



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات  
Ecole Nationale Polytechnique

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



# Mémoire de Master en Electrotechnique

Présenté par :  
**AGHBARI Amine**

**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
AMEYOUND Aziz	Directeur de la Conduite du Système Electrique auprès de l'Operateur Système	SONELGAZ

**ENP 2012**

## الملخص

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.

**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.

**Tables des matières**

<b>Tables des matières</b> .....	<b>i</b>
<b>Liste des figures</b> .....	<b>iii</b>
<b>Introduction générale</b> .....	<b>1</b>
<b>I. Réglage automatique de la production « AGC »</b> .....	<b>2</b>
I.1 Introduction .....	2
I.2 Description et rôles de l'AGC.....	2
I.3 Contrôle de la fréquence d'un système électrique.....	3
I.3.1 Contrôle de la fréquence via la boucle du réglage primaire .....	5
I.3.2 Contrôle de la fréquence via la boucle du réglage secondaire .....	7
I.3.3 Réglage d'urgence .....	8
I.4 Caractéristiques de l'AGC .....	9
I.4.1 Le statisme .....	9
I.4.2 Réserve tertiaire .....	10
I.4.3 Facteur de participation .....	11
I.4.4 Contrainte de taux de production .....	11
I.4.5 La bonde morte du régulateur de vitesse.....	12
I.4.6 Le temps de retard .....	12
I.5 Modèle production-Charge .....	12
I.6 Simulation des réglages de l'AGC .....	15
I.6.1 Réglage primaire d'une zone isolée.....	15
I.6.2 Réglage secondaire d'une zone isolée.....	16
I.6.3 Réglage primaire et secondaire de deux zones interconnectées.....	17
I.6.4 Introduction du système d'excitation à l'AGC .....	19
I.7 Centre de contrôle SCADA/AGC .....	20
I.8 Conclusion.....	21
<b>II. Application à l'AGC du SPTE national</b> .....	<b>22</b>
II.1 Introduction .....	22
II.2 L'AGC du SPTE national .....	22
II.2.1 Fonctionnalités .....	22
II.2.2 Signaux requis par l'AGC.....	23
II.2.3 Types de commande de l'AGC et conditions de blocage .....	24
II.3 Identification de l'AGC du SPTE national. ....	25

## Tables des matières

II.3.1	Construction des signaux utilisés.....	25
II.3.2	Méthode d'identification.....	28
II.3.3	Application de l'algorithme d'identification .....	31
II.4	Simulation du modèle identifié de l'AGC du SPTe national .....	32
II.5	Amélioration de l'AGC du SPTe national .....	35
II.6	Conclusion.....	37
<b>Conclusion générale.....</b>		<b>38</b>
<b>Bibliographie .....</b>		<b>39</b>

Liste des figures

Chapitre I

Figure I.1 : Structure de base du système de contrôle de production [12]. .....2  
 Figure I.2: variation de la fréquence et des différentes opérations de réglage. ....4  
 Figure I. 3: exemple de réponse de réglages primaire, secondaire et d'urgence [6].....5  
 Figure I. 4: Régulation de la vitesse de la turbine avec la boucle du réglage primaire. ....6  
 Figure I.5: mécanisme de réglage de fréquence.....7  
 Figure I.6: satisfaction de la charge par des générateurs avec des différents coefficients d'abattement [4]. .....10  
 Figure I.7: modèle de réponse en fréquence pour l'analyse dynamique des performances [6].15  
 Figure I. 8: bloc de simulation pour le réglage primaire d'une zone isolée. ....15  
 Figure I.9: réponse en fréquence du réglage primaire d'une zone isolée. ....16  
 Figure I.10: bloc de simulation pour le réglage secondaire d'une zone isolée. ....16  
 Figure I. 11: réponse en fréquence du réglage secondaire d'une zone isolée.....17  
 Figure I. 12: bloc de simulation pour le réglage primaire et secondaire de deux zones interconnectées. ....17  
 Figure I. 13: visualisation de la puissance de chaque zone, et la puissance inter changée. ....18  
 Figure I. 14: réponse en fréquence pour chaque zone. ....18  
 Figure I. 15: bloc de simulation de l'AGC d'une zone avec le système d'excitation. ....19  
 Figure I. 16: visualisation de la tension d'excitation.....19  
 Figure I. 17: Système moderne de la gestion de l'énergie (EMS) [6]. .....20  
 Figure I. 18: schéma simple d'un système SCADA/AGC de contrôle à distance des centrales de production [6]. .....21

Chapitre II

Figure II.1: Interconnexion des SPTe de l'Algérie, du Maroc et de la Tunisie. ....22  
 Figure II.2: Vue fonctionnelle générale & Interfaces [14].....24  
 Figure II.3: vue générale de réglage fréquence-charge par l'AGC[14]. .....26  
 Figure II.4 : diagramme fonctionnel de deux zones de contrôles interconnectées. ....26  
 Figure IV.5 : variation de la fréquence par rapport au 50Hz avec défaut. ....27  
 Figure II.6: Les signaux d'entrées sorties du 1er et 2ème élément sans défauts.....28  
 Figure II.7 : schéma de principe de l'indentification d'un système [15]. ....29  
 Figure II.8: Bloc Simulink du système électrique sous l'AGC. ....33  
 Figure II.9: Le signal  $\Delta f$  mesuré (signal en vert )et  $\Delta f$  identifié (signal en rouge). .....33  
 Figure II. 10: Erreur relative en pourcentage du signal de sortie du 2ème élément ( $\Delta f$ ). .....34  
 Figure II. 11: l'évolution de l'erreur en fonction de nombre de points identifiés.....34  
 Figure II. 12: la variation de la fréquence pour  $kp = 0.1$  et  $ki$  variable. ....35  
 Figure II. 13: la variation de la fréquence pour  $ki = 0.1$  et  $kp$  variable. ....36  
 Figure II. 14: la variation de la fréquence pour  $ki$  et  $kp$  variables.....36  
 Figure II. 15: Comparaison entre  $\Delta f$  avec le PI de l'AGC (rouge) et  $\Delta f$  résultant avec le nouveau PI (vert). ....37  
 Figure II.16: le signal  $\Delta f$  généré par le nouveau PI.....37

### 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 ».

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 l'échange 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. Réglage automatique de la production « AGC »

### I.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.

### I.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.

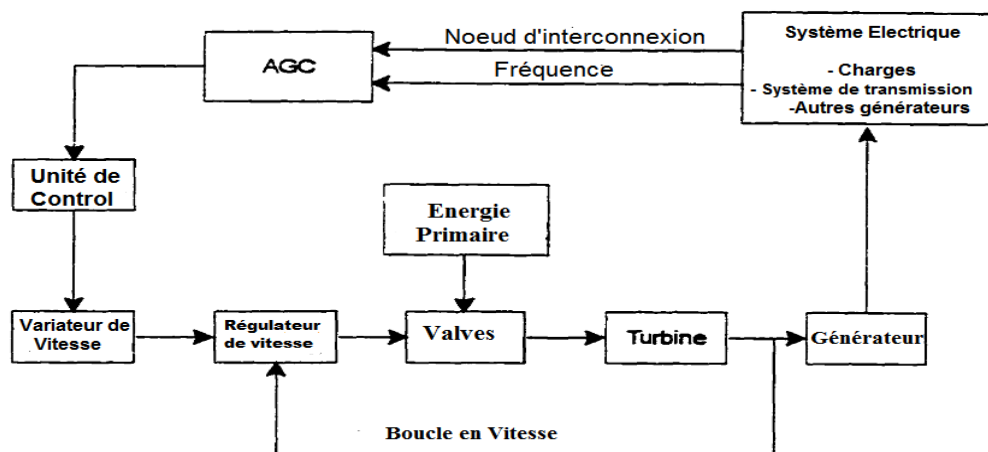


Figure I.1 : Structure de base du système de contrôle de production [12].

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].

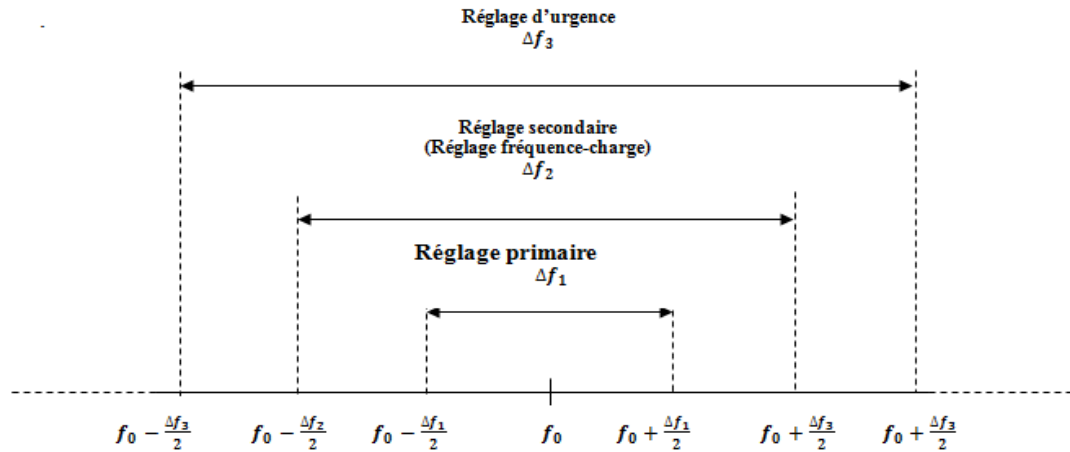
### **I.3 Contrôle de la fréquence d'un système électrique**

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.



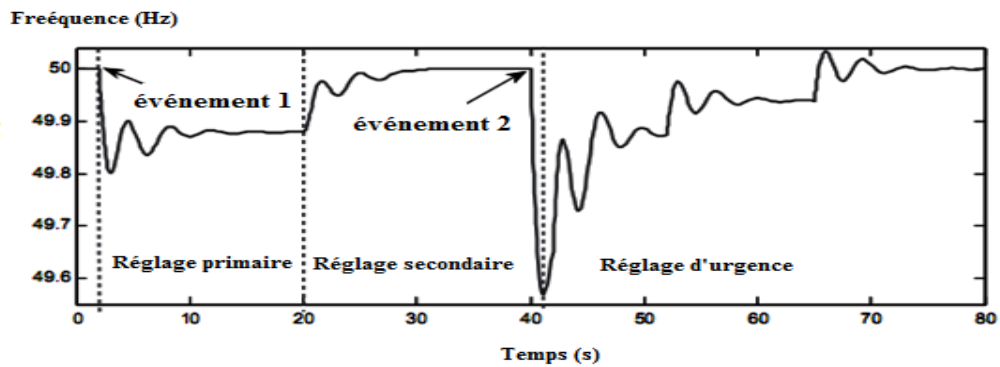
**Figure I.2: variation de la fréquence et des différentes opérations de réglage.**

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  $\Delta f_1$ ,  $\Delta f_2$  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 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 I. 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.

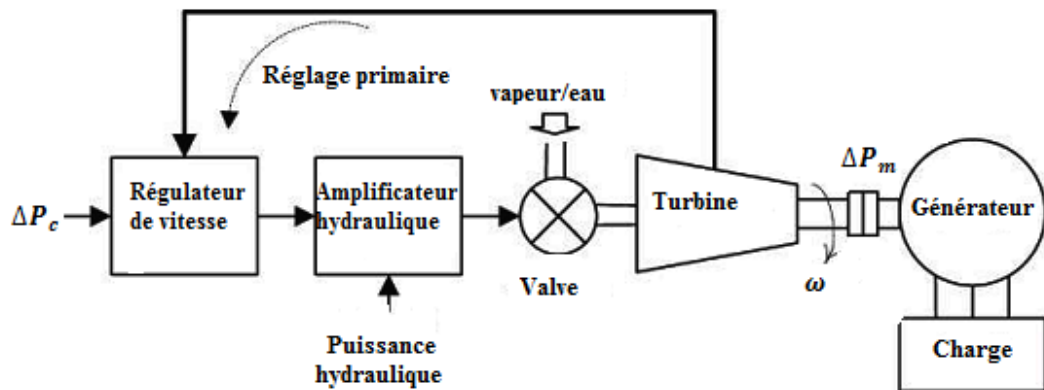
Après événement 1, les boucles du réglage primaire de toutes les unités de production répondent dans quelques secondes. Dès que l'équilibre sera rétabli, la fréquence du système se stabilise et prend une valeur fixe, mais qui diffère de la fréquence nominale, en raison de l'abatement des alternateurs [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.

### **I.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 I. 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.

### I.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.

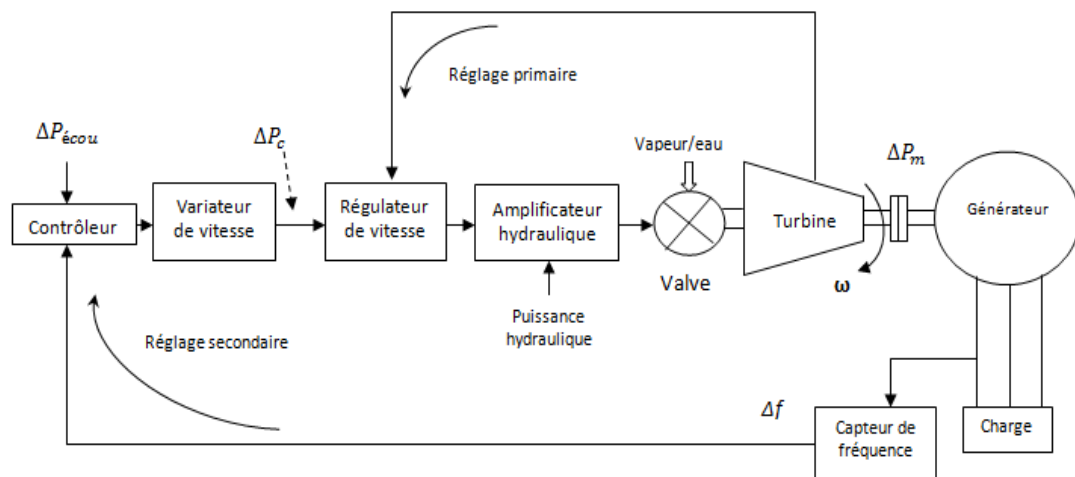


Figure I.5: mécanisme de réglage de fréquence.

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. 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.

### I.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*.

#### I.4 Caractéristiques de l'AGC

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

##### I.4.1 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]:

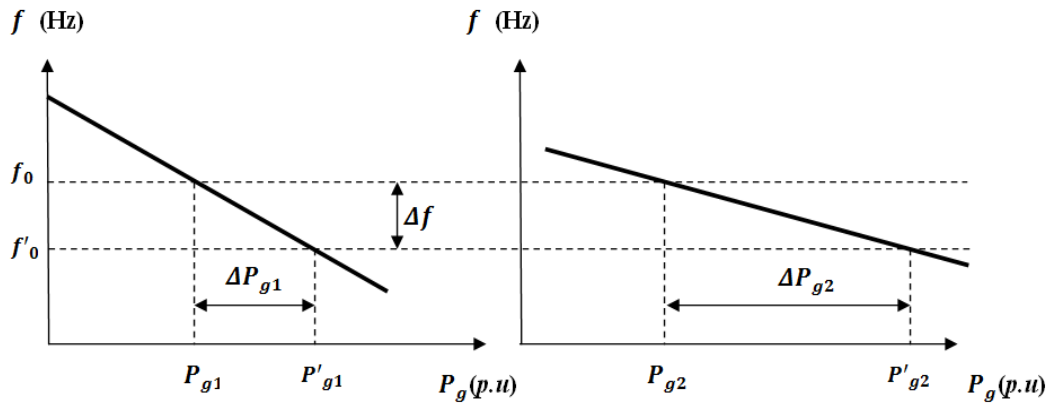
$$s = \frac{\Delta f}{\Delta P_g} \left( \text{Hz}/\text{pu. MW} \right) \quad \text{III.1}$$

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

#### I.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.

### I.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.

### I.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.

#### I.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 atteint 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.

#### I.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.

### I.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 :

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

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 :

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

- **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  $\Delta P_L$  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 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  $\beta_i$  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:

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

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

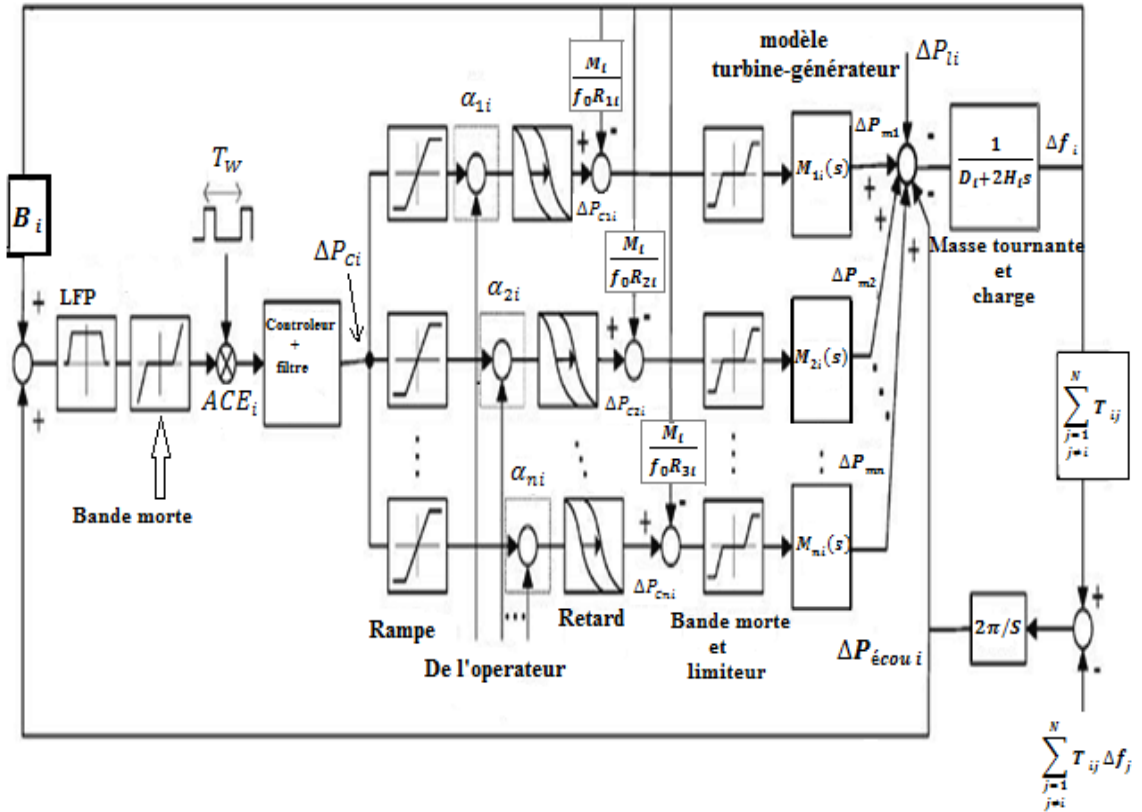


Figure I.7: modèle de réponse en fréquence pour l'analyse dynamique des performances [6].

### I.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.

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

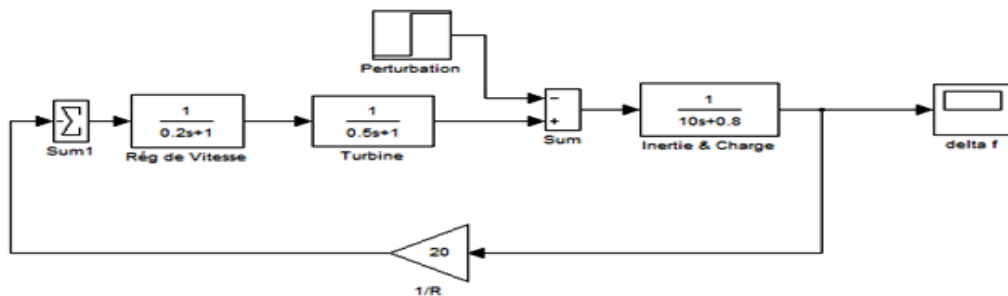


Figure I. 8: bloc de simulation pour le réglage primaire d'une zone isolée.

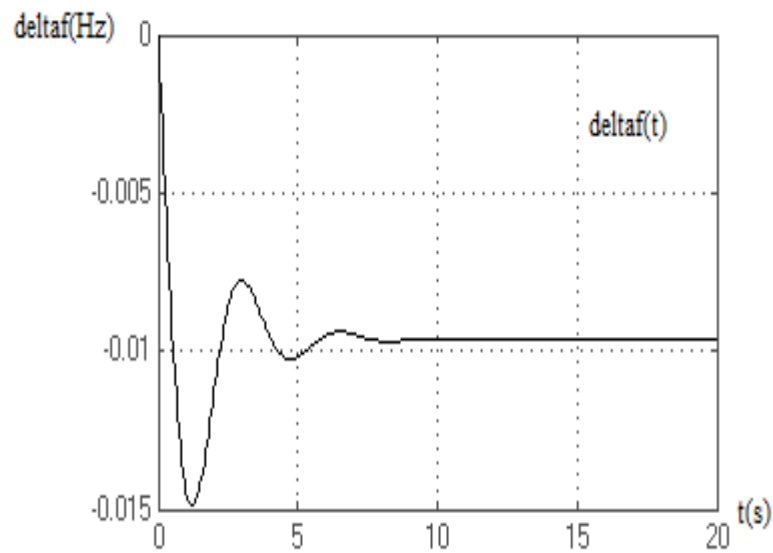


Figure I.9: réponse en fréquence du réglage primaire d'une zone isolée.

**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.

**I.6.2 Réglage secondaire d'une zone isolée**

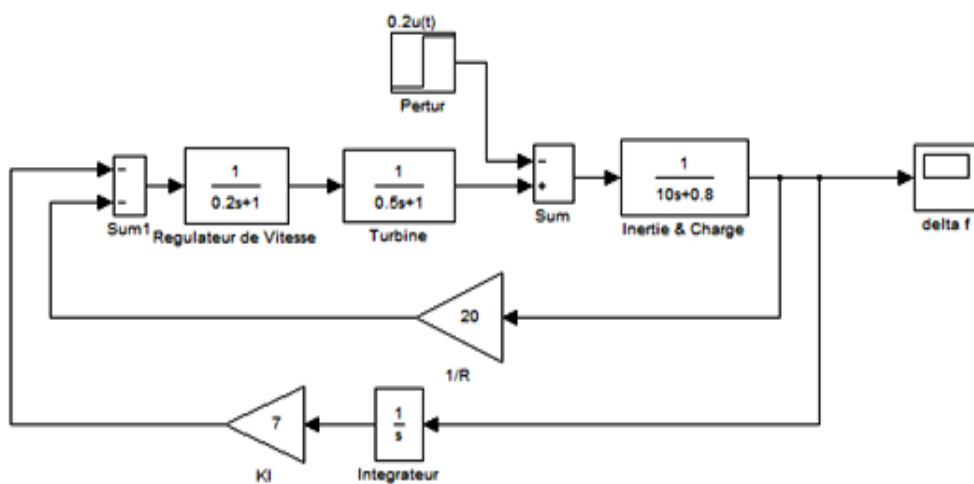


Figure I.10: bloc de simulation pour le réglage secondaire d'une zone isolée.

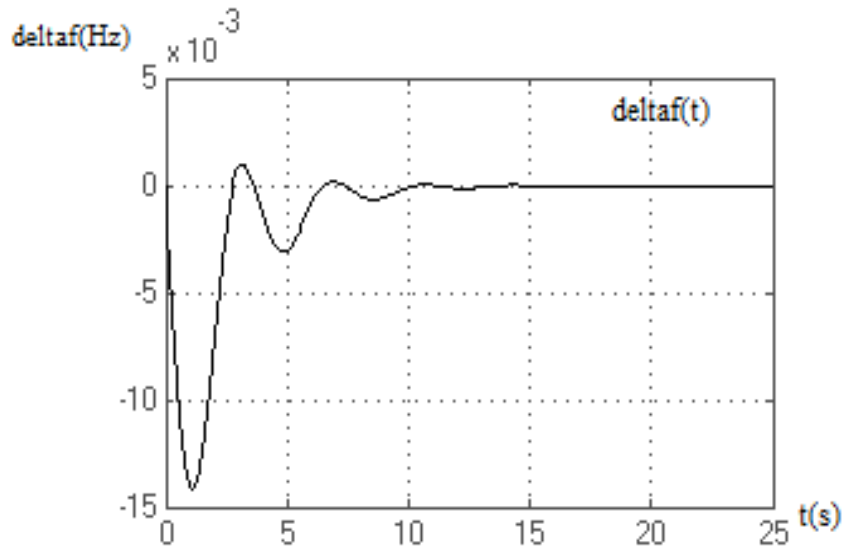


Figure I. 11: réponse en fréquence du réglage secondaire d'une zone isolée.

**Interprétation :**

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

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

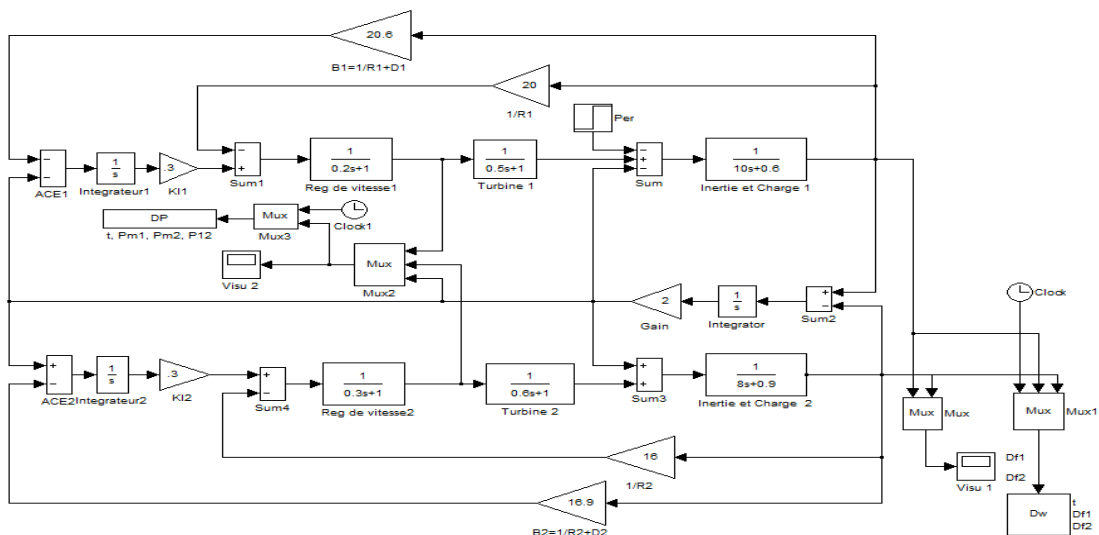
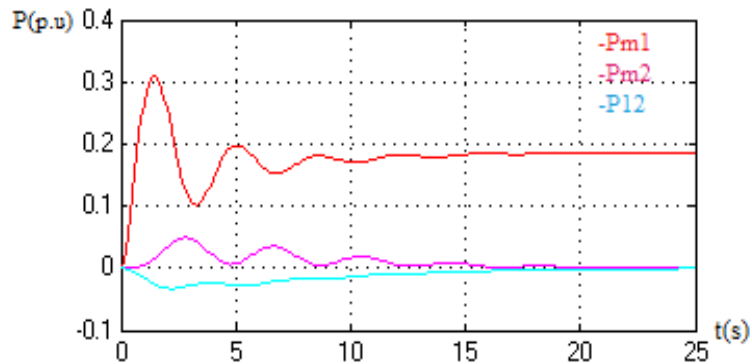
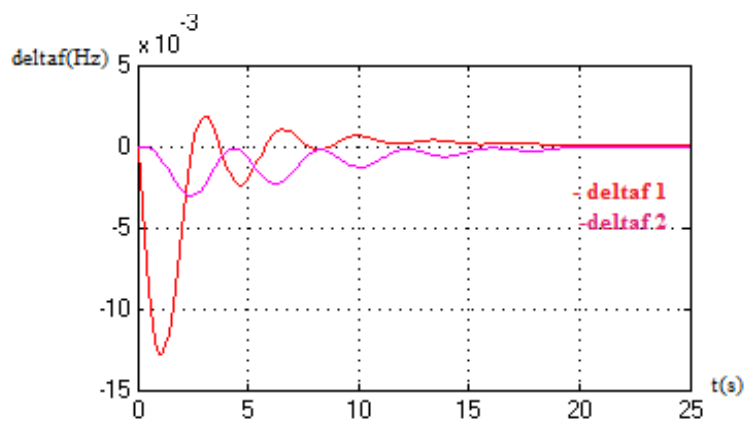


Figure I. 12: bloc de simulation pour le réglage primaire et secondaire de deux zones interconnectées.



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



**Figure I. 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 ;

I.6.4 Introduction du système d'excitation à l'AGC

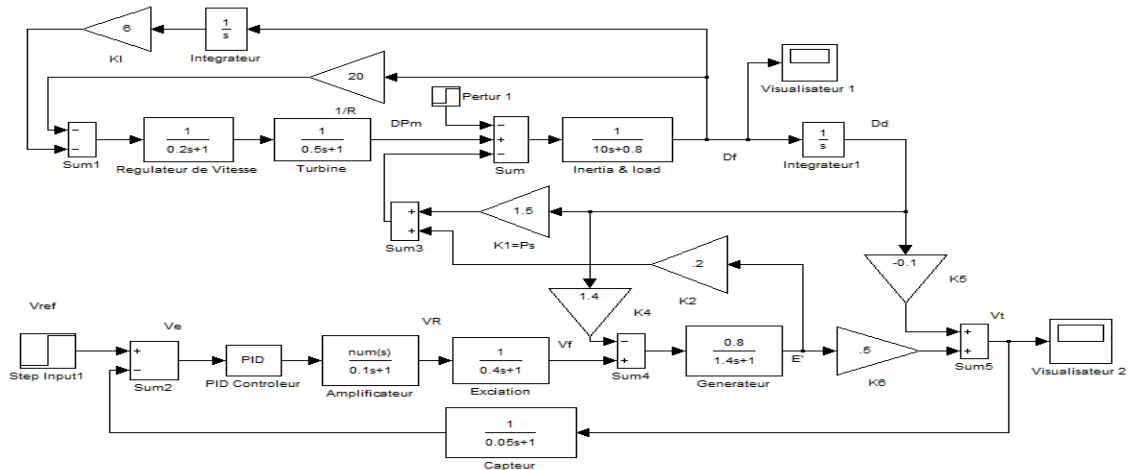


Figure I. 15: bloc de simulation de l'AGC d'une zone avec le système d'excitation.

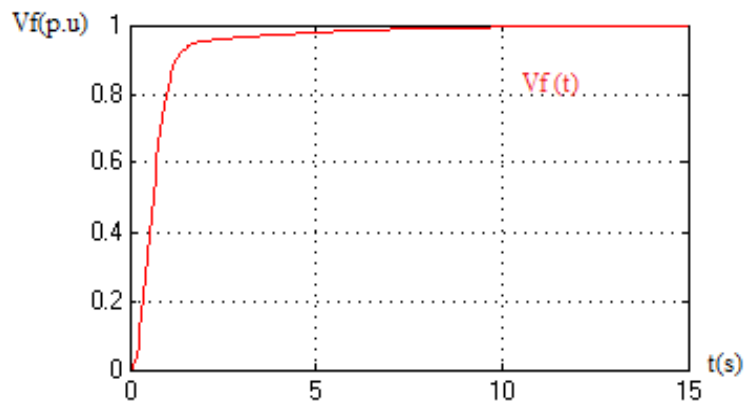


Figure I. 16: visualisation de la tension d'excitation.

Interprétation :

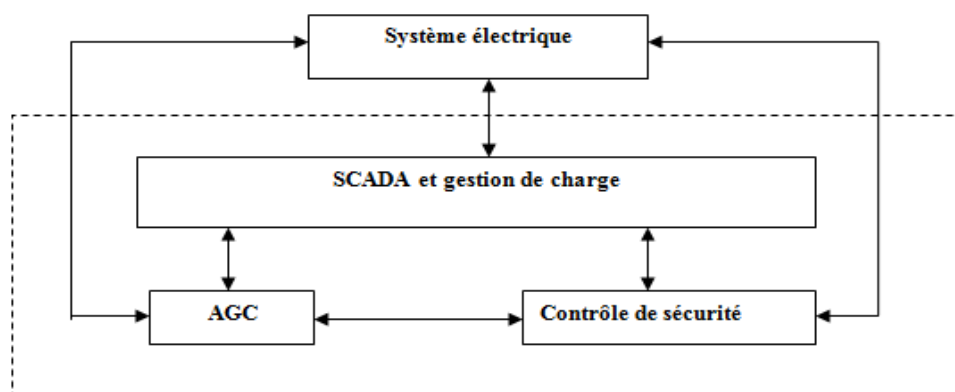
Nous remarquons, au niveau de la variation de fréquence, qu'il y a peu de changement relativement au système AGC isolé sans considération de l'excitation, ce qu'est dû aux coefficients de couplage qui sont petits. La tension d'excitation suit sa valeur fixée par la consigne.



### I.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 I. 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.

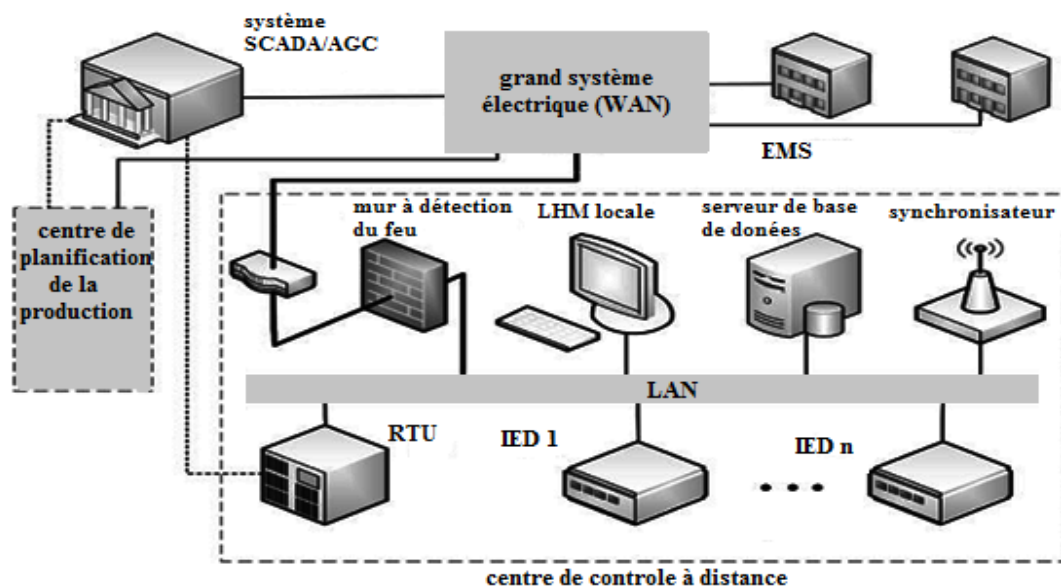


Figure I. 18: schéma simple d'un système SCADA/AGC de contrôle à distance des centrales de production [6].

## I.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.

## II. Application à l'AGC du SPTE national

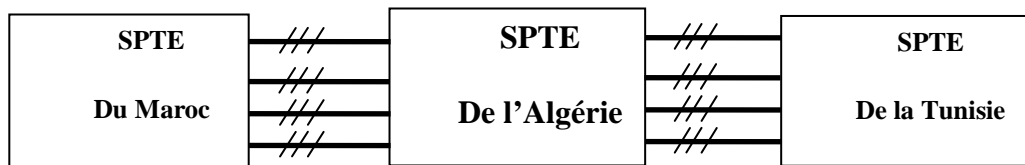
### II.1 Introduction

L'Algérie dispose d'un grand SPTE son vaste territoire et son interconnexion avec d'autres pays du Maghreb (le Maroc et la Tunisie). Comme tous les opérateurs 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.

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

#### II.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.

### **II.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.

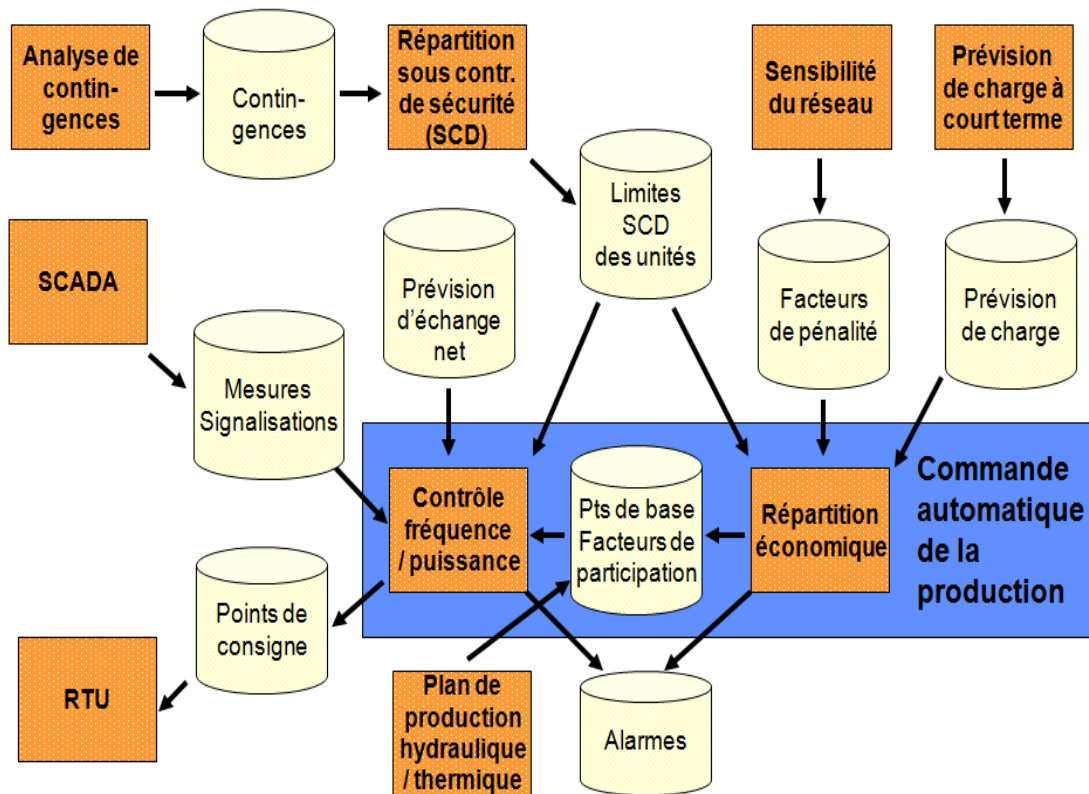


Figure II.2: Vue fonctionnelle générale & Interfaces [14].

### II.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.

### II.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.

#### II.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.

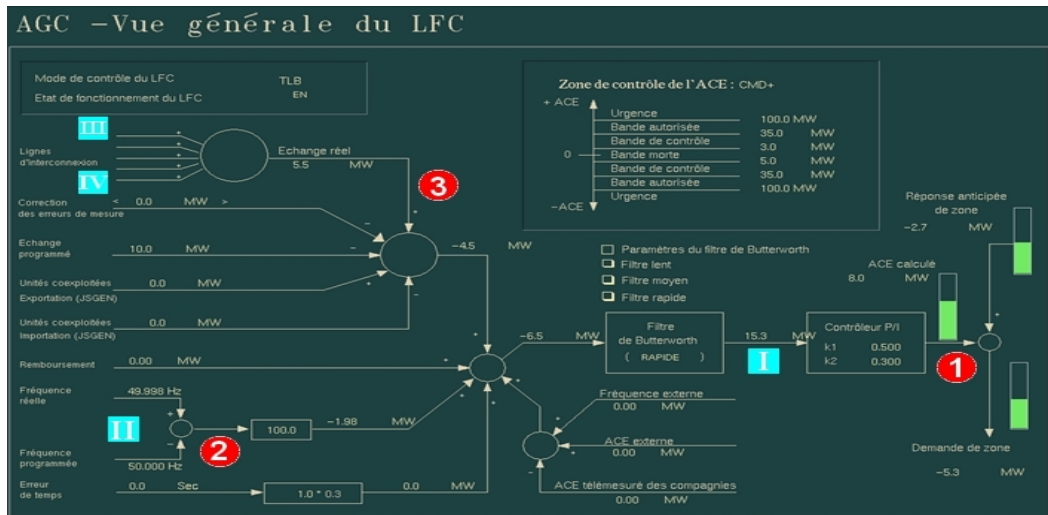


Figure II.3: vue générale de réglage fréquence-charge par l'AGC[14].

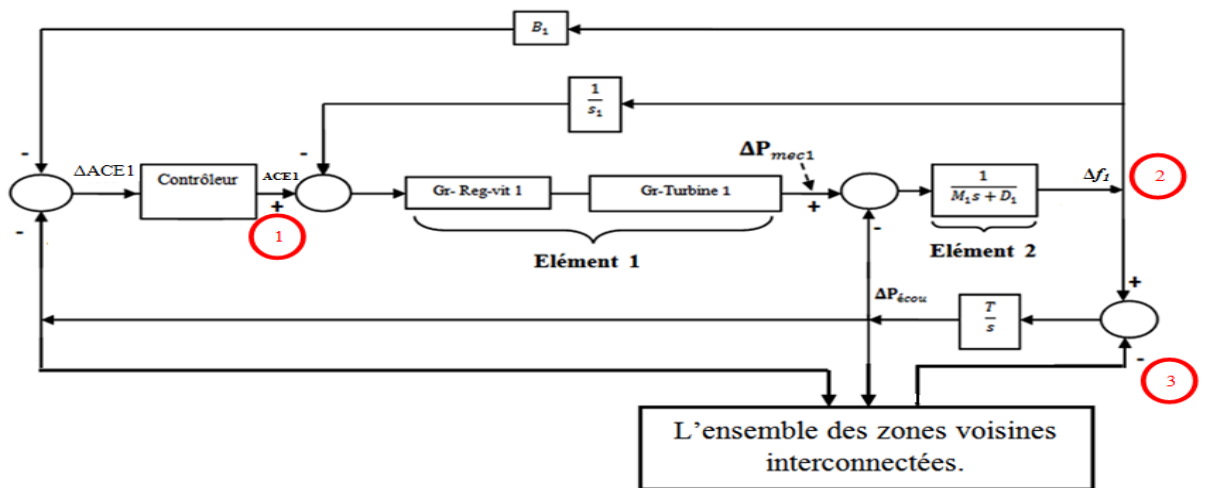


Figure II.4 : diagramme fonctionnel de deux zones de contrôles interconnectées.

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.

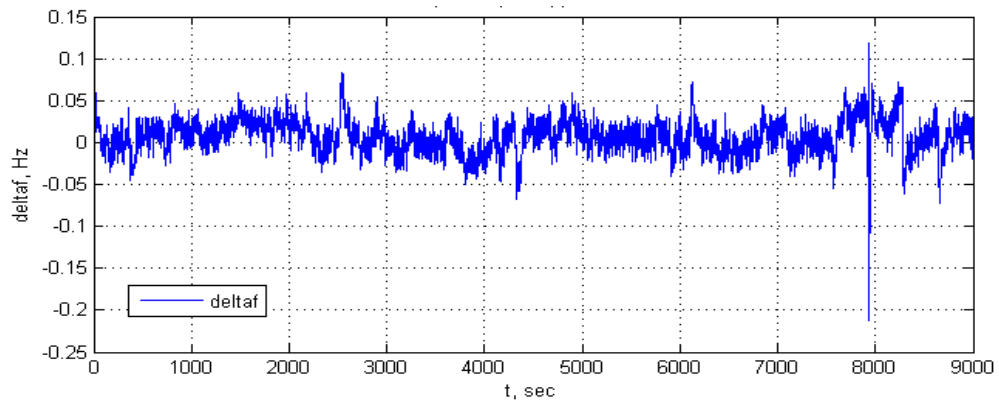
✓ Le signal 3 : est un filtré de la somme des puissances échangées III et IV.

1<sup>er</sup> élément : est le groupe des ensembles régulateurs de vitesse et turbines, comme illustré dans les figure III.10 et IV.4.

2<sup>ème</sup> 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  $\Delta f$ , 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 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<sup>er</sup> et du 2<sup>ème</sup> élément du système électrique sous l'AGC de le SPTÉ national, nous avons écrit un programme sous Matlab, où l'évolution de ces signaux sans défauts sont illustrés dans la figure c'est dessous.



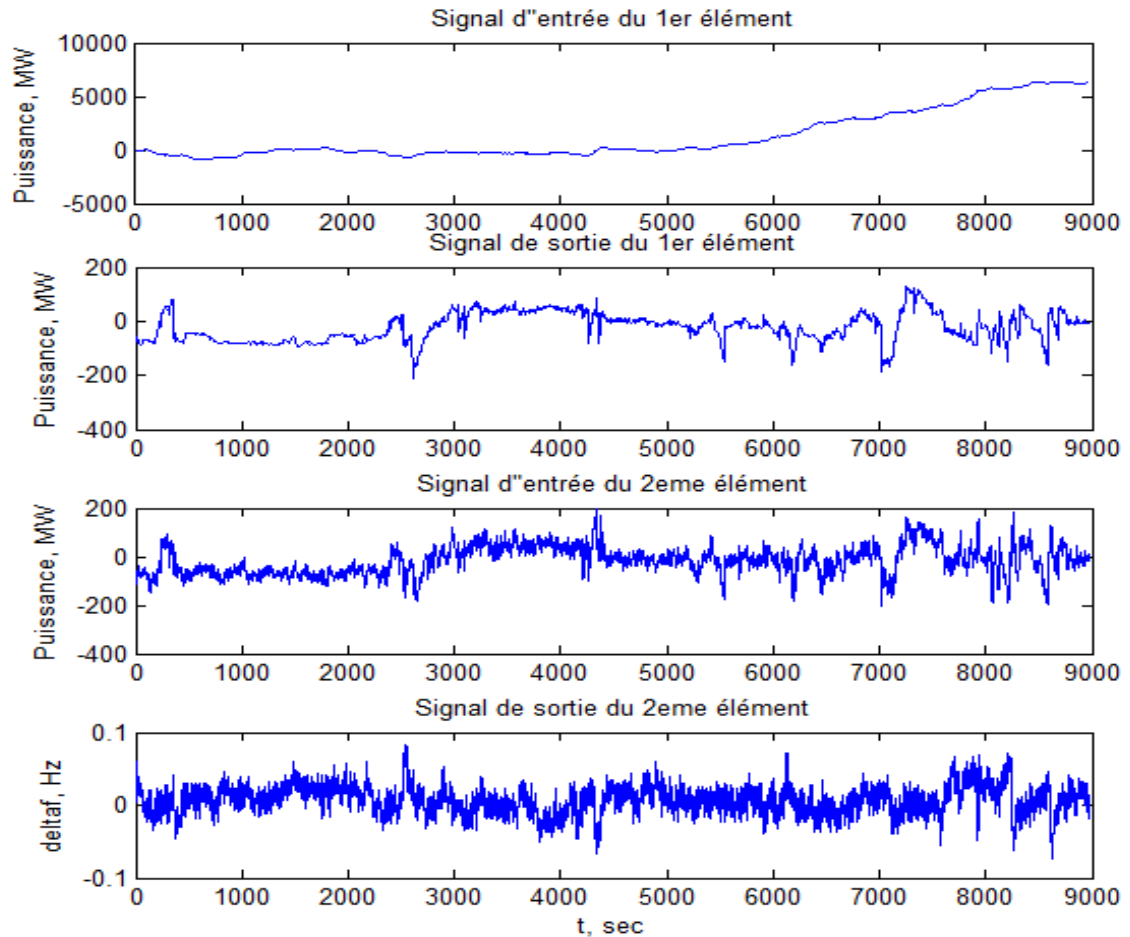


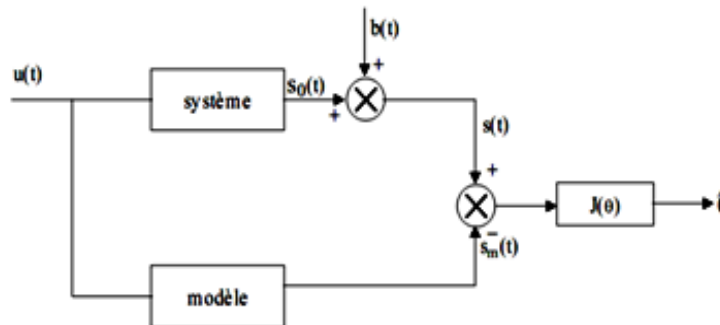
Figure II.6: Les signaux d'entrées sorties du 1er et 2ème élément sans défauts.

### II.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 II.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  $\theta$  optimal peut être calculé en utilisant la pseudo-inverse de  $\phi$  :

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

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

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

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

$\theta$  : Vecteur des paramètres à identifier

$\phi$  : 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.

### II.3.3 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 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<sup>er</sup> 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 2ème 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.

#### II.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.

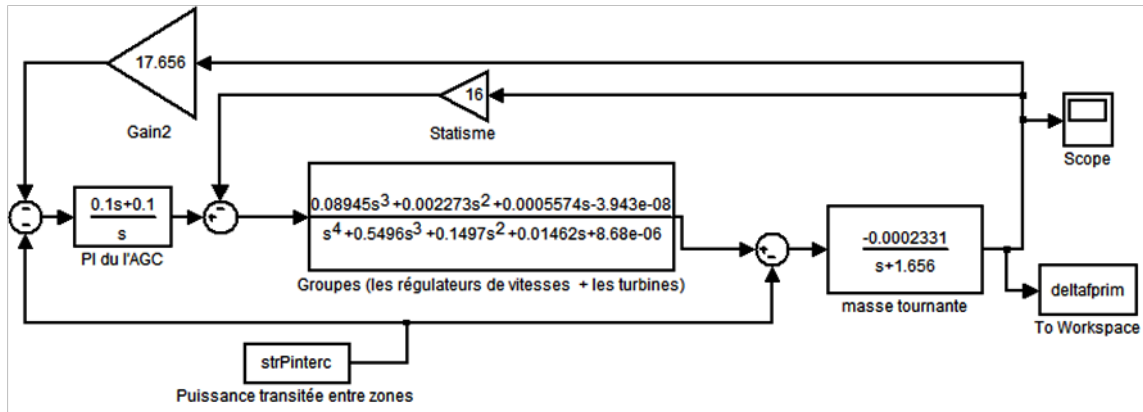


Figure II.8: Bloc Simulink du système électrique sous l'AGC.

Nous avons utilisé un modèle proche à celui de l'AGC théorique avec un statisme de  $16 \text{ Hz/pu.MW}$ , muni d'un PI avec les coefficients  $K_p=0.1$  et  $K_i=0.1$  utilisés par l'opérateur du système national (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.

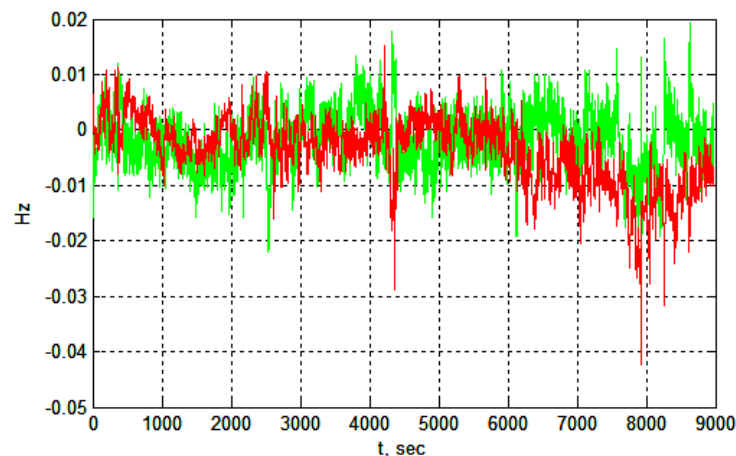
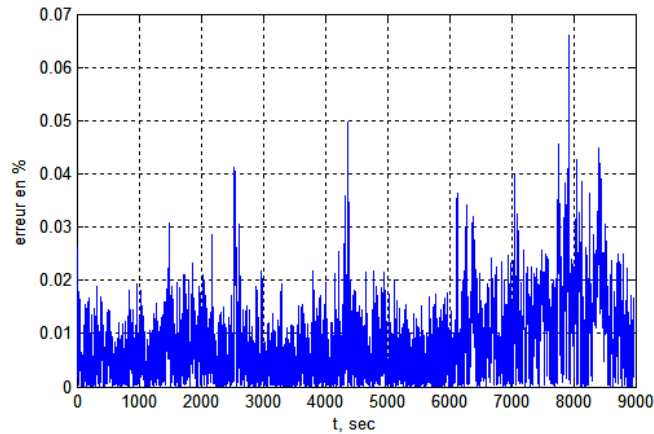


Figure II.9: Le signal  $\Delta f$  mesuré (signal en vert) et  $\Delta f$  identifié (signal en rouge).

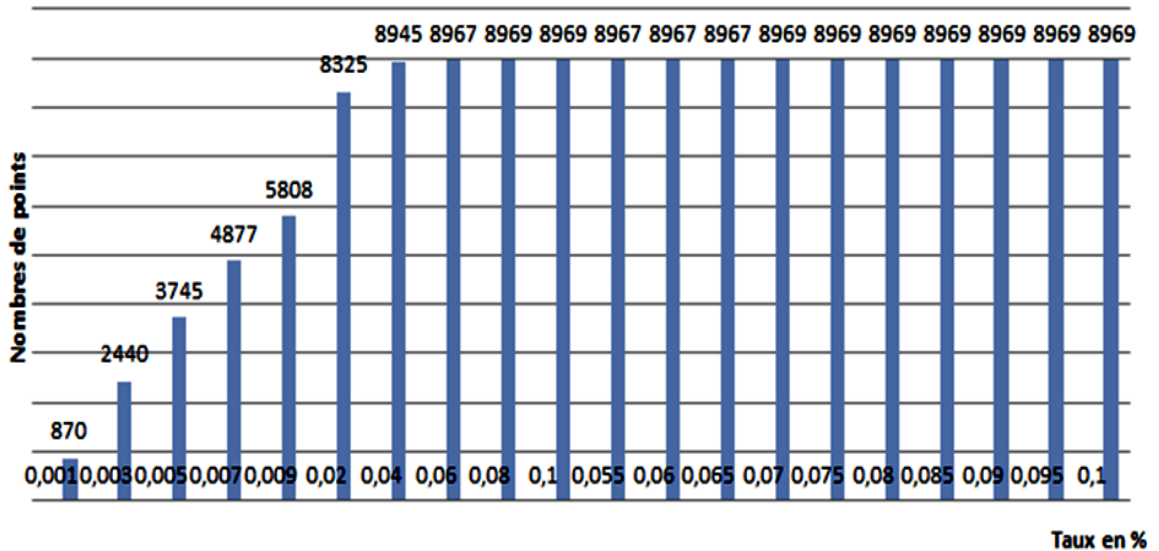
- ✓ Data 1 présente la variation de la fréquence mesurée par l'AGC.
- ✓ Data 2 présente la variation de la fréquence extraite du processus d'identification à travers la simulation.

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 (Annexe G).



**Figure II. 10: 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 II. 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%.

## II.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<sup>er</sup> test.

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

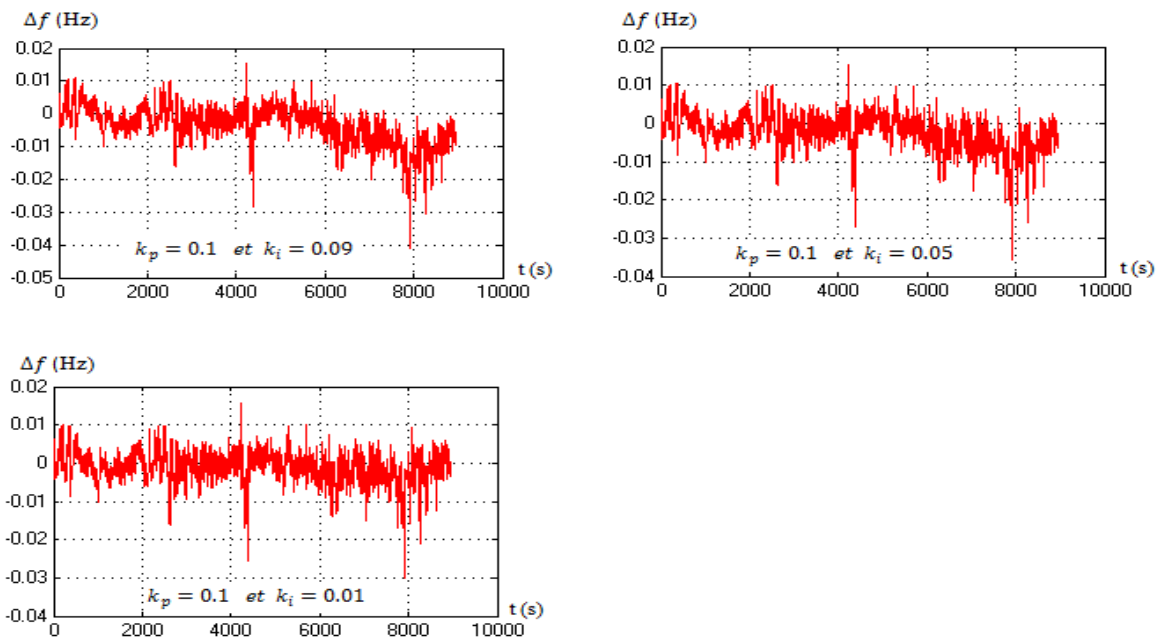


Figure II. 12: la variation de la fréquence pour  $k_p = 0.1$  et  $k_i$  variable.



✓ 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.

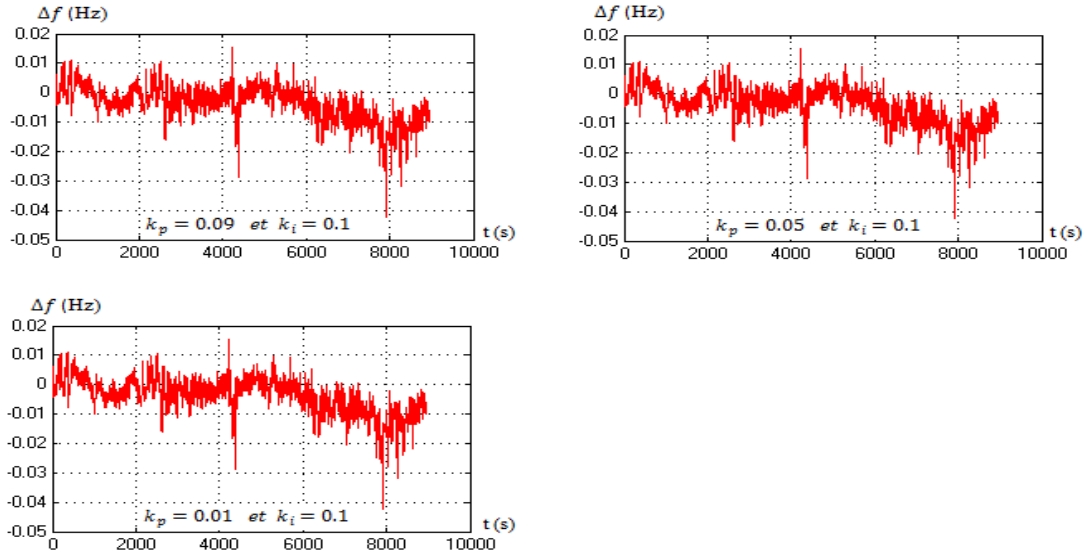


Figure II. 13: la variation de la fréquence pour  $k_i = 0.1$  et  $k_p$  variable.

✓ 3<sup>ème</sup> test

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

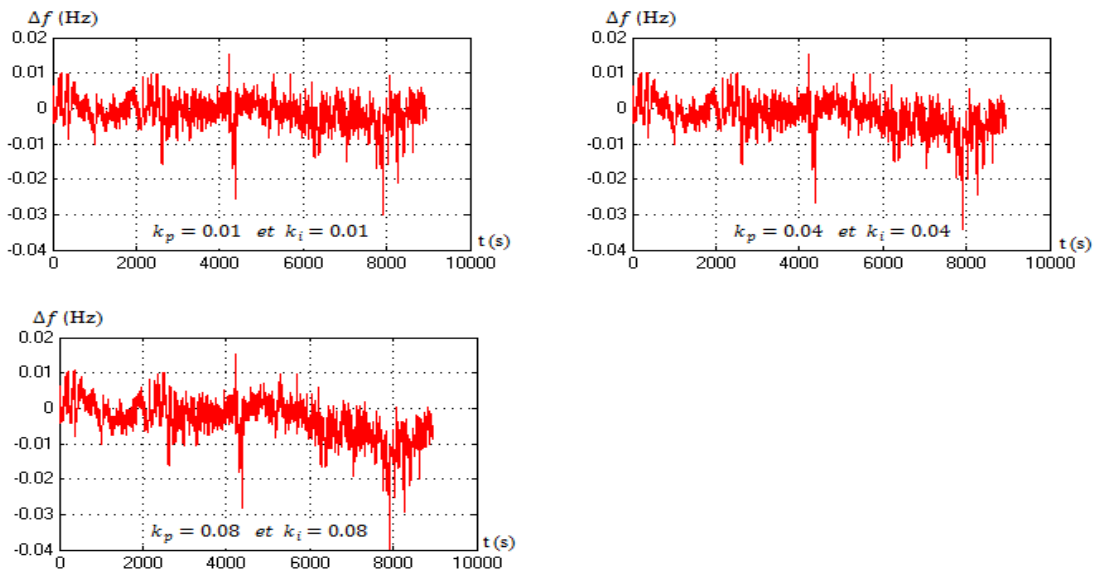
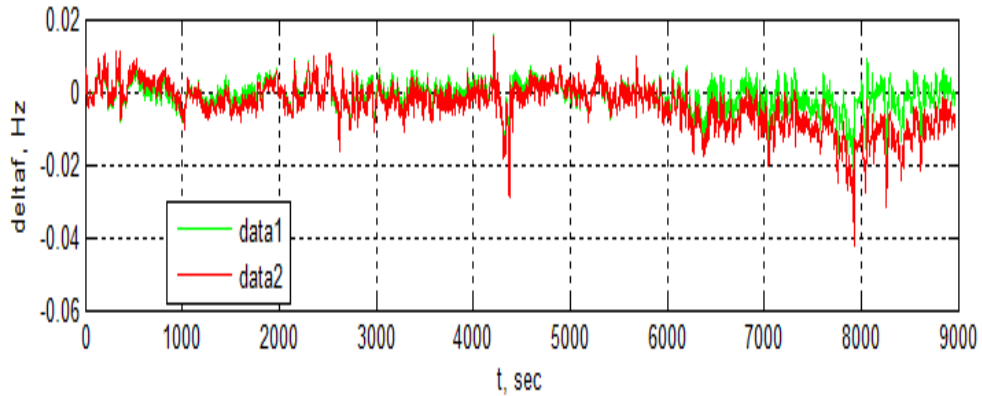
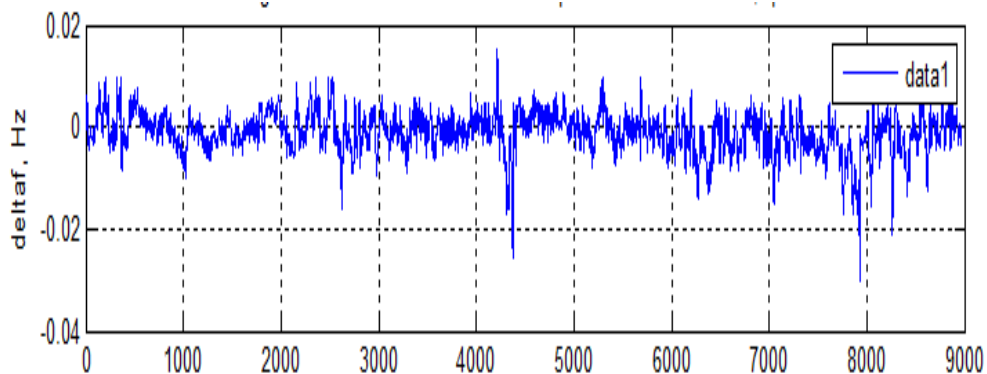


Figure II. 14: la variation de la fréquence pour  $k_i$  et  $k_p$  variables.

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 II. 15: Comparaison entre  $\Delta f$  avec le PI de l'AGC (rouge) et  $\Delta f$  résultant avec le nouveau PI (vert).**



**Figure II.16: le signal  $\Delta f$  généré par le nouveau PI.**

## II.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> edition; 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.