



Ecole Nationale Polytechnique  
Département d'Electrotechnique  
Laboratoire de Recherche en Electrotechnique



## Mémoire de Master en Electrotechnique

Présenté par :  
**BAA Abdelhak**

**Intitulé**

### **CONTROLE AUTOMATIQUE DE LA PRODUCTION (AGC) : APPLICATION AUX RÉGLAGES DE L'AGC DU SPTE NATIONAL.**

**Directeur(s) du mémoire :**

Dr. AMOROUAYECHE Meriem	Enseignante Associée Chargée de Mission auprès de l'Operateur Système	ENP SONELGAZ
AMEYOUUD Aziz	Directeur de la Conduite du Système Electrique auprès de l'Operateur Système	SONELGAZ

**ENP 2012**

## الملخص

العمل المعروض في هذه المذكرة يدرس التعديل الاتوماتيكي لإنتاج الطاقة الكهربائية AGC، و كارساخ 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 أجل طرح مشكلة ضبط التواتر و نظرية ال AGC في المساهمة على ذلك. و انهينا عملنا باقتراح فعل جديد ل AGC المنظومة الوطنية من خلال ثوابت معدل PI أكثر دقة مما كانت عليها.

**كلمات مفتاحية:** التعديل الاتوماتيكي 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.

**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.

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

## Table des matières

Introduction générale .....	1
I. Système de Production Transport de l'Electricité SPTE .....	3
I.1 Introduction .....	3
I.2 Charges d'un SPTE .....	3
I.3 Fonctionnement d'un SPTE .....	4
I.4 Protection et réglage d'un SPTE .....	6
I.4.1 Protections.....	7
I.4.2 Réglage de la fréquence .....	8
I.5 Conclusion.....	13
II. Contrôle automatique de la production AGC.....	14
II.1 Introduction.....	14
II.2 Description et rôles de l'AGC .....	14
II.3 Contrôle de la fréquence d'un système électrique .....	15
II.3.1 Contrôle de la fréquence via la boucle du réglage primaire.....	17
II.3.2 Contrôle de la fréquence via la boucle du réglage secondaire .....	18
II.3.3 Réglage d'urgence .....	19
II.4 Caractéristiques de l'AGC.....	20
II.5 Modèle production-Charge .....	22
II.6 Simulation des réglages de l'AGC.....	25
II.6.1 Réglage primaire d'une zone isolée .....	25
II.6.2 Réglage secondaire d'une zone isolée.....	25
II.6.3 Réglage primaire et secondaire de deux zones interconnectées.....	26
II.6.4 Introduction du système d'excitation à l'AGC.....	27
II.7 Conclusion .....	27
III. Application aux réglages de l'AGC du SPTE national .....	28
III.1 Introduction.....	28
III.2 L'AGC du SPTE national.....	28
III.2.1 Fonctionnalités .....	28
III.2.2 Signaux requis par l'AGC .....	29
III.2.3 Types de commande de l'AGC et conditions de blocage.....	29
III.3 Identification de l'AGC du SPTE national .....	30
III.3.1 Construction des signaux utilisés .....	30
III.3.2 Application de l'algorithme d'identification .....	33
III.4 Simulation du modèle identifié de l'AGC du SPTE national.....	34
III.5 Amélioration de l'AGC du SPTE national .....	37
III.6 Conclusion .....	39
Conclusion générale .....	40
Bibliographie	

## Liste des figures

Figure I.1: Courbe de charge journalière du système électrique national .....	3
Figure I.2: Intercnexion de deux systèmes électriques par une ligne de transport. ....	11
Figure II.1: Structure de base du système de contrôle de production .....	14
Figure II. 2: Variation de la fréquence et des différentes opérations de réglage. ....	16
Figure II.3 : Exemple de réponse de réglages primaire, secondaire et d'urgence .....	17
Figure II.4: Régulation de la vitesse de la turbine avec la boucle du réglage primaire. .	18
Figure II.5: Mécanisme de réglage de fréquence.....	19
Figure II.6: Satisfaction de la charge par des générateurs avec des différents coefficients d'abattement.....	21
Figure II.7: Modèle de réponse en fréquence pour l'analyse dynamique des performances.....	24
Figure II.8: Réponse en fréquence du réglage primaire d'une zone isolée.....	25
Figure II.9: Réponse en fréquence du réglage secondaire d'une zone isolée. ....	25
Figure II.10: Visualisation de la puissance de chaque zone, et la puissance interchangée. ....	26
Figure II. 11: réponse en fréquence pour chaque zone. ....	26
Figure II.12: Visualisation de la tension d'excitation.....	27
Figure III. 1: Intercnexion des SPTe de l'Algérie, du Maroc et de la Tunisie.....	28
Figure III.2: Vue générale de réglage fréquence-charge par l'AGC .....	31
Figure III.3: Diagramme fonctionnel de deux zones de contrôles interconnectées.....	31
Figure III.4: Variation de la fréquence par rapport au 50Hz avec défaut. ....	32
Figure III.5: Les signaux d'entrées sorties du 1er et 2ème élément sans défauts. ....	33
Figure III.6: Bloc Simulink du système électrique sous l'AGC.....	34
Figure III.7: Le signal $\Delta f$ mesuré (signal en vert) et $\Delta f$ identifié (signal en rouge). ....	35
Figure III.8: Erreur relative en pourcentage du signal de sortie du 2ème élément ( $\Delta f$ ). 36	
Figure III.9: l'évolution de l'erreur en fonction de nombre de points identifiés. ....	36
Figure III.10: La variation de la fréquence pour $k_p = 0.1$ et $k_i$ variable. ....	37
Figure III.11: La variation de la fréquence pour $k_i = 0.1$ et $k_p$ variable. ....	38
Figure III.12: La variation de la fréquence pour $k_i$ et $k_p$ variables. ....	38
Figure III.13: Comparaison entre $\Delta f$ avec le PI de l'AGC (rouge) et $\Delta f$ résultant avec le nouveau PI (vert). ....	39
Figure III.14: le signal $\Delta f$ généré par le nouveau PI.....	39

## Introduction générale

L'énergie électrique est la forme d'énergie la plus largement répondeuse, 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 de 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.

L'opérateur du système électrique est responsable d'assurer la production adéquate à la charge et elle doit être économique. Le fonctionnement désiré doit répondre à une exigence de fréquence nominale et un profil de tension pour chaque niveau d'appel de charge.

Pour réaliser ces objectifs, l'étude de réglage sur le système de production transport de l'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 optimale 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.

## I. Système de Production Transport de l'Electricité SPTE

### I.1 Introduction

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.

### I.2 Charges d'un SPTE

Les charges sont à caractère industriel, commercial et résidentiel. 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.

L'amplitude de la puissance totale fournie, varie durant une journée et doit être à chaque instant, adaptée à la demande du consommateur.

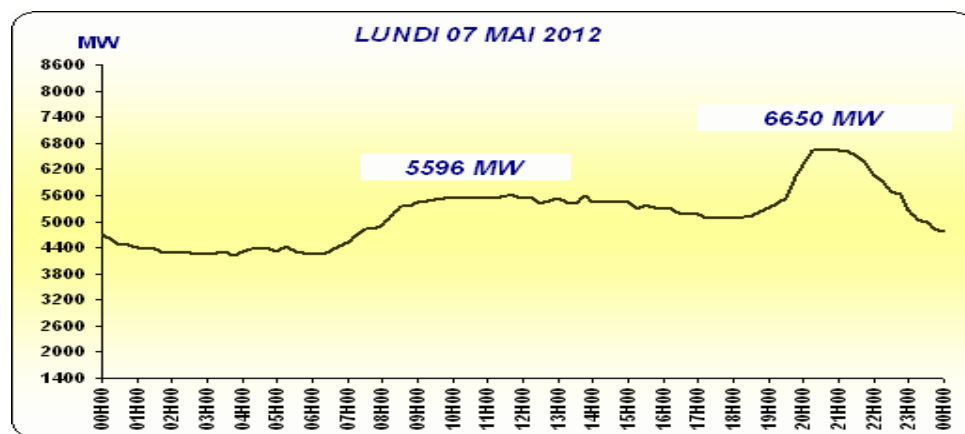


Figure I.1: Courbe de charge journalière du système électrique national [5].

Le diagramme journalier de l'évolution de la charge (Fig. I.1), 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 ».

Dans le but d'estimer le degré d'utilisation ou d'exploitation d'une centrale électrique, un 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 :

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

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].

Dans le cas d'un système électrique interconnecté, la variation des échanges en puissance avec les zones voisines, qui sont des quantités importantes, est considérée aussi comme une variation de charge du SPTE.

### **I.3 Fonctionnement d'un SPTE**

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, 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 des défauts comme le court-circuit, connexion ou déconnexion d'une charge importante, déclenchement d'un grand groupe de production 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 élément du SPTE, 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.

L'exploitation des systèmes production transport de l'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.

#### **I.4 Protection et réglage d'un SPTE**

Comme nous avons vu, le problème du fonctionnement des réseaux électriques conduit à la nécessité de les doter de dispositifs de protection et d'organes de réglage, pour pouvoir les exploiter en assurant la continuité, la sécurité et la qualité de service rendue à la clientèle.

Avant d'étudier le réglage automatique de la production AGC, un des organes de réglage du SPTE et sujet de notre mémoire, nous allons présenter et citer le 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.

Les réglages d'un SPTE 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).

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).

#### **I.4.1 Protections**

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.

- **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.

### I.4.2 Réglage de la fréquence

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.

#### a) Réglage primaire

Si nous laissons agir les générateurs et les récepteurs suivant leurs propres lois d'autorégulation, 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 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) en proportion des capacités nominales des groupes en pondérant par un gain. Nous adoptons donc, pour chaque groupe  $i$ , une loi de réglage de la forme :

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

$$\frac{\Delta P_i}{P_{ni}} = - \frac{1}{s_i} \frac{\Delta f}{f_0} \quad \text{I.2}$$

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  $f_0$  :

$$P_0 = \sum_{i=1}^n P_{0i} \quad \text{I.3}$$

Examinons l'effet d'une variation  $\Delta P$  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 sommes obligé de se référer à la puissance programmée  $P_0$  à l'instant considéré. Nous écrivons donc l'équation de fonctionnement en régime permanent :

$$\frac{\Delta P}{P_0} = - \frac{1}{s} \frac{\Delta f}{f_0} \quad \text{I.4}$$

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  $\Delta P$  de puissance appelée  $P$  est la somme des variations  $\Delta P_i$  des  $n'$  groupes qui participent au réglage primaire [6].

$$\Delta P = \sum_{i=1}^{n'} \Delta P_i = -\frac{\Delta f}{f_0} \sum_{i=1}^{n'} \frac{P_{ni}}{S_i} \quad \text{I.5}$$

D'où :

$$\frac{1}{s} = \frac{1}{P_0} \sum_{i=1}^{n'} \frac{P_{ni}}{S_i} \quad \text{I.6}$$

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 :

$$P_0 > \sum_{i=1}^{n'} \Delta P_{ni} \quad \text{I.7}$$

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

$$K = \frac{P_0}{s f_0} \quad \text{I.8}$$

Tel que  $K$  est exprimé en MW/Hz.

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

$$\Delta P + K \Delta f = 0 \quad \text{ou} \quad P + K f = P_0 + K f_0 = Cte \quad \text{I.9}$$

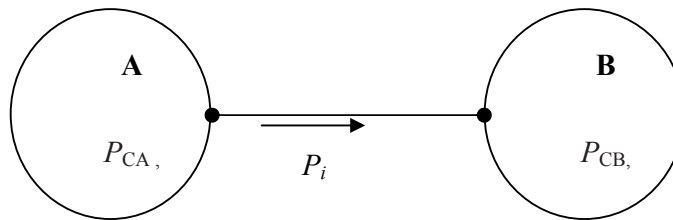
### **b) Réglage secondaire**

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 ;
- 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 régionales primaires de chacun des réseaux interconnectés.

Considérons, par exemple, deux réseaux A et B dont les énergies réglantes 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 I.2: Inteconnexion de deux systèmes électriques par une ligne de transport.**

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

Supposons que la charge du réseau A varie de  $\Delta P_A$ . Après la perturbation, la puissance transitée par l'interconnexion varie de  $\Delta P_i$ , et les équations d'équilibre deviennent:

$$\Delta P_{CA} = \Delta P_A + \Delta P_i = -K_A \Delta f \quad \text{I.10}$$

$$\Delta P_{CB} = -\Delta P_i = -K_B \Delta f \quad \text{I.11}$$

Nous déduisons déduit donc :

$$\Delta f = -\frac{\Delta P_A}{K_A + K_B} \quad \text{I.12}$$

$$\Delta P_i = -\frac{K_B \Delta P_A}{K_A + K_B} \quad \text{I.13}$$

Ces écarts par rapport aux valeurs initiales 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, qui donne à tous les réseaux un rôle identique vis-à-vis du réglage. Dans cette méthode, nous mesurons l'écart  $\Delta f$  de la fréquence par rapport à sa valeur de consigne, et l'écart  $\Delta P_i$  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 ( $\Delta e$  étant l'écart de réglage ACE) [11] :

$$\Delta e = \Delta f + \frac{\Delta P_i}{\lambda} = 0 \quad \text{I.14}$$

Tel que  $\lambda$  est l'énergie réglante secondaire, s'exprimant comme  $K$  dans la formule (I.10), 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  $\Delta e$  :

$$\Delta \psi = \int_0^t (\Delta f + \frac{\Delta P_i}{\lambda}) dt \quad \text{I.15}$$



L'asservissement entre la variation de puissance  $\Delta P_r$  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] :

$$\Delta P_r = -\alpha\Delta\psi \quad \text{I.16}$$

Avec  $\alpha$  est la pente de réglage exprimée en MW/tr.

Il existe différentes stratégies de répartition de l'effort de réglage  $\Delta P_r$  entre tous les groupes asservis

### **I.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 indiquer 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.

## II. Contrôle automatique de la production AGC

### II.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.

### II.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.

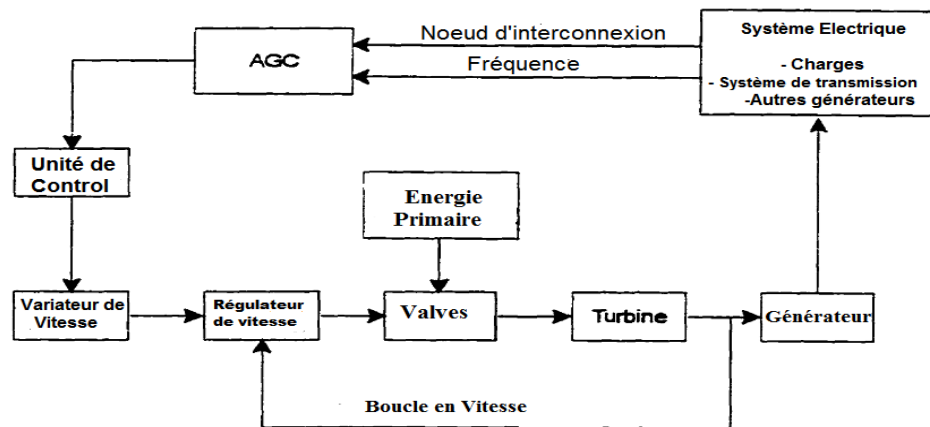


Figure II.1: Structure de base du système de contrôle de production [12].

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.

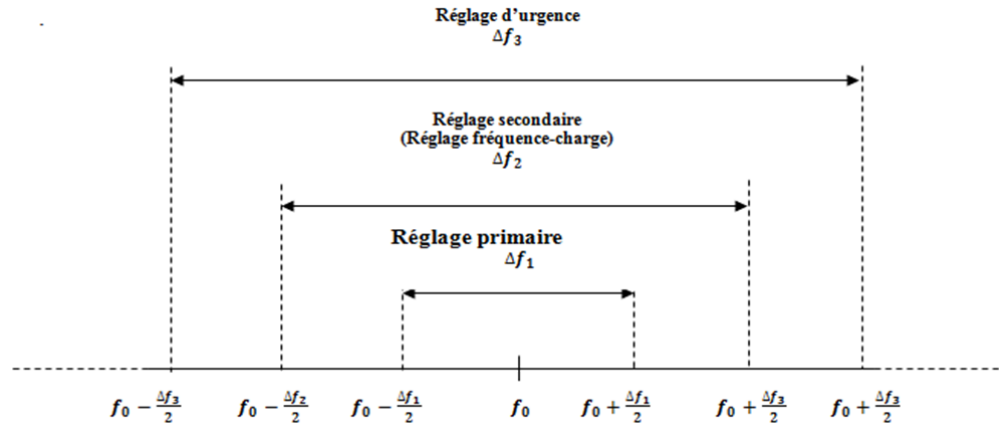
La performance de l'AGC dans n'importe quel système électrique dépend aussi de la conception appropriée des boucles de réglage primaires et secondaires [4].

### **II.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.

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.



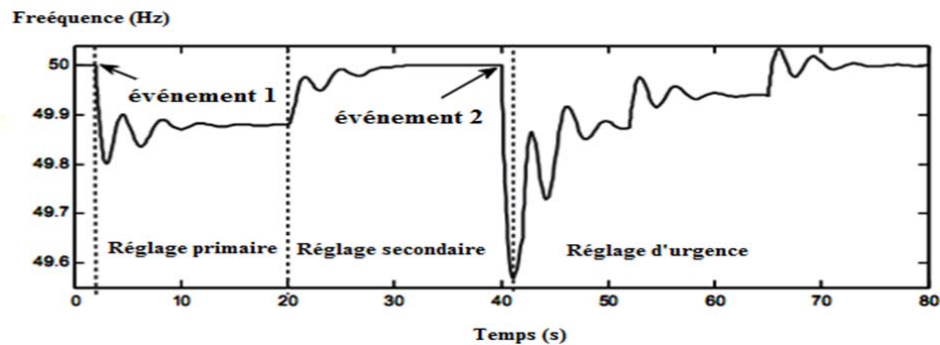
**Figure II. 2: Variation de la fréquence et des différentes opérations de réglage.**

Selon la gamme de variation de la fréquence, comme le montre la figure (II.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 (II.2),  $f_0$  est la fréquence nominale, et  $\Delta f_1$ ,  $\Delta f_2$  et  $\Delta f_3$  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 tertiaire ou d'urgence et les arrangements de protection, doivent intervenir pour diminuer le risque des défauts de la cascade, de l'événement de production supplémentaire et de l'événement de séparation.



**Figure II.3 : Exemple de réponse de réglages primaire, secondaire et d'urgence[6].**

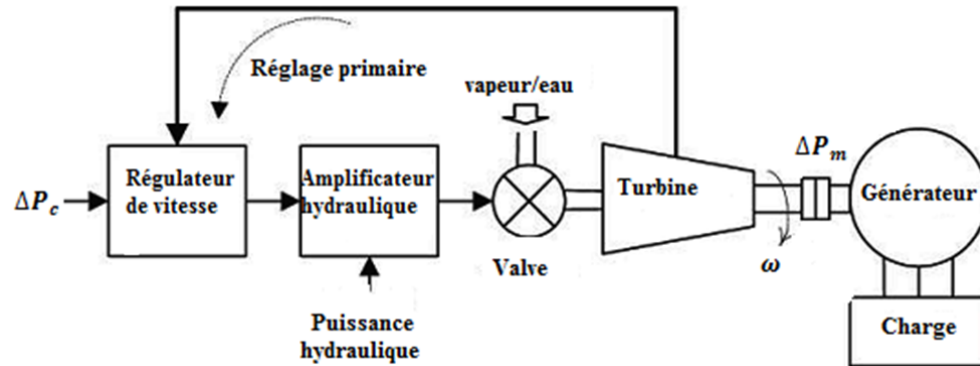
Cette figure illustre un exemple de la réponse typique d'un système électrique à un défaut créé par une centrale, avec le réglage primaire, secondaire et d'urgence.

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.

### II.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.



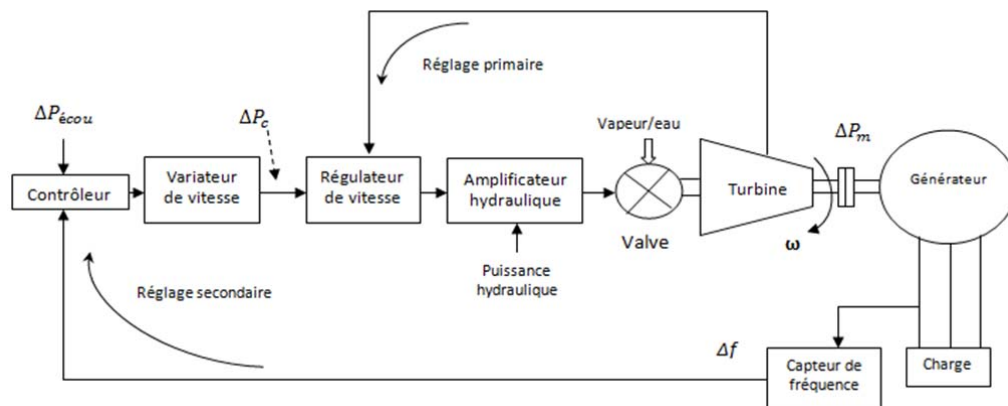
**Figure II.4: Régulation de la vitesse de la turbine avec la boucle du réglage primaire.**

La figure II.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.

### II.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. II.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 II.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  $\Delta P_c$  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  $\Delta P_m$ , 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.

Pendant une augmentation soudaine de la charge d'une zone, la fréquence baisse. À 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. À 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.

### II.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 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). 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*.

#### II.4 Caractéristiques de l'AGC

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

##### a) Le statisme

Le rapport de la variation de la fréquence  $\Delta f$  sur la variation de la puissance à la sortie du générateur  $\Delta P_g$  est appelé le statisme et est exprimé comme [6]:

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

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 II.7, la caractéristique du statisme pour une unité de production est montée dans la boucle de réglage primaire de la fréquence.

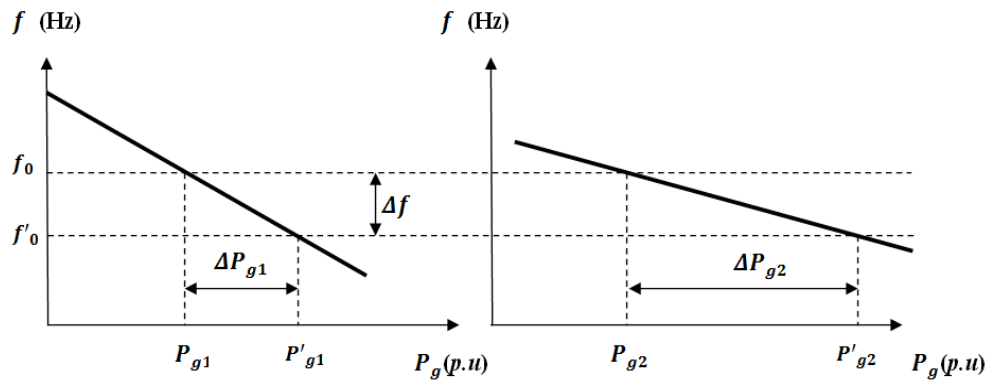
La figure II.6 qui représente deux unités avec deux différentes caractéristiques de statisme nominale, et avec des puissances de sortie différentes. Une variation au niveau de la charge cause la diminution de la vitesse de fonctionnement de ces unités, et les gouverneurs augmentent les sorties jusqu'à ce qu'ils atteignent une nouvelle fréquence commune de fonctionnement. Comme il est exprimé par l'équation (II.2), la puissance



produite par chaque générateur, pour compenser les variations de la charge, dépend de la caractéristique de statisme de chaque unité.

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

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



**Figure II.6: Satisfaction de la charge par des générateurs avec des différents coefficients d'abattement [4].**

### b) Réserve tertiaire

La réserve tertiaire est 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.

### c) 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.

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

### d) 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.

## II.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  $\Delta f$ , peut être exprimé comme suit :

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

Où  $\Delta P_m$  est la variation de la transmission mécanique,  $\Delta P_L$  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 :

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

- **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 :

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

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  $\Delta P_L$  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  $\Delta e$  (équation I.14), par l'intermédiaire de feedback au contrôleur dynamique. L'ACE peut être calculé comme suit :

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

Où  $\beta_i$  est le facteur de polarisation, et sa valeur appropriée peut être calculée :

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

L'équation (II.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:

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

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 II.7,  $M_{ki}(s)$  et  $\alpha_{ki}$  sont les modèles de turbine-gouverneur et de facteur de participation de l'AGC à l'unité de production  $k$ , respectivement.

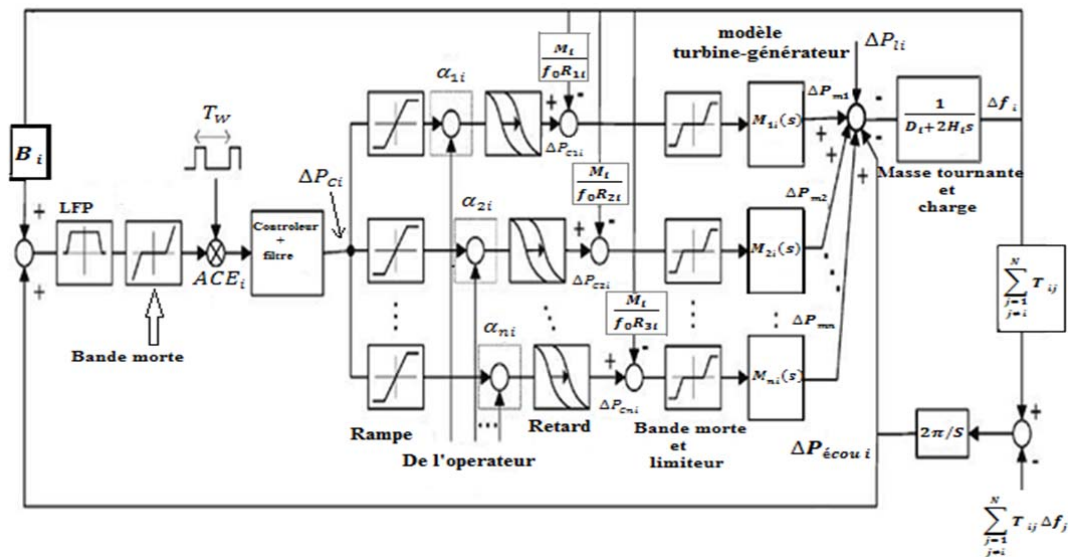


Figure II.7: Modèle de réponse en fréquence pour l'analyse dynamique des performances [6].

## II.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.

### II.6.1 Réglage primaire d'une zone isolée

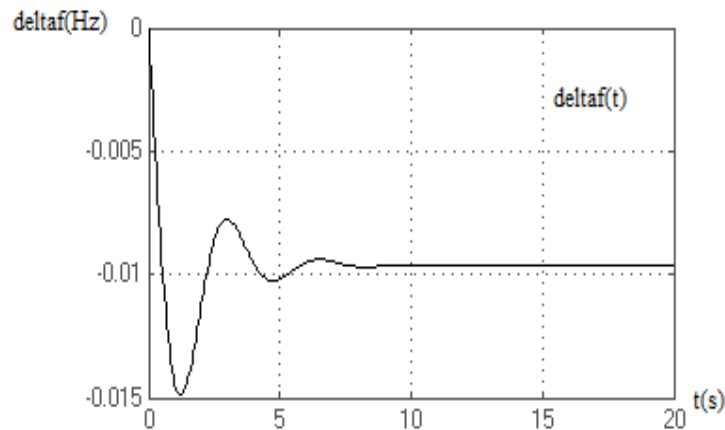


Figure II.8: Réponse en fréquence du réglage primaire d'une zone isolée.

#### 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.

### II.6.2 Réglage secondaire d'une zone isolée

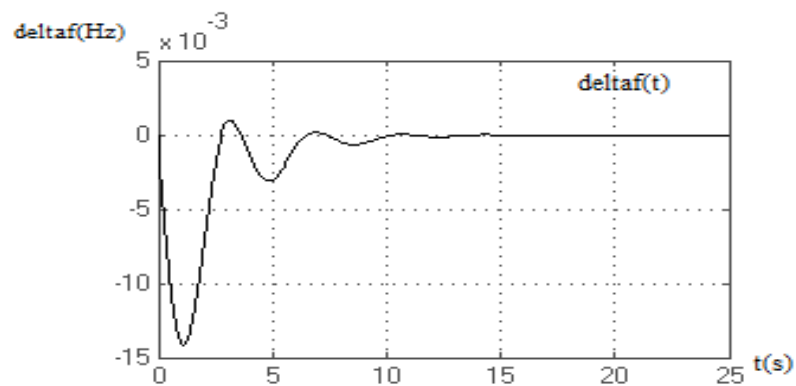
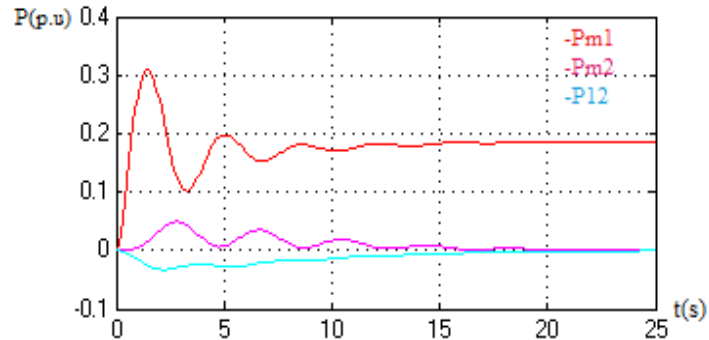


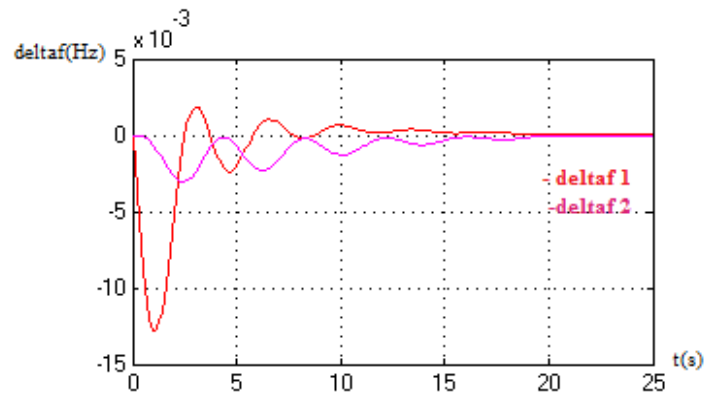
Figure II.9: Réponse en fréquence du réglage secondaire d'une zone isolée.

**Interprétation :**

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

**II.6.3 Réglage primaire et secondaire de deux zones interconnectées**

**Figure II.10: Visualisation de la puissance de chaque zone, et la puissance inter changée.**



**Figure II. 11: réponse en fréquence pour chaque zone.**

**Interprétation :**

De la figure II.10 et II.11, 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 nulles, 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 ;

#### II.6.4 Introduction du système d'excitation à l'AGC

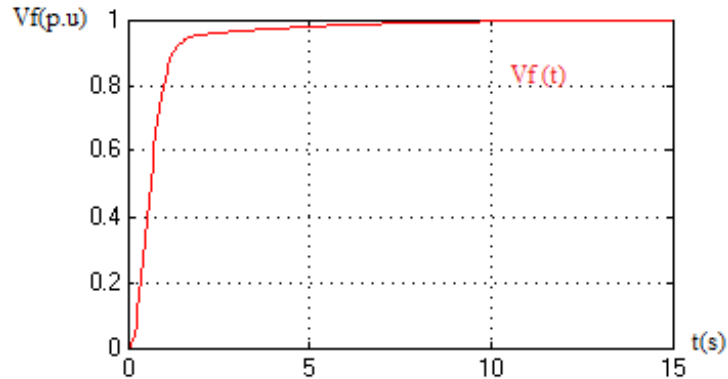


Figure II.12: Visualisation de la tension d'excitation.

#### Interprétation :

Nous remarquons, au niveau de la variation de fréquence, qu'il y a peu de changement relativement au système AGC isolé sans considération de l'excitation, ce qu'est dû aux coefficients de couplage qui sont petits. La tension d'excitation suit sa valeur fixée par la consigne.

#### II.7 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.

### III. Application aux réglages de l'AGC du SPTE national

#### III.1 Introduction

L'Algérie dispose d'un grand SPTE, voir 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 voisines.

#### III.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 III. 1: Interconnexion des SPTE de l'Algérie, du Maroc et de la Tunisie.**

##### III.2.1 Fonctionnalités

Dans le but de maintenir la stabilité en fréquence et en 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.

### III.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.

### III.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 télémétrie (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.

### **III.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 interchangée avec les zones voisines dont on est interconnecté ;
- Les puissances de consigne programmées pour chaque nœud d'interconnexion.

#### **III.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 la partie de haut représente la zone de contrôle de l'Algérie et celle de bas représente l'ensemble des zones voisines interconnectées.

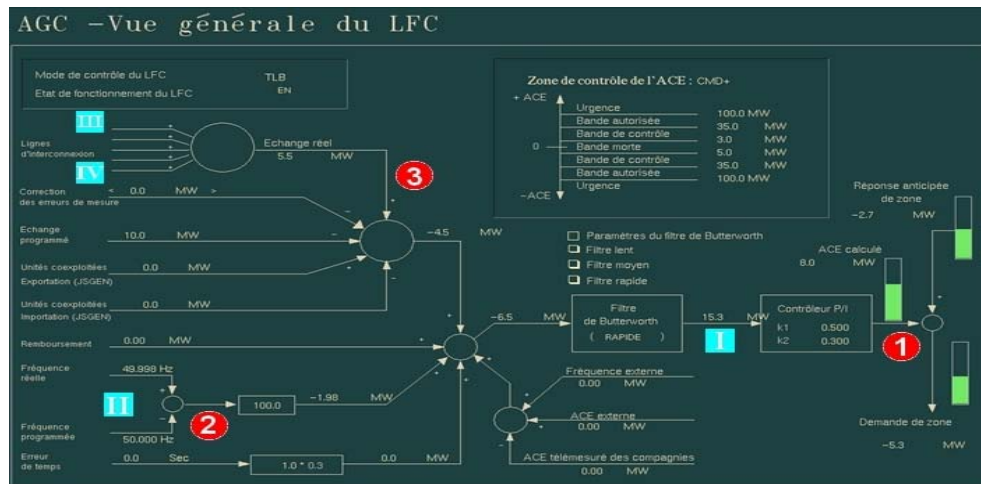


Figure III.2: Vue générale de réglage fréquence-charge par l'AGC [14].

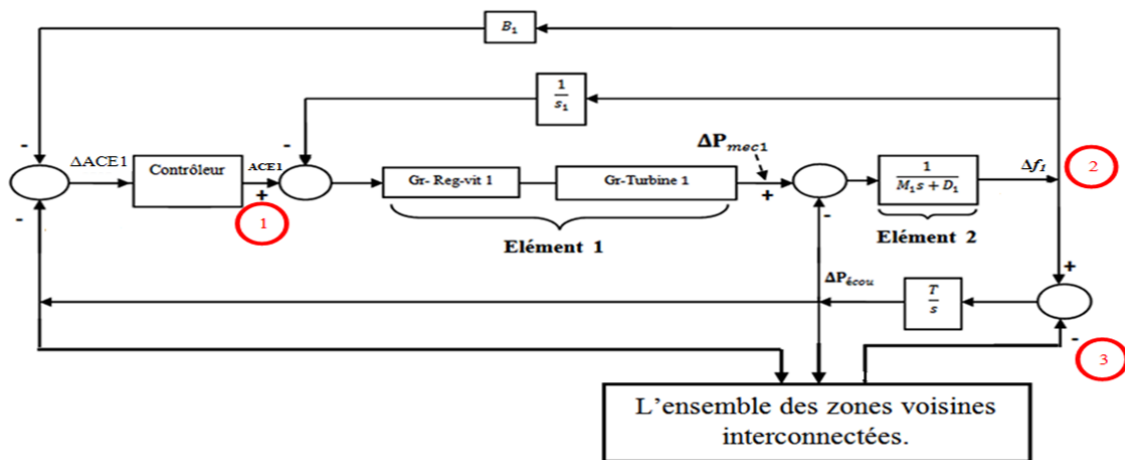


Figure III.3: Diagramme fonctionnel de deux zones de contrôles interconnectées.

D'après la figure III.2, 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 III.2 et III.3 sont définis comme suit :

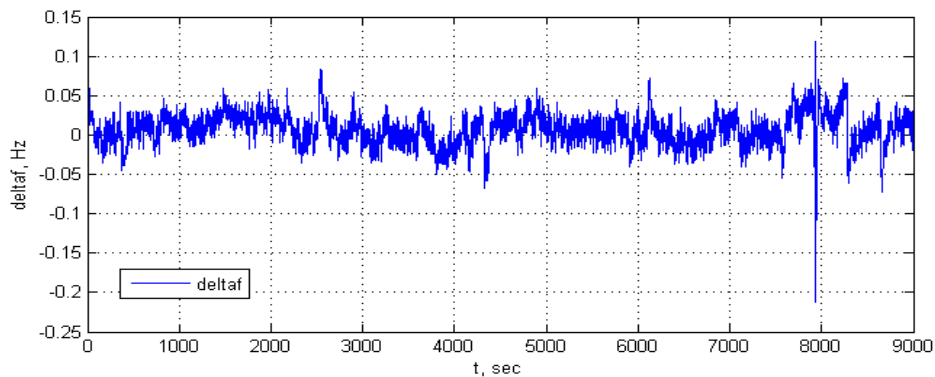
- ✓ Le signal 1 : est l'ACE.
- ✓ Le signal 2 : est la variation de la fréquence par rapport au 50Hz.
- ✓ Le signal 3 : est un signal filtré de la somme des puissances échangées III et IV.

1<sup>er</sup> élément : est le groupe des ensembles régulateurs de vitesse et turbines, comme illustré dans les figure II.7 et III.3.

2<sup>ème</sup> élément : est l'inertie de la masse tournante (Fig. II.7 et III.3).

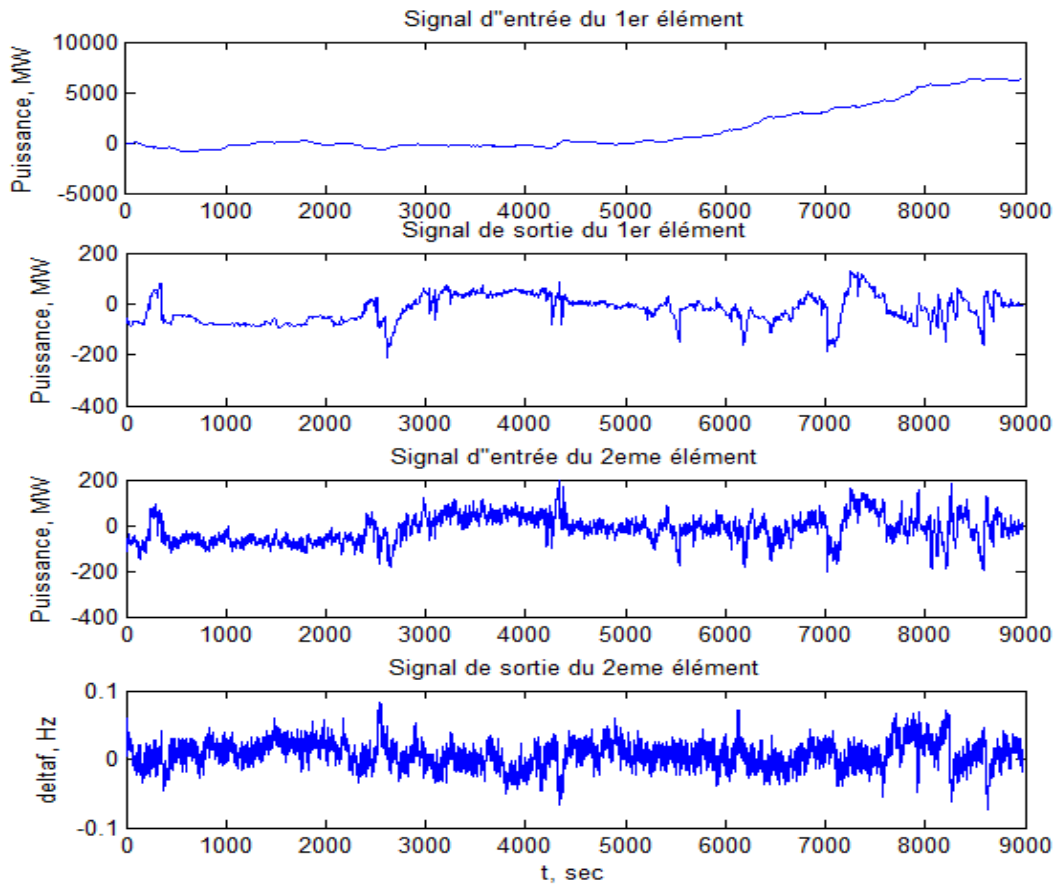
La mesure  $\Delta P_{mec 1}$ , montrée sur la figure IV.4, est aussi une donnée enregistrée.

Nous procédons par la suite à leurs arrangement en effectuant un traitement primaire d'éliminations d'incidents comme le montre la figue III.4. Pour le signal  $\Delta f$ , 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 III.4: 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<sup>er</sup> et du 2<sup>ème</sup> 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 III.5: Les signaux d'entrées sorties du 1er et 2ème élément sans défauts.**

### III.3.2 Application de l'algorithme d'identification

L'ordre du numérateur et du dénominateur de la fonction de transfert du 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> élément du système électrique, par contre le 2<sup>ème</sup> élément sa fonction du transfert est de 1<sup>er</sup> 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 continues des éléments du système électrique.

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

- La fonction de transfert pour le 1<sup>er</sup> élément

$$ftTuc = \frac{0.08945 s^3 + 0.002273 s^2 + 0.0005574 s - 3.943e-08}{s^4 + 0.5496 s^3 + 0.1497 s^2 + 0.01462 s + 8.68e-06}$$

- La fonction de transfert pour le 2<sup>ème</sup> élément :

$$ftGc = \frac{-0.0002331}{s + 1.656}$$

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.

#### III.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.

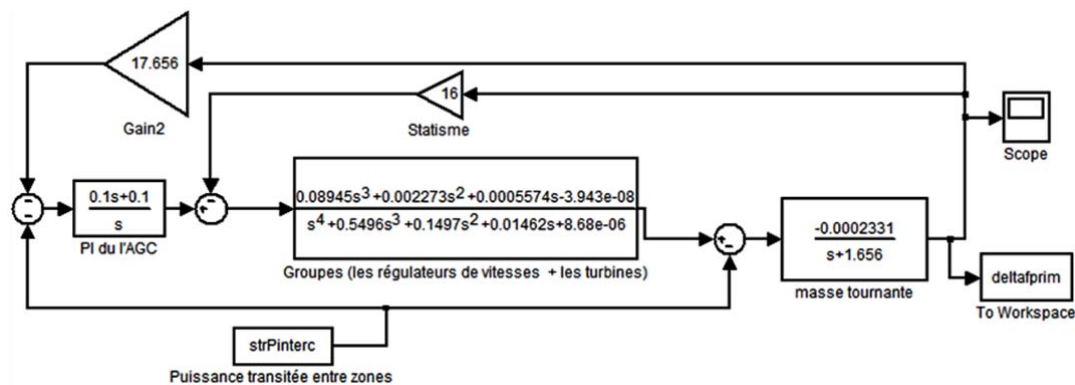
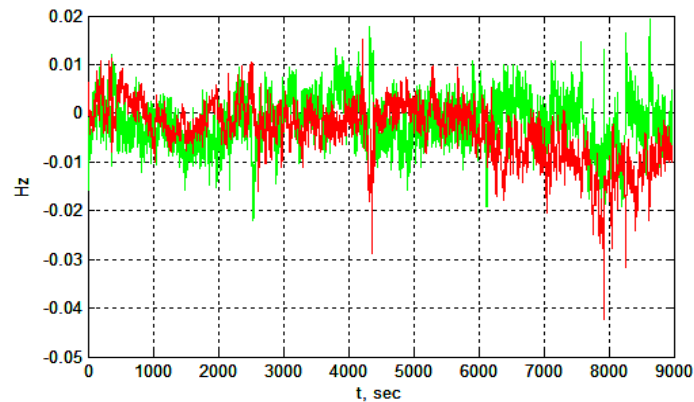


Figure III.6: Bloc Simulink du système électrique sous l'AGC.

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

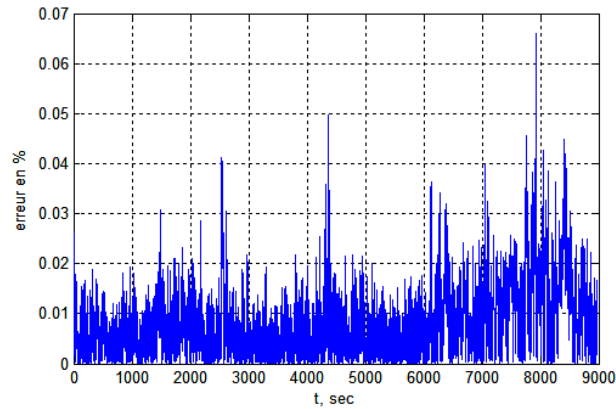
La valeur de statisme que nous avons pris est celle utilisée par l'AGC du système national. Si ce dernier a choisi que cette valeur soit petite, c'est par ce que l'opérateur du système électrique s'intéresse beaucoup plus aux variations de la charge (les échanges avec les zones voisines) qu'à celles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



**Figure III.7: Le signal  $\Delta f$  mesuré (signal en vert) et  $\Delta f$  identifié (signal en rouge).**

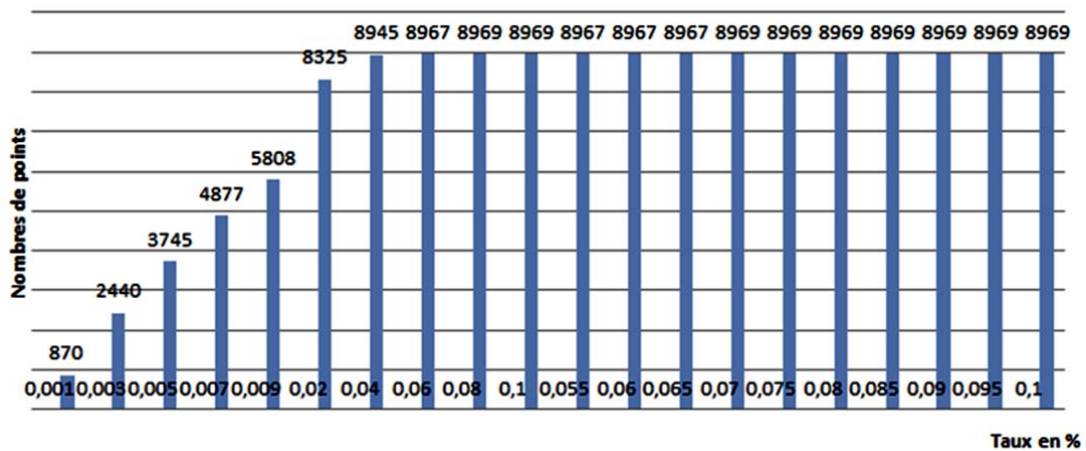
- ✓ Data 1 présente la variation de la fréquence mesurée par l'AGC.
- ✓ Data 2 présente la variation de la fréquence extraite du processus d'identification à travers la simulation.

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.



**Figure III.8: Erreur relative en pourcentage du signal de sortie du 2ème élément ( $\Delta f$ ).**

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 III. 9: 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 identifiés. 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%.



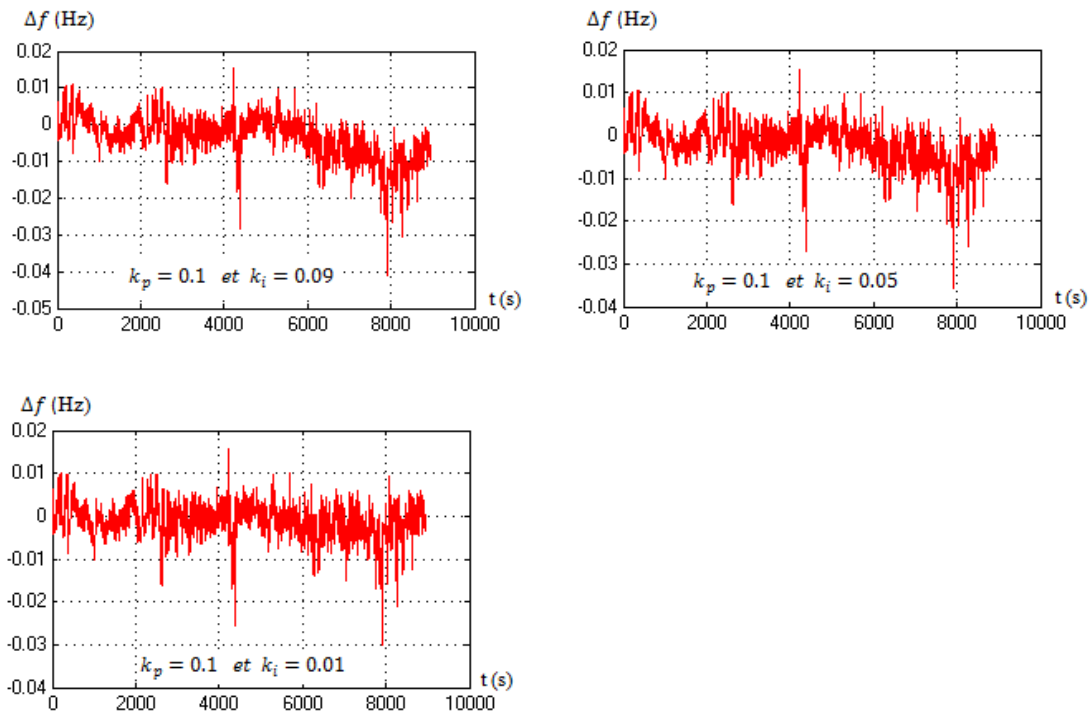
### III.5 Amélioration de l'AGC du SPTE national

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 montrer la variation de la fréquence pour chaque test.

#### ✓ 1<sup>er</sup> test.

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



**Figure III.10: La variation de la fréquence pour  $k_p = 0.1$  et  $k_i$  variable.**

✓ 2<sup>ème</sup> test

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

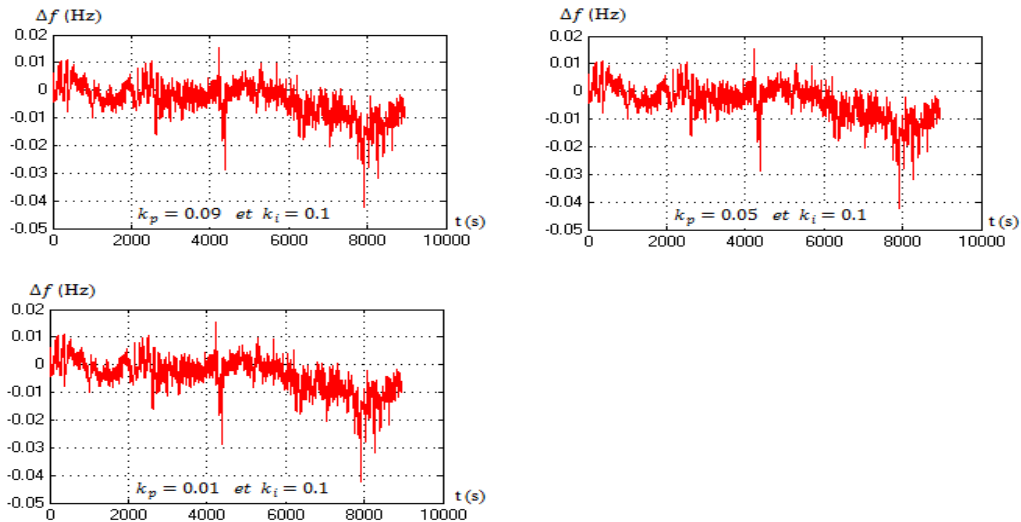


Figure III.11: La variation de la fréquence pour  $k_i = 0.1$  et  $k_p$  variable.

✓ 3<sup>ème</sup> test

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

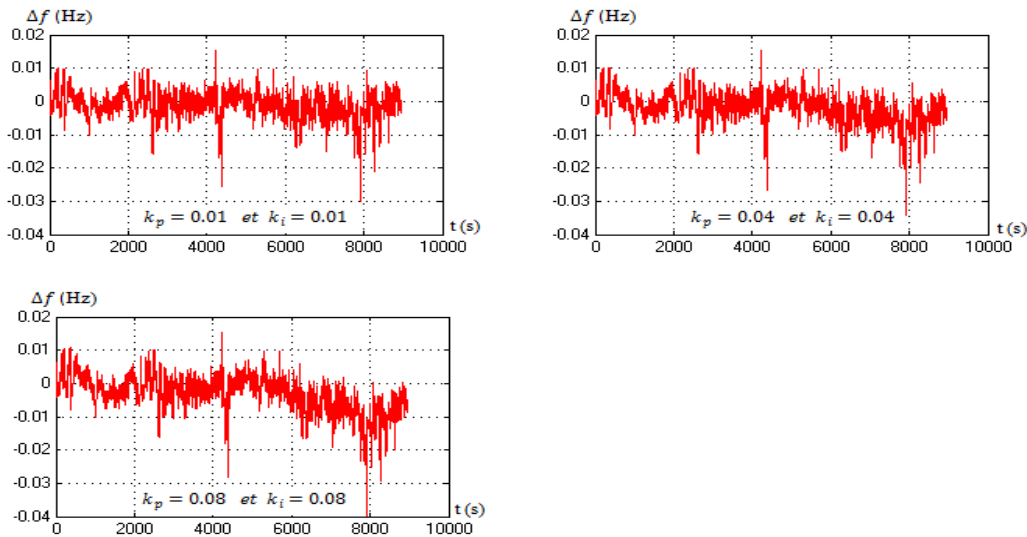
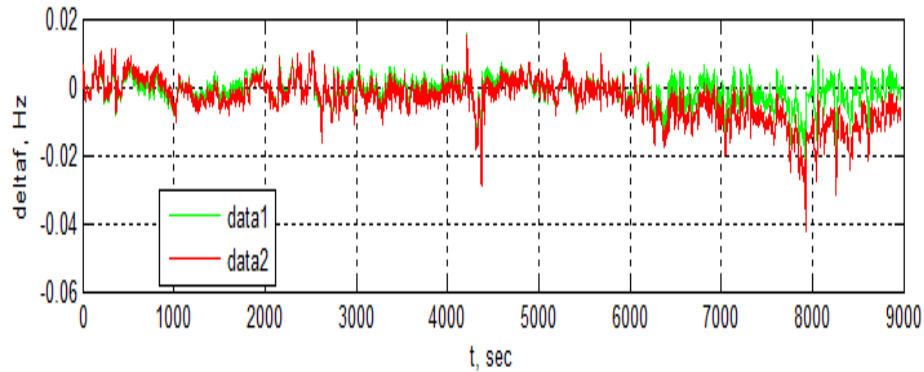
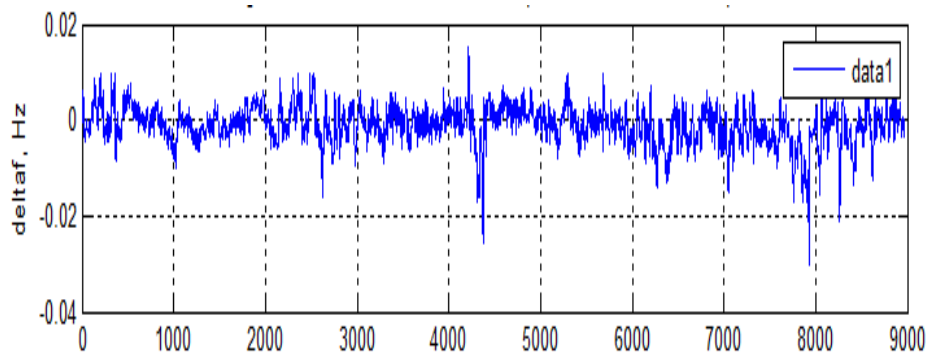


Figure III.12: La variation de la fréquence pour  $k_i$  et  $k_p$  variables.

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 III.13: Comparaison entre  $\Delta f$  avec le PI de l'AGC (rouge) et  $\Delta f$  résultant avec le nouveau PI (vert).**



**Figure III.14: le signal  $\Delta f$  généré par le nouveau PI.**

### III.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

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

- [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<sup>ème</sup> 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.
- [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.