



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

République Algérienne Démocratique et Populaire

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة غرداية

Université de Ghardaïa

كلية العلوم والتكنولوجيا

Faculté des Sciences et de la Technologie

قسم آلية وكهروميكانيك

Département Automatique et électromécanique

N° d'enregistrement

Mémoire

Pour l'obtention du diplôme de Master

Domaine: ST

Spécialité: Énergie renouvelable

Thème

Écoulement de la puissance optimale dans un réseau électrique après l'intégration des éoliennes.

Par :

- Bélaghit ahmed abdellatif
- Rezma mabrouka

Par le jury composé de :

BAHRI	AHMED	Univ Ghardaia	Président
BOURAGHDA	SKANDER	Univ Ghardaia	Examineur
KHATTARA	Abdelouahab	Univ Ghardaia	Encadreur

Année universitaire : 2020/2021

Remerciements

Nous tenons à remercier Dieu

Le tout puissant de nous avoir donné puissance et connaissance

Pour réaliser ce travail.

Pour le bon accueil qu'ils nous ont réservé tout au long du stage

Et de manière très spéciale nous exprimons nos chaleureux

Remerciements et notre encadreur

Mr. KHATTARA ABDELOUAHAB

Qui nous a aidés tout au long du stage.

Nous remercions également

Eng. Khaled Kousa

Eng. Bellahbib Moussa

Et remerciements à tous ceux qui nous ont aidé de loin ou de près à la réalisation

Et à la mise au point de ce travail.

Dédicace

Louange à Allah qui nous a conduit à l'islam et à la meilleure société

Je dédie ce travail

Cheikh Sidi Mohamed Abdel Latif Balkaid, toute la chaîne nurienne et nos cheikhs, qui consacrent toute leur vie à notre éducation spirituelle, conformément aux saints principes du Coran et de la Sunna

A mes très chers parents

« Ma Mère, Mon Père »

A mon père spirituel

Hamza Sina

À mes chers frères

A mes chères sœurs

À tous mes amis

A mon encadreur

KHATTARA ABDELOUAHAB

Pour tous ceux que j'aime et ceux qui m'aiment

« Bèlaghit ahmed abdellatif »

Dédicace

Je dédie ce travail :

A mes très chers parents

« **Ma Mère, Mon Père** »

Un minime Témoignage de ma reconnaissance

Pour les souffrances

Qu'ils ont eu à supporter pour mon bien être.

Qu'ALLAH les protèges.

Aux étoiles de ma famille :

Mes Frères et toutes mes Sœurs,

À mes chers amis.

Sans oublier tous les gens qui m'aiment

Du fond du cœur.

Et dédie ce travail à ma professeure

KHATTARA ABDELOUHAB

Cela m'aide toujours.

Résumé

Le thème de cette mémoire est l'écoulement de puissance optimal au réseau après l'intégration d'éoliennes

Donc décide que le premier chapitre portera sur le réseau et tout ce qui s'y rapporte depuis l'écoulement de puissance et optimisation et les solutions numériques Newton Raphson, Gauss

Ensuite, dans le deuxième chapitre, on a abordé de l'énergie éolienne, de ses caractéristiques, les problèmes de son intégration, les solutions disponibles, et comment préparer le raccordement

Et enfin, on a simulé dans Matlab et étudié le changement des positions de l'énergie éolienne et atteint les cas optimaux, et avec cela on a atteint l'objectif du mémoire, qui est l'écoulement de puissance optimal. Départ de réseau en passant par le dispatching économique ensuite éoliennes et problème de raccordement c'est la voie que nous avons choisie pour résoudre le thème.

ملخص

موضوع هذه المذكرة هو تدفق الطاقة في الشبكة بعد تكامل طاقة الرياح، لذلك قررنا أن الفصل الأول سيكون على الشبكة وكل ما يتعلق بها من تدفق الطاقة المثالية والحلول "نيوتن رافسون"، ثم ناقشنا في الفصل الثاني طاقة الرياح وخصائصها ومشاكل تكاملها في الشبكة والحلول المتاحة وكيفية الاستعداد للربط في الشبكة.

وأخيراً، قمنا بمحاكاة الماتلاب ودرسنا التغيير في أوضاع طاقة الرياح ووصلنا إلى الحالات المثلى وبهذا نكون قد وصلنا إلى الهدف من المذكرة إلا وهو التدفق للطاقة المثلى بداية من الشبكة ثم طاقة الرياح ومشاكل توصيلها هذا هو المسار الذي

اخترناه لمناقشة موضوع المذكر

Table de Matières

Remerciements.....	2
Dédicace.....	3
Dédicace.....	4
Résumé.....	5
Table de Matières.....	6
Liste des Figures	8
Liste des Tableaux	9
INTRODUCTION GENERALE	10
I CHAPITRE I :	14
I.1 Introduction.....	14
I.2 Modélisation des composantes	14
I.2.1 Modélisation d'un générateur	14
I.2.2 Modélisation des linges	15
I.2.2.1 Modélisation des linges monophasés	15
I.2.3 Modélisation Éléments shunt.....	15
I.2.4 Modélisation du transformateurs	16
I.2.4.1 Modélisation du transformateur Y- Δ [1]	16
I.2.4.2 Modélisation du Transformateur Y-Y	21
I.3 Formulation pour l'écoulement de puissance	23
I.3.1 Méthode de Gauss-Seidel [2].....	24
I.3.2 Méthode de Newton-Raphson [2].....	25
I.4 Calcul de la jacobienne : [1]	26
I.5 Optimisation de réseau électrique	27
I.5.1 Formulation du problème de dispatching économique :	29
I.5.1.1 Dispatching économique sans pertes	30
I.5.1.2 Dispatching économique avec pertes	32
I.6 Conclusion	37
II CHAPITRE II :	38
II.1 Introduction.....	39
II.2 Définition de l'énergie éolienne	40
II.3 Constituant d'une éolienne	40

II.3.1	La tour :.....	40
II.3.2	La nacelle.....	40
II.3.3	Le rotor	40
II.4	Classement des Turbines Eoliennes.....	41
II.4.1	Eoliennes à axe vertical	41
II.4.2	Eoliennes à axe horizontal	42
II.5	Application des éoliennes	43
II.5.1	Systèmes liés au réseau.....	44
II.6	Différents types aérogénérateurs	44
II.6.1	Aérogénérateurs à vitesse variable	44
II.7	Etat de l'art sur la conversion électromécanique :.....	46
II.7.1	Générateurs asynchrones	Error! Bookmark not defined.
II.7.2	Machine asynchrone `a cage d'écureuil.....	46
II.7.3	Machine asynchrone `a rotor bobiné	48
II.8	L'intégration au réseau	49
II.8.1	Contraintes de raccordement de l'éolienne au réseau de transport [22] ...	50
II.8.1.1	Réglage de la tension.....	51
II.8.1.2	Réglage de la fréquence.....	51
II.8.1.3	Couplage et perturbations :.....	51
II.8.2	Problèmes induits par l'intégration de l'éolienne dans le réseau de transport	52
II.8.2.1	Prévision de la production	52
II.8.2.2	Capacité d'accueil du réseau	52
II.8.2.3	Déconnexions intempestives	52
II.8.2.4	Qualité de l'électricité	53
1)	La tension	53
II.9	Conclusion	55
III	CHAPITRE III :.....	56
III.1	Introduction.....	57
III.2	Optimisation.....	57
III.3	Comment on choisit les cas optimaux	65
III.4	Conclusion :.....	71
	Conclusion GENERALE	72
	Référence	74

Liste des Figures

Figure I.1:Modélisation d'une ligne électrique.	15
Figure I.2 : Eléments shunt.....	15
Figure I.3: Modèle des transformateurs.	16
Figure I.4 :Circuit équivalent du transformateur	16
Figure I.5:Pertes dans le noyau	18
Figure I.6: Pertes dans les enroulements primaires.	19
Figure I.7:Circuit équivalent du transformateur YY.....	21
Figure I.8:Pertes dans les enroulements et dans le noyau.....	22
Figure I.9:changement de λ en fonction de la puissance de sortie.	32
Figure I.10: Algorithme de dispatching économique avec pertes.	34
Figure II.1: un centra des éoliennes.	39
Figure II.2:Des éoliennes avec des pales vertical.	42
Figure II.3:Des éoliennes avec des pales horizontal.....	43
Figure II.4:Eoliennes fonctionnant a vitesse variable	45
Figure II.5: Système éolien base sur une machine asynchrone a cage a vitesse fixé	47
Figure III.1:Un schéma d'un réseau électrique.	57
Figure III.2:un capteur d'écrans de Matlab que ouvrir.	58
Figure III.3:un capture d'écrans de Matlab	58
Figure III.4:un capture d'écrans de Matlab	58
Figure III.5:un capture d'écrans de Matlab	59
Figure III.6:un capture d'écrans de Matlab	59
Figure III.7:un capture d'écrans de Matlab	60
Figure III.8:un capture d'écrans de Matlab	61
Figure III.9 : un capture d'écrans de Matlab	62
Figure III.10 :un capture d'écrans de Matlab	62
Figure III.11:un capture d'écrans de Matlab.	63
Figure III.12:un capture d'écrans de Matlab	64
Figure III.13:un capture d'écrans de Matlab	64
Figure III.14:un capture d'écrans	65
Figure III.15:schéma de cas (2-1)-(14-10).....	67
Figure III.16:schéma de cas (2-1)-(14-10).....	69
Figure III.17:schéma de cas (3)-(14)	70

Liste des Tableaux

Tableau I-1:Classification des barres.[5]	24
Tableau III-1 : de l'intégration des éoliennes	67
Tableau III-2: résultats de cas (2-1)-(14-10)	68
Tableau III-3:de résultats de cas (2-1)-(12-14)	70
Tableau III-4:de résultats de cas (3)-(14)	71

INTRODUCTION GENERALE

Les gros problèmes dont souffre le monde est la pollution, donc les solutions que se dirige vers lesquelles pour limiter les émissions de carbone, et préserver le droit des générations de futures (développement durable) a les énergies renouvelables. Les énergies renouvelables ont contrairement aux énergies fossiles que repose sur les ressources permanent pour produit l'énergie électrique et considère propre. Il est vrai qui ils ont un rendement faible mais après que le monde à commencer à y prêter attention et le considérer comme un solutions efficace a ses problèmes, on a remarqué un grand développement dans cette domaine. Et avec le temps sera une solution principale de plusieurs problèmes (politique...) en plus de des problèmes d'énergie.il se distingue également par sa diffusion dans le monde entier. Car chaque région a des caractéristiques qui peuvent être exploitées dans la production d'énergie électrique Quand on parle aux énergies renouvelables, on se réfère à l'énergie éolienne parce que le plus rendement ,plus complexe , et nécessite une technologie très haut pour résoudre leurs problèmes.

Et pour accès le réseau a ses m conditions efficace et pleine exploitation de toutes ses sources d'énergie électrique, on étudie dans le 1^{ère} chapitre le réseau, ses problèmes, et ses solutions pour d'atteindre la cible (écoulement de puissance optimal au réseau).

On va commencer dans le 2^{ème} chapitre éolienne, l'intégration, et les problèmes qui induit par l'intégration des éoliennes au réseau électrique.

Et dans le 3^{ème} chapitre on va parler à l'intégration des éoliennes mais avec Matlab (simulation), on simulera le réseau et analysera les données pour obtenir un bon résultat.

I CHAPITRE I :

Ecoulement de puissance

I.1 Introduction

L'objectif de l'étude de l'écoulement de puissance c'est minimiser le cout de production et les pertes de puissance active, Pour que la tension aux barres et la puissance transitées doit être :

- $E_{min} < \text{tensions aux barres} < E_{max}$.
- $S_{min} < \text{puissances transitées dans les barres} < S_{max}$.

Et pour atteindre cette objective on utilise :

- Consigne de tension des générateurs.
- Compensation shunt.
- Position des prises des transformateurs...etc.

Pour calcule la matrice d'admittance du réseau on doit calculer la matrice des composantes du réseaux (générateurs, lignes, transformateurs,). [2].

I.2 Modélisation des composantes

I.2.1 Modélisation d'un générateur

Les générateurs sont les éléments du réseau capables de fournir de la puissance active au système. Ils peuvent aussi produire ou consommer de la puissance réactive de manière à maintenir un certain niveau de tension. Les limites de production des générateurs sont définies par :

$$PG_{imin} \leq PG_i \leq PG_{imax}$$

$$QG_{imin} \leq QG_i \leq QG_{imax}$$

- Puissances active générées maximale et minimale au nœud i.
- Puissances réactive générées maximale et minimale au nœud i.
- Puissances active et réactive générées au nœud i. [1].

I.2.2 Modélisation des lignes

I.2.2.1 Modélisation des lignes monophasés

Les lignes de transport sont modélisées par leur schéma en π classique, dans lequel la conductance transversale est négligée [1] (figure I.1). [2].

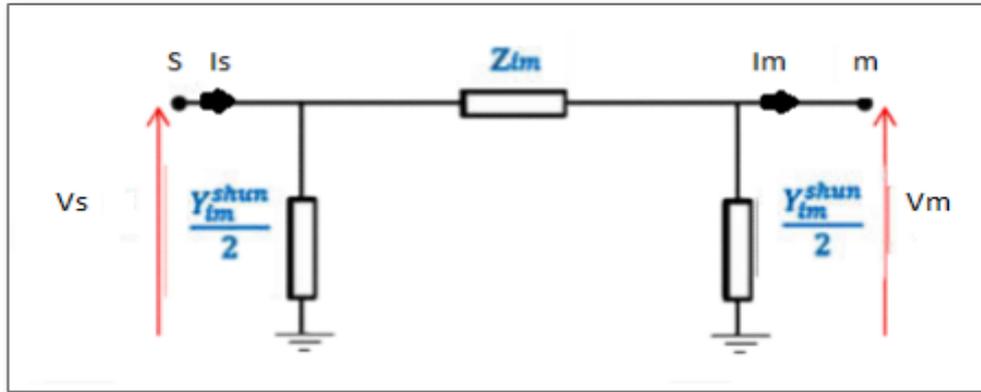


Figure I.1: Modélisation d'une ligne électrique.

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 + \frac{ZY}{2} & Z \\ Y(1 + \frac{ZY}{4}) & 1 + \frac{ZY}{2} \end{bmatrix} \quad (I.1)$$

I.2.3 Modélisation Éléments shunt

Les dispositifs shunt sont généralement utilisés pour la compensation de la puissance réactive et le maintien de la tension, sont modélisés par des admittances y_i de la forme [1]

$$y_i = g_i + j b_i \quad (I.2)$$

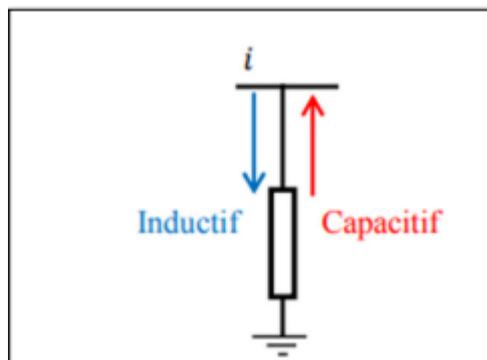


Figure I.2 : Éléments shunt

I.2.4 Modélisation du transformateur

Un transformateur d'énergie électrique est représenté par un quadripôle en π non symétrique. Les grandeurs associées sont le rapport de transformation a et l'impédance de fuite. Les rapports a_{ij} sont inclus dans les éléments de la matrice admittance, c'est-à-dire que les susceptances de la matrice admittance b_{ij} sont vues comme des fonctions de rapports de transformation a (figure I.3) [3].

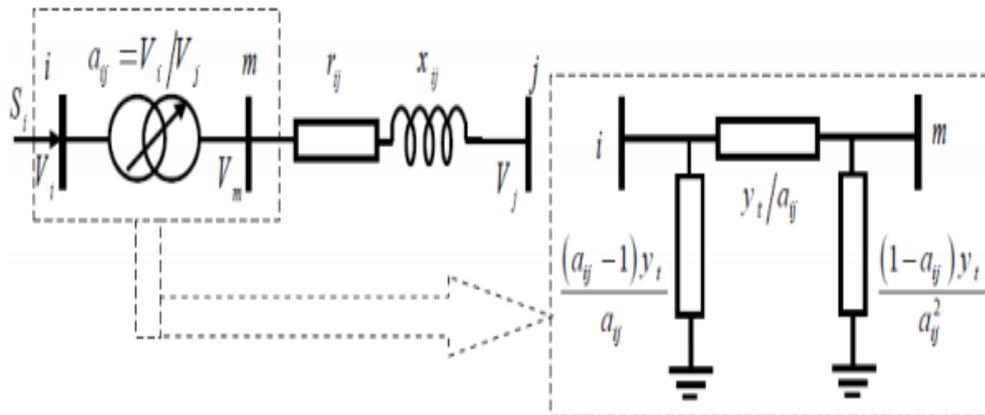


Figure I.3: Modèle des transformateurs.

I.2.4.1 Modélisation du transformateur Y- Δ [1]

Soit le circuit équivalent du transformateur Y- Δ ci-dessous, la matrice Y_{bus} du réseau est utilisée pour calculer les erreurs résiduelles sur la puissance active et réactive des barres et ainsi que la matrice jacobéenne. Il est possible d'exprimer les courants en fonction des tensions aux bornes des six branches du transformateur

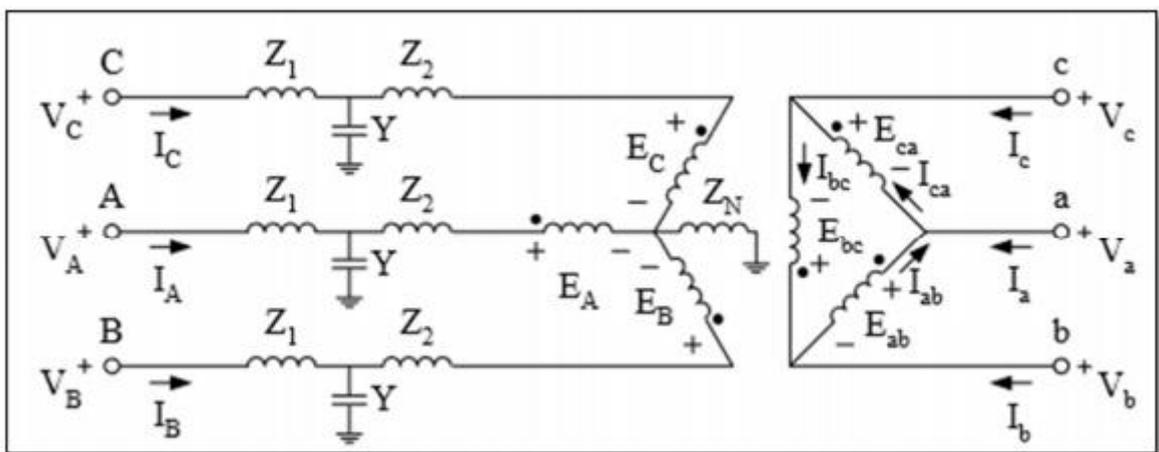


Figure I.4 :Circuit équivalent du transformateur

Le rapport de transformation de chacun des trois transformateurs monophasés idéaux est donné par :

$$\frac{E_A}{E_{ab}} = \frac{N_Y}{N_\Delta} = \frac{1}{\sqrt{3}} \quad \frac{E_C}{E_{ca}} = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{E_B}{E_{ab}}$$

$$= \frac{1}{\sqrt{3}} \quad (I.3)$$

Matrice d'admittance dans le cas où $Z_1 = Y = 0$

En appliquant la loi des mailles à la phase A du primaire, on obtient :

$$V_A = Z_2 I_A + E_A + Z_N (I_A + I_B + I_C) \quad (I.4)$$

$$V_A = (Z_2 + Z_N) I_A + Z_N I_B + Z_N I_C + \frac{E_{ab}}{\sqrt{3}} \quad (I.5)$$

$$V_A \frac{V_a}{\sqrt{3}} + \frac{V_b}{\sqrt{3}} = (Z_2 + Z_N) I_A + Z_N I_B + Z_N I_C \quad (I.6)$$

De la même façon pour les autres phases, on obtient la relation suivante entre les tensions et les courants sous la forme matricielle :

$$\begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & -a & a & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & -a & a \\ 0 & 0 & 1 & a & 0 & -a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \\ V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Z_2 + Z_N & Z_N & Z_N \\ Z_N & Z_2 + Z_N & Z_N \\ Z_N & Z_N & Z_2 + Z_N \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{pmatrix} \quad (I.7)$$

On a:

$$P = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & -a & a & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & -a & a \\ 0 & 0 & 1 & a & 0 & -a \end{pmatrix}, \quad Z = \begin{pmatrix} Z_2 + Z_N & Z_N & Z_N \\ Z_N & Z_2 + Z_N & Z_N \\ Z_N & Z_N & Z_2 + Z_N \end{pmatrix} \quad (I.8)$$

$$\text{Et} \quad T = \begin{pmatrix} -a & a & 0 \\ 0 & -a & a \\ a & 0 & -a \end{pmatrix}$$

Alors la matrice d'admittance du circuit est donnée par :

$$\begin{pmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \\ I_a \\ I_b \\ I_c \end{pmatrix} = Y_1 \begin{pmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \\ V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} \\ = \begin{pmatrix} Z^{-1} & P \\ TZ^{-1} & P \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \\ V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} \quad (I.9)$$

Matrice d'admittance dans le cas où $Z_1=0$:

L'admittance Y tient compte des pertes du noyau et a pour effet d'augmenter le courant au primaire :

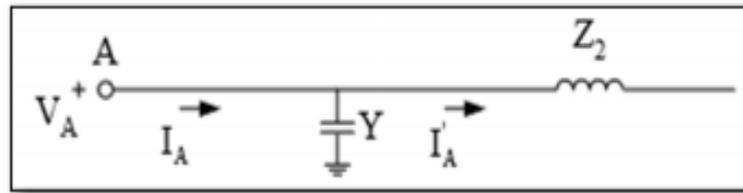


Figure I.5: Pertes dans le noyau

Le courant au primaire devient :

$$I_A = I'_A + TV_A \quad (I.10)$$

En substituant I_A de l'équation (I.9) par I'_A de l'équation (I.10), on obtient :

$$\begin{pmatrix} I_A - YV_A \\ I_B - YV_B \\ I_C - YV_C \\ I_a \\ I_b \\ I_c \end{pmatrix} = Y_1 \begin{pmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \\ V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} \tag{I.11}$$

La matrice d'admittance équivalente Y_2 devient :

$$\begin{pmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \\ I_a \\ I_b \\ I_c \end{pmatrix} = Y_2 \begin{pmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \\ V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} = Y_1 + \begin{pmatrix} Y & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & Y & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & Y & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \\ V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} \tag{I.12}$$

Matrice d'admittance avec Z_1, Z_2 et Y :

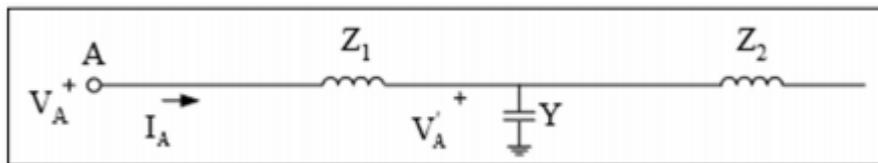


Figure I.6: Pertes dans les enroulements primaires.

Secondaires et dans le noyau

L'impédance du primaire Z_1 a pour effet d'augmenter la tension :

$$V_A = V'_A + Z_1 I_A \tag{I.13}$$

En substituant V_A de l'équation (I.12) par V'_A de l'équation (I.13), on obtient :

$$\begin{pmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \\ I_a \\ I_b \\ I_c \end{pmatrix} = Y_1 \begin{pmatrix} V_A - Z_1 I_A \\ V_B - Z_1 I_B \\ V_C - Z_1 I_C \\ V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} \quad (I.14)$$

$$\begin{pmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \\ I_a \\ I_b \\ I_c \end{pmatrix} = Y_2 \begin{pmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \\ V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} - Y_1 \begin{pmatrix} Z_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & Z_1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \\ V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} \quad (I.15)$$

$$\begin{pmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \\ I_a \\ I_b \\ I_c \end{pmatrix} = \left(\begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} + Y_2 \begin{pmatrix} Z_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & Z_1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}^{-1} \right) Y_2 \begin{pmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \\ V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} \quad (I.16)$$

$$\begin{pmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \\ I_a \\ I_b \\ I_c \end{pmatrix} = Y_3 \begin{pmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \\ V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} = Y_{branch} \begin{pmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \\ V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} \quad (I.17)$$

$$Y_{branch} = \left(\begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} + Y_2 \begin{pmatrix} Z_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & Z_1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}^{-1} \right) Y_2 \quad (I.18)$$

En substituant Y_1 et Y_2 obtenues précédemment dans (I.17) et (I.18), on obtient;

$$Y_{branch} = \begin{pmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{12} & Y_{14} & Y_{14} & 0 \\ Y_{12} & Y_{11} & Y_{12} & 0 & Y_{14} & Y_{14} \\ Y_{12} & Y_{12} & Y_{11} & Y_{14} & 0 & Y_{14} \\ Y_{14} & 0 & -Y_{14} & Y_{44} & Y_{45} & -Y_{45} \\ -Y_{14} & Y_{14} & 0 & Y_{45} & Y_{44} & Y_{45} \\ 0 & -Y_{14} & Y_{14} & Y_{45} & Y_{45} & Y_{44} \end{pmatrix}$$

1.2.4.2 Modélisation du Transformateur Y-Y

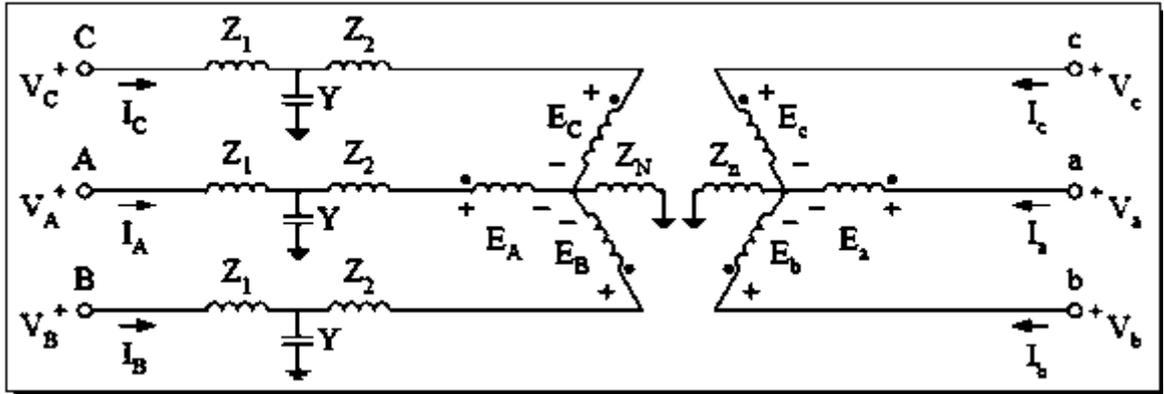


Figure I.7: Circuit équivalent du transformateur YY

Le rapport de transformation de chacun des trois transformateurs monophasés idéaux est donné par :

$$\frac{E_A}{E_{ab}} = \frac{N_H}{N_X} = 1 \quad \frac{E_B}{E_{ab}} = \frac{N_H}{N_X} = 1 \quad \frac{E_C}{E_{ac}} = \frac{N_H}{N_X} = 1 \quad (I.19)$$

Matrice d'admittance dans le cas où $Z_1 = Y = 0$:

En appliquant la loi des mailles à la phase A du primaire, on obtient :

$$V_A = Z_2 I_A + E_A + Z_N (I_A + I_B + I_C) \quad (I.20)$$

$$V_A = (Z_2 + Z_N) I_A + Z_N I_B + Z_N I_C + E_a \quad (I.21)$$

$$E_a = V_a - Z_n I_a - Z_n I_b - Z_n I_c \quad (I.22)$$

$$V_A - V_a = (Z_2 + Z_N) I_A + Z_N I_B + Z_N I_C - Z_n I_a - Z_n I_b - Z_n I_c \quad (I.23)$$

$$V_A - V_a = (Z_2 + Z_N + Z_n) I_A + (Z_2 + Z_N + Z_n) I_B + (Z_2 + Z_N + Z_n) I_C \quad (I.24)$$

De la même façon pour les autres phases, on obtient la relation suivante entre les tensions et les courants sous la forme matricielle :

$$\begin{pmatrix} (I) & -(I) \\ -(I) & (I) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \\ V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} (Z) & (0) \\ (0) & (Z) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \\ I_a \\ I_b \\ I_c \end{pmatrix} \quad (I.25)$$

$$P \begin{pmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \\ V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} = Z \begin{pmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \\ I_a \\ I_b \\ I_c \end{pmatrix} \tag{I.26}$$

Avec :

$$(I) = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \text{ et } (Z) = \begin{pmatrix} Z_{2Nn} & Z_{Nn} & Z_{Nn} \\ Z_{Nn} & Z_{2Nn} & Z_{Nn} \\ Z_{Nn} & Z_{Nn} & Z_{2Nn} \end{pmatrix} \tag{I.27}$$

$$Z_{2Nn} = Z_2 + Z_N + Z_n \quad Z_{Nn} = Z_N + Z_n$$

La matrice d'admittance est obtenue par :

$$\begin{pmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \\ I_a \\ I_b \\ I_c \end{pmatrix} = Y_1 \begin{pmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \\ V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} = P Z^{-1} \begin{pmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \\ V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} \tag{I.28}$$

Matrice d'admittance avec Z1, Z2 et Y pour le transformateur YY :

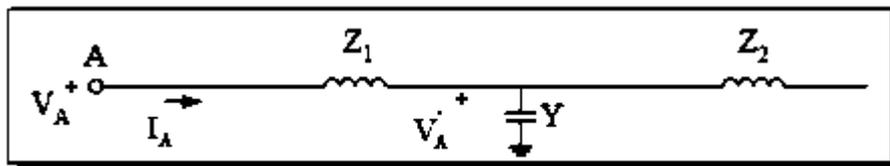


Figure I.8: Pertes dans les enroulements et dans le noyau

La démarche permettant de déterminer l'effet de l'impédance du primaire \$Z_1\$ et de l'admittance de noyau \$Y\$ est la même que celle pour le transformateur \$Y-\Delta\$.

L'effet de l'admittance \$Y\$ sur la matrice \$Y_{bus}\$ est donné par l'équation (I.12) :

$$Y_2 = Y_1 + \begin{pmatrix} Y & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & Y & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & Y & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \quad (I.29)$$

Tandis que l'effet combiné de Z1 et Y sur la matrice d'admittance du transformateur YY est donnée par (1.18) :

$$Y_3 = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} + Y_2 \begin{pmatrix} Z_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & Z_1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}^{-1} Y_2 \quad (I.30)$$

$$Y_3 = \begin{pmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{12} & Y_{14} & Y_{15} & Y_{15} \\ Y_{12} & Y_{11} & Y_{12} & Y_{15} & Y_{14} & Y_{15} \\ Y_{12} & Y_{12} & Y_{11} & Y_{15} & Y_{14} & Y_{15} \\ Y_{14} & Y_{15} & Y_{15} & Y_{44} & Y_{45} & Y_{45} \\ Y_{15} & Y_{14} & Y_{15} & Y_{45} & Y_{44} & Y_{45} \\ Y_{15} & Y_{15} & Y_{14} & Y_{45} & Y_{45} & Y_{44} \end{pmatrix} \quad (I.31)$$

I.3 Formulation pour l'écoulement de puissance

L'écoulement de puissance sert à déterminer les tensions du réseau de façon à avoir un équilibre entre la génération et la charge. Il consiste à calculer le module et l'angle des tensions aux barres du réseau en régime permanent pour une puissance donnée à la charge. Les réseaux électriques sont caractérisés par des données de barres et de branches. On va définir trois types de barres de la façon suivante : [4]

- 1- La barre d'équilibre sert de référence pour les tensions, généralement elle sera identifiée par le numéro 1 et son module et angle de tension seront toujours spécifiés et fixes et connus.
- 2- Les barres de générations ont le module de tension maintenu constant, elles sont connectées à un générateur dont la puissance active est connue et constante.
- 3- Les barres de charge sont les barres dont les puissances actives et réactives injectées sont connues et fixes et grâce à l'écoulement de puissance on va chercher à trouver le module et l'angle de la tension.

Classification des barres	Paramètres connus	Paramètres inconnus
Barre d'équilibre	$ V .\theta$	P.Q
Barre de génération	P. $ V $	Q. θ
Barre de charge	P.Q	$ V .\theta$

Tableau I-1:Classification des barres.[5]

La première étape de l'écoulement de puissance consiste à formuler la matrice d'admittance bus en utilisant les équations ci-dessous :

$$Y_{bus(i,i)} = \sum \text{admittance liée à la barre } i \tag{I.32}$$

$$Y_{bus(i,i)} = \sum \text{admittance liée à la barre } i \text{ et } j \tag{I.33}$$

En exprimant Y_{bus} en coordonnées rectangulaires et la tension en coordonnées polaires, on obtient les équations des puissances

$$Y_{bus} = G_{bus} + jB_{bus} \tag{I.34}$$

$$V = |V| \angle \theta$$

$$I = Y_{bus} V$$

$$S = V \cdot I^* = |V| \angle \theta \cdot (G_{bus} + jB_{bus}) \cdot |V| \angle -\theta \tag{2}$$

I.3.1 Méthode de Gauss-Seidel [2]

La méthode de Gauss-Seidel (Chikhani, 1998) est une méthode itérative et consiste à calculer

Successivement la tension à chaque barre du réseau. La puissance incidente du réseau est donnée par :

$$S_{y_{bus\ i}} = S_i = V_i \sum_{j=1}^N (V_j \cdot Y_{bus})^* \tag{I.35}$$

Et l'équation des tensions est donnée par :

$$V^{K+1} = \frac{1}{Y_{bus\ ii}} \left(\frac{S_i}{V_j^k} - \sum_{j=1}^{i-1} Y_{bus\ ij} V_j^{K+1} - \sum_{j=i+1}^N Y_{bus\ ij} V_j^K \right)^* \tag{I.36}$$

Puis on fait les traitements suivants :

Pour une barre d'équilibre :

- On calcule les $S_{y_{bus}}$
- $S_{gen} = S_{y_{bus}} + S_{charge}$
- $S_{out} = S_{y_{bus}} + S_{charge} - S_{gen}$

Pour une barre de charge :

- On initialise les puissances

$$S_i = S_{\text{gen}_{\text{consinge}}} - S_{\text{charge}_{\text{consinge}}} \quad (I.37)$$

- On calcule les tensions;
- On calcule les S_{ybus} ;
- $S_{\text{out}} = S_{\text{charge}} + S_{\text{ybus}} - S_{\text{gen}}$

Pour une barre de générateur :

- On calcule les tensions, puis on change les modules par la consigne

$$V_i^{K+1} = V_{\text{consinge}} \frac{V_i^K}{|V_i^{K+1}|} \quad (I.38)$$

- On calcule les S_{ybus}
- On initialise les puissances comme suit :

$$S_i = P_{\text{cosinge}} + j \text{IMG}(S_{\text{ybus}}) \quad (I.39)$$

- $S_{\text{gen}} = \text{real}(S_{\text{gen}}) + j \text{Imag}(S_{\text{ybus}} + S_{\text{charge}})$
- $S_{\text{out}} = S_{\text{charge}} + S_{\text{ybus}} - S_{\text{gen}}$.

I.3.2 Méthode de Newton-Raphson [2]

Contrairement à l'algorithme de Gauss-Seidel, qui a été initialement développé pour résoudre des équations linéaires ou non linéaires simultanément, l'algorithme de Newton-Raphson est spécialement conçu pour résoudre les équations non linéaires. L'algorithme procède itérativement en linéarisant les équations non linéaires en équations linéaires. Par conséquent elle est plus rapide surtout pour les réseaux de grande dimension.

En effectuant le produit élément par élément de la matrice de tension par le conjugué de la matrice de courant, on obtient la puissance active et réactive sortante de chaque barre par les admittances du réseau. La somme de puissance sortante est appelée erreur résiduelle qui doit être nulle et donnée par les expressions suivantes :

$$P = P_{\text{charge}} - P_{\text{gen}} - P_{\text{ybus}} \quad (1.40)$$

$$Q=Q_{charge}-Q_{gen}-Q_{ybus}$$

Avec les puissances incidentes au réseau suivant :

$$P_{ybus}=|V_i| \sum_{k=1}^N |V_k| (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (I.41)$$

$$Q_{ybus}=|V_i| \sum_{k=1}^N |V_k| (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij})$$

L'erreur résiduelle sur la puissance active et réactive sur chacune des barres du réseau dépend du potentiel électrique de la barre même et des barres voisines. Soit à déterminer la variation de l'angle et du module de tension qui permettent d'avoir une erreur résiduelle nulle :

$$P_i(|V|+\Delta|V|,\theta+\Delta\theta)=P_i(|V|,\theta)+\frac{\partial P}{\partial \theta} \Delta\theta+\frac{\partial P}{\partial |V|} \Delta|V| \quad (I.42)$$

$$Q_i(|V|+\Delta|V|,\theta+\Delta\theta)=Q_i(|V|,\theta)+\frac{\partial Q}{\partial \theta} \Delta\theta+\frac{\partial Q}{\partial |V|} \Delta|V|$$

Et pour calculer la formule matricielle doit trouver la matrice jacobéenne

I.4 Calcul de la jacobéenne : [1]

La matrice jacobéenne du système contient les dérivées premières de la puissance active et réactive par rapport aux angles et aux modules de tension.

$$J_{P\theta ii}=\frac{\partial P_i}{\partial \theta_i}=Q_i-B_{ii}|V|^2 \quad (I.43)$$

$$J_{P\theta ij}=\frac{\partial P_i}{\partial \theta_j}=|V_i||V_j|(G_{ij} \sin \theta_{ij}-B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (I.44)$$

$$J_{Pv ii}=\frac{\partial P_i}{\partial V_i}=\frac{P_i}{|V_i|}+Q_i-G_{ii}|V| \quad (I.45)$$

$$J_{Pv ij}=\frac{\partial P_i}{\partial V_j}=|V_i|(G_{ij} \cos \theta_{ij}+B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (I.46)$$

$$J_{Q\theta ii}=\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i}=P_i-G_{ii}|V|^2 \quad (I.47)$$

$$J_{Q\theta ij}=\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j}=|V_i||V_j|(G_{ij} \cos \theta_{ij}+B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (I.48)$$

$$J_{Qv ii}=\frac{\partial Q_i}{\partial V_i}=\frac{Q_i}{|V_i|}+P_i-B_{ii}|V| \quad (I.49)$$

$$J_{Qv ij}=\frac{\partial Q_i}{\partial V_j}=|V_i|(G_{ij} \sin \theta_{ij}-B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (I.50)$$

On doit changer la relation (1.42) au forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} + [J] \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta|V| \end{bmatrix} \quad (1.51)$$

$$\begin{bmatrix} \theta \\ |V| \end{bmatrix} = x = \text{Vecteur des inconnues}$$

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta|V| \end{bmatrix} = dx = \text{vecteur de correction}$$

$$\begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} = F = \text{vecteur de contrainte}$$

$$[J] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} = \text{la matrice de jacobéenne}$$

La matrice jacobéenne contient les dérivées premières de la puissance active et réactive par rapport aux angles et aux modules de tension. La méthode de Newton consiste à ajuster les angles et les modules de la tension aux barres qui produiront une variation de la puissance de façon à réduire l'erreur résiduelle à zéro :

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta|V| \end{bmatrix} = -J^{-1} \begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} \quad (1.52)$$

L'algorithme de Newton-Raphson est décrit par les étapes suivantes :

1. Initialisation : tolérance, nombre d'itérations maximal, modules et angles de départ, compteur $K=0$.

2. Tant que l'erreur > tolérance faire :

- Calcul de F et J
- Calcul de $dX = -J/F$
- Calcul de $X_{k+1} = X_k + Dx$
- $K=K+1$.

I.5 Optimisation de réseau électrique

Le grand problème d'optimisation c'est le dispatching économique, il consiste à répartir la production de la puissance active demandée entre les différentes centrales du réseau, de sorte à exploiter ces derniers de la manière la plus économique possible.

Cette distribution doit évidemment respecter les limites de Production des centrales. La variable à optimiser est donc le coût de production

Le problème du dispatching économique statique sans perte est peu complexe car le seul paramètre qui influence le coût est la puissance active générée par la centrale (sans tenir compte de la puissance perdue dans les lignes lors des transits de puissance entre les centrales et les charges) dont la résolution est faite pour un instant précis.

Notant que les générateurs à combustibles distincts possèdent différents coûts pour fournir la même quantité d'énergie électrique, c'est important de se rendre compte que le générateur le plus efficace du système ne peut pas produire de l'électricité au plus bas coût et qu'un générateur bon marché ne peut pas être le plus rentable, puisqu'un générateur qui se trouve trop loin de la charge donne des pertes de transport énormes, et donc le rend peu économique.

Cependant ces pertes varient en fonction de la répartition des puissances entre les centrales et la charge. Ainsi, contrairement à celui sans perte, le dispatching économique avec perte tient compte de la topologie du réseau. Pour pénaliser les centrales qui produisent de la puissance dont le transit provoque d'importantes pertes, nous multiplions leur coût incrémental par un facteur de pénalité. La justification physique de ce facteur de pénalité s'explique par le fait qu'à cause des pertes, il peut être plus intéressant de produire pour plus cher près du lieu de consommation que loin et pour moins cher.

Le dispatching économique avec perte est un procédé itératif qui doit converger vers la solution optimale. Si on prend en considération les pertes de puissance constantes, on doit évaluer celles-ci et les inclure dans la demande.

Lorsque le problème prend une dimension dynamique (dispatching économique dynamique), c'est-à-dire lorsque la demande évolue dans un intervalle de temps donné (24 heures), l'algorithme qui présente une demande variable dans le temps. Une autre complexité s'ajoute à ce problème car il faut tenir compte dans ce cas des états des centrales ainsi que des contraintes Rampes des générateurs. La complexité de l'algorithme d'optimisation ainsi le temps de calcul s'accroît chaque fois qu'on considère une nouvelle contrainte.

I.5.1 Formulation du problème de dispatching économique :

Pour un système électro-énergétique avec ng unités de production, le coût total du combustible est égal à la somme des coûts élémentaires du combustible des différentes unités, soit :

$$C_t = \sum_{i=1}^{ng} C_i P(G_i) \quad (I.53)$$

Tel que :

P_{gi} : c'est la puissance active produite par le générateur

C_t : Représente le coût total de production.

$C_i(P_{gi})$: Représente le coût de production du $i^{\text{ème}}$ générateur.

La fonction coût de production d'un générateur peut être exprimée par une forme quadratique d'un polynôme de second ordre comme suit :

$$C_i(P_{gi}) = \alpha_i + \beta_i P_{gi} + \gamma_i P_{gi}^2 \quad (I.54)$$

Le coût total aura alors l'expression suivante :

$$C_t = \sum_{i=1}^{ng} \alpha_i + \beta_i P_{gi} + \gamma_i P_{gi}^2 \quad (I.55)$$

$\alpha_i, \beta_i, \gamma_i$: représentent les coefficients de la fonction coût.

La somme de toutes les puissances actives générées, doit être égale à la charge totale du système P_C plus les pertes totales de transport P_L (cette condition est appelée : contraintes d'égalité).

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = \sum_{i=1}^{ng} P_{Ci} + \sum_{i=1}^{ng} P_{Li}$$

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = P_C + P_L \quad (I.56)$$

n_c, n_l : représentent respectivement le nombre de charges et le nombre de lignes

P_C : Puissance demandée

P_L : Pertes actives de toutes les lignes électriques

Cette distribution doit en plus respecter les limites admissibles de production de chaque générateur de production et. [5]

$$P_{g_i}^{\min} \leq P_{g_i} \leq P_{g_i}^{\max} \tag{I.57}$$

Ainsi, le problème du dispatching économique se formule mathématiquement comme suit :

$$\left\{ \begin{array}{l} \min (C) \text{ (fonction objectif à minimiser) sujet aux contraintes:} \\ \sum_{i=1}^{n_g} P_{g_i} = P_c + P_L \\ P_{g_i}^{\min} \leq P_{g_i} \leq P_{g_i}^{\max} \end{array} \right. \tag{I.58}$$

La valeur exacte des pertes de transport ne peut être obtenue qu'à partir d'une étude d'écoulement de puissance. Néanmoins, dans les études du dispatching économique on exprime souvent les pertes de transport en fonction des puissances actives générées. Cette technique est communément appelée la méthode des coefficients B qu'on utilise pour estimer ces pertes. Dans cette approche, les pertes sont approximées par la formule de Kron.

$$P_L = \sum_{i=1}^{n_g} \sum_{j=1}^{n_g} P_{g_i} B_{ij} + \sum_{i=1}^{n_g} B_{0j} P_{g_i} + B_{00} \tag{I.59}$$

B_{ij} = coefficients des pertes

Notant que ces coefficients ne sont pas constants mais variables suivant les conditions de fonctionnement du système. Cependant, des résultats acceptables peuvent être obtenus si les conditions de fonctionnement sont relativement proches de celles pour lesquelles les coefficients B ont été calculés. Il existe plusieurs méthodes basées sur l'étude de l'écoulement de puissance qui permettent de calculer les coefficients de pertes.

I.5.1.1 Dispatching économique sans pertes

Le dispatching économique statique sans perte est plus simple, seul la puissance active générée par la centrale influence le coût, la résolution est faite pour un instant précis. La solution du dispatching économique est obtenue à l'aide de deux types de méthodes d'optimisation ;

- La méthode de Kuhn-Tucker et la méthode de gradient utilisant le gradient (fonction de Lagrange).
- La méthode d'itération de Lambda qui utilise les itérations (minimisation sans gradient).

Je choisie la méthode d'itération de Lambda

La méthode d'itération de Lambda

La méthode d'itération Lambda consiste à trouver la valeur de Lambda du système et trouver ensuite le dispatching économique optimal des générateurs. Contrairement aux autres méthodes d'itération, comme : Gauss-Seidel et Newton – Raphson, "Lambda itération méthode" n'utilise pas la valeur précédente de l'inconnue pour trouver la valeur suivante. La valeur suivante est prédéfinie par intuition, elle est projetée avec interpolation de la bonne valeur possible jusqu'à ce que le décalage spécifié soit obtenu. Comment trouver le dispatching économique optimal utilisant la méthode d'itération de Lambda ? - la méthode exige qu'il y ait une correspondance entre une valeur lambda et l'output (en MW) de chaque générateur - la méthode commence avec des valeurs de lambda en-dessous et en-dessus de la valeur optimale (qui est inconnue), puis par itération limite la valeur optimale.

On choisit λ^L et λ^H :

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{ng} Pgi(\lambda^L) - Pci < 0 \\ \sum_{i=1}^{ng} Pgi(\lambda^H) - Pci > 0 \end{cases} \quad (I.60)$$

On pose :

$$\lambda^M = \frac{\lambda^L + \lambda^H}{2} \quad (I.61)$$

$$\text{Si } \sum_{i=1}^{ng} Pgi(\lambda^M) - Pci > 0$$

Alors

$$\lambda^M = \lambda^H \quad (I.62)$$

$$\text{Si } \sum_{i=1}^{ng} Pgi(\lambda^M) - Pci < 0$$

Alors

$$\lambda^M = \lambda^L \quad (I.63)$$

$$\text{On refait les calculs jusqu'à } |\lambda^L - \lambda^H| > \varepsilon \quad (I.64)$$

où ε représente la tolérance de convergence

Dans la figure ci-dessous pour chaque valeur de lambda il y a une puissance P_{gi} unique pour chaque générateur. Cette relation est la fonction $P_{gi}(\lambda)$.

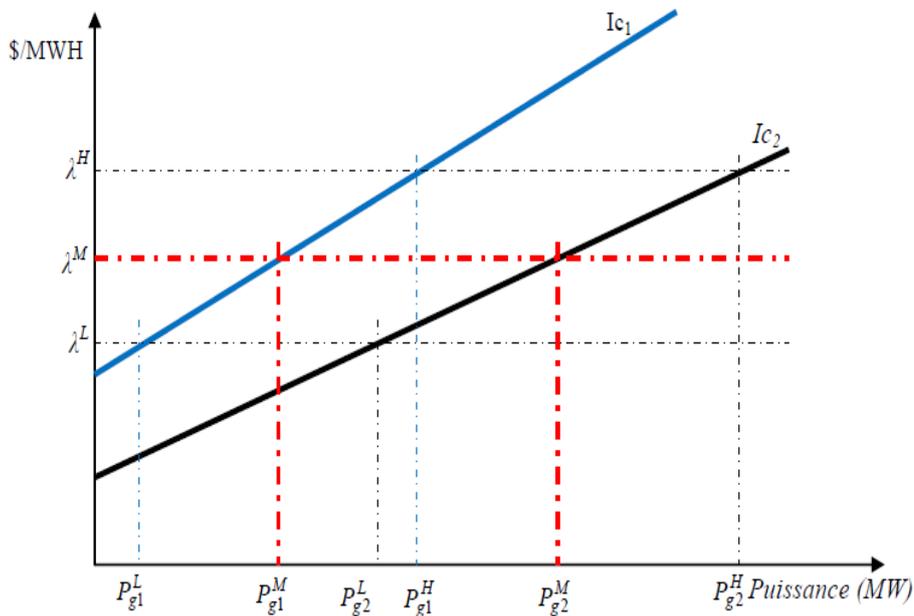


Figure I.9: changement de λ en fonction de la puissance de sortie.

1.5.1.2 Dispatching économique avec pertes

Deux approches sont essentiellement utilisées pour la solution du dispatching économique avec pertes, la première est le développement d’une expression mathématique des pertes en fonction des puissances de sortie de chaque unité de production. La deuxième approche consiste à utiliser les équations de l’écoulement de puissances optimal (optimal power flow).

Première approche :(Utilisation d’une expression mathématique des pertes)

La fonction à optimiser reste la même (éq. I.55) et les pertes de transport P_L doivent être prisent en compte dans la contraintes d’égalité donnée par l’équation (I.56)

$$P_c + P_L - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = 0$$

P_L : Les pertes de transport.

La fonction de Lagrange pour ce nouveau cas est donnée par :

$$L(P_{gi}, \lambda) = C_i + \lambda (P_c + P_L - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi}) \tag{I.65}$$

Les dérivées de la fonction de Lagrange par rapport aux variables indépendantes nous donnent :

$$\frac{\partial L}{\partial P_{gi}} = \frac{\partial C_i P_{gi}}{\partial P_{gi}} - \lambda \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}}\right) = 0$$

$$\lambda = \frac{\partial C_i P_{gi}}{\partial P_{gi}} \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{gi}}\right)^{-1} \quad (I.66)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = P_C + P_L - \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} \quad (I.67)$$

Les équations (I.66) et (I.67) sont des conditions nécessaires pour solutionner le problème de dispatching avec pertes.

Deuxième approche : (utilisation de l'OPF "Optimal Power Flow")

Le dispatching économique avec pertes est un procédé itératif qui doit, s'il est réalisé correctement, converger vers la solution optimale. Pour tenir compte des pertes, nous allons évaluer celles-ci et les inclure dans la demande. Elles varient en fonction de la répartition des puissances entre les centrales et de la consommation locale de puissance. Ainsi, contrairement à celui sans pertes, le dispatching économique avec pertes tient compte de la topographie du réseau. Pour pénaliser les centrales qui produisent de la puissance dont le transit provoque d'importantes pertes, nous multiplions leur coût incrémental par un *facteur de pénalité*. La justification physique de ce facteur de pénalité s'explique par le fait qu'à cause des pertes, il peut être plus intéressant de produire pour plus cher près du lieu de consommation que loin et pour moins cher. Pour l'appliquer au dispatching économique avec perte, il faut appliquer l'algorithme de la figure II.8 avec les étapes principales suivantes :

- Calculer les pertes
- Calculer le facteur de pénalité
- Déterminer un critère de convergence

Schéma bloc

Voici le schéma bloc de l'algorithme appliqué :

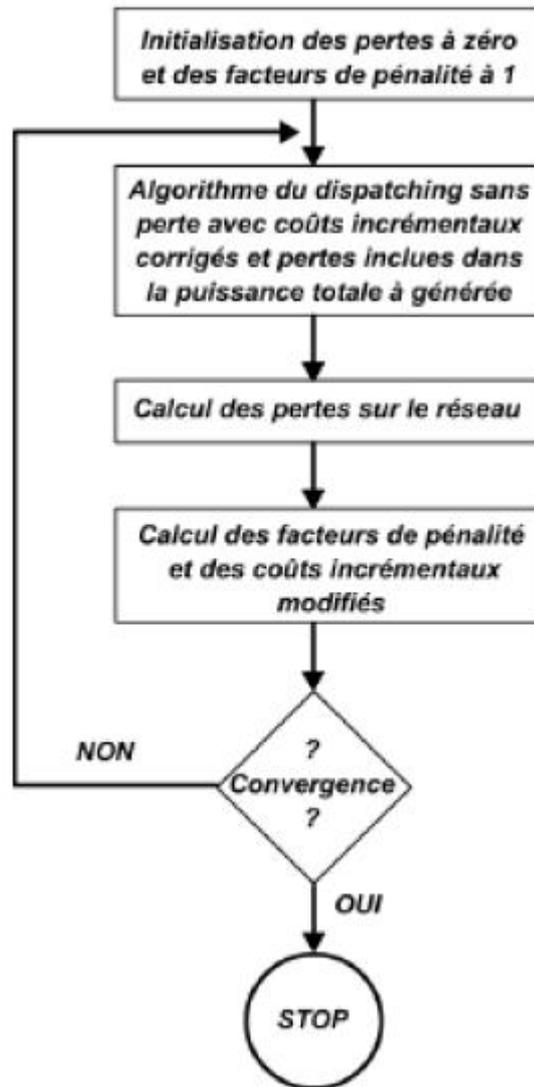


Figure I.10: Algorithme de dispatching économique avec pertes.

Calcul des pertes (PL)

À partir des équations de l'écoulement de puissance (Power Flow), on calcul la puissance transitant entre deux nœuds i et j

P_{ij} : représente la puissance qui quitte le nœud i en direction du nœud j .

P_{ji} : représente la puissance qui quitte le nœud j en direction du nœud i .

$$P_{ij} = V_i^2 G_{ij} - V_i V_j (G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)) \quad (\text{I.68})$$

$$P_{ji} = V_j^2 G_{ij} - V_i V_j (G_{ij} \cos(\theta_j - \theta_i) + B_{ij} \sin(\theta_j - \theta_i)) \quad (\text{I.69})$$

Les pertes dans la ligne $i-j$ sont égales à la somme de ces deux puissances

$$P_{Lij} = P_{ij} + P_{ji} \tag{I.70}$$

Elles peuvent être écrites sous forme matricielle comme suit :

$$P_L = \Psi^t G \Psi \tag{I.71}$$

Avec

$$\Psi = M \delta \tag{I.72}$$

M : étant la matrice incidence des lignes.

δ : la matrice des phases des nœuds.

G : la matrice diagonale des conductances des lignes.

$$G = \begin{pmatrix} G_{12} & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & G_{12} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & \ddots & 0 & \vdots \\ \vdots & \vdots & 0 & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \dots & G_{n-1,n} \end{pmatrix} \tag{I.73}$$

Or ; δ peut-être approximé par un *DC Load Flow*. Ainsi

$$PG-PC = A^{-1} \delta \implies \delta = A^{-1}(PG-PC) \tag{I.74}$$

Avec

A : matrice du DC load flow.

On trouve alors

$$P_L = (PG-PC)^t A^{-1} M^t G M A^{-1} (PG-PC)$$

$$P_L = P_C^t B P_C^t - 2 P_C^t B P_G + P_C^t B P_G \tag{I.75}$$

$$B = A^{-1} M^t G M A^{-1} \tag{I.76}$$

Facteur de pénalité :

Nous avons

$$\lambda = \frac{\partial C_i}{\partial P_{gi}} = \beta_i + 2\gamma_i$$

$$PG = PC + PL$$

$$\begin{aligned} dC &= \beta_i dP_{gi} + 2\gamma_i P_{gi} dP_{gi} = \beta_i (dP_{Ci} + dP_{Li}) + 2\gamma_i P_{gi} (dP_{Ci} + dP_{Li}) \\ &= (\beta_i + 2\gamma_i P_{gi}) dP_{Ci} + (\beta_i + 2\gamma_i P_{gi}) dP_{Li} \end{aligned}$$

$$\frac{\partial C_i}{\partial P_{Ci}} = (\beta_i + 2\gamma_i P_{gi}) \left(1 + \frac{dP_{Li}}{dP_{Ci}}\right) = (\beta_i + 2\gamma_i P_{gi}) \left(\frac{dP_{Li} + dP_{Ci}}{dP_{Ci}}\right) = (\beta_i + 2\gamma_i P_{gi}) \frac{dP_{gi}}{dP_{Ci}}$$

$$\frac{\partial C_i}{\partial P_{Ci}} = (\beta_i + 2\gamma_i P_{gi}) \left(\frac{dP_{Ci}}{dP_{gi}}\right)^{-1} = (\beta_i + 2\gamma_i P_{gi}) \left(\frac{dP_{gi} + dP_{Ci}}{dP_{gi}}\right)^{-1} = (\beta_i + 2\gamma_i P_{gi}) \left(1 - \frac{dP_{Li}}{dP_{gi}}\right)^{-1}$$

$$\frac{dC_i}{dP_{Ci}} = (\beta_i + 2\gamma_i P_{gi}) \left(1 - \frac{dP_{Li}}{dP_{Ci}}\right)^{-1} \tag{I.77}$$

On peut alors écrire :

$$\frac{dC_i}{dP_{Ci}} = (\beta_i' + 2\gamma_i' P_{gi}) \tag{I.78}$$

Avec

$$\beta_i' = \beta_i f_i \text{ et } \gamma_i' = \gamma_i f_i \tag{I.79}$$

Où $f_i = \left(1 - \frac{dP_{Li}}{dP_{Ci}}\right)^{-1}$ qui représente le facteur de pénalité du coût incrémental.

$\frac{\partial C_i}{\partial P_{Ci}}$ Représente l'accroissement du coût de production pour une augmentation de la puissance.

Consommée par les charges.

Cette valeur est plus intéressante pour nous que le coût incrémental défini précédemment car il tient compte des pertes. Ainsi, le critère pour la distribution des paquets de puissance sera dorénavant de trouver le coût incrémental corrigé le plus faible.

Critère de convergence

La convergence est atteinte lorsque la contrainte d'égalité est respectée c.à.d.

$$\left| \sum_{i=1}^{ng} P_{gi} - P_C - P_L \right| \leq \varepsilon$$

(I.80)

Hypothèses et approximations

Plusieurs hypothèses et approximations sont utilisées lors du calcul d'erreur. On considère les déphasages entre nœud négligeable ($\theta_i - \theta_j \approx 0$) ce qui nous a permis d'approcher un cosinus par son développement en série de Taylor. Tous les nœuds sont supposés à tension nominative. L'usage du DC load flow implique aussi que l'on suppose les conductances négligeables.

$$G_{ij} \approx 0$$

(I.81)

I.6 Conclusion

On fait en ce chapitre une étude semi-profondeur pour les composants du réseau, on a trouvé la matrice de réseau, et pour résoudre les problèmes, on a utilisé les méthodes Gauss-Seidel et Newton-Raphson et finalement faire un schéma d'algorithme pour appliquer dans le réseau.

Et après la modélisation et résoudre en fin on fait une optimisation dans le réseau avec dispatching économique sans des pertes et avec des pertes, dans dispatching sans pertes on a utilisé la méthode de lambda, et avec des pertes on utilise deux approches le primaire c'est l'utilisation d'une expression mathématique des pertes et la deuxième est l'OPF et tout ça pour obtenir bon écoulement et aux prix le plus bas.

II CHAPITRE II :

L'intégration des éoliennes

aux réseaux

Electrique

II.1 Introduction

Le monde actuellement se dirige vers les énergies renouvelables, quand on parle aux énergies renouvelables, on se réfère à l'énergie éolienne parce que, est largement utilisée, et cette technologie le plus développé.

C'est principalement la crise pétrolière de 1974 qui a relancé les études et les expériences sur les éoliennes (turbines à vent).

Une grande partie des éoliennes utilise les machines asynchrones à double alimentation. Cette génératrice qui peut fonctionner à vitesse variable. Elle permet, alors, de mieux contrôler les ressources éoliennes pour les différentes conditions de vent. Bon nombre de configurations existent aujourd'hui, elles utilisent divers types de convertisseurs statiques. Pour chaque configuration nous disposons d'une commande adaptée ainsi que de performances spécifiques. [7]



Figure II.1: un centra des éoliennes.

II.2 Définition de l'énergie éolienne

L'énergie éolienne est l'énergie cinétique du vent, elle est en partie d'origine de l'énergie solaire. En effet, les grands flux de circulation atmosphérique sont en grande partie provoqués par la différence de température entre l'équateur et les pôles. Du fait de cette différence de pression, un flot d'air s'établit entre ces régions. [8]

II.3 Constituant d'une éolienne

Il existe plusieurs configurations possibles d'aérogénérateurs qui peuvent avoir des différences importantes. Néanmoins, une éolienne "classique" est généralement constituée de trois éléments principaux qui sont :

II.3.1 La tour :

Son rôle est d'une part de supporter l'ensemble (rotor, nacelle) pour éviter que les pales ne touchent le sol, mais aussi de placer le rotor à une hauteur suffisante de manière à sortir autant que possible le rotor du gradient de vent qui existe à proximité du sol, améliorant ainsi la captation de l'énergie. Certains constructeurs proposent ainsi différentes hauteurs de tour pour un même ensemble (rotor, nacelle) de manière à s'adapter à différents sites d'implantation [7].

II.3.2 La nacelle

Regroupe tous les éléments mécaniques permettant de coupler le rotor éolien au générateur électrique : arbres lent et rapide, roulements, multiplicateur. Le frein à disque, différent du frein aérodynamique, qui permet d'arrêter le système en cas de surcharge :

- Le générateur qui est généralement une machine synchrone ou asynchrone
- Les systèmes hydrauliques ou électriques d'orientation des pales (frein aérodynamique)
- La nacelle (nécessaire pour garder la surface balayée par l'aérogénérateur perpendiculaire à la direction du vent). A cela viennent s'ajouter le système de refroidissement par air ou par eau, un anémomètre et le système électronique de gestion de l'éolienne. [10]

II.3.3 Le rotor

Formé par les pales assemblées dans leur moyeu. Pour les éoliennes destinées à la production d'électricité, le nombre des pales varie classiquement de 1 à 3, le rotor

tripale étant de loin le plus répandu car il représente un bon compromis entre le coût, le comportement vibratoire.

Les pales se caractérisent principalement par leur géométrie dont dépendront les performances aérodynamiques et les matériaux dont elles sont constituées [11].

II.4 Classement des Turbines Eoliennes

II.4.1 Eoliennes à axe vertical

Les éoliennes ont` axe vertical ont `été les premières structures développées pour produire de l`électricité paradoxalement en contradiction avec le traditionnel moulin à` vent à` axe horizontal. Elles possèdent l`avantage d`avoir les organes de commande et le générateur au niveau du sol donc facilement accessible.

Les avantages théoriques d`une machine ont` axe vertical sont les suivants :

- Elle vous permet de placer la génératrice, le multiplicateur, etc. à terre.
- Un mécanisme d`orientation n`est pas nécessaire pour orienter le rotor dans la direction du vent.

Les inconvénients principaux sont les suivants :

- L`efficacité globale des éoliennes `a axe vertical n`est pas impressionnante.
- L`éolienne ne démarre pas automatiquement. Cependant, ceci ne constitue qu`un inconvénient mineur dans le cas d`une éolienne raccordée au réseau, étant donné qu`il est alors possible d`utiliser la génératrice comme un moteur absorbant du courant du réseau pour démarrer l`éolienne. [11]

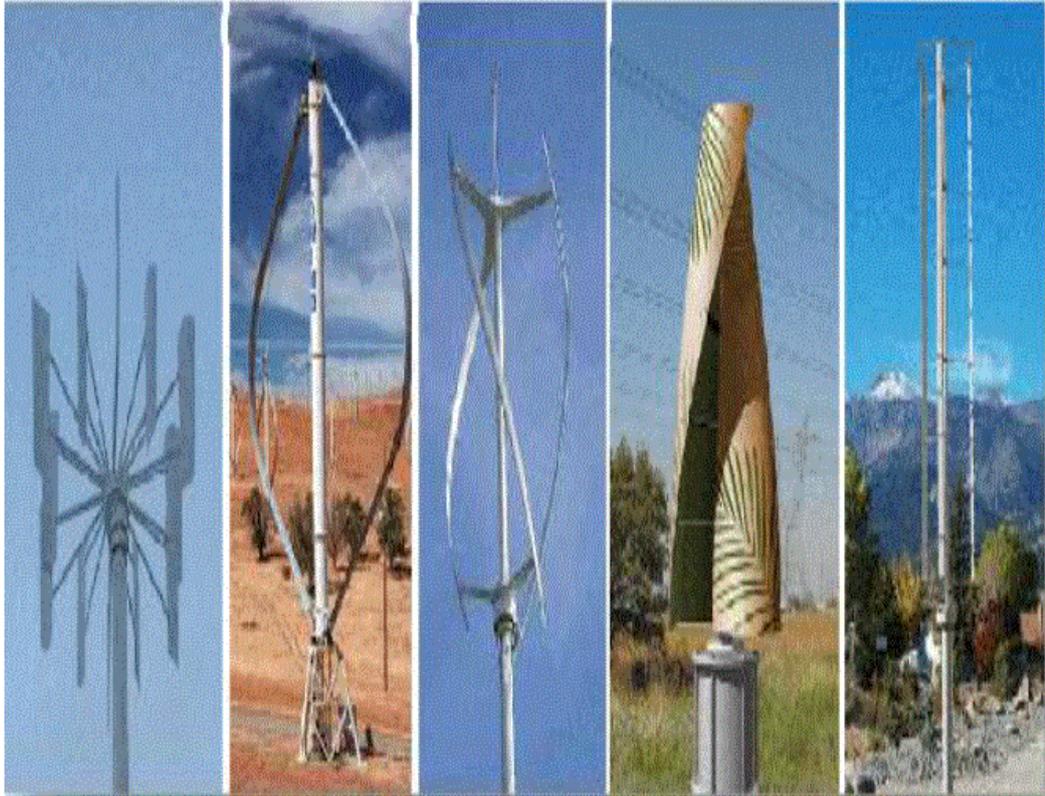


Figure II.2: Des éoliennes avec des pales vertical.

II.4.2 Eoliennes à axe horizontal

Les éoliennes ont` axe horizontal sont basées sur la technologie ancestrale des moulins `à vent [12]. Elles sont constituées de plusieurs pales profilées aérodynamiques de la manière des ailes d'avion. Dans ce cas, la portance n'est pas utilisée pour maintenir un avion en vol mais pour générer un couple moteur entraînant la rotation. Le nombre de pales utilisé pour la production d'électricité varie classiquement entre 1 et 3, le rotor tripale étant le plus utilisé` car il constitue un compromis entre le coefficient de puissance, le coût et la vitesse de rotation du capteur éolien.

Ce type d'éolienne a pris le dessus sur celles `a axe vertical car elles représentent un coût moins important, elles sont moins exposées aux contraintes mécaniques et la position du récepteur a` plusieurs dizaines de mètres du sol privilégie leur efficacité. Notons cependant que certains travaux défendent la viabilité du rotor vertical en réalisant des études multicritères [11].

Aujourd'hui, pratiquement les seules éoliennes commerciales sont à` axe horizontales.

Les éoliennes à axe vertical ont été prometteuses dans les années 80 et au début des années 90, mais leur faible rendement aérodynamique ainsi que les fluctuations élevées de la puissance

Électrique générée les ont écartées du marché [13].



Figure II.3: Des éoliennes avec des pales horizontal.

II.5 Application des éoliennes

Un système éolien peut être utilisé en trois applications distinctes, [14] :

- Systèmes isolés.
- Systèmes hybrides.
- Systèmes reliés au réseau.

Les systèmes obéissent à une configuration de base : ils ont besoin d'une unité de contrôle de puissance et dans certains cas d'une unité de stockage

On choisit des systèmes reliés au réseau.

II.5.1 Systèmes liés au réseau

Les systèmes liés au réseau n'ont pas besoin de systèmes de stockage d'énergie ; par conséquent toute la génération est livrée directement au réseau électrique. Les systèmes éoliens liés au réseau nécessitent un convertisseur statique.

II.6 Différents types aérogénérateurs

Il existe essentiellement deux technologies d'éoliennes, celles dont la vitesse est fixe et celles dont la vitesse variable.

On va parler juste à vitesse variable

II.6.1 Aérogénérateurs à vitesse variable

Les deux structures existantes des éoliennes à vitesse variable sont présentées sur la Figure II.4. La configuration de la Figure II.4.a est basée sur une machine asynchrone à cage pilotée au stator de manière à fonctionner à vitesse variable par des convertisseurs statiques. La configuration de la Figure II.4.b est basée sur une machine asynchrone à double alimentation et à rotor bobiné. La vitesse variable est réalisée par l'intermédiaire des convertisseurs de puissance qui est situés au circuit robotique [15].

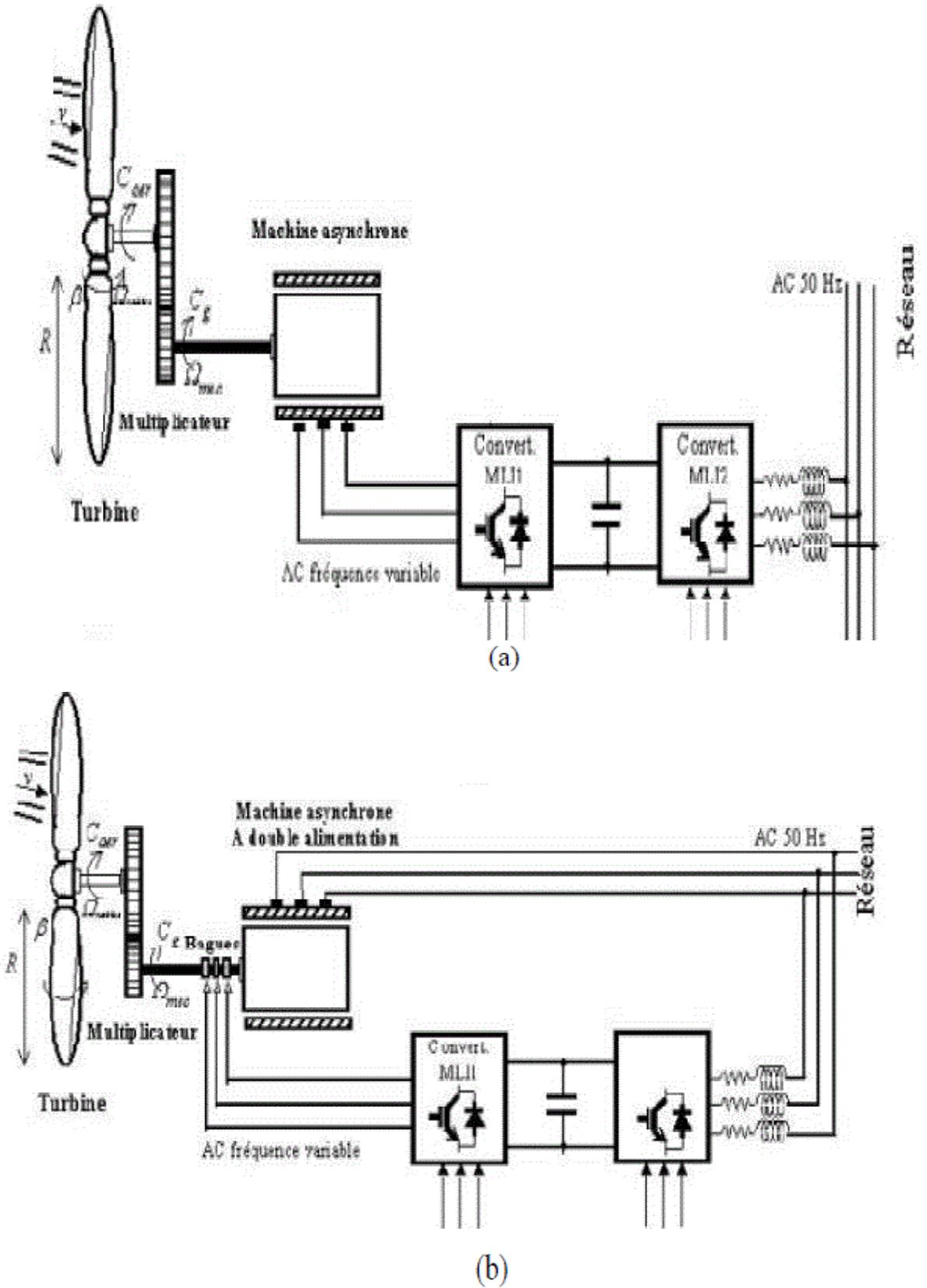


Figure II.4: Eoliennes fonctionnant à vitesse variable

Les avantages de la vitesse variable

- Une meilleure exploitation de l'énergie du vent.
- La réduction des oscillations du couple et des efforts mécaniques [16].

Les inconvénients de la vitesse variable :

- L'inconvénient principal du raccordement indirect au réseau est son coût.
- Convertisseur de puissance « complexe » [17].
- Perte énergétique lors du processus de conversion CA-CC-CA.

II.7 Etat de l'art sur la conversion électromécanique :

Dans la conversion électromécanique on choisit machine asynchrone pour l'étude parce qu'elle est la plus utilisée

II.7.1 Générateurs asynchrones

Dans le domaine de la génération d'énergie éolienne, les machines asynchrones ont une cage dominant encore car elles offrent des performances attractives en termes de coût d'investissement, tout particulièrement dans les solutions de base où elles sont directement connectées au réseau. Mais lorsqu'il s'agit de réaliser un entraînement à vitesse variable, on leur préfère plutôt des machines à rotor bobiné doublement alimentées qui offrent d'excellents compromis (performances/coût), [18].

II.7.2 Machine asynchrone à cage d'écureuil

Les premières éoliennes de grande puissance mises en œuvre reposent sur l'utilisation d'une machine asynchrone à cage directement couplée sur le réseau électrique. Grâce à ses qualités de robustesse et de faible coût ainsi que l'absence de balais-collecteurs ou de contacts glissants sur des bagues les rendent tout à fait appropriée pour l'utilisation dans les conditions parfois extrêmes que représente l'énergie éolienne. Cette machine est entraînée par un multiplicateur et sa vitesse est maintenue approximativement constante par un système mécanique d'orientation des pales. La machine fonctionne alors en hyper-synchronisme. La rotation des pales par des actionneurs électriques ou hydrauliques, permet l'augmentation de l'angle de calage. La puissance peut alors être limitée à la puissance nominale de la génératrice.

En cas d'un vent fort, cette technique permet la mise en drapeau des pales ($\beta = 90^\circ$). Ce type de convertisseurs électromécaniques est toutefois consommateur d'énergie réactive nécessaire à la magnétisation du rotor de la machine, ce qui

d' détériore le facteur de puissance global du réseau. Celui-ci peut-être toutefois amélioré par l'adjonction de capacités représentées sur la Figure 2.12, [19], qui deviennent la seule source de puissance réactive dans le cas d'un fonctionnement autonome de l'éolienne [16], [9], [18].

La génératrice asynchrone à cage peut fonctionner à vitesse variable grâce à l'emploi des convertisseurs de puissance et peut générer une production de puissance électrique sur une vaste gamme de vitesse de vent. L'emploi de deux convertisseurs de puissance permet de découpler la fréquence du réseau de la fréquence variable des courants de la machine par la création d'un bus continu intermédiaire. Avec une telle structure, les fluctuations rapides de la puissance générée peuvent être filtrées par le condensateur en autorisant une variation de la tension du bus continu sur une plage donnée. Ces convertisseurs sont dimensionnés pour 100% de la puissance nominale de la génératrice ceci augmente significativement le coût de l'installation et les pertes.

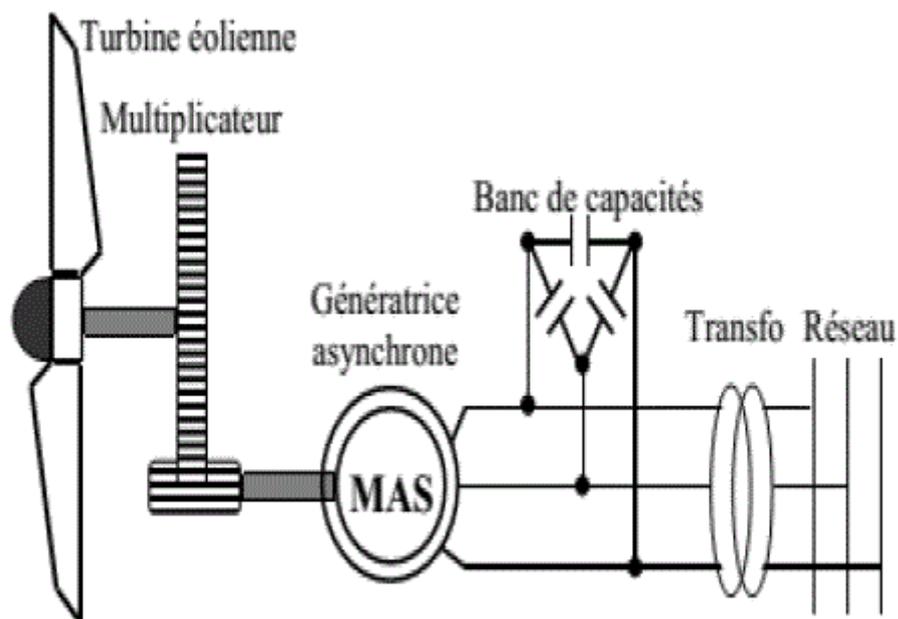


Figure II.5: Système éolien basé sur une machine asynchrone à cage à vitesse fixe

Avantages des génératrices asynchrones

- Puissance extraite optimisée pour les vents faibles et moyens.

Inconvénients des génératrices asynchrones

- Electronique de puissance dimensionnée au moins à 100% de la puissance nominale.

II.7.3 Machine asynchrone à rotor bobiné

Les machines asynchrones à rotor bobiné offrent un potentiel économique très attractif pour la variation de vitesse. Malgré un surcoût (machines non standards et construction plus complexe) par rapport à une machine à cage et la présence d'un système bague-balais triphasé, elles permettent d'exploiter des variateurs électroniques de puissance réduite. Notons que l'usure des contacts tournants occasionne une maintenance plus importante (environ 1 à 2 ans pour les balais et 10 ans pour les bagues) que celle des machines à cage, ce qui constitue un inconvénient, en particulier pour les systèmes offshore.

Actuellement, la majorité des projets éoliens supérieurs à 1 MW reposent sur l'utilisation de la machine asynchrone pilotée par le rotor, son circuit statique est connecté directement au réseau électrique.

Un second circuit placé au rotor est également relié au réseau mais par l'intermédiaire de convertisseurs de puissance. Étant donné que la puissance rotorique transmise est moindre, le coût des convertisseurs s'en trouve réduit en comparaison avec une éolienne à vitesse variable alimentée au stator par des convertisseurs de puissance. C'est la raison principale pour laquelle on trouve cette génératrice pour la production en forte puissance.

L'éolienne dans cette configuration entraîne une génératrice asynchrone connectée au réseau par l'intermédiaire d'un convertisseur de puissance situé sur le circuit statorique. Contrairement à une éolienne à vitesse fixe, les tensions et les fréquences à la sortie de la génératrice ne sont plus imposées par le réseau, ce qui permet de réguler la vitesse de l'éolienne [8].

Avantages de la génératrice asynchrone à double alimentation

- Puissance extraite optimisée pour les vents faibles et moyens.
- Electronique de puissance dimensionnée à 30% de la puissance nominale.
- Fonctionnement à vitesse variable ($\pm 30\%$ de la vitesse nominale).

Inconvénients de la génératrice asynchrone à double alimentation :

- Maintenance du multiplicateur.
- Commande complexe.
- Oscillations mécaniques. [20]

II.8 L'intégration au réseau

Aujourd'hui, le contexte politique, économique et énergétique appuie le développement de la production, le transport, la distribution et la consommation de l'énergie électrique en Algérie. Ce développement favorisera l'intégration des énergies renouvelables (Ers) dans les réseaux électriques dans les meilleures conditions techniques, économiques et sécuritaires.

La libéralisation du marché de l'électricité (la loi n° 02-01 du 05 février 2002) a introduit des changements majeurs dans le domaine de la production d'énergie électrique en Algérie. Le programme national des Ers, adopté par le gouvernement en février 2012 et mise à jour en février 2015, est la principale conséquence. Le programme prévoit 22 000 MW, ce qui représenterait 27 % du mix énergétique global algérien à l'horizon 2030

L'électricité parvient aux clients par l'intermédiaire d'un système électrique qui comprend la production, les réseaux de transport et de distribution. Pour maintenir le système électrique stable, il est nécessaire de disposer d'une capacité de production adaptée, à chaque instant, à la consommation simultanée de tous les clients. La capacité de production et la charge étant l'une et l'autre susceptible de varier brutalement, particulièrement dans le cas d'arrêts de production ou d'avaries dans les réseaux de transport ou de distribution, il existera alors toujours un risque de déséquilibre provoquant une augmentation ou une diminution de la fréquence.

En grande partie, les compagnies d'électricité divisent leurs réseaux en trois grandes catégories.

Le réseau de transport (49kV à 765 kV) comprend les centrales, ainsi que les lignes et les postes de transformation.

Le réseau de répartition (46 kV à 315 kV) comprend les lignes de transport et les postes de transformation intermédiaires entre le réseau de transport et le réseau de distribution.

Le réseau de distribution comprend les lignes et les postes de transformation servant à alimenter les clients. Ce dernier, est composé de réseau de distribution moyenne tension (2,4 kV à 69 kV) et basse tension (120 V à 600 V). Les postes de transformation servent à augmenter, à abaisser et à régulariser la tension. Quant à eux, les postes d'interconnexion servent relier le réseau avec d'autres réseaux.

L'intégration des Ers au réseau exige une modernisation des infrastructures du système électrique, de son fonctionnement et sa gestion. La variabilité, l'incertitude, le site, la production non synchronisée et le bas facteur de charge sont les cinq caractéristiques qui préoccupent particulièrement le gestionnaire du réseau électrique. [21].

II.8.1 Contraintes de raccordement de l'éolienne au réseau de transport [22]

Les prescriptions techniques relatives au raccordement au réseau de transport d'une installation de production d'énergie électrique sont :

- En fonction de leur type, de leur puissance et de leur tension de raccordement, les installations de production doivent être conçues pour pouvoir contribuer, pour des durées limitées, au soutien du système électrique lorsqu'il est en régime exceptionnel ou en situation de défaut d'isolement.
- En fonction de leur type, de leur puissance et de leur tension de raccordement, les installations de production doivent avoir des capacités constructives de fourniture de services auxiliaires nécessaires pour que le fonctionnement du système électrique soit sûr. Ces services comprennent :
 - Les réglages primaire et secondaire de la tension ;
 - Les réglages primaire et secondaire de la fréquence ;
 - Le fonctionnement en réseau séparé ;
 - Le renvoi de tension et la participation à la reconstitution du réseau.
- Les installations de production doivent être équipées d'un dispositif qui permet de les coupler au réseau public de transport. Les installations doivent en outre être conçues pour que la stabilité de leur fonctionnement soit assurée compte tenu des caractéristiques de leur raccordement au réseau et doivent être équipées des régulations de tension et de fréquence (c'est-à-dire de la vitesse pour les groupes tournants) qui sont nécessaires pour atteindre cet objectif. Des pertes de stabilité ne

doivent pas être à l'origine d'une dégradation de la qualité de l'électricité sur le réseau public de transport ou de la perturbation des conditions de son exploitation.

- Les installations de production doivent être capables de recevoir et d'exécuter, dans les délais appropriés précisés dans la convention d'exploitation, les ordres de conduite et de sauvegarde en provenance du gestionnaire du réseau de transport.

II.8.1.1 Réglage de la tension

Toutes les unités de production, y compris les éoliennes, doivent assurer un contrôle de la tension et/ou de la puissance réactive au point de livraison.

Trois types de réglage primaire sont possibles :

- Type 1 : réglage à puissance réactive constante ;
- Type 2 : réglage de la tension à une valeur variant linéairement en fonction de la puissance réactive avec une pente ajustable ;
- Type 3 : réglage de la tension selon une consigne asservie aux ordres provenant du réglage secondaire de la tension.

II.8.1.2 Réglage de la fréquence

La participation au réglage de la fréquence n'est pas exigée pour des installations de production mettant en œuvre de l'énergie fatale telles que les éoliennes.

Le fait de ne pas participer au réglage de fréquence limitera à terme le taux de pénétration de l'éolien, car ce réglage est reporté sur les groupes traditionnels. En cas de forte pénétration de l'éolien, les exigences en terme de participation au réglage de fréquence de l'éolien pourraient donc évoluer.

Le problème étant évidemment l'existence d'une réserve primaire associée à l'éolien.

Il en est de même pour le fonctionnement en réseau séparé et pour la participation à la reconstitution du réseau qui ne sont actuellement pas exigées pour les éoliennes.

II.8.1.3 Couplage et perturbations :

Le couplage de l'installation au réseau doit respecter des contraintes sur la fréquence, l'amplitude et la phase de la tension et ne doit pas affecter la stabilité du réseau.

Les perturbations produites par l'installation au point de raccordement doivent être limitées en ce qui concerne les à-coups de tension, le flicker, les déséquilibres et les harmoniques.

Un système de communication entre le producteur et le gestionnaire du réseau est à prévoir.

II.8.2 Problèmes induits par l'intégration de l'éolienne dans le réseau de transport

Afin d'assurer la sécurité du réseau, le gestionnaire de ce réseau doit veiller à éviter la surcharge thermique des lignes et la rupture de synchronisme, assurer la stabilité de la fréquence (c'est-à-dire assurer l'équilibre production - consommation) et la stabilité de la tension [21].

II.8.2.1 Prévission de la production

Le problème majeur de l'éolien est l'incertitude sur les prévisions de la vitesse du vent sur les sites éoliens induisant une incertitude sur la production éolienne. Les erreurs de prévision à 24h peuvent atteindre des valeurs de plus de 50% en négatif (sous-production) ou en positif (surproduction). Avec des changements de signe rapides en cours de journée. Des capacités de production de réserves contrôlables sont alors nécessaires pour pallier ces incertitudes, en particulier pour Satisfaire la demande en période de pointe.

II.8.2.2 Capacité d'accueil du réseau

La capacité des lignes et des postes est limitée. Cette limitation peut constituer dans le cas de l'éolien un problème aigu, car les lieux de production (sites ventés) sont souvent éloignés des lieux de consommation. L'adaptation et le renforcement des postes peuvent concerner les postes HTA HTB suite au développement de l'éolien dans le réseau de distribution (modification des protections, augmentation de la puissance de court-circuit.). Afin d'éviter la congestion des lignes de transport et d'assurer la sécurité du réseau, de nouvelles lignes devraient être construites en particulier aux interconnexions entre les réseaux gérés par des opérateurs différents. Une étude prospective réalisée dans la zone gérée par l'opérateur allemand EON Netz prévoit le développement de 1000 km de lignes supplémentaires d'ici 2016 pour une capacité éolienne de 16 000 MW, dont une partie importante en off-shore, et ce pour un montant de 550 millions d'Euros.

II.8.2.3 Déconnexions intempestives

Les générateurs éoliens, tout comme la majorité des générateurs décentralisés, sont très sensibles aux perturbations du réseau et ont tendance à se déconnecter

rapidement lors d'un creux de tension (dès que la valeur de la tension est inférieure à 80% de la tension nominale) ou lors d'une variation de la fréquence. Lors du black-out italien du 28 septembre 2003, 3400 MW de productions décentralisées se sont déconnectés lorsque la fréquence du réseau a atteint 49 Hz. L'opérateur EON Netz prévoit que le risque de déconnexion de 3000 MW d'éolien suite à un défaut important sur le réseau 380 kV au nord de l'Allemagne est bien réel, pouvant ainsi induire un déséquilibre production consommation aggravant les conséquences d'un défaut qui aurait pu être éliminé normalement.

Concernant les variations de fréquence, le mieux que les installations de production doivent rester connectées pour des durées limitées dans les plages exceptionnelles de fréquence situées entre 47 et 52 Hz. De plus, même si l'installation ne participe pas à la constitution des réserves comme c'est le cas de l'éolien, elle doit être capable de réduire la puissance produite lorsque la fréquence dépasse un seuil réglable entre 50,5 et 51 Hz.

II.8.2.4 Qualité de l'électricité

1) La tension : Pour le cas très simple d'une charge alimentée à travers une ligne par une source de tension constante, on peut écrire de façon approchée que la chute de tension dans la ligne ($\Delta V = V_1 - V_2$) est égale à

$$\Delta V = rP + xQ / V_2 \quad (2.1)$$

Avec :

r : la résistance des conducteurs en Ω ,

x : la réactance de la ligne en Ω ,

P et Q : respectivement les puissances active et réactive transitant dans la ligne.

Pour les lignes de Très Haute tension (THT), $x \geq 10r$; l'expression (2.1) peut donc se simplifier :

$$\Delta V = xQ / V_2 \quad (2.2)$$

La puissance active générée par les éoliennes est par nature fluctuante, ce qui tend d'après l'expression (2.1) à induire des fluctuations de tension dans la zone du réseau proche du point

De connexion de ces éoliennes. Dans le réseau de transport constitué de ligne HT et THT (ou HTB), l'expression (2.2) montre que les variations de tension sont essentiellement induites par les transits de puissance réactive, contrairement aux réseaux de distribution. C'est pourquoi, il est demandé aux éoliennes actuellement connectées au réseau de transport de participer au réglage de la tension via un réglage de la

puissance réactive. Ce réglage est possible avec les éoliennes connectées au réseau via de l'électronique de puissance, mais pas avec les éoliennes à vitesse fixe dont la génératrice asynchrone est directement couplée au réseau. Cette dernière consommant une puissance réactive significative, nécessite l'ajout de condensateurs de compensation. Les variations régulières de tension sont appelées flicker.

Dans le cas des éoliennes, ces variations sont dues aux fluctuations de la vitesse du vent, aux limites mécaniques de l'éolienne (par exemple du pitch control) et à l'effet d'ombre causé par le passage des pales devant le mât. A nouveau, ce sont les éoliennes à vitesse fixe qui sont les plus défavorables du point de vue de ces phénomènes. La technologie d'éolienne la mieux adaptée pour limiter l'impact sur le réseau de ces variations est celle complètement interfacée avec le réseau via de l'électronique de puissance permettant ainsi un certain découplage entre la turbine et le réseau.

2) La fréquence

Le réglage primaire de la fréquence est basé sur le constat qu'un déséquilibre entre la production et la consommation induit une variation de fréquence due à la variation de vitesse des groupes alternateurs classiques. Le réglage primaire de fréquence est réalisé automatiquement au niveau des groupes de production. Il assure une correction rapide, en quelques secondes, et décentralisée des écarts offre-demande. Ce réglage suit une relation linéaire entre la fréquence (imposée par la vitesse des groupes tournants) et la puissance.

L'adaptation rapide de la production à la consommation faite par le réglage primaire laisse, en fin d'action, un écart de fréquence. De plus, comme la fréquence est commune aux réseaux interconnectés, ce réglage provoque des variations de transit entre les pays. Ceux – ci sont l'expression de la « solidarité » entre réseaux pour contenir les aléas (perte de groupe de production). Le rôle du réglage secondaire est alors, en quelques minutes, de ramener la fréquence à sa valeur nominale. C'est l'expression du principe de « responsabilité »: la correction de l'aléa étant du ressort du réseau qui en a été le siège. Les variations rapides de la puissance générée par les éoliennes (pouvant atteindre quelques centaines de kW en quelques dizaines de seconde), tout comme les variations de charge, peuvent donc induire des fluctuations de la fréquence du réseau et activer le réglage primaire des groupes tournants.

Cependant, tant que le taux de pénétration de l'éolien reste faible, cette influence peut être considérée comme négligeable.

Dans le cas contraire, afin d'assurer la stabilité du réseau, une participation au réglage primaire des éoliennes sera à envisager avec des solutions qui restent à imaginer. Déjà actuellement, lorsque la production est supérieure à la consommation, donc lorsque la fréquence est supérieure à 50Hz, il peut être demandé aux éoliennes de réduire leur production.

II.9 Conclusion

Dans cette chapitre on parle à l'intégration des éoliennes aux réseaux électrique on a séparé à deux sections.

La première section on a parlé à éolienne (généralité, les constituant, classement des turbines, application des éoliennes ...etc.)

Dans la deuxième section on a parlé à l'intégration, premièrement on a discuté de l'intérêt de l'intégration des énergies renouvelables en l'Algérie .et en suite on a parlé a contrainst de raccordement des éoliennes au réseaux et les problèmes qui induits par l'intégration des éoliennes au réseaux.

III CHAPITRE III :

Simulation

Calcul et résultats

III.1 Introduction

Matlab est un logiciel de calcul numérique commercialisé par la société MathWork Partout dans le monde des millions d'ingénieurs et des scientifiques utilisent MATLAB pour analyser et concevoir les systèmes et produit de demain. MATLAB est présent dans des systèmes automobiles de sécurité active, des véhicules spatiaux, des appareils surveillance médicale, des réseaux électriques intelligents et des réseaux mobiles .il est utilisé dans le domaines de l'apprentissage automatique. [21]

III.2 Optimisation

Mon étude s'est basée sur la sélection de trois éoliennes pour l'intégration au réseau électrique contenant 7 bus qui peuvent leur être raccordé, et pour obtenir les cas optimaux nous avons essayé tous les positions disponibles (64 positions)

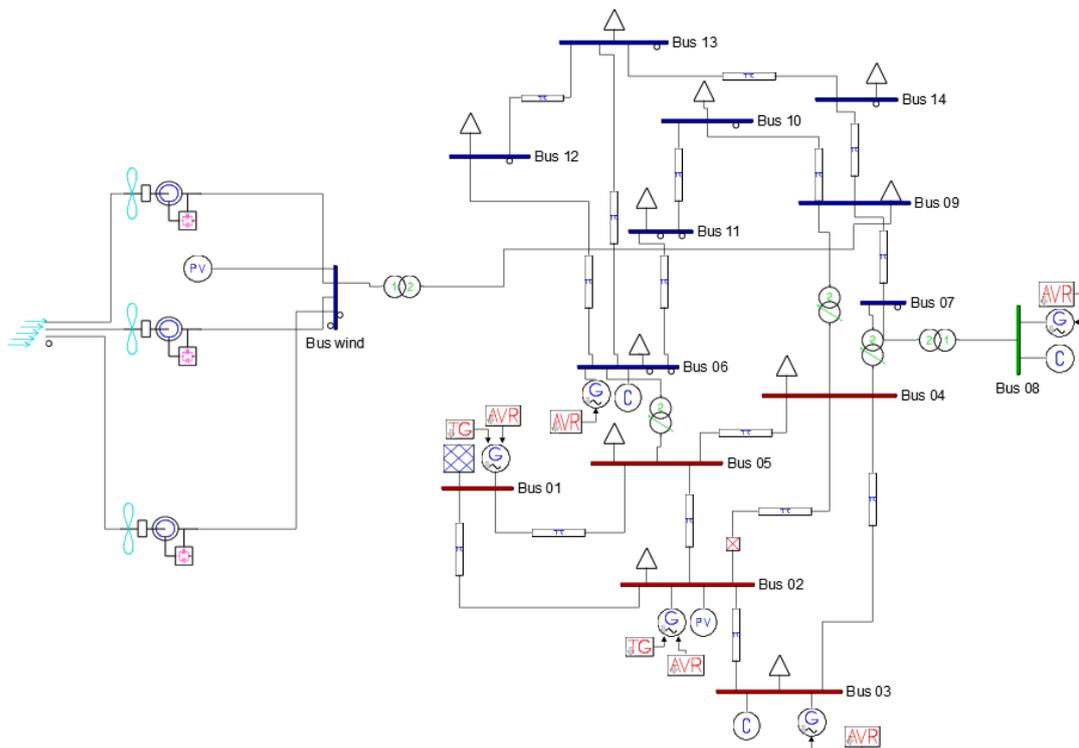


Figure III.1:Un schéma d'un réseau électrique.

Et notre étude se déroule comme suit :

La 1^{ère} étape : Ouvrir le Matlab

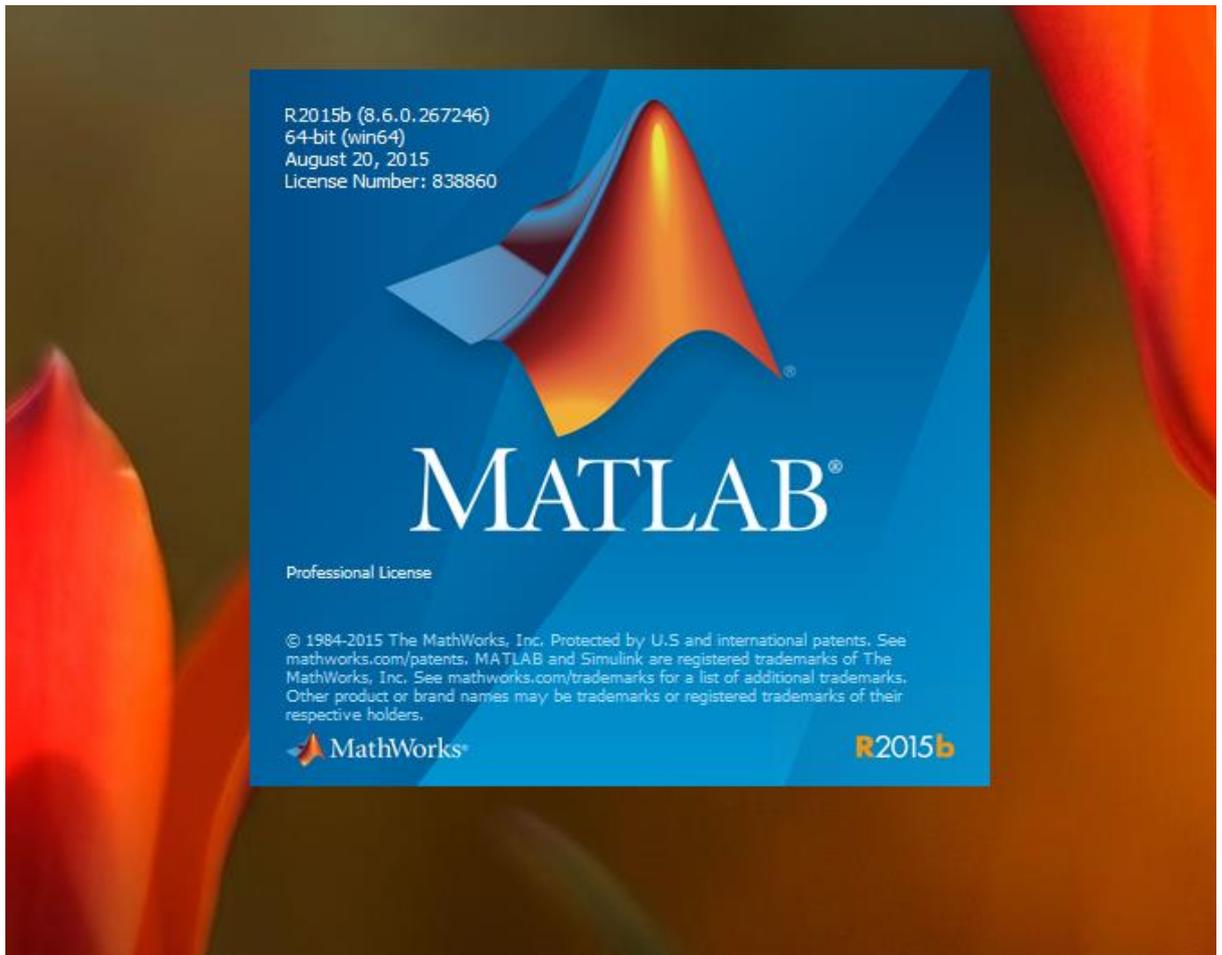


Figure III.2:un capteur d'écrans de Matlab que ouvrir.

La 2^{ème} étape : va à cette linge et sélectionner open

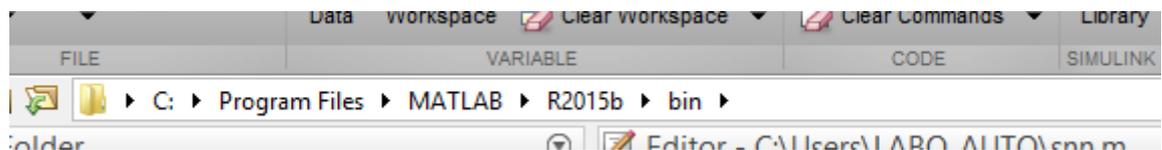


Figure III.3:un capture d'écrans de Matlab

La 3^{ème}étape : sélectionner le fichier PSAT

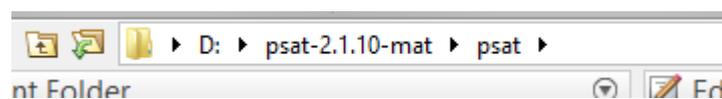


Figure III.4:un capture d'écrans de Matlab

La 4^{ème} étape : va à command Windows et écrive PSAT

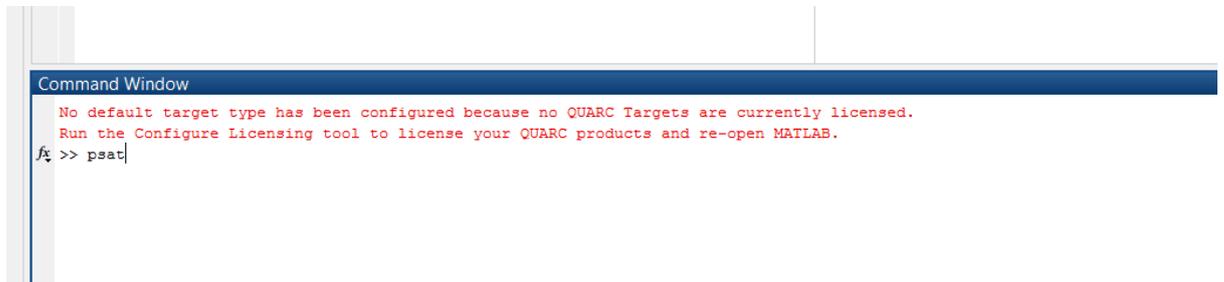


Figure III.5:un capture d'écrans de Matlab

La 5^{ème} étape : le PSAT est ouvrir :

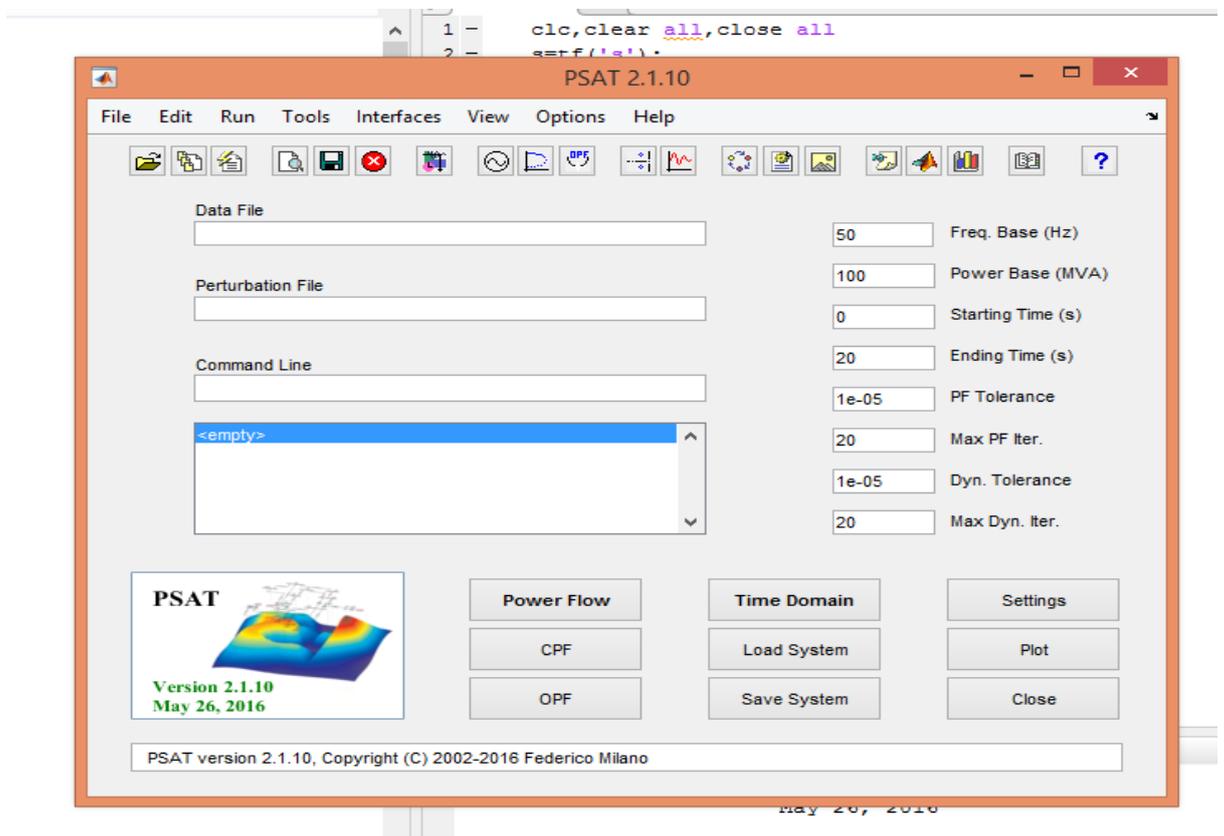


Figure III.6:un capture d'écrans de Matlab

La 6^{ème} étape : on choisit dans le filtre PSAT Simulink et tests

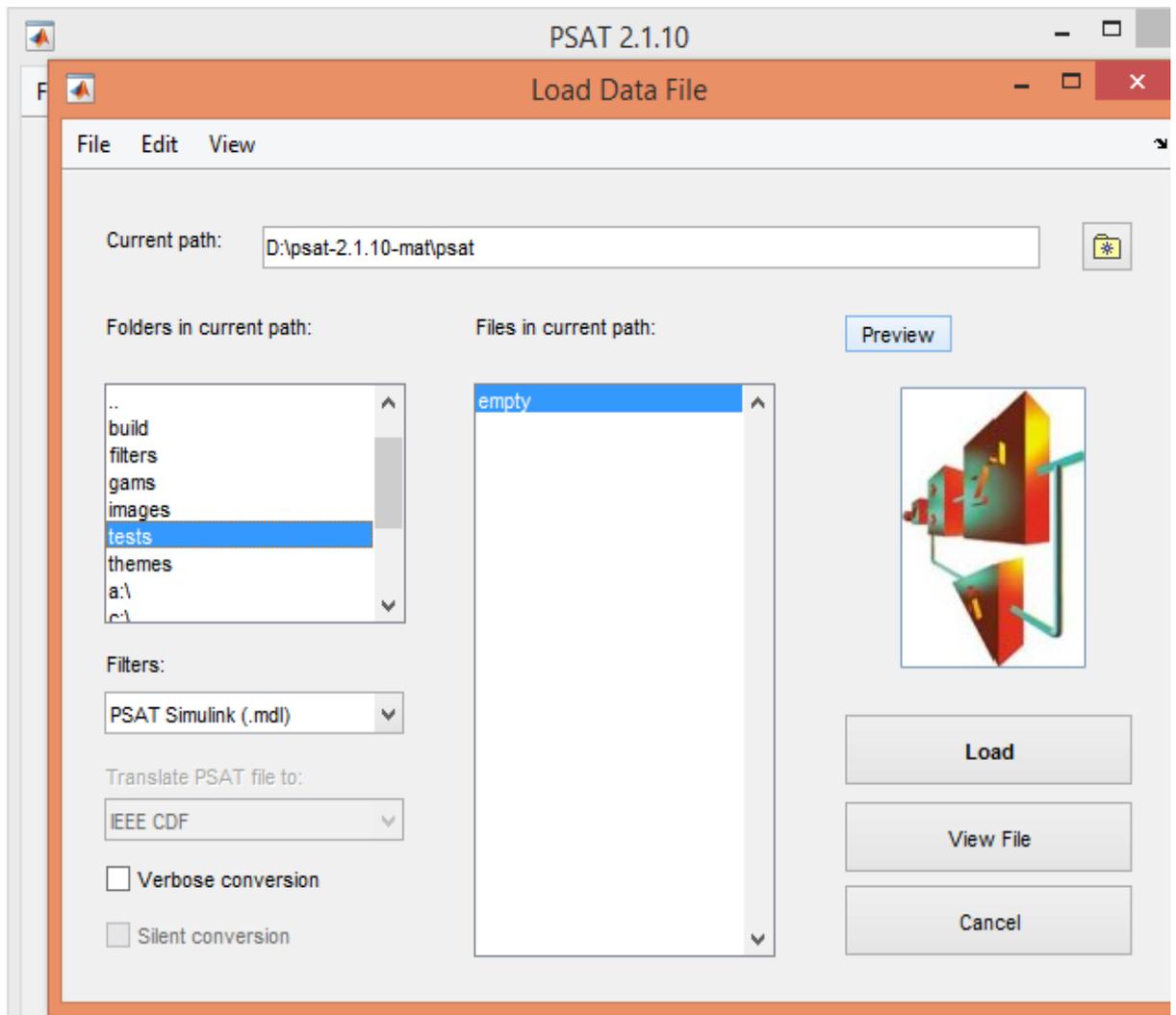


Figure III.7:un capture d'écrans de Matlab

La 7^{ème} étape : on choisit le réseau que veut étudier

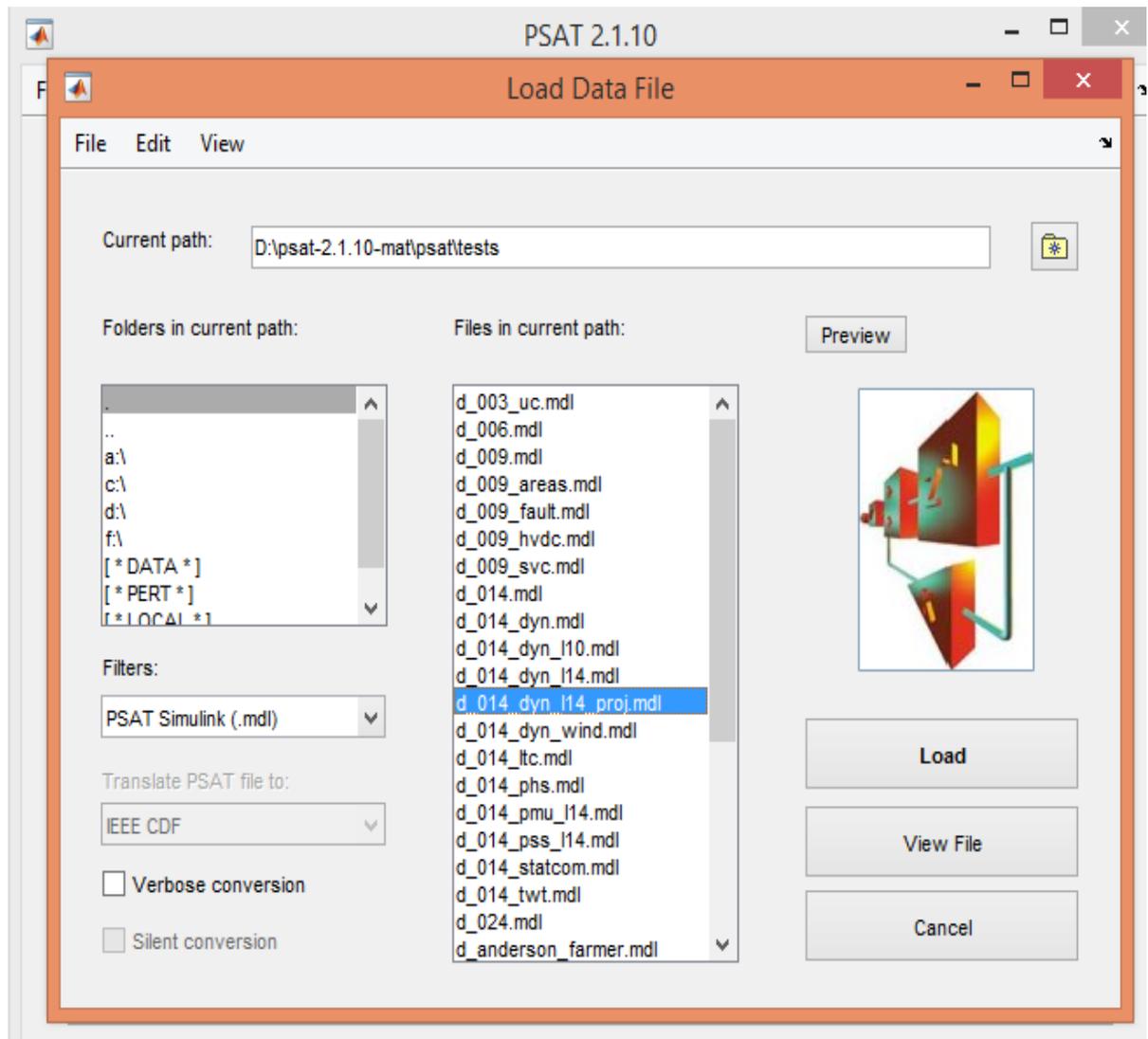


Figure III.8:un capture d'écrans de Matlab

La 8^{ème} étape : Faire les opérations que veut en réseau, et enregistrer

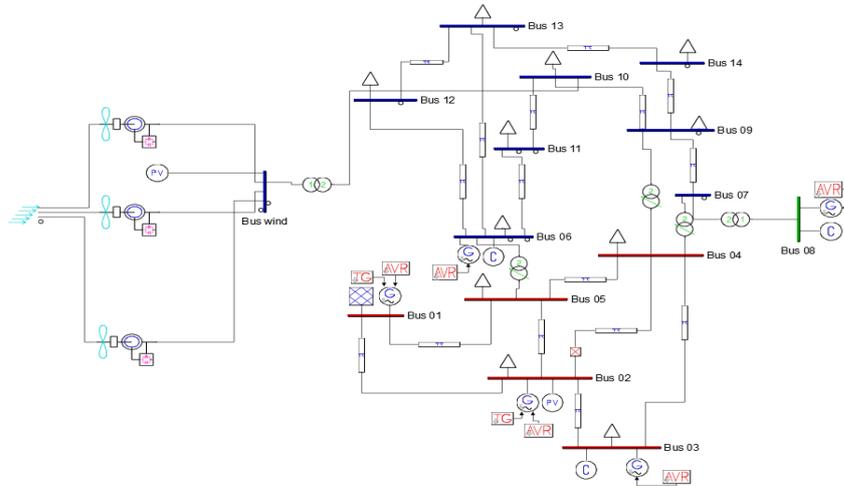


Figure III.9 : un capture d'écrans de Matlab

La 9^{ème} étape : ouvrir le réseau encore , click load , et click power flow :

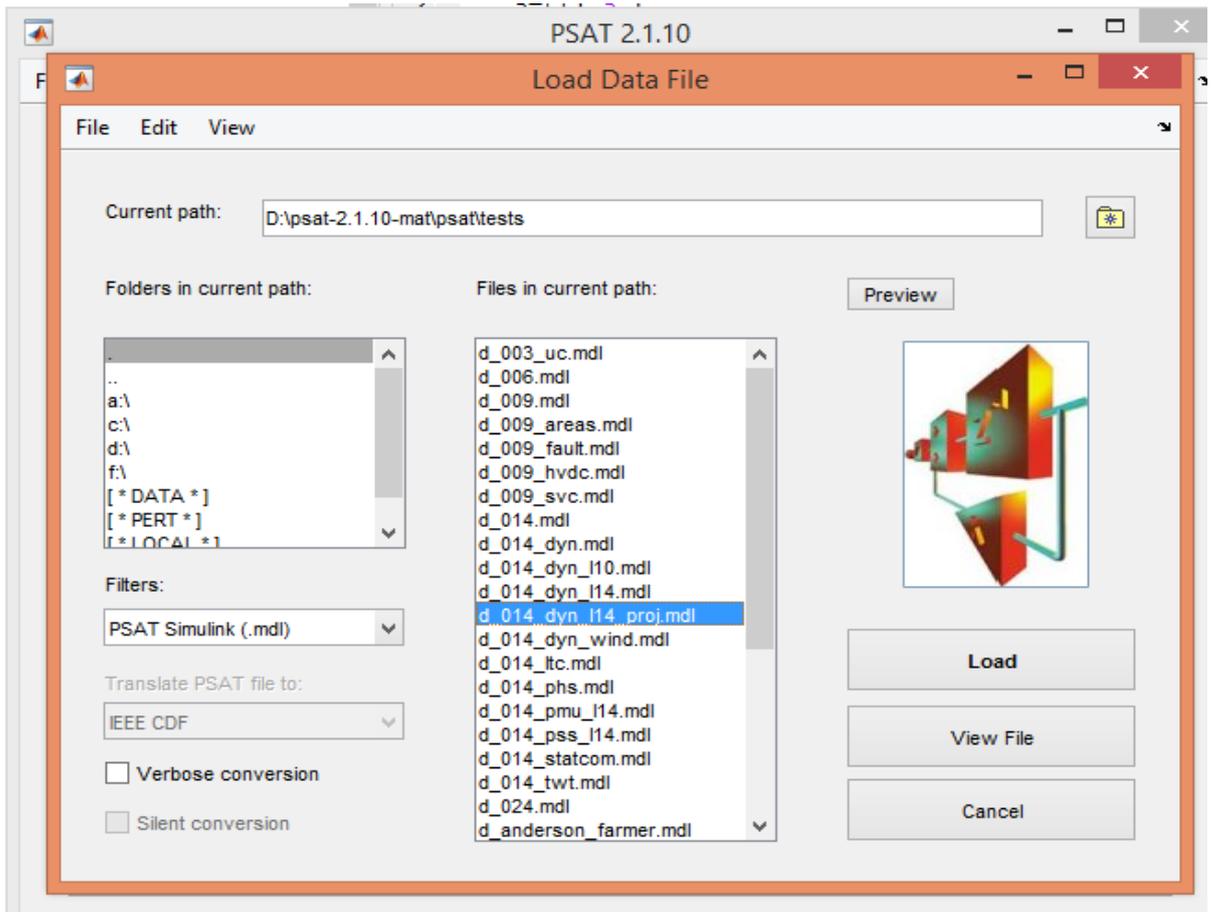


Figure III.10 :un capture d'écrans de Matlab

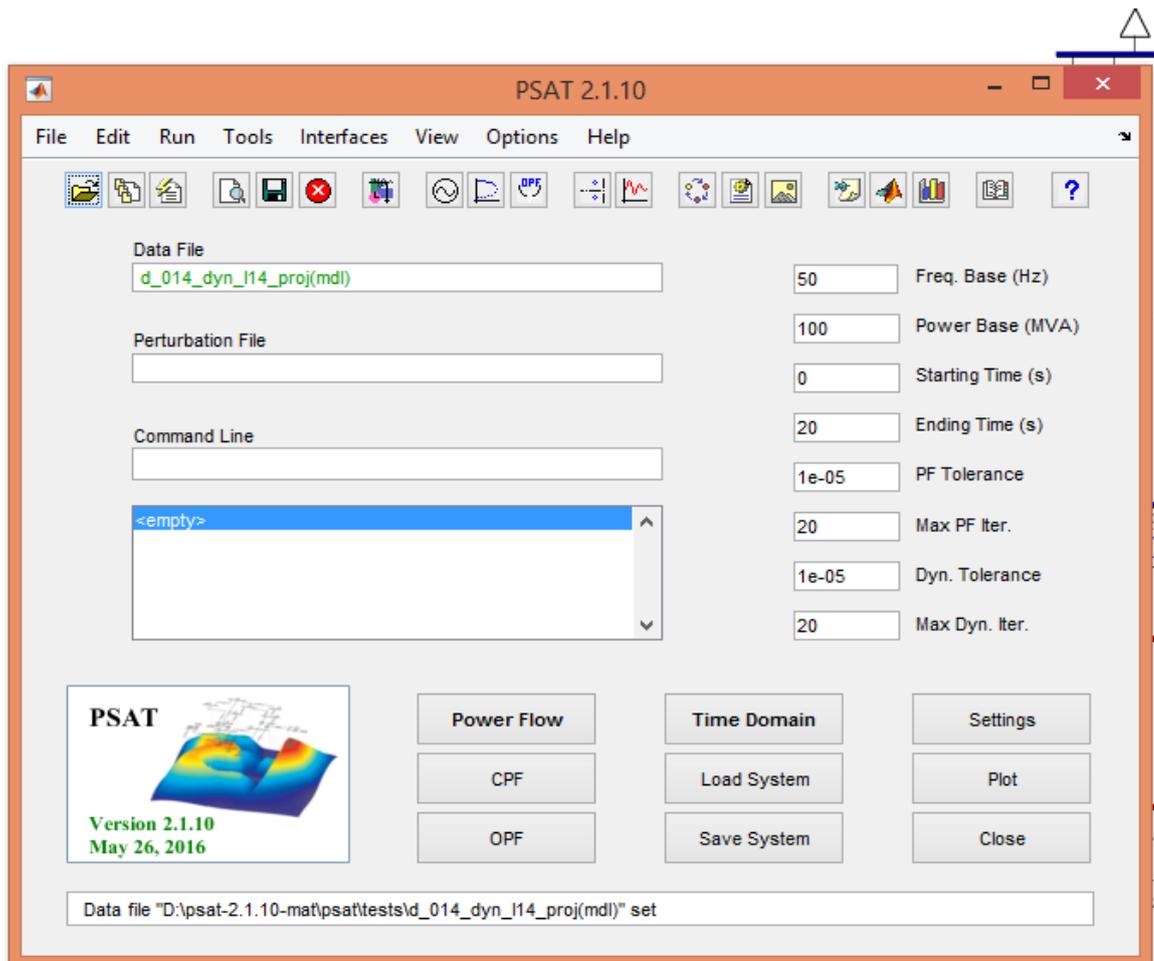


Figure III.11:un capture d'écrans de Matlab.

La 10^{ème} étape :dans cette étape les stations apparaitront, et on a cliqué sur report, et le Matlab montrera l'emplacement de données comme évidente dans les fi(12.13.14)

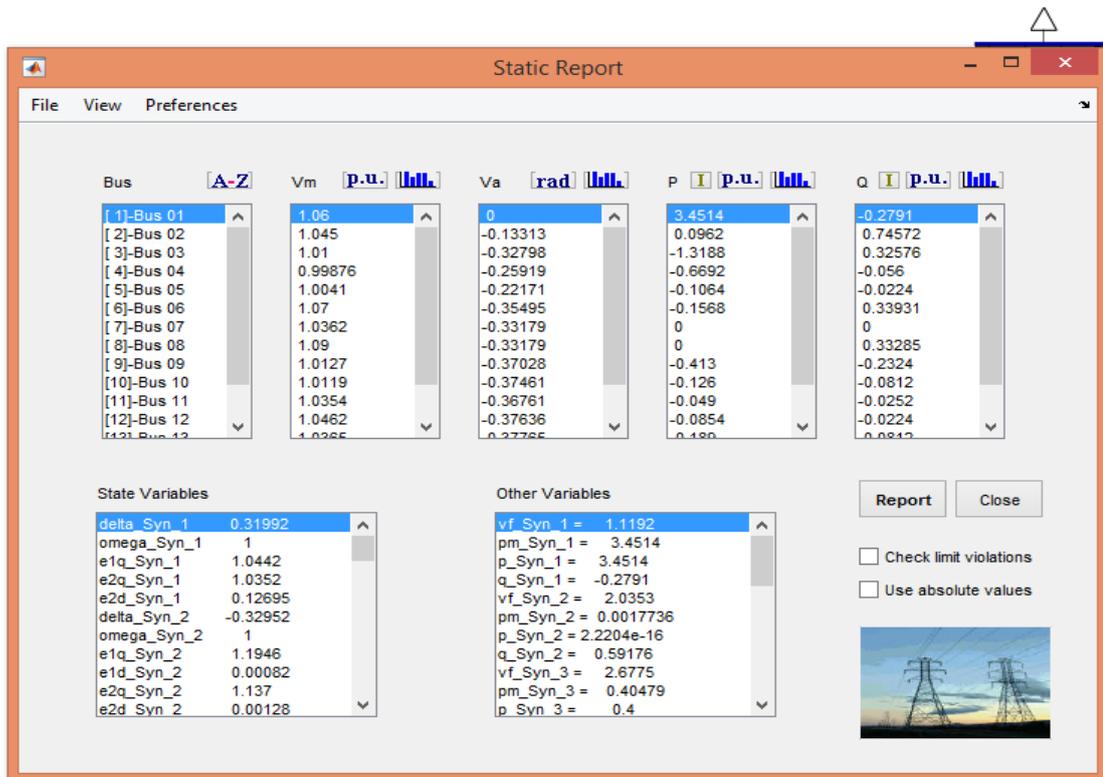


Figure III.12:un capture d'écrans de Matlab

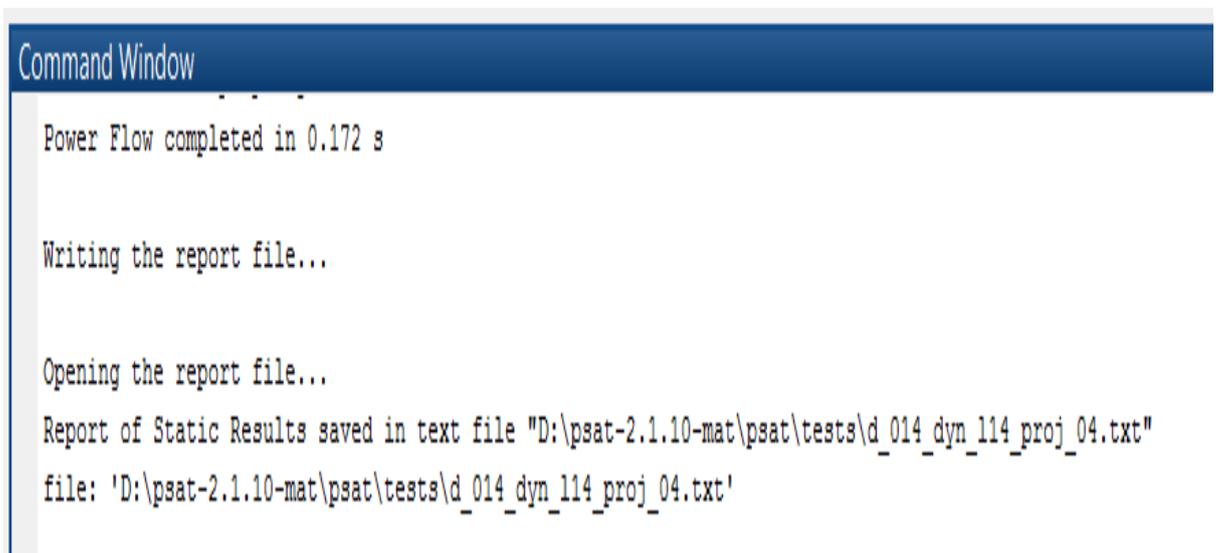


Figure III.13:un capture d'écrans de Matlab

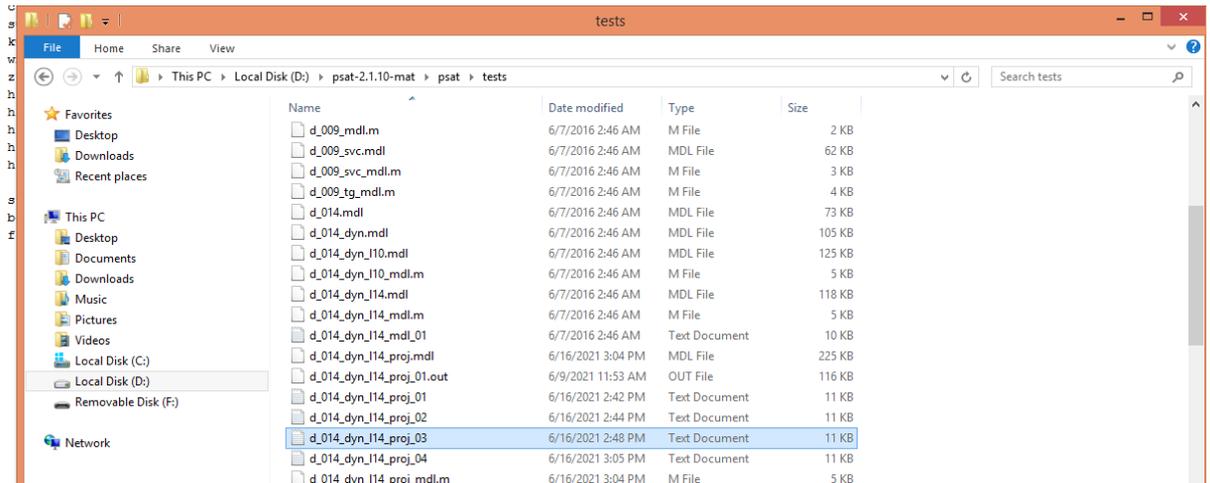


Figure III.14:un capture d'écrans

Et prend les résultats comme au tableau EXEL comme des données et choisit les cas optimaux

III.3 Comment on choisit les cas optimaux

On choisit les cas optimaux selon les résultats. On va calculer le fonction objective.

Fonction objective :

On a calculé la fonction :

$$F_{obj} = \text{Min}\Delta V_1 + \text{Min}\Delta V_2 + \text{Min}P_{loss} + \text{Min}Q_{loss}$$

$$= w_1 \text{Min}\Delta V_1 + w_2 \text{Min}\Delta V_2 + w_3 \text{Min}P_{loss} + w_4 \text{Min}Q_{loss}$$

$$\sum_{i=1}^n w_i = 1$$

$$w_1=0.1 \quad w_2=0.4 \quad w_3=0.25 \quad w_4= 0.25$$

MinΔV₁: Surtension minimale

MinΔV₂: Chute tension minimale

MinP_{loss}: les pertes joule active minimale

MinQ_{loss}: les pertes joule réactive minimale

w_i: facteurs de ponderation

les cas	M.surtension	M.chute tension	Ploses	Qloses	F_obj
(3) -6	0,09	0,00324	0,29336	0,89846	0,308251
(3) -7	0,09	0,00274	0,28411	0,88933	0,303456
(3) -9	0,09	0,00272	0,28415	0,88524	0,3024355
(3) -10	0,09	0,00272	0,28395	0,88445	0,302188
(3) -11	0,09	0,00301	0,28457	0,88492	0,3025765
(3) -12	0,09	0,00318	0,28435	0,8835	0,3022345
(3) -13	0,09	0,00224	0,2837	0,88269	0,3014935
(3) -14	0,09	0,00095	0,28205	0,8801	0,2999175
(2-1)-(6-7)	0,09	0,00291	0,28489	0,87217	0,299429
(2-1)-(6-9)	0,09	0,00262	0,28482	0,87025	0,2988155
(2-1)-(6-10)	0,09	0,0027	0,28472	0,86999	0,2987575
(2-1)-(6-11)	0,09	0,00303	0,28501	0,8708	0,2991645
(2-1)-(6-12)	0,09	0,00313	0,28495	0,8706	0,2991395
(2-1)-(6-13)	0,09	0,00276	0,28473	0,87021	0,298839
(2-1)-(6-14)	0,09	0,00106	0,28473	0,86827	0,297674
(2-1)-(7-6)	0,09	0,00275	0,28445	0,87333	0,299545
(2-1)-(7-9)	0,09	0,00216	0,28393	0,87202	0,2988515
(2-1)-(7-10)	0,09	0,00223	0,28382	0,8717	0,298772
(2-1)-(7-11)	0,09	0,00255	0,28408	0,87238	0,299135
(2-1)-(7-12)	0,09	0,00264	0,28398	0,87207	0,2990685
(2-1)-(7-13)	0,09	0,00227	0,28377	0,8717	0,2987755
(2-1)-(7-14)	0,09	0,00086	0,28303	0,86992	0,2975815
(2-1)-(9-6)	0,09	0,00252	0,28441	0,8701	0,2986355
(2-1)-(9-7)	0,09	0,00222	0,28396	0,87072	0,298558
(2-1)-(9-10)	0,09	0,002	0,28379	0,86853	0,29788
(2-1)-(9-11)	0,09	0,00233	0,28404	0,86918	0,298237
(2-1)-(9-12)	0,09	0,00241	0,28394	0,86885	0,2981615
(2-1)-(9-13)	0,09	0,00204	0,28373	0,86848	0,2978685
(2-1)-(9-14)	0,09	0,00077	0,283	0,86673	0,2967405
(2-1)-(10-6)	0,09	0,00259	0,28425	0,86956	0,2984885
(2-1)-(10-7)	0,09	0,00228	0,28379	0,87012	0,2983895
(2-1)-(10-9)	0,09	0,00199	0,28373	0,86825	0,297791
(2-1)-(10-11)	0,09	0,00239	0,2839	0,86869	0,2981035
(2-1)-(10-12)	0,09	0,00248	0,28378	0,8683	0,298012
(2-1)-(10-13)	0,09	0,00211	0,28357	0,86793	0,297719
(2-1)-(10-14)	0,09	0,0008	0,28283	0,86615	0,296565
(2-1)-(11-6)	0,09	0,00296	0,28473	0,87049	0,298989
(2-1)-(11-7)	0,09	0,00264	0,28423	0,87091	0,298841
(2-1)-(11-9)	0,09	0,00235	0,28416	0,86902	0,298235
(2-1)-(11-10)	0,09	0,00243	0,28408	0,8688	0,298192
(2-1)-(11-12)	0,09	0,00285	0,28425	0,86922	0,2985075
(2-1)-(11-13)	0,09	0,00248	0,28404	0,86884	0,298212
(2-1)-(11-14)	0,09	0,00094	0,28328	0,86698	0,296941
(2-1)-(12-6)	0,09	0,00311	0,28459	0,86981	0,298844
(2-1)-(12-7)	0,09	0,00278	0,28405	0,87013	0,298657
(2-1)-(12-9)	0,09	0,00249	0,28397	0,86821	0,298041
(2-1)-(12-10)	0,09	0,00256	0,28388	0,86794	0,297979

(2-1)-(12-11)	0,09	0,0029	0,28417	0,86875	0,29839
(2-1)-(12-13)	0,09	0,00263	0,28392	0,86824	0,298092
(2-1)-(12-14)	0,09	0,0002	0,28312	0,86626	0,296425
(2-1)-(13-6)	0,09	0,00249	0,28415	0,86915	0,298321
(2-1)-(13-7)	0,09	0,00217	0,28363	0,86949	0,298148
(2-1)-(13-9)	0,09	0,00188	0,28356	0,86758	0,297537
(2-1)-(13-10)	0,09	0,00195	0,28346	0,8673	0,29747
(2-1)-(13-11)	0,09	0,00229	0,28375	0,8681	0,2978785
(2-1)-(13-12)	0,09	0,00239	0,28371	0,86797	0,297876
(2-1)-(13-14)	0,09	0,001	0,28273	0,86567	0,2965
(2-1)-(14-6)	0,09	0,00098	0,28288	0,86642	0,296717
(2-1)-(14-7)	0,09	0,00084	0,2824	0,86691	0,2966635
(2-1)-(14-9)	0,09	0,00077	0,28233	0,86504	0,2961505
(2-1)-(14-10)	0,09	0,0008	0,28222	0,86473	0,2960575
(2-1)-(14-11)	0,09	0,0009	0,28249	0,86544	0,2963425
(2-1)-(14-12)	0,09	0,00096	0,28241	0,8652	0,2962865
(2-1)-(14-13)	0,09	0,00094	0,28223	0,86487	0,296151
F_obj	0,09	0,0002	0,28205	0,86473	0,2960575
Cas		(2-1)-(12-14)	(3) -14	(2-1)-(14-10)	(2-1)-(14-10)

Tableau III-1 : de l'intégration des éoliennes

Les cas optimaux :

Le première cas (2-1) -(14-10) ça-veut –dire deux éolienne au 14 et une éolienne au 10

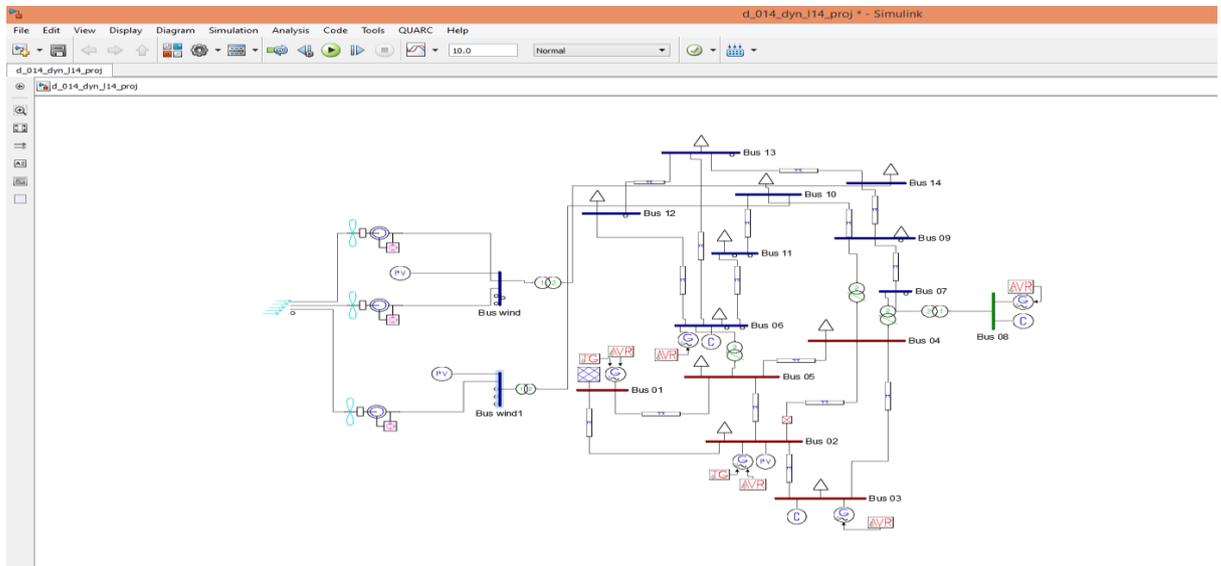


Figure III.15:schéma de cas (2-1)-(14-10)

POWER FLOW RESULTS :

Bus	V	phase	P gen	Q gen	P load	Q load
-----	---	-------	-------	-------	--------	--------

	[p.u.]	[rad]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]
Bus 01	1.06	0	3.4482	-0.27901	0	0
Bus 02	1.045	-0.13295	0.4	0.91919	0.3038	0.1778
Bus 03	1.01	-0.3275	0	0.58907	1.3188	0.266
Bus 04	0.9992	-0.25865	0	0	0.6692	0.056
Bus 05	1.0043	-0.22172	0	0	0.1064	0.0224
Bus 06	1.07	-0.35823	0	0.4309	0.1568	0.105
Bus 07	1.0372	-0.32896	0	0	0	0
Bus 08	1.09	-0.32896	0	0.3267	0	0
Bus 09	1.0144	-0.36619	0	0	0.413	0.2324
Bus 10	1.0142	-0.37056	0	0	0.126	0.0812
Bus 11	1.0367	-0.36724	0	0	0.049	0.0252
Bus 12	1.0465	-0.37835	0	0	0.0854	0.0224
Bus 13	1.0377	-0.37846	0	0	0.189	0.0812
Bus 14	1.0012	-0.3914	0	0	0.2086	0.07
Bus wind	1.045	-0.04796	0.04	0.01214	0	0
Bus wind1	1.045	-0.20358	0.02	0.00533	0	0

Tableau III-2: résultats de cas (2-1)-(14-10)

Le deuxième cas (2-1)-(12-14) ca-veut –dire deux éolienne au 12 et un éolienne 14(1.8)

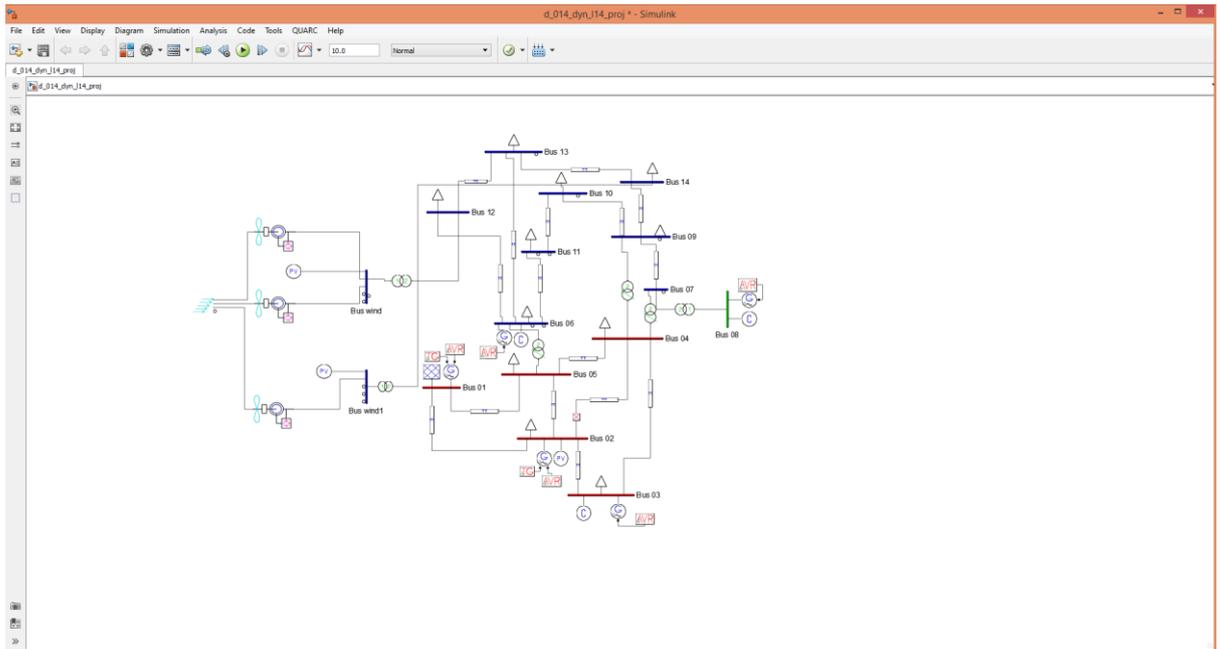


Figure III.16:schéma de cas (2-1)-(14-10)

POWER FLOW RESULTS :

Bus	V	phase	P gen	Q gen	P load	Q load
[p.u.]	[rad]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]
Bus 01	1.06	0	3.4491	-0.2791	0	0
Bus 02	1.045	-0.13302	0.4	0.92126	0.3038	0.1778
Bus 03	1.01	-0.32773	0	0.59052	1.3188	0.266
Bus 04	0.99896	-0.25891	0	0	0.6692	0.056
Bus 05	1.0042	-0.22163	0	0	0.1064	0.0224
Bus 06	1.07	-0.35589	0	0.42995	0.1568	0.105
Bus 07	1.0367	-0.33064	0	0	0	0
Bus 08	1.09	-0.33064	0	0.33004	0	0
Bus 09	1.0135	-0.36864	0	0	0.413	0.2324
Bus 10	1.0126	-0.37344	0	0	0.126	0.0812
Bus 11	1.0358	-0.3675	0	0	0.049	0.0252

Bus 12	1.049	-0.37098	0	0	0.0854	0.0224
Bus 13	1.0375	-0.37578	0	0	0.189	0.0812
Bus 14	0.9998	-0.39499	0	0	0.2086	0.07
Bus wind	1.045	-0.0438	0.04	0.00613	0	0
Bus wind1	1.045	-0.22558	0.02	0.00706	0	0

Tableau III-3:de résultats de cas (2-1)-(12-14)

Le troisième cas (3) -14 sa-veut-dire les trois éoliennes in BUS 14

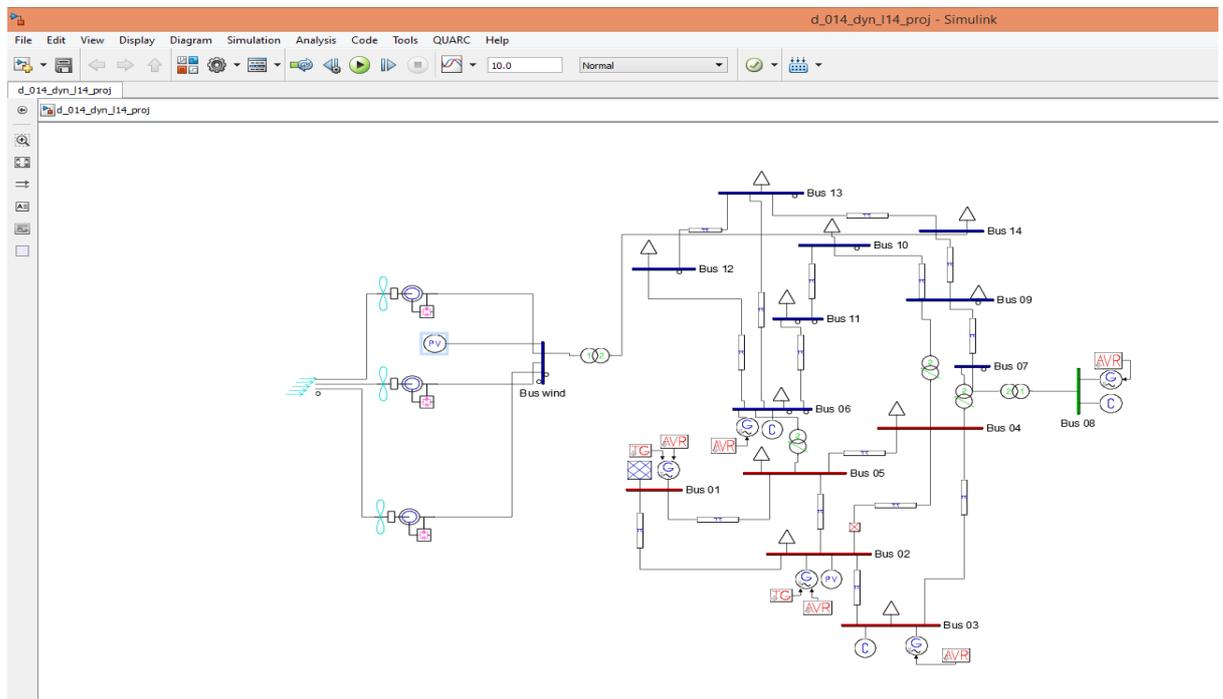


Figure III.17:schéma de cas (3)-(14)

POWER FLOW RESULTS :

Bus	V	phase	P gen	Q gen	P load	Q load
[p.u.]	[rad]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]
Bus 01	1.06	0	3.4481	-0.27864	0	0
Bus 02	1.045	-0.13295	0.4	0.92055	0.3038	0.1778
Bus 03	1.01	-0.32753	0	0.58999	1.3188	0.266
Bus 04	0.99905	-0.25863	0	0	0.6692	0.056
Bus 05	1.0042	-0.22167	0	0	0.1064	0.0224

Bus 06	1.07	-0.35795	0	0.43668	0.1568	0.105
Bus 07	1.0367	-0.3291	0	0	0	0
Bus 08	1.09	-0.3291	0	0.3296	0	0
Bus 09	1.0135	-0.36645	0	0	0.413	0.2324
Bus 10	1.0127	-0.37202	0	0	0.126	0.0812
Bus 11	1.0359	-0.36782	0	0	0.049	0.0252
Bus 12	1.0464	-0.37769	0	0	0.0854	0.0224
Bus 13	1.0377	-0.37737	0	0	0.189	0.0812
Bus 14	1.0007	-0.38745	0	0	0.2086	0.07
Bus wind	1.045	0.14231	0.06	0.02153	0	0

Tableau III-4:de résultats de cas (3)-(14)

III.4 Conclusion :

Dans cette chapitre on a parlé à coté de simulation pour appliquer ce que on a dit dans le premier et deuxième chapitre.

On a commencé de parler comment faire une simulation avec Matlab de réseau électrique .et après on a parlé d'extraire les résultats et les exploités pour obtenir un réseau optimal.

Conclusion

GENERALE

Conclusion

Dans la conclusion de cette mémoire, on parler en général de ce que on fait dans cette mémoire.

Dans le 1^{er} chapitre Ecoulement de puissance optimale en a parlé d'écoulement de puissance dans le réseau afin d'atteindre l'optimisation. On a parlé du réseau, de ses composants, et la modélisation de composants réseau, on a trouvé la matrice de réseau, et pour résoudre les problèmes, on a utilisé les méthodes Gauss-Seidel et Newton-Raphson .et on a parlé aussi. Dispatching économique tout ça dans le 1^{er} chapitre.

Dans le 2^{eme} chapitre L'intégration des éoliennes aux réseaux Electrique ont parlé l'éoliennes et leur caractéristique. .et en suite on a parlé a contrainst de raccordement des éoliennes au réseaux et les problèmes qui induits par l'intégration des éoliennes aux réseaux.

Et dans le 3^{emme} chapitre Simulation calcul et résultats. On fait la simulation nécessaire pour ce projet de changement de positions et des éoliennes dans un réseau, et sur la base des expériences les informations obtenues, on a pu extraire les cas optimaux avec de minimal des pertes et de tension stable.

Référence

- [1] Zeroual Moktaria « optimisait et control de l'écoulement de puissance active par système FACT magister ORAN, 2015
- [2] Wael Ammor, Ecoulement de puissance pour Les réseaux de dimensionnement à mal condition mémoire, Ecole supérieure. Quebec 2018.
- [3] N. Mancer « contribution à l'optimisation de la puissance réactive en présence de dispositifs de compensation dynamique (Facts) ». Mémoire de magister 2012. Université Mohamed khider-Biskra.
- [4] O. Mammeri. « Différentes méthodes de calcul de la puissance réactive dans un nœud charge non linéaire en présence d'un système de compensation de l'énergie » mémoire de magistère 2012, Université de Batna.
- [5] B. Naama. « Contribution à l'évaluation et au perfectionnement des méthodes met heuristiques d'optimisation. Application à l'optimisation des puissances active d'un réseau d'énergie électrique », thèse de doctorat 2006, université Sidi Bel Abbas [5].
- [6] J. Duncan Glover Mulukatla S. SARAMA THOMAS J. OVERBYE. Power Analysis and design. FIFTH Edition. Livre 2012.
- [7] HASSAD Mohamed Amine « Influence de la commande d'une GADA des systèmes éoliens sur la stabilité des réseaux électriques » MEMOIRE Magister UNIVERSITE SETIF 2012.
- [8] Brice BELTRAN, « Contribution _a la commande robuste des éoliennes a base De génératrice asynchrone double alimentation : du mode glissant classique au Mode glissant d'ordre supérieur », Thèse de doctorat, Université de Bretagne Occidentale, le 06 juillet 2010.
- [9] Philippe LECONTE Technique de l'ingénieur BM 4640.
- [10] F. POITIERS « étude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne. Le 19 décembre 2003 à l'Ecole polytechnique de l'Université de Nantes » Thèse Doctorat de Université De Nantes; Soutenu en 2003
- [11] Frédéric Poitiers, « _Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne : -Machine asynchrone a cage autonome. -Machine

Asynchrone _à double alimentation reliée au réseau », Thèse de doctorat, Université De Nantes-France, le 19 décembre 2003.

[12] D. Tran, « Conception optimale intégrée d'une chaîne éolienne passive : Analyse de robustesse, validation expérimentale », Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, le 27 septembre 2010.

[13] H. Camblong, « Minimisation de l'impact des perturbations d'origine _éolienne dans la génération d'électricité par des aérogels en aérateurs _a vitesse variable », 108Thèse de doctorat, _Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers Centre de Bordeaux, le 18 décembre 2003.

[14] A. Smadi, M. Farida, « Contribution _à l'étude des systèmes _éoliennes, application aux génératrices : A courant continu, Synchrone _a pôles saillant et _a Aimant permanent », Thèse ingénieur de l'université de EL Hadj Lakhdar-Batna, le 27 Julie 2007.

[15] R. Melicio, V.M.F. Mendes, J.P.S. Catalao, «Computer simulation of wind power systems: Power Electronics and Transient Stability Analysis», International Conference on Power System Transients (IPST 2009), Kyoto, Japan, Juin 3-6, 2009.

[16] Salma El Aimani, « Modélisation de die rentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension », Thèse de doctorat, Université des Sciences et Technologies de Lille, le 06 décembre 2004.

[17] M. Machmoum, F. Poitiers, L. Moreau, M.E. Za• _m, R. Le Doeu_, « _Etude d'éolienne a vitesse variable basses sur des machines asynchrones (MAS-MADA) », Large-GE44, Pôle Atlantique de Génie _Electrique, _Ecole polytechnique de l'université de Nantes.

[18] H. Ben Ahmed, B. Multon, C. Nichait, X. Roboam, O. Géraud et B. Dokyo, « Aérogénérateurs électriques », Techniques de l'Ingénieur, D 3960, Nov. 2004.

[19] L. Leclercq, « Apport du stockage inertielle associé à des éoliennes dans un réseau électrique en vue d'assurer des services systèmes » Thèse de doctorat, Université de Lille 1, Laboratoire d'électrotechnique et d'électronique de puissance de Lille, le 14 Décembre 2004.

[20] Allali Khaireddine « Modélisation et analyse de l'intégration d'un jumelage Éolien-Diesel dans un réseau électrique autonome » MEMOIRE Magister UNIVERSITE BADJI MOKHTARANNABA 2015.

[21] <https://fr.mathworks.com>