

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



DÉPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

Projet de Fin d'Etude
Pour l'obtention du Diplôme

d'Ingénieur d'Etat en Electrotechnique

Thème

**CONTROLE AUTOMATIQUE DE LA PRODUCTION (AGC)
APPLICATION AUX RÉGLAGES DE L'AGC DU SYSTÈME
PRODUCTION TRANSPORT DE L'ÉLECTRICITÉ NATIONAL.**

Etudié par :

M^r. **Amine AGHBARI**
M^r. **Abdelhak BAA**

Proposé et dirigé par :

Dr. M. AMOROUAYECHE
Enseignante Associée (ENP, Alger)
Chargée de Mission auprès de
l'Opérateur Système SONELGAZ
Mr. A. AMEYOUN
Directeur de la Conduite du Système
Electrique auprès de l'Opérateur
Système SONELGAZ

Promotion
Juin 2012

Ecole National Polytechnique, 10, Avenue. Hassen Badi, BP 182, El-Harrach, Alger, Algérie.

المخلص

العمل المعروض في هذه المذكرة يدرس التعديل الأتوماتيكي لإنتاج الطاقة الكهربائية AGC، و كإرساخ لمفهومه ، طبقناه على المنظومة الكهربائية لتثبيت التواتر على 50 Hz وذلك لأجل اقتراح ثوابت جديدة لل PI الذي تتوفر عليها لالية المبرمجة AGC غاية الحصول على ادنى تغير لتواتر هذه المنظومة مجاور 0 Hz.

تطرقنا في بادئ الأمر لعاميات حول منظومة الإنتاج و النقل الكهربائي ومفاهيم الاستقرار، انتقلنا بعد ذلك لترسيخ نظري لكيفية توزيع الطاقة ثم حماية و تعديل هذا النظام، من اجل طرح مشكلة ضبط التواتر و نظرية ال AGC في المساهمة على ذلك. و انهيينا عملنا باقتراح فعل جديد ل AGC المنظومة الوطنية من خلال ثوابت معدل PI أكثر دقة مما كانت عليها.

كلمات مفتاحية: التعديل الأتوماتيكي للطاقة الكهربائية (AGC)، منظومة كهربائية، مراقبة، حماية، إرساخ، معدل (PI)، تواتر.

Résumé

Le présent travail traite de l'étude du réglage automatique de la production (AGC), et son application au système électrique national pour réguler la fréquence à 50Hz ; et ce, dans le but de proposer une amélioration, en agissant sur les paramètres du régulateur proportionnelle-intégrateur PI dont dispose l'AGC du système national, afin de minimiser les variations de fréquence de ce système.

En premier lieu, nous avons présenté des généralités sur les systèmes de production et de transport de l'électricité SPTE, leur fonctionnement ainsi que des notions sur la stabilité du système électrique. En deuxième lieu, nous avons décrit brièvement les systèmes de protections et de réglages nécessaires dont sont dotés les SPTE pour bien fonctionner en vu d'assurer la continuité, la sécurité et la qualité de service requises. Ceci nous a permis de rentrer dans le vif du sujet, à savoir la nécessité pour les SPTE de disposer de systèmes AGC qui contribuent au contrôle de divers paramètres et en particulier la fréquence. En troisième lieu, nous avons décrit l'AGC et ses fonctionnalités, avec une illustration par des simulations de ses réglages. En dernière partie, nous avons étudié l'AGC du système national, en lui appliquant un processus d'identification, afin d'étudier son fonctionnement et le contrôle qu'il opère sur les variations de la fréquence et nous avons proposé des améliorations de ses paramètres de réglage.

Mots-clés : réglage automatique de production (AGC), système production transport de l'électricité (SPTE), fonctionnement des SPTE, identification, régulateur PI, fréquence.

Abstract

The present work is about the survey of the automatic generation control system (AGC), and its application to the *national electric system* to maintain the frequency near to 50 Hz; and that, in order to achieve an improvement, studying the parameters of the regulator proportional integrator (PI) of the *national system's* AGC, in order to minimize the variations of the system frequency toward 0 Hz.

Firstly, we presented the generalities of the SPTE, its working, and notions on stability of the electric system. Secondly, we did a theoretical study on the distribution of power in an electric system, and then we approached the protections and the regulating necessary to this system, where we put the necessity to have an AGC that is going to contribute to the control of the frequency. Thirdly, we defined the AGC and its functionalities, with an illustration by simulations of its regulating. In last part, we studied the AGC of the *national system*, while applying him the process of identification, in order to see its behavior concerning the variation of frequency and to arrive to an improvement for its Proportional-Integrator (PI) parameters.

Keywords: automatic generation control (AGC), system, transport, electricity (SPTE), electric system, identification, regulating, Proportional-Integrator, frequency.


Remerciements :

Ce travail a été proposé et dirigé par le Dr. MERIEM AMOROUAYACHE et Monsieur AZZIZ AMEYOUN ; nous tenons à leur exprimer, notre profonde gratitude et notre entière reconnaissance, car ce travail n'aurait pas pu se faire sans eux.

Nous tenons aussi à remercier énormément messieurs R.TAHMI et L.NEZLI qui ont bien voulu examiner notre travail.

Nous souhaitons également remercier tous les enseignants de l'Ecole Nationale Polytechnique ayant contribué à notre formation pendant nos années d'études.

Nous remercions aussi toutes les personnes qui, par les mots ou les actes, nous ont aidé dans cette tâche.



À celle pour qui mon cœur, depuis ma naissance, n'a pu éprouver qu'amour et reconnaissance, à celle qui a donné un sens à mon existence en m'offrant une éducation digne de confiance, À ma chère Mère.

À mon père, pour son amour et son affection et pour bien plus que je ne saurais dire, Merci Père.

À mon frère et mes deux sœurs.

À mon oncle Kocine.

À mes grands-parents.

À la mémoire de ma chère grand mère et de ma tante.

À tous mes amis qui m'aiment,

À mes amis de la cité universitaire Bouraoui Amar.

Amine

*A ceux qui n'ont jamais cessé de m'encourager et de me soutenir, à ceux
qui leur amour m'a donné la volonté d'aller toujours de l'avant,*

A mes très chers parents, que Dieu les protège

A mes très chers frères, A mes très chères sœurs,

A toute ma famille,

A tous mes amis

Et A tous mes collègues

Je dédie ce travail

Abdelhak

Tables des matières

Tables des matières	i
Liste des figures	iv
Nomenclature	vi
Introduction générale	1
Chapitre I : Généralités sur les systèmes production transport de l'électricité	3
I.1 Introduction	3
I.2 Composants d'un système de production transport de l'électricité.....	3
I.2.1 La production	4
I.2.1.1 Sources d'énergie mécanique.....	4
I.2.1.2 L'alternateur	5
I.2.1.3 Les transformateurs	6
I.2.2 Réseau du transport	6
I.2.3 Réseau de répartition.....	7
I.2.4 Réseau de distribution.....	7
I.2.5 Les charges.....	7
I.2.6 Système de protection	9
I.2.7 Centre de contrôle ou dispatching.....	9
I.2.7.1 Description du centre de contrôle.....	10
I.2.7.2 Système de contrôle de surveillance et acquisition de données (SCADA)	10
I.3 Fonctionnement des systèmes production transport de l'électricité.....	11
I.3.1 Stabilité du système électrique.....	13
I.3.2 La stabilité de l'angle de rotor.	15
I.3.3 La stabilité de tension.....	18
I.3.4 La stabilité de fréquence.	20
I.4 Conclusion	21
Chapitre II : Protections et réglages des SPTE	22
II.1. Introduction	22
II.2. Répartition de puissance dans un système électrique.....	23
II.2.1. Puissance transmissible dans une ligne.....	23
II.2.2. Chute de tension dans une ligne.....	25
II.2.3. Calculs de répartition de puissances.....	26
II.2.4. Dualité entre puissance réactive et tension	29
II.2.5. Dualité entre puissance active et fréquence	31
II.3. Protections du système électrique	33

II.3.1.	Actions de sauvegarde.....	34
II.3.2.	Plans de défense	34
II.4.	Réglages.....	35
II.4.1.	Réglage de la tension	35
II.4.2.	Réglage de la fréquence	37
II.4.2.1.	Réglage primaire	38
II.4.2.2.	Réglage secondaire.....	41
II.4.2.3.	Réglage tertiaire	43
II.5.	Conclusion	44
Chapitre III :	Réglage automatique de la production « AGC »	46
III.1.	Introduction	45
III.2.	Description et rôles de l'AGC.....	45
III.3.	Contrôle de la fréquence d'un système électrique.....	46
III.3.1.	Contrôle de la fréquence via la boucle du réglage primaire.....	48
III.3.2.	Contrôle de la fréquence via la boucle du réglage secondaire	50
III.3.3.	Réglage d'urgence.....	51
III.4.	Caractéristiques de l'AGC	52
III.4.1.	Le statisme	52
III.4.2.	Réserve tertiaire	53
III.4.3.	Facteur de participation.....	54
III.4.4.	Contrainte de taux de production	54
III.4.5.	La bonde morte du régulateur de vitesse.....	55
III.4.6.	Le temps de retard.....	55
III.5.	Modèle production-Charge	56
III.6.	Simulation des réglages de l'AGC.....	58
III.6.1.	Réglage primaire d'une zone isolée	58
III.6.2.	Réglage secondaire d'une zone isolée.....	59
III.6.3.	Réglage primaire et secondaire de deux zones interconnectées.....	60
III.6.4.	Introduction du système d'excitation à l'AGC	62
III.7.	Centre de contrôle SCADA/AGC	63
III.8.	Conclusion	64
Chapitre IV :	Application à l'AGC du SPTE national.....	65
IV.1.	Introduction	65
IV.2.	L'AGC du SPTE national	65
IV.2.1.	Fonctionnalités	65
IV.2.2.	Signaux requis par l'AGC.....	66

Tables des matières

IV.2.3. Types de commande de l'AGC et conditions de blocage	67
IV.3. Identification de l'AGC du SPTE national.	67
IV.3.1. Construction des signaux utilisés	68
IV.3.2. Méthode d'identification	70
IV.3.3. Application de l'algorithme d'identification.....	73
IV.4. Simulation du modèle identifié de l'AGC du SPTE national	74
IV.5. Amélioration de l'AGC du SPTE national.....	77
IV.6. Conclusion	79
Conclusion générale.....	80
Bibliographie	
Annexes	

Liste des figures

Chapitre I

Figure I.1: Schéma de principe d'un système production transport de l'électricité.	4
Figure I.2 : courbe de charge journalière du système électrique national	8
Figure I.3: Une structure simplifiée d'un centre typique de SCADA	11
Figure I.4: Classification des différents types de la stabilité de système de puissance.....	14
Figure I.5: Variation d'angle de rotor	15
Figure I.6: Machine synchrone connectée à un jeu de barre infini.	16
Figure I.7: Relation puissance-angle du rotor.	17
Figure I.8: Variation d'angle du rotor	18

Chapitre II

Figure II.1: schéma monophasé équivalent d'une ligne du transport.....	24
Figure II.2: diagramme des tensions correspondant à la figure II.1.....	24
Figure II.3: schéma en π d'une ligne reliant les nœuds i et j, à la fréquence fondamentale.....	27
Figure II.4: Variations du couple moteur C_m et du couple résistant C_r sous l'effet de l'autorégulation, en fonction de la fréquence.	32
Figure II.5: un arrangement typique d'un système régulateur automatique de la tension.	37
Figure II.6: interconnexion de deux systèmes électriques par une ligne de transport.	41

Chapitre III

Figure III.1 : Structure de base du système de contrôle de production.	45
Figure III.2: variation de la fréquence et des différentes opérations de réglage.	47
Figure III.3: exemple de réponse de réglages primaire, secondaire et d'urgence.	48
Figure III.4: Régulation de la vitesse de la turbine avec la boucle du réglage primaire.	49
Figure III.5: mécanisme de réglage de fréquence.	50
Figure III.6: satisfaction de la charge par des générateurs avec des différents coefficients d'abattement.	53
Figure III.7: modèle de réponse en fréquence pour l'analyse dynamique des performances.	58
Figure III.8: bloc de simulation pour le réglage primaire d'une zone isolée.	58
Figure III.10: bloc de simulation pour le réglage secondaire d'une zone isolée.	59
Figure III.9: réponse en fréquence du réglage primaire d'une zone isolée.	59
Figure III.11: réponse en fréquence du réglage secondaire d'une zone isolée.....	60
Figure III.12: bloc de simulation pour le réglage primaire et secondaire de deux zones interconnectées.	60
Figure III.13: visualisation de la puissance de chaque zone, et la puissance inter changée.....	61
Figure III.14: réponse en fréquence pour chaque zone.	61
Figure III.15: bloc de simulation de l'AGC d'une zone avec le système d'excitation.	62
Figure III.16: visualisation de la tension d'excitation.....	62
Figure III.17: Système moderne de la gestion de l'énergie (EMS).....	63
Figure III.18: schéma simple d'un système SCADA/AGC de contrôle à distance des centrales de production.....	64

Chapitre IV

Figure IV.1: Interconnexion des SPTE de l'Algérie, du Maroc et de la Tunisie. 65

Figure IV.2: Vue fonctionnelle générale & Interfaces. 66

Figure IV.3: vue générale de réglage fréquence-charge par l'AGC..... 68

Figure IV.4 : diagramme fonctionnel de deux zones de contrôles interconnectées. 68

Figure IV.5 : variation de la fréquence par rapport au 50Hz avec défaut. 69

Figure IV.6: Les signaux d'entrées sorties du 1er et 2ème élément sans défauts..... 70

Figure IV.7 : schéma de principe de l'indentification d'un système..... 71

Figure IV.8: Bloc Simulink du système électrique sous l'AGC. 75

Figure IV.9: Le signal Δf mesuré (signal en vert) et Δf identifié (signal en rouge)..... 75

Figure IV.10: Erreur relative en pourcentage du signal de sortie du 2ème élément (Δf)..... 76

Figure IV.11: l'évolution de l'erreur en fonction de nombre de points identifiés. 76

Figure IV.12: la variation de la fréquence pour $k_p = 0.1$ et k_i variable. 77

Figure IV.13: la variation de la fréquence pour $k_i = 0.1$ et k_p variable. 78

Figure IV.14: la variation de la fréquence pour k_i et k_p variables. 78

Figure IV.15: Comparaison entre Δf avec le PI de l'AGC (rouge) et Δf résultant avec le nouveau PI (vert)..... 79

Figure IV.16: le signal Δf généré par le nouveau PI. 79

Nomenclature

Abréviations

AGC	Automatic Generation Control
ACE	Area Control Error
BT	Basse Tension
EMS	Energy Management System
F,C _j	Le facteur de charge journalier
GRC	Generation Rate Constraint
HMI	Human Machine Interface
HT	Haute tension
IED	Intelligent Electronic Devices
LAN	Local Area Network
LFC	load-frequency control
LS	Load Shedding
MT	Moyenne tension
NERC	The North American Electric Reliability Council
RAT	Réglage Automatique de la Tension
RTU	Remote Terminal Unit
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SPTE	Système production transport de l'électricité
THT	Très haute tension
UCTE	Union pour la coordination de la transmission de l'électricité
UFLS	under-frequency load shedding
WAN	Wide Area Network

Lettres latines

<i>a</i>	Le coefficient global d'autoréglage de l'ensemble production-consommation.	MW/tr.
<i>C_e</i>	Couple électrique	N.m
<i>C_m</i>	Couple mécanique	N.m
<i>C_r</i>	Couple résistant	N.m
<i>f</i>	La fréquence	Hz
<i>K</i>	Coefficient d'énergie réglante primaire	MW/Hz.
<i>p</i>	Nombre de paires de pôles	

Nomenclature

P	Puissance active	MW
P_c	La puissance de consigne	MW
P_e	Puissance électrique	MW
$P_{écou}$	La puissance échangée	MW
P_r	La puissance fournie par l'ensemble des machines en réglage secondaire	
Q	Puissance réactive	MVA _r
R	La résistance de la ligne	Ω
s	le statisme	Hz/pu.MW
S	La puissance apparente	MVA
U	La tension composée au nœud	kV
V	La tension simple au nœud	kV
v	Vitesse de rotation des alternateurs	tr/min
X	La réactance de la ligne	Ω
X_g	Réactance du générateur	Ω
Z	L'impédance de la ligne	Ω

Lettres grecques

α	Facteur de participation	
β	Facteur de polarisation	
δ	Angle électrique de la machine	rad
θ	Le déphasage entre deux tensions	rad
λ	Coefficient d'énergie réglante secondaire	MW/Hz.
ω	La pulsation	rad/s

Introduction générale

Introduction générale

L'énergie électrique est la forme d'énergie la plus largement répondue, car elle est facilement transportable à un rendement élevé et un coût raisonnable. Elle est produite à partir des centrales électriques, et acheminée vers ses consommateurs, au moyen des réseaux du transport en assurant la continuité, la sécurité et la qualité de service requise.

L'ensemble production, transport et consommation constitue un système appelé système de production transport de l'électricité « **SPTE** ».

Le fonctionnement d'un système électrique est dominé par quatre préoccupations majeures, à savoir :

- la conduite : assurer l'équilibre permanent entre la production et la consommation ;
- le réglage: le maintien de la tension d'alimentation V et la fréquence du réseau f dans les valeurs nominales ;
- la stabilité: le maintien du couplage dynamique entre la production et la consommation en cas de perturbations mineures ou majeures ;
- la protection: assurer l'intégrité des appareils électriques de l'ensemble du système.

Les opérateurs du système de puissance ont la responsabilité d'assurer la production adéquate à la charge et elle doit être économique. Le fonctionnement désiré doit répondre à une exigence de fréquence nominale, un profil de tension pour chaque niveau d'appel de charge. Ceci est rendu possible en ayant un contrôle strict à la production d'énergie par un système d'automates, qui assurent la bonne gestion du réglage de tension et de fréquence lors de la production d'énergie.

Pour réaliser ces objectifs, l'étude de réglage sur le système de production transport d'électricité SPTE a toujours été considérée comme un facteur principal. Plusieurs techniques, selon le volume du réseau électrique, ont ainsi été développées. Parmi ces techniques, le contrôle automatique de la production AGC (Automatic Generation Control), qui réalise l'équilibre entre la production et la demande en énergie électrique en répartissant cette dernière d'une façon optimal et économique à travers tous les points du réseau électrique, gardant les paramètres du système dans les valeurs nominales et contrôlant les échanges avec les zones voisines interconnectées avec ce système.

L'opérateur du système électrique national dispose de la technologie AGC, dans le but de maintenir la fréquence près de 50 Hz et contrôler les écoulements de puissance vers les zones voisines telles le Maroc et la Tunisie.

Notre travail a porté sur une présentation de l'AGC et de ses fonctionnalités, une étude de l'AGC dont est doté le SPTE national avec une application pour améliorer ses paramètres de réglage.

Le présent mémoire est structuré en quatre chapitres :

Pour la bonne compréhension des fonctions de l'AGC et de son rôle, nous avons commencé par présenter, dans le premier chapitre, des généralités sur le SPTE et en sur leur fonctionnement et le concept de leur stabilité.

Toujours dans le but de clarification de la fonction de l'AGC, par rapport aux autres dispositifs dont sont dotés les SPTE, nous avons consacré le deuxième chapitre à la description et aux fonctions des différents systèmes de protection et des organes de réglage. A cet effet, nous avons apporté des précisions sur le fonctionnement des réseaux en développant la théorie des écoulements de puissance et les calculs de variation de la fréquence en des puissances transitées.

Dans le troisième chapitre, nous avons décrit l'AGC avec son rôle et ses fonctionnalités, puis nous avons modélisé le système électrique, nous avons étudié son fonctionnement en procédant à des simulations de différents réglages de ce dernier.

Le quatrième chapitre, de notre travail porte sur l'étude de l'AGC du système national, au moyen d'un processus d'identification et de simulation. Ceci dans le but d'examiner son comportement sur la variation de fréquence et proposer une amélioration de ses paramètres de réglage.

Enfin, nous avons terminé notre travail par une conclusion et quelques recommandations pour des travaux ultérieurs.

Chapitre I

Généralités sur les systèmes production transport de l'électricité SPTE

I.1 Introduction

L'énergie électrique est la forme d'énergie la plus largement ré pondue, car elle est facilement transportable à un rendement élevé et un coût raisonnable. Cette énergie est produite à partir d'usines spécifiques appelées centrales électriques. Elle est acheminée à partir des centres de production vers les consommateurs d'électricité, au moyen des réseaux électriques en assurant la continuité, la sécurité et la qualité de service requises [1]. L'ensemble production, transport et consommation constitue un système appelé système de production transport de l'électricité « **SPTE** ». Ce chapitre est consacré d'une part à la description des différents éléments constitutifs de ce système et aux généralités sur son principe de fonctionnement.

I.2 Composants d'un système de production transport de l'électricité

Un système de production transport de l'électricité **SPTE** est un ensemble d'installations électriquement interconnectées, qui assure la livraison, à tous les utilisateurs d'électricité, des kilowattheures produits à partir de sources d'énergie primaire.

Dans un SPTE, nous distinguons trois étages aux fonctions différentes qui s'articulent entre elles [2] (Fig. I.1) :

➤ Le premier étage est celui de la production de l'électricité qui sera livrée aux consommateurs. Il est constitué des centrales, qui convertissent en kilowattheures les énergies primaires ;

➤ Le deuxième étage est celui du réseau de transport et d'interconnexion, auquel sont raccordées les centrales de production. Cet étage assure la mise en commun et la répartition sur un très vaste territoire de toute l'électricité qui est produite.

Le réseau de transport et d'interconnexion est le véritable nœud du SPTE. Il s'étale sur l'ensemble du territoire d'un pays, voir même à l'échelle des territoires de plusieurs pays voisins comme les pays du Maghreb, et même sur tout un continent tel que l'Europe où le réseau s'est étendu vers Maghreb via le détroit de Gibraltar.

➤ Le troisième étage est celui des réseaux de répartition, qui sont des réseaux intermédiaires nécessaires pour desservir les consommateurs industriels ou centres de distribution, dont les besoins en puissance se chiffrent et quelques mégawatts.

De nombreux réseaux de distribution, alimentés chacun séparément par les réseaux de répartition, assurent le convoyage de la puissance électrique et sa distribution vers les multitudes utilisateurs.

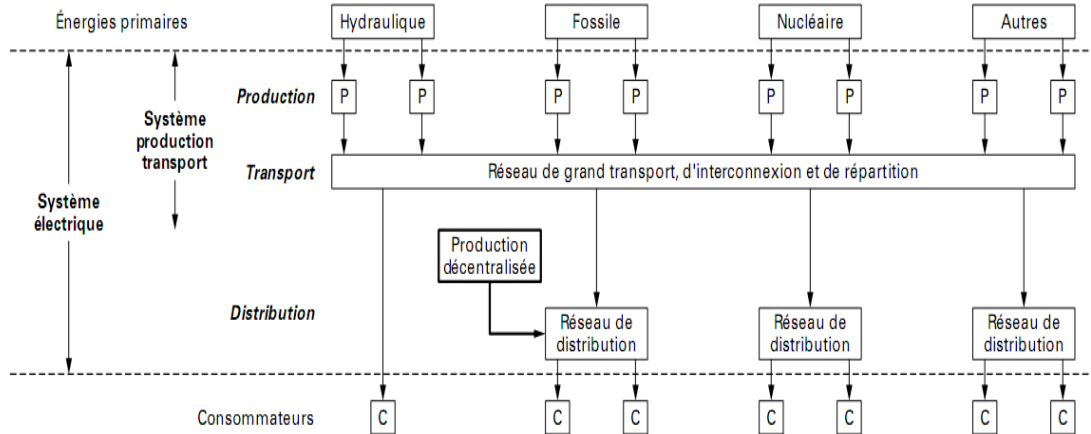


Figure I.1: Schéma de principe d'un système production transport de l'électricité[2].

I.2.1 La production

I.2.1.1 Sources d'énergie mécanique

La source de l'énergie mécanique est soit :

- Une turbine hydraulique installée au niveau d'un barrage, d'un torrent, de la mer, de chutes d'eau, ...etc. D'où le nom de la centrale hydraulique.
- Une turbine thermique propulsée par de la vapeur d'eau, ou par un gaz chaud, qui sont obtenus par la combustion de houille, charbon, fuel, gaz naturel et par la fission nucléaire, d'où les appellations de centrale à vapeur, centrale à gaz et centrale nucléaire.

La turbine à vapeur fonctionnant à relativement grande vitesse, 1500 ou 3000 tr/min pour une fréquence de 50 Hz, et 1800 ou 3600 tr/min pour une fréquence de 60 Hz [1]. La relation liant la vitesse v (tr/min) de rotation de l'alternateur en fonction de la fréquence f et du nombre p de paires de pôles est la suivante :

$$v = \frac{f}{2p} \text{ (tr/min)} \quad \text{I.1}$$

Les turbines hydrauliques fonctionnent par contre à de petites vitesses. Leurs alternateurs sont à pôles saillants et avec un grand nombre de pôles [3].

Dans une centrale électrique, plusieurs alternateurs fonctionnent en parallèle pour contribuer, à la satisfaction de la puissance appelée à tout instant, par toutes les charges reliées au réseau. Ils sont connectés entre eux en un point commun, communément appelé nœud.

Aujourd'hui, une importance particulière est accordée à la protection de l'environnement, ainsi qu'à la préservation des sources d'énergie fossiles. C'est dans cette perspective que des recherches ont été orientées, vers les énergies renouvelables et vers le développement de nouveaux procédés technologiques, permettant la production de l'énergie électrique, à partir de nouvelles énergies, telles que, l'énergie solaire, l'éolienne, les marées et les biomasses.

I.2.1.2 L'alternateur

L'un des composants majeurs de la production de l'électricité est le générateur à courant alternatif triphasé, plus connu sous la dénomination de générateur synchrone ou alternateur.

Les générateurs synchrones ont deux champs tournants au synchronisme. L'un est produit au niveau du rotor lorsqu'il est entraîné à la vitesse synchrone, et est excité par du courant continu. L'autre, est produit par les enroulements statoriques lorsqu'ils sont parcourus par le courant triphasé des charges. Le courant continu nécessaire aux enroulements rotoriques, pour créer le champ magnétique, est fourni par le système d'excitation. Les anciens systèmes d'excitation étaient des génératrices à courant continu montées sur le même arbre. Elles alimentaient les enroulements du rotor de l'alternateur par le biais de contacts glissants sur des bagues. Aujourd'hui, nous utilisons des générateurs à courant alternatif équipés de redresseurs tournants [1], et connus sous le nom de système d'excitation «brushless». Le système d'excitation permet de maintenir et de contrôler le transit d'énergie réactive [4].

Du fait de la suppression de la commutation, les alternateurs sont en mesure de générer de grandes puissances à haute tension. Dans les centrales électriques, la puissance des alternateurs varie de 50 MW à 1500 MW [1].

I.2.1.3 Les transformateurs

Un autre composant essentiel des SPTE est le transformateur. Il permet le transfert de puissance avec un rendement élevé d'un niveau de tension vers un autre. La puissance transmise au secondaire est à peu près celle du primaire, et en conséquence le produit VI au secondaire est approximativement égal à celui du primaire. Ainsi, dans un transformateur élévateur, toute élévation de tension au secondaire, s'accompagne d'une diminution dans le même rapport, du courant du secondaire, ce qui entraîne la diminution des pertes dans les lignes et rend possible l'acheminement de l'énergie électrique sur de longues distances.

Des contraintes d'isolation, ainsi que d'autres liées à des problèmes techniques de conception ne permettent pas pour l'instant de générer au niveau des alternateurs, des tensions supérieures à 30 kV [4]. Ainsi, un transformateur élévateur est nécessaire pour pouvoir transporter l'énergie électrique. Aux extrémités réceptrices des lignes, un transformateur abaisseur est utilisé pour ramener la tension à un niveau acceptable pour la distribution et l'utilisation.

I.2.2 Réseau du transport

Le rôle du réseau aérien de transport est d'acheminer l'énergie électrique à partir des centrales, situées à différents endroits du territoire, jusqu'au réseau de distribution qui en dernier lieu alimente les charges. Les lignes de transport assurent aussi l'interconnexion des réseaux régionaux, ce qui permet, non seulement d'assurer une répartition économique de l'énergie électrique dans les régions elles mêmes dans les conditions normales d'exploitation, mais aussi, un transfert interrégional de l'énergie, dans les situations d'urgence.

Les niveaux de tension utilisés pour le transport diffèrent d'un pays à un autre, mais une tendance à une normalisation existe. Font partie du réseau de transport toutes les lignes dont le niveau de tension est supérieur à 60 kV. En Algérie les tensions usitées pour le transport sont de 220 kV et de 400 kV. Aux Etats-Unis, les tensions sont normalisées à 69 kV, 115 kV, 138 kV, 161 kV, 230 kV, 345 kV, 500 kV, et 756 kV. Les lignes de transport dont la tension est supérieure à 500 kV sont dites à ultra haute

tension, celles dont la tension est supérieure à 150 kV, mais inférieure à 500 kV, sont dites à très haute tension (THT). Ces seuils varient d'un pays à un autre.

I.2.3 Réseau de répartition

La portion du réseau reliant les postes sources de répartition aux postes sources de distribution, au travers de transformateurs abaisseurs, est dite réseau de répartition. Nous remarquerons qu'il n'existe pas de délimitation franche des niveaux de tension entre les réseaux de transport et de répartition. Il est communément admis, que pour le réseau de répartition, les tensions situées sont comprises entre 60kV et 150kV. En Algérie le niveau de tension du réseau de répartition est le 80 kV [1]. Notons aussi que, de grandes unités industrielles sont alimentées par le réseau de répartition.

I.2.4 Réseau de distribution

Le réseau de distribution est la partie du réseau reliant les postes sources de distribution aux postes de consommateurs. Les lignes du réseau primaire de distribution sont d'un niveau de tension compris entre 5.5 kV et 36 kV et alimentent les charges d'une zone géographique bien précise.

Certaines petites unités industrielles sont directement alimentées par le réseau primaire moyen tension (MT). Le réseau secondaire de distribution est généralement à basse tension pour un usage commercial et résidentiel. En Algérie, la basse tension triphasée est de 380/220V-4 conducteurs. Dans certains pays, elle est encore en triphasée 220/127V- 4 conducteurs.

Le réseau de distribution est à la fois, aérien et souterrain. Ce dernier a connu ces dernières décennies un accroissement rapide qui fait qu'il représente aujourd'hui la majeure partie du réseau de distribution.

I.2.5 Les charges

Les charges sont à caractère industriel, commercial et résidentiel. Si de très grandes charges industrielles peuvent être directement alimentées par le réseau de transport, les petites charges le sont par le réseau primaire de distribution.

Les charges industrielles sont des charges composées, où les moteurs représentent la plus grande part. Ces charges composées sont fonction de la fréquence et de la tension et constituent la majeure partie de la charge totale d'un réseau électrique. Les charges à caractère commercial et résidentiel sont celles liées essentiellement à l'éclairage et le chauffage qui sont indépendantes de la tension et de la fréquence et absorbent très peu d'énergie réactive ainsi que la climatisation qui est, au contraire, très dépendante de la tension et absorbe beaucoup de réactif.

La puissance active fournie à la charge s'exprime en kilowatts ou en mégawatts. L'amplitude de la puissance totale fournie, varie durant une journée et doit être à chaque instant, adaptée à la demande du consommateur.

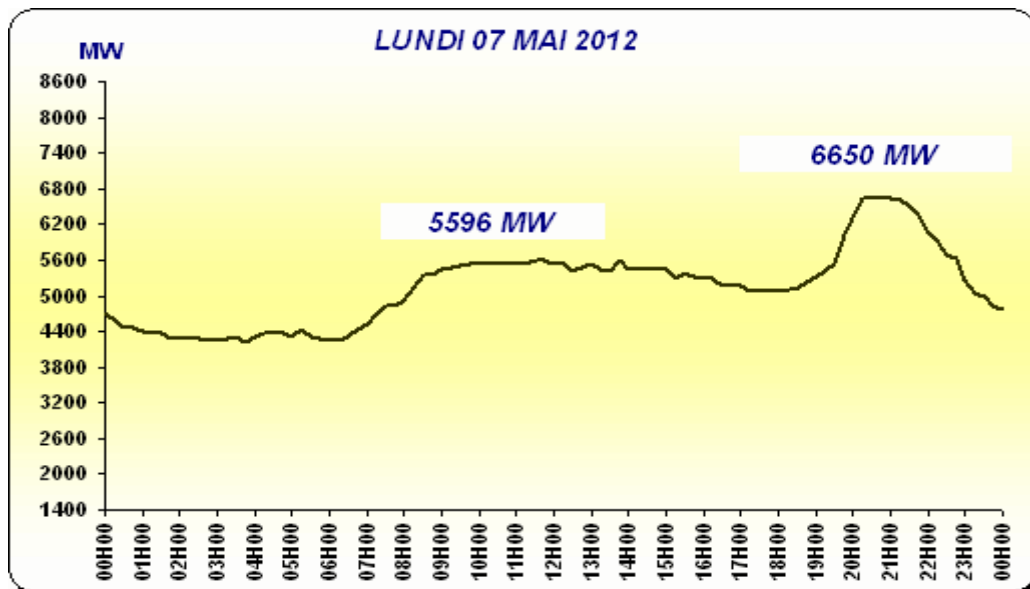


Figure I.2 : courbe de charge journalière du système électrique national [5].

Le diagramme journalier de l'évolution de la charge (Fig. I.2), étant la sommation des consommations, exprimées par différents types de consommateurs pendant 24 heures, renseigne sur les habitudes de consommation de ces derniers. La plus grande valeur de la charge durant 24 heures est dite « pointe de charge » ou « pic de charge ». Les plages horaires durant lesquelles elle est atteinte sont dites « heures de pointe ».

De petites centrales à démarrage rapide sont utilisées en appoint pour faire face à la demande pendant ces quelques heures.

Dans le but d'estimer le degré d'utilisation ou d'exploitation d'une centrale électrique, un indice ou facteur de charge est défini comme étant le rapport de la valeur moyenne de la charge pendant une période déterminée par la valeur de pointe de la même période [1]. Le facteur de charge journalier ($F. C_j$) est :

$$F. C_j = \frac{\text{charge moyenne}}{\text{charge de pointe}} \quad \text{I.2}$$

En multipliant le numérateur et le dénominateur par 24 heures, obtenons :

$$F. C_j = \frac{\text{charge moyenne} * 24h}{\text{charge de pointe} * 24h} = \frac{\text{puissance absorbée en 24h}}{\text{charge de pointe} * 24h} \quad \text{I.3}$$

Pour qu'une centrale soit exploitée d'une manière économique, il faudrait que son facteur de charge global soit élevé. Aujourd'hui cet objectif est atteint lorsqu'il est compris entre 55% et 70% [3].

Il existe d'autres ratios de gestion, permettant au producteur de l'énergie électrique, d'apprécier entre autres le degré d'utilisation et d'exploitation des capacités installées.

I.2.6 Système de protection

A l'instar des alternateurs, des transformateurs et des lignes, d'autres dispositifs existent pour assurer, non seulement un fonctionnement normal, mais aussi la protection des équipements et du personnel d'exploitation du réseau. Cela englobe, les transformateurs de mesure, les disjoncteurs, les interrupteurs, les sectionneurs, les fusibles, les éclateurs et sont reliés directement au réseau. Ces dispositifs permettent d'interrompre volontairement, et à tout moment, la fourniture d'énergie électrique, et aussi automatiquement à la survenance d'une quelconque perturbation (défaut). Les équipements de contrôle associés à ces dispositifs ainsi les relais de protection sont installés dans des salles de contrôle.

I.2.7 Centre de contrôle ou dispatching

Compte tenu des vastes territoires qu'occupe un système de production transport de l'électricité SPTE, les grands problèmes subits et reproduits pendant les services, et pour un fonctionnement correct et économique, il est indispensable de surveiller et

contrôler ce système, dans sa globalité à partir d'un centre de contrôle ou de conduite dénommé dispatching.

I.2.7.1 Description du centre de contrôle

Les dispatchings modernes sont dits *centres de contrôle de l'énergie*. Ces derniers sont équipés d'ordinateurs traitants en temps réel les signaux provenant d'un dispositif d'acquisition de données (SCADA) [1, 6]. Ces ordinateurs effectuent leurs traitements de données selon une structure hiérarchique, permettant de coordonner et de répondre aux différentes exigences, liées aussi bien au fonctionnement normal du réseau, qu'aux situations d'urgences. Ils contrôlent les niveaux de réglages de tension et de fréquence et ils alertent les opérateurs, dès que toute situation anormale de fonctionnement est décelée, leur permettant ainsi, d'apprécier l'événement, et de prendre les mesures adéquates, en agissant par l'intermédiaire de leur console sur les éléments du réseau et ainsi remédier aux situations contraignantes pour le SPTE. Des outils de simulation ainsi qu'un ensemble de logiciels, écrit dans un langage de haut niveau qui gèrent les automates tel que l'AGC, sont implémentés pour assurer un fonctionnement efficace et un contrôle fiable du système électrique.

I.2.7.2 Système de contrôle de surveillance et acquisition de données (SCADA)

Le système SCADA contient une station de communication commune pour communiquer avec des unités terminales à distance (RTU), et des appareils électroniques intelligents (IED) pour une large gamme de processus de contrôle et de surveillance.

Dans un système SCADA moderne la surveillance, le traitement et les fonctions de commande sont distribués parmi des différents serveurs et ordinateurs qui communiquent au centre de contrôle en utilisant un réseau local en temps réel (LAN). Le centre simplifié de SCADA est montré sur la figure I.3.

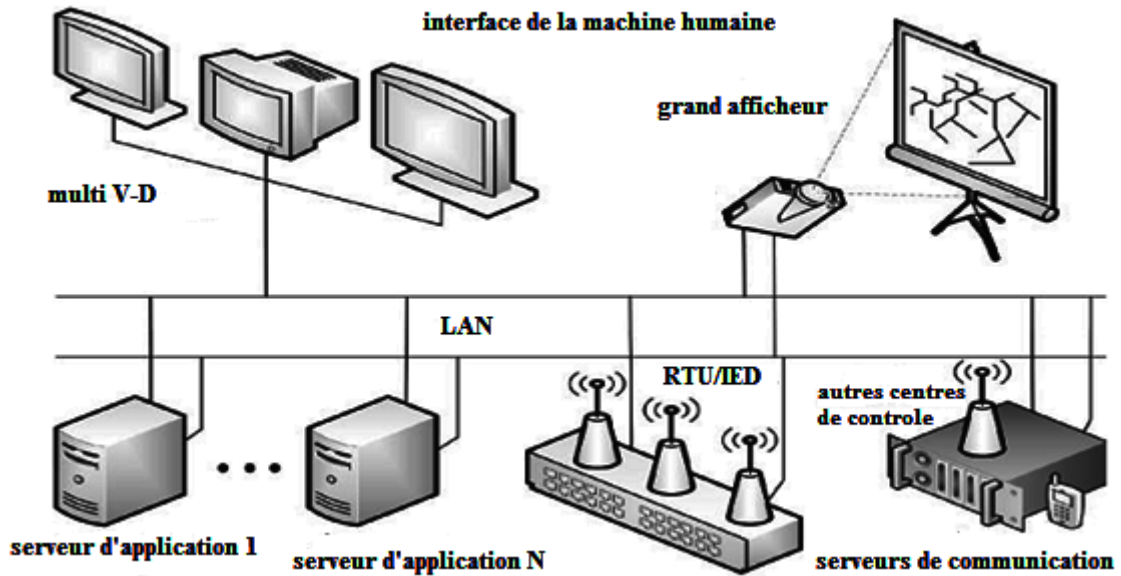


Figure I. 3: Une structure simplifiée d'un centre typique de SCADA [6].

L'interface de machine humaine (HMI), les serveurs d'application, et les serveurs de communications sont les éléments principaux du système de SCADA.

La transmission des données, la surveillance de système, l'alarme de détection, et la transmission de commandes de contrôle sont les actions communes dans un centre de SCADA. D'ailleurs, c'est SCADA qui exécute le délestage et les programmes des commandes spéciales en coopération avec l'AGC et l'unité de contrôle de sécurité.

Un mélange des technologies des communications, telles que la radio, les fibres optiques et les lignes de communications ont pu être une solution viable dans un système SCADA.

Dans beaucoup de systèmes électriques, des communications modernes sont déjà installées. Des sous-stations de transmission et de distribution des niveaux sont équipées des dispositifs de mesure de protection avancés et aussi bien que de nouveaux systèmes SCADA pour la surveillance et le contrôle.

I.3 Fonctionnement des systèmes production transport de l'électricité

Un système de production transport de l'électricité est en bon fonctionnement, lorsque sa production en énergie électrique satisfait à chaque instant la demande des consommateurs, il y a alors équilibre production-charge. De plus il faut que toutes les

valeurs des paramètres fréquence, tension, transits sur les lignes et transformateurs soient, à tout instant, situées dans des plages admissibles pour l'exploitation.

En réalité, la charge d'un système électrique n'est jamais constante, selon la consommation industrielle et résidentielle, elle varie continuellement avec le temps, ce qui fait appel à la variation des paramètres du système tels que les tensions aux nœuds, les courants et la vitesse de rotation des groupes turboalternateurs, et qui dit vitesse de rotation dit fréquence.

Un autre problème de fonctionnement d'un SPTE vient des perturbations occasionnées par les défauts que ce soit internes, comme le court-circuit, connexion ou déconnexion d'une charge importante et déclenchement d'un grand groupe de production, ou externes qui sont généralement liés à des phénomènes imprévisibles, tels que la foudre et toute sorte d'incident pouvant provoquer un défaut sur le réseau, et perturber les équipements de protection et de commande.

A cet effet, en fonction du rapport production-demande et de la sévérité des perturbations, deux modes de fonctionnement sont envisagés : fonctionnement en régime équilibré et en régime perturbé.

- **Régime équilibré**

Il est caractérisé par le maintien des grandeurs physique de tout le système électrique à l'ordre désiré, en respectant la règle de l'offre et de la demande. C'est-à-dire que, chaque paramètre, comme la fréquence, la tension et la puissance, doit être constant ou variable dans une petite plage avec des limites acceptable, en fonctionnement normal ou après une petite perturbation. Nous parlons alors de la stabilité du système.

Le bon fonctionnement d'un système électrique dépend de sa capacité à maintenir les conditions du régime équilibré, pendant le service, pour mieux satisfaire le consommateur.

- **Régime déséquilibré**

Lorsque le système a subit une perturbation, causée par un défaut au niveau d'un ou plusieurs systèmes de puissance, il entre dans un régime de fonctionnement

déséquilibré, où les grandeurs physiques varient en dépassant les limites désirées, à ce moment l'équilibre production-charge n'est plus possible et tout le système peut devenir instable et risque de s'effondrer.

I.3.1 Stabilité du système électrique.

La stabilité d'un système électrique est définie par sa capacité, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, de retrouver le même état ou un autre état d'équilibre après avoir subi une perturbation physique, en gardant ses paramètres dans leurs limites, de sorte que tout le système reste pratiquement intact [4].

Ainsi, la stabilité est une condition d'équilibre entre des "forces" opposées, et l'instabilité résulte d'une perturbation qui mène à un déséquilibre important [7].

Selon :

- la nature physique de l'instabilité résultante ;
- l'amplitude de la perturbation ;
- la plage de temps nécessaire pour assurer la stabilité ;
- les dispositifs et les processus nécessaires pour assurer la stabilité.

La stabilité est divisée en trois groupes, à savoir :

- La stabilité de l'angle de rotor ;
- la stabilité de fréquence ;
- la stabilité de tension.

La figure (I.4) présente les principales catégories de la stabilité d'un système électrique et leurs sous-catégories.

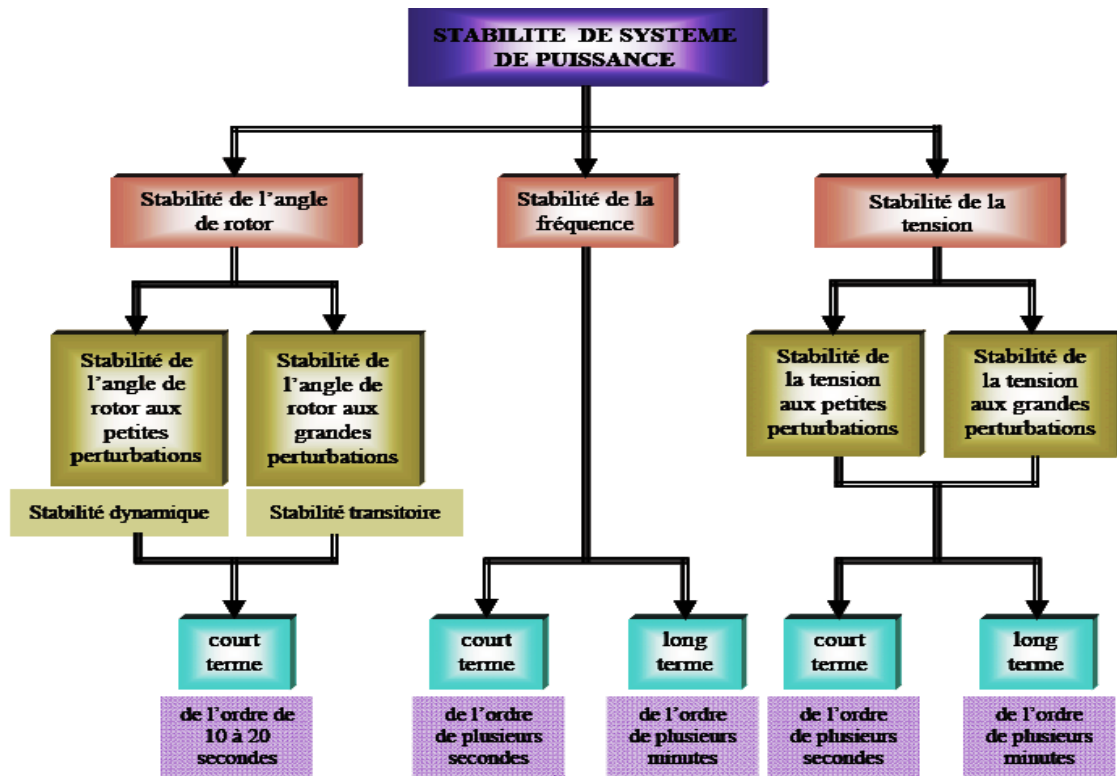


Figure I. 4: Classification des différents types de la stabilité de système de puissance [7].

Traditionnellement, le problème de la stabilité est de maintenir le fonctionnement synchrone des générateurs du système. Ainsi, pour avoir une production satisfaisante de la puissance électrique, toutes les machines synchrones du système doivent fonctionner en synchronisme.

Cet aspect de la stabilité est influencé par les dynamiques de l'angle de rotor du générateur et de la relation puissance-angle [4].

L'instabilité peut également avoir lieu sans perte de synchronisme. Par exemple, un système composé d'un générateur alimentant un moteur à induction peut devenir instable en raison de l'effondrement de la tension de la charge. Dans ce cas, c'est la stabilité et le contrôle de la tension qui créent le problème, plutôt que le maintien du synchronisme [7]. Ce type d'instabilité peut aussi se produire dans le cas de charges couvrant une vaste zone dans un grand système.

Un autre type d'instabilité peut avoir lieu : dans l'éventualité d'un fort écart entre la puissance de la charge et celle produite, les contrôleurs principaux des générateurs et de

la charge deviennent importants. S'ils ne sont pas bien coordonnés, il est possible que la fréquence du réseau devienne instable. Des unités de production et/ou de charges peuvent finalement être déclenchées en entraînant une panne du système. Dans ce cas, les alternateurs peuvent rester en synchronisme mais le système devient instable.

I.3.2 La stabilité de l'angle de rotor.

- **Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire).**

Elle concerne la capacité du système électrique de maintenir le synchronisme après avoir subi une perturbation sévère. La réponse du système implique de grandes variations des angles de rotor. Elle dépend de la relation non-linéaire couples- angles.

La stabilité transitoire dépend non seulement de l'amplitude des perturbations et du point de fonctionnement initial, mais aussi des caractéristiques dynamiques du système. Elle se manifeste à court terme sous forme d'un écart croissant de façon apériodique de certains angles de rotor. Si l'instabilité se manifeste directement suite à la perturbation, elle est appelée instabilité de première oscillation [4], (cas 1, fig. I.5), et elle s'étend sur 3 à 5 secondes.

L'instabilité transitoire peut aussi se manifester autrement. Elle peut résulter de la superposition des effets de plusieurs modes d'oscillation lents excités par la perturbation, provoquant ainsi une variation importante de l'angle de rotor au-delà de la première oscillation (instabilité de multi-oscillations), (cas 2, fig. I.5). La gamme de temps associée va de 10 à 20 secondes.

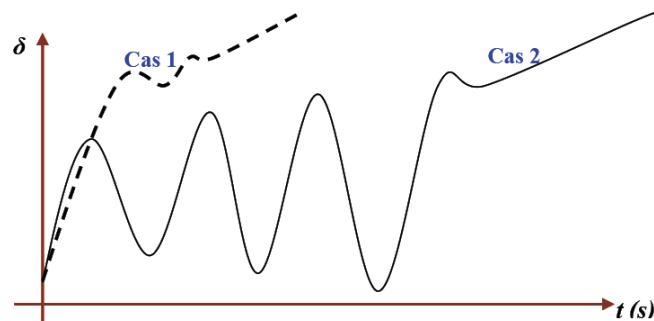


Figure I. 5: Variation d'angle de rotor [7].

Cas 1 : instabilité de première oscillation. Cas 2 : instabilité de multi-oscillations.

Le concept de stabilité transitoire peut être expliqué par le critère d'égalité des aires. Cette approche regroupe l'équation du mouvement et la courbe (P- δ) traditionnelle, représentant la relation entre la puissance produite par le générateur et l'angle du rotor [7].

Pour expliquer cette approche, nous prenons un système de puissance simple constitué d'un générateur synchrone connecté à un jeu de barre infini via une ligne de transmission (fig. I.6). Le générateur est modélisé par une source de tension idéale E_g , en série avec une réactance X_g (modèle classique). La ligne et le transformateur sont représentés par la réactance X_E .

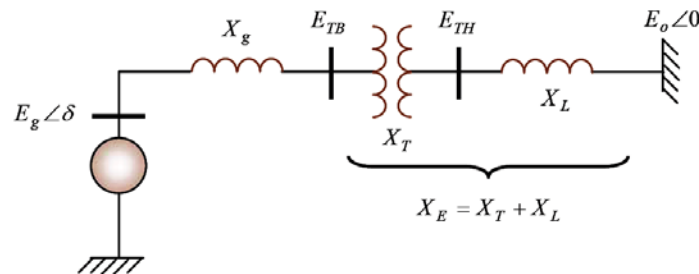


Figure I. 6: Machine synchrone connectée à un jeu de barre infini.

• Relation (P- δ)

Dans l'état équilibré, la puissance produite par le générateur P_e est donnée par l'équation suivante :

$$P_e = \frac{E_g E_0}{X_g + X_E} \sin \delta \tag{I.4}$$

Où δ est l'angle du rotor (ou angle de puissance), qui représente le déphasage entre la tension interne du générateur E_g et la tension du jeu de barre infini E_0 .

L'équation (I.4) est représentée graphiquement comme suit :

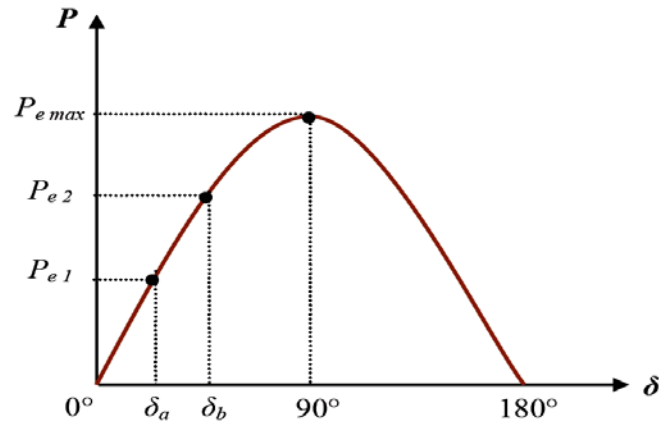


Figure I. 7: Relation puissance-angle du rotor.

A l'équilibre, P_e est égale à la puissance mécanique appliquée pour l'angle correspondant δ_a .

Un brusque changement sur la charge du générateur entraîne une variation de la puissance mécanique, et par conséquent de la puissance électrique (de P_{e1} à P_{e2}). Le rotor va donc accélérer de sorte que l'angle de puissance augmente (de δ_a à δ_b), pour pouvoir fournir une puissance supplémentaire à la charge. Cependant, l'accélération du rotor ne peut pas s'arrêter instantanément [7].

Ainsi, bien que la puissance développée pour l'angle δ_b soit suffisante pour la charge, le rotor va le dépasser jusqu'à ce qu'un couple opposé suffisant soit développé pour arrêter cette accélération. L'énergie supplémentaire va entraîner le ralentissement du rotor et la diminution de l'angle de puissance.

Suivant l'inertie et l'amortissement du système, les oscillations de l'angle de rotor résultant vont s'amortir, et la machine restera stable (cas 1, fig. I.8), ou diverger, et la machine deviendra instable en perdant le synchronisme avec le système (cas 2, fig. I.8).

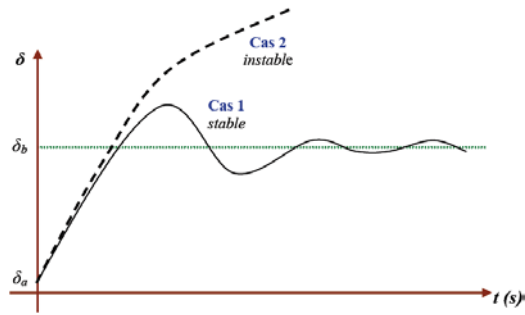


Figure I. 8: Variation d'angle du rotor [7].

- **Stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique).**

Elle se définit par la capacité du système électrique de maintenir le synchronisme en présence des petites perturbations [4].

L'instabilité résultante se manifeste sous forme d'un écart croissant, oscillatoire ou non-oscillatoire, entre les angles du rotor.

La relation puissance-angle (I.4) est une relation non-linéaire en sinus. Mais pour des petites perturbations, la variation de puissance reste approximativement proportionnelle à la variation de l'angle δ [7]. Des exemples typiques des petites perturbations peuvent être donnés par des variations de niveau de 10 % de la puissance mécanique appliquée à une machine du système ou sur sa charge.

La perte de synchronisme peut avoir lieu entre une machine et le reste du système (provoquant une instabilité locale), ou bien entre des groupes des machines, dans lesquels chaque groupe peut garder son synchronisme [7] (désignant une instabilité globale).

L'instabilité aux petites perturbations se manifeste à court terme, la gamme de temps associée étant de l'ordre de 10 à 20 secondes [4].

I.3.3 La stabilité de tension.

La stabilité de tension, par définition, se rapporte à la capacité d'un système de puissance, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, de maintenir des valeurs de tensions acceptables à tous les nœuds du système après avoir subi une perturbation [8].

La stabilité de tension dépend donc de la capacité de maintenir et restaurer l'équilibre entre la demande de la charge et la fourniture de la puissance à la charge.

L'instabilité résultante se produit très souvent sous forme de décroissance progressive de tensions à quelques nœuds [7].

Suite à une perturbation, certaines charges ont tendance à restaurer la puissance consommée avant perturbation.

Il existe une puissance maximale transmissible entre les centres de production et ceux de consommation. Cette puissance maximale disponible dépend, non seulement des caractéristiques du réseau de transport (distances électriques), mais également de celles des générateurs. Par conséquent, si la puissance que les charges tendent à restaurer devient supérieure à la puissance maximale transmissible, le mécanisme de restauration des charges va contraindre le réseau HT en augmentant la puissance réactive consommée, et en faisant donc baisser progressivement la tension du réseau jusqu'à des valeurs inacceptables.

Généralement, l'instabilité de tension se produit lorsqu'une perturbation entraîne une augmentation de puissance réactive demandée au-delà de la puissance réactive possible [8].

Plusieurs changements dans SPTE peuvent contribuer à l'instabilité de la tension, ce sont par exemple [7]:

- une augmentation de charge ;
- des générateurs, des condensateurs synchrones, ou des compensateurs statiques qui atteignent les limites de puissance réactive ;
- une tentative d'un régulateur automatique en charge ayant échoué de restaurer la tension de charge à son niveau initial avant la perturbation.
- une panne de générateur, une perte d'une charge importante ou un déclenchement de ligne.
- une perte d'une source de puissance réactive (condensateurs, machines synchrones,...etc.).

La plupart de ces changements ont des effets significatifs sur la production, la consommation et la transmission de puissance réactive, ainsi sur la stabilité de tension.

Par conséquent, des mesures peuvent être utilisées pour améliorer la stabilité de tension, tels [7]:

- un contrôle automatique des condensateurs shunts ;
- un blocage des régleurs automatique en charge ;
- une nouvelle répartition de la production ;
- une replanification du fonctionnement des générateurs et des nœuds de commande ;
- une régulation de tension secondaire ;
- un plan de délestage.

La stabilité de tension peut être classée en deux catégories:

- Stabilité de tension aux grandes perturbations : Le souci dans ce cas est de maintenir des tensions normales aux nœuds du réseau électrique après une grande perturbation. La stabilité est déterminée ici par les caractéristiques du système et de charge, et par les interactions entre les différents dispositifs de commande de tension dans le système.
- Stabilité de tension aux petites perturbations : Dans ce cas, les caractéristiques de la charge et des dispositifs de commande déterminent la capacité du système à maintenir les tensions équilibrées.

I.3.4 La stabilité de fréquence.

La stabilité de la fréquence d'un système de puissance se définit par la capacité du système de maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale, suite à une perturbation sévère, menant par conséquent à un important déséquilibre, entre les puissances produite et consommée [4].

L'énergie cinétique stockée dans les pièces tournantes des machines synchrones et autres machines électriques tournantes peut éventuellement compenser ce déséquilibre. Si ce dernier n'est pas trop grand, les générateurs participant à la commande de fréquence régleront la puissance active fournie à travers leurs réglages secondaires fréquence-puissance, et ramèneront ainsi l'écart de fréquence à des valeurs acceptables [4]. Par ailleurs, si le déséquilibre est trop grand, l'écart de fréquence sera significatif avec des graves conséquences (effondrement complet du système) [7].

Lorsque la fréquence varie, les caractéristiques de temps des processus et des différents dispositifs activés vont varier de quelques secondes à quelques minutes. La stabilité de fréquence peut donc être classifiée en phénomènes à court terme et à long terme (fig. I.4).

Dans un SPTE et suite à un incident sévère et, par la suite, à l'action de protections (par exemple, un déclenchement de plusieurs lignes de transmission), l'instabilité de la fréquence est généralement associée à l'îlotage où un scénario typique peut avoir lieu. Un ou plusieurs sous-réseaux se retrouvent isolés du reste du système [1]. Les générateurs de chaque sous réseau résultant essaient de garder le synchronisme entre eux, mais la réserve tournante est nettement insuffisante pour faire face à la charge connectée au sous-réseau. La fréquence décroît ainsi rapidement et l'instabilité produite est donc à court terme.

L'instabilité de fréquence peut également se manifester à long terme, lorsqu'elle provient d'une mauvaise réponse en puissance des centrales ou d'une mauvaise coordination entre des régulations et protections [7].

I.4 Conclusion

L'exploitation des systèmes production-transport- d'électricité doit se faire en :

- garantissant la sûreté de fonctionnement à savoir assurer le fonctionnement normal du système, limiter le nombre d'incidents et éviter les grands incidents, limiter les conséquences des grands incidents) [9] ;
- favorisant la performance économique
- Satisfaisant les engagements contractuels vis-à-vis des clients raccordés.

A cet effet, il est nécessaire d'une part de les protéger des incidents qui peuvent les affecter et d'autre part, du fait qu'ils constituent souvent des systèmes interconnectés fortement couplés, il y a lieu de procéder à des réglages spécifiques qui contribueraient à maintenir leur stabilité.

Chapitre II

Protections et réglages des SPTE

II.1. Introduction

Dans le chapitre précédent, nous avons vu que la problématique du fonctionnement des réseaux électriques conduit à la nécessité de le doter de dispositifs de protection et d'organes de réglage, pour pouvoir l'exploiter en vue d'assurer la continuité, la sécurité et la qualité de service rendue à la clientèle.

En effet la protection d'un SPTE est essentielle, car certains incidents (pertes de ligne en cascade, pertes brutales de moyens de production importants...etc.) peuvent induire des conséquences catastrophiques (effondrement du système électrique). Cependant il convient de distinguer la protection des ouvrages du système électrique qui assurent leur intégrité, des réglages qui permettent de :

- ✓ maintenir en permanence les conditions nécessaires d'un équilibre entre la production et la consommation (problème de conduite) ;
- ✓ maintenir les caractéristiques de la tension et de la fréquence dans les plages contractuelles (problème du réglage) pour assurer la qualité de service ;
- ✓ tenir compte du fort couplage dynamique entre production et consommation via le réseau (problème de stabilité).

Avant d'étudier le réglage automatique de la production AGC, un des organes de réglage du SPTE et sujet de notre mémoire, nous avons consacré le présent chapitre à la présentation et au rôle des protections et organes de réglages dont sont dotés les systèmes électriques. Ceci pour une meilleure compréhension du fonctionnement et du rôle de l'AGC.

Il faut noter que ces dispositifs de protection et organes de réglage portent sur les paramètres tension, courant, transits et fréquence. Aussi leur fonctionnement et leur rôle sont fortement liés aux lois physiques qui régissent le fonctionnement du système électrique. Pour cela, nous allons, décrire au préalable, la façon dont la puissance électrique se répartie dans le système, lorsqu'il est en situation de fonctionnement normal pour faire ressortir la dualité qui existe entre les différents paramètres puissance active – fréquence et puissance réactive tension.

II.2. Répartition de puissance dans un système électrique

Le fonctionnement d'un système électrique est gouverné, à chaque instant, par l'équilibre nécessaire entre les puissances actives et réactives produites et consommées.

Contrairement à ce qu'un abus de langage pourrait laisser croire, l'objectif du réglage des réseaux n'est pas tant de maintenir l'équilibre entre la production et la consommation (les lois de Kirchhoff s'en chargent dans la mesure où f et V restent dans certaines plages correspondant aux conditions nécessaires de fonctionnement) que de maintenir la fréquence et la tension dans des limites contractuelles [2], plus contraignantes, en fait que les limites imposées par les conditions nécessaires de fonctionnement.

Nous allons d'abord traiter de la répartition des puissances produites par les centrales à travers les réseaux de transport et de répartition, jusqu'au consommateur final. Sans entrer dans des détails quelque peu théoriques, disons simplement que nous savons résoudre certaines variantes de ce problème [9], correspondant à des hypothèses de plus en plus simplificatrices.

II.2.1. Puissance transmissible dans une ligne

Contrairement à une idée très répandue, ce n'est pas l'échauffement maximal des conducteurs qui, en général, limite la puissance transmissible à travers une ligne [2].

En effet, considérons la figure II.1 qui représente, de manière très simplifiée, par un dipôle d'impédance $Z = R + jX$, une ligne destinée à alimenter la charge. Sans nuire à la généralité du propos, nous supposons d'abord que la résistance R de la ligne est nulle (elle est généralement très faible vis-à-vis de la réactance X) et que la puissance réactive Q_2 de la charge est nulle (ce qui est vrai en cas de bonne compensation de puissance réactive).

Nous montrerons d'abord qu'il est important de réguler la tension aux bornes de la charge.

Si nous désignons par θ l'angle entre V_1 et V_2 , nous avons, en considérant la figure II.1 simplifiée (avec $R = 0$), I est en phase avec V_2 , d'où :

$$XI = V_1 \sin \theta \quad \text{II.1}$$

Et la puissance active est :

$$P_1 = P_2 = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \theta \quad \text{II.2}$$

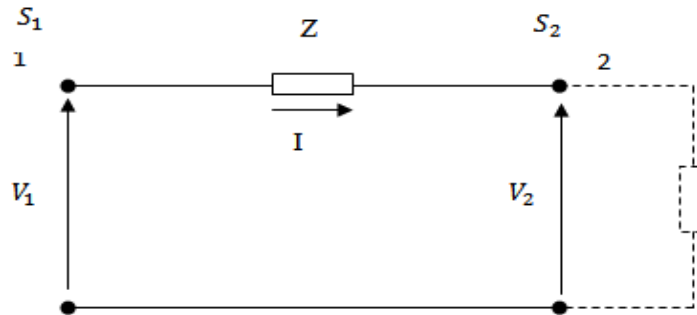


Figure II.1: schéma monophasé équivalent d'une ligne du transport.

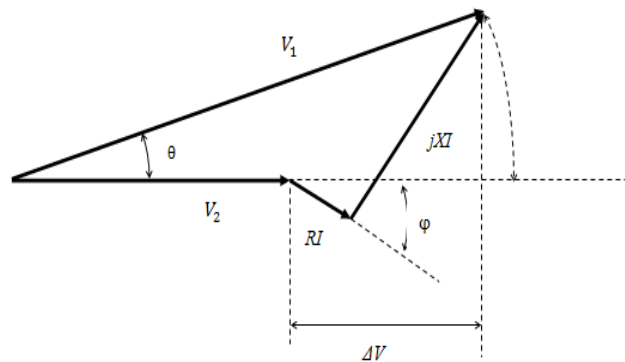


Figure II.2: diagramme des tensions correspondant à la figure II.1.

Sans action pour maintenir V_2 constante lorsque la charge varie, nous avons :

$$V_2 = V_1 \cos \theta \quad \text{II.3}$$

Et

$$P_1 = P_2 = \frac{V_1^2}{2X} \sin 2\theta \quad \text{II.4}$$

Il apparaît donc que, dans ce cas, nous ne pouvons transporter qu'une puissance active maximale par phase, atteinte pour $\theta = 45^\circ$ égale à :

$$P_{max} = \frac{V_1^2}{2X} \quad \text{II.5}$$

Si nous maintenons V_2 constante, ce qui implique que Q_2 n'est plus nulle, mais ne remet pas en cause l'expression (II.2), nous aurons, pour $V_2 = V_I$:

$$P_{max} = \frac{V_1^2}{X} \quad \text{II.6}$$

Soit le double de la valeur précédente.

Pour améliorer la capacité de transfert des réseaux, il est essentiel de disposer du plus grand nombre possible de points à tension fiée.

II.2.2. Chute de tension dans une ligne

Revenons à la figure II.1, en considérant que la ligne a maintenant une impédance complexe $Z = R + jX$, et que la tension n'est tenue qu'à l'extrémité 1, l'extrémité 2 absorbant une puissance :

$$S_2 = P_2 + jQ_2 \quad \text{II.7}$$

Si le réseau n'est pas trop chargé, le diagramme de tension donné par la figure II.2 conduit à assimiler la chute de tension ΔV à :

$$\Delta V = V_1 \cos \theta - V_2 \quad \text{II.8}$$

L'angle du transport θ étant petit (réseau peu chargé), si φ désigne le déphasage du courant par rapport à la tension à l'extrémité réceptrice 2, nous pouvons écrire, pour un réseau monophasé :

$$\Delta V = RI \cos \varphi + XI \sin \varphi \quad \text{II.9}$$

$$\Delta V = RI \frac{V_2}{V_2} \cos \varphi + XI \frac{V_2}{V_2} \sin \varphi \quad \text{II.10}$$

$$\Delta V = \frac{RP_2 + XQ_2}{V_2} \quad \text{II.11}$$

Nous montrons de même que :

$$\sin \theta = \frac{XP_2 - RQ_2}{V_1 V_2} \quad \text{II.12}$$

L'hypothèse du réseau peu chargé permet d'écrire :

$$V_1 = V_2 = V \quad \text{II.13}$$

Soit, pour un réseau triphasé et en notant U la tension composée correspondant à V , P et Q les transits triphasés :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{RP + XQ}{U^2} \quad \text{II.14}$$

$$\sin \theta = \frac{XP}{U^2} \quad \text{II.15}$$

Nous nous servirons dans la suite de ces deux relations (II.14) et (II.15) (pour lesquelles il conviendra de ne pas oublier les hypothèses sous-jacentes). Nous pouvons aussi noter que si, de plus, $R \ll X$ ($R \approx 0$) :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{XQ}{U^2} \quad \text{II.16}$$

Dans ces conditions, les relations (II.15) et (II.16) illustrent le fait que [9]:

- la chute de tension dépend principalement de la puissance réactive consommée par l'extrémité réceptrice ;
- l'angle de transport θ dépend principalement de la puissance active transmise.

II.2.3. Calculs de répartition de puissances

Évaluer les transits dans un réseau maillé, pour la planification ou la conduite des réseaux, exige une modélisation plus fine que ci-dessus et il faut représenter les lignes par un schéma monophasé équivalent en π , conformément à la figure II.3.

Le problème à résoudre est celui du calcul de la répartition des transits en régime stationnaire et, plus généralement, le calcul des tensions en phase et module en tous les sommets du réseau, cette question est à la base de nombreuses études de planification des investissements (quels ouvrages construire pour résoudre quelles contraintes), et intervient aussi dans les simulations de comportement dynamique [3], dont nous avons

besoin dans notre cas. Le calcul de répartition est l'une des briques de base pour la compréhension et la prévision du comportement des systèmes électriques.

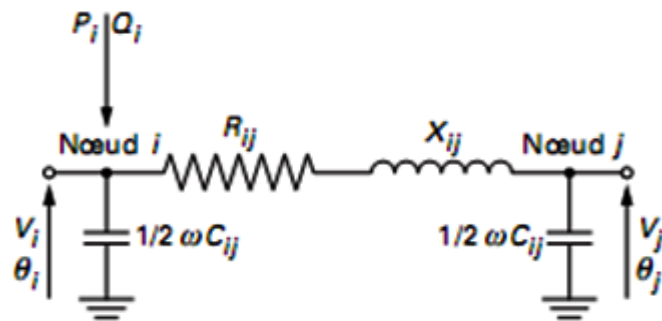


Figure II.3: schéma en π d'une ligne reliant les nœuds i et j , à la fréquence fondamentale.

Tels que chaque élément de ce schéma est défini comme suit :

R_{ij} est la résistance de la ligne ij

X_{ij} est la réactance de la ligne ij

ωC_{ij} est la susceptance la ligne ij , $\omega = 2\pi f$.

V_i est le module de la tension au nœud i .

θ_i est la phase de la tension au nœud i .

P_i est la puissance active injectée au nœud i

Q_i est la puissance réactive injectée au nœud i

➤ le module de la tension est constant en chaque nœud :

$$V_i = V_j = V \quad \text{II.17}$$

➤ seules les phases varient, mais avec de faibles différences entre sommets voisins :

$$\cos \theta_i - \theta_j = 1 \quad \text{et} \quad \sin \theta_i - \theta_j = \theta_i - \theta_j \quad \text{II.18}$$

Nous montrons que la puissance active P_i injectée ou prélevée en un nœud i peut alors s'exprimer par :

$$P_i = V^2 \sum_{i \neq j} \frac{1}{x_{ij}} (\theta_i - \theta_j) \quad \text{II.18}$$

Avec les mêmes approximations, il peut être démontré que la puissance transitée P_{Tij} dans la ligne ij peut être écrite :

$$P_{Tij} = V^2 \frac{\theta_i - \theta_j}{x_{ij}} \quad \text{II.19}$$

Donc P_i peut être écrit sous la forme suivante :

$$P_i = \sum_{i \neq j} P_{Tij} \quad \text{II.20}$$

L'équation (II.20) montre que, en chaque nœud i du système, ce qui est produit ou consommé (P_i) est équilibré par ce qui est importé ou exporté (P_{Tij}). Cet équilibre énergétique correspond à la première loi de Kirchhoff, en considérant le transit actif comme l'analogie d'un courant continu [9].

L'équation (II.19) est analogue à la loi d'Ohm.

La différence angulaire est comparable à une différence de potentiel en courant continu (d'où le nom de la méthode) et, comme précédemment, le transit actif joue le rôle d'un courant. L'application de la formule (II.19) le long de chaque maille indépendante du réseau donne la deuxième loi de Kirchhoff ou loi des mailles.

La relation linéaire entre P et θ permet de résoudre aisément le système d'équations. Par rapport au calcul de répartition complet, nous gagnons doublement en temps de résolution [10]:

- le problème à résoudre est linéaire et nous évitons les itérations de la méthode de Newton ;
- le problème est de taille plus réduite (environ d'un facteur 2) puisqu'on ne s'intéresse qu'aux puissances actives.

Dans la pratique, les ordinateurs de dispatchings calculent en permanence (en temps réel) des solutions plus ou moins approchées du problème de la répartition des transits (dans l'approximation du courant continu ou non), suivant le type de problème d'exploitation et l'échéance dans le temps considérée [6].

II.2.4. Dualité entre puissance réactive et tension

Rappelons que la tension en un point du réseau est fonction des forces électromotrices des générateurs, des charges et autres impédances shunt et des chutes de tension dans les divers éléments série du système : machines, transformateurs, lignes, ...etc.

Les seules sources de tension sont constituées par les alternateurs dont les *fem* (forces électromotrices) internes sont commandés par leur système d'excitation.

La chute relative de tension produite par le transit d'une puissance apparente complexe $S = P + jQ$ dans un élément de réseau modélisé par un dipôle d'impédance $Z = R + jX$ est donnée par expression approchée :

$$\frac{\Delta U}{U} \approx \frac{RP + XQ}{U^2} \quad \text{II.21}$$

Rappelons que cette expression est d'autant moins exacte qu'elle est utilisée pour des lignes longues et/ou fortement chargées [10].

La tension en un point est donc fonction de la topologie du réseau et des transits, en particulier, lorsque le rapport X/R est important (cas des lignes THT), ce sont surtout les transits de puissance réactive qui sont à l'origine des chutes de tension :

$$\Delta U \approx \frac{XQ}{U} \quad \text{II.22}$$

La compensation de la puissance réactive présente donc non seulement l'intérêt économique de réduire les pertes par effet Joule, mais aussi de faciliter le réglage du plan de tension.

En pratique, la puissance réactive se transporte mal puisqu'elle crée de fortes chutes de tension. Il faut donc la compenser aussi près que possible, des zones où elle est appelée.

La compensation de la puissance réactive et donc la tenue de la tension sont des problèmes essentiellement locaux.

En dehors des changements manuels ou automatiques de la configuration du réseau et des variations de transits dues aux modifications du plan de production ou aux variations de charges, la tension peut être affectée par l'apparition des défauts donnant lieu à des creux de tension et à des coupures provoquées par le fonctionnement des protections et des automatismes[3].

Du point de vue temporel, nous pouvons distinguer [10]:

- Les régimes lentement variables, suivant l'évolution de la charge et présentant deux composantes : une tendance moyenne régulière suivant un cycle journalier, avec distorsion hebdomadaire et saisonnière assez bien prévisible, et une composante aléatoire autour de cette valeur moyenne ;
- Les régimes rapidement variables, qui correspondent aux variations régulières ou aléatoires de la puissance appelée par certains appareils, aux creux de tension et aux coupures, ainsi qu'aux changements brusques et importants de topologie.

Le contrôle de la fréquence est en général réalisé à l'aide de trois réglages complémentaires :

- le réglage primaire de la fréquence est automatique, rapide (efficace en quelques dizaines de secondes) et pour un temps limité (au moins 15 min). Ce réglage, fourni de concert par l'ensemble du système électrique synchrone, permet de compenser rapidement les déséquilibres entre production et consommation, en particulier lors des pertes importantes et fortuites de production ;
- le réglage secondaire est assuré de manière automatique, en quelques minutes et uniquement par la zone du système électrique ayant généré la perturbation de fréquence. La zone concernée, appelée zone de contrôle, doit compenser le déséquilibre qu'elle a occasionné, et ramener la fréquence et les échanges physiques aux interconnexions à leurs valeurs contractuelles en une dizaine de minutes ;
- le réglage tertiaire, plus lent que les deux précédents, consiste à ajuster manuellement le programme de production durant la journée et à rétablir les réserves en puissance active nécessaires aux réglages primaire et secondaire. Étant fortement lié au produit énergie et bénéficiant d'une organisation spécifique au pays considéré

II.2.5. Dualité entre puissance active et fréquence

La fréquence est directement liée à la vitesse de rotation des alternateurs. En régime établi, les alternateurs, rendus solidaires par les phénomènes électromagnétiques qui régissent leur comportement, tournent tous à la même vitesse. Il y a alors égalité entre le couple moteur C_m , fourni par la turbine, et le couple résistant C_r (égal au couple électrique opposé par le réseau), autrement dit, égalité entre la production et la consommation de puissance active [9]. Tout déséquilibre de ce bilan entraîne une variation de vitesse, donc de fréquence.

Contrairement à ce qui se passe pour la tension, la tenue de la fréquence est un problème intéressant l'ensemble d'un système électrique interconnecté.

La charge globale d'un réseau est constituée par des charges individuelles de natures diverses (domestique, artisanale, industrielle), dont la puissance unitaire est très faible vis-à-vis de la puissance totale du réseau.

Le comportement de chacune des charges est aléatoire, mais la puissance moyenne, absorbée par l'ensemble des charges liées aux activités humaines, peut être prévue avec une bonne précision. Il est donc possible d'élaborer des prévisions de consommation et donc des programmes de production [2].

En pratique toutefois, l'équilibre n'est jamais exactement réalisé. Il existe des erreurs inévitables dans la prévision de la consommation et la réalisation du programme de production par les centrales, des variations aléatoires de charge et des pertes fortuites de groupes de production. Nous observons donc un écart global entre la production et la demande qui se traduit par une variation de fréquence.

Sans disposition particulière, c'est-à-dire sans action complémentaire sur les organes d'admission du fluide moteur des turbines, nous arrivons théoriquement à un nouvel état d'équilibre. En effet, en général, le couple résistant global opposé par la charge augmente avec la fréquence, tandis que le couple moteur global des turbines diminue.

Un nouvel état d'équilibre peut donc s'établir.

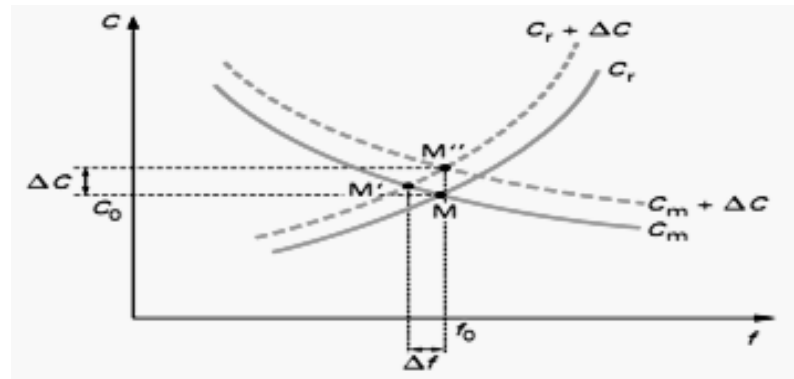


Figure II. 4: Variations du couple moteur Cm et du couple résistant Cr sous l'effet de l'autorégulation, en fonction de la fréquence [9].

Une variation ΔC du couple résistant C_r va nous amener de la caractéristique C_r à la caractéristique $C_r + \Delta C$. Le nouveau point de fonctionnement M' va être obtenu en linéarisant autour du point d'équilibre initial M par la formule :

$$\frac{\Delta C}{C_0} = a \frac{\Delta f}{f_0} \quad \text{II.23}$$

Avec

$\frac{\Delta C}{C_0}$ est l'écart relatif initial entre le couple moteur et le couple résistant.

$\frac{\Delta f}{f_0}$ est l'écart relatif de fréquence par rapport à la fréquence de consigne.

a est le coefficient global d'autorégulation de l'ensemble production-consommation.

Le terme a peut varier dans de grandes proportions suivant la nature des charges et des turbines. Il peut être très faible, ce qui, sans mesure particulière, conduirait à des écarts de fréquence prohibitifs.

Un cas délicat est celui où le terme $\frac{\Delta C}{C_0}$ est important. C'est le cas notamment sur les petits réseaux ou les réseaux séparés, lorsqu'on perd l'un des plus gros groupes de production en service. Là encore, les écarts de fréquence qui s'ensuivent peuvent être inacceptables [9] ; nous entrevoyons d'ailleurs ici l'intérêt, du point de vue tenue de la

fréquence, des interconnexions entre réseaux : pour la perte d'un même groupe, le terme $\frac{\Delta C}{C_0}$ sera plus faible, et il en sera donc de même pour Δf .

Pour rétablir l'équilibre en retrouvant la fréquence nominale, il est donc nécessaire de déplacer la courbe correspondant au couple moteur en agissant sur les organes d'admission du fluide moteur des turbines pour ramener le point de fonctionnement en $M''C'$ est le rôle du régulateur primaire de vitesse.

En fin, des systèmes de réglages performants doivent être mis en œuvre, s'appuyant en particulier sur les groupes de production raccordés sur le réseau THT, selon les principes généraux d'organisation suivants :

- les réglages de la puissance active P et de la fréquence f sont étroitement liés (couplage $P-f$) ;
- les réglages de la puissance réactive Q et de la tension V sont également étroitement liés (couplage $Q-V$) ;
- le réglage de la fréquence est global (en régime permanent, la fréquence est identique dans tout le réseau) ;
- le réglage de la tension est local (la valeur de la tension de consigne peut être légèrement différente selon les points d'un réseau exploité à un même niveau de tension nominale).

Si le réseau n'est pas trop chargé, nous pouvant admettre que les réglages ($P-f$) et ($Q-V$) sont largement découplés, et il apparaît naturel d'organiser le réglage des systèmes électriques en respectant les deux principes suivants :

- Découplage des réglages ($Q-V$) et ($P-f$) ;
- hiérarchisation de chaque réglage dans le temps et dans l'espace.

II.3. Protections du système électrique

Les équipements déterminants dans la sûreté de fonctionnement du système électrique dans ces situations et les parades manuelles ou automatiques pour y faire face sont spécifiques de chacune d'elles. Le paramètre le plus important est la vitesse d'évolution des phénomènes et, par conséquent, le temps disponible pour l'opérateur ou les automates pour réaliser les actions salvatrices.

II.3.1. Actions de sauvegarde

Lorsque des seuils physiques liés aux lois de l'électrotechnique sont atteints ou sur le point de l'être (transits excessifs, tension basse...etc.), l'objectif du personnel de conduite est d'éviter une dégradation vitale du système électrique et de limiter le risque de son effondrement.

Ces actions pourront être, par exemple, le blocage par télécommande des régleurs en charge des transformateurs ou des délestages. Ces mesures préventives dégradent évidemment la qualité du service à la clientèle, mais évitent l'effondrement général.

II.3.2. Plans de défense

Les plans de défense [4], fondés sur des actions automatiques rapides, ont pour objet :

- De détecter les défauts majeurs susceptibles de mettre en cause l'intégrité du système production-transport (pertes de synchronisme notamment) ;
- de confiner rapidement ces défauts pour éviter leur propagation éventuelle à l'ensemble du système ;
- de maintenir l'équilibre entre production et demande dans les zones qui vont rester connexes après fonctionnement des protections, de façon à éviter l'effondrement du système à l'intérieur de ces zones ;
- de maintenir les moyens de production dans un état qui leur permettra de réalimenter les charges aussi rapidement que possible si la gravité de la perturbation oblige à les isoler temporairement du réseau.

Parmi les plans de défense, nous citons le plus utilisé et qui comporte [10]:

- Un dispositif de séparation des zones ayant perdu le synchronisme, basé sur la détection de battements de tension anormaux ;
- des moyens de délestage automatique afin de rétablir rapidement l'équilibre production-consommation dans les autres zones ;
- l'îlotage des groupes de production sur leurs auxiliaires ordonné lors du franchissement de certains seuils de tension et de fréquence de manière à préparer la reprise de service.

Si le plan de défense échoue, l'état du système électrique est caractérisé par un manque de tension très profond (la clientèle prioritaire peut être affectée) géographiquement très étendu (tout le système peut être affecté, voire les réseaux voisins) et, éventuellement, par un découpage en sous-réseaux (îlotage de régions).

Dans cet état, les conditions de fonctionnement au sein du réseau ou des sous-réseaux sont très précaires.

Le processus permettant de reprendre le service et de revenir à un état viable est très long, et délicat. Il peut durer plusieurs heures, voire quelques jours, avant que toute la clientèle soit réalimentée. L'ensemble des actions prévues pour reprendre le service après un incident majeur constitue le plan de reconstitution du réseau. Les phases les plus délicates de ce plan sont [9]:

- La remise sous tension à vide des premiers composants (lignes, transformateurs) des ossatures régionales 400 kV à partir des unités disponibles, qui peuvent être très éloignées (on peut alors rencontrer des phénomènes très dangereux pour les matériels, comme les Ferro-résonances) ;
- le recouplage des unités de production sur des sous-réseaux souvent de très faible puissance et qui n'offrent donc qu'un lien synchronisant fragile ;
- la resynchronisation des sous-réseaux ;
- la réalimentation progressive des charges.

II.4. Réglages

II.4.1. Réglage de la tension

Le réglage de la tension est constituée par l'ensemble des moyens permettant de contrôler la tension en tout point du réseau, depuis les groupes de production jusqu'aux appareils d'utilisation.

Le contrôle de la tension présente deux aspects : assurer dans l'espace (c'est-à-dire en chaque point du réseau) et dans le temps (régimes dynamiques) que la valeur de la tension reste, pour chaque niveau de THT à la BT, dans les plages admissibles.

Or, nous savons que les exigences en matière de qualité de la tension ne sont pas les mêmes pour les réseaux de transport et de distribution. Ce découplage des besoins

justifie l'implantation de régulateurs en charge sur les transformateurs, permettant de maintenir la tension de distribution sensiblement constante, quels que soient les écarts constatés sur la tension du réseau de transport, et de régler cette dernière avec souplesse de façon à assurer un bon fonctionnement du système électrique.

Nous pouvons dire que :

- Pour des raisons économiques (diminution des pertes) et de sécurité (stabilité des groupes de production et tenue dynamique de la tension), l'exploitant cherche à maintenir le plan de tension le plus élevé possible ;
- Par ailleurs, il convient d'équilibrer localement, autant que faire se peut, les productions et les consommations de puissance réactive ;
- Enfin, il est souhaitable de gérer les moyens de réglage de façon qu'on puisse bénéficier de toute la souplesse offerte par les groupes de production (réglage dynamique fin et rapide dans une plage importante).

Pour faire face à l'ensemble de ces besoins et de ces contraintes, il s'avère donc nécessaire d'agir en permanence sur les diverses sources de puissance réactive et de coordonner très strictement l'ensemble des moyens de réglage de la tension.

Les machines tournantes sont les moyens privilégiés pour tenir et régler la tension avec les performances dynamiques qu'exige un haut niveau de sûreté du réseau [4].

Les systèmes d'excitation des alternateurs des groupes de production ou des compensateurs synchrones sont donc des moyens d'actions privilégiés, dont il convient de s'assurer qu'ils sont réellement utilisables, c'est-à-dire que nous n'avons pas atteint les butées telles que la limitation de courant rotor [8].

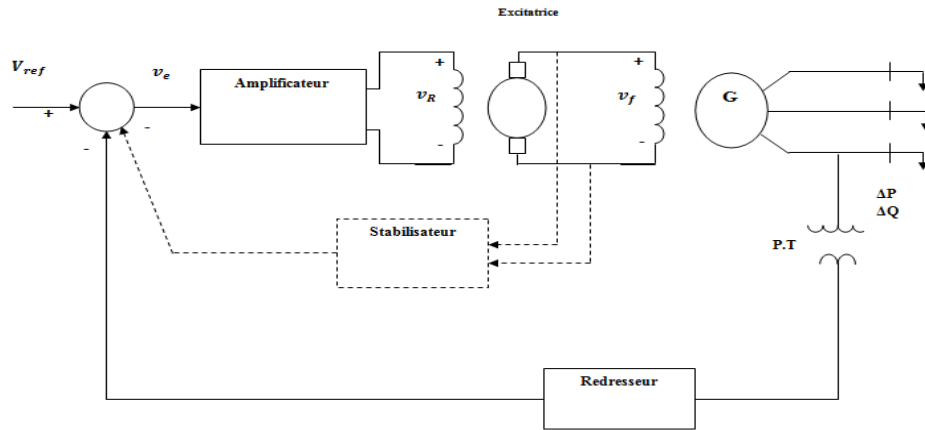


Figure II. 5: un arrangement typique d'un système régulateur automatique de la tension.

La mise en œuvre de cet ensemble de moyens se fait à travers des automates locaux et des moyens de conduite et télé-réglage, qui veillent :

- A assurer le maintien de la tension des différents réseaux à l'intérieur des plages requises ;
- à maintenir une capacité satisfaisante des alternateurs à absorber ou produire de l'énergie réactive afin de faire face aux incidents.

Les fluctuations rapides de la tension aux bornes de groupes, induites par les variations de la puissance réactive appelée par les consommateurs [4], par des défauts éloignés ou par des manœuvres sur le réseau sont du ressort du régulateur primaire de tension des alternateurs, dont la constante de temps est de l'ordre de la centaine de millisecondes. Ce régulateur joue également un rôle important lors d'événements plus exceptionnels.

Lors des perturbations conduisant à des variations plus importantes de la tension, l'action des régleurs en charge des transformateurs vient se superposer au réglage effectué par les alternateurs.

Tous ces moyens de réglage de la tension sont dits primaires, car ils sont les premiers à intervenir après une perturbation. Ils se caractérisent par une mise en œuvre à partir de critères locaux.

II.4.2. Réglage de la fréquence

Tout écart entre la puissance électrique appelée par un réseau et la puissance mécanique fournie par les machines d'entraînement des alternateurs provoque des variations de vitesse de ces derniers, donc de la fréquence du réseau. Le problème de l'adaptation, à tout instant, de la production à la demande est donc intimement lié à celui du réglage de la fréquence [9].

Le délai d'action d'un opérateur n'est cependant pas suffisant pour répondre à certains aléas. Il faut donc compléter son action par des réglages rapides et automatiques.

Lorsque nous s'écarterons trop des conditions prévues de fonctionnement et que les réglages automatiques s'avèrent inopérants, il faut procéder à un réajustement des programmes de production des centrales en tenant compte des coûts d'ajustement correspondants, pour minimiser le coût du réajustement tout en assurant le fonctionnement le plus sûr du système de production-transport. Ce type de décision est centralisé.

II.4.2.1. Réglage primaire

Si nous laissons agir les générateurs et les récepteurs suivant leurs propres lois d'autorégulation, notamment en laissant les organes d'admission du fluide moteur sur les groupes générateurs à ouverture constante, les variations de fréquence, sous l'effet des variations inévitables de la charge, risqueraient de prendre rapidement des amplitudes prohibitives [11].

En outre, les variations de la charge appelée par le réseau se répartiraient entre les groupes en fonction des caractéristiques naturelles des machines et du réseau (coefficients a d'autorégulation). Il en résulterait :

- Sur les ouvrages de transport, des modifications de transits difficiles à maîtriser ;
- Une désadaptation erratique du programme de production (préjudiciable à l'économie et à la sécurité d'exploitation).

Les groupes générateurs sont donc munis de régulateurs de vitesse, qui agissent sur les organes d'admission de la turbine, quand la vitesse du groupe s'écarte de la vitesse de référence, et qui sont asservis à la vitesse pour maîtriser la répartition de la puissance produite entre les groupes.

- **Principe du réglage primaire**

Pour fixer le point de fonctionnement des groupes, il faut établir une relation biunivoque entre la fréquence et la puissance débitée par chaque groupe [11].

Le principe du réglage primaire consiste à répartir les fluctuations de la charge (dont la fréquence est l'image) au prorata des capacités nominales des groupes en pondérant par un gain. nous adoptons donc, pour chaque groupe i , une loi de réglage de la forme :

$$\frac{P_i - P_{0i}}{P_{ni}} = - \frac{1}{s_i} \frac{f - f_0}{f_0} \quad \text{II.24}$$

$$\frac{\Delta P_i}{P_{ni}} = - \frac{1}{s_i} \frac{\Delta f}{f_0} \quad \text{II.25}$$

Où

f : est la fréquence du réseau correspondant au fonctionnement à la puissance P_i .

f_0 : est la fréquence de consigne du réseau.

P_i : est la puissance débitée par le groupe i .

P_{0i} : est la puissance programmée du groupe i pour la fréquence f_0 .

P_{ni} : est la puissance nominale du groupe i ,

s_i : est le statisme permanent du régulateur du groupe i .

Considérons maintenant le cas d'un réseau constitué de n machines ; soit P_0 la puissance programmée pour une fréquence f_0 :

$$P_0 = \sum_{i=1}^n P_{0i} \quad \text{II.26}$$

Examinons l'effet d'une variation ΔP de la puissance appelée. Il est utile de définir une grandeur reliant les variations de fréquence à celle de la puissance appelée. Pour la puissance du réseau, nous ne pouvons pas parler de valeur nominale et nous somme

obligé de se référer à la puissance programmée P_0 à l'instant considéré. Nous écrivons donc l'équation de fonctionnement en régime permanent :

$$\frac{\Delta P}{P_0} = -\frac{1}{s} \frac{\Delta f}{f_0} \quad \text{II.27}$$

Avec

P_0 est la puissance programmée totale du réseau à l'instant considéré,

s est le statisme équivalent de ce réseau.

En fait, s est relié au statisme s_i des groupes en réglage primaire. En effet, la variation ΔP de puissance appelée P est la somme des variations ΔP_i des n' groupes qui participent au réglage primaire [6].

$$\Delta P = \sum_{i=1}^{n'} \Delta P_i = -\frac{\Delta f}{f_0} \sum_{i=1}^{n'} \frac{P_{ni}}{s_i} \quad \text{II.28}$$

D'où :

$$\frac{1}{s} = \frac{1}{P_0} \sum_{i=1}^{n'} \frac{P_{ni}}{s_i} \quad \text{II.29}$$

Le plus souvent, tous les groupes ne sont pas soumis au réglage primaire de vitesse : certains sont en butée de réglage, d'autres fonctionnent en réglage de puissance. Le statisme équivalent du réseau est donc supérieur à la moyenne pondérée des statismes permanents des groupes puisque :

$$P_0 > \sum_{i=1}^{n'} \Delta P_{ni} \quad \text{II.30}$$

En général, nous préférons caractériser un réseau par son « énergie réglante primaire »:

$$K = \frac{P_0}{s f_0} \quad \text{II.31}$$

Tel que K est exprimé en MW/Hz.

Dans ces conditions, l'équation de fonctionnement d'un réseau en régime permanent peut s'écrire :

$$\Delta P + K\Delta f = 0 \quad \text{ou} \quad P + Kf = P_0 + Kf_0 = Cte \quad \text{II.32}$$

II.4.2.2. Réglage secondaire

Le réglage primaire permet, dans certaines limites, de trouver un point d'équilibre entre la production et la consommation, et cela à une fréquence résultante f . Sous la seule action du réglage primaire, tous les écarts entre la demande réelle et le programme de production provoquent donc, en permanence, des écarts de fréquence et une désadaptation du plan de production [11]:

- Compte tenu de la valeur du statisme équivalent d'un réseau, la variation de fréquence est en général assez faible ; toutefois, si la valeur moyenne des écarts de fréquence n'est pas nulle (et il n'y a pas de raison pour qu'elle le soit), il se produit une dérive de la fréquence nécessitant une action correctrice ;
- Par ailleurs, la désadaptation permanente du plan de production, induite par la seule action du réglage primaire, peut également s'avérer coûteuse à la longue si nous n'y remédions pas.

Un autre problème est celui du contrôle des puissances échangées sur les liaisons d'interconnexion entre réseaux à gestion séparée. En effet, à la suite d'une perturbation sur un réseau, les transits sur les interconnexions avec des réseaux voisins vont évoluer des inerties des réseaux, puis se stabiliser à une valeur fonction des énergies régnautes primaires de chacun des réseaux interconnectés.

Considérons, par exemple, deux réseaux A et B dont les énergies régnautes primaires sont K_A et K_B , les puissances de consigne P_{CA} et P_{CB} et qui sont reliés par une ligne d'interconnexion sur laquelle transite une puissance P_i .

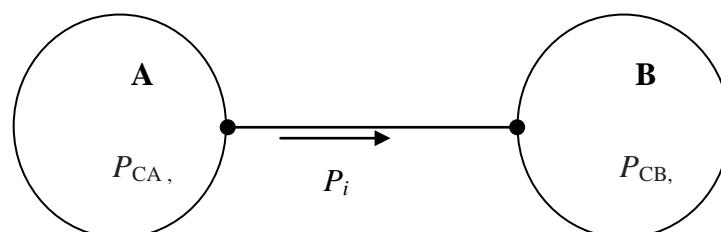


Figure II. 6: interconnexion de deux systèmes électriques par une ligne de transport.

Où

$$K_A = \frac{P_{CA}}{f_{SA}} \quad \text{et} \quad K_B = \frac{P_{CB}}{f_{SB}}$$

Supposons que la charge du réseau A varie de ΔP_A . Après la perturbation, la puissance transitée par l'interconnexion varie de ΔP_i , et les équations d'équilibre deviennent:

$$\Delta P_{CA} = \Delta P_A + \Delta P_i = -K_A \Delta f \quad \text{II.33}$$

$$\Delta P_{CB} = -\Delta P_i = -K_B \Delta f \quad \text{II.34}$$

Nous déduisons déduit donc :

$$\Delta f = -\frac{\Delta P_A}{K_A + K_B} \quad \text{II.35}$$

$$\Delta P_i = -\frac{K_B \Delta P_A}{K_A + K_B} \quad \text{II.36}$$

Ces écarts par rapport aux valeurs initiales, gênants sur les plans contractuel et commercial, ne sont pas maîtrisables autrement que par le contrôle rapide de la différence entre la production prévue et la consommation de chaque réseau [4].

Il apparaît donc nécessaire de superposer au réglage primaire un autre réglage dont le rôle sera d'adapter la production à la consommation de façon à ramener la fréquence à sa valeur de consigne et à maintenir les échanges de puissance avec les réseaux étrangers en conformité avec les programmes convenus. Ce réglage est *le réglage secondaire*.

- **Principe du réglage secondaire**

Généralement, le réglage secondaire est centralisé et il agit sur plusieurs groupes. En outre, pour ne pas interférer avec le réglage primaire, il est plus lent que ce dernier [11]. En pratique, son temps d'action est supérieur à la minute, alors que celui du réglage primaire est de quelques secondes.

La solution généralement adoptée sur les réseaux interconnectés est le principe de réglage dit de fréquence-puissance LFC (sous-entendu puissance échangée), qui donne à

tous les réseaux un rôle identique vis-à-vis du réglage. Dans cette méthode, nous mesurons l'écart Δf de la fréquence par rapport à sa valeur de consigne, et, pour chaque réseau, l'écart ΔP_i entre la puissance totale P_i échangée effectivement par ce réseau avec tous ses voisins et la valeur programmée de cette puissance.

La loi de réglage fréquence-puissance s'écrit (Δe étant l'écart de réglage ACE) [11] :

$$\Delta e = \Delta f + \frac{\Delta P_i}{\lambda} = 0 \quad \text{II.37}$$

Tel que λ est l'énergie réglante secondaire, s'exprimant comme K dans la formule (II.33), en MW/Hz.

En pratique, nous utilisons la méthode de réglage dénommée phase énergie, qui consiste à asservir la puissance produite par chaque machine soumise au réglage secondaire à l'intégrale $\Delta \psi$ de l'écart de réglage Δe :

$$\Delta \psi = \int_0^t (\Delta f + \frac{\Delta P_i}{\lambda}) dt \quad \text{II.38}$$

L'asservissement entre la variation de puissance ΔP_r fournie par l'ensemble des machines en réglage secondaire par rapport à leur programme global et l'écart de phase $\Delta \psi$ est réalisé selon la loi suivante [11] :

$$\Delta P_r = -\alpha \Delta \psi \quad \text{II.39}$$

Avec α est la pente de réglage exprimée en MW/tr.

Il existe différentes stratégies de répartition de l'effort de réglage ΔP_r entre tous les groupes asservis

II.4.2.3. Réglage tertiaire

Pour adapter le plan de production à la situation réelle, il faut pouvoir disposer, en temps réel, d'une marge de manœuvre allant au-delà de celle utilisée par les réglages automatiques.

Cette marge est fournie par la réserve tertiaire, parfois appelée tournante ou rapide, qui est une puissance quasi instantanément mobilisable (et disponible pendant une durée garantie) [6].

Son rôle comporte plusieurs aspects [4]:

- Permettre au réglage primaire d'agir lors d'une augmentation de charge ;
- Fournir la bande de réglage, utilisée par le système de réglage secondaire fréquence-puissance, pour adapter automatiquement la production aux fluctuations naturelles de la charge ;
- Fournir une capacité de réserve pouvant se substituer aux groupes indisponibles à la suite d'incidents ;
- Permettre, en cas de perte d'ouvrage de transport, de modifier la localisation géographique de la production, afin d'éviter des problèmes de stabilité ou de surcharge de lignes.

La réserve de puissance est déterminée à partir d'une évaluation qualitative et empirique des risques encourus par suite d'indisponibilité d'ouvrage de production et de transport ou d'aléas de la demande.

La réserve rapide est répartie sur des groupes présentant une dynamique de mise en œuvre suffisante et doit pouvoir être appelée sans entraîner de surcharges d'ouvrages [11].

L'interconnexion des réseaux dépendant de centres de décision différents peut permettre de mutualiser en partie les réserves rapides, selon des modalités strictement définies [1].

Le réglage tertiaire est l'utilisation (et la gestion) de la réserve rapide. Il permet :

- d'un point de vue global, de rétablir les réserves de puissance nécessaires sur les différents groupes, au titre des réglages primaire et secondaire ;
- d'un point de vue local, de lever toute contrainte pouvant apparaître sur le réseau de transport.

II.5. Conclusion

Assurer l'équilibre entre la production et la charge est l'objectif du l'opérateur du système électrique en premier lieu. A cette fin, tous les types d'incidents et défauts, pouvant menacer et perturber le fonctionnement du SPTE, doivent être reconnus, pour pouvoir élaborer des plans de protection et construire des réglages adéquats à l'élimination de ces problèmes.

Pour cela, comme indiqué dans le premier chapitre, un centre de contrôle distant, disposant du système AGC, est nécessaire pour contrôler toutes les grandeurs qui doivent rester dans les limites de bon fonctionnement, ce qui est l'objet du chapitre suivant.

Chapitre III

Réglage automatique de la production

« AGC »

III.1. Introduction

Dans un SPTE interconnecté, faire diviser la charge du système parmi ses centrales de la production et maîtriser les différents réglages à tout moment, fait appel au contrôle automatique de la production. Afin de commander correctement les échanges de puissance programmés au niveau des nœuds d'interconnexion et maintenir une fréquence raisonnablement uniforme.

Dans ce chapitre, nous allons modéliser et simuler les réglages de l'AGC, après avoir cité son rôle, ses caractéristiques et ses fonctionnalités.

III.2. Description et rôles de l'AGC

L'AGC fournit un mécanisme pour ajuster la production de l'énergie électrique afin de réduire au minimum la variation de la fréquence et contrôler l'écoulement de puissance au niveau des lignes d'interconnexion. Il affecte des changements sur la production en envoyant des signaux à des sous-stations de contrôle des centrales de production.

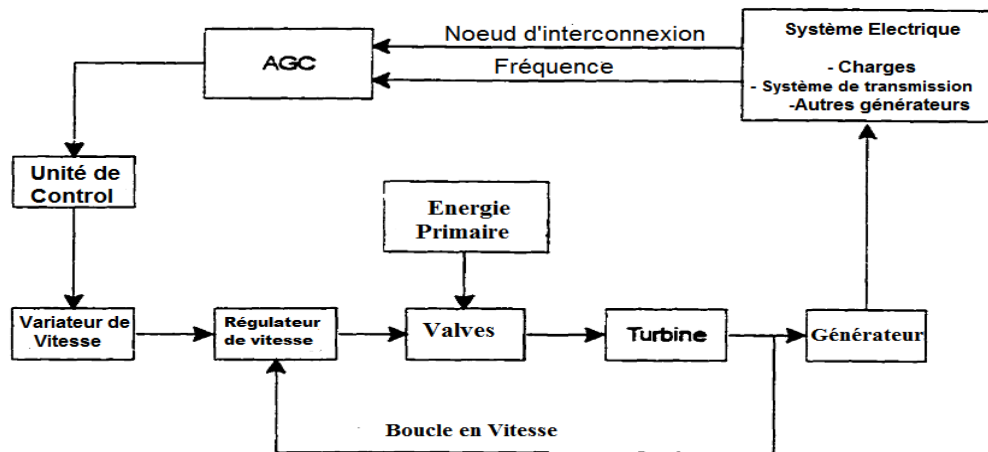


Figure III.1 : Structure de base du système de contrôle de production [12].

La performance de l'AGC dépend fortement de la façon dont ces centrales répondent à ces signaux. Les caractéristiques de réponse des unités de production dépendent de beaucoup de facteurs, tels que la turbine, le fluide, la stratégie de commande et le point de fonctionnement [6].

Le processus de l'AGC est effectué au centre de commande, éloigné de toute installation de production, alors que la production de l'énergie est commandée par des régulateurs de vitesse au site de production.

L'AGC exécute des opérations en temps réel continues pour:

- Maintenir la fréquence proche de nominale dans le régime permanent ;
- Contrôler l'écoulement de puissance au niveau des nœuds d'interconnexion avec les zones voisines, selon un programme économiquement optimal ;
- Veiller à ce que chaque zone de contrôle absorbe sa propre variation des charges sans nuire au fonctionnement de l'autre, c'est-à-dire maintenir les variations de puissances de transit avoisinant à zéro en régime permanent ;
- surveiller la réserve et enregistrer les données relatives.

Les caractéristiques principales de conception de l'AGC sont les suivantes :

- L'erreur de fréquence d'une zone équilibrée affectée par une demande qui devrait être nulle ;
- L'échange de puissance avec les zones dont le système est interconnecté, qui devrait être constants selon la production globale et le besoin ;
- L'écart de réglage de zone devrait être nulle ;
- La fréquence transitoire et l'erreur de puissance au niveau des nœuds d'interconnexion, qui devraient être minimales le plus possible.

La performance de l'AGC dans n'importe quel système électrique dépend aussi de la conception appropriée des boucles de réglage primaires et secondaires [4].

III.3. Contrôle de la fréquence d'un système électrique

La variation de fréquence se résulte directement par le déséquilibre entre la demande et la production. Cette variation affecte sur le fonctionnement normal du système électrique de point de vue sécurité, fiabilité et efficacité de ses équipements, en dégradant la performance de la charge, surchargeant les lignes de transport, et déclenchant les dispositifs de protection.

Puisque la fréquence du réseau électrique est proportionnelle à la vitesse de rotation des groupes turboalternateurs, le problème de régulation de la fréquence peut être

directement traduit en problème de régulation de vitesse de groupe turboalternateur. Ceci est réalisé en insérant d'abord un mécanisme de régulation de vitesse qui capte la vitesse de la turbine, et agit sur la valve d'admission pour changer l'énergie mécanique fournie par la turbine et rétablir la fréquence à la valeur nominale, comme décrit dans le chapitre précédent.

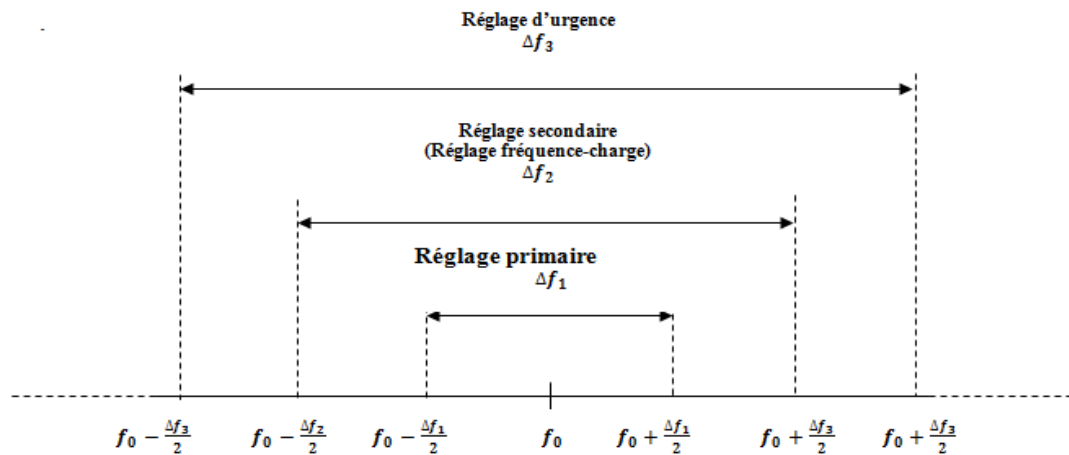


Figure III.2: variation de la fréquence et des différentes opérations de réglage.

Selon la gamme de variation de la fréquence, comme le montre la figure (III.2), en plus de la réponse du régulateur de vitesse, réglage primaire, le contrôle supplémentaire de l'AGC, dit secondaire, et le contrôle d'urgence sont exigés pour maintenir la fréquence du système électrique.

De la figure (III.2), f_0 est la fréquence nominale, et Δf_1 , Δf_2 et Δf_3 montrent la gamme de variation de la fréquence aux différentes conditions de fonctionnement.

Au fonctionnement normal, des petites variations de fréquence peuvent être diminuées seulement par le réglage primaire. Tandis que pour des variations plus grandes, selon la réserve de puissance disponible, c'est l'AGC qui est responsable de la fréquence.

Cependant, pour un déséquilibre production-charge important, lié à un changement brusque de la fréquence, le système AGC peut ne pas pouvoir régler la vitesse avec la boucle de réglage secondaire. Dans ce cas, le réglage d'urgence et les arrangements de protection, telle que l'élimination des harmoniques provenant de la charge, doivent intervenir pour diminuer le risque des défauts de la cascade, de l'événement de production supplémentaire et de l'événement de séparation.

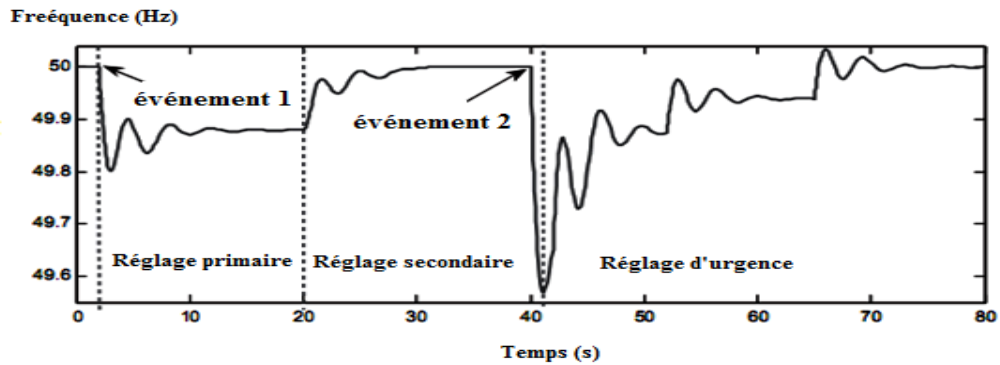


Figure III. 3: exemple de réponse de réglages primaire, secondaire et d'urgence [6].

Cette figure illustre un exemple de la réponse typique d'un système électrique à un défaut créé par une centrale, avec le réglage primaire, secondaire et d'urgence.

Après événement 1, les boucles du réglage primaire de toutes les unités de production répondent dans quelques secondes. Dès que l'équilibre sera rétabli, la fréquence du système se stabilise et prend une valeur fixe, mais qui diffère de la fréquence nominale, en raison de l'abatement des alternateurs [6], ce qui rend différentes les valeurs programmées au niveau de chaque nœud d'interconnexion.

Le réglage secondaire assurera la variation restante de la fréquence et de la puissance après quelques secondes, et peut rétablir la fréquence nominale et les échanges de puissance par attribution de la puissance programmée. Après l'événement 1, la fréquence ne tombe pas trop rapidement, tellement que c'est le moment pour le système AGC d'introduire la puissance programmée (ou de consigne) et de récupérer ainsi l'équilibre de charge-production. Il se peut qu'après l'événement 2, la fréquence est rapidement diminuera à une valeur critique, dans ce cas, si elle dépasse les limites permises, un réglage d'urgence peut reconstituer la fréquence et maintenir la stabilité du système. Autrement, en raison d'interconnexion, d'autres générateurs peuvent se déclencher, créant un échec de cascade, ce qui peut causer des pannes d'électricité comme le blackout.

III.3.1. Contrôle de la fréquence via la boucle du réglage primaire

Ce mode est rapide et également connu en tant que mode non contrôlé. Selon le type de la production, la puissance active fournie par le générateur synchrone dépend de

la puissance mécanique de turbine d'entraînement. Dans le cas d'une turbine hydraulique ou à vapeur, la puissance mécanique dépend de la position de la valve qui contrôle le débit du fluide (vapeur ou eau) entrant à la turbine. L'écoulement de ce fluide vers la turbine doit être sans interruption pour avoir une production d'une façon continue, si non la vitesse de la turbine change et par conséquent la fréquence. Pour un meilleur fonctionnement d'un système électrique, la fréquence doit être constante.

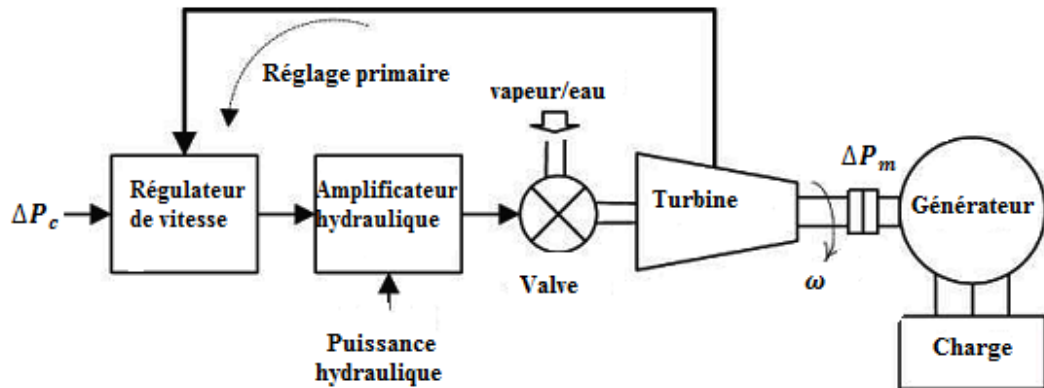


Figure III. 4: Régulation de la vitesse de la turbine avec la boucle du réglage primaire.

La figure III.4 montre le schéma d'une centrale électrique équipée de la boucle du réglage primaire de la fréquence. Le régulateur de vitesse capte une variation de la vitesse (fréquence) qui dépasse 4-5% de la valeur nominale par l'intermédiaire de la boucle primaire de réglage. En fait, c'est un réglage automatique local qui s'effectue, où diverses réserves de puissance sont en opposition de n'importe quelle variation de fréquence. Les forces mécaniques nécessaires pour agir sur la valve principale contre la pression élevée du fluide sont fournies par l'amplificateur hydraulique, et ainsi le régulateur de vitesse assure la vitesse et la puissance désirées à la sortie de la turbine.

Le régulateur de vitesse de chaque unité de production fournit la fonction de réglage primaire de vitesse, et toutes les unités de production contribuent au changement global de la l'énergie produite, indépendamment de l'endroit où se crée la variation de la charge, en utilisant leurs régulateurs de vitesse.

Cependant, comme mentionné, l'action de la fonction de réglage primaire n'est pas habituellement suffisante pour rétablir la fréquence du système, car elle assure l'équilibre mais, dans la plus part des cas, à une fréquence différente de nominale,

particulièrement dans un système électrique interconnecté, et la boucle de réglage secondaire est obligatoire pour ajuster la valeur consigne de la charge par le variateur de vitesse.

III.3.2. Contrôle de la fréquence via la boucle du réglage secondaire

En plus du réglage primaire de la fréquence, un grand générateur synchrone peut être équipé d'une boucle de réglage secondaire (fig.III.5), qui constitue le mode lent d'AGC. Un contrôleur de types PI approprié est conçu pour régler les écarts de réglage ACE à zéro pour une zone donnée, en réalisant un feedback dont le but est de rendre la fréquence égale à la nominale.

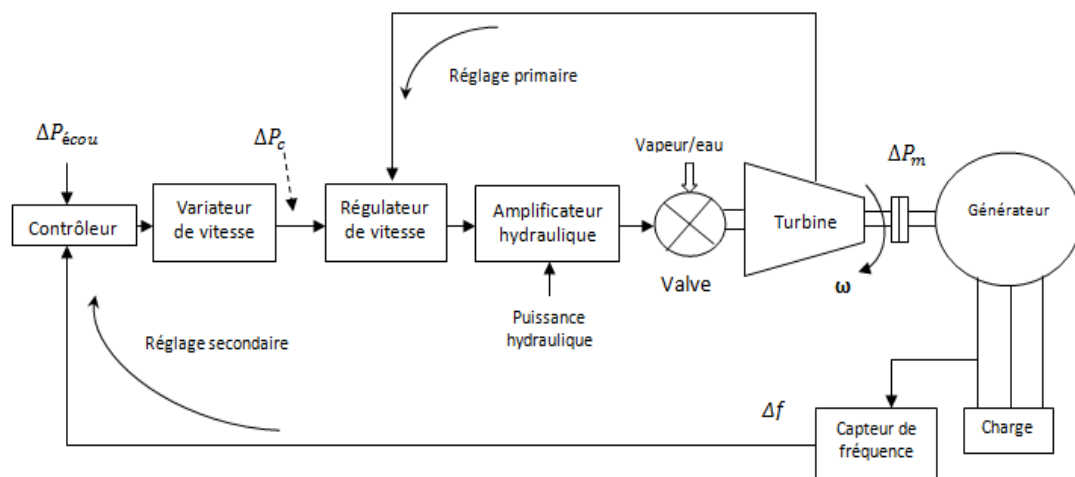


Figure III.5: mécanisme de réglage de fréquence.

La boucle secondaire donne la rétroaction (le feedback) par l'intermédiaire de la variation de fréquence et l'ajoute à la boucle de réglage primaire par un régulateur dynamique. Le signal résultant ΔP_c est utilisé comme moyen pour régler la fréquence du système. Réellement, dans les systèmes électriques, le régulateur dynamique est habituellement un régulateur de type PI. Après une perturbation au niveau de la charge, le feedback fournit un signal approprié pour que la turbine, produisant ΔP_m , réponde à la charge et rétablisse la fréquence.

Le réglage secondaire de la fréquence, qui est connu comme réglage fréquence-charge, est une fonction importante des systèmes AGC pendant qu'ils fonctionnent continuellement pour ajuster la fréquence du système et la production d'électricité. La

performance de l'AGC dépend fortement de la façon dont les unités participant à la production répondent à ses signaux d'action. Le conseil du nord-américain pour la fiabilité de l'électricité (NERC) sépare les phénomènes (actions sur) des générateurs en deux groupes. Le premier groupe est associé aux grandes variations de fréquence où les générateurs répondent à l'action de régulateur de vitesse puis aux signaux de l'AGC. Le deuxième groupe est associé à un processus de régulation continu en répondant seulement aux signaux de l'AGC.

Pendant une augmentation soudaine de la charge d'une zone, la fréquence baisse. A l'état transitoire, il y a un écoulement de puissance vers les zones voisines avec lesquelles cette zone est interconnectée. Habituellement, certaines unités de production dans chaque zone sont sous contrôle pour réguler la variation de la charge. A l'équilibre, la production va bien avec la charge, l'écoulement de puissance est motivé et la variation de la fréquence tend à s'annuler.

Plusieurs critères et normes de contrôle de fréquence sont utilisables pour trouver les conditions de fonctionnement qui servent à vérifier l'équilibre production-charge.

III.3.3. Réglage d'urgence

Le réglage d'urgence appelé aussi *délestage* « *LS* », sera établi en cas d'urgence pour réduire au minimum le risque de séparation non contrôlée, perte de production, ou arrêt total du système. La diminution de la charge ou le délestage est un acte du réglage d'urgence pour assurer la stabilité du système en raccourcissant une partie de la charge. Nous faisons appel à cette action seulement si la fréquence (ou la tension) tombe au-dessous d'un seuil spécifique.

Le principe de ce type de réglage est de raccourcir une partie de la charge dans le système électrique jusqu'à ce que la production puisse satisfaire le reste de la charge.

Le nombre d'élimination des parties de la charge, le taux de la charge éliminée à chaque fois, le temps entre deux éliminations, et l'endroit où se situe la charge éliminée sont objectifs importants qui devraient être déterminés dans l'algorithme de délestage.

Le type de délestage préféré pour la régulation de la fréquence est l'UFLS (under-frequency load shedding). Beaucoup de plans UFLS communs, qui sont

responsables de délestage, prédéterminent la quantité de la charge à éliminer instantanément si la fréquence diminue au-dessous d'une certaine limite. Il existe des différents plans de l'UFLS discutés dans la littérature et appliquée par des opérateurs des systèmes électriques au tour de monde. Une classification divise ces plans en *délestage statique* et *dynamique*.

III.4. Caractéristiques de l'AGC

Le modèle de l'AGC possède des caractéristiques que nous allons décrire ci-dessous.

III.4.1. Le statisme

Le rapport de la variation de la fréquence Δf sur la variation de la puissance à la sortie du générateur ΔP_g est appelé le statisme et est exprimé comme [6]:

$$s = \frac{\Delta f}{\Delta P_g} \left(\text{Hz}/\text{pu.MW} \right) \quad \text{III.1}$$

Par exemple, un statisme de 5% signifie qu'une variation de fréquence, par rapport à la nominale, de 5% (de 50 à 47.5 Hz) cause une variation de 100% de puissance à la sortie de générateur. Dans la figure III.7, la caractéristique du statisme pour une unité de production est montée dans la boucle de réglage primaire de la fréquence.

Les unités de production reliées à différentes caractéristiques de statisme peuvent conjointement détecter la variation de la charge pour reconstituer la fréquence nominale du système. Ce que nous pouvons voir sur la figure III.6, qui représente deux unités avec deux différentes caractéristiques de statisme nominale, et avec des puissances de sortie différentes. Une variation au niveau de la charge cause la diminution de la vitesse de fonctionnement de ces unités, et les gouverneurs augmentent les sorties jusqu'à ce qu'ils atteignent une nouvelle fréquence commune de fonctionnement. Comme il est exprimé par l'équation (III.2), la puissance produite par chaque générateur, pour compenser les variations de la charge, dépend de la caractéristique de statisme de chaque unité.

$$\Delta P_{gi} = \frac{\Delta f}{s_i} \quad \text{III.2}$$

$$\frac{\Delta P_{g1}}{\Delta P_{g2}} = \frac{s_2}{s_1} \quad \text{III.3}$$

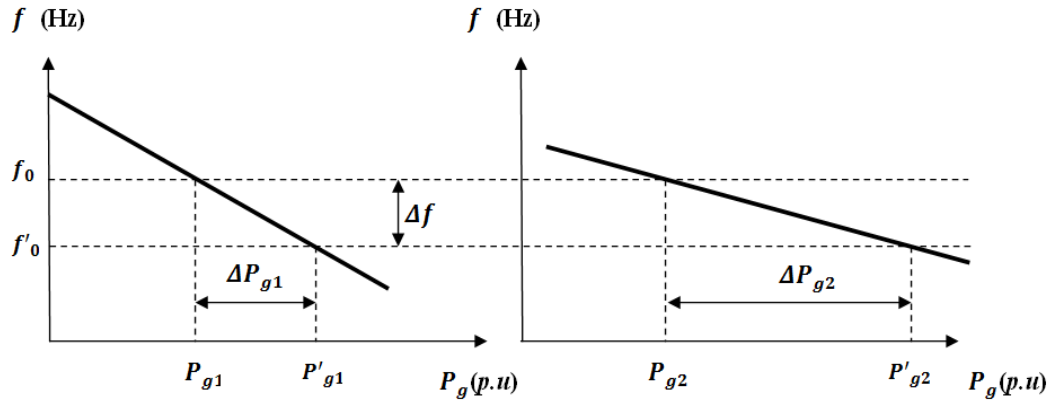


Figure III.6: satisfaction de la charge par des générateurs avec des différents coefficients d'abattement [4].

III.4.2. Réserve tertiaire

La réserve tertiaire est une réserve qui peut être employée dans un délai de 15 minutes et est fournie principalement par des stations de stockage, stations de la réserve pompée, turbines à gaz, et des centrales thermiques fonctionnant à moins de plein charge [6]. Alors que le NERC définit la réserve tertiaire comme une production à vide qui est synchronisée et prête à servir et répondre à une demande additionnelle [12].

D'autre terme, La réserve tertiaire peut être simplement définie comme la différence entre la capacité de répondre à la charge et la production existante. Elle se réfère de donner la capacité en puissance pour assurer la puissance nécessaire des deux réglages, primaire et secondaire. La puissance de réglage est la puissance exigée d'apporter la fréquence du système de nouveau à sa valeur nominale. Les réserves dépendant de la fréquence sont automatiquement activées par l'AGC, quand la fréquence est à un niveau bas en comparant avec la valeur nominale.

Toujours, l'opérateur du système doit s'assurer qu'il y a assez de capacité réservée pour de futures occurrences potentielles (incident). La taille de la réserve de l'AGC qui est exigée dépend de la taille de la variation de charge, les échanges programmés et les unités de production. Dans un environnement dérégulé, le niveau de

la réserve peut être influencé par l'opération du système. Si trop d'énergie est commercialisée, l'opérateur du système fait appel aux plus de réserves pour s'assurer que la demande prévue puisse être satisfaite. Des réserves supplémentaires doivent être activées et prêtes pour affronter d'autres incidents qui peuvent être plus graves.

III.4.3. Facteur de participation

Le facteur de participation indique la quantité de participation d'une unité de production dans le système d'AGC. Après une perturbation au niveau de la charge dans la zone de contrôle, le signal approprié généré par le réglage secondaire est distribué entre les unités de production proportionnellement à leur participation, pour produire l'énergie électrique suivant la demande. Dans une zone de contrôle donnée, la somme des facteurs de participation égale à 1.

$$\sum_{k=1}^n \alpha_{ki} = 1, \quad 0 \leq \alpha_{ki} \leq 1 \quad \text{III.4}$$

Dans des conditions de concurrence, Les facteurs de participation de l'AGC sont effectivement des variables dépendant du temps, et doivent être calculés dynamiquement par une organisation indépendante en basant sur le prix de vente, la disponibilité, le problème de la congestion, le coût, et d'autres problèmes relatifs.

III.4.4. Contrainte de taux de production

Bien que toutes les dynamiques, pour réaliser une perception précise concernant l'AGC, peuvent être difficiles et inutiles, vu l'importance de la condition principale inhérente, et les contraintes de base imposées par la dynamique de système physique pour poser et évaluer la performance de l'AGC. Une contrainte physique importante est le taux de changement de la production d'électricité dû à la limitation des mouvements thermiques et mécaniques, qui est connu en tant que contrainte de taux de production (GRC).

Les composantes rapidement variables des signaux du système sont presque inobservables à cause des filtres insérés et qui participe dans le processus, et un système approprié de l'AGC doit être capable de maintenir suffisante la gamme et le taux de contrôle. Ainsi, le taux de variation de la puissance, à la sortie des unités de production,

utilisé par l'AGC doit en total être suffisant pour arriver à cet objectif. Il est défini comme le pourcentage de la sortie évaluée du contrôleur par unité du temps.

Les taux de production des centrales, qui dépendent de leurs types et technologies, sont différents. Les rampes typiques de ce taux se classant selon le genre des centrales (comme le pourcentage de la capacité) à moteurs diésels, à turbines à gaz industrielles, à turbines à gaz à cycle combiné, à turbines à vapeur, et les centrales nucléaires sont *40%/min*, *20%/min*, *5 à 10%/min*, *1 à 5%/min* et *1 à 5%/min* respectivement. Pour des centrales utilisant le charbon et lignite comme combustibles le taux de contrainte de production est *2 à 4%/min* et *1 à 2%/min* respectivement.

III.4.5. La bande morte du régulateur de vitesse

Si le signal d'entrée d'un régulateur de vitesse varie, il se peut de ne pas réagir immédiatement jusqu'à ce que ce signal atteigne une valeur spécifiée, ce phénomène est connu comme *bande morte* du régulateur de vitesse. Tous les gouverneurs ont une bande morte dans la réponse, ce qui est important pour des systèmes AGC. Cette bande morte est définie comme toute variation de vitesse d'amplitude supportable et acceptable, qui ne résulte pas un changement de position de la valve.

La valeur maximale de la bande morte du gouverneur pour des grandes turbines à vapeur est de 0.06% (0.03Hz). Pour une bande morte large, la performance de l'AGC peut être sensiblement dégradée. Une influence de la bande morte sur le fonctionnement de l'AGC est d'augmenter la régulation apparente de la fréquence pour la stabilité statique.

III.4.6. Le temps de retard

Dans de nouveaux systèmes électriques, les retards de communication deviennent un défi plus significatif dans les systèmes d'exploitation et de contrôle. Bien que, sous une structure traditionnelle de l'AGC, les problèmes surgis de la communication peuvent être ignorés, vu l'importance de l'infrastructure ouverte de la communication pour soutenir les services auxiliaires dans un environnement structuré. Ce retard peut dégrader sérieusement la performance de l'AGC et ça y est pire, quand il augmente.

Le temps de retard existe principalement sur les voies de transmission entre les centres de contrôle et les sous-stations opérant sur la fréquence et l'écoulement de puissance mesurés, et aussi le retard du signal qui ordonne de diminuer/augmenter, envoyé de centre de contrôle vers une centrale de production individuelle. En outre, toutes autres données probables de communication comme le traitement et le filtrage des signaux qui peuvent introduire des retards doivent être prises en compte.

III.5. Modèle production-Charge

Aux fins de la synthèse et l'analyse de l'AGC en présence des perturbations au niveau de la charge, un simple modèle linéaire d'ordre réduit est généralement utilisé. Le rapport dynamique production-charge, entre la disparité croissante de la puissance ($\Delta P_m - \Delta P_L$) et la variation de la fréquence Δf , peut être exprimé comme suit :

$$\Delta P_m(t) - \Delta P_L(t) = 2H \frac{d\Delta f(t)}{dt} + D\Delta f(t) \quad \text{III.5}$$

Où ΔP_m est la variation de la transmission mécanique, ΔP_L est la variation de la charge, H est la constante d'inertie et D est le coefficient d'abattement de la charge. En utilisant la transformation de Laplace, l'équation précédente peut être écrite sous la forme :

$$\Delta P_m(s) - \Delta P_L(s) = 2Hs\Delta f(s) + D\Delta f(s) \quad \text{III.6}$$

- **Application à un système multizone**

Dans un système électrique multizone, la mesure de la fréquence dans chaque zone de contrôle indique la disparité de puissance dans tout le système interconnecté et dans une seule zone de contrôle. Donc l'échange de puissance doit être correctement considéré dans le modèle de LFC. Il est facile de montrer cela dans un système électrique interconnecté avec N zones de contrôle.

L'écoulement de puissance au niveau des nœuds d'interconnexion entre la zone i et d'autres zones peut être représenté par

$$\Delta P_{écoul,i} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N \Delta P_{écoul,ij} = \frac{2\pi}{s} \left[\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N T_{ij} \Delta f_i - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N T_{ij} \Delta f_j \right] \quad \text{III.7}$$

Où $\Delta P_{écoul,i}$ est l'écoulement de puissance de la zone i , et T_{ij} est le couple de synchronisation entre les zones i et j . L'écoulement de puissance d'une zone est équivalent à une variation de charge dans cette zone. C'est pour quoi $\Delta P_{écoul,i}$ est ajoutée à la variation de la puissance mécanique $\Delta P_{méc}$ et à la variation de la charge de la zone ΔP_L avec les signes appropriés.

En plus de la régulation de la fréquence de la zone, la boucle de LFC doit contrôler et régler la puissance inter-changée nette avec des zones voisines aux valeurs programmées. Ceci est généralement réalisé en insérant une combinaison linéaire de l'écoulement de puissance et la variation de la fréquence, connue comme ACE (area control error) et il est décrit dans le chapitre précédent par Δe (équation II.37), par l'intermédiaire de feedback au contrôleur dynamique. L'ACE peut être calculé comme suit :

$$ACE_i = \Delta P_{écoul,i} + \beta_i \Delta f_i \quad \text{III.8}$$

Où β_i est le facteur de polarisation, et sa valeur appropriée peut être calculée :

$$\beta_i = \frac{1}{s_i} + D_i \quad \text{III.9}$$

L'équation (III.8) est mise en application dans la boucle de réglage secondaire de la fréquence. Les effets des variations de la charge locale de la zone et celles des d'autres voisines sont également considérés comme deux signaux d'entrée:

$$\omega_1 = \Delta P_{Li}, \quad \omega_2 = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N T_{ij} \Delta f_i \quad \text{III.10}$$

Chaque zone de contrôle surveille sa propre puissance inter-changée et la fréquence dans un centre de contrôle de zone, et le signal combiné ACE est affecté au contrôleur dynamique. En conclusion, le signal en résultant de l'action de contrôle est appliqué aux unités turbine-gouverneur (régulateur de vitesse), en accordant leurs facteurs de participation. Dans la figure III.7, $M_{ki}(s)$ et α_{ki} sont les modèles de turbine-gouverneur et de facteur de participation de l'AGC à l'unité de production k , respectivement.

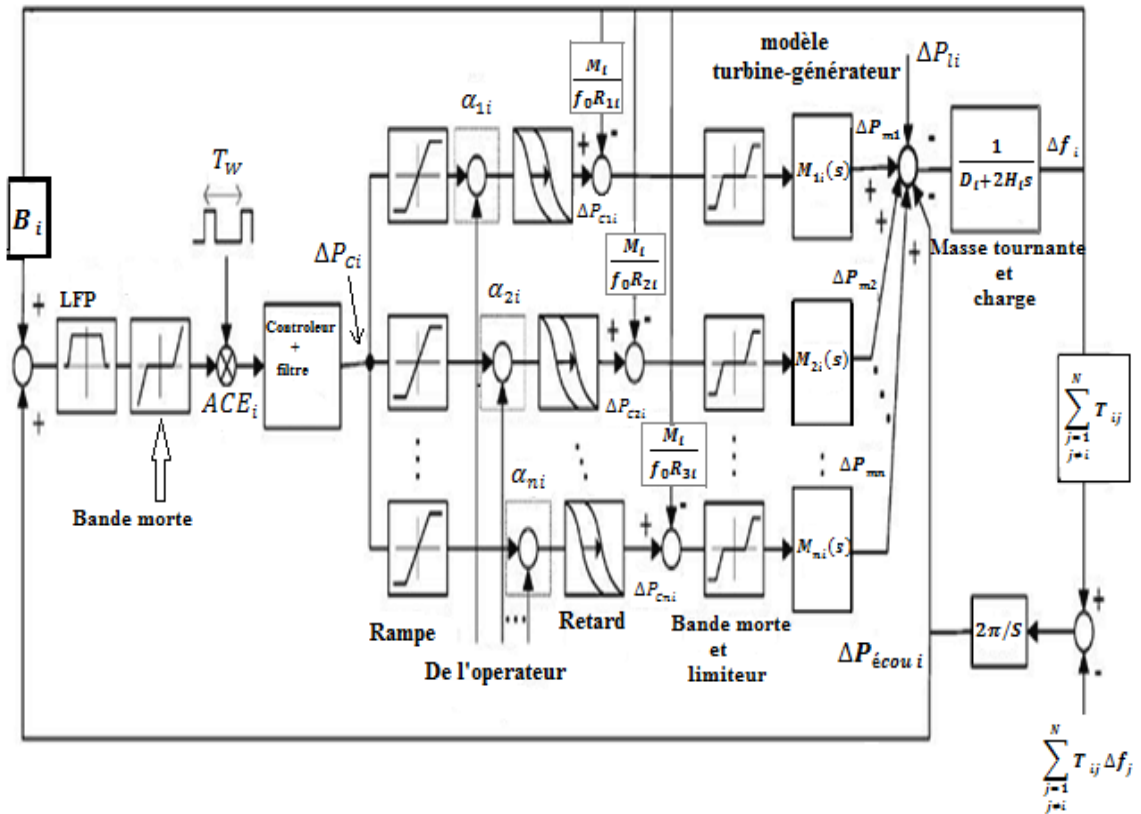


Figure III.7: modèle de réponse en fréquence pour l'analyse dynamique des performances [6].

III.6. Simulation des réglages de l'AGC

Des modèles de réponses dynamiques sont présentés par des simulations avec leurs blocs en simulink, afin de comprendre le fonctionnement de l'AGC et le comportement dynamique des grandeurs physiques dans un système électrique.

III.6.1. Réglage primaire d'une zone isolée

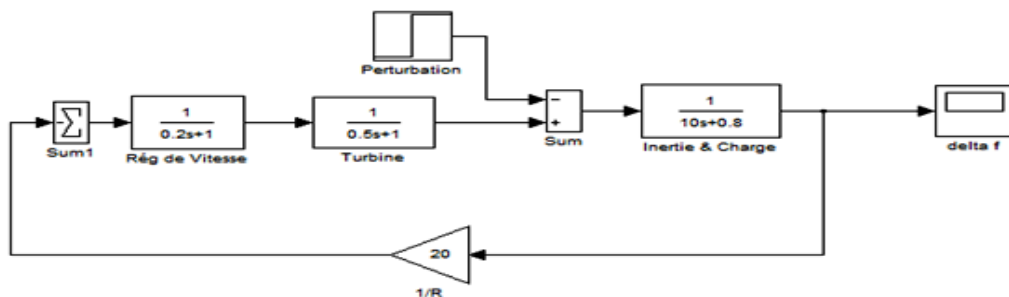


Figure III. 8: bloc de simulation pour le réglage primaire d'une zone isolée.

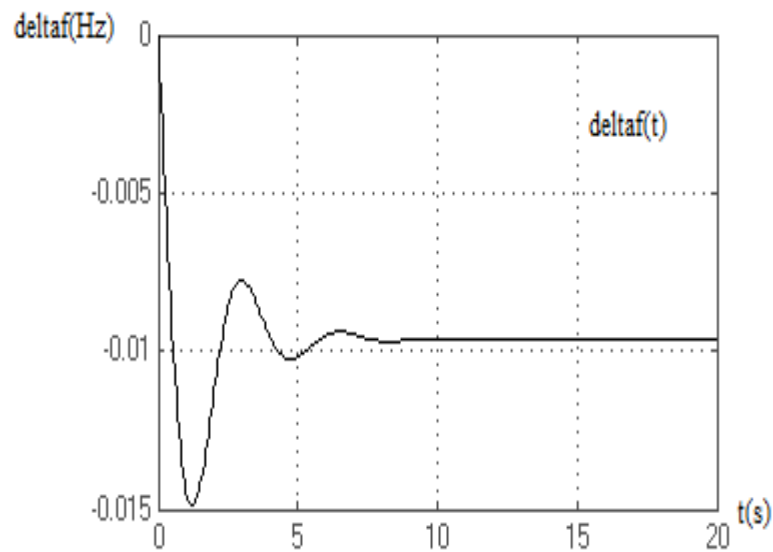


Figure III.9: réponse en fréquence du réglage primaire d'une zone isolée.

Interprétation :

Nous remarquons que la variation de la fréquence par rapport à 50Hz n'est pas nulle dans le régime permanent, ça veut dire que la fréquence s'est établit à une valeur différente du nominale. Ce qui explique que la puissance produite ne satisfait pas la demande. D'où le réglage primaire ne suffit pas cela.

III.6.2. Réglage secondaire d'une zone isolée

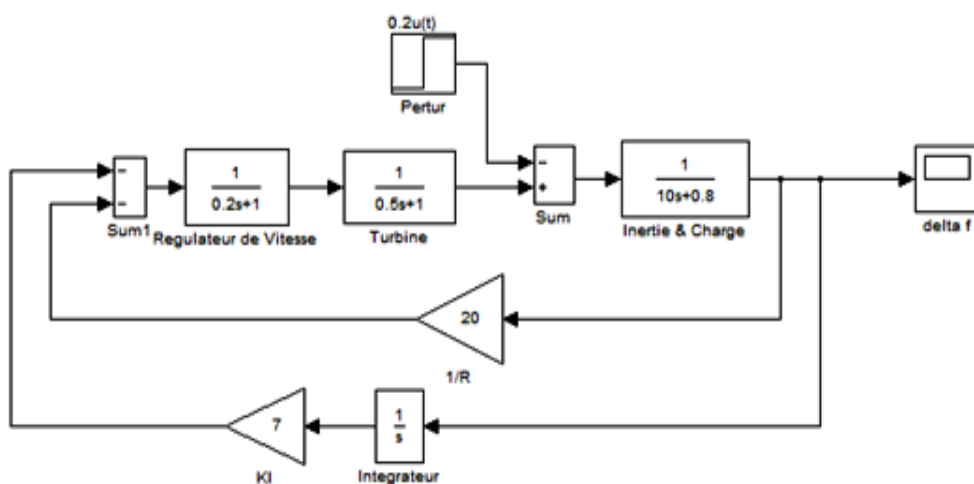


Figure III.10: bloc de simulation pour le réglage secondaire d'une zone isolée.

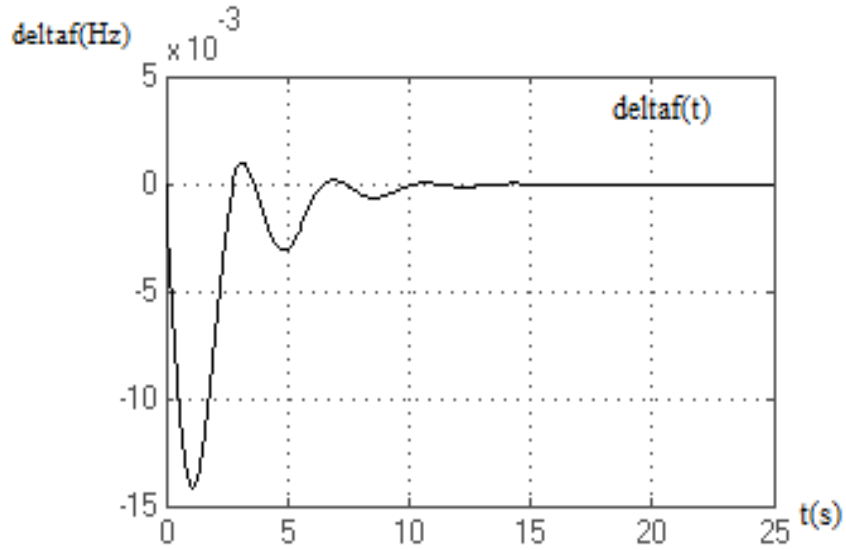


Figure III. 11: réponse en fréquence du réglage secondaire d'une zone isolée.

Interprétation :

Nous remarquons que la variation de la fréquence par rapport à 50Hz est bien nulle dans le régime établi, ceci est réaliser après l'intervention de la fonction intégrale du réglage secondaire de l'AGC.

III.6.3. Réglage primaire et secondaire de deux zones interconnectées

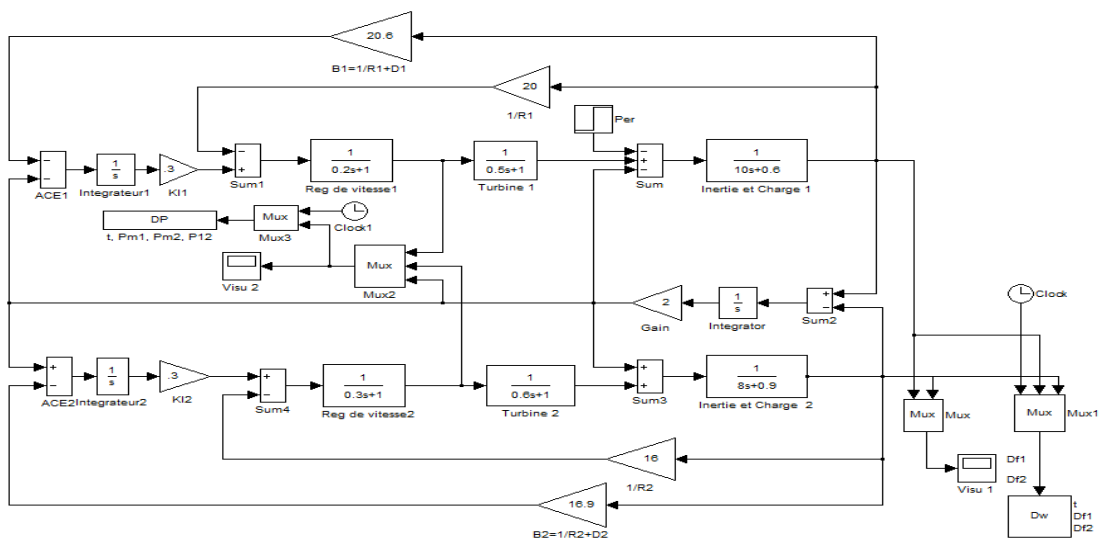


Figure III. 12: bloc de simulation pour le réglage primaire et secondaire de deux zones interconnectées.

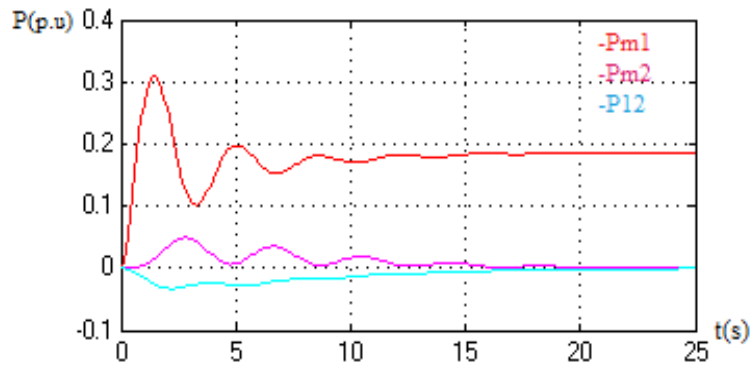


Figure III. 13: visualisation de la puissance de chaque zone, et la puissance inter changée.

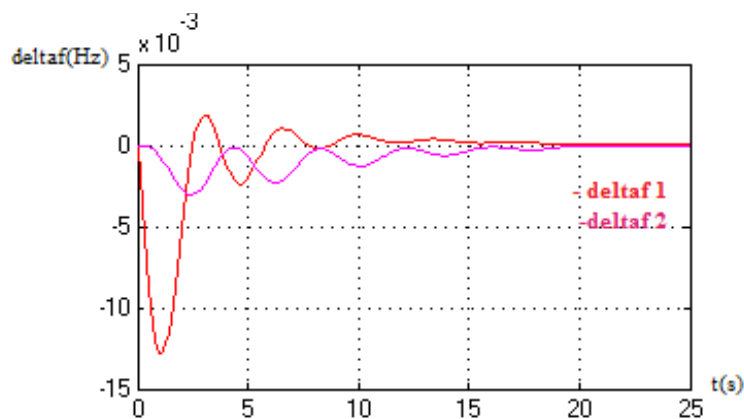


Figure III. 14: réponse en fréquence pour chaque zone.

Interprétation :

De la figure III.13 et III.14, nous remarquons que les régimes transitoires durent environ 20s, et que les variations de la fréquence, de la puissance inter changée et celle du deuxième système électrique sont nulle, mais la puissance du premier système est de 0.18 p. u en régime établi. Tout ça s'explique par :

- ✓ L'AGC maintient la fréquence auprès de la nominale (réglage secondaire) ;
- ✓ La puissance inter changée est programmée à 0 p.u ;
- ✓ Le premier système est celui qui a subi une demande de puissance ;

III.7. Centre de contrôle SCADA/AGC

Le processus de l'AGC est effectué au centre de commande, éloigné de toute installation de production, alors que la production de l'énergie est commandée par des régulateurs de vitesse au site de production.

L'AGC, le contrôle de sécurité, le SCADA et la gestion de charge sont les unités principales dans la nappe d'application d'un système de gestion d'énergie moderne (EMS). L'AGC communique avec SCADA, l'unité de gestion d'énergie, et le centre de contrôle de la sécurité dans l'EMS.

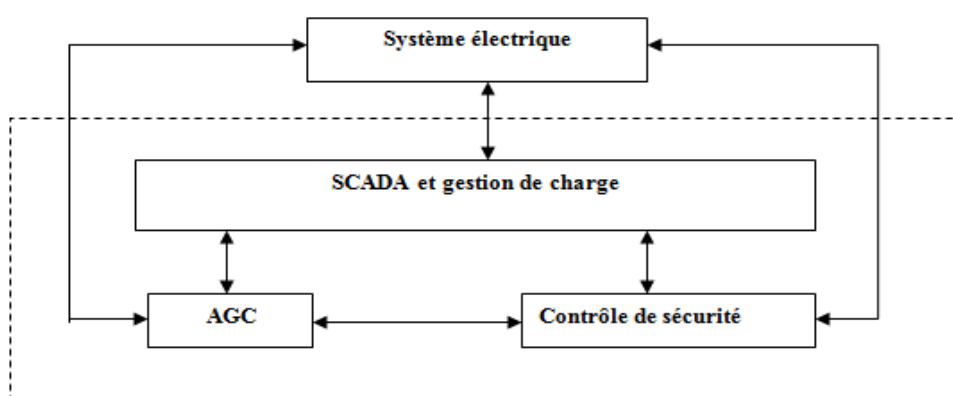


Figure III. 17: Système moderne de la gestion de l'énergie (EMS) [6].

Dans la structure des vrais systèmes électriques, l'AGC fonctionne étroitement avec les systèmes de SCADA. Dans ce cas, une station unique de SCADA/AGC emploie effectivement les composants électroniques intelligents (IED), pour faire la télésurveillance et les actions de contrôle. L'IED, comme la surveillance et l'interface de contrôle des équipements du système électrique, peut être installé (emplacement/sous-station) aux centres de contrôle à distance et être intégré en utilisant les réseaux de transmission appropriés. Ceci rend le système de contrôle à distance similaire au centre principal de SCADA/AGC [6].

Un centre de contrôle à distance peut se composer de [6]:

- ✓ RTU : unité terminale à distance ;
- ✓ IED : composants électroniques intelligents;
- ✓ un serveur de base de données HMI ;
- ✓ et un générateur de synchronisation de temps (synchronisateur).

Les RTU et l'IED communiquent les fonctions de contrôle d'accès à distance, de mesure/concentration de données, et de surveillance de statut à la station de SCADA. Le générateur de synchronisation de temps est typiquement une horloge satellite de GPS qui fournit un signal horaire à l'IED.

L'accès à l'IED et la communication locale peuvent se faire au-dessus d'un réseau local (LAN). Considérons que le centre de contrôle à distance est relié au centre SCADA/AGC, à l'EMS et aux autres systèmes de technologie par le réseau d'un grand système électrique (WAN). La figure III.18 montre le centre de SCADA/AGC. En plus de l'utilisation du WAN (en coopération avec l'EMS), il peut être relié directement au centre de contrôle à distance et aux centrales de production.

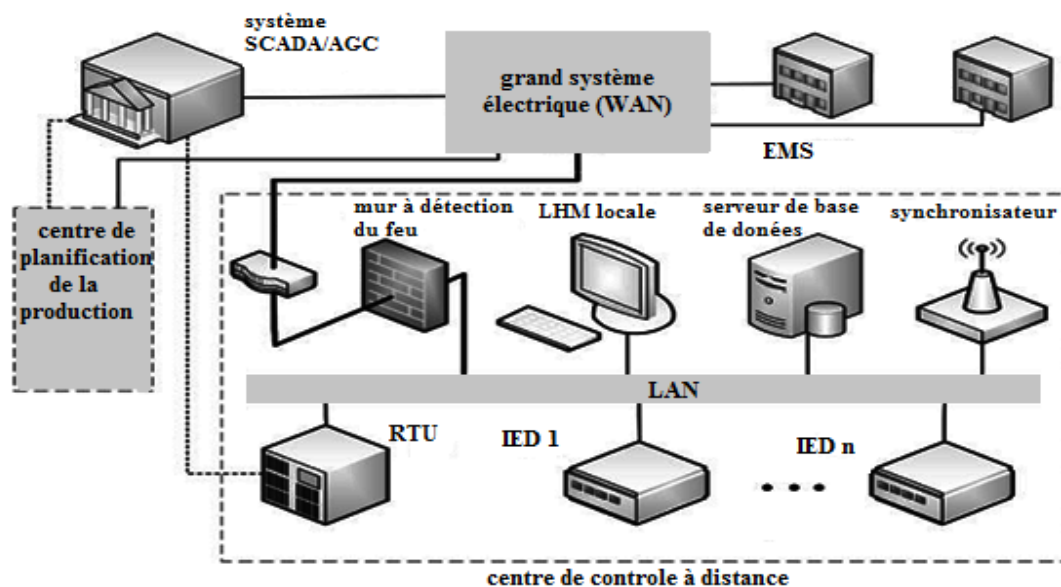


Figure III. 18: schéma simple d'un système SCADA/AGC de contrôle à distance des centrales de production [6].

III.8. Conclusion

L'AGC exécute une opération en temps réel continue (état de marche), pour ajuster la production d'un système électrique, en dépistant les variations de la charge, contrôler la fréquence, réaliser un dispatching économique, établir un programme d'écoulement de puissance, surveiller la réserve et enregistrer les données relatives.

Chapitre IV

Application à l'AGC du SPTE national

IV.1. Introduction

L'Algérie dispose d'un grand SPTE son vaste territoire et son interconnexion avec d'autre pays du Maghreb (le Maroc et la Tunisie). Comme tous les operateurs des systèmes électriques, celui de l'Algérie utilise aussi l'AGC pour contrôler la production en énergie, et les échanges en puissance avec les zones de contrôle voisines.

IV.2. L'AGC du SPTE national

L'AGC du SPTE national ne commande pas toutes les centrales de production, mais seulement celles qui participent à la production globale avec des quantités importantes. Les autres centrales de production ne sont pas connectées à l'AGC à cause, soit de leur commande interne qui est ancienne, ou la non réalisation technique des systèmes de transmission.

Le SPTE national est interconnecté avec celui du Maroc et la Tunisie par quatre lignes d'interconnexion chacun.



Figure IV.1: Interconnexion des SPTE de l'Algérie, du Maroc et de la Tunisie.

IV.2.1. Fonctionnalités

Dans le but de maintenir la stabilité en fréquence et la puissance échangée, l'AGC prend en compte, vue de sa technologie, les facteurs suivants [13] :

- ✓ Les caractéristiques des régulations primaires ;
- ✓ Les taux de réponse des unités ;
- ✓ La réserve tournante disponible.

En fait, il assure :

- ✓ Toutes les lignes d'interconnexion du système sont définies ;
- ✓ Des mesures de puissance actives doivent être disponibles sur chacune des lignes d'interconnexion ;

- ✓ Seulement l'échange net peut être contrôlé, pas les flux individuels sur les lignes d'interconnexion
- ✓ La planification des échanges précise l'échange net par zones de contrôle ;
- ✓ La planification de la fréquence, qui doit être coordonnée avec les compagnies voisines.

IV.2.2. Signaux requis par l'AGC

- ✓ Une mesure de puissance active ;
- ✓ Une signalisation de fonctionnement (en ou hors) ;
- ✓ Une signalisation de statut de commande (commande à distance permise ou bloquée) ;
- ✓ Une mesure de la consigne locale ;
- ✓ Une mesure de la demi-bande de réglage ;
- ✓ Une mesure de la limite max de puissance active
- ✓ Une mesure de la limite min de puissance active.

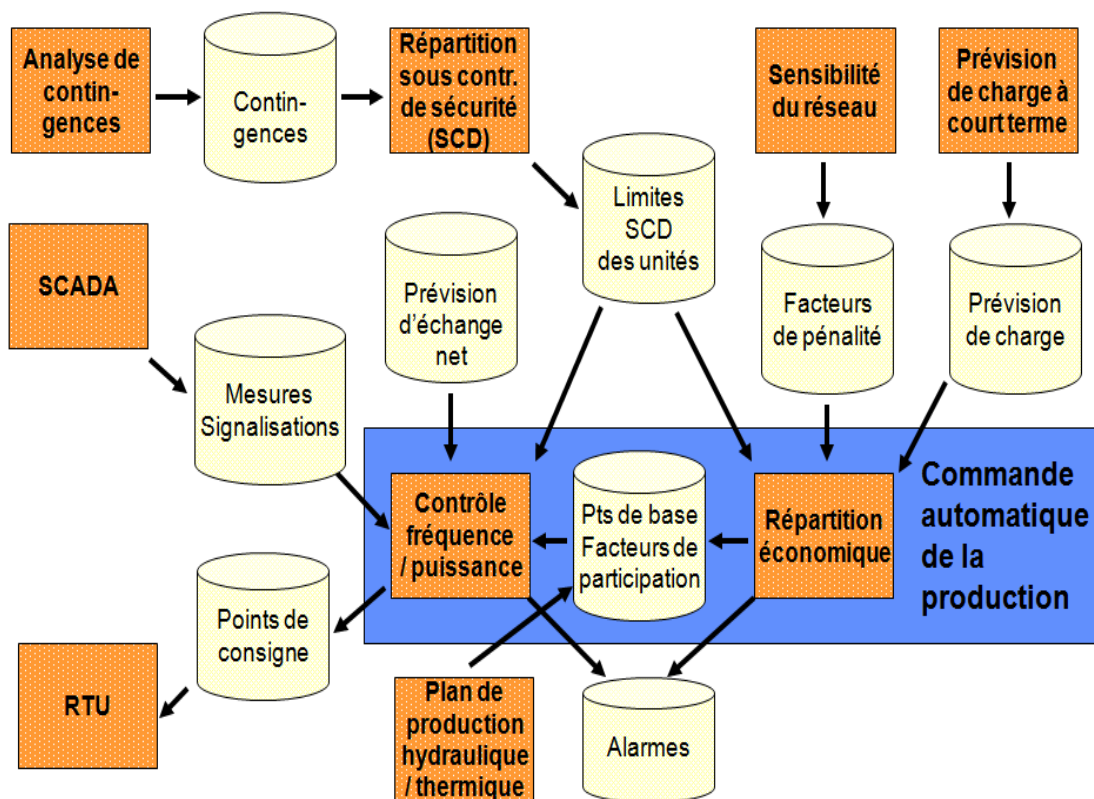


Figure IV.2: Vue fonctionnelle générale & Interfaces [14].

IV.2.3. Types de commande de l'AGC et conditions de blocage

Les types de commande utilisés sont [13]:

- Commande par impulsions :
 - ✓ Une impulsion correspondant à un changement de puissance active est envoyée ;
 - ✓ Une direction pour l'impulsion est aussi envoyée (augmentation ou diminution de la puissance) ;
 - ✓ Le régulateur local de l'unité traite le changement de puissance active ;
 - ✓ L'AGC surveille la réponse de l'unité.
- Commande par point de consigne :
 - ✓ Une valeur absolue de puissance active est envoyée ;
 - ✓ Le régulateur local de l'unité traite le changement de puissance active ;
 - ✓ L'AGC surveille la réponse de l'unité.

Les conditions de blocage de l'AGC sont [13]:

- ✓ Si l'écart de réglage (ACE) est trop grand ;
- ✓ Si l'erreur de fréquence est trop grande ;
- ✓ En cas de panne de télémetrie (fréquence ou échange) ;
- ✓ En cas d'ilotage d'une partie du réseau (selon option).

Par contre, dans les conditions suivantes, il n'y aura pas de blocage :

- ✓ Si l'erreur d'échange est importante ;
- ✓ Si une mesure de production est en panne.

IV.3. Identification de l'AGC du SPTE national.

Les données que nous avons utilisé sont un échantillon des mesures dont le service de l'opérateur du système a enregistré. Nous avons pris les mesures pendant une journée (7 mai 2012), avec un pas de 10s entre chaque mesure, qui contiennent :

- La production totale pendant cette journée où nous avons indiqué les centrales participantes avec le taux de production et celles qui sont à l'arrêt ;
- La puissance de consigne de chaque centrale ;
- La variation de la fréquence pendant cette journée ;

- La puissance inter changée avec les zones voisines dont on est interconnecté ;
- Les puissances de consigne programmées pour chaque nœud d'interconnexion.

IV.3.1. Construction des signaux utilisés

Nous allons utiliser un modèle simplifié de deux zones de contrôle interconnectées, qui est illustré par la figure 4.3, telle que partie de haut représente la zone de contrôle de l'Algérie et celle de bas représente l'ensemble des zones voisines interconnectées.

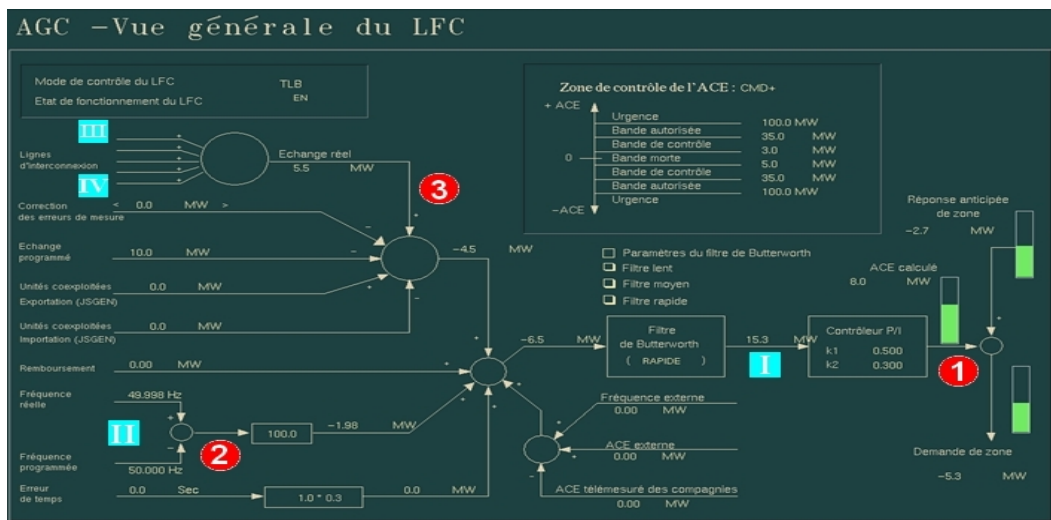


Figure IV.3: vue générale de réglage fréquence-charge par l'AGC[14].

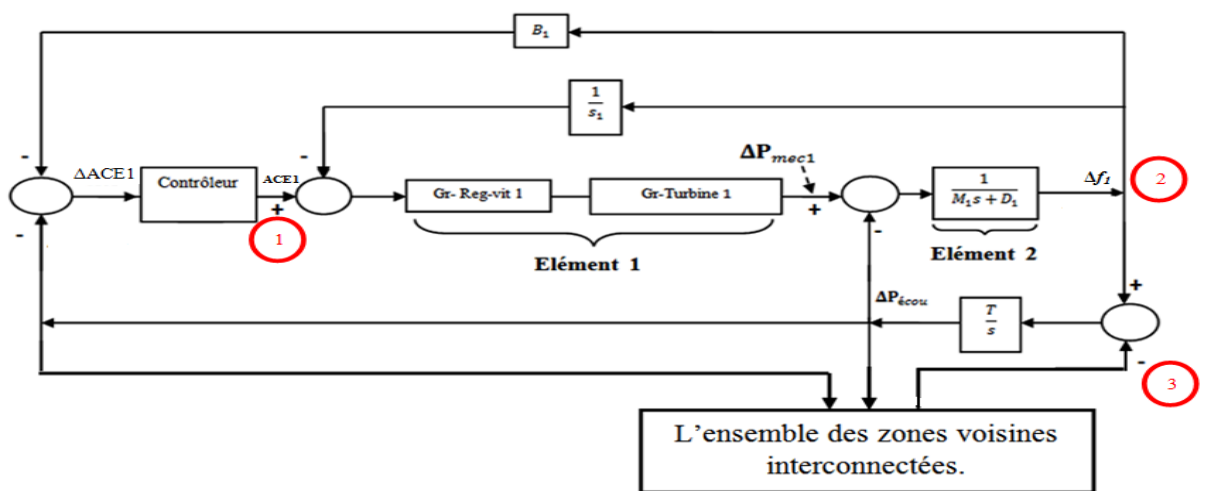


Figure IV.4 : diagramme fonctionnel de deux zones de contrôles interconnectées.

D'après la figure IV.3, les signaux I, II, III et IV représentent les informations suivantes:

- ✓ Le signal I : est la variation d'ACE mesuré ;
- ✓ Le signal II : est la fréquence mesurée du système ;
- ✓ Les signaux III et IV : les puissances échangées mesurées avec les zones voisines.

Les signaux 1, 2 et 3 des figures IV.3 et IV.4 sont définis comme suit :

- ✓ Le signal 1 : est l'ACE.
- ✓ Le signal 2 : est la variation de la fréquence par rapport au 50Hz.
- ✓ Le signal 3 : est un filtré de la somme des puissances échangées III et IV.

1^{er} élément : est le groupe des ensembles régulateurs de vitesse et turbines, comme illustré dans les figure III.10 et IV.4.

2^{ème} élément : est l'inertie de la masse tournante (Fig.III.7 et IV.4).

La mesure $\Delta P_{mec 1}$, montré sur la figure IV.4, est aussi une donnée enregistrée.

Nous procédons par la suite à leurs arrangement en effectuant un traitement primaire d'éliminations d'incidents comme le montre la figue IV.5. Pour le signal Δf , nous avons repéré un défaut entre de 7929 s et 7961 s, car la variation de la fréquence autour de 50Hz dépasse des seuils indésirables.

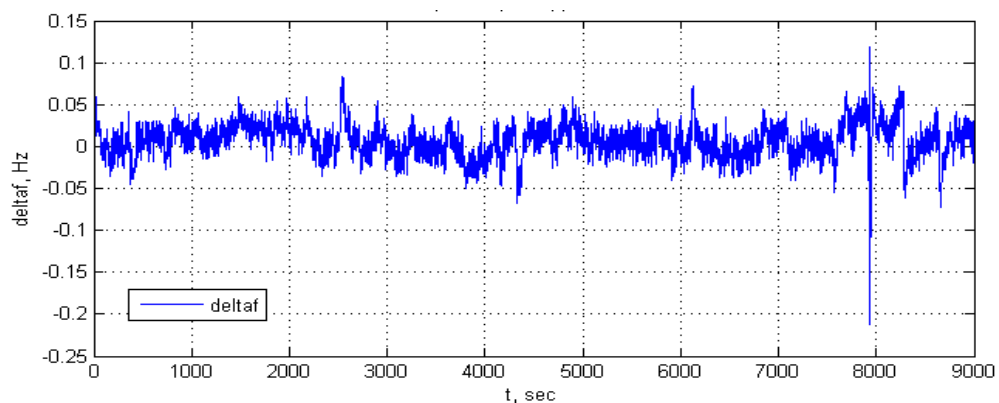


Figure IV.5 : variation de la fréquence par rapport au 50Hz avec défaut.

Pour obtenir tous les signaux d'entrée et de sortie nécessaires à l'identification des fonctions de transferts du 1^{er} et du 2^{ème} élément du système électrique sous l'AGC de le

SPTE national, nous avons écrit un programme sous Matlab, où l'évolution de ces signaux sans défauts sont illustrés dans la figure c'est dessous.

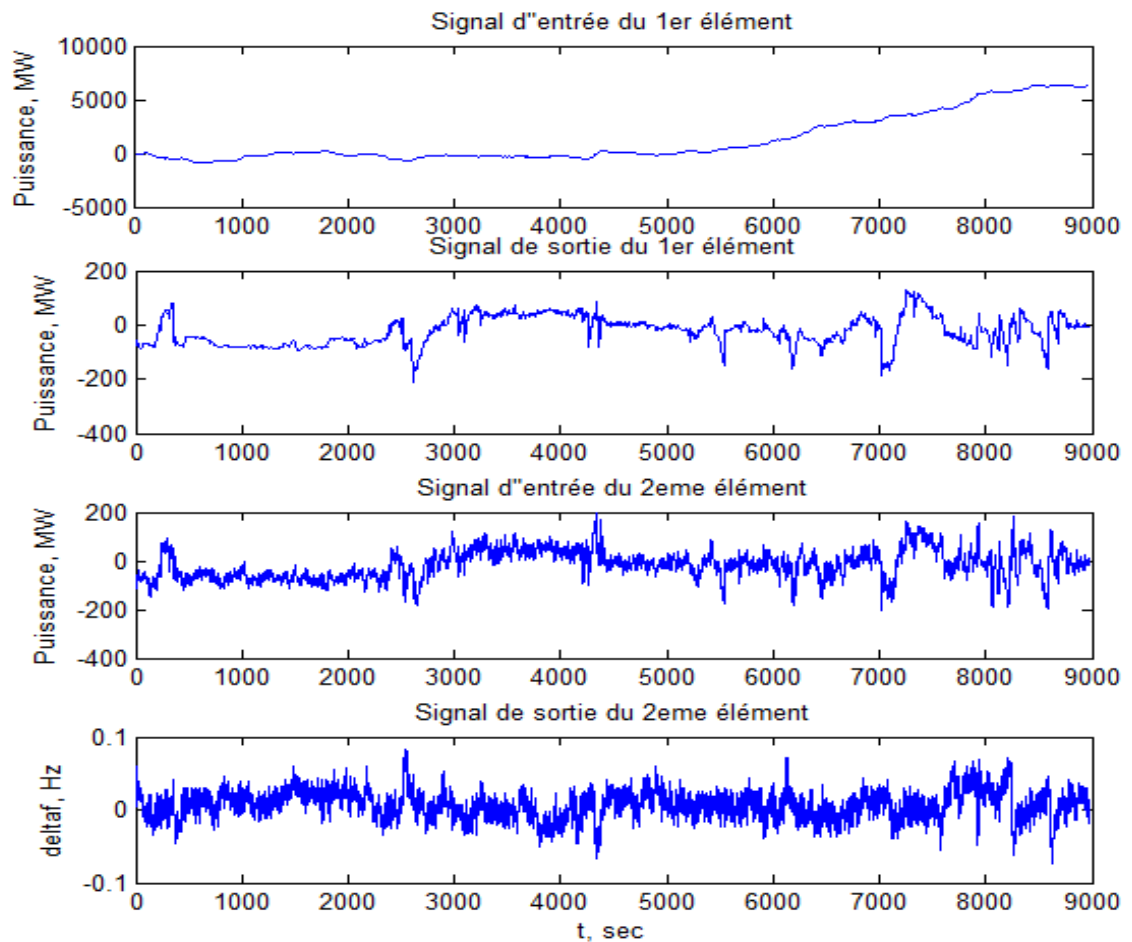


Figure IV.6: Les signaux d'entrées sorties du 1er et 2ème élément sans défauts.

IV.3.2. Méthode d'identification

Identifier tout processus P donné c'est trouver, dans l'ensemble des modèles M de P , un modèle M qui se comportera au mieux comme le processus objet. Pour évaluer objectivement cette identité du comportement, nous introduisons un critère de distance J entre l'objet et le modèle. Pour des raisons pratiques d'élimination des bruits qui affectent les mesures réelles, le critère J ne peut être annulé mais il doit être minimisé sous des conditions expérimentales données X [15].

• L'approche de l'identification

L'identification du processus P comporte trois étapes essentielles: une étape qualitative, une étape quantitative et une étape de validation [15].

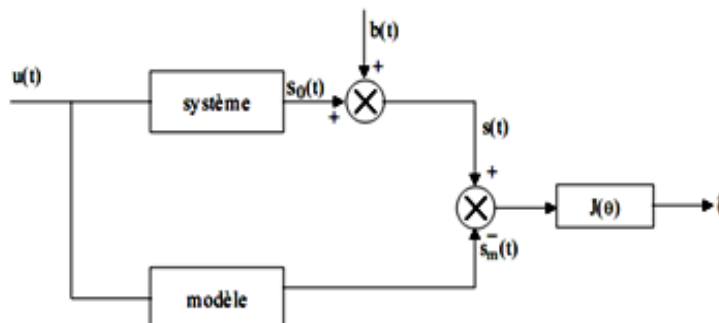


Figure IV.7 : schéma de principe de l'identification d'un système [15].

L'étape qualitative est une étape de caractérisation du processus, elle aussi appelée étape d'identification structurale ou de modélisation. Elle consiste à organiser les équations régissant le processus à identifier de manière à pouvoir le simuler adéquatement.

Les modèles peuvent être caractérisés de plusieurs façons, soit par représentation non paramétrique dite modèle externe (matrices de transfert, impédances opérationnelles, réponses impulsionnelles), soit par représentation paramétrique ou modèle interne (modèle d'état, équations différentielles...etc.).

L'étape quantitative est l'étape d'estimation des paramètres de la structure du modèle retenu. Elle permet de déterminer par application des méthodes de programmation mathématique sur calculateur numérique les valeurs numériques des divers paramètres du processus étudié.

L'étape de validation est essentiellement une étape d'étude des performances du modèle globale obtenu (structure et paramètres) qui en toute rigueur devra reproduire fidèlement le processus. Elle consiste à comparer les observations du processus réel avec la sortie du modèle [15].

• Méthode des moindres carrés ordinaires

La méthode des moindres carrés a été introduite par Karl Gauss en 1809. Elle a été à la base de toutes les méthodes d'identification et d'estimation des paramètres, cette méthode est basée sur la minimisation d'une fonction quadratique J définie comme [15].

$$J = \sum_{k=1}^N [\varepsilon(k)]^2 = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N (Y_p(k) - Y_m(k))^2 = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N (Y_p(k) - \phi \cdot \theta)^2 \quad \text{IV.1}$$

Où $\varepsilon(k)$ représente l'erreur de prédiction commise sur l'estimation.

Le système à identifier a pour modèle $Y_m = \phi \cdot \theta$ (il n'y a pas de bruit ou de perturbation), le θ optimal peut être calculé en utilisant la pseudo-inverse de ϕ :

$$\theta = [\phi^T \cdot \phi]^{-1} \cdot \phi^T \cdot y \quad \text{IV.2}$$

$$\phi = \begin{bmatrix} -y(N-1) & \dots & -y(N-1) & u(N) & u(N-q) \\ -y(N-2) & \dots & -y(N-p-1) & u(N-1) & u(N-q-1) \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ -y(N-1-k) & \dots & -y(N-p-k) & u(p+1) & u(N-1) \end{bmatrix} \quad \text{IV.3}$$

$$Y = \begin{bmatrix} y(N) \\ y(N-1) \\ \dots \\ y(N-k) \end{bmatrix}, \theta = \begin{bmatrix} a_1 \\ \cdot \\ a_p \\ b_0 \\ \cdot \\ b_q \end{bmatrix} \quad \text{IV.4}$$

Avec, $[\phi^T \cdot \phi]$ doit être inversible.

θ : Vecteur des paramètres à identifier

ϕ : matrice des données

Y : Sortie du système réelle

Y_m : Sortie du système réelle du modèle élaborée

T : Désigne la transposée d'une matrice ou d'un vecteur.

p : Degré de sortie

q : Degré de l'entrée.

Le modèle ARX est un modèle auto régressif qui inclut des entrées $u(t)$ et un bruit blanc $e(t)$ de moyenne nulle. De plus, le modèle inclut un retard pur de k coups d'horloge. Si le système est échantillonné à une période d'échantillonnage T , alors le retard sera de $k \times T$.

Qui est défini par l'équation aux différences suivante :

$$\sum_{i=0}^p a_i y(t-i) = \sum_{i=0}^q b_i u(t-i) + e(t) \quad \text{IV.5}$$

Avec

$$a_0=1$$

$u(t)$: Entrée du système

$y(t)$: Sortie du système réelle

$e(t)$: Bruit blanc.

IV.3.3. Application de l'algorithme d'identification

L'ordre du numérateur et du dénominateur de la fonction de transfert du 1^{er} élément dépend de la technologie et le type de centrales de production.

Le SPTE national dispose de 3 types de centrales (gaz – hydraulique-vapeur) réparties sur le territoire.

On fixe les ordres du numérateur et du dénominateur à 3 et 4 respectivement pour la fonction du transfert de 1^{er} élément du système électrique, par contre le 2^{ème} élément sa fonction du transfert est de 1^{er} ordre relativement à sa modélisation étudié dans le chapitre 2 (modèle dynamique de la charge et modélisation du régulateur de vitesse).

Nous utilisons l'algorithme de la méthode des Moindres Carrés et des fonctions disponible sur Matlab pour trouver les modèles continus des éléments du système électrique. (Annexe C, Annexe E)

Après exécution des programmes de traitements réalisés, nous trouvons les résultats suivants :

- La fonction de transfert pour le 1^{er} élément

```
ftTuc =
0.08945 s^3 + 0.002273 s^2 + 0.0005574 s - 3.943e-08
-----
s^4 + 0.5496 s^3 + 0.1497 s^2 + 0.01462 s + 8.68e-06
```

- La fonction de transfert pour le 2^{ème} élément :

```
ftGc =
-0.0002331
-----
s + 1.656
```

Nous pouvons généraliser ces résultats pour le fonctionnement de ce système à n'importe quel moment à condition que la demande soit semblable à celle de cette journée.

IV.4. Simulation du modèle identifié de l'AGC du SPTE national

Nous avons simulé le modèle identifié, afin de visualiser la variation de la fréquence par rapport à 50Hz, en utilisant les modèles des éléments du système.

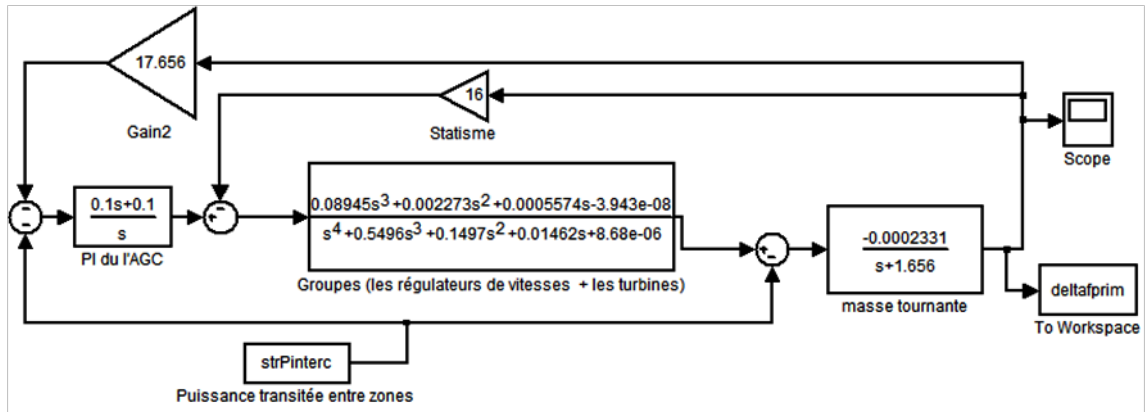


Figure IV.8: Bloc Simulink du système électrique sous l'AGC.

Nous avons utilisé un modèle proche à celui de l'AGC théorique avec un statisme de 16 Hz/pu.MW , muni d'un PI avec les coefficients $K_p=0.1$ et $K_i=0.1$ utilisés par l'opérateur du système national (Annexe G), et un signal « strPinterc » qui porte l'information de la puissance transistée vers les zones voisines.

La valeur de statisme que nous avons pris est celle utilisée par l'AGC du système national. Si ce dernier a choisi que cette valeur soit petite, c'est par ce que l'opérateur du système électrique s'intéresse beaucoup plus aux variations de la charge (les échanges avec les zones voisines) qu'à celles de la fréquence.

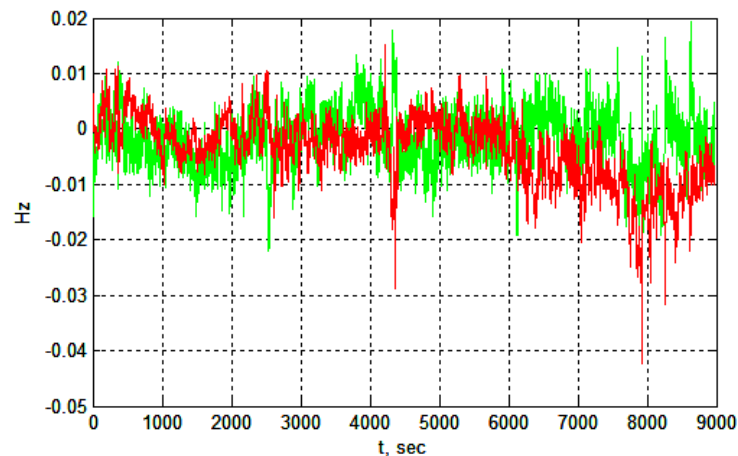


Figure IV.9: Le signal Δf mesuré (signal en vert) et Δf identifié (signal en rouge).

- ✓ Data 1 présente la variation de la fréquence mesurée par l'AGC.
- ✓ Data 2 présente la variation de la fréquence extraite du processus d'identification à travers la simulation.

Pour comparer les deux résultats de la variation de la fréquence, celui de la mesure directe et celui du système identifié, nous avons calculé l'erreur illustrée dans la figure suivante (Annexe G).

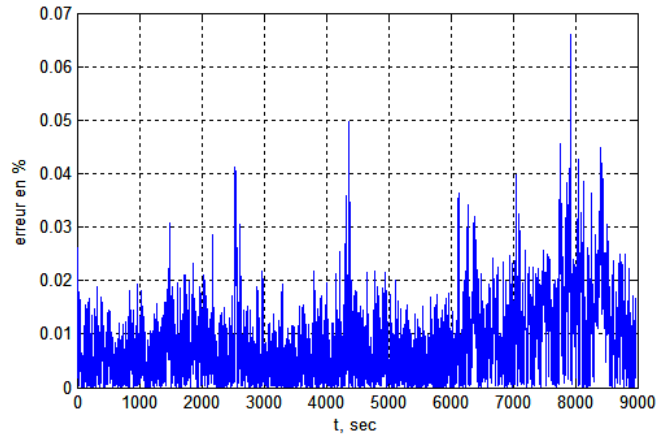


Figure IV. 10: Erreur relative en pourcentage du signal de sortie du 2ème élément (Δf).

Comme l'ordre des fonctions de transfert des éléments du système électrique est connu, cette erreur est due à des perturbations du système lié à la fiabilité des dispositifs de mesure et de transmission, nous pouvons donc confirmer la rentabilité du modèle identifié, en analysant l'évolution de l'erreur en fonction de nombre de points identifiés, illustrée par l'histogramme suivant.

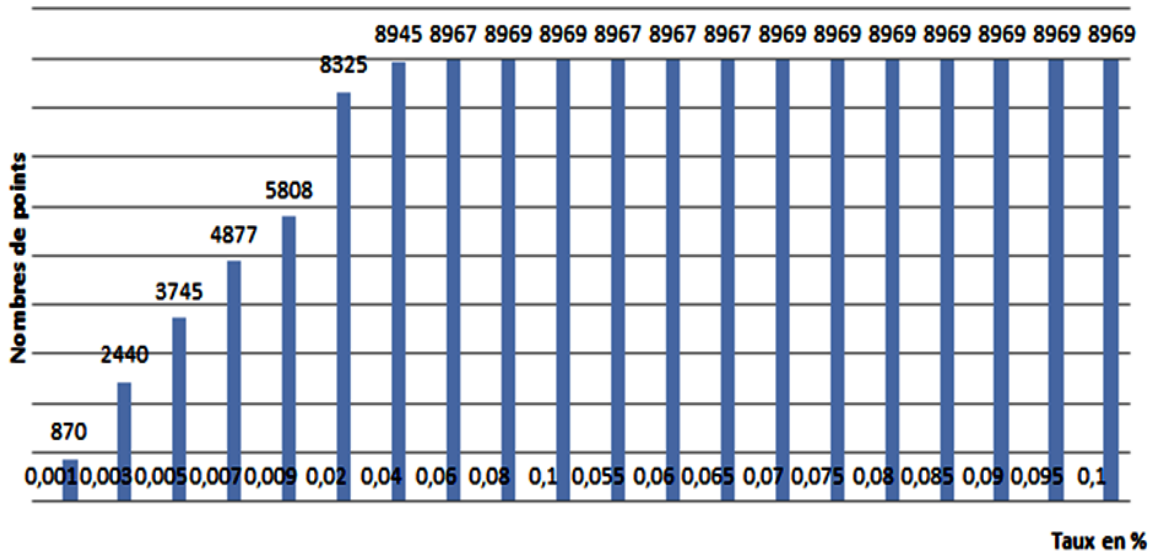


Figure IV. 11: l'évolution de l'erreur en fonction de nombre de points identifiés.

Nous remarquons que pour une erreur relative de 0.009% il y a 5808 points que nous avons réussi à les identifier. Par contre pour une erreur relative de 0.02%, nous trouvons plus de points (8325 points identifiés), et tous les points sont identifiés pour une erreur de 0.08%.

IV.5. Amélioration de l'AGC du SPTE national

Quelles que soient les coefficients du PI (régulateur proportionnelle – intégrateur), posés par l'opérateur du système national. Il sera un choix rectifiable, vu que le système électrique présente une dynamique de la participation ou non de ses groupes de productions sous l'AGC, afin de maintenir la fréquence à sa valeur nominale en respectant le facteur économique.

Nous avons effectué des tests avec les mêmes fonctions de transferts des deux éléments, en faisant varier les coefficients du PI k_p et k_i entre 0.01 et 0.8 chacun. Nous allons monter la variation de la fréquence pour chaque test.

✓ 1^{er} test.

Nous fixons le k_p à 0.1, et faisons varier le k_i de 0.09 à 0.01.

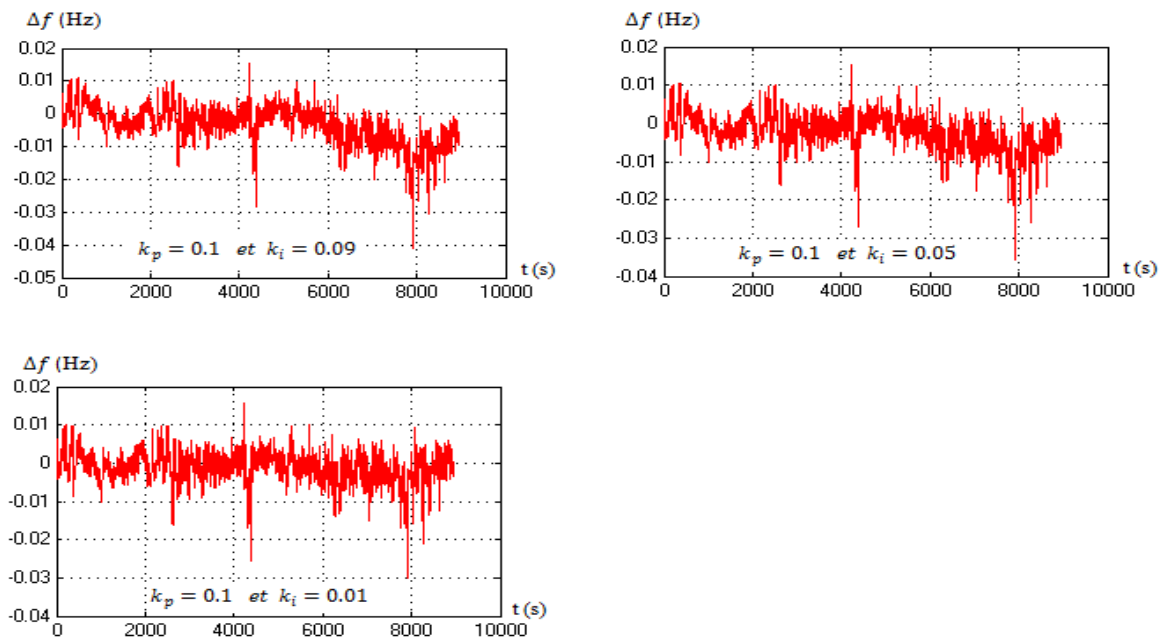


Figure IV. 12: la variation de la fréquence pour $k_p = 0.1$ et k_i variable.

✓ 2^{ème} test

Nous fixons le k_i à 0.1, et faisons varier le k_p de 0.09 à 0.01.

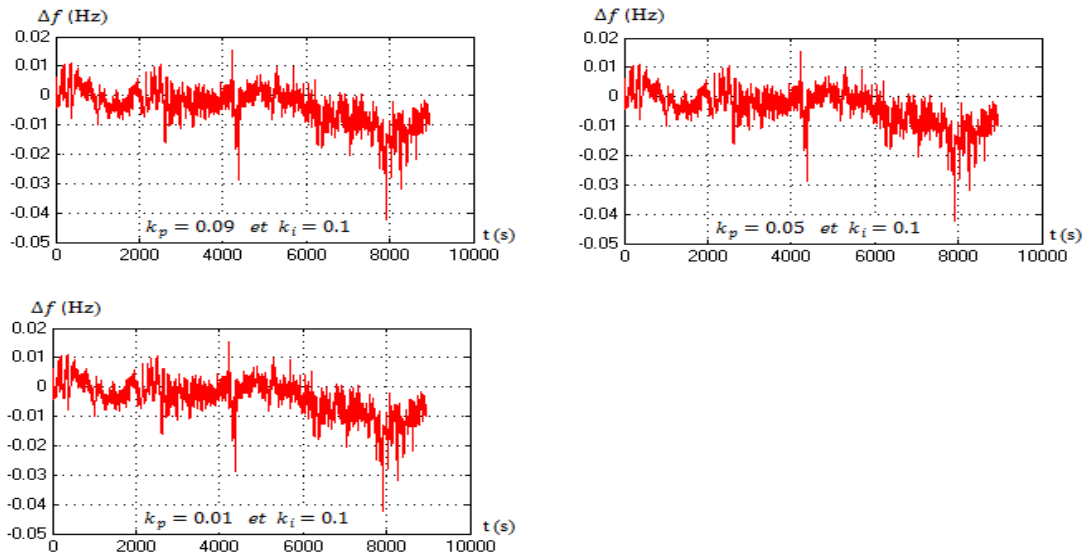


Figure IV. 13: la variation de la fréquence pour $k_i = 0.1$ et k_p variable.

✓ 3^{ème} test

Nous faisons varier le k_i le k_p de 0.08 à 0.01 avec le même pas.

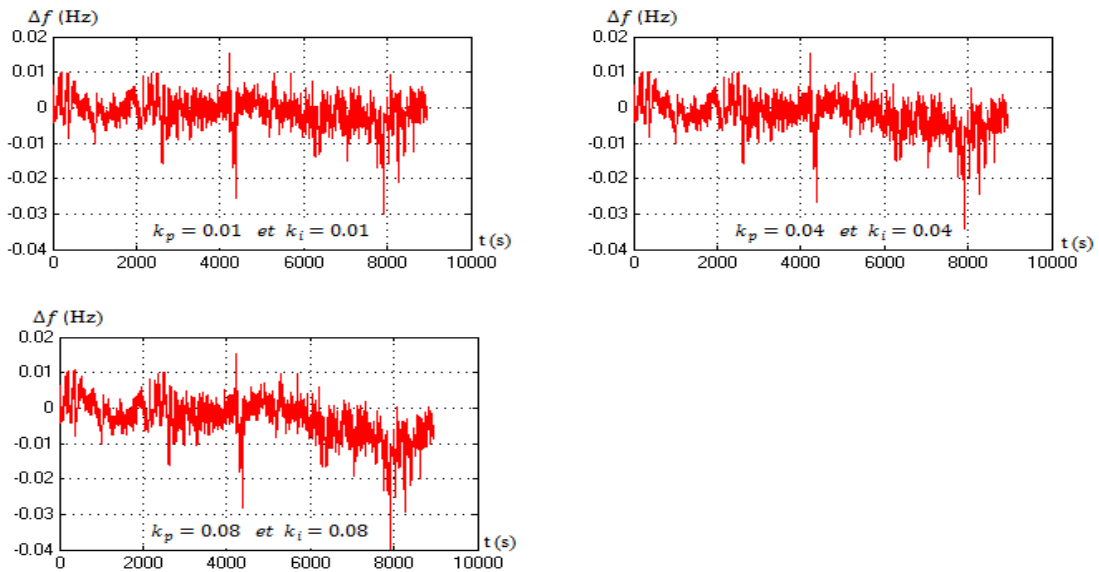


Figure IV. 14: la variation de la fréquence pour k_i et k_p variables.

Nous avons constaté que lorsque les coefficients $k_p=0.01$ et $k_i=0.01$ du PI, ils rapportent une amélioration à la variation de la fréquence, où nous avons remarqué qu'il a eu une diminution de l'erreur, en comparant avec le résultat précédent.

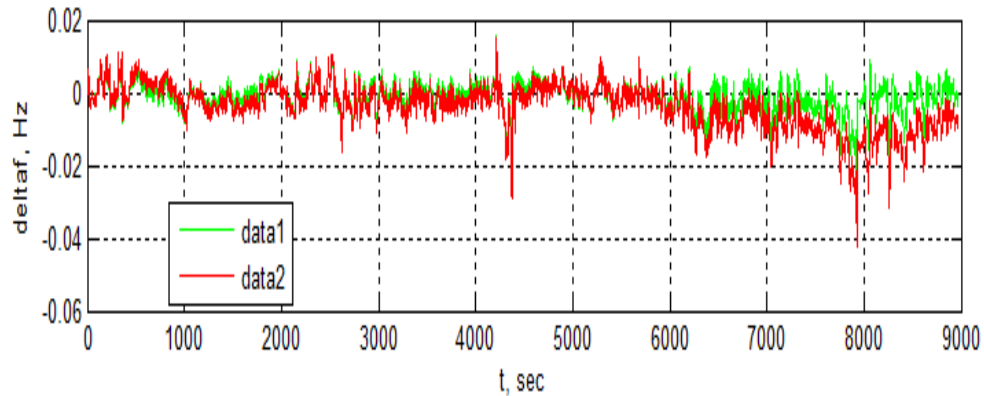


Figure IV. 15: Comparaison entre Δf avec le PI de l'AGC (rouge) et Δf résultant avec le nouveau PI (vert).

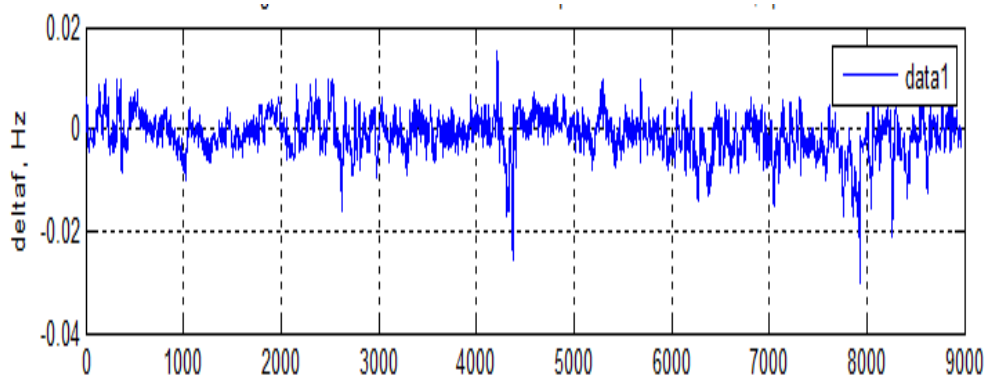


Figure IV.16: le signal Δf généré par le nouveau PI.

IV.6. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons étudié l'AGC utilisé par l'opérateur du système électrique national, pour un meilleur fonctionnement et une bonne gestion. En l'identifiant afin de simplifier son modèle et pouvoir visualiser le comportement de la variation de fréquence, et proposer un réglage avec des nouveaux coefficients du régulateur PI en confirmant l'hypothèse la dynamique du SPTE.

Conclusion générale

Conclusion générale

Le travail présenté dans ce mémoire a montré que la qualité du service de l'alimentation électrique est reflétée par le maintien de la fréquence et de la tension aux valeurs nominales.

Le consommateur exige que celui-ci soit sécuritaire et fiable peu importe la complexité et les perturbations auxquelles le SPTE fait face. La violation des contraintes de transmission de l'énergie produite et le maintien de la fréquence constituent donc la problématique essentielle des réglages du système électrique. Une problématique qui coïncide avec les objectifs du réglage automatique de la production.

Les réseaux d'interconnexion actuels sont généralement complexes, très larges et influencés par des phénomènes aléatoires. Pour la sécurité des équipements et la qualité du service, il devient de plus en plus impératif de maintenir la fréquence dans une plage très réduite.

Nous avons fait ressortir le besoin pour un opérateur du SPTE de disposer dans son système de conduite d'AGC. Notre travail a surtout porté sur l'étude du fonctionnement de l'AGC du SPTE national. Cette étude nous a permis de proposer une amélioration de ses paramètres de réglage, où nous avons conclu qu'en fonction de ces derniers, les composants de ce système peuvent atteindre la non linéarité, donc leurs choix est limité dans des plages bien spécifiques pour garder un fonctionnement meilleur.

Ce premier travail pourrait être d'avantage amélioré, en proposant des régulateurs intelligents non linéaires, pour préserver les avantages de la précision, et de la rapidité et s'opposer à la dynamique du système. Ce type de régulateur permettra de limiter d'avantage l'écart de réglage à zéro lors des perturbations des charges, des variations des paramètres et des contraintes non linéaires des organes de commande et des turbines des centrales électriques du SPTE national.

Bibliographie

Bibliographie

- [1] M. BOUDOUR, A. HALLAL ; « *Réseaux Electriques Fondamentaux et Concepts de Base* » ; Pages Bleues ; Alger ; 2010.
- [2] Pierre BORNARD; « *Conduite d'un Système de Production-Transport* » ; Technique de l'ingénieur ; D4080.
- [3] J. ALLEM WOOD, F. WOLLENBERG; « *Power Generation Operation, and Control* » ; A WILEY-INTERSCIENCE PUBLICATION; 2^{ème} édition; New York; 1996.
- [4] H. SAADAT; « *Power system analysis* »; Milwaukee School of Engineering; International Edition; 2004.
- [5] <http://www.os.dz/courbe.php>
- [6] H. BEVRANI, T. HIYAMA; « *Intelligent Automatic Generation Control* »; CRC Press; KUMAMOTO UNIVERSITY ; 2011.
- [7] H. ELKHATIB ; « *Etude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques : Optimisation de la régulation par une méthode metaheuristique* » ; thèse de doctorat ; université PAUL CEZANNE D'AIX-MARSEILL ; Décembre 2008.
- [8] B. MALLEM ; « *Modélisation, analyse et commande des grands systèmes électriques interconnectés* » ; thèse de doctorat ; Ecole Normale Supérieure de CACHAN ; 2010.
- [9] M. PAVARD, P. BORNARD, G. TESTUD ; « *Réseaux d'interconnexion et de transport : fonctionnement* » ; Technique de l'ingénieur ; D 4091.
- [10] M. PAVARD, P. BORNARD, G. TESTUD ; « *Réseaux d'interconnexion et de transport : réglage et stabilité* » ; Technique de l'ingénieur ; D 4092.
- [11] Y. REBOURS, E. MONNOT, S. STERPU ; « *Réglage de la fréquence dans un environnement libéralisé : pratique en France* » ; Technique de l'ingénieur ; D4095.

| Bibliographie

- [12] H.BEVRANI; « *Robust power system frequency control*»; Springer; Northeastern University Boston; 2009.
- [13] Documentation de l'Utilisateur, Fonctionnement, Manuel de l'Operateur, partie AGC ; wag109 ; SPIDER SCADA/EMS ; SONELGAZ.
- [14] Description Fonctionnelle, Commande Automatique de la Production ; waa056 ; SPIDER SCADA/EMS ; SONELGAZ.
- [15] P.BONNET ; « *Modélisation identification des processus* » ; Cours MASTER ASE 1ere année ; université Lille 1 ; 2010/2011.