

MODELISATION DYNAMIQUE SOUS *POWERFACTORY* DE LA CENTRALE THERMIQUE DE KOMSILGA

MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU DIPLOME D'INGENIEUR 2IE AVEC GRADE DE
MASTER EN GENIE ELECTRIQUE ET ENERGETIQUE
SPECIALITE ENERGIE RENOUVELABLE

Présenté et soutenu publiquement le [01 juillet 2020] par

MOUSTAPHA Haroun Tabir (N° 2013 1336)

**Encadrant 2iE : M. MOUSSA KADRI Mahaman Sani, Assistant d'Enseignement et de
Recherche à 2iE**

**Maître de stage : M. SANKARA Hamed, Chef de service contrôles électriques de la
SONABEL**

Structure (s) d'accueil du stage : Société Nationale d'Electricité du Burkina (SONABEL)

Jury d'évaluation du stage :

Président : Prénom **Ing. Madieumbe GAYE**

Membres et correcteurs : **Ing. Justin BASSOLE**
 Ing. Moussa KADRI
 Ing. Madieumbe GAYE

Promotion [2019/2020]

DEDICACES

Je dédie ce modeste mémoire à toute la famille Tebir pour le soutien moral et financier qu'elle m'a bien accordé. Qu'elle trouve ici, l'expression de ma profonde gratitude.

REMERCIEMENTS

Tout d'abord je tiens à remercier notre cher institut, l'Institut International d'ingénierie de l'Eau et de l'Environnement « 2iE » pour les différentes bases qu'elle nous a transmises tout au long de notre formation d'ingénieur.

J'exprime mes vifs remerciements à mon encadreur interne M. Mahaman Sani MOUSSA KADRI, enseignant à 2iE, d'avoir encadré et dirigé ces travaux et surtout pour son expérience, son soutien inconditionnel qu'il m'a accordé tout au long de ce mémoire.

Je tiens aussi à exprimer toute ma gratitude au personnel de la SONABEL (docteurs, ingénieurs, techniciens...), pour leur gentillesse, leur aide, leurs conseils et l'ambiance vécue tout au long de mon séjour.

Je remercie chaleureusement mon maître de stage, M. SANKARA Hamed, chef de service contrôle électrique de la SONABEL, qui malgré ses multiples sollicitations a bien voulu m'accepter en me guidant pour le bon déroulement du présent travail. Je le remercie encore pour son enthousiasme et tous les précieux conseils et remarques qu'il m'a portés durant mon séjour.

Je remercie également, mes amis et l'ensemble des étudiants de 2iE, pour leurs soutiens, leurs encouragements constants et la patience dont ils ont su s'armer tout au long de ces années.

Je suis immensément reconnaissant à mes parents, qui m'ont soutenu tout au long de ma vie. Je leur dois beaucoup. Qu'ils trouvent dans ce manuscrit toute ma reconnaissance. Merci.

RESUME

Dans le cadre d'assurer la sécurité des biens et assurer une permanence équilibre entre la production et la demande, la SONABEL veut effectuer la modélisation de tout ses centrales de production avec le logiciel PowerFactory afin d'établir un plan défense de son réseau national. Le logiciel de calcul PowerFactory, conçu par DIGSILENT, est un outil d'ingénierie assisté par ordinateur qui permet de modéliser et analyser les réseaux électriques de transport, de distribution et industriel.

Notre travail consiste à faire la modélisation dynamique sous PowerFactory de la centrale thermique de Komsilga. Cette étude est réalisée dans le cadre de création d'un plan défense du réseau électrique national de la SONABEL. Son but est de simuler la réponse dynamique de la centrale pour une meilleure efficacité du plan de défense du réseau national.

Au cours de notre travail, nous avons dans un premier temps relevé toutes les données nécessaires à la modélisation des groupes diesels et des transformateurs. Ensuite nous avons fait une prise en main du logiciel PowerFactory et passé à la modélisation de la centrale.

La centrale est modélisée d'un point de vu statique et dynamique. Le modèle statique a été utilisé pour vérifier les contraintes thermiques et les niveaux de tension d'alimentation des ouvrages de la centrale de Komsilga. Pour cela des calculs d'écoulement de puissance ont été réalisés pour simuler la stabilité électrique de la centrale. Le modèle dynamique sera utilisé essentiellement pour l'évaluer de la réponse dynamique de la centrale Komsilga pour une perturbation donnée provenant du réseau électrique national.

Mots-Clés :

1 – Ecoulement de puissance

2 – Modélisation Dynamique

3 – Modèle Statique

4 – PowerFactory

5 – Simulation

ABSTRACT

This document presents the dynamic modeling under PowerFactory of the Komsilga thermal power plant. This study is carried out within the framework of the creation of a defence plan for the national electricity network of SONABEL. It is an important tool for the planning and operation of electrical systems. Its aim is to simulate the dynamic response of the power plant for a better efficiency of the national grid defence plan.

In the course of our work, we first collected all the data needed to model the diesel generating units and transformers. Then we used PowerFactory software and moved on to modeling the power plant.

The PowerFactory calculation software, programmed by DIgSILENT, is a computer-assisted engineering tool for modeling and analyzing electrical transmission, distribution and industrial networks.

The power plant is modeled from a static and dynamic point of view. The static model is used in the calculation of power flow and the dynamic model is essentially the evaluation of the system response over time.

The static model carried out allowed us to carry out the power flow and the balance of the power plant's electrical network. And the dynamic model carried out at the transient stability analysis and the frequency stability analysis of the power plant's electrical network.

Key words:

1 - Dynamic Modeling

2 - Power flow rate

3 - PowerFactory

4 - Static Model

5 – Simulation

LISTE DES ABREVIATIONS

2iE :	Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement
A :	Ampère
AVR :	Automatic Voltage Regulator
BT	Basse tension
DCET :	Département contrôles électriques et télécommunications
DDO :	Distilled Diesel Oil
DEPP :	Division Etudes Plan de Protection
DIgSILENT :	DIgital SImuLation and Electrical NeTwork calculation program
DTP :	Division maintenance transformateurs de puissance
HFO :	Heavy Fuel Oil
HT :	Haute Tension
HTA	Haute tension catégorie A
HTB	Haute Tension catégories B
km :	Kilomètre
kA	Kilo Ampère
kV :	Kilo Volt
kW :	Kilo Watt
MVA :	Méga Volt Ampère
MVAr :	Méga Volt Ampère réactif
MW :	Méga Watt
Pu	Per unit
S	Seconde
SCE :	Services Contrôles Electriques
SONABEL :	Société National d'Electricité du Burkina
ST :	Services Télécommunications

SOMMAIRE

Table des matières

DEDICACES	i
REMERCIEMENTS	ii
RESUME	iii
ABSTRACT	iv
LISTE DES ABREVIATIONS.....	v
SOMMAIRE.....	6
LISTE DES TABLEAUX	8
LISTE DES FIGURES	9
INTRODUCTION	10
Chapitre I : PRESENTATION DE LA SONABEL ET LA ZONE D'ETUDE.....	12
1. présentation de la sonabel	12
Présentation du DCET	13
2. présentation de la zone d'ETUDE (Komsilga).....	15
3. présentation du projet d'étude.....	16
Contexte du projet	16
Objectif général	16
Objectifs spécifiques.....	16
Etat de lieu de la centrale de Komsilga	16
Chapitre II : MATERIELS ET METHODOLOGIE	22
1. Matériels.....	22
Le logiciel PowerFactory	22
2. Méthodologie	26
Collecte de données	26
Représentations du schéma unifilaire de la centrale sur le logiciel.....	26
Modélisation de la centrale.....	27
Chapitre III : GENERALITE SUR LA MODELISATION STATIQUE ET DYNAMIQUE	

.....	30
1. Notion de stabilité du réseau électrique	30
La stabilité de tension	31
La stabilité de fréquence	31
La stabilité de l'angle du rotor.....	31
2. La qualité de l'énergie électrique.....	32
3. modèle statique.....	33
4. Le modèle dynamique	34
Généralité sur Générateur Diesel synchrone	34
Régulation de tension et de vitesse	35
Chapitre IV : MODELISATION STATIQUE ET DYNAMIQUE DE LA CENTRALE DE KOMSILGA.....	37
1. MODELISATION STATIQUE	37
Méthode utilisée et critères de stabilité	37
Résultats de simulation	38
Calcul de courant de court-circuit.....	42
Résultats de simulation	43
2. MODELISATION DYNAMIQUE.....	43
Methodologie de la modélisation dynamique.....	43
Analyse dynamique de la centrale	53
CONCLUSION.....	54
BIBLIOGRAPHIE	55
ANNEXES.....	56

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I : structure des groupes.....	17
Tableau II : Puissances des groupes	17
Tableau III: caractéristiques des transformateurs distributeur 33kV/400V.....	18
Tableau IV: caractéristiques des transformateurs distributeur 33/90kV	19
Dans ce premier scenario (validation du modèle statique), nous avons pris le cas d'une journée dans laquelle trois (3) groupes ont été mise en marche. Le G2, le G3 et le G5. la charge appelé est de 30MW et la production totale des groupes est aussi de 30MW. Les résultats sont présentés dans le tableau VI.	38
Tableau VI: Validation du Model	39
Tableau VII: profil de tension scenario 1	40
Tableau VIII: Profil de calcul de pertes scenario 1	40
Tableau IX: allocation des unités de production.....	41
Tableau X: profil de tension scenario 2	41
Tableau XI: profil de calcul des pertes scenario 2	42
Les résultats du calcul de courant de court-circuit sont présentés dans le tableau XII.	43
Tableau XIII: calcul de court-circuit	43
Tableau XIV: paramètres de régulateur DEGOV1 de G1 dans PowerFactory	49
Tableau XV: paramètres de l'excitateur EXC1 de G1 dans PowerFactory.....	51
Tableau XVI: caractéristiques Alternateurs G2 à G7	58
Tableau XVII: caractéristique transformateur 11/33kv du G1	58
Tableau XVIII: caractéristiques travées 33kV 1	58

LISTE DES FIGURES

Figure 1: transformateur de distribution a borne embrochable	19
Figure 2: Structure d'un schéma unifilaire	27
Figure 3: perturbations de tension dans les réseaux	33
Figure 4 : structure générale des génératrices diesel	35
Figure 5 : schéma de régulation d'un générateur	35
Figure 6: exemple du flux de puissance	38
Figure 7: : Boucle de régulation de la machine synchrone	44
Figure 8: Bloc frame existant dans PowerFactory	44
Figure 9: le bloc frame dans PowerFactory	45
Figure 10: boucle de regulation du gouverneur	47
Figure 11 : gov_DEGOV1: Woodward diesel Governor	48
Figure 12 : schéma fonctionnel du modèle de système d'excitation AC1	50
Figure 13: Type AC1A—Alternator-rectifier excitation system with non-controlled rectifiers and feedback from exciter field current	61
Figure 14: PF controller Type I model	65
Figure 15: PF controller Type II model	66

INTRODUCTION

La conception, la construction et l'exploitation des réseaux d'énergie électrique sont effectuées dans le but d'atteindre trois objectifs principaux : la qualité de l'approvisionnement, la sécurité d'exploitation et l'économie. Pour atteindre ces objectifs, la modélisation dynamique et la simulation du système électrique sont nécessaires. La modalisation dynamique permet essentiellement d'évaluer la réponse du système après ou au moment de perturbations. Elle sert essentiellement à évaluer la réponse du système dans le temps. La simulation dynamique peut couvrir différentes d'échelles de temps. Pour obtenir des résultats de simulation satisfaisants et précieux, les modèles de composants utilisés dans la modélisation jouent un rôle important. Les différents types de modèles sont conçus pour répondre à des besoins de simulation différents. Les études couramment réalisées sont l'analyse de transitoires après des défauts asymétriques. Pour modéliser et analyser le fonctionnement de la centrale thermique de Komsilga, nous avons utilisé le logiciel DlgSILENT PowerFactory. Le logiciel permet principalement :

- ✓ De simuler et d'étudier la réponse du système après de petites ou grandes perturbations, telles qu'un court-circuit, l'ouverture de lignes de transmission, de charges et de générateurs ;
- ✓ D'étudier la capacité du système à maintenir un fonctionnement stable ;
- ✓ D'étudier les transitoires électromagnétiques du système après de petites ou grandes perturbations, dans l'échelle de temps entre la microseconde et la seconde ;
- ✓ Fournir des résultats de simulation dans un intervalle de temps plus large ;
- ✓ D'obtenir des solutions de simulation plus détaillées et plus précises.

Une bonne qualité d'énergie en permanence est nécessaire à toute activité humaine et indispensable à la satisfaction des besoins sociaux de base (eau, nourriture, santé, éducation, etc.) mais, également, pour assurer un minimum de développement économique. Pour le Burkina Faso, la problématique énergétique se situe dans un contexte qui relève des multiples exigences auxquelles le pays est confronté : défauts sur les réseaux électriques, faible protection des ouvrages électriques, non-synchronisation des différents ouvrages électrique et sources de productions, croissance économique et dynamique démographique.

C'est pourquoi la SONABEL, Société Nationale d'Électricité du Burkina n'a cessé d'investir pour le développement, la protection et la sécurité des infrastructures du réseau électrique national du Burkina Faso.

C'est pour la résolution de cette problématique que nous allons apporter notre contribution à travers ce présent travail qui consiste à la « **modélisation dynamique sous PowerFactory de la centrale thermique de Komsilga** »

Le présent mémoire est constitué de quatre grandes parties :

- ✓ Présentation de la SONABEL et la zone d'étude (centrale thermique de Komsilga) ;
- ✓ Matériels et méthode utilisés ;
- ✓ Généralité sur la modélisation statique et dynamique ;
- ✓ Et enfin la modélisation statique et dynamique de la centrale de Komsilga ;

Chapitre I : PRESENTATION DE LA SONABEL ET LA ZONE D'ETUDE

Ce chapitre s'intéressera en premier lieu à la présentation de la structure d'accueil. Ensuite, il apportera quelques précisions sur la description de la zone du projet et enfin la présentation actuelle de la centrale thermique de Komsilga.

1. PRESENTATION DE LA SONABEL

a) **Historique de la SONABEL**

La Société Nationale d'Électricité du Burkina (SONABEL) est devenue une société d'État depuis le 14 avril 1995. Son capital qui était de quarante-six (46) milliards de francs CFA est passé à soixante-trois milliards trois cent huit millions deux cent soixante-dix mille (63 308 270 000) francs CFA depuis le 15 juillet 2013. Elle a son siège social à Ouagadougou, au 55eme Avenue de la Nation.

Le rapport d'activité de la SONABEL pour l'année 2018 fait ressortir les projets suivants : La mise en service effective de la ligne d'interconnexion Ghana-Burkina ; La pleine exploitation de la centrale solaire photovoltaïque 33,7 MW de Zagtoui ; La poursuite des travaux de renforcement de la centrale thermique de Kossodo avec une puissance de 50 MW ; Le démarrage des travaux de construction de la ligne 132 kV Zano-Koupèla ; Lancement des appels d'offres pour la construction de la centrale solaire de Koudougou (20 MWc) et de celle de Kaya (10 MWc) ; La poursuite des travaux d'extension de réseaux dans le cadre de projet PEPU et PERREL ; Le lancement des appels d'offres des travaux dans le cadre du projet PERREL.

b) **Mission de la SONABEL**

Les missions principales assignées à la SONABEL sont la production, la distribution, l'importation, l'exportation, et à titre de monopole, le transport de l'énergie électrique dans le pays. la SONABEL œuvre à assurer la bonne qualité de service et la sécurité de ses clients.

Elle exerce aussi des activités de formation d'appui au profit du personnel technique.

Pour réaliser sa mission, les ressources financières de la SONABEL sont constituées par : Les financements contractés par l'état sous forme de prêt ; La capacité d'autofinancement ; Les financements extérieurs qui proviennent des bailleurs de fonds tels que le Fonds Européen de Développement (FED), la Banque mondiale (BM), la Banque Ouest Africaine de Développement (BOAD), la Caisse Française de Développement (CFD), etc.

Présentation du DCET

Le département contrôles électriques et télécommunications (DCET) est le département dans laquelle nous avons effectué notre stage.

Il a en charge les principales missions ci-après :

- ✓ Fournir les équipements de télécommunication, de relaying, de régulation et de protection fiables et performants et en assurer la maintenance ;
- ✓ Assurer le bon fonctionnement et la disponibilité des équipements de télécommunication, de relaying, de régulation et de protection fiables.

Le département dispose de deux (02) services :

- ❖ Le Service Contrôles Électriques (SCE) ;
- ❖ Le Service Télécommunications (ST).

Nous nous intéressons uniquement au service contrôle électrique (SCE) car l'objet de notre étude concerne uniquement ce service.

Le service contrôle électrique (SCE) a pour attributions de :

- Fournir des équipements de relaying, de régulation et de protection fiables et performants et en assurer la maintenance ;
- Assurer le bon fonctionnement et la disponibilité des équipements de relaying, de régulation et de protection fiables et performants.

Pour atteindre les missions assignées, le SCE est subdivisé comme suit :

- ✓ Division contrôle commande et protection qui a pour attributions principales d'assurer le contrôle des relais de protection et des équipements de contrôle commande des ouvrages de production de transport et de distribution
- ✓ Division maintenance de transformateur de puissance (DTP) qui a pour attributions principales d'assurer la maintenance des transformateurs de puissance
- ✓ Division Études Plan de Protection (DEPP) qui a pour attributions principales d'assurer les études de plan de protection des réseaux ; assurer les études de la stabilité dynamique des réseaux ; déterminer les valeurs de réglage permettant la mise en œuvre d'une meilleure coordination des protections électriques ; préparer à l'approbation de sa hiérarchie le budget prévisionnel de la Division ; préparer à l'approbation de sa hiérarchie le planning prévisionnel des activités de la Division ; produire le rapport annuel d'activité de la Division. [1]

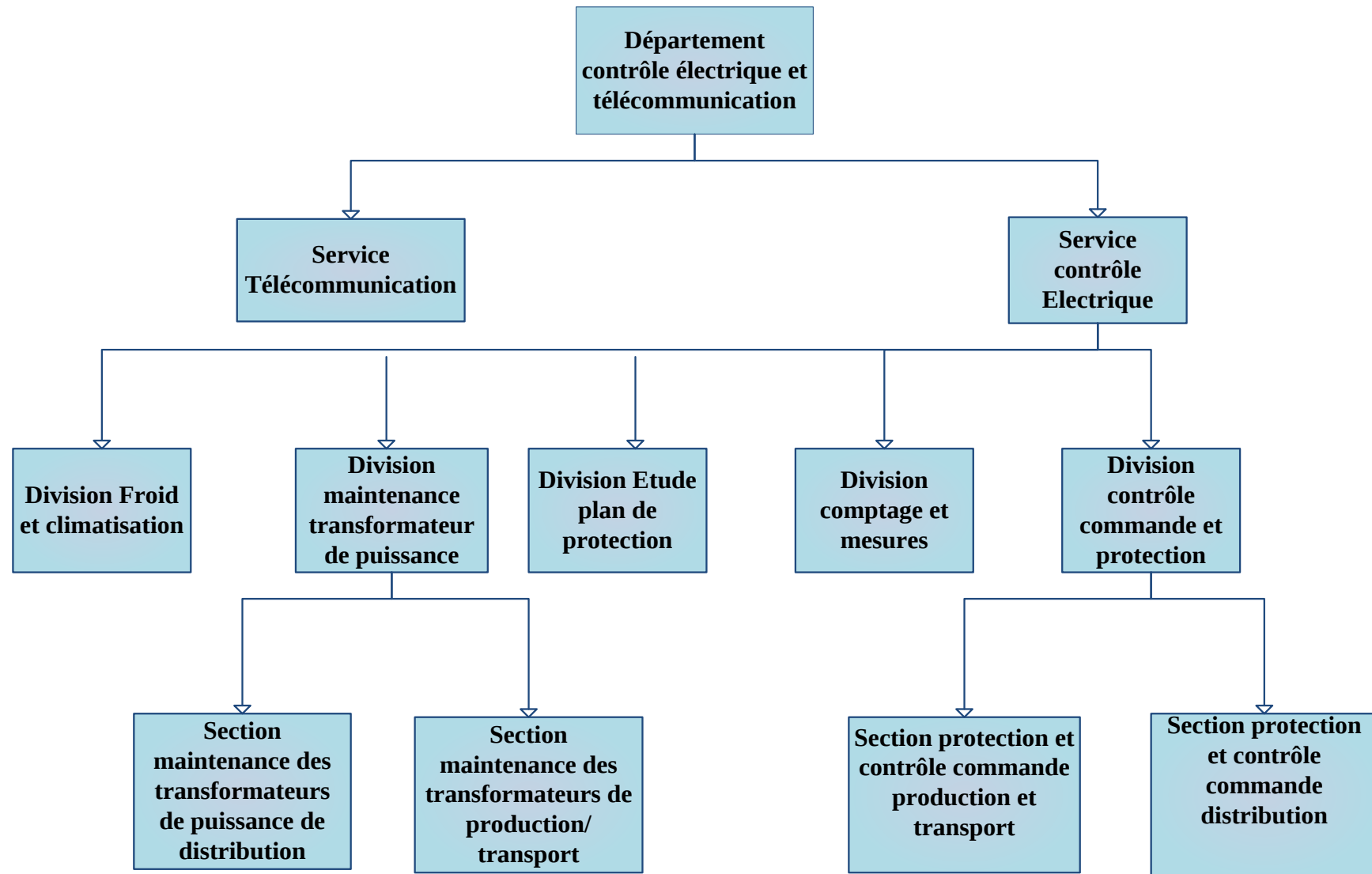


Figure 1 : organigramme de la DCET

MOUSTAPHA

Haroun

Tabir

2. PRESENTATION DE LA ZONE D'ETUDE (KOMSILGA)

Komsilga est un département du Burkina Faso situé dans la province de KADIOGO et dans la région du centre entre les latitudes $12^{\circ} 10' 51''$ Nord et les longitudes $1^{\circ} 37' 51''$ Ouest.



Figure 2: localisation de Komsilga sur la carte du Burkina Faso, $12^{\circ} 10' 51''$ Nord, $1^{\circ} 37' 51''$ Ouest

La centrale thermique de Komsilga est située à Komsilga. Cordonnées 12.2510° N, 1.5757° W



Figure 3 : localisation de la centrale thermique de Komsilga, 12.2510° N, 1.5757° W

3. PRESENTATION DU PROJET D'ETUDE

Contexte du projet

Dans le cadre d'assurer la sécurité d'exploitation et la qualité d'approvisionnement d'énergie, la SONABEL veut établir un plan défense du réseau électrique national de Burkina Faso. Pour se faire il est nécessaire d'établir la modélisation statique et dynamique des différentes centrales de production de la SONABEL.

Ce travail consiste à établir la modélisation statique et dynamique de la centrale thermique de Komsilga sous le logiciel PowerFactory.

Objectif général

L'objectif global de cette étude est de réaliser une modélisation dynamique de la centrale thermique de Komsilga en vue de l'établissement d'un plan défense du réseau électrique national de Burkina Faso.

Objectifs spécifiques

De façon spécifique, il s'agit de :

- ✓ Etablir le modèle statique de la centrale thermique de Komsilga
- ✓ Etablir le modèle dynamique de la centrale thermique de Komsilga
- ✓ Réaliser de simulation du comportement dynamique de la centrale à partir des modèles dynamiques

Etat de lieu de la centrale de Komsilga

La centrale thermique diesel de Komsilga est la plus grande centrale thermique du pays avec une puissance installée de 93 MW. Sa contribution au réseau national interconnecté est de 40 % en 2014 [2]. Dans sa configuration actuelle, la centrale thermique de Komsilga est composée de sept (7) unités de production d'énergie et un poste dit poste de Komsilga qui comporte : des transformateurs de puissances, de système de traitement et de transfert d'hydrocarbure, de système de refroidissement, de système d'évacuation d'énergie, d'un réseau incendie et des cuves de stockage d'eau et de combustible.

Le projet de construction de la centrale s'est déroulé en trois phases correspondant aux trois tranches : la première tranche constituée d'un groupe (G1) installé en 2008, la deuxième tranche constituée de trois groupes (G2, G3 et G4) installés en 2012 et la dernière tranche constituée aussi de trois groupes (G5, G6 et G7) installés en 2014.

Dans le cadre de l'extension de la troisième tranche, il est construit un poste 90/33 kV composé de trois transformateurs. Ce poste a été associé à une ligne électrique de 90 kV et qui permettra d'évacuer toute l'énergie générée par les groupes de la centrale.

La structure des groupes de la centrale de Komsilga est établie dans le tableau ci-dessous.

Tableau I : structure des groupes

Tranche	Groupe	Année du projet	Année de mise en service	Entreprise
Tranche 1	G1	2 008	03/2 013	SOPAM S.A.
Tranche 2	G2, G3 et G4	2 012	04/2 012	J.A. DEMAS
Tranche 3	G5, G6 et G7	2 014	07/2 014	J.A. DEMAS

NB : Bien que le projet de la tranche 1 soit le premier à être fait, sa mise en œuvre a rencontré des difficultés, ce qui fait que le groupe G1 de la tranche 1 a été mis en service après la tranche 2.

Les groupes électrogènes diesel de la centrale

La centrale dispose sept groupes électrogènes diesel avec à leur extrémité des alternateurs LEROY SOMER. Un groupe (G1) de constructeur Allemand MAN et six groupes (G2 à G7) de constructeur Américain CATERPILLAR.

Les différentes Puissances des groupes :

Tableau II : Puissances des groupes

Groupe / marque	P installé MW	P livrée MW	P exploité MW
G1 /MAN	18,9	16,5	16
G2 /CATERPILLAR	14	12,5	10,5
G3 /CATERPILLAR	14	12,5	10,5
G4 /CATERPILLAR	14	12,5	10,5
G5 /CATERPILLAR	14	12,5	10,5
G6 /CATERPILLAR	14	12,5	10,5
G7 /CATERPILLAR	14	12,5	10,5
TOTAL	102,9	91,5	79



Figure 4 : vue des groupes CATERPILLAR

Combustible utilisé

Les types de combustibles utilisés pour alimenter les groupes sont le DDO (distilled diesel oil) et le HFO (heavy fuel-oil). Comme le DDO est une huile diesel distillée, il est utilisé directement après traitement. Tandis que le HFO est un fuel lourd ; alors ce dernier est chauffé par la vapeur extraite des chaudières des groupes pour le rendre moins visqueux avant utilisation.

Transformateur électrique de la centrale

La centrale thermique de Komsilga a deux types de transformateur :

- ✓ Les transformateurs de distribution

Les transformateurs de distribution sont des appareils moyenne ou basse-tension 33kV/400V ou 15kV/400V qui ont pour rôle d'abaisser la tension afin de distribuer aux abonnés.

Tableau III: caractéristiques des transformateurs distributeur 33kV/400V

Désignation	Valeur
Puissance	0,8MVA
Tension primaire /secondaire	33kV/0,4kV
Tension de court-circuit	7%



Figure 1: transformateur de distribution a borne embrochable

✓ Les transformateurs de centrale

Les transformateurs de centrale sont des appareils moyenne ou haute-tension 0,4/33kV, 11/33kV, 33/90kV, 33/132kV ... qui ont pour rôle d'élever la tension à la sortie de la centrale.

Tableau IV: caractéristiques des transformateurs distributeur 33/90kV

Désignation	Valeur
Puissance	40MVA
Tension primaire /secondaire	90/33kV
I nominal primaire	256A
I nominal secondaire	700A
Tension de court-circuit	12%

Le poste de Komsilga

Nous retenons que dans sa configuration actuelle, le poste de Komsilga est composé de travées HTB suivantes :

- ✓ Un (1) travée ligne 90 kV en provenance de poste de Zagtouli
- ✓ Un (1) travée ligne 90 kV de réserve (qui sera utilisée ultérieurement pour alimenter le poste de patte d'oie en énergie 90 kV).
- ✓ Un (1) jeu de barre 90 kV-2000A-25 kA

- ✓ Trois (3) travées transformateurs 90/33 kV de 40MVA

Le poste de Komsilga est également équipé d'un tableau de cellules HTA 33 kV-3 150 A-31,5kA composé des départs suivants :

- ✓ Trois (3) départs 33 kV vers les transformateurs 90/33 kV de 40 MVA
- ✓ Trois (3) arrivés 33 kV en provenance de la centrale
- ✓ Un (1) départ vers TSA-BPN

En complément des travées HTB et du tableau de cellule HTB le poste de Komsilga est équipé d'un deuxième tableau de cellule HTA 33 kV.

- ✓ Trois (3) départs 33 kV vers le tableau de cellule HTA 33 kV-3 150 A-31,5kA
- ✓ Un (1) départ vers BRAFASO
- ✓ Sept (7) arrivés des groupes électrogènes
- ✓ Trois (3) arrivés en provenance de TSA (TS1, TSA2 et TSA)

En plus des travées, il y a les auxiliaires du groupe : Sept (07) modules Booster (dispositif de pompage et de permutation du DDO-fuel) ; Sept (07) modules de pompage d'eau ; Sept (07) séparateurs à huile ; Sept (07) systèmes de refroidissement composés d'aéroréfrigérants, de ventilateurs d'induction d'air pour le refroidissement de la salle des machines et d'extracteurs ;

Les auxiliaires communs sont constitués de : Cinq (05) compresseurs 7 bars et quatre (04) compresseurs 30 bars ; Deux compresseurs 30 bars Diesel ; Deux modules de pré pressurisation ; Sept (07) séparateurs HFO et Trois (03) séparateurs DDO ; Des pompes de transfert combustible ; Des cuves de stockage d'eau de maintenance et de combustible ; Des armoires électriques et de commandes ; Deux (02) groupes électrogènes de secours ; Une aire de dépotage.

Une salle de commande centralise tous les paramètres de fonctionnement de ses unités de production d'énergie. Elle est équipée D'armoires de contrôle commande, D'armoires de protection CPP et Du pupitre de commande [3].

c) Schéma unifilaire de la centrale

Le schéma unifilaire de la centrale est la représentation de tout le réseau électrique.

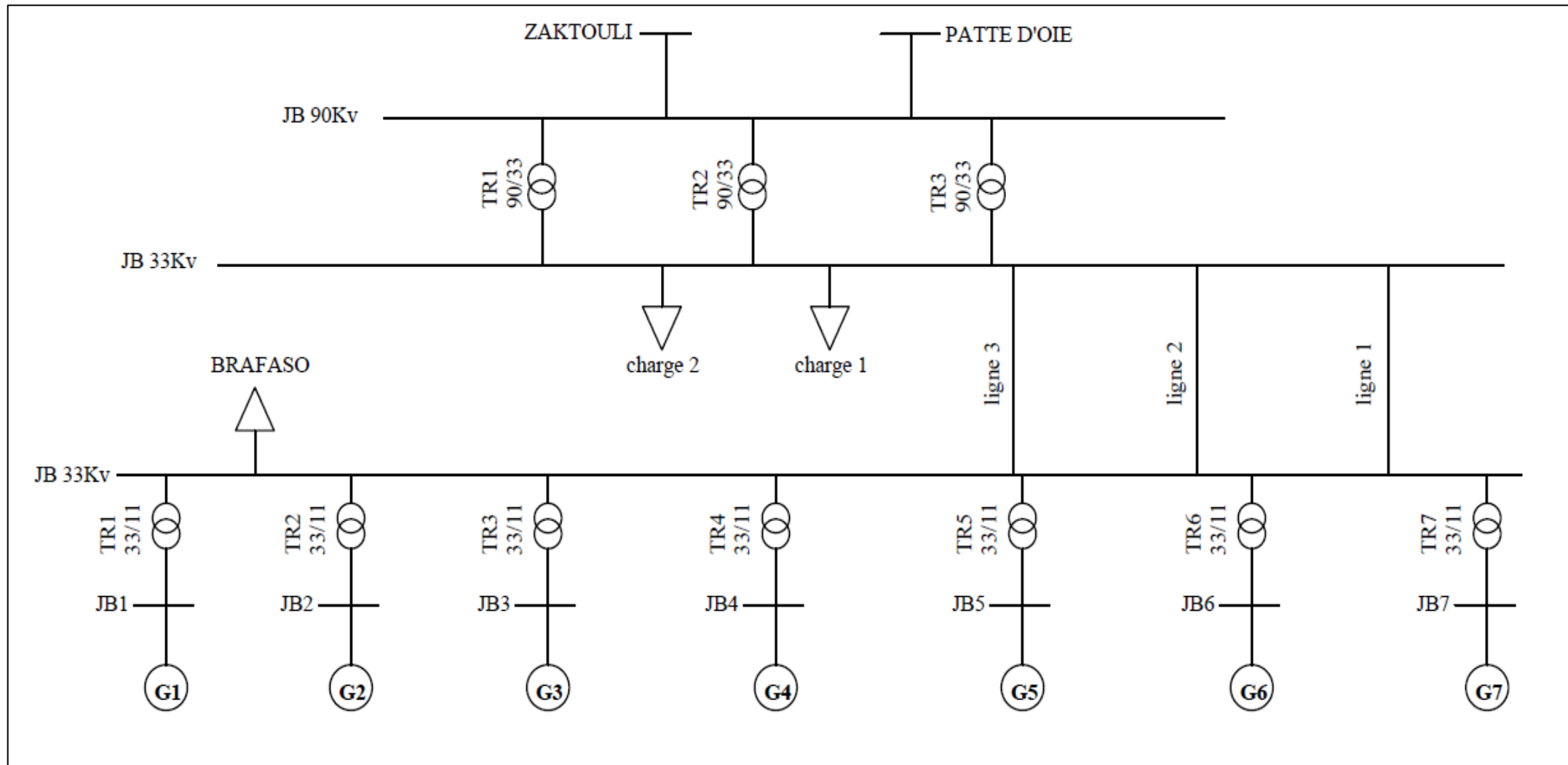


Figure 5 : schéma unifilaire de la centrale de Komsilga

Chapitre II : MATERIELS ET METHODOLOGIE

Ce chapitre est consacré aux matériels et méthode utilisés pour atteindre l'objectif de notre étude. Nous allons faire une présentation générale du logiciel PowerFactory conçu par DIgSILENT. Ensuite montrer la méthode adoptée pour effectuer la modélisation statique et dynamique de la centrale de Komsilga.

1. MATERIELS

Le logiciel PowerFactory

Le logiciel de calcul PowerFactory, programmé par DIgSILENT, est un outil d'ingénierie assisté par ordinateur pour les réseaux électriques de transport, de distribution et industriels. Il a été conçu comme un logiciel avancé intégré et interactif dédié aux réseaux électriques et à l'analyse des systèmes de contrôles dans le but de réaliser les objectifs principaux de la planification et de l'optimisation de l'opération.

Le nom DIgSILENT signifie « **D**igital **S**imuLation and **E**lectrical **N**eTworks calculation program » (Programme de calcul de simulation numérique et réseaux électriques). DIgSILENT est l'un de logiciel d'analyse de réseaux à intégrer une interface graphique unifilaire. Ce diagramme unifilaire interactif incluait des fonctions de dessin, des capacités d'édition et toutes les fonctionnalités de calcul importantes tant statiques que dynamiques.

Le progiciel PowerFactory a été conçu et développé par des ingénieurs qualifiés avec une importante expérience dans les domaines de l'analyse des réseaux électriques et de la programmation.

Dans le but de répondre aux exigences actuelles de l'analyse des réseaux, le progiciel de calcul DIgSILENT a été conçu comme un outil d'ingénierie intégré englobant toutes les fonctions . Les fonctions suivantes sont fournies par PowerFactory.

1. Fonctions de base de PowerFactory : définition, modification et organisation des cas ; routines numériques essentielles ; fonctions de sortie et de documentation
2. Graphique unifilaire interactif intégré et manipulation des cas de données
3. Éléments des réseaux électriques et base de données des cas de base
4. Fonctions de calcul intégrées (ex. calcul des paramètres des lignes et machines basés sur la géométrie et les informations de la plaque signalétique).
5. Configuration des réseaux électriques avec accès interactif ou en ligne au système SCADA

6. Interface générique pour systèmes informatisés de cartographie[4]

En utilisant une seule base de données, contenant toutes les données requises pour tous les équipements d'un réseau électrique (ex. données de ligne, générateur, protection, harmoniques, régulateur), PowerFactory peut facilement exécuter n'importe quelles ou toutes les fonctions disponibles dans un seul environnement logiciel. Certaines de ces fonctions sont : flux de puissance, calcul de court-circuit, analyse harmonique, coordination de protections, étude de stabilité et analyse modale.

a) Espace de travail de PowerFactory

L'espace de travail du logiciel PowerFactory est présenté comme suis :

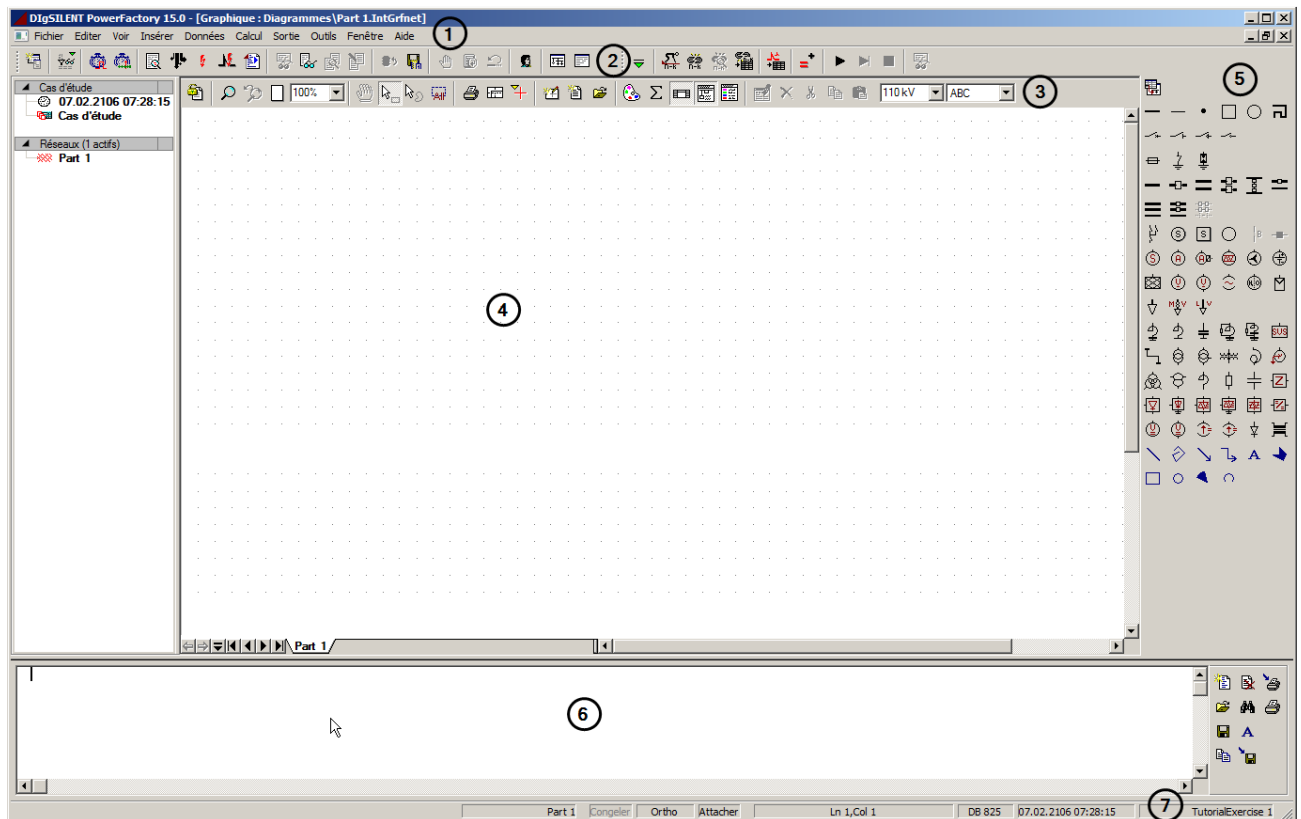


Figure 6 : espace de travail de PowerFactory

1. Le menu principal à la première ligne.
2. La barre d'icônes juste en dessous du menu principal. Elle contient une liste déroulante de tous les cas d'étude disponible. Choisir un cas d'étude différent dans cette liste bascule du cas actif vers le cas choisi.
3. La barre d'icônes de la fenêtre graphique, juste en dessous de la barre d'icônes principale.
4. Le diagramme unifilaire vide montre la grille à laquelle les éléments seront attachés une fois dessinés.

5. La palette d'outils de dessin est affichée sous son état "amarré" à droite de la fenêtre graphique.
6. La fenêtre de sortie, en blanc sous la fenêtre graphique. Elle est utilisée pour afficher des messages de texte, des rapports et des liens pour déboguer le modèle de données.
7. La barre de statut (sous la fenêtre de sortie) donne le statut actuel de PowerFactory. Par exemple, elle indique la position du curseur dans la fenêtre graphique ou dans la fenêtre de sortie. Elle donne également le nom du projet actif.

b) Fonction de simulation de PowerFactory

PowerFactory inclut une liste complète de fonctions de simulation, parmi lesquelles :

- Analyse de flux de puissance, admettant des réseaux maillés et mixtes à 1, 2 et 3 phases tant AC que DC ;
- Analyse de réseaux basse tension ;
- Analyse de court-circuit, pour réseaux AC maillés et mixtes à 1, 2 et 3 phases
- Analyse harmonique ;
- Simulation RMS (simulation temporelle pour analyse de stabilité)
- Simulation EMT (simulation temporelle de transitoires électromagnétiques)
- Analyse des valeurs propres
- Identification des paramètres d'un modèle ;
- Analyse de contingences ;
- Analyse de fiabilité ;
- Analyse d'adéquation de la génération ;
- Flux de puissance optimal ;
- Optimisation des réseaux de distribution ;
- Analyse de la protection ;
- Réduction de réseau ;
- Estimation des états

c) Fonctions utilisées pour la modélisation

La version du logiciel utilisé pour réaliser la simulation est PowerFactory-version15.1 Démo de la société DlgSILENT. La méthode de simulation est la simulation RMS équilibrée. La fonction de simulation RMS équilibrée considère les dynamiques des dispositifs électroniques, de contrôle et thermiques. Elle utilise une représentation symétrique, stable du réseau électrique

passif. Avec cette représentation, seule les composantes fondamentales des courants et tensions sont prises en compte.

Suivant les modèles de générateurs, moteurs, régulateurs et centrales utilisées ; cette méthode permet de mener les études suivantes :

- Stabilité transitoire (exemple. Détermination de temps critique de défaut) ;
- Stabilité moyen-terme (exemple. Optimisation de la réserve tournante et du délestage) ;
- Stabilité oscillatoire (exemple. Optimisation des dispositifs de contrôle pour améliorer l'amortissement du système) ;
- Démarrage de moteur (détermination des temps de démarrages et chutes de tension)

Différents évènements peuvent être introduits, incluant :

- Démarrage et/ou perte de générateurs ou moteurs ;
- Echelons de charge ;
- Délestage
- Commutation/déclenchement de lignes et transformateurs ;
- Evénement de court-circuit symétrique ;
- Insertions d'éléments ;
- Variations de consignes ;
- Modification de n'importe quel paramètre du système

Comme la représentations du système est symétrique, seuls des défauts symétriques peuvent être générés.

La modélisation est faite par des niveaux hiérarchiques :

- ✓ Les définitions de blocs DSL, basées sur le (DIgSILENT Simulation Language), forment les blocs de base pour représenter les fonctions de transfert, les équations différentielles et les contrôleurs primitifs afin d'être implémentées dans des modèles transitoires plus complexes. Ces modèles ont l'entité de (BlkRef) dans PowerFactory.
- ✓ Les modèles ou éléments intégrés sont les modèles transitoires PowerFactory pour les équipements de réseaux électriques standards, c'est-à-dire les générateurs, moteurs, générateurs statiques, etc. Seuls ces modèles apparaissent dans le schéma unifilaire, qui montre les éléments de la grille dans PowerFactory. Chaque modèle a sa propre entité dans PowerFactory. Par exemple, le modèle d'un générateur synchrone a l'entité de (ElmSym) dans PowerFactory.
- ✓ Les modèles communs sont basés sur les définitions de blocs DSL et sont le front-end des modèles transitoires définis par l'utilisateur, qui combinent une définition de modèle

avec des réglages de paramètres spécifiques. Les modèles communs ont l'entité de (ElmDsl) dans PowerFactory.

- ✓ Les modèles composites sont basés sur des cadres composites et sont utilisés pour combiner et interconnecter plusieurs éléments (modèles intégrés) et/ou modèles communs. Les cadres composites permettent de réutiliser la structure de base du modèle composite. Ce cadre composite est essentiellement un diagramme schématique contenant divers emplacements vides, dans lesquels le contrôleur ou des éléments peuvent être assignés. Les modèles composites ont l'entité de (ElmComp) dans PowerFactory.
- ✓ Un modèle commun fait référence à la définition du modèle (BlkDef), qui ressemble au cadre composite. Ici, différents blocs sont attachés ensemble selon le diagramme [5].

2. METHODOLOGIE

L'objectif de la modélisation est de créer des modèles corrects et réutilisables pour les composants du système électrique de la centrale. Pour atteindre cet objectif, nous avons suivi les étapes suivantes :

- ✓ Collecte des données
- ✓ Représentation en schéma unifilaire du réseau électrique de la centrale sur le logiciel
- ✓ Modalisation de la centrale :
 - Modélisation statique
 - Modélisation dynamique

Collecte de données

La collecte de données est un aspect capital pour la modélisation dynamique. Pour la collecte de données, nous avons préalablement cherché des catalogues, des documents sur la centrale et établi des questionnaires. Les données récoltées sont : les caractéristiques des groupes diesels, des transformateurs, des travées et lignes...

Représentations du schéma unifilaire de la centrale sur le logiciel

La modélisation du réseau électrique commence tout d'abord par la représentation en schéma unifilaire du réseau électrique de la centrale. Il est constitué de chaque élément représenté par son symbole et de lignes représentées par les conducteurs de liaison. Le schéma unifilaire de la

centrale de Komsilga représenté sur PowerFactory est notifié dans le chapitre précédent. La figure ci-dessous illustre le schéma unifilaire d'une machine synchrone rattachée à un jeu de barres et débitant sur une charge générique :

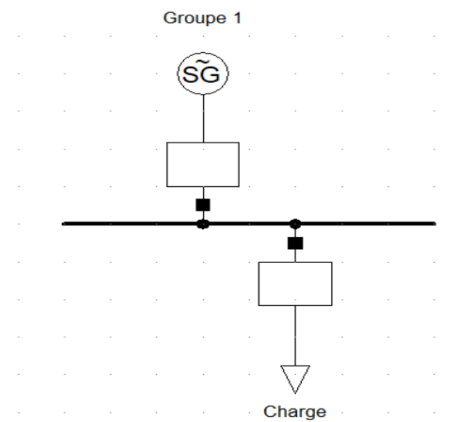
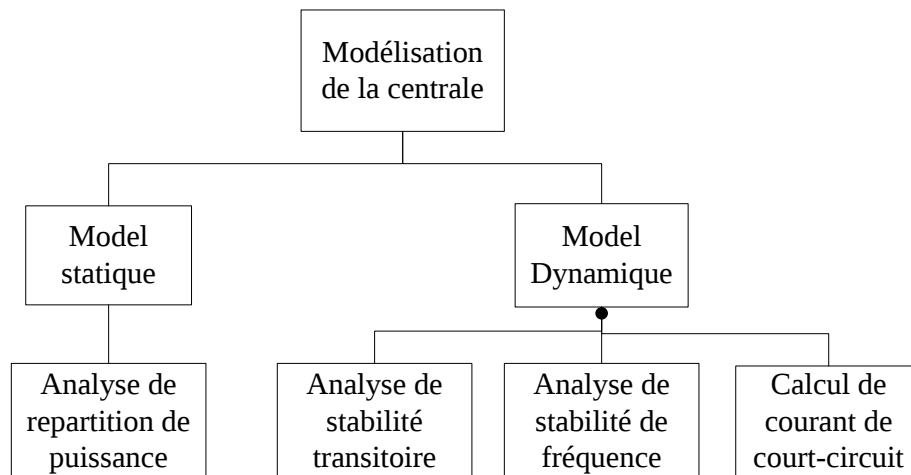


Figure 2: Structure d'un schéma unifilaire

Modélisation de la centrale

Les différentes analyses qui seront effectuées dans cette tâche sont décrites dans ce qui suit.



Modélisation statique

La modélisation électrique commence tout d'abord par un modèle statique. Le modèle statique doit être préalablement validé avant de passer au modèle dynamique. Il constitue une base solide pour le réseau à modéliser.

La méthode de calcul choisie pour le calcul de la répartition des puissances (load-flow) est la méthode de Newton-Raphson étendu.

(1) Itération de Newton-Raphson

Dans un réseau électrique, nous avons une série de charges à alimenter à partir d'un ou de plusieurs générateurs. Tous sont dispersés à travers un réseau peu ou fortement maillé. Les

puissances de productions sont le plus souvent connues, mais il en est moins sûr pour les divers paramètres (courant, tension, puissance) à tous les points du réseau. La méthode par itération de Newton Raphson est une technique itérative pour résoudre un ensemble de diverses équations non linéaires avec un nombre égal d'inconnues. Cette technique est employée dans PowerFactory afin de calculer de manière optimale les divers flux d'énergie.

(2) Flux de puissance

Le calcul de flux de puissance du réseau est effectué afin de vérifier si les divers éléments du réseau ne sont pas surchargés et sont correctement dimensionnés.

Le modèle statique permet essentiellement de calculer le flux de puissance pour analyser les réseaux dans des conditions stables. Il doit répondre à des questions telles que :

- ✓ Est-ce que les tensions des jeux de barres sont partout dans la plage permise ?
- ✓ Quelle est la charge des différents éléments du réseau ? (Transformateurs, lignes, générateurs, etc.)
- ✓ Comment opérer au mieux le réseau ?

Y a-t-il des points faibles ? Si oui, où sont-ils et comment peuvent-ils être éliminés ?

Modèle dynamique

Cette partie présente la méthodologie de la modélisation dynamique, analyse dynamique et les résultats de l'analyse dynamique du réseau électrique de la centrale thermique de Komsilga.

Création d'une boucle de regulation

La boucle de régulation (frame) est constituée de diagramme bloc auquel on affecte les éléments afférents à la régulation.

Analyse dynamique

Les simulations réalisées dans cette partie de l'étude sont : **Analyse de stabilité transitoire et Analyse de stabilité en fréquence**

Procédure de simulation dynamique

La modélisation dynamique de la centrale concerne essentiellement la modélisation dynamique des groupes diesel.

Une fois la modélisation des groupes Diesel effectué, nous passons à l'étape de la simulation dynamique. Les étapes de simulation dynamique sont :

- ✓ Créer un événement : un événement peut être un court-circuit, une commutation, une panne... sur un point spécifique du réseau ;
- ✓ Éditer les variables à visualiser : les variables à visualiser sont la fréquence du réseau, la tension des jeux de barre, l'angle du rotor...
- ✓ Vérifier les conditions initiales ;
- ✓ Lancer la simulation ;
- ✓ Interpréter les résultats (courbes)

Chapitre III : GENERALITE SUR LA MODELISATION STATIQUE ET DYNAMIQUE

1. NOTION DE STABILITE DU RESEAU ELECTRIQUE

L'énergie électrique étant très difficilement stockable, il doit y avoir en permanence équilibre entre la production et la consommation.

Les générateurs, les récepteurs et les réseaux électriques qui les relient ont des inerties mécaniques et/ou électriques qui rendent difficile le maintien d'un équilibre garantissant une fréquence et une tension relativement constantes.

Normalement, face à une variation de puissance, le système électrique, après quelques oscillations, retrouve un état stable. Dans certains cas, le régime oscillatoire peut diverger. Des études sont nécessaires pour pouvoir éviter ce phénomène et garantir la stabilité du réseau électrique. Elles le sont particulièrement dans le cas des réseaux public qui comportent un ou des groupes générateurs et de moteurs.

La stabilité des réseaux est notamment caractérisée par les fluctuations de puissances transitées dans le réseau et se mesure par les variations dans le temps des tensions et fréquences associées.

Il faut distinguer :

- ✓ La stabilité en régime statique : le réseau a un comportement stable, c'est-à-dire que, soumis à de petites perturbations, il revient à son point de fonctionnement initial ceci avec d'éventuelles oscillations amorties jusqu'au retour à l'équilibre.
- ✓ La stabilité en régime dynamique : le réseau est apte à éviter tout régime oscillatoire divergent et à revenir à un état stable acceptable. Ceci inclut l'intervention éventuelle des protections et automatismes diverse fonction des perturbations envisagées.

Les caractéristiques du réseau électrique s'expriment en termes de :

- Fréquence : 50 ou 60 Hz selon les pays.
- Tension de quelques centaines de volts à quelques centaines de kV, selon qu'on soit au point de raccordement de l'installation au réseau ou au point de livraison.

Ces grandeurs de base sont influencées par

- L'intensité du courant qui circule dans les lignes et les câbles ; laquelle est liée aux puissances actives et réactives générées et transportées.
- La puissance active est produite par les alternateurs à partir d'énergie thermique ou mécanique.
- La puissance réactive est produite ou consommée dans tous les éléments du réseau. Il faut noter qu'en régime dynamique, l'énergie active est « stockée » par les machines tournantes (inertie), et que l'énergie réactive l'est également, sous forme magnétique (ex. transformateurs ou machines tournantes) ou capacitive (ex. câbles).

La stabilité de tension

La stabilité de la tension est un facteur très important dans un réseau industriel. Elle est la capacité du réseau à maintenir une tension acceptable à tous les jeux de barres. A puissance égale, une tension haute au-delà de la plage tolérée peut provoquer la destruction de matériel. Par contre, une tension trop basse induit un courant plus élevé qui conduit à des pertes joules énormes. Au point d'injection, la tension est contrôlée à la sortie des alternateurs à travers l'excitation qui est commandée par un régulateur de tension.

La stabilité de fréquence

La fréquence d'un réseau électrique est essentiellement la même en tout point. La fréquence est l'image de l'équilibre entre charge et production. Elle est mesurée et suivie en temps réel. Le réseau électrique de Komsilga fonctionne sous une fréquence de 50 Hz. La stabilité en fréquence est donc la capacité du système à maintenir sa fréquence dans la plage acceptable suite à une perturbation.

La variation de fréquence peut résulter :

- ✓ D'un court-circuit proche d'une source ou d'une très grosse variation de puissance de la source.
- ✓ Du passage sur une source de remplacement ou de secours.

La stabilité de l'angle du rotor

Les machines tournantes tiennent une place importante dans les réseaux électriques. En fonctionnement générateur, la machine synchrone permet de répondre très efficacement aux variations de charges en puisant dans l'énergie cinétique de la masse tournante. La stabilité de l'angle de rotor reflète la capacité d'un ensemble de générateurs synchrones interconnectés sur le réseau à maintenir le synchronisme dans les conditions normales, suite à une perturbation.

L'instabilité angulaire se manifeste par un écart croissant des angles rotoriques. Selon l'amplitude de la perturbation, on distingue :

- **La stabilité angulaire aux petites perturbations ou la stabilité dynamique** : elle se manifeste par la capacité d'un réseau électrique à retrouver une position d'équilibre stable suite à une petite perturbation. Le réseau évite donc les régimes oscillatoires divergents qui peuvent affecter l'angle du rotor si l'amortissement n'est pas conséquent.
- **La stabilité angulaire aux grandes perturbations ou la stabilité transitoire** : elle se caractérise par une reprise rapide d'une position d'équilibre du réseau après une perturbation brusque ou de grande amplitude. Cette perturbation peut écarter notablement le réseau de sa position initiale. Le réseau quitte donc une position d'équilibre à une autre. L'instabilité transitoire se manifeste par des variations apériodiques de l'angle du rotor et dépend de la relation non linéaire couples-angles.

2. LA QUALITE DE L'ENERGIE ELECTRIQUE

Un réseau électrique a en général une stabilité globale qui se manifeste par un équilibre à grande échelle dans le temps et dans l'espace de l'ensemble du système production/transport/consommation. Mais une analyse plus fine révèle qu'en réalité, il y a en permanence et en tous lieux des événements provoquant des fluctuations qui seront compensées, sauf catastrophes. Ainsi la notion de qualité de l'électricité apparaît sous l'aspect de (figure 11).

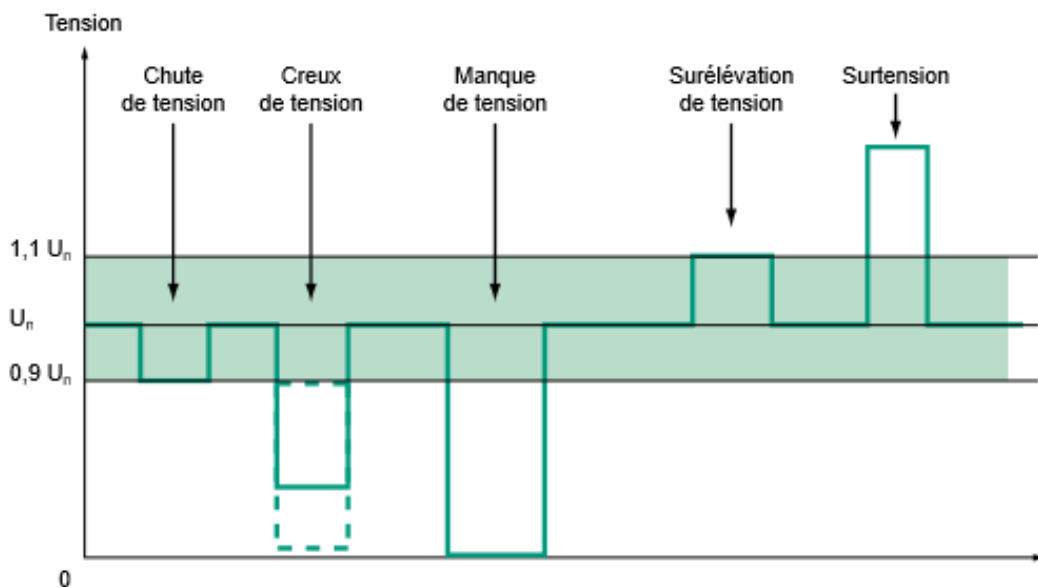
- La continuité de fourniture : c'est la disponibilité de l'énergie électrique en un endroit donné qui peut être interrompue par des coupures brèves (< 1 min.) ou longues (> 1 min.).
- La forme de l'onde de tension (fréquence, amplitude, durée) ; dans ce cas les perturbations sont généralement classées en fonction de leur plage de fréquence :
 - Phénomènes à haute fréquence (kHz $\rightarrow$ MHz) : surtensions à fronts raides dues à la foudre ou à certaines manœuvres (ex. sectionneurs, interrupteurs, certains disjoncteurs).
 - Phénomènes à basse fréquence (50 Hz $\rightarrow$ kHz) : surtensions de manœuvre, harmoniques,

- Phénomènes autour de la fréquence industrielle ($0 \rightarrow 100$ Hz) : fluctuations rapides ($20 \text{ ms} \rightarrow 1 \text{ s}$) ou lentes (supérieures à la seconde) telles que déséquilibre, creux de la tension dus à la mise en service de fortes charges ou à un court-circuit dans la distribution.

La variation de fréquence peut résulter :

- D'un court-circuit proche d'une source ou d'une très grosse variation de puissance de la source.
- Du passage sur une source de remplacement ou de secours.

a - Amplitude



b - Durée



Figure 3: perturbations de tension dans les réseaux

3. MODELE STATIQUE

La modélisation électrique commence tout d'abord par un modèle statique. Le modèle statique prend en compte le réseau dépourvu des moyens de contrôle de puissance, de tension

ou de fréquence. Le modèle statique doit être préalablement validé avant de passer au modèle dynamique. Il constitue une base solide pour le réseau à modéliser.

Le modèle statique permet essentiellement de calculer le flux de puissance pour analyser les réseaux dans des conditions stables. Il doit répondre à des questions telles que :

- ✓ Est-ce que les tensions des jeux de barres sont partout dans la plage permise ?
- ✓ Quelle est la charge des différents éléments du réseau ? (Transformateurs, lignes, générateurs, etc.)
- ✓ Comment opérer au mieux le réseau ?

Y a-t-il des points faibles ? Si oui, où sont-ils et comment peuvent-ils être éliminés ?

4. LE MODELE DYNAMIQUE

Le modèle dynamique permet essentiellement d'évaluer la réponse du système dans le temps. Le modèle dynamique introduit les notions de régulation et de paramètres dynamiques de certains éléments du réseau. Il s'intéresse principalement à la machine synchrone et à ses paramètres dynamiques.

Le modèle dynamique est divisé en deux parties :

- ✓ Processus de modélisation dynamique de la centrale
- ✓ Analyse dynamique de la centrale

Généralité sur Générateur Diesel synchrone

Un groupe électrogène diesel est composé principalement d'un moteur diesel et d'un générateur synchrone tournant sur un arbre. Le moteur diesel fournit la puissance active en convertissant l'énergie chimique du carburant en énergie mécanique, qui est représentée par le couple mécanique de l'arbre tournant. D'autre part, le système d'excitation du générateur synchrone détermine la puissance réactive par le courant d'excitation dans les enroulements d'excitation du rotor.

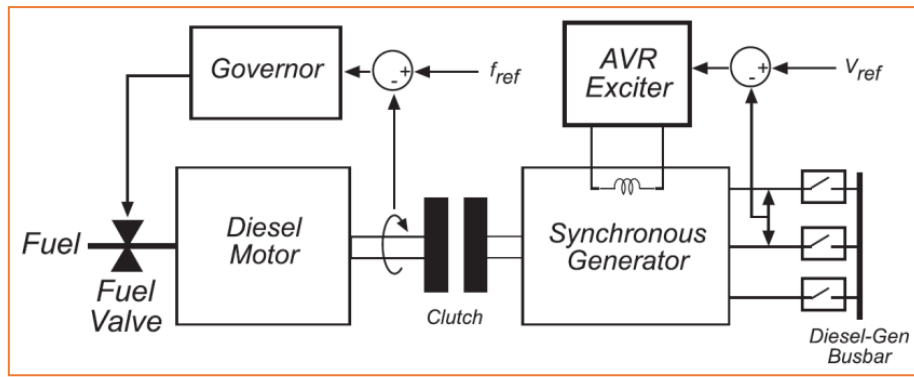


Figure 4 : structure générale des génératrices diesel

Le moteur diesel est une source d'énergie fiable qui peut fournir de l'énergie chaque fois qu'elle est nécessaire en fonction de sa puissance nominale, à condition que le carburant soit disponible. Il a besoin d'un régulateur pour contrôler la puissance de sortie et la vitesse du générateur.

La machine synchrone a besoin d'un régulateur de tension pour contrôler la tension de sortie. Le régulateur de vitesse règle la vanne de carburant (papillon) afin de contrôler le débit de carburant en fonction des variations de charge sur l'arbre et il compare la vitesse de sortie à la vitesse référentielle. Le régulateur de tension vise à maintenir la tension de sortie proche de la tension de référence [6].

Régulation de tension et de vitesse

Le schéma de principe machine synchrone avec les régulations afférentes est présenté comme suit :

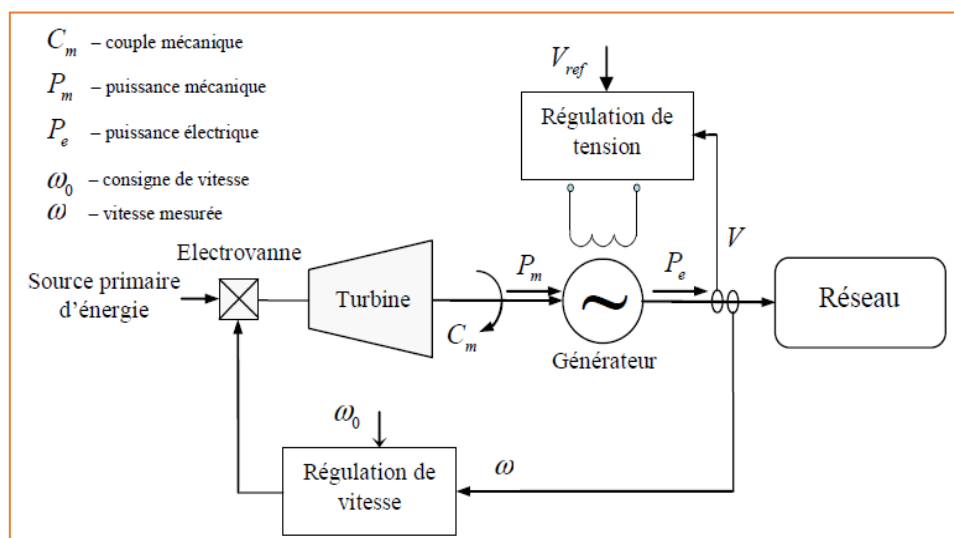


Figure 5 : schéma de régulation d'un générateur

d) Régulation de vitesse

La stabilité de la vitesse d'une machine synchrone est particulièrement importante afin d'obtenir une performance satisfaisante d'une unité de génération.

Le contrôle de la vitesse est réalisé en prenant en compte le statisme, qui est le rapport entre la variation de puissance et la variation de la fréquence.

Quand une variation de charge a lieu, celle-ci est reflétée instantanément comme un changement du couple électrique C_e du générateur. Cela va causer un déséquilibre entre le couple mécanique C_m et le couple électrique C_e qui induit des variations de vitesse [7].

e) Régulation de tension

La condition de base d'une régulation de tension est de fournir et d'ajuster automatiquement le courant d'excitation du générateur synchrone afin de maintenir la valeur de la tension aux bornes du générateur proche de la valeur de consigne imposée par l'opérateur du réseau.

Pour la régulation de tension nous allons utiliser la régulation automatique de tension (RAT) ou automatic voltage regulator (AVR).

Le régulateur automatique de tension vise à maintenir la tension au nœud de raccordement de la machine constante. Le principe est en général d'agir sur la puissance réactive échangée avec le réseau. Si la tension au point de raccordement de la machine tend à diminuer, le système d'excitation réagit en fournissant plus de puissance réactive. Si la tension au point de raccordement de la machine tend à augmenter, le système d'excitation réagit en absorbant de la puissance réactive [8].

Chapitre IV : MODELISATION STATIQUE ET DYNAMIQUE DE LA CENTRALE DE KOMSILGA

1. MODELISATION STATIQUE

Cette section présente la méthodologie et les résultats pour l'analyse statique de la centrale thermique de Komsilga. Les calculs réalisés dans cette partie de l'étude sont les suivants :

- ✓ Analyse de la répartition de puissance ;
- ✓ Calcul des courants de court-circuit triphasés.

Les détails sur la méthodologie employée pour chaque type de simulation, ainsi que les résultats correspondants, sont présentés dans ce qui suit.

Méthode utilisée et critères de stabilité

La méthode de calcul choisie pour le calcul de la répartition des puissances (load-flow) est la méthode de Newton-Raphson étendu.

Les données d'entrée qui permettent le calcul des puissances de transits dans les lignes électriques et la chute de tension au niveau des postes sont :

- ✓ La production électrique :
- ✓ La consommation électrique au niveau des jeux de barre (creux de charge et pointe de charge) :
- ✓ Tension admissible au niveau des nœuds : $\pm 10\%$

Les objectifs du calcul de répartition de puissance sont :

- ✓ Vérifier la conformité des flux de puissance et des niveaux de tension du réseau (plusieurs scénarios modification de la charge dans le temps, restructuration du réseau)
- ✓ Vérifier la tenue des matériels (câbles, conducteurs, transformateur...)
- ✓ Tester et valider des modifications sur le réseau

Résultats de simulation

Les calculs de répartition de puissance et de courant de court-circuit ont été réalisés avec le logiciel PowerFactory. Pour le calcul de répartition de puissance, deux cas de figures ont été étudiés : d'une part le scénario de base c'est-à-dire mise en marche des unités de production habituelles et d'autre part la mise en marche de toutes les unités de production (une production de 74MW) et une charge de 74MW.

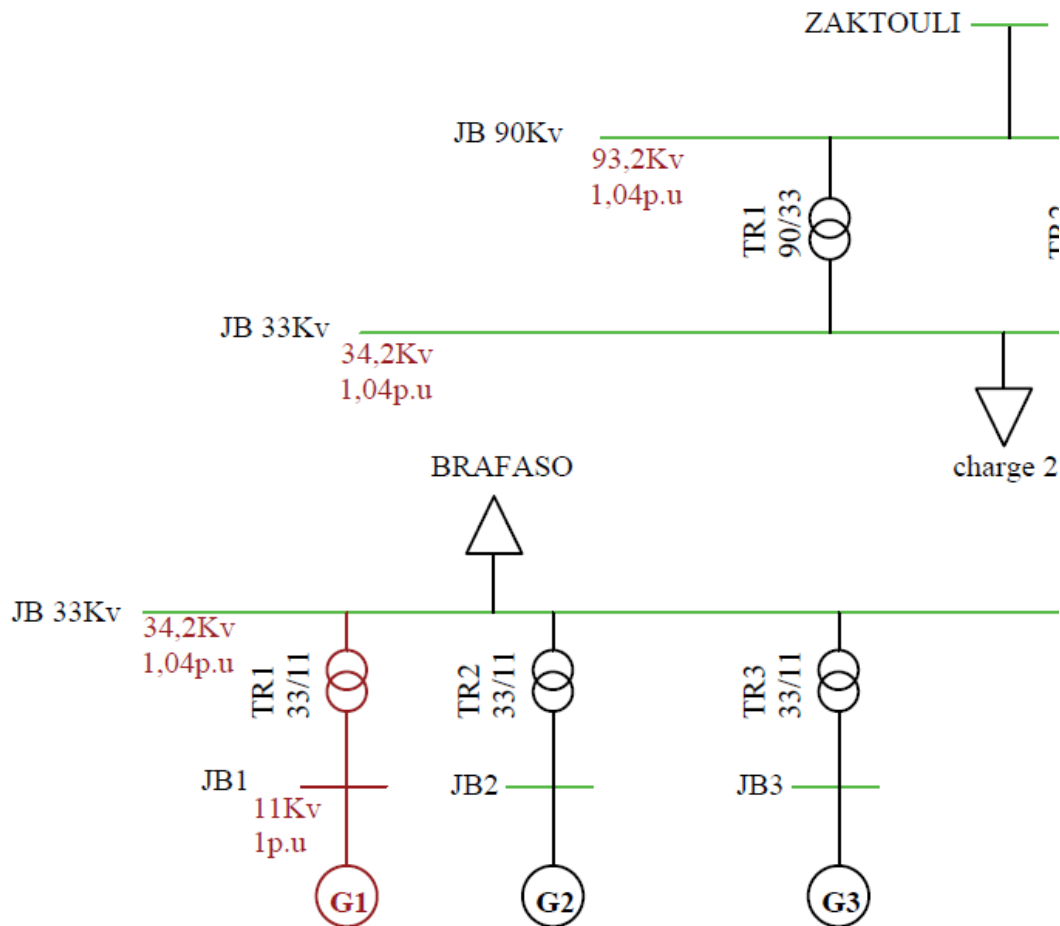


Figure 6: exemple du flux de puissance

Scenario 1(Validation du model)

Dans ce premier scenario (validation du modèle statique), nous avons pris le cas d'une journée dans laquelle trois (3) groupes ont été mise en marche. Le G2, le G3 et le G5. la charge appelé est de 30MW et la production totale des groupes est aussi de 30MW. Les résultats sont présentés dans le tableau VI.

Tableau VI: Validation du Model

	P. fixée (MW)	P. généré (MW)	Q. fixée (MVar)	Q. Généré (MVar)	V(Pu)	V nom (kV)
G1-JB1	-	-	-	-	1	11
G2-JB2	10	10	2,5	2,5	1,04	11,4
G3-JB3	10	10	2,5	2,5	1,01	11,1
G4-JB4	-	-	-	-	0,9	10,9
G5-JB5	10	10	2,5	2,5	1,01	11
G6-JB6	-	-	-	-	1,	11
G7-JB7	-	-	-	-	1	11
Travée 33Kv1	-	-	-	-	1	32,9
Travée 33Kv2	-	-	-	-	1	32,9
Travée 90Kv2	-	-	-	-	0,99	89,1
Zagtouli 90Kv2	-	-	-	-	1,04	93,2

Résultats graphiques de la fenêtre de sortie

Les rapports de résultats de calcul contiennent des informations graphiques en barres. Le rapport de « profils de tension » après une commande de flux de puissance produit des graphiques en barres des tensions p.u. des jeux de barres. Les barres rouges ci-dessous indique que les valeurs de la tension sont supérieures à la tension limite (11kV, 33kV et 90kV) des jeux de barres. Mais ces valeurs restent dans la marge de $\pm 10\%$ défini dans les critères d'exploitation du réseau.

Tableau VII: profil de tension scenario 1

Réseau: reseau komsilga		Phase d'expansion: reseau komsilgas d'étude: Cas d'étude(1)					Annex:		/ 1
	Tension nom. [kV] [p.u.]	Tension-JB [kV] [deg]	-10	-5	0	+5	+10		
JB 1									
BB	11,00 1,000	11,00 0,00							
JB 1er									
33kV	33,00 0,997	32,90 -30,01							
JB(1)									
zaktouli	33,00 0,997	32,90 -30,01							
JB(2)									
33KV-3150A-31.5	33,00 0,997	32,90 -30,01							
JB									
Ouaga 2000	33,00 0,997	32,90 -30,01							
JB2									
BB	11,00 1,036	11,40 2,66							
JB3									
BB	11,00 1,008	11,09 -1,48							
JB4									
BB	11,00 0,994	10,94 -4,30							
JB5									
BB	11,00 1,010	11,11 5,66							
JB6									
BB	11,00 0,996	10,95 2,86							
JB7									
BB	11,00 0,996	10,95 2,86							
Jeux de barres simple(11)									
PATTE D'OIE	90,00 0,990	89,14 -31,75							
Jeux de barres simple(3)									

Les résultats du calcul de répartition de puissance montrent que la tension en chaque nœud du réseau de Komsilga reste dans la marge de $\pm 10\%$ défini dans les critères d'exploitation du réseau ainsi que dans le SCADA. Aucune surcharge des éléments du réseau de transport (lignes et transformateurs) n'est à signaler. Nous pouvons conclure que le modèle statique est validé.

Tableau VIII: Profil de calcul de pertes scenario 1

Niv. Tension	Production [MW]/[Mvar]	Puissance Moteur [MW]/[Mvar]	Charge [MW]/[Mvar]	Compensation [MW]/[Mvar]	Alimentation externe [MW]/[Mvar]	Flux d'échanges à	Puissance d'échanges [MW]/[Mvar]	Perdes Total [MW]/[Mvar]	Perdes [MW]/[Mvar]	Perdes à vide [MW]/[Mvar]
11,00	30,09	0,00	0,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00
	10,06	0,00	0,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00
						33,00 kV	30,09	0,08	0,08	0,00
							10,06	1,57	1,57	0,00
33,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00
						11,00 kV	-30,00	0,08	0,08	0,00
							-8,49	1,57	1,57	0,00
						90,00 kV	30,00	0,00	0,00	0,00
							8,49	0,99	0,99	0,00
90,00	0,00	0,00	30,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00
	0,00	0,00	7,50	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00
						33,00 kV	-30,00	0,00	0,00	0,00
							-7,50	0,99	0,99	0,00
Total:	30,09	0,00	30,00	0,00	0,00		0,00	0,09	0,09	0,00
	10,06	0,00	7,50	0,00	0,00		0,00	2,56	2,56	0,00

Les pertes actives sont égales à 0,09 MW (0,30% de la production totale).

Scenario 2

Dans ce deuxième scénario, toutes les unités de productions sont mises en marche. La production totale est de 74MW (18 MVar) et la charge totale est aussi de 74 MW. Cette charge est placée au niveau du jeu de barre 90kV. Le dispatching des unités de production de la centrale de Komsilga est présenté dans le tableau suivant.

Tableau IX: allocation des unités de production

Groupe	Puissances délivrées par les groupes (MW)	Puissance consommée par la charge (MW)	Puissances délivrées par les groupes (Mvar)	Puissance consommée par la charge (Mvar)
G1	14,2	74	3	5,9
G2	10		2,5	
G3	10		2,5	
G4	10		2,5	
G5	10		2,5	
G6	10		2,5	
G7	10		2,5	
Total	74,2	74	18	5,9

Les résultats de la simulation montrent que la charge de 74 MW permet de compenser les différentes fluctuations. Nous avons une production totale de 74,2MW et une charge de 74MW.

Tableau X: profil de tension scenario 2

Réseau: reseau komsilga			Phase d'expansion: reseau komsilgas d'étude: Cas d'étude(1)				Annex:		/ 1	
	Tension nom.		Tension-JB		Deviation - Tension [%]					
	[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	0	+5	+10	
JB 1										
BB	11,00	1,000	11,00	0,00						
JB 1er										
33kV	33,00	0,953	31,44	-32,60						
JB(1)										
zaktouli	33,00	0,953	31,44	-32,60						
JB(2)										
33KV-3150A-31.5	33,00	0,953	31,44	-32,60						
JB										
Ouaga 2000	33,00	0,953	31,44	-32,60						
JB2										
BB	11,00	0,991	10,90	0,32						
JB3										
BB	11,00	0,964	10,61	-3,81						
JB4										
BB	11,00	0,964	10,61	-3,81						
JB5										
BB	11,00	0,966	10,62	3,34						
JB6										
BB	11,00	0,966	10,62	3,34						
JB7										
BB	11,00	0,966	10,62	3,34						
Jeux de barres simple(11)										
PATTE D'OIE	90,00	0,930	83,68	-37,39						
Jeux de barres simple(3)										

Les résultats du calcul de répartition de puissance montrent que la tension en chaque nœud du réseau de Komsilga reste dans la marge de $\pm 10\%$ défini dans les critères d'exploitation du réseau. Aucune surcharge des éléments du réseau de transport (lignes et transformateurs) n'est à signaler.

Tableau XI: profil de calcul des pertes scenario 2

Niv. Tension	Production [MW]/[Mvar]	Puissance Moteur [MW]/[Mvar]	Charge [MW]/[Mvar]	Compensation [MW]/[Mvar]	Alimentation externe [MW]/[Mvar]	Flux d'échanges à	Puissance d'échanges [MW]/[Mvar]	Perdes Total [MW]/[Mvar]	Perdes [MW]/[Mvar]	Perdes à vide [MW]/[Mvar]
11,00	74,26 29,41	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00			0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00
						33,00 kV	74,26 29,41	0,25 4,70	0,25 4,70	0,00 0,00
33,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00			0,00 -0,00	0,00 -0,00	0,00 0,00
						11,00 kV	-74,01 -24,71	0,25 4,70	0,25 4,70	0,00 0,00
						90,00 kV	74,01 24,71	0,01 6,71	0,01 6,71	0,00 0,00
90,00	0,00 0,00	0,00 0,00	74,00 18,00	0,00 0,00	0,00 0,00			0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00
						33,00 kV	-74,00 -18,00	0,01 6,71	0,01 6,71	0,00 0,00
Total:	74,26 29,41	0,00 0,00	74,00 18,00	0,00 0,00	0,00 0,00		0,00 0,00	0,26 11,41	0,26 11,41	0,00 0,00

Les pertes actives sont égales à :

- La puissance actives : 0,26 MW soit 0,30% de la production totale
- La puissance reactive : 11,41Mvar soit 0,35% de la production totale

Calcul de courant de court-circuit

Cette section présente les résultats de calcul de courants de court-circuit triphasés sur les jeux de barre 11kV, 33kV et 90kV du réseau. La méthode de calcul des courants de court-circuit est basée sur la norme IEC 60 909. Basée sur le théorème de Thevenin, elle consiste à calculer une source de tension équivalente au point de court-circuit pour ensuite déterminer le courant en ce même point. Toutes les alimentations du réseau et les machines synchrones et asynchrones sont remplacées par leurs impédances.

Ainsi, les courants de court-circuit dépendent des impédances des câbles, des transformateurs présents sur les lignes d'alimentation. Les différentes machines asynchrones du réseau ont aussi un impact puisqu'elles réinjectent du courant.

Résultats de simulation

Les résultats du calcul de courant de court-circuit sont présentés dans le tableau XII.

Tableau XIII: calcul de court-circuit

	V nom (kV)	Icc(kA)	
		Scenario de base	Validation du model
JB1	11	16	6,5
JB2	11	12,2	9
JB3	11	12,2	9
JB4	11	12,2	4,7
JB5	11	12,2	9
JB6	11	12,2	4,7
JB7	11	12,2	4,7
Travée 33Kv1	33	8,3	3,4
Travée 33Kv2	33	8,3	3,4
Travée 90Kv2	90	2,1	1,1
Zagtouli	90	2,1	1,1

L'analyse des courants de court-circuit indique qu'il n'y a aucune contrainte de surintensité.

2. MODELISATION DYNAMIQUE

Cette partie présente la méthodologie de la modélisation dynamique et les résultats de l'analyse dynamique du réseau électrique de la centrale thermique de Komsilga.

Méthodologie de la modélisation dynamique

D'un point de vue électrique, la modélisation de la source de production thermique concerne uniquement la machine synchrone. La machine synchrone est constituée d'une boucle de régulation.

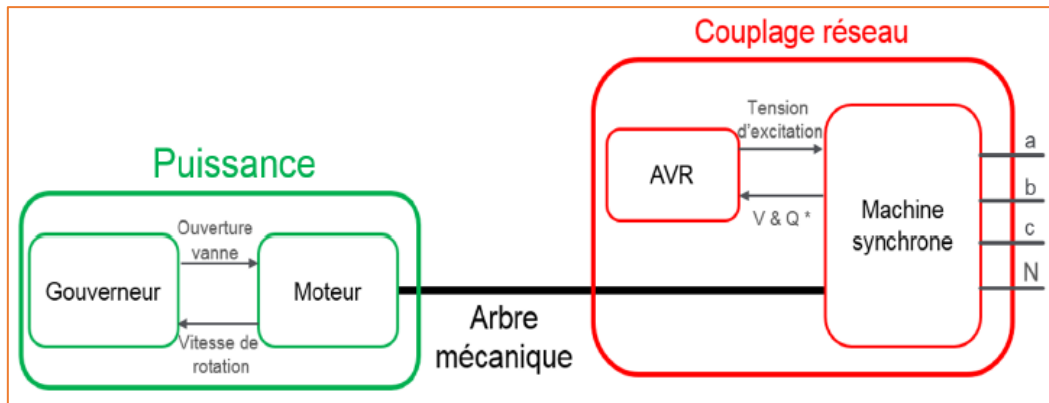


Figure 7: : Boucle de régulation de la machine synchrone

La boucle de régulation est un élément important du modèle dynamique. Elle assure la stabilité dynamique des groupes diesel de production. Le régulateur de tension (AVR) et le régulateur de vitesse (GOUVERNEUR) sont les deux régulateurs qui permettent d'améliorer considérablement la stabilité dynamique des groupes de production. Cette boucle est matérialisée sous PowerFactory par un « frame ».

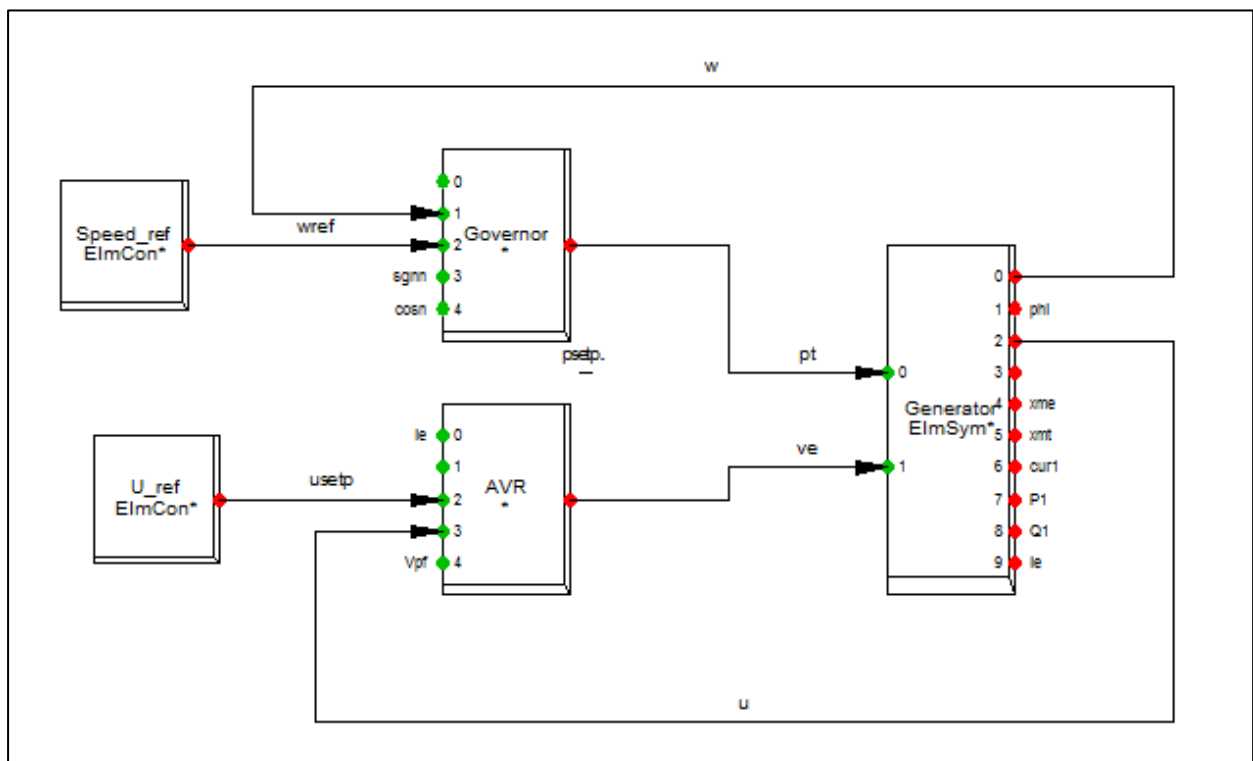


Figure 8: Bloc frame existant dans PowerFactory

La boucle de régulation (frame) est constituée de diagramme bloc auquel on affecte les éléments afférents à la régulation. La boucle de régulation (frame) existant dans la bibliothèque de PowerFactory étant une boucle standard, donc ne prenait pas en compte tous les éléments. C'est pourquoi nous avons créé une nouvelle boucle de régulation avec tous les éléments pour la modélisation dynamique des groupes diesel de la centrale.

Création d'une boucle de régulation

Le logiciel PowerFactory contient une palette d'outils de dessin spécifique pour la création d'un frame bloc.

La boucle de régulation créée prend en compte l'élément principal à savoir la machine synchrone, l'AVR, le Gouverneur, une vitesse reference (speed référentiel) connecté au gouverneur, une tension de reference (U référentielle) connecté à L'AVR, un slot, deux éléments de mesure : Q mesure et Q limiter, un Q référentiel. Le schéma ci-dessous illustre le frame créé :

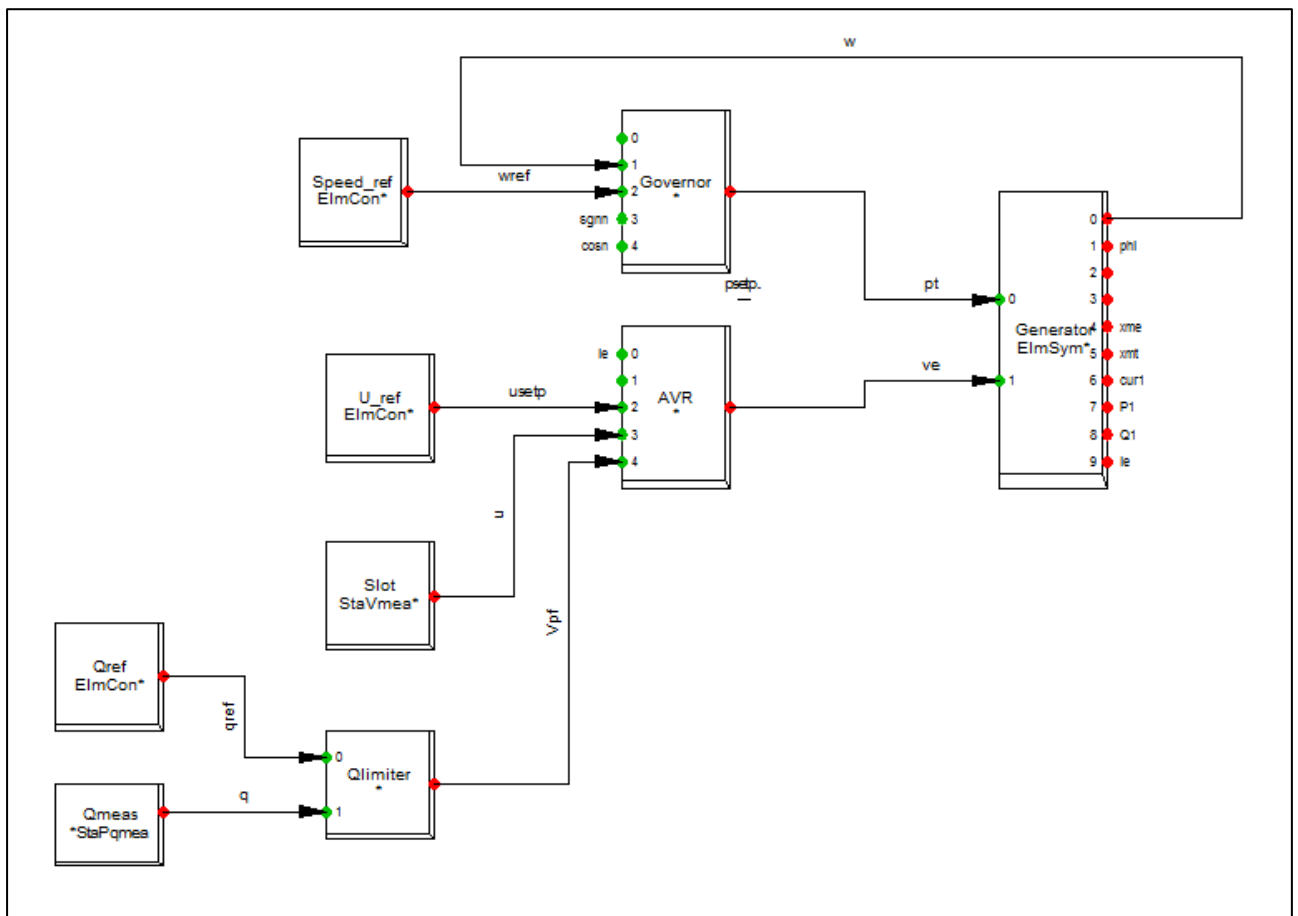


Figure 9: le bloc frame dans PowerFactory

Nous avons une boucle en mode compensation de tension mais avec une vitesse à statisme nulle. En effet, la vitesse/fréquence sont deux facteurs à grader constants. La tension par contre subit des variations dues à la demande en réactif. Un léger statisme de tension s'avère inévitable pour garder le système stable. L'AVR agira en conséquence pour toujours ramener la tension à la valeur consignée par l'opérateur qui est le U référentielle tout en maintenant le réactif à la valeur nécessaire.

Générateur

Les générateurs synchrones ont un modèle intégré dans PowerFactory (ElmSym), qui représente le circuit équivalent et les équations de description du générateur synchrone. Les paramètres et les valeurs nominales du générateur ont été saisis dans le modèle dans la boîte de dialogue d'édition après copie du modèle de la bibliothèque globale dans la bibliothèque de l'utilisateur. Les générateurs utilisés dans nos études sont les sept (7) générateurs de la centrale de Komsilga.

Gouverneur (régulateur de vitesse)

L'appel ou la baisse de demande sur le réseau électrique se fait sentir sur les groupes de production. Un groupe a besoin d'un régulateur pour stabiliser sa vitesse et réguler la puissance injectée sur le réseau.

Le modèle de régulateur de vitesse utilisé dans notre étude est un modèle intégré dans PowerFactory avec le nom « DEGOV1 », qui peut être trouvé dans la bibliothèque standard et la bibliothèque globale de PowerFactory. Le modèle est basé sur le modèle IEEE, qui est développé par Woodward Compagnie. Le WOODWARD est un régulateur de vitesse électropneumatique. Le groupe a besoin de ce type de régulateur de vitesse pour fonctionner en mode ilot. Il permet de stabiliser la vitesse.

Le régulateur de vitesse DEGOV1 permet de régler la vitesse de rotation de la machine. Il permet de maintenir la vitesse à la sortie sensiblement égale la vitesse cosignée par l'opérateur. Cette vitesse est représentée par la puissance active qui est représentée par la fréquence de la centrale.

Le modèle contient trois blocs principaux. Le boîtier de commande électrique est un contrôleur analogique de type PT1, qui donne le signal de commande. L'actionneur convertit le signal de commande en un signal de débit de carburant. Le bloc-moteur représente le retard de la combustion pour convertir le signal de carburant en signal couple.

Le régulateur analysé a des caractéristiques de statisme, qui sont déterminées par les paramètres

du modèle. Les paramètres doivent être configurés de manière à simuler approximativement les performances réelles du moteur diesel [9].

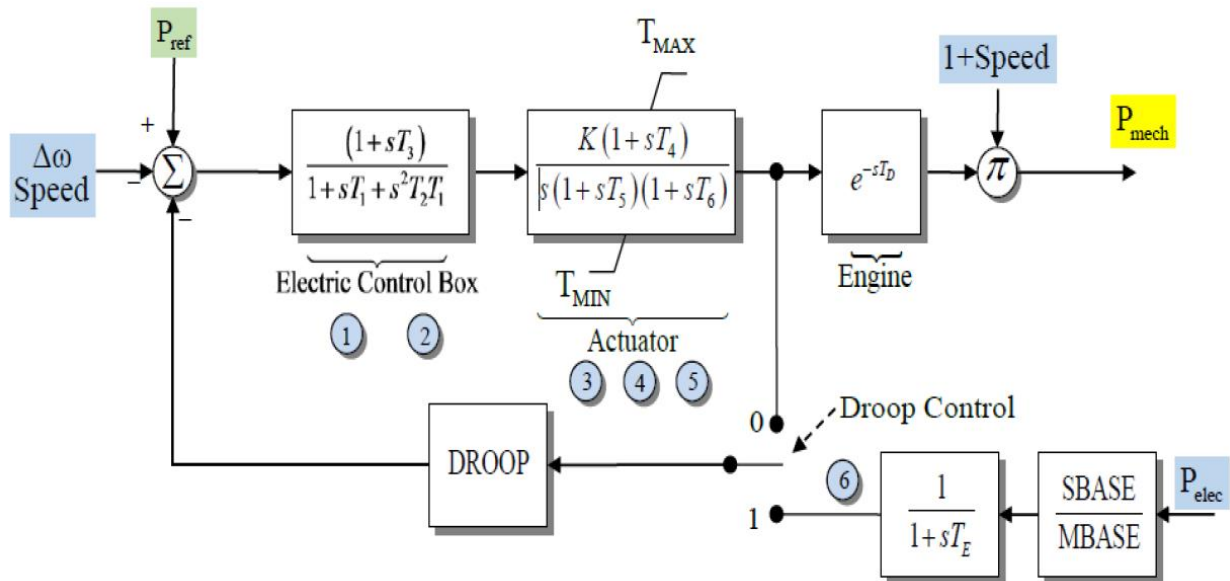


Figure 10: boucle de regulation du gouverneur

Le premier bloc de la figure ci-dessus à savoir la boîte du contrôle électrique « Electric Control Box » correspond à la boîte de commande électrique. Cette boîte est un contrôleur analogique qui fournit le signal de commande.

Le second bloc à savoir « Actuator » est le bloc actionneur. Ce bloc reçoit la commande analogique et la convertie en un signal de commande des injecteurs de carburant conformément à la quantité désirée.

Le bloc « Engine » ou bloc moteur représente le moteur thermique avec une consigne de retard lui donnant le temps de convertir l'énergie de combustion en mouvement (couple) qui sera transmise à l'alternateur pour la suite du processus.

La boucle de retour correspond au « Droop » ou compensation. Cette boucle permet la compensation de fréquence. Elle peut être bouclée soit par la position zéro (0) qui est celle de la commande d'injecteurs, soit par la position un (01) qui est un retour de puissance active du groupe.

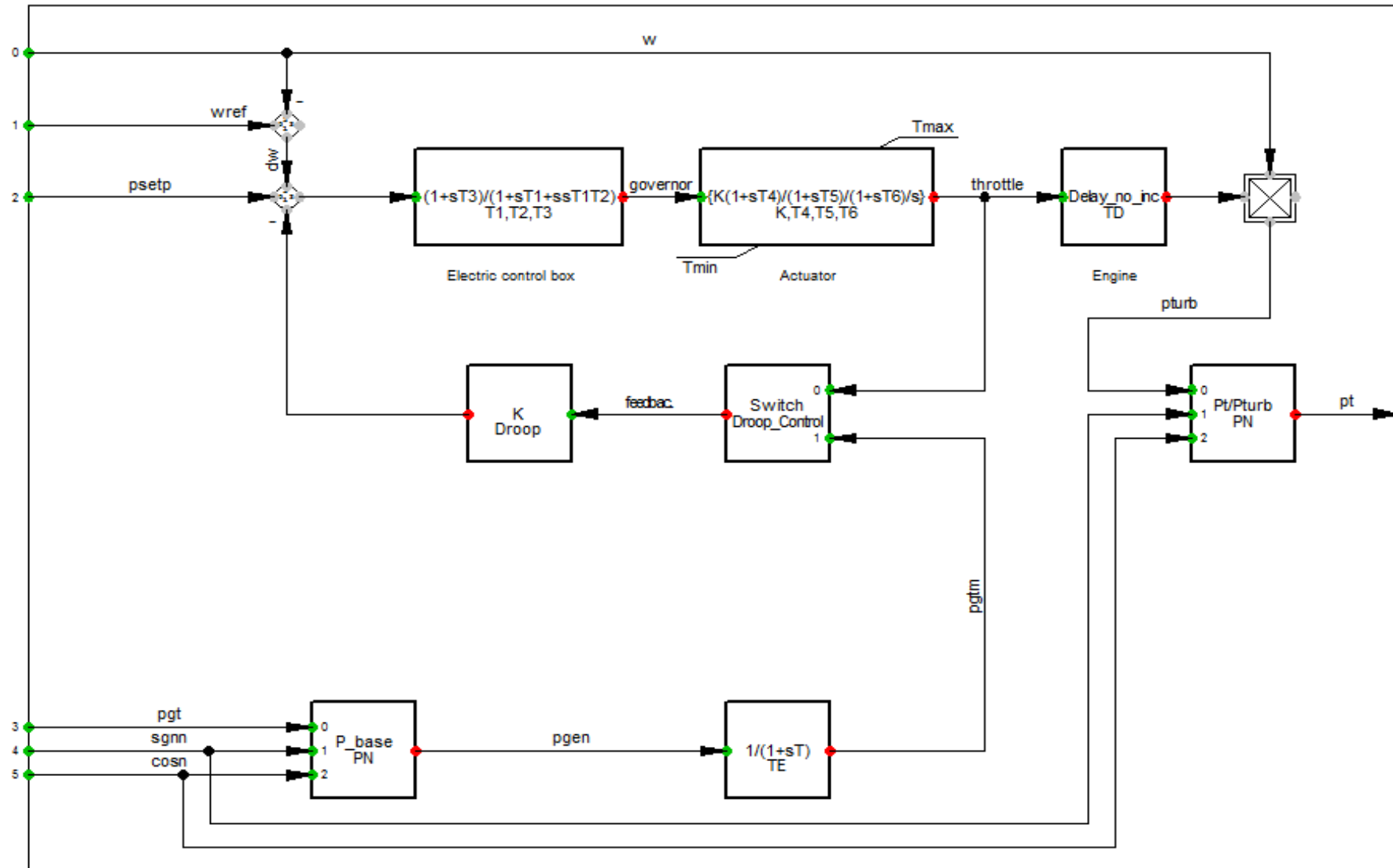


Figure 11 : gov_DEGOV1: Woodward diesel Governor

Les paramètres de régulateur de vitesse des groupes de Komsilga sont les valeurs des gains, les constantes de temps ou les valeurs nominales de bloc de régulateur. Les paramètres déterminent les caractéristiques de régulateur de vitesse et les performances de leur fonctionnement. Par conséquent, les paramètres des générateurs de Komsilga sont principalement étalonnés par le logiciel DECS (Digital Excitation Control Système). En conséquence, les régulateurs de vitesse sont configurés selon le tableau suivant :

Tableau XIV: paramètres de régulateur DEGOV1 de G1 dans PowerFactory

Paramètres	Unité	Description	Valeur
K	(pu/pu)	Actuator gain (Gain de l'actionneur)	15
T4	(s)	Actuator derivative time constant (Constante de temps dérivée de l'actionneur)	1
T5	(s)	Actuator first time constant (Première constante de temps de l'actionneur)	0,1
T6	(s)	Actuator second times constant (Deuxième constante de temps de l'actionneur)	0,2
TD	(s)	Combustion delay (Retard de combustion)	0,01
Droop	(pu)	Frequency deviation / active power change (Déviation de fréquence / variation de puissance active)	0,05
TE	(s)	Time const. Power fdbk (Retour de puissance constante dans le temps)	0,1
T1	(s)	Electric control box first time constant (Première constante de temps du boîtier de commande électrique)	0,2
T2	(s)	Electric control box second time constant (Boîtier de commande électrique seconde constante de temps)	0,1
T3	(s)	Electric control box derivative time constant (Constante de temps dérivée du boîtier de commande électrique)	0,5
PN	(MW)	Prime mover rated power(=0→PN=P _{gmn}) (Puissance nominale de l'amorceur (PN=P _{gmn}))	0
Droop_control	-	(0=throttle fdbk, 1=elec.Power fdbk) ((0=Rétroaction de l'accélérateur, 1=Rétroaction de puissance électrique))	0
Tmin	(Pu)	Min. Throttle (Couple minimal (à la position minimale de la manette des gaz))	0
Tmax	(Pu)	Max. throttle (Couple maximal (à la position maximale de la manette des gaz))	1,1

AVR (automatic voltage regulator)

La fonction principale d'un AVR est de contrôler et réguler la tension de sortie de la génératrice synchrone à travers un signal de commande ou le champ magnétique du rotor.

Le modèle de régulateur de tension utilisé est l'excitateur « AC1 » du modèle IEEE du type AC1 correspond à un excitateur alternateur-récupérateur à commande ancienne. Ce modèle est implémenté dans la bibliothèque mondiale de PowerFactory.

L'excitateur est composé d'un excitateur principal d'alternateur avec rectificateurs non contrôlés. L'excitateur n'utilise pas d'auto-excitassions et l'alimentation du régulateur de tension provient d'une source qui n'est pas affectée par des transitoires externes. La caractéristique de la diode sur la sortie de l'excitateur impose une limite inférieure de zéro à la tension de sortie de l'excitateur.

Comme le montre le schéma fonctionnel, le modèle a trois signaux d'entrée : le courant d'excitation du générateur IFD, la tension aux bornes du générateur EC et le signal du stabilisateur du système d'alimentation (PSS) VS

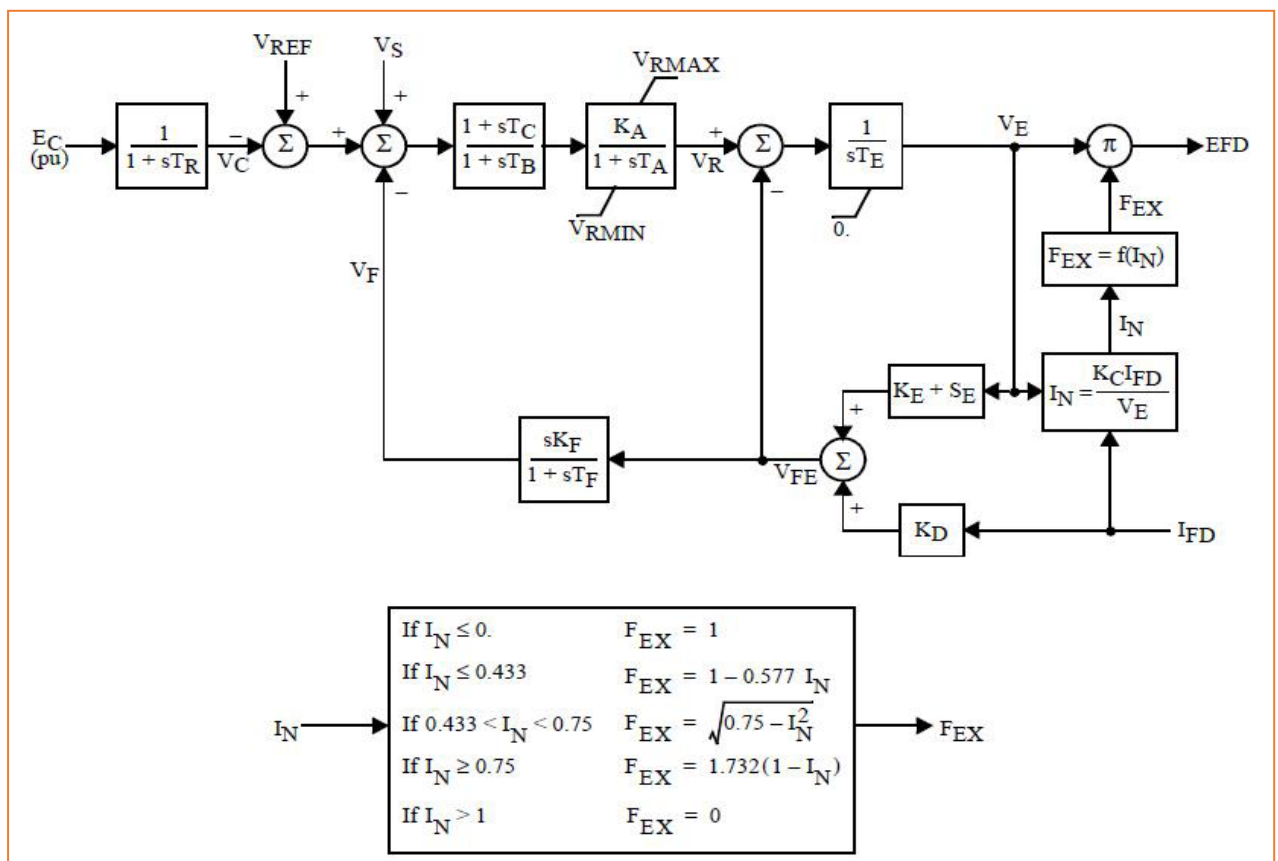


Figure 12 : schéma fonctionnel du modèle de système d'excitation AC1

Les paramètres des régulateurs de tension des groupes de Komsilga sont les valeurs des gains, les constantes de temps ou les valeurs nominales de bloc de régulateur. Les paramètres déterminent les caractéristiques des régulateurs de tension et les performances de leur fonctionnement. Par conséquent, les paramètres des générateurs de Komsilga sont principalement étalonnés par le logiciel DECS (Digital Excitation Control Système). En conséquence, les régulateurs de tension sont configurés selon le tableau suivant :

Tableau XV: paramètres de l'excitateur EXC1 de G1 dans PowerFactory

Paramètres	Unité	Description	Valeur
Tr	[s]	Measurement delay (Retard de mesure)	0,01
Ka	[pu]	Controller gain (Gain du contrôleur)	200
Ta	[s]	Controller time constant (Constante de temps du régulateur)	0,095
Ke	[pu]	Excitor constant (Constante d'excitation)	1
Te	[s]	Excitor time constant (Constante de temps de l'excitateur)	1,75
Kf	[pu]	Stabilization path gain (Gain de la trajectoire de stabilisation)	0,0374
Tf	[s]	Stabilization path delay time (Temps de retard du trajet de stabilisation)	0,77
Kc	[pu]	Rectifier regulation constant (Constante de régulation du redresseur)	0,1
Kd	[pu]	Exciter armature reaction factor (Facteur de réaction d'induit d'excitation)	1,2
E1	[pu]	Saturation factor 1 (Facteur de saturation 1)	9,3
Se1	[pu]	Saturation factor 2 (Facteur de saturation 2)	0,2353
E2	[pu]	Saturation factor 3 (Facteur de saturation 3)	1,9737
Se2	[pu]	Saturation factor 4 (Facteur de saturation 4)	1
Vrmin	[pu]	Controller output minimum (Sortie du contrôleur minimum)	-10
Vrmax	[pu]	Controller output maximum (Sortie du contrôleur maximum)	10

✓ Q référentiel

Q référentiel est une constante.

Équation :

$$inc(y0) = c \quad (1)$$

$$y0 = c \quad (2)$$

✓ Speed référentielle

Le speed référentiel est la vitesse de référence consigné par l'utilisateur. Elle est constante.

La valeur du DEGOV1 (régulateur de vitesse de la machine) est permanemment comparé à la valeur du speed référentielle.

Équation :

$$inc(y0) = c \quad (1)$$

$$y0 = c \quad (2)$$

✓ U référentielle

U référentielle est la tension de référence consigné par l'utilisateur. Elle est constante. La valeur du AC1 (régulateur de tension de la machine) est permanemment comparé à la valeur du U référentielle.

✓ Q limiter

Q limiter est un contrôle.

Equation du contrôle

```
!inc(PFref)=0.928
inc(xrq)      = q
inc(xi)       = 0
inc(xil)      = 0
inc(Vpf)      = 0

inc(qref)     = 0
vardef(Trq )  ='s'; 'Measurement Time const'
```

✓ Q mesure

Q mesure est une mesure de tension sur un terminal.

✓ Slot

Slot est une mesure de tension sur un jeu de barre.

Analyse dynamique de la centrale

Cette partie présente la méthodologie et les résultats pour l'analyse dynamique de la centrale thermique de Komsilga. Les analyses réalisées dans cette partie de l'étude sont les suivantes :

- ✓ Analyse de stabilité transitoire
- ✓ Analyse de stabilité en fréquence

a) Analyse de stabilité transitoire

L'objectif de l'étude de stabilité transitoire est de vérifier la capacité du système à supporter des défauts dans le réseau sans que cela entraîne des pertes de synchronisme de machines ou autres effets déstabilisants pour le réseau. Cette étude est divisée en deux parties :

- ✓ Calcul des temps critiques d'élimination des défauts (CCT) ;
- ✓ Analyse de l'impact des court-circuits triphasés du réseau.

b) Analyse de stabilité de fréquence

L'objectif de l'étude de stabilité de fréquence est de vérifier la capacité du système à surmonter les phénomènes transitoires qui font suite à des déséquilibres de puissance, et donc de vérifier l'aptitude du système à passer des conditions de fonctionnement avant incident aux conditions finales en restant stable et ça, dans la mesure du possible, sans activer les plans de défense tels que le délestage de charge par sous-fréquence.

CONCLUSION

A travers cette étude nous avons pu réaliser la modélisation statique et dynamique du réseau électrique de Komsilga. Le modèle statique a permis de vérifier la stabilité du réseau électrique de Komsilga du point de vu niveau de tension et surcharge des équipements. Nous avons réussi à établir le modèle dynamique de base d'un groupe diesel de Komsilga. Ce modèle sera utilisé pour les autres groupes de la centrale en y adaptant les paramètres spécifiques.

Nous n'avons pu effectuer la validation de notre modèle dynamique à cause de la version du logiciel utilisée pour établir le model dynamique. D'où la limite à notre travail.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] SONABEL, « Organisation et attributions des divisions et de sections du service contrôle électriques », 2017, 4P
- [2] sidwaya, « KOMSILGA III ‘‘raseur’’ » mars 2014. [En ligne]. Available : <http://www.sidwaya.bf/quotidien/spip.php?article18708>. [Consulté le 13/04/2019]
- [3] SONABEL, « construction du poste 90/33 de Komsilga et extension de la barre 90kV de Zagtouli », 2014, 35P
- [4] Tutoriel PowerFactory, version 15.1
- [5] Manuel d'utilisateur de PowerFactory, version 15.1, 2015, 1381P
- [6] Diana Iuliana GRACIUN, « Modélisation des équivalents dynamiques des réseaux électriques ». 2011 175P. [En ligne]. Available: <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00602912>. [Consulté le 26/ 02/ 2019]
- [7] Basem Idlbi « dynamic simulation of a PV-diesel-battery hybrid plant for off grid electricity supply » Mars 2012, thèse de Master, 119P. [Consulté le 08/10/2018]
- [8] SONABEL, « rapport d'étude de sélectivité – extension réseau Komsilga » Référence : 12I0045, PROJET : 6143_Avenant, 2012, 29P
- [9] Le Qi, « Modelica Driven Power System Modeling, Simulation and Validation », septembre 2014, thèse de Master, 126P

ANNEXES

Sommaire des annexes

1. Type AC —Alternator-supplied rectifier excitation systems	56
1.1 Type AC1A excitation system model.....	57
2. Power Factor and reactive power controllers and regulators	58
2.1 PF controller type I.....	60
2.2 PF controller type II.....	62
3. Per Unit System	62

		Date : 28-sept-11		LS Reference : 604063-40°	
				Customer : CPGS Project : Komsilga	
Moteurs Leroy Somer Division EPG 1 RUE DE LA BURELLE 45800 ST JEAN DE BRAYE		Tel. : +33 (0)2 38 60 48 46 Fax: +33 (0)2 38 60 42 85 nathalie.courtemanche@emerson.com NC		Chargé d'Affaire : NCOURTEMANCHE 604063-40°	
Subject: Site : Application : Base Rating		Prime mover : Manufacturer : Type :		V3.2500 - 08/2011 Diesel engine caterpillar 16CM43	

Main data:		Quantity	
Generator type: LSA 62 B100 / 12p		3	
Power:	16 530 kVA 13 224 kWe	13 544 kWm	
Voltage:	11000V Star connection ± 5%	Nominal current: 868 A	
Power factor:	0.8		
Frequency:	50 Hz	Speed: 500 rpm	
Winding pitch :	p5/6	Ambient: 40 °C	
Insulation / Temperature rise :	H / F	Altitude: 1000 m	

Electrical data:		M	
Efficiency:	110%	100%	75%
Power factor 0.8:	97,6 %	97,6 %	97,7 %
Power factor 1.0:	98,5 %	98,4 %	98,2 %

Reactances		Unsaturated, (rated KVA): (%)		time constants:	
SCR:	Xd Xq	X'd X'q	X''d X''q	X2 X0	T'do T'd T''d Ta
0,52	203 122	42,9 122	26,9 33,6	30,3 16,9	3,720 0,787 0,031 0,177
		Saturated, (rated KVA): (%)		Seconds	
Ra (%)	Xds Xqs	X'ds X'qs	X''ds X''qs	X2s X0	T''do T'q T''q T''qo
0,5	194 116	36,5 116	22,9 28,6	25,7 16,9	0,049 NA 0,028 0,101

Mounting :		IM1101	
Mounting : Two bearing Rotation : Clockwise (seen when facing the D-end) Bearing type: Sleeve - self lubricated Bearing insulation : 1 bearing insulated Shaft end : Standard bare keywayed Balancing : Half key / balancing class : G2,5 (std) Flange : None / without Shaft height : 1210 mm / Width : 2800 mm Axial clearance : Standard		Axis : horizontal	
Comments:			

Cooling :		IC01	
Protection : IP23 Cooler : Coolant : Air / Temperature : 40 °C Air quality : Clean Ventilation (internal) : Self vent. Filter : without filter Ducting (I / O) : No			
Comments:			

Tableau XVI: caractéristiques Alternateurs G2 à G7

Alternateur			Alternateurs 11kV 17.5 MVA	
Paramètres	Mnémo.	Unité	Valeur	Réf.
Tension nominale	U	kV	11	12
Puissance apparente nom	Sn	MVA	17.5	12
Puissance active	Pn	MW	14	12
Facteur de puissance	cos phi		0,8	12
Nb de paires de pôles			12	12
Vitesse	Tr/min		500	12
Réactance subtransitoire direct (sat / non sat)	X'd	%	22,1 / 26	12
Réactance transitoire direct (sat / non sat)	X'd	%	33.2 / 39	12
Réactance direct (sat / non sat)	Xd	%	161 / 177	12
Réactance inverse (sat / non sat)	X2	%	25.1 / 29.5	12
Réactance homopolaire	X0	%	0.2	12
	X/R		52	12
Excitation			I _{lf} =300%	12
Régime de neutre			Résistif : 635Ω	12

Tableau XVII: caractéristique transformateur 11/33kv du G1

Désignation			TPUI1 11kV/33kV	
Puissance nominale	Sn	MVA	25	1
Tension primaire	U1	kV	33	1
Tension secondaire	U2	kV	11	1
Tension de court-circuit	Ucc	%	8	4
Séquence directe	X/R		19,6	A
Courant d'enlacement	Ie/In		6	Hyp
Couplage			Ynd 11	4
Mise à terre			Non relié	
Plage de réglage		%	+/-5(régleur en charge	4
Variation de réglage		%	2,5	4

Tableau XVIII: caractéristiques travées 33kV 1

Désignation			33kV	
Courant nominal	In	A	3150	14
Courant tenue thermique -1 seconde	Ith	kA	31.5	14
Tension d'emploi	U	kV	33	14
Courant Pic	Ip	kA	63	14

Les résultats de calcul de court-circuit du réseau de Komsilga

				DIGSILENT	Project:	
				PowerFactory		
				2017	Date:	11/26/2019
Fault Locations with Feeders						
Short-Circuit Calculation / Method : VDE 0102						
			3-Phase Short-Circuit / Max. Short-Circuit Currents			
Asynchronous Motors		Grid Identification		Short-Circuit Duration		
Always Considered		Automatic		Break Time		0,10 s
				Fault Clearing Time (Ith)		1,00 s
Decaying Aperiodic Component (idc)		Conductor Temperature		c-Voltage Factor		
Using Method B		User Defined No		User Defined		No

Grid: KOMSILGA		System Stage: KOMSILGA							Annex:		/ 1	
	rtd.V.	Voltage		c-	Sk"	Ik"		ip	Ib	Sb	Ik	Ith
	[kV]	[kV]	[deg]	Factor	[MVA/MVA]	[kA/kA]	[deg]	[kA/kA]	[kA]	[MVA]	[kA]	[kA]
JB 11kv G1												
11kv G1	11,00	0,00	0,00	1,10	253,76 MVA	13,32 kA	-62,64	35,49 kA	13,09	249,43	13,32	13,85
TR1	Travé JB 3				172,87 MVA	9,07 kA	108,59	24,18 kA				
G1 KOM					87,01 MVA	4,57 kA	-45,00	12,17 kA				
JB 11kv G2												
11kv G2	11,00	0,00	0,00	1,10	196,68 MVA	10,32 kA	-66,42	27,68 kA	10,18	194,01	10,32	10,78
TR2	Travé JB 3				139,57 MVA	7,33 kA	104,03	19,65 kA				
G2 KOM					63,42 MVA	3,33 kA	-45,00	8,93 kA				
JB 11kv G3												
11kv G3	11,00	0,00	0,00	1,10	196,68 MVA	10,32 kA	-66,42	27,68 kA	10,18	194,01	10,32	10,78
TR3	Travé JB 3				139,57 MVA	7,33 kA	104,03	19,65 kA				
G3 KOM					63,42 MVA	3,33 kA	-45,00	8,93 kA				
JB 11kv G4												
11kv G4	11,00	0,00	0,00	1,10	196,68 MVA	10,32 kA	-66,42	27,68 kA	10,18	194,01	10,32	10,78
TR4	Travé JB 3				139,57 MVA	7,33 kA	104,03	19,65 kA				
G4 KOM					63,42 MVA	3,33 kA	-45,00	8,93 kA				
JB 11kv G5												
11kv G5	11,00	0,00	0,00	1,10	196,68 MVA	10,32 kA	-66,42	27,68 kA	10,18	194,01	10,32	10,78
TR5	Travé JB 3				139,57 MVA	7,33 kA	104,03	19,65 kA				
G5 KOM					63,42 MVA	3,33 kA	-45,00	8,93 kA				
JB 11kv G6												
11kv G6	11,00	0,00	0,00	1,10	196,68 MVA	10,32 kA	-66,42	27,68 kA	10,18	194,01	10,32	10,78
TR6	Travé JB 3				139,57 MVA	7,33 kA	104,03	19,65 kA				
G6 KOM					63,42 MVA	3,33 kA	-45,00	8,93 kA				

Grid: KOMSILGA		System Stage: KOMSILGA							Annex:		/ 2	
	rtd.V.	Voltage		c-	Sk"	Ik"		ip	Ib	Sb	Ik	Ith
	[kV]	[kV]	[deg]	Factor	[MVA/MVA]	[kA/kA]	[deg]	[kA/kA]	[kA]	[MVA]	[kA]	[kA]
JB 11kv G7												
11KV G7	11,00	0,00	0,00	1,10	196,68 MVA	10,32 kA	-66,42	27,68 kA	10,18	194,01	10,32	10,78
TR7	Travé JB 3				139,57 MVA	7,33 kA	104,03	19,65 kA				
G7 KOM					63,42 MVA	3,33 kA	-45,00	8,93 kA				
Single Busbar(11)												
OUAGA 2000(1)	90,00	0,00	0,00	1,10	300,70 MVA	1,93 kA	-63,17	5,19 kA	1,90	295,95	1,93	2,02
ligne OUAGA 200	Travé JB 9				300,70 MVA	1,93 kA	116,83	5,19 kA				
Tavé JB 33kv 2												
Travé 33Kv 2	33,00	0,00	0,00	1,10	389,70 MVA	6,82 kA	-54,20	17,96 kA	6,48	370,20	6,82	7,04
Ligne 1	Travé JB 3				129,90 MVA	2,27 kA	125,80	5,99 kA				
Ligne 2	Travé JB 3				129,90 MVA	2,27 kA	125,80	5,99 kA				
Lligne 3	Travé JB 3				129,90 MVA	2,27 kA	125,80	5,99 kA				
TR 1 90/33kv	Travé JB 9				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
TR2 90/33kv	Travé JB 9				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
TR3 90/33kv	Travé JB 9				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				

Travé JB 33Kv 1													
Travé 33kV 1	33,00	0,00	0,00	1,10	389,70 MVA	6,82 kA	-54,20	17,96 kA	6,09	348,02	5,11	6,40	
Ligne 1	Tavé JB 33				0,00 MVA	0,00 kA	-0,00	0,00 kA					
Ligne 2	Tavé JB 33				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
Ligne 3	Tavé JB 33				0,00 MVA	0,00 kA	-180,00	0,00 kA					
TR1	JB 11kv G1				73,87 MVA	1,29 kA	126,56	3,40 kA					
TR2	JB 11kv G2				52,64 MVA	0,92 kA	125,62	2,43 kA					
TR3	JB 11kv G3				52,64 MVA	0,92 kA	125,62	2,43 kA					
TR4	JB 11kv G4				52,64 MVA	0,92 kA	125,62	2,43 kA					
TR5	JB 11kv G5				52,64 MVA	0,92 kA	125,62	2,43 kA					
TR6	JB 11kv G6				52,64 MVA	0,92 kA	125,62	2,43 kA					
TR7	JB 11kv G7				52,64 MVA	0,92 kA	125,62	2,43 kA					
Travé JB 90kv													
Travé 90kV	90,00	0,00	0,00	1,10	300,70 MVA	1,93 kA	-63,17	5,19 kA	1,90	295,95	1,93	2,02	
ligne OUAGA 200	Single Bus				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
ligne ZAKTOULI	Zaktouli				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA					
TR 1 90/33kV	Tavé JB 33				100,23 MVA	0,64 kA	116,83	1,73 kA					
TR2 90/33kv	Tavé JB 33				100,23 MVA	0,64 kA	116,83	1,73 kA					
TR3 90/33kv	Tavé JB 33				100,23 MVA	0,64 kA	116,83	1,73 kA					
Zaktouli													
ZAKTOULI	90,00	0,00	0,00	1,10	300,70 MVA	1,93 kA	-63,17	5,19 kA	1,90	295,95	1,93	2,02	
ligne ZAKTOULI	Travé JB 9				300,70 MVA	1,93 kA	116,83	5,19 kA					

d

K	Gain de l'actionneur
T4	Constante de temps dérivée de l'actionneur
T5	Première constante de temps de l'actionneur
T6	Deuxième constante de temps de l'actionneur
TD	Retard de combustion
Droop	Déviation de fréquence / variation de puissance active
TE	Retour de puissance constante dans le temps
T1	Première constante de temps du boîtier de commande électrique
T2	Boîtier de commande électrique seconde constante de temps
T3	Constante de temps dérivée du boîtier de commande électrique
PN	Puissance nominale de l'amorceur (PN=Pg _{nn})
Droop_control	(0=Rétroaction de l'accélérateur, 1=Rétroaction de puissance électrique)
Tmin	Couple minimal (à la position minimale de la manette des gaz)
Tmax	Couple maximal (à la position maximale de la manette des gaz)

1. TYPE AC—ALTERNATOR-SUPPLIED RECTIFIER EXCITATION SYSTEMS

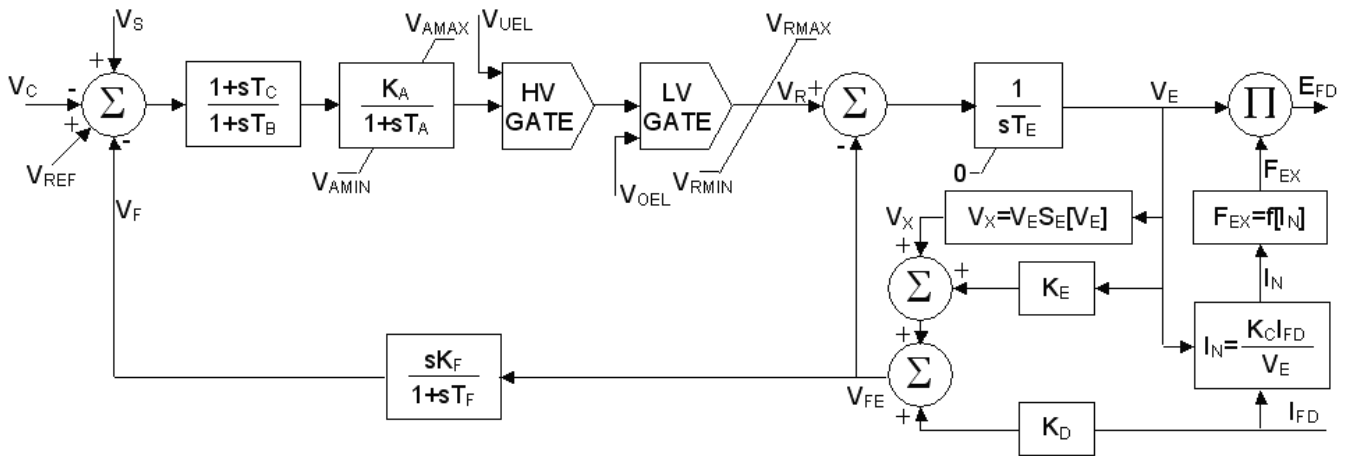
These excitation systems use an ac alternator and either stationary or rotating rectifiers to produce the dc field requirements. Loading effects on such exciters are significant, and the use of generator field current as an input to the models allows these effects to be represented accurately. These systems do not allow the supply of negative field current, and only the Type

AC4A model allows negative field voltage forcing. Modeling considerations for induced negative field currents are discussed in Annex G. If these models are being used to design phase lead networks for PSSs, and the local mode is close to 3 Hz or higher, a more detailed treatment of the ac machine may be needed. However, the models will be satisfactory for largescale simulations.

In these models, a signal, V_{FE} , proportional to exciter field current is derived from the summation of signals from exciter output voltage, V_E , multiplied by $K_E + SE[VE]$, (where $SE[VE]$ represents saturation as described in Annex C) and IFD multiplied by the demagnetization term, K_D . In some of the models, the exciter field current signal, V_{FE} , is used as the input to the excitation system stabilizing block with output, V_F .

1.1.Type AC1A excitation system model

The model shown in Figure 6-1 represents the field-controlled alternator-rectifier excitation systems designated Type AC1A. These excitation systems consist of an alternator main exciter with non-controlled rectifiers. The exciter does not employ self-excitation, and the voltage



regulator power is taken from a source that is not affected by external transients. The diode characteristic in the exciter output imposes a lower limit of zero on the exciter output voltage, as shown in Figure.

Figure 13: Type AC1A—Alternator-rectifier excitation system with non-controlled rectifiers and feedback from exciter field current

For large power system stability studies, the exciter alternator synchronous machine can be represented by the simplified model shown in Figure 6-1. The demagnetizing effect of load current, IFD , on the exciter alternator output voltage, V_E , is accounted for in the feedback path

that includes the constant, KD . This constant is a function of the exciter alternator synchronous and transient reactances, see Ferguson, Herbst, and Miller [B12] and Gayek [B13].

Exciter output voltage drop due to rectifier regulation is simulated by inclusion of the constant KC (which is a function of commutating reactance) and the rectifier regulation curve, FEX , as described in Annex D.

2. POWER FACTOR AND REACTIVE POWER CONTROLLERS AND REGULATORS

Excitation systems for synchronous machines are sometimes supplied with an optional means of automatically adjusting generator output reactive power (var) or power factor (pf) to a user-specified value. This can be accomplished with either a reactive power or power factor controller or regulator, as described in Hurley, Bize, and Mummert [B16] A reactive power or power factor controller is defined as a *var/pf controller* in IEEE Std 421.16 as “A control function that acts through the reference adjuster to modify the voltage regulator set point to maintain the synchronous machine steady-state power factor or reactive power at a predetermined value.” A var/pf regulator is defined as “A synchronous machine regulator that functions to maintain the power factor or reactive component of power at a predetermined value.”

The use of a var/pf controller or regulator has its origin in industrial applications of synchronous motors and generators, in which the synchronous machine is typically tied directly to a plant distribution bus. In many of these industrial applications, the machine voltage is expected to follow any variations in the utility-fed system voltage, in which case machine terminal voltage regulation may not be desirable. Var/pf controllers and regulators are often used in these types of industrial applications.

In this sense, each synchronous machine on a power system might be placed into one of the two following categories :

a) *Voltage supporting machines* : Synchronous machines that would be expected to aid in the regulation of system voltage. Most generators and synchronous condensers should be in this Category, particularly larger machines or any machines that deliver power directly to the Transmission system. These machines should typically regulate voltage, in which case specification of a var/pf controller or regulator would not be appropriate.

b) *Voltage following machines* : Synchronous machines that would not be expected to aid in the regulation of system voltage, but whose voltage would be expected to follow the variations of incoming system voltage. This category would tend to include small synchronous machines that are connected to distribution systems whose incoming voltage is regulated by the utility with load tap changing transformers or other such devices (see ANSI C50.13-1989 [B3]). These machines will typically be the ones that could justifiably be specified to include a var/pf controller or regulator.

It is in the interest of maintaining proper grid voltage stability and voltage support that as many machines as possible be operated as voltage supporting, rather than voltage following machines.

Var/pf controllers and regulators are popular with small independent power producers, since they eliminate one of the labor-intensive operating activities. When applied to large machines or machines connected to the transmission system, however, they reduce the amount of voltage regulation, which may adversely affect power system stability. If improperly configured, var/pf controllers and regulators can also contribute to system overvoltage or undervoltage conditions. Many utilities are developing policies to limit the use of such controls or at least ensure that each application is reviewed in detail.

At the distribution level, the situation is somewhat different. Distribution systems were not originally designed to rely on voltage regulation from generation sources ; instead other means such as capacitor banks, load tap changing transformers, or feeder voltage regulators were relied upon. Although introduction of voltage regulation can improve the voltage profile and dynamic response of distribution systems, coordination with existing controls could be a problem where multiple voltage controlling devices are located on a single feeder. Under these circumstances, var/pf controls provide an alternative mode of operation that could be easier to coordinate.

In the case of a controller, the AVR is equipped with a slow, outer-loop control, which uses the error between the desired and measured pf, var, or reactive current signal to raise or lower the AVR's set point, in order to maintain the desired unit reactive output. This is the same as if the unit were under the control of an attentive operator. The var or pf controller tends to perform the right action during a disturbance because the voltage regulator will react immediately and the var or pf will slowly integrate its set point back to normal after the voltage regulator

corrective action occurs. A var/pf controller will allow dynamic voltage support during faults. A var/pf regulator will *not* allow dynamic voltage support during faults. So a controller, instead of a regulator, is used where dynamic voltage support during faults is desired.

In the case of a var/pf regulator, the var/pf regulator eliminates the AVR terminal voltage feedback loop and, instead, directly controls the unit's field voltage to regulate pf or var to the user's reference set point. These types of regulators typically utilize a reference adjuster and error detection methods similar to that with a voltage regulator, except for the sensed feedback signal. This regulator could be implemented as a separate device or as part of a programmable logic control system used to control different aspects of the generator's operation. For motors, continuous acting control may typically be implemented using a regulator so as to increase the machines pull-out torque when subjected to pulse type loads. For generators, one must be careful in applying var/pf regulators.

Since var/pf regulators function similar to a voltage regulator, the var/pf regulators can be modeled using the same models as most of the excitation systems. The only change to these models is that the terminal voltage input, V_C , is replaced by the quantity being regulated, i.e., power factor or vars. The controller functions require a new set of models to simulate how they modify the reference signal, V_{REF} , and consequently the machine terminal voltage so as to keep the controlled quantity near a set value over an extended time period. Included in the controller is a time delay. This allows the machine to provide voltage support until the time delay has been exceeded. In addition, this time delay allows a synchronous generator to support voltage while a synchronous motor is being started. The following subclauses deal with these new models. Sample data is provided in H.24.

2.1. PF controller Type I

The model that is shown in Figure 11-2 is used to represent a Type I pf controller that operates by moving the voltage reference directly. The pf controller generates Adjuster Raise (V_{CR}) or Adjuster Lower (V_{CL}) signals, which may be used as inputs to the voltage adjuster model. This function operates after a time delay to raise or lower this reference set point until the generator power factor is within the set dead-band value. Both outputs are low when $VPFE$ is between $-VPFC_BW$ and $VPFC_BW$. When $VPFE$ exceeds $VPFC_BW$ for a time greater than $TPFC$ seconds, the output V_{CR} is held high until $VPFE$ drops below $VPFC_BW$. When $VPFE$ is more

negative than $-VPFC_BW$ for a time greater than $TPFC$ seconds, the output VCL is held high until $VPFE$ becomes less negative than $-VPFC_BW$.

Since the power factor of a unit varies from 0 to 1 as excitation is increased from maximum underexcited to unity power factor, and then from 1 to 0 as excitation is further increased to maximum overexcitation, a dummy variable $PFNORM$ has been created internally to the controller. In the underexcited state, $PFNORM$ equals the power factor. In the overexcited state, $PFNORM$ equals 2.0 minus the power factor. A separate input variable $OVEX$ is set to 0 when the unit is underexcited and then set to 1 when the unit is overexcited.

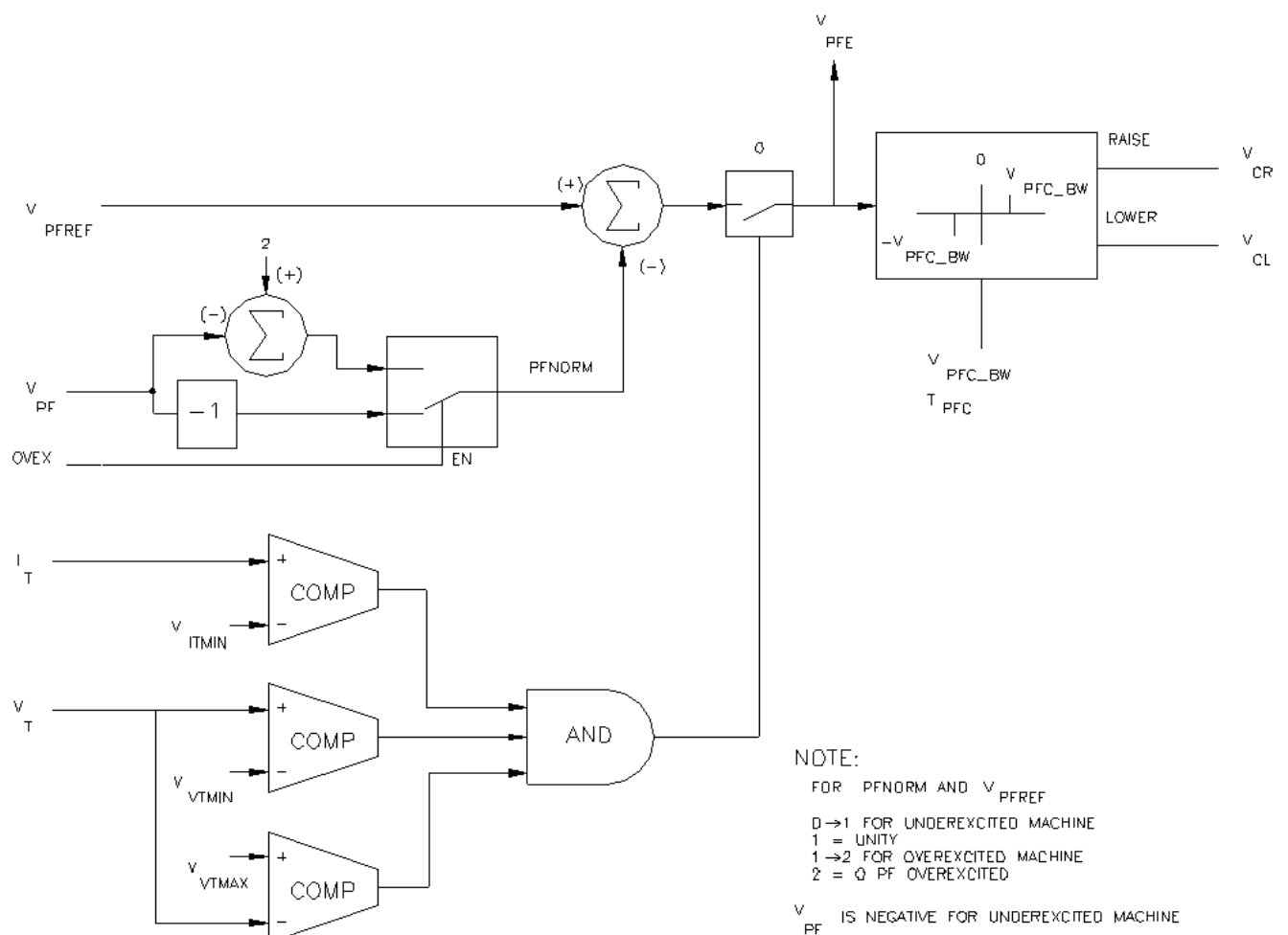


Figure 14: PF controller Type I model

2.2. PF controller Type II

The Type II pf controller is a summing point type controller and makes up the outside loop of a two-loop system. This controller is implemented as a slow PI type controller. The voltage regulator forms the inner loop and is implemented as a fast controller. As shown in Figure 11-4, the pf controller generates the pf controller signal (V_{PF}), which is used as input to the voltage regulator loop. The resulting control makes the generator power factor reach the desired power factor set point smoothly. No dead band and time delay is used. The controller response time depends on the PI controller gains. In the overexcitation or underexcitation state, the integral action is disabled to allow the limiter to play its role. Non-windup limit (V_{CLMT}) is used for bounding the pf controller output voltage V_{PF} .

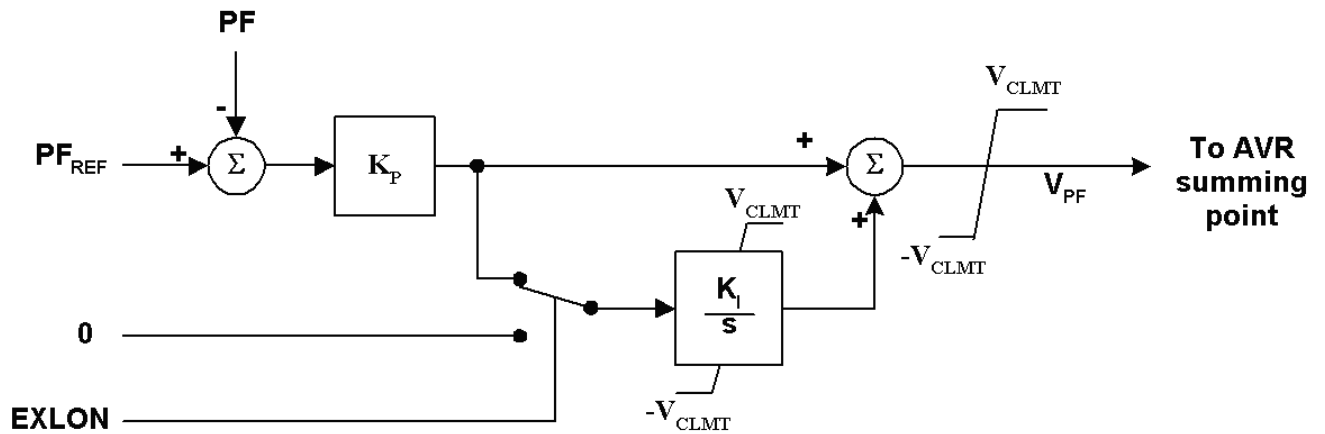


Figure 15: PF controller Type II model

3. PER UNIT SYSTEM

Synchronous machine currents and voltages in system studies are represented by pu variables. In the pu system used here, one pu synchronous machine terminal voltage is defined to be rated voltage, and one pu stator current is rated current ; one pu generator field current is that current required to produce rated synchronous machine terminal voltage on the air-gap line, and one pu field voltage is the corresponding field voltage.

Excitation system models must interface with synchronous machine models at both the stator and field terminals. Signals that are summed with the pu synchronous machine terminal voltage at the input to the voltage regulator must, of necessity, be normalized to the same base. The exciter output current must be in pu on the field current base of the synchronous machine, and exciter output voltage must be in pu on the synchronous machine field voltage base. Note that

these bases for field voltage and current may be different from those used internally in the model of the synchronous machine, and base conversion of these two quantities may be required at the interface.

The base field voltage in this pu system depends directly on the field resistance base. A reference temperature of the field winding was defined with respect to insulation class in ANSI C50.10. In IEEE Std 421.1, two temperatures on which to calculate base field resistance (75 °C and 100 °C) are defined, and these are related to temperature rise rather than insulation class. For modeling purposes, both the base resistance and the temperature assumed for its calculation should be specified. This allows recalculation, per the equations in IEEE Std 115, of a new base resistance value for any desired operating temperature.

In the past, several different bases have been used to normalize regulator output voltage. Similar excitation systems having essentially the same performance characteristics can have quite different parameters depending on the choice of this base.