

III.9.4. Câblage du MPRT avec un relais :

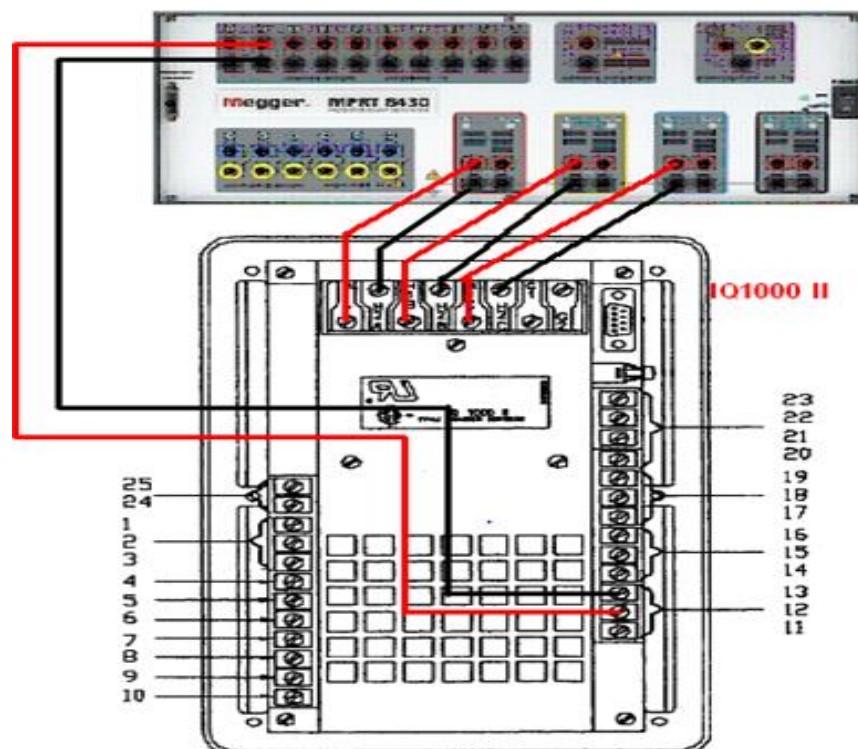


Figure III.30 : Câblage du MPRT avec un relais.

III.10. Cycle de test d'un relais de protection :

- **Tests périodiques des relais de protections**

En nous basons sur l'expérience du constructeur ABB, qui nous conseille de soumettre les relais à un test périodique selon les fréquences suivantes :

Types de relais	A tester tous les
Relais électromécanique	<u>1</u> - 2 ans
Relais statique (électronique analogique)	<u>2</u> - 3 ans
relais numérique	<u>3</u> - 4 ans

Tableau III.3 : Tableau de cycle de test de relais de protection.

Le principe de base veut que les installations présentent une durée de vie technique et économique de 15 à 25 ans maximum.

En pratique, les installations secondaires restent encore en service beaucoup plus longtemps que cela. [1]

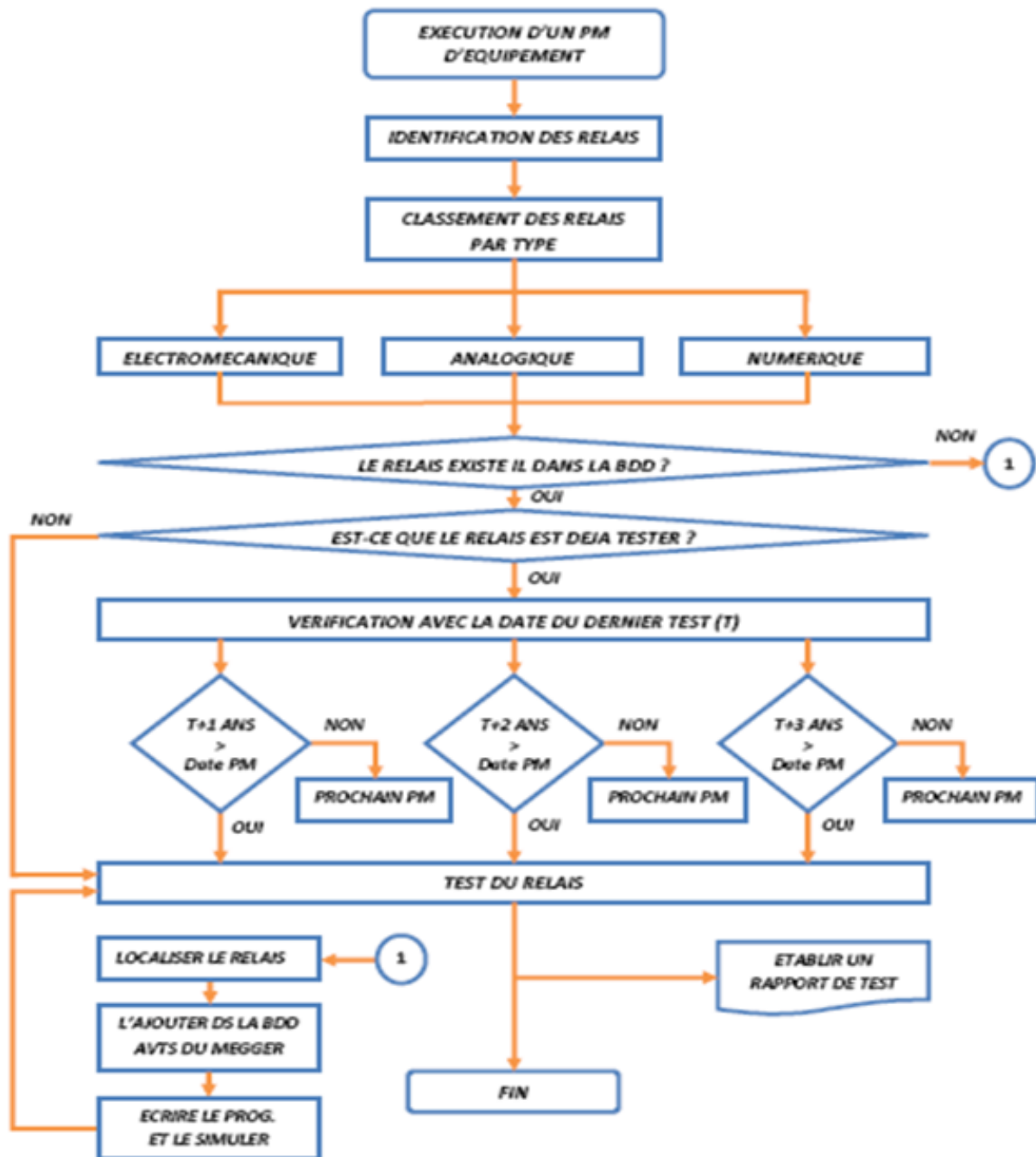


Figure III.31 : Organigramme Cycle de test d'un relais de protection [1].

III.11. Logiciel AVTS pour MPRT :

- Module d'aide permettant de créer un nouveau test facilement ;
- Visualisation et simulation des enregistrements numériques de défaut au format Comtrade ;
- Diagnostic suivant le critère BON/MAUVAIS ;
- Modélisation des courbes temps / courant ou de tous types de caractéristiques ;
- Base de données compatible Access orientée Réseau.

AVTS est un logiciel conçu pour une utilisation avec les testeurs MPRT ou PULSAR de Megger, compatible avec Microsoft® Windows® 2000/XP®/Vista™/7. De nouvelles fonctionnalités ont été ajoutées pour plus de flexibilité.

AVTS est disponible en trois versions :

- Basique
- Avancé
- Professionnel

Tous les **MPRT** sont fournis avec **AVTS** Basique.

La version **Basique** inclut: Vecteur en ligne, Rampe et Clic sur défaut, avec la possibilité d'importer, de sauvegarder et d'exécuter des modules de test. De plus, cette version inclut un nouveau module d'aide amélioré.

La version **Avancé** inclus l'Editeur de test, le Contrôle dynamique, Modbus, un convertisseur SS1, des macros pour tests entre extrémités et des outils de programmation basiques pour créer et éditer les modules de test.

La version **Professionnel** inclut les fonctionnalités des versions Basique et Avancé, et d'autres fonctions telles que la Visualisation de formes d'ondes DFR, le Test tactile, l'éditeur et le Numériseur de formes d'ondes. [16]

III.12. Tests des Relais de Protections sous AVTS «AVTS Megger » :

Afin de soutenir notre étude, nous avons eu les tests suivant :

- test de relais de protection (51)
- test de relais de protection (32)
- test de relais de protection (87)

Ces opérations seront exécutées par logiciel AVTS Megger

En fin les résultats obtenus pour différentes simulations seront interprétés pour comprendre et maîtriser le comportement de relais de protection et de l'alternateur en cas de défaut dans les conditions de fonctionnement associées au réseau.

III.12.1. Test de relais de protection (51) :

Après avoir saisi à l'avance les données relatives au système dans la base de données du complexe.

Nous choisirons d'abord l'équipement pour la simulation dans notre cas on a choisit l'équipement TG2 ou les données sont sous forme de tableau donc on prend le tableau **064-V-SWB5B**.

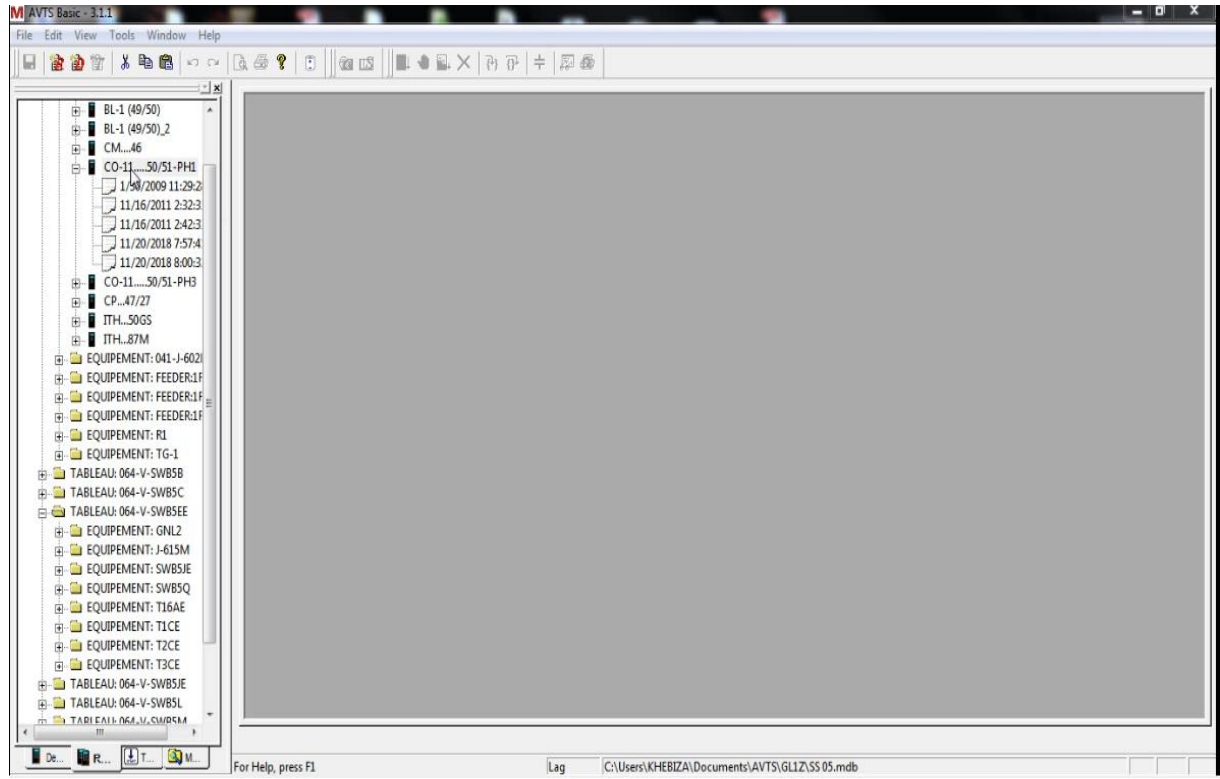


Figure III.32 : Base de données de relais de protection (51) du TG sous AVTS.

Après la vérification des données, nous avons réglé les paramètres de relais que nous voulons expérimenter dans cette simulation on à chois le relais de protection (51

- **Test de la surintensité:**

On injecte un courant au borne de 8-9 qui est égale à :

$$I = \text{TAP} \times \text{MULTIPLE}$$

TAP: Prise

Multiple: % du courant de prise c.à.d. pour un défaut de 300% par exemple:

$$I = 3 \times \text{TAP}$$

$$\text{Prize} = \text{TAP} = 2$$

I=12A à injecter

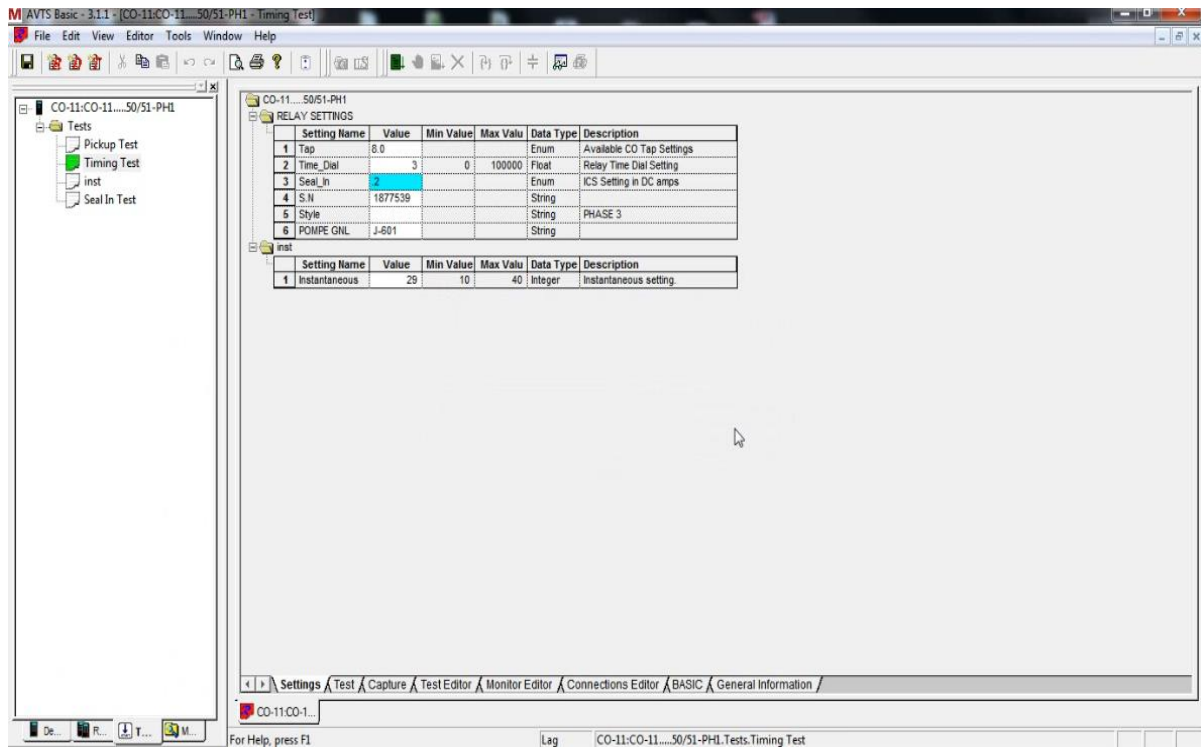


Figure III.33 : Réglage des paramètres de relais de protection (51) du TG.

Pour cette étape on a exécuté le test pour l'obtention de la courbe de protection qui est déjà intégré dans le programme de logiciels.

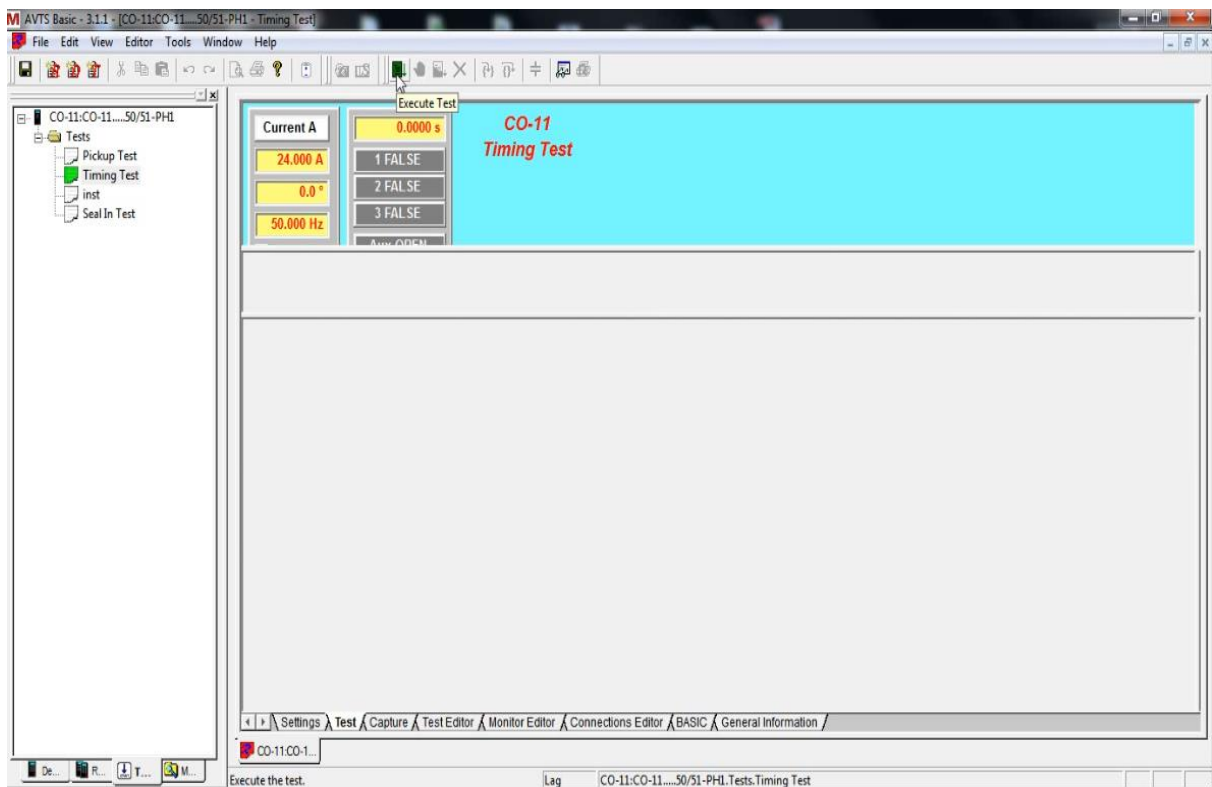


Figure III.34 : Exécution de test de relais de protection (51) du TG.

Après l'exécution nous avons simulé le test

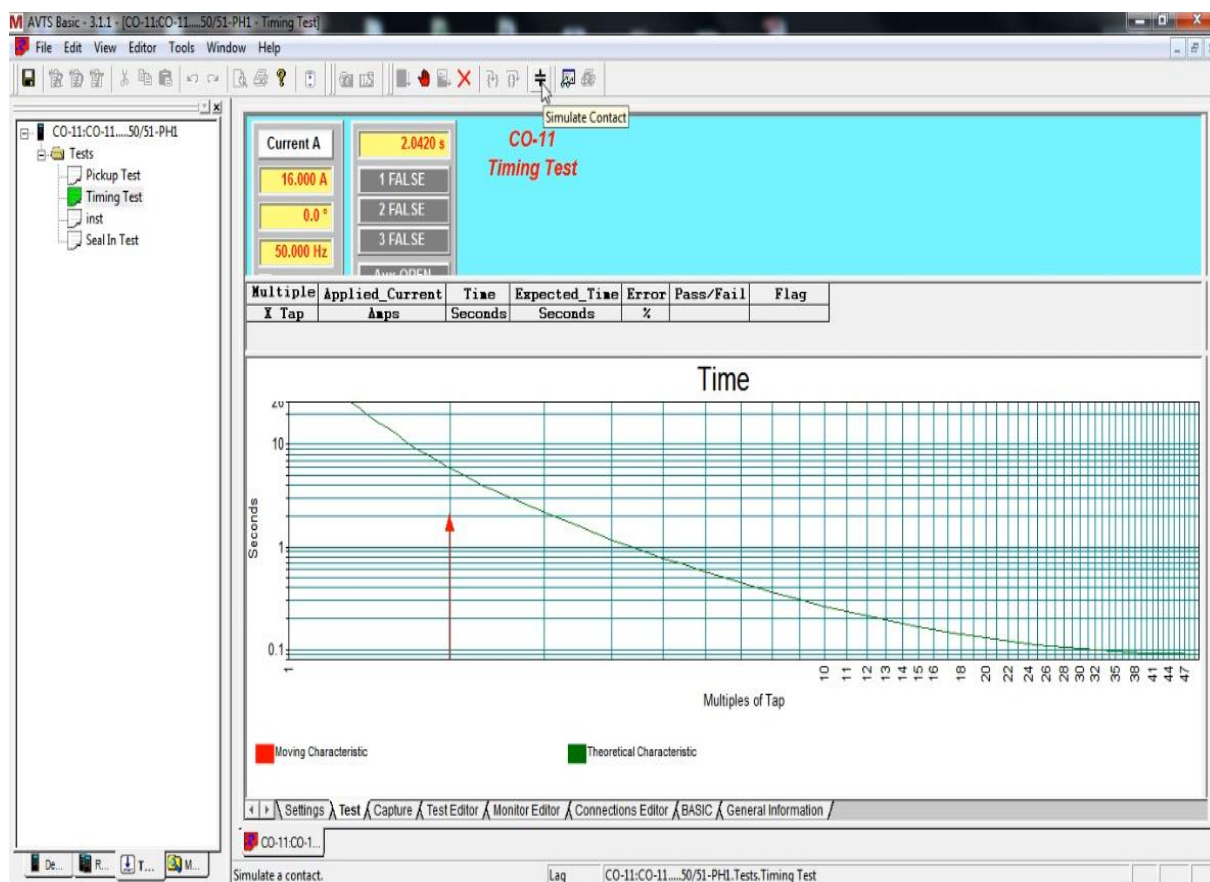


Figure III.35 : Simulation de test de relais de protection (51) du TG.

Après avoir exécuté et simulé le test nous avons obtenu les résultats suivants

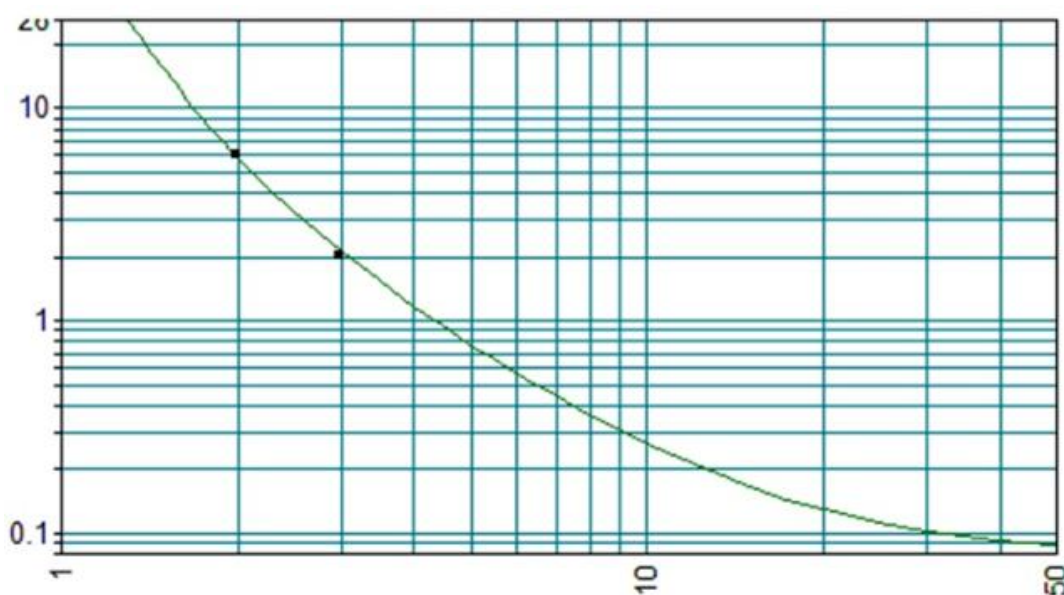


Figure III.36 : La courbe de protection de relais (51).

Multiple de prise	Courant appliqué (A)	Temps (s)	Temps prévue (s)	Erreur (%)	Résultat
2	12	5.99	5.85	2.55	Bon
3	20	2.14	2.14	-5.89	Bon

Tableau III.4 : Tableau des résultats du test de relais de protection (51).

Interprétation des résultats :

- **1ere test I=12A à injecter**

D'après la courbe de protection et les résultats de tableau obtenus on lit le temps de déclenchement $t_s=5.99(s)$, le temps prévue pour le déclenchement $t_{ps}=5.85(s)$ donc sont un peu près égaux et l'erreur est petite de **2.55 %**

D'après la courbe de protection les contacts de déclenchement entre 1 et 10 contact

Donc le résultat de relais est bon il fonctionne correctement sans problème alors le relais est acceptable.

- **2ème test I=20A à injecter**

D'après la courbe de protection et les résultats de tableau obtenus on lit le temps de déclenchement $t_s=2.14(s)$, le temps prévue pour le déclenchement $t_{ps}=2.14(s)$ donc sont presque égaux et l'erreur est très petite de **-5.89 %**

D'après la courbe de protection les contacts de déclenchement entre 1 et 10 contact.

Donc le résultat de relais est bon il fonctionne correctement sans problème alors le relais est acceptable.

III.12.2. Test de relais de protection (32) :

- On injecte entre (6⁺,7) une tension de 120V.
- On injecte entre (8,9⁺) un courant I= [4A, 60°] → les contacts se ferment.
- On injecte entre (8,9⁺) un courant I= [4A, 240°] → les contacts se ferment.

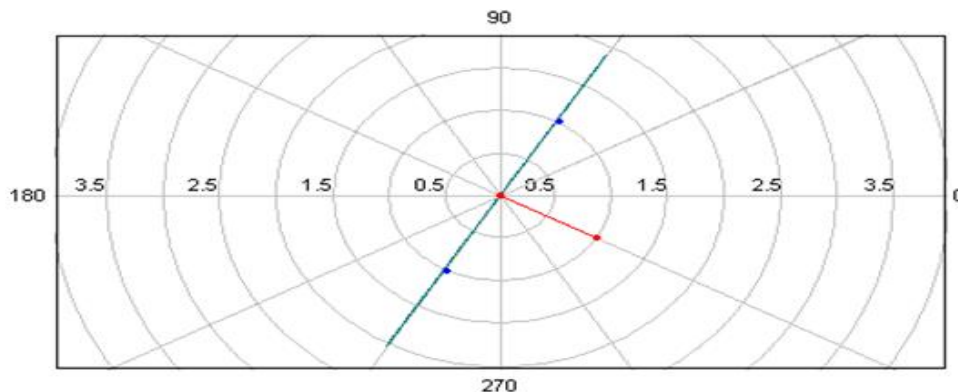


Figure III.37 : Résultat de test de couple max de relais de protection (32).

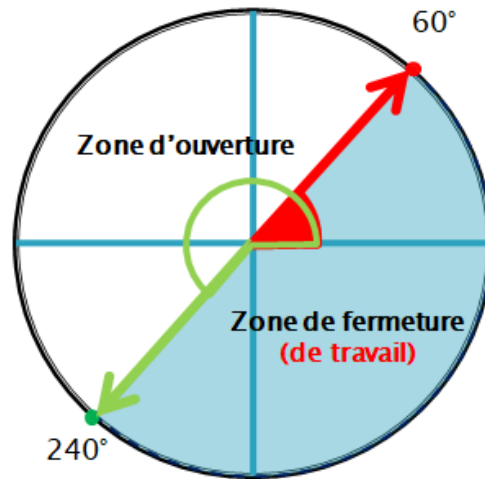


Figure III.38 : La zone de travail de couple max.

- On bloc les contacts de l'unité directionnelle (le couple max).
- On règle le TD à une valeur donnée.
- On injecte 120V / 4A est on lit le temps de déclenchement.

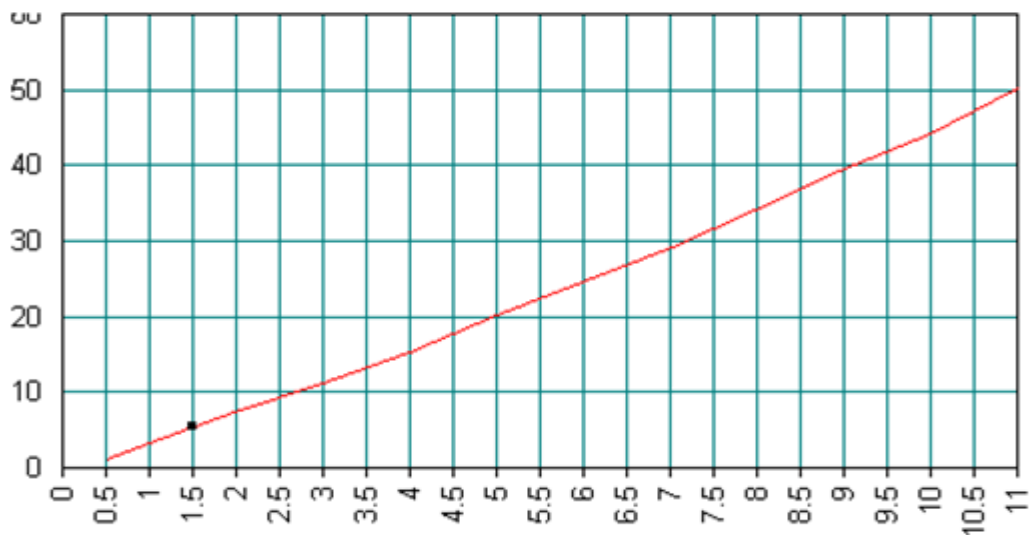


Figure III.39 : La courbe de protection de relais (32).

Courant appliqué (A)	Temps (s)	Temps prévue(s)	Plage min (s)	Plage max (s)	Résultat
4	5.23	5.03	4.56	5.58	Bon

Tableau III.5 : Tableau des résultats du test de relais de protection(32).

Interprétation des résultats :

- 1ere test pour l'unité directionnelle I=4 / V= 120V à injecter

D'après l'angle de couple max que nous avons obtenu on remarque que l'angle de ce dernier est de 330° donc la zone de fermeture (de travail) est entre [240° 60°] elle est dans les normes.

- 2ème test $I=4A / V=120 V$ à injecter

D'après la courbe de protection et les résultats de tableau obtenus on lit le temps de déclenchement $t_s=5.23(s)$, le temps prévue pour le déclenchement $t_{ps}=5.03(s)$

D'après la plage de temps de déclenchement [$4.46(s) - 5.58(s)$] On di que le résultat de relais est bon il fonctionne correctement sans problème alors le relais est acceptable.

III.12.3. Test de relais de protection (87) :

On injecte $120(V) / 2.30(A)$ est on lit le temps de déclenchement.

Courant appliqué (A)	Temps (s)	Temps prévue(s)	Plage min (s)	Plage max (s)	Résultat
2.30	0.74	0.76	0.65	0.87	Bon

Tableau III.6 : Tableau des résultats du test de relais de protection (87).

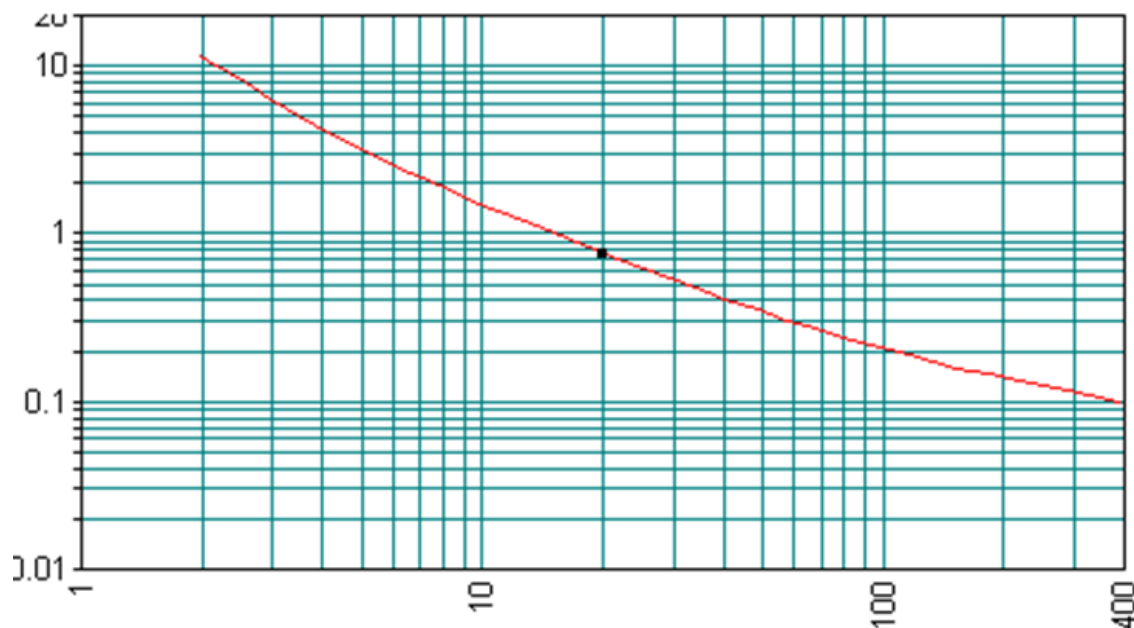


Figure III.40 : La courbe de protection de relais [87].

Interprétation des résultats :

- 1ere test $I=2.30A / V=120V$ /à injecter

D'après la courbe de protection et les résultats de tableau obtenus on lit le temps de déclenchement $t_s=0.74(s)$, le temps prévue pour le déclenchement $t_{ps}=0.76(s)$

D'après la courbe de protection les contacts de déclenchement entre 1 et 10 contact

D'après la plage de temps de déclenchement [$0.65(s) - 0.87(s)$] On di que le résultat de relais est bon il fonctionne correctement sans problème alors le relais est acceptable.

III.13. Présentation de MATLAB/SIMULINK™ :

MATLAB est un logiciel destiné principalement au calcul scientifique, à la modélisation et à la simulation. Le noyau de calcul est associé à l'environnement de SMULINK permettant une modélisation basée sur des schémas-blocs. Des bibliothèques spécialisées sont disponibles (les "Toolboxes") pour la plupart des domaines scientifiques nécessitant des moyens de calcul importants : automatique, traitement de signal, mathématiques appliquées, télécommunications, etc. Des modules temps réel, développés autour des produits d'SPACE (Real Time Interface, TRACE, COCKPIT) sont également proposés et rendent l'environnement de travail particulièrement attractif : l'utilisateur dispose en effet de tous les outils nécessaires à l'élaboration d'une application sur procédé réel, de la simulation à la supervision.

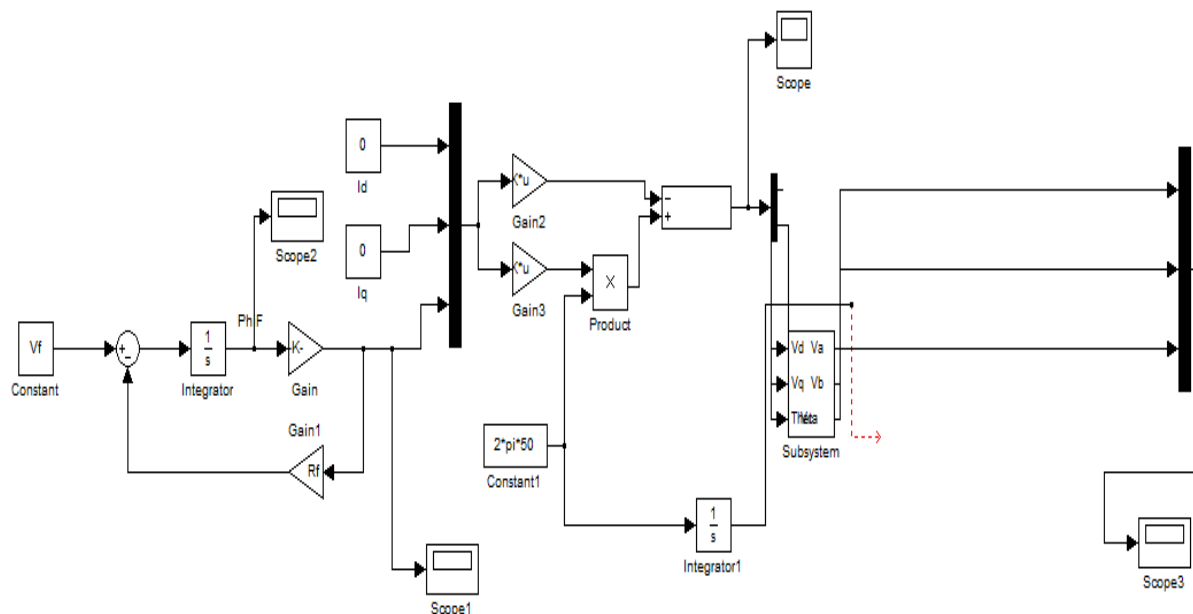


Figure III.41 : schéma bloc de la machine synchrone.

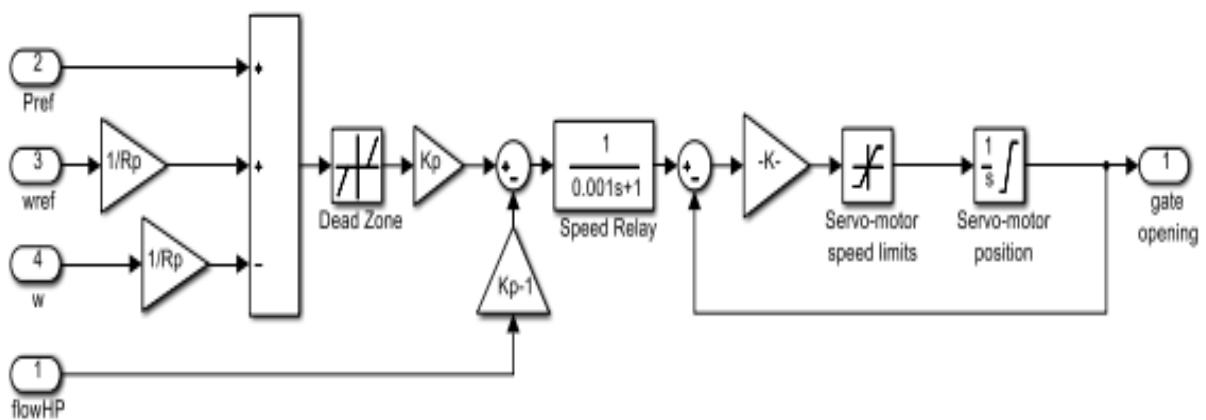


Figure III.42 : schéma bloc de la turbine à vapeur.

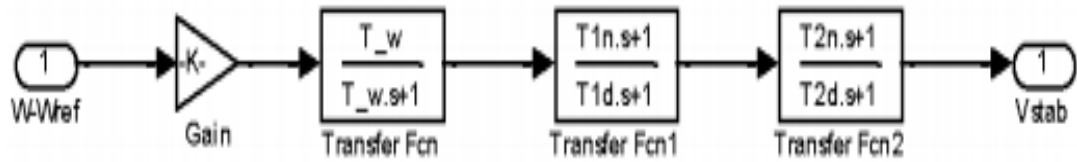


Figure III.43 : schéma bloc du Stabilisateur de puissance.

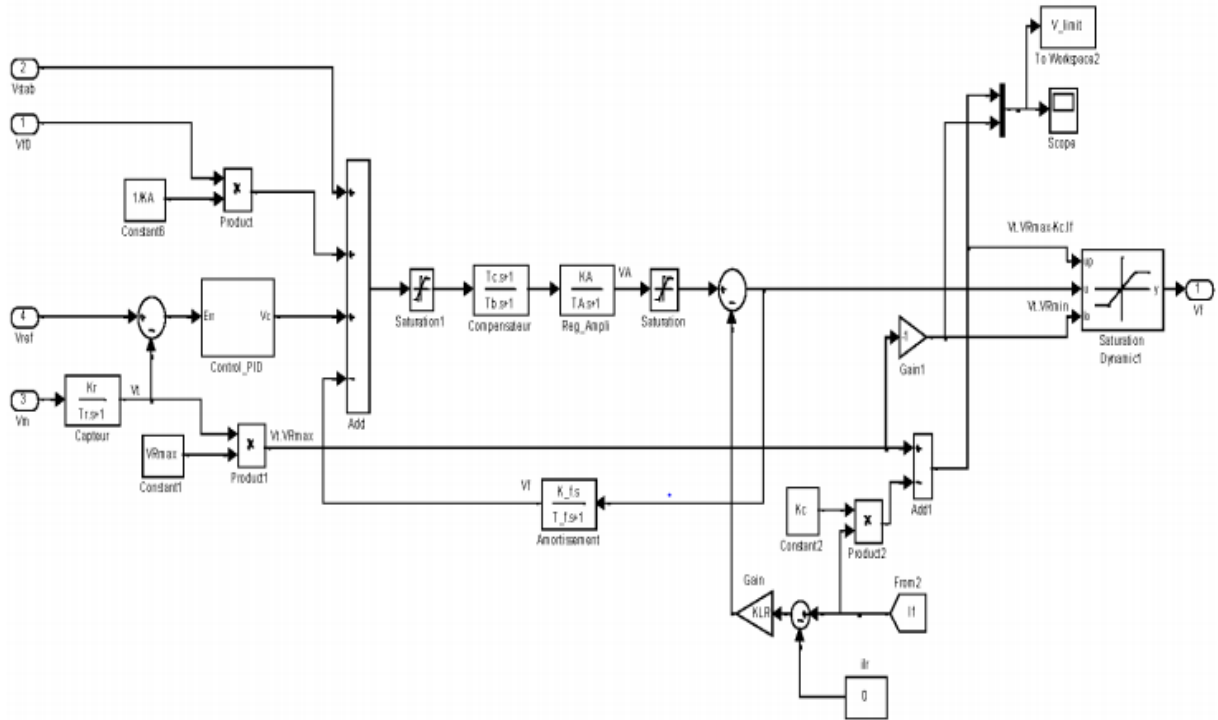


Figure III.44 : schéma bloc du système d'excitation (régulation de tension).

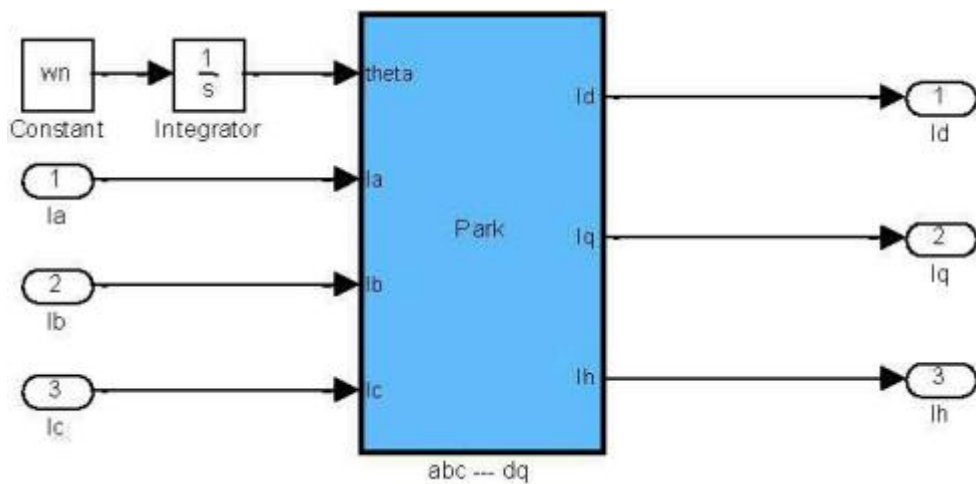


Figure III.45 : Bloc Simulink Transformée de Park.

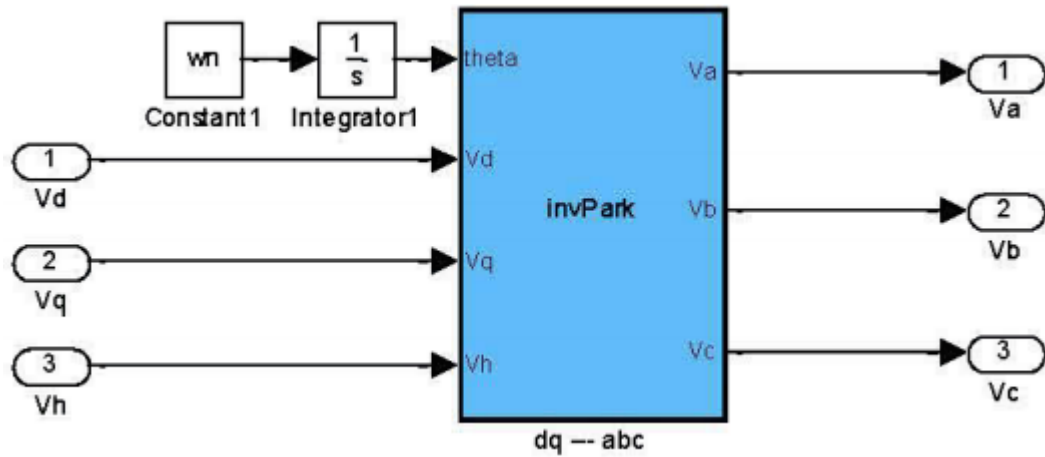


Figure III.46 : Bloc Simulink de Transformée de Park inverse.

III.13.1. Simulation à l'aide d'un programme sous MATLAB :

GR	Pn (MVA)	Cos phi	Pn (MW)	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Vn (KV)	Ld		Lq	Lfd		Ifq	lsd	Lsq	Tfdo (s)	Tsd o (s)	Statisme Rp (%)
							Un sat	sat		Un sat	sat						
2	32	0.8	18	20	2	5.5	2.67	2.07	1.86	0.22	0.16	1.86	11,5	12,6	13	0.027	4

Tableau III.7 : Les caractéristiques de l'alternateur.

Programme sous MATLAB :

```

U=5500
s_base =32; % puissance de base (VA)
V_base= sqrt(2/3)*s_base ; % tension de base (V)
Z_base =U^2/s_base ; % impédance de base (Ohms )
I_base=V_base/U^2/s_base; % courant de base (A)
f=50 ; % fréquence de base (hertz)
wn=2*pi*f ; % pulsation électrique de base
p=1 ; % Nombre de paires de pôle
N=60*f/p; % vitesse de rotation
ws=2*pi*50 ;
    g=0;
    wr= 50*60
wm=1; % vitesse de synchronisme
% Paramètres de la machine (en pu )
r_a=0.003 %0.240058% résistance statorique
r_D=0.0381987 ; % résistance de l ' amortisseur
r_Q=0.00175429 ; % résistance de l ' amortisseur
rh=1; %r a ; % résistance homopolaire

rf= 0.240058 ; % résistance de fuite
L_a=0.149; % réactance statorique
LD=0.163013; % réactance de l ' amortisseur
LQ=0.00102778 ; % réactance de l ' amortisseur
Lfd=0.173056;
%mt le d?bit masse vapeur
taux=0.1;
    gain=62.5;%
    tauxc=1.3*10^-3;%le retard d?pend de la vitesse du vapeur
    Ta=210;%c?température compresseur
    Tc=25;%c? temp?rature ambiante
    Cp=470; %le coefficient de puissance thermique
    tauxcc=1.4*10^-3; %temps de retard compresseur

    Tcc=982;%C?temp?rature sortie chambre de combustion
    tauxT=0.294; %temps de retard combustion
    TT=315; %C? temp?rature sortie turbine
    omiga=3000*2*pi/60; %vitesse arbre rad/second
At= 1.8 ;
Tw = 0.1;
    beta = 0.001;
    Ka = 30; % teste gain statique du servomoteur
    ta= 0.1; % teste de temps du servomoteur
gmin = 0.01 ;
gmax = 10 ;
    Vgmin = 0.01 ;
Vgmax = 10;
    Rp =0.8 ;
g0 =0.02 ;
G0 = At*g0;
H =0.05 ;
d = 1 ; % R?gulation de la vitesse
Wref= 1 ;
Pref= 0.6 ;
Pe =-0.35 ;
dref = 1 ; % mode de fonctionnement du r?gulateur
w0= 0.1;

```

II.13.1.1. Simulation sans défaut :

Dans notre travail, il s'agit en partie de contrôler les grandeurs de sortie du générateur. Cela nous introduit à une étape importante de notre travail, qui est de simuler le fonctionnement stable du turbogénérateur et le fonctionnement turbulent

► Résultats de simulation sous Simulink /MATLAB

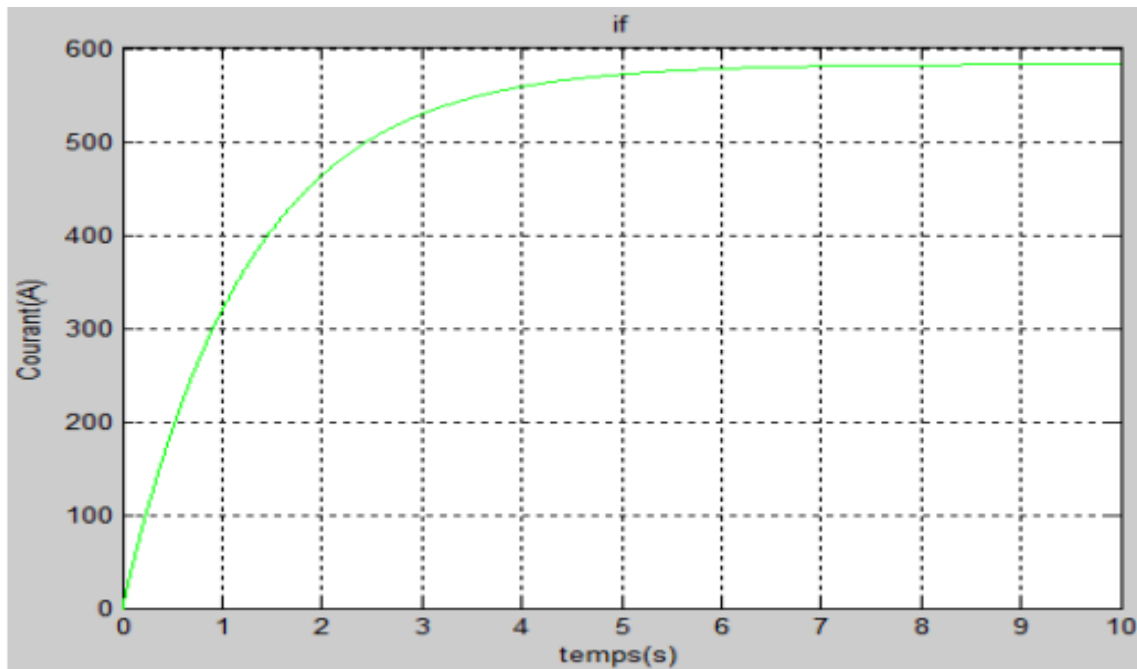


Figure III.47 : Courant d'excitation.

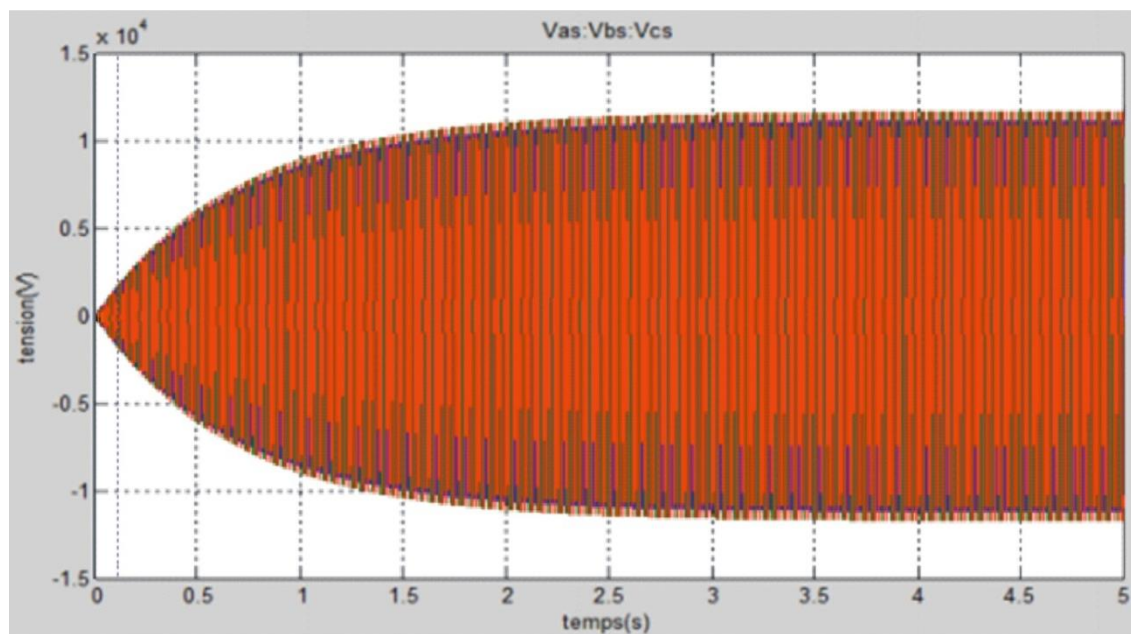


Figure III.48 : Tensions stator.

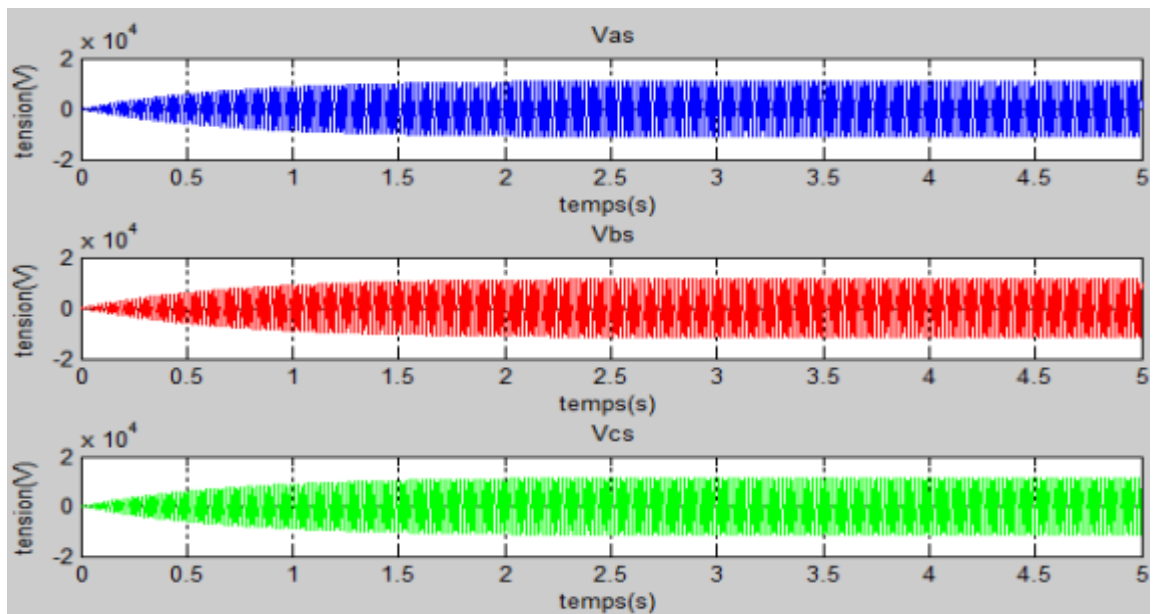


Figure III.49 : Tension de sortie de chaque phase.

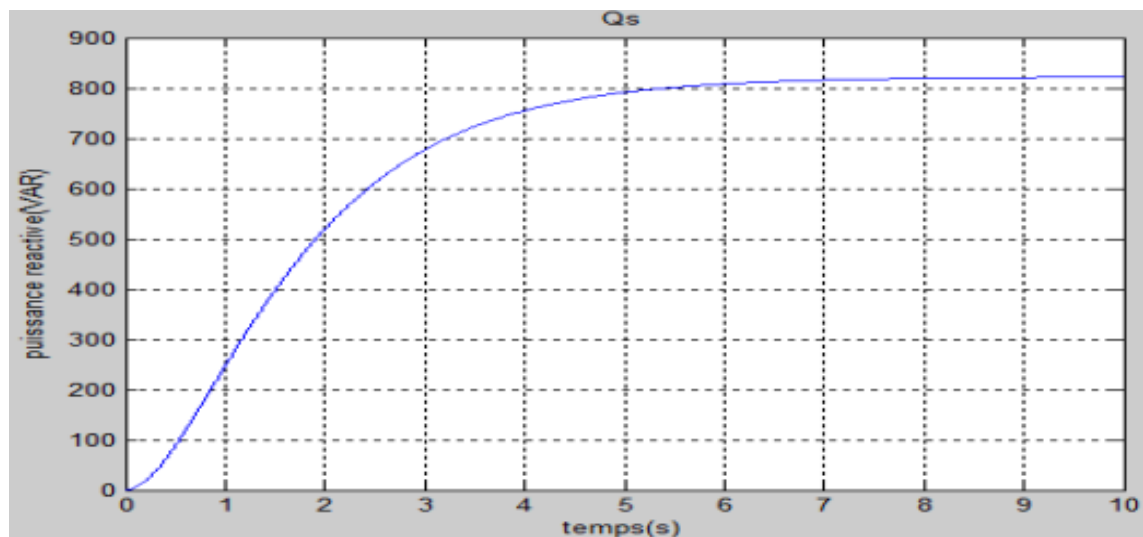


Figure III.50 : Puissance réactive.

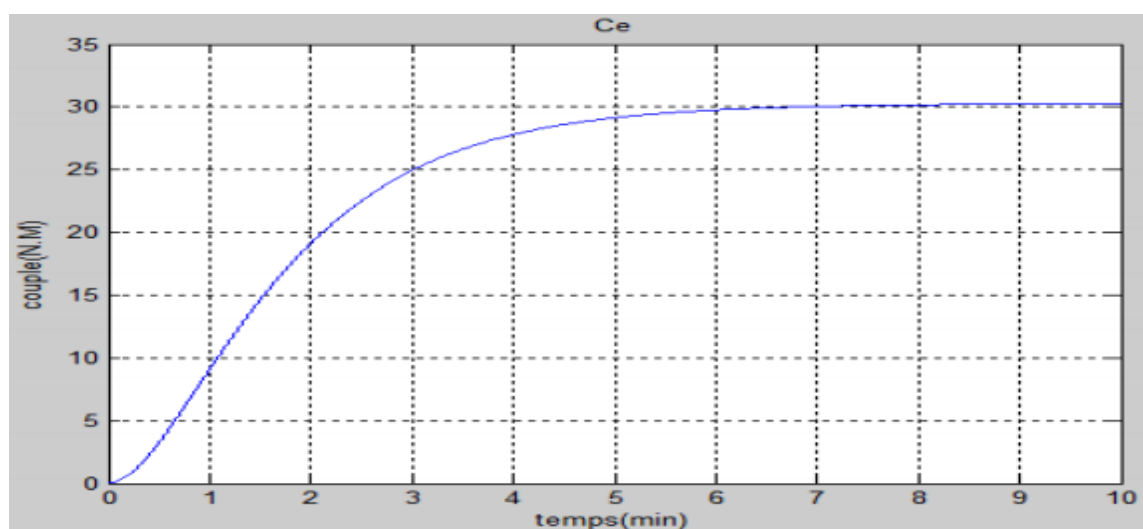


Figure III.51 : Couple alternateur.

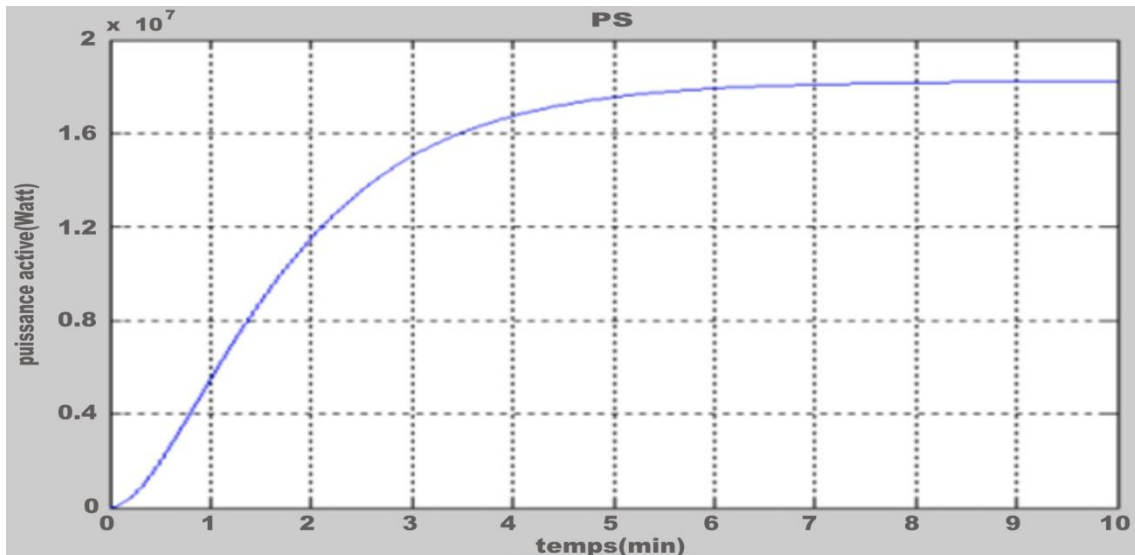


Figure III.52 : Puissance active.

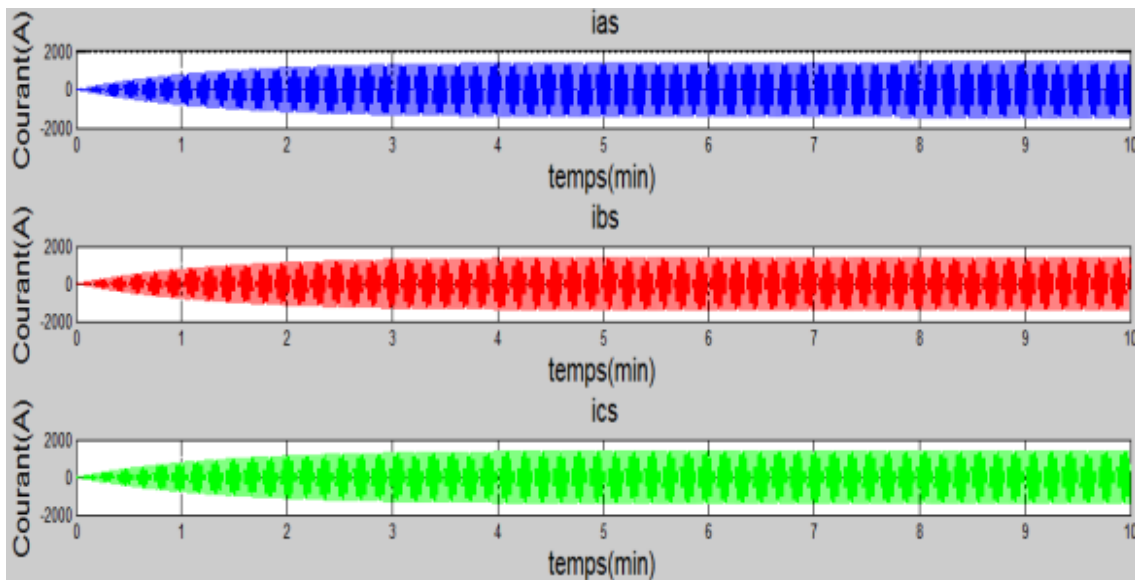


Figure III.53 : Courants de sortie générateur de chaque phase.

Interprétation des résultats:

- La figure III.47 et la figure III.48 présentent le courant d'excitation et l'amorçage de la tension. Le paramètre courant d'excitation donne l'image de la réponse du régulateur automatique. Nous constatons que l'augmentation et la stabilisation de tension suit l'augmentation et la stabilisation du courant d'excitation.
- Figure III.50 - présente l'image de la puissance réactive dans la durée de (10s) une fois que le groupe est couplé au réseau. La puissance réactive Q est régulée par l'anneau de régulation de la tension du stator, à travers lequel le courant d'excitation est contrôlé.

- D'après la figure III.51 et figure III.52 Lorsqu'un couple mécanique est fournie au rotor de la machine, le stator alimente le réseau auquel il est connecté en énergie électrique. Si le groupe doit alimenter le réseau avec de grandes quantités d'énergie, alors la turbine doit produire un couple motrice élevé. Mais ce couple élevé, appliqué au rotor, ne permet de tirer les aimants du stator que si le flux dans l'appareil est fort
- Figure III.52 présente de la puissance active dans les dix minutes après couplage groupe au réseau, se stabilise à la valeur de 18 MW.
- D'après les résultats de simulation sans défaut figure III.47, figure III.48 figure III.49, figure III.50, figure III.51, figure III.52, figure-III.53 nous déduirons : Pour tous les appareils de la même classe, la surveillance quantitative est une indication de l'état de la machine: si nous constatons le développement de ces quantités, ou si elles diffèrent sur un appareil de la classe, alors une erreur peut s'être produite.

III.13.1.2. Simulation avec défaut de perte d'excitation :

Le but de la simulation est de tester la régulation et la réponse de la protection afin de stabiliser le réseau électrique et éviter les accidents de groupe. En réduisant le courant d'excitation, la capacité à fournir de l'énergie au réseau est réduite de manière similaire car le débit de la machine est faible. Dans ces conditions, il est dangereux d'avoir un couple fort sur l'arbre car il devient facile de couper le contact magnétique entre le rotor et le stator.

► Résultats de simulation sous MATLAB

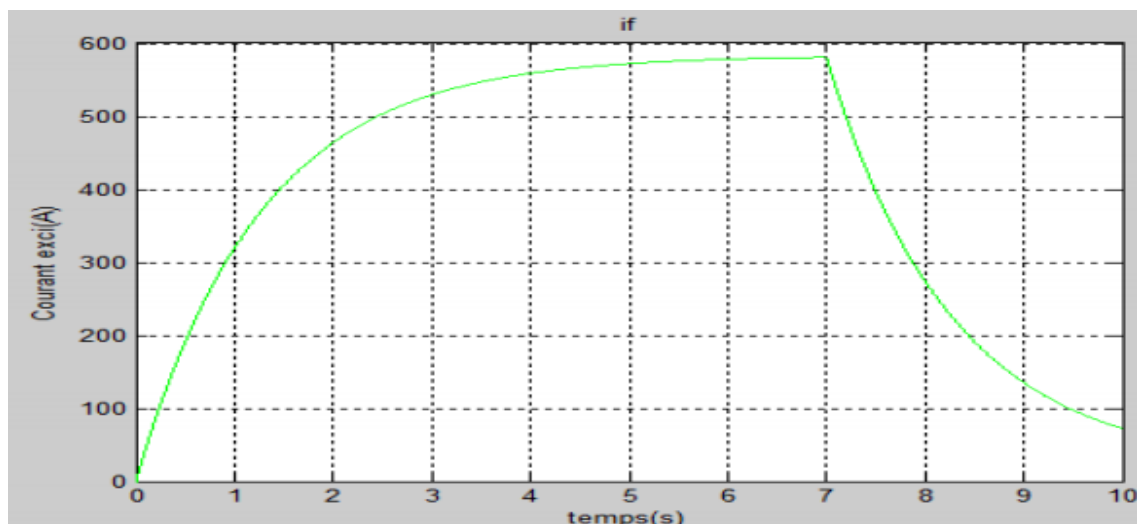


Figure III.54 : Courant d'excitation. (Perte excitation).

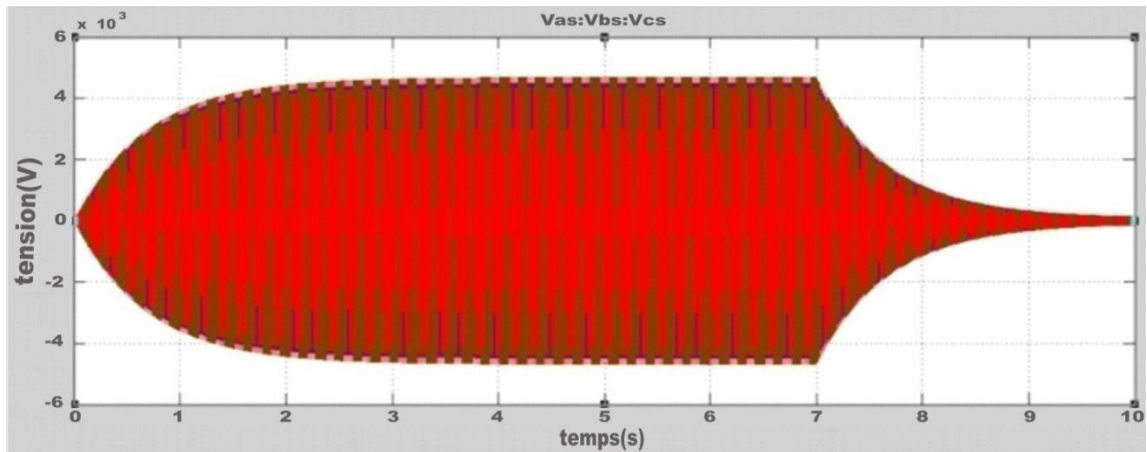


Figure III.55 : Tensions défaut perte d'excitation.

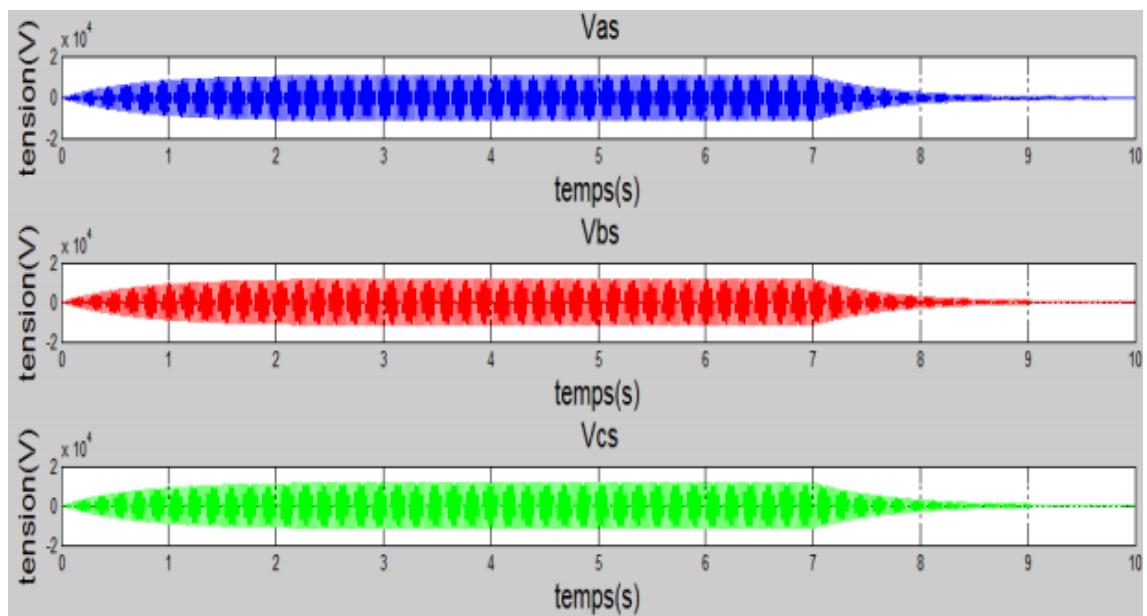


Figure III.56 : Tension de chaque phase. (Perte d'excitation).

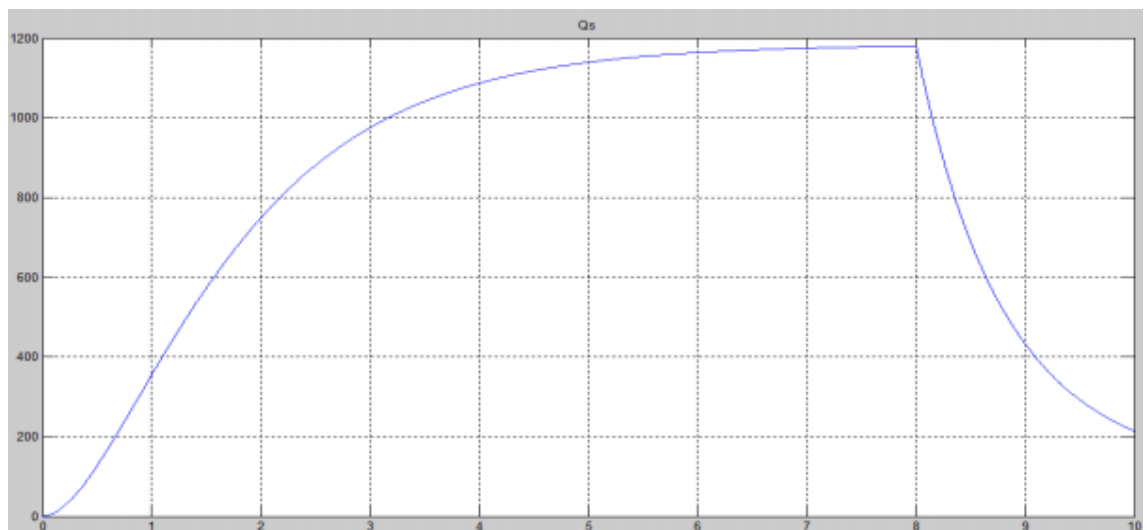


Figure III.57 : Puissance réactive (perte d'excitation).

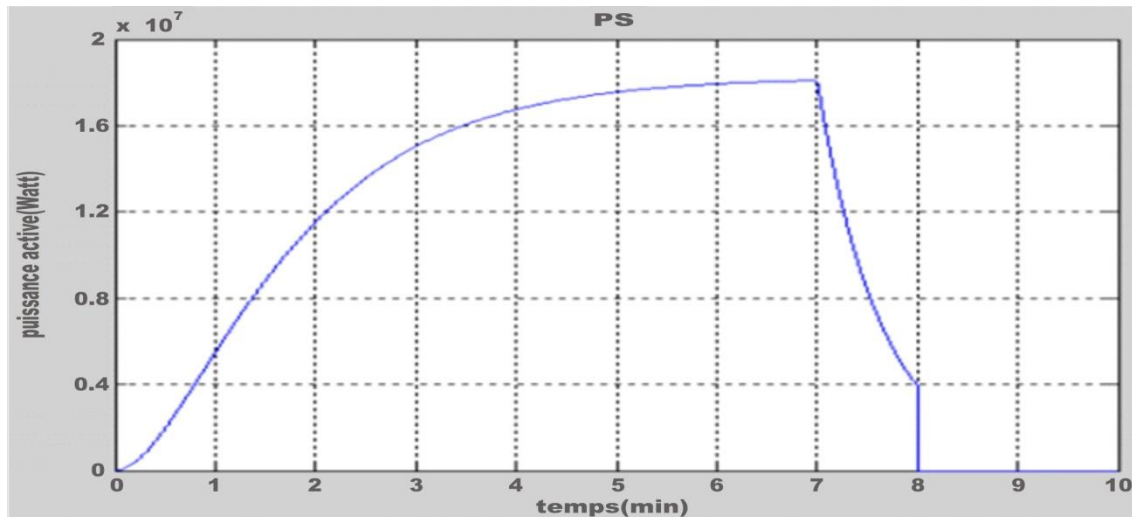


Figure III.58 : Puissance active. (Perte d'excitation).

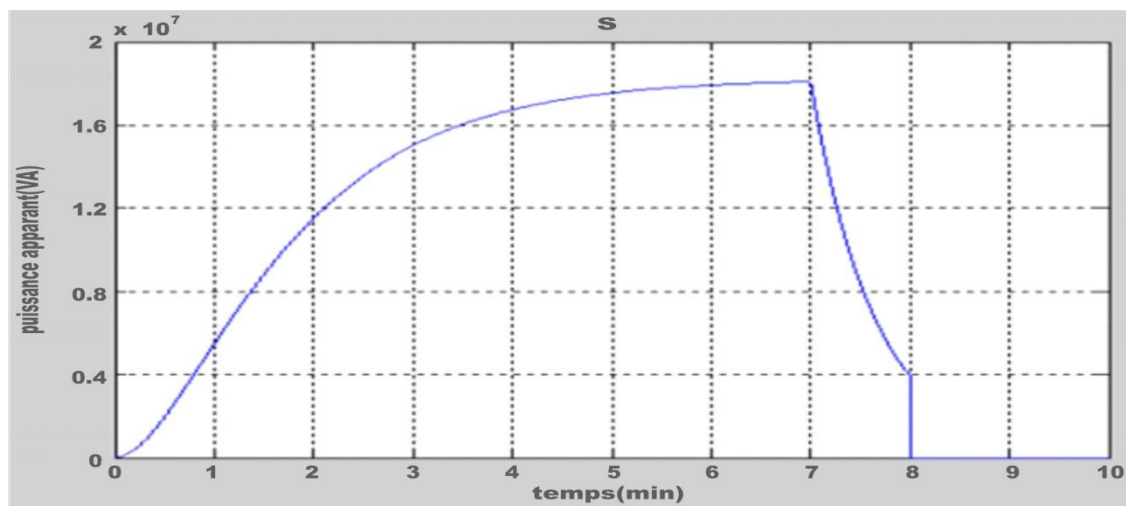


Figure III.59 : Puissance apparente.

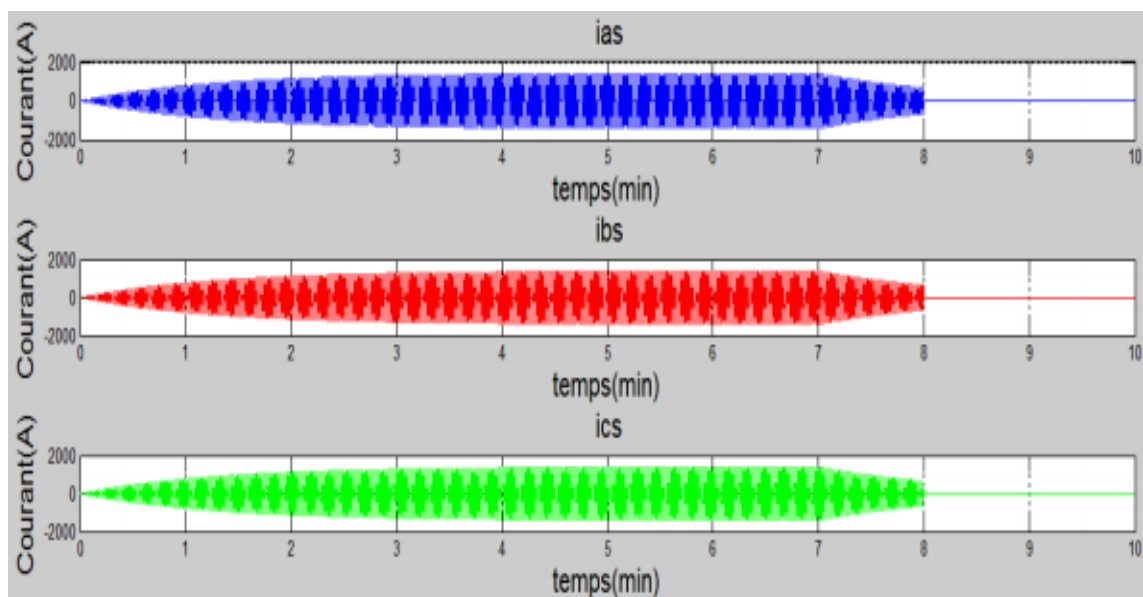


Figure III.60 : Courant de chaque phase.

Interprétation des résultats

D'après l'étude ci-dessus nous savons donc :

- D'après les figures III.55 – III.56 – III.57 on dit que La tension de sortie générateur ainsi que la puissance réactive suivent parfaitement le courant d'excitation.
- Un générateur couplait sur un réseau, si sa puissance active augmente, sans modifier son excitation, sa puissance synchronisant diminue, et sa stabilité est moins forte.
- Si le courant d'excitation est trop faible, le générateur qui dépasse une certaine puissance active, ne maintient plus la synchronisation avec le réseau, est dit reprendre. A ce moment, il absorbe un courant très important, et il doit être déconnecté dès que possible du réseau en ouvrant le disjoncteur.
- Si le générateur fournit une énergie réactive au réseau, son excitation est plus forte, sa stabilité est augmentée. Au contraire, si le générateur reçoit de l'énergie réactive du réseau, l'intensité de son courant d'excitation sera réduite. Si elle descend en-dessous d'une certaine valeur, le générateur décroche.

Sur les machines synchrones à grande puissance, nous nous intéressons au courant d'excitation, grandeur qui est accessible sur ce type de machine.

Nous avons vu que le défaut d'excitation a eu un impact significatif sur les grandeurs de sortie machine.

Nous avons traité la simulation d'une machine synchrone à puissance 18MW couplé au réseau dans le cas sain et dans le cas de défauts. De ce fait, nous avons établi l'influence de l'excitation sur les grandeurs de sortie et sur le comportement de la machine, dans les deux cas.

Conclusion :

Ce dernier chapitre a présenté notre contribution a visé l'amélioration du système de protection des turbogénérateurs et ceci en proposant de remplacer la protection des turbo-alternateurs existants au sien du complexe GNL1/Z par une protection numériques qui est reconnus par leurs fiabilité et robustesse.

Pour résoudre ce problème, on a énuméré dans ce chapitre les axes cités ci-dessous :

- Description détaillée du relais SEPAM G87.
- installation du relais SEPAM G87 au niveau de la cellule du turbogénérateur
- Les modifications apportées à l'armoire existante ainsi une recommandation de changer toute l'armoire de la station N°5
- Architecteur de communication proposée.

Afin de soutenir notre étude, nous avons effectué deux simulations :

- Simulation de test de relais sur logiciel AVTS-Megger du complexe GNL1/Z pour voir la réaction du relais au cas d'un défaut produit

- Simulation sous Matlab/Simulink où nous avons étudié le de fonctionnement de la machine synchrone liée au réseau électrique dans le cas sain et dans le cas de défaut (perte d'excitations) pour voir le comportement de la machine les grandeurs électrique dans les deux cas.

Conclusion générale

Conclusion Générale

La période stage pratique dans le complexe GNL1/Z nous a été bénéfique sur plusieurs plans. Sur le plan relationnel, nous avons rencontré différentes personnes ayant, pour certaines, une très grande expérience dans le domaine industriel.

Nous avons donc tiré profit de leur connaissance de l'équipement étudié grâce aux fréquentes discussions techniques que nous avons eues ensemble.

Par ailleurs, nous avons été amenés à élaborer une démarche particulière pour traiter la problématique.

Notre contribution a visé l'amélioration du système de protection des turbogénérateurs et ceci en remplacement la protection existants par une autre numérique qui est reconnus par leurs fiabilité et robustesse.

Nous avons introduit notre travail par une présentation de complexe, l'endroit et le cycle de production. Architecture du réseau électrique et la distribution de l'énergie électrique dans l'entreprise a été détaillée. Ensuite nous avons fait une étude sur l'alternateur et ses principaux organes et son principe de fonctionnement. Comme nous avons aussi expliqué le système d'excitations de l'alternateur et le fonctionnement de la régulation de tension d'excitation et de la fréquence dans la turbine. En conséquence à travers cet aperçu nous avons acquis beaucoup de connaissances sur les systèmes industriels de productions de l'énergie électrique.

Dans le deuxième chapitre nous avons fait une étude détaillé sur le système de protection des alternateurs et les relais de protections sont aussi bien expliqué. Comme nous avons données nos recommandation sur la problématique. Nous avons déduit que la protection existante dans le complexe pose aussi un autre problème car on ne peut pas savoir quelle protection a coupé le courant en ouvrant le disjoncteur. D'après ce chapitre nous remarquons que la protection analogique et l'électromécanique n'est pas fiable il faut améliorer le système de protection qui existe dans le complexe pour éviter les dégâts

Dans le troisième chapitre, nous avons présenté le système de protection numérique et les solutions que nous avons proposé pour une meilleure protection nous avons exécuté notre simulations la première avec le logiciel de test de relais Megger et la deuxième par le logiciel de simulation Matlab-Simulink avec les mêmes paramètres de complexe GNL1/Z pour bien comprendre le fonctionnement d'un relais de protection. De ce fait, nous avons établi

Conclusion Générale

l'influence de l'excitation sur les grandeurs de sortie et sur le comportement de la machine, quel que soit dans le cas sain ou dans le cas défaut .

Sur les machines synchrones à grande puissance, nous nous intéressons au courant d'excitation, grandeur qui est accessible sur ce type de machine.

Enfin nous recommandons les cadres de la centrale de passer à la protection numérique qui garantit les utilisateurs d'obtenir les bénéfices escomptés.

Bibliographie

Bibliographie

[1] : Documentation GNL1/Z-Sonatrach

[2] : (Ingénieur électricité FAETAN Saïd : Mémoire de fin de la période d'induction « Rénovation des tableaux 5.5 KV de la sous station principale (S.S N°5) Année 2010/2011 ».

[3] : ingénieur électricité NEKKAL NAÏMA : Projet de fin d'étude USTO /département génie électrique /options machine électrique « Dimensionnement électrique d'un Turbo-Générateurs /année 2007-2008 ».

[4] : https://fr.wikipedia.org/wiki/Stabilit%C3%A9_des_r%C3%A9seaux_%C3%A9lectriques

[5] : Cour électricité industriel M1/Mr.b.Bekkouch /Université de Mostaganem

[6] : S.Sofiane "Utilité des turboalternateurs dans le complexe GL1/Z", Elect. Eng. Res. Lab., IAP. Boumerdess, Tech. Memo, 2008.

[7] : BENZAÏD Ghalem Sofiane " transfert du système de régulation de vitesse de la turbo pompe d'alimentation (TPA) du système woodward505 vers le système DCS", Elect. Eng. Res. Lab., IAP. Boumerdess, Tech. Memo, 2010/2011.

[8] : Mr. AZROUGE " Turbogénérateur « Mémoire de fin de la période d'induction, 2011

[9] : Guide de protection Schneider

[10] : Mr. BENTARZI Hamid, " Cour protection électrique HT/BT", IAP Boumerdès, 2019

[11] : ABB Network Partner

[12] : Manuel d'utilisation, "Easergy Sepam serie 80, communication modbus", Schneider électrique, 02/2017.

[13] : Manuel d'utilisation, "Easergy Sepam serie 80, Installation et exploitation", Schneider électrique, 07/2017.

[14] : BENDENIDINA Attia, "Modélisation et simulation d'un relais numérique", memoir magistère MB-USTO Oran, 2015.

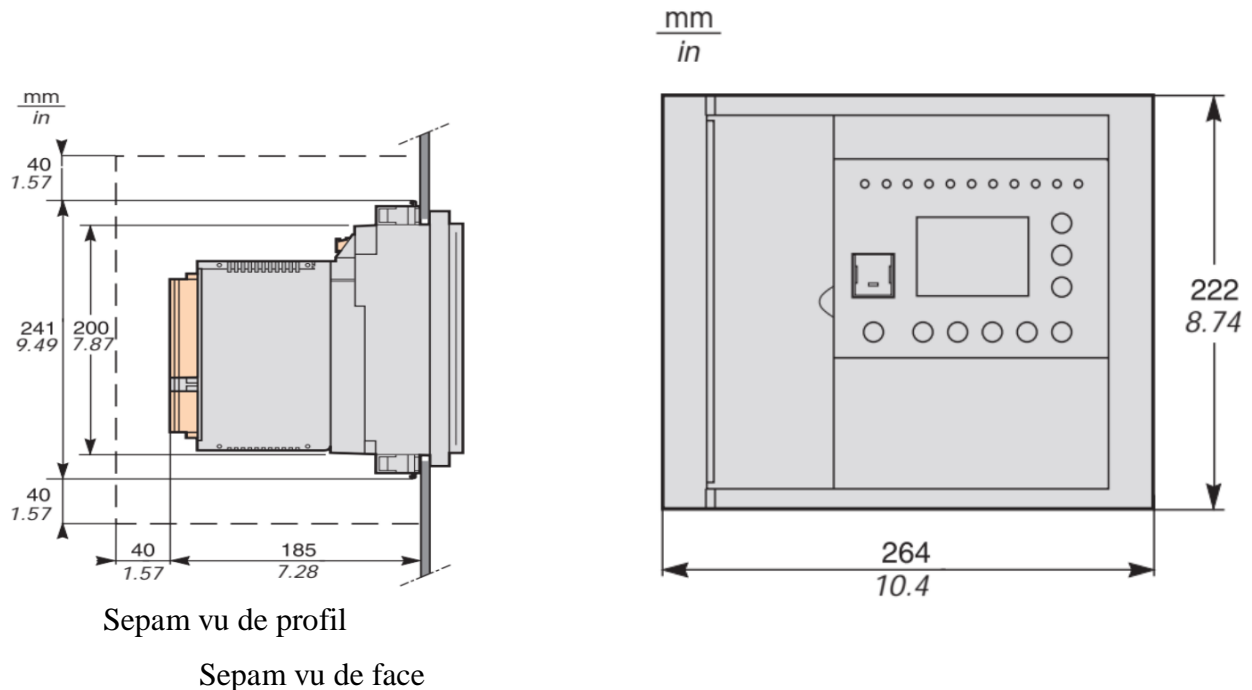
[15] : ZELLAGUI Mohamed: "Etude de protection des réseaux électriques MT (30&10 KV)". memoir magistère, 2010.

[16] : Wikipidia

Annexe

Annexe B : Unité de base du sepam G87

Dimensions :



Description de la face arrière :

- | | | | |
|---|-----------------------------------|-------|---------------------|
| 1 | Unité | de | base. |
| 2 | 8 points d'ancrage pour 4 agrafes | de | fixation à ressort. |
| 3 | Voyant rouge | Sepam | indisponible. |
| 4 | Voyant vert | Sepam | sous tension. |
| 5 | Joint | | d'étanchéité. |

(A) Connecteur 20 points de raccordement de :

- L'alimentation auxiliaire 24 V CC à 250 V CC
- 5 sorties à relais.

(B1) Connecteur de raccordement des 3 entrées courant phase I1, I2, I3.

(B2) Connecteur de raccordement des 3 entrées courant phase I'1, I'2, I'3.

(C1) Port de communication n° 1.

(C2) Port de communication n° 2.

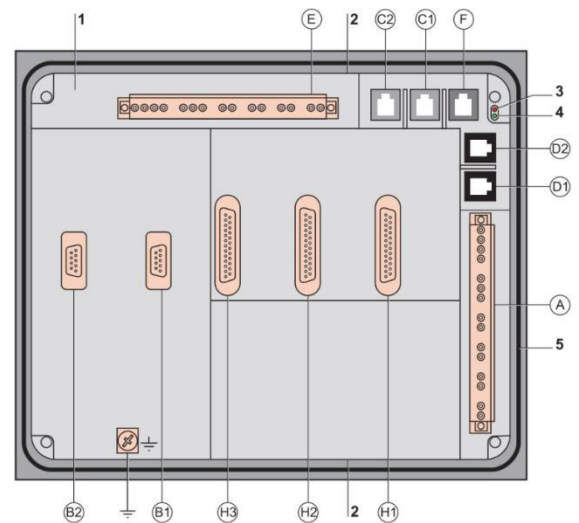
Fig. : face arrière du sepam 80

(D1) Port de liaison n° 1 avec les modules déportés.

(D2) Port de liaison n° 2 avec les modules déportés.

(E) Connecteur 20 points de raccordement de

- 3 entrées tension phase V1, V2, V3
- 1 entrée tension résiduelle V0



- 2 entrées courant résiduel I0, I'0.
- (F)Port de communication n°3 pour les interfaces de communication ACE850 uniquement.
- (H1) Connecteur de raccordement du 1er module d'entrées/sorties MES120.
- (H2) Connecteur de raccordement du 2e module d'entrées/sorties MES120.
- (H2) Connecteur de raccordement du 3e module d'entrées/sorties MES120.

Annexe A : Les protections assurées par le sepam G87

Défauts	Dispositif de protection adapté		Code ANSI	Indications de réglage	
Défauts liés à la machine d'entraînement					
Surcharge	Maximum de courant		51	Seuil In, courbe à temps dépendant	
	Image thermique		49RMS	Selon les caractéristiques de fonctionnement du générateur : échauffement maximal 115 à 120 %	
	Sonde de température		49T	Dépend de la classe thermique du générateur	
Fonctionnement en moteur	Directionnelle de puissance active		32P	Seuil 5 % (turbine) à 20 % (diesel) de Sn Temporisation de quelques secondes	
Variation de vitesse	Détection mécanique de survitesse, sous-vitesse		12, 14	Seuil \pm 5 % vitesse nominale Temporisation de quelques secondes	
Défauts du réseau d'alimentation					
Court-circuit externe	Avec maintien du courant à 3 In	Maximum de courant	51	Seuil 2 In Temporisation sélective avec l'aval	
	Sans maintien du courant à 3 In	Maximum de courant à retenue de tension	51V	Seuil 1,2 In Temporisation sélective avec l'aval	
		Minimum d'impédance (secours)	21B	Environ 0,3 Zn Temporisation sélective avec l'aval	
Mise sous tension accidentelle	Mise sous tension accidentelle		50/27	Seuil de courant = 10 % In générateur Seuil de tension = 80 % Un Temps d'inhibition sur creux de tension = 5 secondes Temps minimum d'apparition de courant après apparition de tension = 250 ms	
Défauts internes au générateur et sa commande					
Court-circuit entre phases	Différentielle à haute impédance		87G	Seuil 5 à 15 % In Sans temporisation	
	Différentielle à pourcentage		87G	Pente 50 %, seuil 5 à 15 % In Sans temporisation	
	Maximum de courant phase directionnelle		67	Seuil In Temporisation selon la sélectivité par rapport aux autres sources	
Déséquilibre	Maximum de composante inverse		46	Seuil 15 % In Temporisation de quelques secondes	
Défaut à la masse stator	Si neutre à la terre au niveau du stator générateur	Maximum de courant terre	51G	Seuil 10 % Imaxi défaut terre Temporisation sélective avec l'aval	
		Différentielle de terre restreinte	64REF	Seuil 10 % In Sans temporisation	
	Si neutre impédant au niveau du stator générateur	100 % masse stator		64G/59N	Seuil Vr _{sd} = 30 % de Vn Temporisation 5 secondes
				64G/27TN	Seuil adaptatif = 15 % Vr _{sd} harmonique 3
	Si neutre à la terre dans le réseau	Maximum de courant terre du côté du disjoncteur du générateur	51N/51G	Seuil 10 à 20 % Imaxi défaut terre Temporisation de l'ordre de 0,1 seconde	
		Maximum de tension résiduelle si le générateur est découplé	59N	Seuil Vr _{sd} = 30 % de Vn Temporisation de quelques secondes	
Si neutre isolé	Maximum de tension résiduelle	59N	Seuil Vr _{sd} = 30 % de Vn Temporisation de quelques secondes		
Défaut masse rotor	Contrôleur permanent d'isolement				
Perte d'excitation	Maximum de puissance réactive directionnelle		32Q	Seuil 30 % de Sn Temporisation de quelques secondes	
	Mesure d'impédance		40	Xa = 0,15 Zn, Xb = 1,15 Zn, Xc = 2,35 Zn Temporisation cercle Zn : 0,1 seconde Temporisation cercle Xd : sélective avec l'aval	
Perte de synchronisme	Perte de synchronisme		78PS	Loi des aires : temporisation 0,3 seconde Inversion de puissance : 2 tours, durée 10 secondes entre 2 inversions de puissance	
Régulation de tension	Maximum de tension		59	Seuil 110 % Un Temporisation de quelques secondes	
	Minimum de tension		27	Seuil 80 % Un Temporisation de quelques secondes	
Régulation de fréquence	Maximum de fréquence		81H	Seuil + 2 Hz de fréquence nominale	
	Minimum de fréquence		81L	Seuil - 2 Hz de fréquence nominale	

