

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Département de Génie Electrique
Laboratoire des Dispositifs de communications et de conversion
photovoltaïque

Thèse de Doctorat en Sciences

Présentée par
SAHEB Djohra Epse KOUSSA
Magistère en Electronique

ETUDE TECHNIQUE, ECONOMIQUE ET
ENVIRONNEMENTALE DES SYSTEMES
DECENTRALISES CONNECTES AU RESEAU
ELECTRIQUE

Président :	M. LARBES Chérif	Professeur E.N.P.
Directeurs :	M. HADDADI Mourad	Professeur E.N.P.
	M. BELHAMEL Maiouf	Directeur de recherches C.D.E.R.
Examineurs :	M. MALEK Ali	Directeur de recherches C.D.E.R.
	M. CHERIFI Abderezzak	Professeur UVSQ IUT Mantes la jolie, France
	M. HADJ ARAB Amar	Directeur de recherche C.D.E.R.
	M. AIT CHEIKH Med Salah	Maitre de conférences E.N.P.
Invité :	M. MERDAOUI Mustapha	Chef de service SONELGAZ

Année universitaire 2010/2011

REMERCIEMENTS

Je remercié en premier lieu Dieu tout puissant pour m'avoir accordé la puissance et la volonté de terminer ce travail.

J'adresse mes vifs remerciements à mon directeur de recherche, Professeur HADDADI Mourad, d'avoir accepté la direction scientifique de ce travail de recherche. Je lui exprime ma gratitude pour son expérience, sa compétence multidisciplinaire, son soutien inconditionnel et ses qualités humaines.

J'adresse aussi mes remerciements les plus sincères à mon co-directeur et Directeur du CDER, Monsieur BELHAMEL Maiouf , pour tous les moyens qu'il a mis à ma disposition, ces encouragements et son soutien durant cette période d'études.

Je remercie Monsieur LARBES Chérif, dont la présence en tant que président de jury m'honore ; ainsi que Messieurs CHERIFI Abderezzak , AIT CHEIKH Mohamed Salah, HADJ ARAB Amar et MALEK Ali, d'avoir accepter d'être examinateurs .

Mes remerciements s'adressent également à notre invité d'honneur Monsieur MERDAOUI.

Mes remerciements les plus vifs vont à ma mère, mon mari, mes chers enfants, ma sœur et sa petite famille, qui depuis si longues années m'ont encouragé et soutenu dans la poursuite de mes études.

Dédicaces

A la mémoire de mon père SAHEB LOUNES

Résumé

العنوان دراسة تقنية ، اقتصادية و بيئية للنظم اللامركزية المتصلة بالشبكة الكهربائية.

ملخص

تهدف هذه الأطروحة الحالية في إنتاج الكهرباء من طاقة الرياح والطاقة الضوئية بالإضافة إلى الشبكات التقليدية. الاهتمام الرئيسي لهذا النظام يكمن في إنتاجها مكان الاستهلاك، التهجين وتجميع الموارد والمساهمة في حماية البيئة. نماذج للطاقة يتم وضعها وهدفها هو تحديد كمية الطاقة المنتجة من طرف كل فرع تحت بيانات الطقس المختلفة لإدارة نظام أفضل. في المرحلة التالية قمنا بمحاكاة الأنظمة الفرعية المختلفة بمساعدة البرمجة ماتلاب-سيملنك. للتحقق من صحة النماذج المقدمة قمنا بمقارنة الطاقة المنتجة من طرف كل من نظم الطاقة المتجددة (الرياح والكهروضوئية) مع ما قدمه المصممين.

إن دراسة اقتصادية وبيئية قد أعدت بواسطة برمجة هومر. من وجهة النظر الاقتصادية ، قد سمح لنا البرنامج المطور من مقارنة الضغوطات المالية المتعلقة بكل نظام و ذلك في عدة مناطق مناخية من الجزائر. كما سمح لنا دراسة أبعاد الأنظمة المختلفة وتحديد النظام الأمثل استنادا على معلومتين اثنتين وهما التكلفة والفعالية. من ناحية أخرى ومن جهة النظر البيئية ، سمح لنا البرنامج المطور من تسليط الضوء على الدور الفعال لاستخدام الطاقة المتجددة في خفض انبعاثات الغازات المسببة للاحتباس الحراري

كلمات مفاتيح الطاقة المتجددة ، التوليد اللامركزي للكهرباء، الفوطو الضوئي، الشبكة الكهربائية، النمذجة، ماتلاب-سيملنك، هومر ، دراسة اقتصادية،التقييم البيئي ،نظام تسيير الأجهزة

Résumé

Cette présente thèse a pour but l'étude de la production d'électricité éolienne et photovoltaïque couplée au réseau conventionnel. Les principaux intérêts d'un tel système sont la production propre sur le lieu de consommation, l'hybridation et la mutualisation des ressources ainsi que la contribution à la protection de l'environnement.

Pour assurer une meilleure gestion du système, des modèles énergétiques ont été mis au point pour la détermination de la puissance que les sous systèmes peuvent fournir sous des conditions météorologiques données. La simulation des différents sous systèmes a été effectuée à l'aide du logiciel MATLAB-SIMULINK. Afin de valider les modèles développés, la puissance délivrée par chacun des systèmes à énergies renouvelables (éolien et photovoltaïque) a été comparée à celle donnée par les concepteurs des modèles.

Une étude économique et environnementale a été élaborée moyennant le logiciel HOMER. Du point de vue économique, elle nous a permis de comparer les contraintes financières relatives à chacun des systèmes et cela dans plusieurs zones climatiques algériennes. Elle nous a permis également de dimensionner et de choisir le système le plus optimal en se basant sur deux paramètres, à savoir le coût et l'efficacité. D'autre part et du point de vue environnemental, cette étude nous a permis de mettre en évidence le rôle de l'utilisation des énergies renouvelables dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Mots clés : Energies renouvelables, production d'électricité décentralisée, photovoltaïque, aérogénérateur, réseau, modélisation, MATLAB-SIMULINK, HOMER, étude économique, étude environnementale, gestion de système.

Title: Technical, economic and environmental study for grid- connected decentralized system.

Abstract

The present thesis deals of the production of wind and photovoltaic electricity connected to the conventional grid. The principal interests of such system are the clean production on the place of consumption, hybridization and mutualisation of resources and contribution to environmental protection.

Energy models are developed and whose goal is the determination of the subsystem power provided under different weather data for better system management. The simulation of different subsystems was done using MATLAB-SIMULINK. To validate the developed models, the power delivered by each renewable energy systems (wind and photovoltaic) was compared to that given by the designers.

An economic and environmental study was developed using HOMER software. From an economic standpoint, it allowed us to compare the financial constraints on each system and in several climatic Algerian zones. It also allowed us to size and selects the most optimum system based on two namely parameters: the cost and effectiveness. On the other hand and on the environmental point of view, it allowed us to highlight the role of the renewable energy use in reducing of the greenhouse gas emissions.

Keywords: Renewable energy, decentralized electricity production, photovoltaic, windgenerator, modelization, MATLAB-SIMULINK, HOMER, economic study, environmental assessment, system management.

Sommaire

Table des matières

	Page
Résumé en langue arabe.....	I
Résumé en langue française.....	I
Résumé en langue anglaise.....	I
Sommaire.....	II
Abréviations et symboles.....	VII
Liste des figures.....	XII
Liste des tableaux.....	XVIII
Introduction Générale.....	1

Chapitre 1.

Système de production décentralisée d'électricité d'origine renouvelable

1.1 Introduction.....	4
1.2 Etat de l'art.....	4
1.2.1 Conversion de l'énergie éolienne.....	4
1.2.1.1 Description de l'énergie éolienne.....	4
1.2.1.2 Constitution d'une éolienne.....	5
1.2.1.3 Les différents types d'éoliennes.....	7
1.2.1.4 Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique..	8
1.2.1.5 Stratégies de fonctionnement d'une éolienne.....	11
1.2.1.6 Etat de l'art sur la conversion électromécanique	14
1.2.1.7 Les différents types de multiplicateurs de vitesse utilisés dans les aérogénérateurs.....	24
1.2.2 Conversion de l'énergie solaire.....	27
1.2.2.1 Générateur photovoltaïque.....	27
1.2.2.2 Chaîne de conversion électrique.....	29
1.2.3 Systèmes de stockages	30
1.2.4 Convertisseur.....	30
1.3 Configuration des Systèmes hybrides.....	31
1.3.1 Etudes des ressources énergétiques renouvelables.....	33
1.3.2 Systèmes autonomes.....	34
1.3.3 Systèmes énergétiques multi sources ou hybrides.....	34
1.3.3.1 Les systèmes Photovoltaïques- groupe électrogène.....	35
1.3.3.2 Système hybride PV-Eolien.....	39
1.3.3.3 Systèmes hybrides PV-Eolien-Diesel.....	41
1.3.4 Systèmes à sources d'énergies renouvelables dans le réseau électrique.....	41

Sommaire

1.3.4.1 Le réseau électrique.....	42
1.3.4.2 Les systèmes photovoltaïques.....	44
1.3.4.3 Les systèmes éoliens.....	47
1.3.4.4 Système hybride éolien -PV- Réseau.....	50
1.3.5 Configuration étudiée dans le cadre de notre étude.....	51
1.4 Impacts de la production décentralisée.....	51
1.4.1 Problèmes rencontrés dans le fonctionnement des Systèmes hybrides.....	51
1.4.2 Les problèmes de modélisation.....	52
1.4.3 Les problèmes de commande	52
1.5 Conclusion.....	53

Chapitre 2.

Elaboration des modèles des systèmes de production

2.1 Introduction.....	54
2.2 Modélisation et commande des composants du système étudié	54
2.2.1 Modèle composant du réseau	55
2.2.2 Modélisation du système éolien	56
2.2.2.1 Modélisation du gisement éolien	56
2.2.2.2 Conversion aérodynamique	57
2.2.2.3 Transmission	59
2.2.2.4 Machine asynchrone à rotor bobiné	60
2.2.2.5 Détermination de la puissance active et réactive.....	63
2.2.2.6 Courbe théorique de fonctionnement	63
2.2.2.7 Etude du procédé de régulation OPTISLIP.....	63
2.2.3 Modélisation du système photovoltaïque.....	65
2.2.3.1 Modélisation du gisement solaire	66
2.2.3.2 Modèle électrique du module photovoltaïque.....	69
2.2.3.3 Optimisation du rendement énergétique du système PV.....	73
2.2.3.4 Hacheur survolteur.....	78
2.2.4 Modélisation de l'onduleur.....	79
2.2.4.1 Modélisation de la partie puissance de l'onduleur triphasé.....	79
2.2.4.2 Stratégie de commande de l'onduleur.....	81
2.3 Conclusion.....	82

Sommaire

Chapitre 3.

Développement et simulation des différents systèmes connectés au réseau

3.1 Introduction	83
3.2 Développement et simulation du système photovoltaïque connecté au réseau	83
3.2.1 Les données météorologiques.....	84
3.2.2 Reconstitution du potentiel solaire sur un plan incliné	86
3.2.3 Validation du modèle analytique.....	86
3.2.4 Simulation du hacheur boost.....	87
3.2.5 Comparaison des différentes méthodes d'MPPT.....	88
3.2.6 Simulation de l'onduleur.....	90
3.2.7 Unité de contrôle du facteur de puissance (UCFP).....	92
3.2.7.1 Boucle de verrouillage de phase PLL.....	92
3.2.7.2 Résultats de simulation.....	93
3.2.8 Simulation de la source triphasé.....	94
3.2.9 Puissances produites par le générateur PV.....	94
3.2.10 Configuration du système PV retenu.....	96
3.3 Développement et simulation du système éolien connecté au réseau	98
3.3.1 Reconstitution du potentiel éolien a une hauteur H a partir des mesures collectées à 10 m.....	98
3.3.2 Simulation de la turbine.....	100
3.3.3 Résultats de simulation et validation des modèles analytiques	100
3.3.4 Simulation de la génératrice.....	101
3.3.5 Simulation du bloc de la source triphasé.....	103
3.3.6 Présentation des puissances produites.....	103
3.3.7 Configuration du système retenu éolien retenu.....	105
3.4 Gestion du système complet	105
3.4.1 Contrôle de l'état du réseau.....	105
3.4.1.1 <i>Résultats de simulation de la déviation de la fréquence et de la tension du réseau</i>	106
3.4.2 Contrôle de la puissance totale injectée au réseau	108
3.5 Conclusion	110

Sommaire

Chapitre 4.

Contraintes liées à l'interconnexion des systèmes décentralisés au réseau électrique

4.1 Introduction	111
4.2 Analyse des flux fonctionnels	111
4.3 Pénétration de la production décentralisée dans un réseau de distribution.	113
4.3.1 Les critères de qualifications de l'énergie	113
4.3.2 Analyse du flux mise en jeu.....	114
4.3.3 Modèle d'interaction de l'unité électrique avec le réseau.....	114
4.3.4 Evaluation de la variation lente.....	117
4.3.5 Evaluation de la variation rapide de la tension (flickers).....	118
4.3.6 Les harmoniques.....	120
4.3.8 La puissance réactive	121
4.4 Conclusion	123

Chapitre 5.

Evaluation environnementale et économique pour système d'énergie hybride

5.1 Introduction	124
5.2 Les différents indicateurs environnementaux et économiques	124
5.2.1 Emission	124
5.2.2 La fraction des énergies renouvelables.....	125
5.2.3 Le coût	125
5.3 Description du système et de son fonctionnement	126
5.4 Les ressources d'énergies renouvelables	126
5.5 Caractéristique de la charge choisie	128
5.6 Les composantes du système d'énergie hybride	128
5.6.1 Le générateur photovoltaïque.....	128
5.6.2 Le générateur éolien.....	128
5.6.3 Réseau électrique.....	128
5.6.4 Convertisseur de puissance.....	129
5.7 Résultats et discussion	129
5.7.1 Résultats d'optimisation.....	129

Sommaire

5.7.1.1 Production.....	135
5.7.1.2 Environnement.....	137
5.7.2 Résultats de la sensibilité.....	137
5.8 Conclusion	147

Conclusion générale et perspective

Conclusion générale et perspectives	148
--	------------

Références Bibliographiques

Références Bibliographiques	151
--	------------

Annexes

Annexe A : Les masses d'air en mouvement.....	158
Annexe B : Densité de l'air	163
Annexe C : Caractéristiques du module photovoltaïque.....	164
Annexe D : Transformation de Clarck et de Park.....	165
Annexe E : Régulateur PI Numérique.....	168
Annexe F : Caractéristiques de l'aérogénérateur VESTAS 47-600.....	169
Annexe G : Gisement solaire.....	172
Annexe H : Référentiel réglementaire et normatif du décentralisé raccordé au réseau...	192

Abréviations et symboles

Abréviations et symboles	Désignations	Unité
AC	Courant alternatif	
ADEME	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie	
CC	Courant continu	
GE	Groupe électrogène	
incCon	Conductance Incrémentée (Incremental Conductance)	
MADA	Génératrice asynchrone à double alimentation	
MLI	Modulation à largeur d'impulsion ou Pulse Width Modulation	
PV	Photovoltaïque	
P&O	Perturber-Observer	
SONELGAZ	Société nationale de l'électricité et du gaz	
V_s	Vitesse de synchronisme	
VRT	Vitesse du rotor de la turbine	
B_{in}	Irradiation directe sur un plan incliné	Wh/m ²
B_N	Eclairement du au rayonnement direct sur un plan normal	W/m ²
C	Capacité	F
COE	Coût de l'énergie	\$/kWh
C_p	Coefficient de puissance	
C_t	Coefficient de couple	
D_H	Eclairement du au rayonnement diffus sur un plan horizontal	W/m ²
D_{in}	Irradiation diffuse sur un plan incliné	Wh/m ²
E_{PV}	Production d'énergie par un système photovoltaïque	kWh
E_{WG}	Production d'énergie par un système éolien	kWh
E_{TOT}	Production totale d'énergie	kWh
E_r	f.e.m crée au rotor	V
E_s	f.e.m. crée au stator	V
F	Fréquence des fluctuations	Hz
f	Fréquence	Hz
f_f	Coefficient de frottement équivalent total ramené sur l'arbre lent	Nm/rad/s ²
\vec{F}_{ax}	Force axiale	N
f_m	Coefficient de frottement côté machine électrique	Nm/rad/s ²

Abréviations et symboles

f_p	Fréquence de découpage	Hz
f_t	Coefficient de frottement côté rotor éolien	
\vec{F}_{res}	Force résultante	Nm/rad/s ²
f_{PV}	Fraction de l'énergie produite par le photovoltaïque	N
f_{WG}	Fraction de l'énergie produite par le vent	%
h	Hauteur du soleil	%
G	Ensoleillement	m
G_H	Eclairement du au rayonnement global sur un plan horizontal	W/m ²
g	Glissement	W/m ²
I_{cc}	Courant de court circuit	%
I_{gph}	Courant produit par le système photovoltaïque	A
I_{ph}	Courant produit par le module photovoltaïque	A
I_r	Courant au rotor	A
I_{rd}	Courant rotorique dans le repère d	A
I_{rq}	Courant rotorique dans le repère q	A
I_s	Courant au stator	A
I_{sc}	Courant de court circuit	A
i_{scc}	Courant de la source continue	A
I_{sd}	Courant statorique dans le repère d	A
I_{sq}	Courant statorique dans le repère q	A
J	Inertie équivalente totale ramenée sur l'arbre lent	A
J_m	Inertie du générateur	kg.m ²
J_t	Inertie du rotor éolien	kg.m ²
K	Rapport de multiplication	kg.m ²
L_m	Inductance mutuelle	
L_r	Inductances propres rotoriques	H
L_s	Inductances propres statoriques	H
m	Masse d'air	H
N	Vitesse de rotation du rotor	kg/s
N_p	Nombre de pales	tour/mn
NPC	Coût net actuel	
N_r	Nombre de spires des bobinages rotoriques	\$
N_s	Nombre de spires des bobinages statoriques	

Abréviations et symboles

P	Nombre de paire de pôles	
P_a	Puissance fournie par l'aérogénérateur	W
P_{ac}	Puissance active	Kw
P_{er}	Puissance fournie par le réseau de distribution électrique conventionnel	W
P_{espv}	Puissance fournie par le générateur Photovoltaïque	W
P_{ess}	Puissance fournie par le système de stockage	W
P_{ge}	Puissance fournie par le générateur diesel	W
P_{sr}	Puissance transmise au réseau de distribution électrique	W
P_{sss}	Puissance transmise au système de stockage d'énergie	W
P_m	Puissance maximale extraite du module PV	W
P_{mt}	Puissance totale théorique	W
P_{mv}	Puissance extraite du vent	W
P_n	Puissance nominale	W
P_r	Prix de l'électricité réseau	\$/kWh
P_{ul}	Puissance consommée par l'utilisateur	W
Q	Puissance réactive	kVA
Q'	Puissance réactive à fournir au réseau	kVA
Qc	Puissance réactive à compenser par les condensateurs	kVA
R	Résistance du réseau	Ω
R_b	Facteur de forme	Wh/m ²
R_i	Irradiation réfléchie sur un plan incliné	Ω
R_r	Résistance rotorique	m
R_{re}	Rayon du rotor éolien	Ω
R_s	Résistance statorique	Ω
R_{se}	Résistance série	Ω
R_{sh}	Résistance shunt	VA
S_{sc}	Puissance de court-circuit du réseau	%
Scr	Taux de pénétration	W
S_r	Puissance au rotor	W
S_s	Puissance au stator	°C
T	Température	%
THD	Taux de distorsion harmonique	N.m

Abréviations et symboles

T_{em}	Couple électromagnétique	N.m
T_m	Couple mécanique	h
tsv	Temps solaire vrai	V
u_{sd}	Tension statorique dans le repère d	V
u_{sq}	Tension statorique dans le repère q	V
U_1	Tension du réseau	V
U_2	Tension au point de connexion	m/s
v	Vitesse du vent	V
V_{cc}	Tension de court circuit	m/s
V_d	Vitesse de démarrage	
V_{data-h}	Vitesse du vent à la hauteur de l'anémomètre au cours de l'heure	m/s
V_{hub-h}	Vitesse du vent à la hauteur du moyeu de l'aérogénérateur au cours de l'heure	m/s
v_M	Vitesse maximale du vent	m/s
v_n	Vitesse nominale du vent	V
V_{oc}	Tension en circuit ouvert	V
V_{ph}	Tension du module PV	V
V_r	Tension rotorique	m/s
\vec{v}_{res}	Vitesse résultante	m/s
\vec{v}_{rot}	La composante de vent due à la rotation	V
V_S	Tension statorique	V
V_{Scc}	Source à courant continu	m/s
v_1	Vitesse axiale d'écoulement en amont de la turbine	m/s
v_2	Vitesse axiale en aval de la turbine	Ω
X	Réactance du réseau	Ω
Z	Impédance équivalente du réseau au point de connexion	m
Z_0	Longueur de rugosité de la surface	m
Z_{hub}	Hauteur du moyeu de l'aérogénérateur	m
Z_{data}	Hauteur de l'anémomètre	
Symboles grecs		
α	Rapport cyclique	
α_a	Rapport cyclique de la phase a	

Abréviations et symboles

α_b	Rapport cyclique de la phase b	
α_c	Rapport cyclique de la phase c	Degrés
β	Angle d'inclinaison de la surface de Captation	Degrés
β_c	Angle de calage	Degrés
Δ	Déclinaison du soleil	%
ΔU	Variation de la tension	Degrés
φ	Latitude du lieu	
λ	Vitesse relative	
λ_{opt}	Vitesse relative optimale	Degrés
ω	Angle horaire	rd/s
ω_{mec}	Pulsation mécanique de la machine	rd/s
ω_r	Pulsation au rotor	rd/s
ω_s	Pulsation de synchronisme de la machine	rd/s
Ω_t	Vitesse angulaire de la turbine	rd/s
Ω_{opt}	Vitesse angulaire optimale	Wb
Ψ_r	Flux rotorique	Wb
Ψ_{rd}	Flux rotorique dans le repère d	Wb
Ψ_{rq}	Flux rotorique dans le repère q	Wb
Ψ_s	Flux statorique	Wb
Ψ_{sd}	Flux statorique dans le repère d	Wb
Ψ_{sq}	Flux statorique dans le repère q	kg/m ³
ρ	Densité de l'air	
ρ_s	Albédo du sol	Degrés
θ_i	Angle d'incidence	

Liste des figures

LISTE DES FIGURES

	Page
Fig.1.1	Conversion de l'énergie cinétique du vent..... 5
Fig.1.2	Principe du rotor de Savonius et de l'incidence variable..... 7
Fig.1.3	Tube de courant autour d'une éolienne..... 9
Fig.1.4	Coefficient de puissance..... 10
Fig.1.5	Coefficient de puissance pour différents types d'éoliennes..... 10
Fig.1.6	Puissance théorique disponible pour un type donnée d'éolienne..... 11
Fig.1.7	Bilan des forces sur une pale..... 12
Fig.1.8	Système de régulation de la vitesse de rotation d'une éolienne 12
Fig.1.9	Loi de commande optimale d'une éolienne à vitesse variable..... 13
Fig.1.10	Diagramme de la puissance éolienne en fonction de la vitesse du vent..... 14
Fig. 1.11	Rotor à cage d'écureuil..... 15
Fig.1.12	Caractéristique couple /vitesse d'une machine asynchrone à deux paire de pôles..... 16
Fig. 1.13	Connexion direct d'une MAS à cage connectée au réseau..... 17
Fig.1.14	Machine asynchrone à double étoile..... 17
Fig.1.15	Machine asynchrone à cage à fréquence variable..... 18
Fig.1.16	Machine à double alimentation statorique..... 18
Fig.1.17	Schéma de principe d'une machine asynchrone à rotor bobiné piloté par le rotor..... 19
Fig.1.18	Machine asynchrone à rotor bobiné avec des bagues et collectrices..... 20
Fig.1.19	Machine synchrone à aimant permanent et à entraînement directe..... 22
Fig.1.20	Machine synchrone reliée au réseau par un dispositif Redresseur-Hacheur-Onduleur- MLI..... 22
Fig.1.21	Machine à champ radial classique et machine discoïde à champ axial..... 22
Fig.1.22	Etage d'une machine synchrone à aimant permanent discoïde..... 23
Fig.1.23	Machine synchrone vernier à aimants..... 23
Fig.1.24	Processus de conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique..... 26
Fig.1.25	Différents types de multiplicateurs de vitesse utilisés dans les aérogénérateurs..... 26
Fig.1.26	Choix du rapport de multiplicateur de vitesse..... 27

Liste des figures

Fig.1.27	Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.....	28
Fig.1.28	A gauche caractéristique d'une photodiode, à droite caractéristique d'une cellule photovoltaïque.....	28
Fig.1.29	Cellules, module (panneau) et générateur photovoltaïques.....	28
Fig.1.30	Caractéristiques résultantes d'un générateur associant np cellules en parallèles et ns cellules en séries.....	29
Fig.1.31	Schéma général de conversion de l'énergie.....	32
Fig.1.32	Installation photovoltaïque autonome.....	34
Fig.1.33	Installation Eolienne autonome.....	34
Fig.1.34	Système hybride PV- Diesel série.....	36
Fig.1.35	Système hybride PV-Diesel commuté	37
Fig.1.36	Système hybride PV-Diesel parallèle	38
Fig.1.37	Configuration du système hybride PV- éolien à bus CC.....	40
Fig.1.38	Configuration du système hybride PV- éolien à bus CC/CA.....	41
Fig.1.39	Synoptique du système de production hybride éolien, photovoltaïque et diesel associé à un système de stockage.....	42
Fig.1.40	Exemple de structure d'un réseau électrique.....	43
Fig.1.41	Niveaux de tensions normalisées.....	43
Fig.1.42	Classification des tensions en Algérie et en Europe.....	44
Fig.1.43	Composition d'un système photovoltaïque raccordé au réseau.....	44
Fig.1.44	Principe de fonctionnement de la connexion sécurisée.....	45
Fig. 1.45	Installation photovoltaïque couplée au réseau.....	46
Fig.1.46	Schéma de raccordement « injection des excédents de production ».....	47
Fig.1.47	Schéma de raccordement « injection de la totalité de la production ».....	47
Fig.1.48	Connexion directe d'un aérogénérateur au réseau.....	48
Fig.1.49	Connexion indirecte d'un aérogénérateur au réseau.....	49
Fig;1.50	Système hybride éolien -PV- Réseau.....	51
Fig.2.1	Générateur éolien – PV connectés au réseau électrique.....	54
Fig.2.2	Modèle du réseau.....	55
Fig.2.3	Structure du système éolien.....	56
Fig. 2.4	Veine fluide traversant le rotor éolien.....	57
Fig.2.5	Courbe caractéristique du coefficient C_p en fonction de la vitesse du vent (donnée par le concepteur).....	59

Liste des figures

Fig.2.6	Couplage mécanique.....	60
Fig.2.7	Projection du vecteur courant sur le référentiel fixe et tournant.....	62
Fig.2.8	Caractéristique statique de la puissance éolienne par rapport à la vitesse de rotation.....	63
Fig.2.9	Principe de la variation de la résistance rotorique.....	65
Fig.2.10	Système de conversion photovoltaïque.....	66
Fig.2.11	Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque, modèle à une diode.....	69
Fig.2.12	Caractéristique puissance - tension d'un générateur PV.....	74
Fig.2.13	Puissance disponible en fonction de la tension aux bornes d'un générateur PV.....	74
Fig.2.14	Organigramme de la méthode « Perturber- Observer ».....	75
Fig.2.15	Evolution de la puissance disponible en fonction de la tension aux bornes du générateur.....	76
Fig.2.16	Organigramme de la méthode « Conductance Incrémentielle »	78
Fig.2.17	Schéma détaillé du système de conversion PV.....	79
Fig.2.18	(a) Hacheur survolteur à commutation, (b) Hacheur survolteur à valeurs moyennes.....	79
Fig.2.19	Schéma électrique de l'onduleur.....	80
Fig.2.20	Schéma de la commande de l'onduleur.....	82
Fig. 3.1	Schéma bloc du système développé sous MATLAB-SIMULINK.....	83
Fig.3.2	Schéma synoptique du système PV connecté au réseau	84
Fig. 3.3	Evolution de la moyenne journalière de l'irradiation globale sur un plan horizontal.....	85
Fig.3.4	Evolution de la moyenne mensuelle par jour de l'irradiation globale sur un plan horizontal.....	85
Fig.3.5	Evolution de la température au cours d'une année (site :Adrar).....	85
Fig.3.6	Evolution annuelle de l'irradiation globale sur un plan incliné	86
Fig.3.7	Validation de la caractéristique I-V du module PV (BP Sx 150 S) pour différentes températures et éclairagements.....	87
Fig.3.8	Tension à la sortie du boost.....	88
Fig.3.9	Données journalières de l'irradiation solaire pour une journée claire et une journée couverte (site d'Adrar).....	88

Liste des figures

Fig.3.10	Illustration de la poursuite pour une journée claire (T=25°C).....	89
Fig.3.11	Illustration de la poursuite pour une journée couverte (T=25°C).....	89
Fig. 3.12	Tension à la sortie de l'onduleur.....	91
Fig. 3.13	Courant injecté au réseau.....	91
Fig.3.14	Structure classique d'une PLL triphasée	92
Fig.3.15	Angle de synchronisation produit par la PLL (radians)	93
Fig.3.16	Validation des résultats entre le courant du convertisseur simulé et la tension réseau.....	93
Fig. 3.17	Bloc SIMULINK du réseau électrique	94
Fig.3.18	Signal triphasé.....	94
Fig.3.19	Représentation des caractéristiques climatiques du site d'Adrar, de la puissance horaire produite, et du courant par le module photovoltaïque...	95
Fig.3.20	Schéma synoptique du système PV retenu	96
Fig.3.21	Représentation de la puissance horaire, et du courant produit par le système PV retenu sur le site d'Adrar	97
Fig.3.22	Modèle SIMULINK d'un aérogénérateur.....	98
Fig. 3.23	Evolution annuelle des vitesses du vent (site :Adrar)	99
Fig.3.24	Evolution des moyennes mensuelles des vitesses du vent (site :Adrar).....	99
Fig.3.25	Présentation des vitesses du vent à 10 et à Hm au cours d'une année sur le site d'Adrar.....	99
Fig.3.26	Courbe approximative et courbe réelle a) Cp b) P(v).....	101
Fig.3.27	Courbes au démarrage et du fonctionnement a) de la vitesse du générateur b) du couple électromagnétique pour une vitesse du vent variant : $V = 3m/s$ a $V=24m/s$	102
Fig.3.28	Courbes au démarrage et en fonctionnement générateur du courant statorique, pour une vitesse du vent variant de 3m/s à 24m /s.....	102
Fig.3.29	Présentation des résultats de simulation	104
Fig.3.30	Schéma synoptique du système éolien retenu.....	105
Fig.3.31	Organigramme du bloc contrôleur	106
Fig.3.32	Déviations de la tension réseau.....	107
Fig.3.33	Déviations de la fréquence réseau	107
Fig.3.34	Organigramme de la gestion du système.....	109
Fig.3.35	Représentation des puissances injectées au réseau pour chaque heure de	

Liste des figures

	l'année	110
Fig.4.1	Possibilités de contrôle du flux d'énergie électrique.....	112
Fig.4.2	Courbe de variation de la tension.....	114
Fig.4.3	Diagramme vectoriel.....	115
Fig.4.4	Puissance réactive en fonction de la puissance active pour un système décentralisé de 660 kW.....	116
Fig.4.5	Variation de la tension provoquée par la connexion d'une source décentralisée de 660kW, en fonction du réseau ($U_1=11\text{ V}$, $S_{sc}=10\text{MVA}$)..	117
Fig.4.6	Taux maximale de pénétration de l'énergie décentralisé en fonction du réseau ($U_1=11\text{kV}$, $S_{sc}=10\text{MVA}$)	118
Fig.4.7	Degré maximal de pénétration de l'énergie éolienne en fonction du réseau.....	119
Fig. 4.8	Décomposition en série de Fourier du courant à la sortie de l'onduleur.....	120
Fig. 4.9	Décomposition en série de Fourier de la tension de sortie de l'onduleur..	121
Fig. 4.10	Type de configuration de montages de condensateurs.....	122
Fig. 5.1	Synoptique du système hybride.....	126
Fig. 5.2	Profil annuel de la vitesse du vent.....	127
Fig.5.3	Profil de l'éclairement.....	127
Fig.5.4	Profil de la température.....	127
Fig.5.5	Profil annuel de la charge.....	128
Fig. 5.6 .a	Résultats optimums de la simulation par HOMER(site : Adrar).....	130
Fig. 5.6.b	Résultats optimums de la simulation par HOMER(site : Illizi).....	130
Fig.5.6.c	Résultats optimums de la simulation par HOMER(site : Batna).....	131
Fig. 5.7.a	Les coûts du système hybride (PV-Eolien-Réseau ; site :Adrar).....	132
Fig. 5.7.b	Les coûts du système hybride (PV-Eolien-Réseau ;site : Illizi).....	133
Fig. 5.7.c	Les coûts du système hybride (PV-Eolien-Réseau ; site : Batna).....	135
Fig.5.8.a	La production de la moyenne mensuelle d'électricité (site :Adrar)	135
Fig.5.8.b	La production de la moyenne mensuelle d'électricité (site :Illizi).....	136
Fig.5.8.c	La production de la moyenne mensuelle d'électricité (site :Batna).....	136
Fig.5.9.a	Relation entre les différents coûts et la vitesse du ven t(site :Adrar).....	139
Fig.5.9.b	Relation entre les différents coûts et l'irradiation solaire(site :Illizi).....	142
Fig.5.9.c	Relation entre les différents coûts et l'irradiation solaire(site :Batna)	145

Liste des figures

Fig. 5.10.a	Relation entre la fraction des énergies renouvelables et la vitesse du vent (site :Adrar).....	139
Fig.5.10.b	Relation entre la fraction des énergies renouvelables et l'irradiation solaire (site :Illizi)	142
Fig. 5.10c	Relation entre la fraction des énergies renouvelables et l'irradiation solaire (site :Batna)	145
Fig.5.11.a	Relation entre l'émission du CO2 et la vitesse du vent (site :Adrar)	140
Fig.5.11b	Relation entre l'émission du CO2 et l'irradiation solaire(site :Illizi).....	143
Fig. .11.c	Relation entre l'émission du CO2 et l'irradiation solaire(site :Batna).....	146
Fig.5.12.a	Relation entre le dioxyde de soufre et d'oxydes d'azotes et la vitesse du vent(site :Adrar).....	140
Fig.5.12.b	Relation entre le dioxyde de soufre et d'oxydes d'azotes et l'irradiation solaire(site :Illizi).....	143
Fig.5.12.c	Relation entre le dioxyde de soufre et d'oxydes d'azotes et l'irradiation solaire(site :Batna).....	146
Fig.5.13.a	Graphe du système le plus optimum (site :Adrar).....	140
Fig.5.13.b	Graphe du système le plus optimum (site :Illizi).....	143
Fig.5.13.c	Graphe du système le plus optimum (site :Batna).....	146

Liste des tableaux

Liste des tableaux

		Page
Tableau 1.1	Avantages et inconvénients de chacune des génératrices	25
Tableau 2.1	La longueur de rugosité de la surface typique.....	57
Tableau 4.1	Normes de puissance réactive imposée pour le bon fonctionnement du réseau	121
Tableau 5.1	Caractéristiques techniques et les hypothèses considérées dans l'étude des systèmes photovoltaïques, d'éoliennes, du réseau et du convertisseur.....	129
Tableau 5.2.a	Comparaison des coûts entre un système standard (Réseau) et un système hybride (PV- éolien –réseau) , site : Adrar.....	132
Tableau 5.2.b	:Comparaison des coûts entre un système standard (Réseau) et un système hybride (PV- éolien –réseau), site : Illizi	133
Tableau 5.2.c	:Comparaison des coûts entre un système standard (Réseau) et un système hybride (PV- éolien –réseau), site : Batna.....	134
Tableau 5.3. a	Comparaison des polluants émet entre un système standard (Réseau) et un système hybride (PV- éolien –réseau), site : Adrar...	137
Tableau 5.3. b	Comparaison des polluants émet entre un système standard(Réseau) et un système hybride (PV- éolien –réseau), site : Illizi	137
Tableau 5.3. c	Comparaison des polluants émet entre un système standard (Réseau) et un système hybride (PV- éolien –réseau), site : Batna ...	137

INTRODUCTION GENERALE

Traditionnellement, les réseaux électriques sont divisés en trois parties, production, transmission et distribution. A cause de l'économie d'échelle et des contraintes environnementales et de sécurité, les systèmes de production de l'énergie électrique sont souvent construits sous forme de grandes centrales (centaines de MW) localisés dans des régions non peuplées et loin des lieux de consommation. Pour assurer une sécurité et une disponibilité très élevées, les réseaux ont été, dans beaucoup de cas, maillés, pour fournir le cheminement alternatif en cas de défauts. Ils sont protégés contre les défaillances critiques et des phénomènes naturels, tels que les coups de foudre, avec des équipements électroniques et mécaniques [1].

Les réseaux électriques sont, actuellement, soumis à des nouvelles contraintes [2]:

- L'ouverture du marché de l'électricité,
- La réduction des émissions des gaz à effet de serre pour répondre au Protocole de KYOTO,
- L'évolution rapide de la demande.

Les évolutions institutionnelles et techniques associées à ces nouvelles contraintes encouragent, de plus en plus, une grande pénétration de la production décentralisée. Celle-ci a trouvé son intérêt dès lors que l'on cherchait des solutions pour les différents problèmes socio-économiques liés au secteur de la production de l'énergie électrique [3]. Ce nouveau concept de production décentralisé est initié au départ par l'envie d'exploiter massivement la cogénération et les ressources en énergies renouvelables [2]. Par opposition à la production centralisée, la production décentralisée ou dispersée est caractérisée d'après le CIGRE (the International Council on Large Electric Systems) par [4]:

- des puissances ne dépassant pas 50 à 100 MW,
- des connections au réseau de distribution, La production décentralisée inclut les générateurs basés sur : la biomasse, les turbines à gaz, les groupes diesel, les petites centrales hydrauliques, les technologies de stockage, les systèmes photovoltaïques, les systèmes éoliens, etc...[5].

Dans cette thèse, nous nous sommes intéressés par la production décentralisée à base de systèmes éoliens et photovoltaïques. Ainsi le travail présenté dans ce mémoire a pour objectif l'étude des systèmes décentralisés (éolien –photovoltaïque) connecté au réseau électrique, en vue :

- d'établir des modèles énergétiques, économiques et environnementales de chaque sous système ;

INTRODUCTION GENERALE

- Développement et maîtrise des techniques d'assemblage des différents systèmes de production décentralisés d'électricité d'origine renouvelable connectés au réseau conventionnel ;
- Elaboration d'un programme de simulation du comportement de chacun des sous systèmes. Ceci nous a permis en particulier de dimensionner chacun des sous systèmes et de prévoir un système de gestion adéquat d'injection de l'énergie produite par sources d'énergies renouvelables ;
- Réalisation des analyses tecnico- économiques et environnementales des différentes configurations de tels systèmes de production électriques et application pour quelques sites Algériens ;
- Dégager des points de recherche pour permettre le développement de ces systèmes.

Dans le premier chapitre, après avoir présentés les deux types de conversion de l'énergie éolienne et photovoltaïque sur lesquelles nous avons focalisé notre attention sur la production d'électricité connectée au réseau conventionnel. Ainsi, les différentes configurations et solutions technologiques des systèmes hybrides et permettant d'exploiter les ressources éoliennes et photovoltaïques sont présentées. Ainsi, la problématique de notre travail est précisée.

La modélisation et la simulation énergétique complète du système est établie dans le chapitre 2 et 3 Les modèles des systèmes de production éolienne (turbine et génératrice à vitesse fixe) et photovoltaïque (modules et hacheurs à commande MPPT) sont mis au point en vue de l'estimation de la production de l'énergie à partir des données de vitesse du vent et de l'ensoleillement.

Pour la partie éolienne, nous allons modéliser la turbine qui sera suivie par la modélisation de la machine asynchrone. Cette dernière, fait appel au modèle mathématique de la machine généralisée, suivie de la simplification des équations par la transformation de PARK qui assimile la machine asynchrone triphasée à la machine biphasée.

Concernant le générateur photovoltaïque, nous exploitons un modèle le plus classique et le plus simple de la bibliographie qui nous permet de créer un lien entre les phénomènes physiques et le comportement observé, notamment en prenant en compte la valeur de la température.

Par la suite, les sous systèmes de gestion de l'énergie ainsi que le système complet sont également modélisés et simulés moyennant le logiciel MATLAB-SIMULINK. ce qui va

INTRODUCTION GENERALE

permettre de déterminer le taux d'énergie qui sera injecté au réseau tout en respectant la capacité autorisée par le réseau.

Dans le chapitre 4, nous présentons l'étude des contraintes liées à la production décentralisées, à base de systèmes éoliens et photovoltaïques. Ce qui va permettre d'assurer une meilleure production respectant la qualité de l'énergie.

Le dernier chapitre, expose l'étude économique et environnementale du système étudié grâce au logiciel HOMER. A partir de données constructeurs, de fournisseurs et des contraintes d'utilisation, nous déterminons les paramètres économiques et environnementaux correspondant à tous les éléments du système. Les données de consommations et de gisement de production (données METEONORM version 5.1 pour trois sites Algériens), nécessaires à l'étude comportement de système donné en situation « proche de la réalité », son dimensionnement et son optimisation sont finalement présentées.

Chapitre 1.

Systèmes de production décentralisés d'électricité d'origine renouvelable

1.1 Introduction

A l'origine, le réseau électrique a été construit et dimensionner pour transporter l'énergie électrique produite par les centres de production jusqu'aux centres de consommation les plus éloignés. Actuellement, le recours au développement et à l'exploitation des énergies renouvelables a connu une forte croissance. D'ici 20-30 ans, tout système énergétique durable sera basé sur l'utilisation rationnelle des sources traditionnelles et sur un recours accru aux énergies renouvelables. Naturellement décentralisées, il est intéressant de les exploiter sur le lieu de consommation, en les transformant directement soit en chaleur, soit en électricité selon les besoins. La production d'électricité décentralisée par les sources d'énergies renouvelables offre une plus grande sûreté d'approvisionnement des consommateurs tout en respectant l'environnement.

Cependant le caractère aléatoire de ces sources peut soumettre le réseau à des perturbations se propageant vite et sur une partie étendue, et qui peuvent avoir un impact critique pour tout le système électrique. Ce qui nous impose d'établir des règles de dimensionnement et d'utilisations de ces systèmes pour les exploiter au mieux.

Après une brève description des systèmes de production, solaires et éoliens, nous décrirons ensuite les différentes configurations des systèmes à bases d'énergies renouvelables à savoir les systèmes autonomes, les systèmes hybrides et les systèmes connectées au réseau tout en décrivant le système qui sera prie en considération dans cette présente thèse. Enfin nous terminerons ce chapitre en précisant les impacts des productions décentralisées sur le réseau électrique.

1.2 Etat de l'art

1.2.1 Conversion de l'énergie éolienne

1.2.1.1 Description de l'énergie éolienne

Un aérogénérateur, plus communément appelé éolienne, est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent (fluide en mouvement) en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice (Fig .1.1.).

L'énergie éolienne est une énergie "renouvelable" non dégradée, géographiquement diffuse, et surtout en corrélation saisonnière (l'énergie électrique est largement plus demandée en hiver et c'est souvent à cette période que la moyenne des vitesses des vents est la plus élevée). De

plus, c'est une énergie qui ne produit aucun rejet atmosphérique ni déchet radioactif. Elle est toutefois aléatoire dans le temps et son captage reste assez complexe, nécessitant des mâts et des pales de grandes dimensions (jusqu'à 60 m pour des éoliennes de plusieurs mégawatts) dans des zones géographiquement dégagées pour éviter les phénomènes de turbulences [6]. Les matériaux nécessaires à la fabrication des différents éléments (nacelle mât, pales et multiplicateur notamment) doivent être technologiquement avancés et sont par conséquent onéreux. L'énergie éolienne fait partie des nouveaux moyens de production d'électricité décentralisée proposant une alternative viable à l'énergie nucléaire sans pour autant prétendre la remplacer (l'ordre de grandeur de la quantité d'énergie produite étant largement plus faible). Les installations peuvent être réalisées sur terre mais également de plus en plus en mer (fermes éoliennes offshore) où la présence du vent est plus régulière. De plus, les éoliennes sont ainsi moins visibles et occasionnent moins de nuisances sonores. On distingue deux grands types d'éoliennes :

- Les éoliennes à axe vertical ;
- Les éoliennes à axe horizontal.

Outre l'aspect visuel des éoliennes, leur impact sur l'environnement est réduit. Une éolienne ne couvre qu'un pourcentage très réduit de la surface totale du site sur laquelle elle est implantée, permettant alors à la plupart des sites de conserver leurs activités industrielles ou agricoles. Leurs nuisances sonores sont de plus relativement faibles. En effet, selon l'ADEME, le niveau sonore d'une éolienne est de 50 dB à 150 mètres et devient imperceptible au delà de 400 mètres. Dans la plupart des cas, le bruit du vent est supérieur à celui engendré par l'éolienne. Les éoliennes sont divisées en trois catégories selon leur puissance nominale :

- Eoliennes de petite puissance : inférieure à 40 kW
- Eoliennes de moyenne puissance : de 40 à quelques centaines de kW.
- Eoliennes de forte puissance : supérieure à 1 MW.

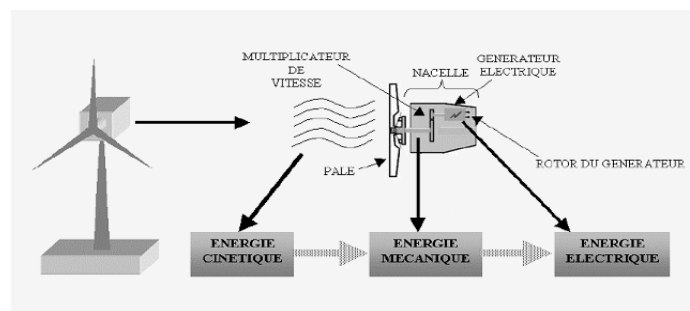


Fig. 1. 1 : Conversion de l'énergie cinétique du vent

1.2.1.2 Constitution 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 :

- Le mât, généralement un tube d'acier ou éventuellement un treillis métallique, doit être le plus haut possible pour éviter les perturbations près du sol. Toutefois, la quantité de matière mise en œuvre représente un coût non négligeable et le poids doit être limité. Un compromis consiste généralement à prendre un mât de taille très légèrement supérieure au diamètre du rotor de l'aérogénérateur.
- La nacelle regroupe tous les éléments mécaniques permettant de coupler le rotor éolien au générateur électrique : arbres lent et rapide, roulements, multiplicateur de vitesse. 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 et les systèmes hydrauliques ou électriques d'orientation des pales (frein aérodynamique) et de 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 dans différentes parties du système, un anémomètre et le système électronique de gestion et de contrôle de l'éolienne.
- Le rotor, formé par les pales assemblées dans leur moyeu. Pour les éoliennes destinées à la production d'électricité, le nombre de pales varie généralement de 1 à 3, le rotor tripale (concept danois) étant de loin le plus répandu car il représente un bon compromis entre le coût, le comportement vibratoire, la pollution visuelle et le bruit[7]. Les rotors à vitesse fixe sont souvent munis d'un système d'orientation des pales permettant à la génératrice (généralement une machine asynchrone à cage d'écureuil) de fonctionner au voisinage du synchronisme et d'être connectée directement au réseau sans dispositif d'électronique de puissance. Ce système allie ainsi simplicité et faible coût. Les rotors à vitesse variable sont souvent moins coûteux car le dispositif d'orientation des pales est simplifié voire supprimé (La société Jeumont Industrie utilise un rotor à pas fixe). Toutefois, une interface d'électronique de puissance entre le générateur et le réseau ou la charge est nécessaire. Les pales se caractérisent principalement par leur géométrie dont dépendront les performances aérodynamiques et les matériaux dont elles sont constituées (actuellement, les matériaux composites tels la fibre de verre et plus récemment la fibre de carbone sont très utilisés car ils allient légèreté et bonne résistance mécanique).

1.2.1.3 Les différents types d'éoliennes

Par ailleurs et comme cité dans le paragraphe 1.2.1.1., selon l'orientation de l'axe de rotation les éoliennes se divisent en deux grandes familles : celles à axe vertical et celles à axe horizontal.

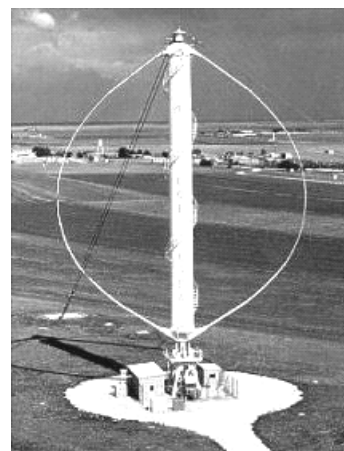
➤ Eoliennes à axe vertical

Les éoliennes à 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 le générateur et les organes de commande au niveau du sol par conséquent facilement accessibles. De nombreuses variantes ont été testées depuis les années vingt, dont beaucoup sans succès, mais deux structures sont parvenues au stade de l'industrialisation [8] :

- Le rotor de Savonius (du nom de son inventeur, breveté en 1925) dont le fonctionnement est basé sur le principe de "traînée différentielle" utilisé dans les anémomètres : les efforts exercés par le vent sur chacune des faces d'un corps creux sont d'intensité différente, il en résulte alors un couple moteur entraînant la rotation de l'ensemble. L'effet est ainsi renforcé par la circulation d'air entre deux demi cylindres qui augmentent le couple moteur (Fig. 1.2.a).



a)



b)

Fig. 1.2 : Principe du rotor de Savonius et de l'incidence variable [7]

- Les éoliennes à variation cyclique d'incidence dont la structure la plus répandue est celle de Darrieus [7] (ingénieur français). Leur fonctionnement est basé sur le fait qu'un profil placé dans un écoulement d'air selon différents angles (Fig. 1.2.b) est soumis à des forces de direction et d'intensité variables. La résultante de ces forces génère alors un couple moteur entraînant la rotation du dispositif. Ces forces sont créées par la combinaison de la vitesse propre de déplacement du profil liée à l'inertie mécanique du rotor et celle provoquée par les forces de pression dynamique créée par les déplacements des masses d'air. et de la vitesse du vent. Cela signifie que la rotation du dispositif ne peut pas s'amorcer d'elle-même. Lorsqu'elle

est à l'arrêt, l'éolienne doit donc être lancée par un dispositif annexe (montage d'une éolienne Savonius sur le même rotor ou utilisation de la génératrice en mode de fonctionnement moteur). Même si quelques grands projets industriels ont été réalisés, les éoliennes à axe vertical restent toutefois marginales et peu utilisées voire actuellement abandonnées. En effet la présence du capteur d'énergie près du sol l'expose aux turbulences et au gradient de la vitesse du vent ce qui réduit son efficacité. Elles sont de plus exposées à des problèmes d'aéroélasticité dus aux fortes contraintes qu'elles subissent. Enfin la surface qu'elles occupent au sol est très importante pour les puissances élevées.

➤ *Eolienne à axe horizontal*

Les éoliennes à axe horizontal sont basées sur la technologie ancestrale des moulins à vent. Elles sont constituées de plusieurs pales profilées aérodynamiquement. Dans ce cas, à partir des forces aérodynamiques exercées par le vent sur les pales de l'éolienne résulte une force appelée la portance qui permet de 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 étant le plus utilisé car il constitue un compromis entre le coefficient de puissance, le coût et la vitesse de rotation du capteur éolien [9]. Le type d'éoliennes à axe horizontal a pris le dessus sur celles à axe vertical car elles représentent un coût moins important, elles sont moins exposées aux contraintes mécaniques et la position du récepteur à plusieurs dizaines de mètres du sol privilégie l'efficacité. Notons cependant que certains travaux défendent la viabilité du rotor vertical en réalisant des études multicritères [10]. Les concepts abordés dans la suite de cette étude se limiteront uniquement au cas des éoliennes à axe horizontal.

1.2.1.4 Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique

L'énergie cinétique dans le vent est captée par les pales aérodynamiques de l'éolienne qui freine le vent. En effet, en freinant le vent les pales de l'éolienne sont soumises au dessus et en dessous à un système de pressions qui génère la rotation du rotor qui crée une énergie mécanique. Afin de bien comprendre ce phénomène, l'appel à la loi physique fondamentale s'avère nécessaire à savoir :

➤ *Loi de Betz*

Considérons le système éolien à axe horizontal représenté sur la Fig. 1.3. dont v_1 et v_2 sont respectivement les vitesses en amont et aval de l'aérogénérateur. En supposant que la vitesse du vent traversant le rotor est égale à la moyenne entre la vitesse du vent non perturbé à l'avant de l'éolienne v_1 et la vitesse du vent après passage à travers le rotor v_2 soit $\frac{v_1 + v_2}{2}$ la masse d'air en mouvement (ANNEXE A) de densité ρ (ANNEXE B) traversant la surface S des pales en une seconde est :

$$m = \frac{\rho \cdot S \cdot (v_1 + v_2)}{2} \quad (1.1)$$

La puissance P_m extraite s'exprime alors par la moitié du produit de la masse et de la diminution de la vitesse du vent (Seconde loi de Newton) :

$$P_m = \frac{m \cdot (v_1^2 - v_2^2)}{2} \quad \text{Soit en remplaçant } m \text{ par son expression dans (1.1) :} \quad (1.2)$$

$$P_m = \frac{\rho \cdot S \cdot (v_1 + v_2) \cdot (v_1^2 - v_2^2)}{4} \quad (1.3)$$

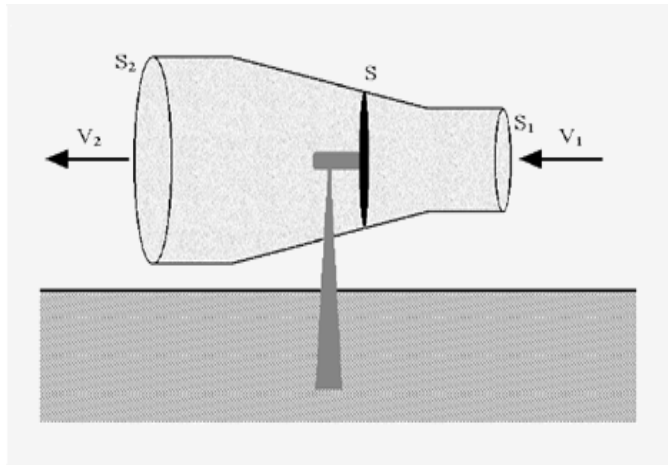


Fig. 1.3 : Tube de courant autour d'une éolienne

Un vent théorique non perturbé traversait cette même surface S sans diminution de vitesse, soit à la vitesse v_1 , la puissance P_{mt} correspondante serait alors :

$$P_{mt} = \frac{\rho \cdot S \cdot v_1^2}{2} \quad (1.4)$$

La relation entre la puissance extraite du vent par le rotor de l'éolienne et la puissance totale théorique disponible est alors :

$$\frac{P_m}{P_{mt}} = \frac{\left(1 + \left(\frac{v_1}{v_2}\right)^2\right) \left(1 - \left(\frac{v_1}{v_2}\right)^2\right)}{2} \quad (1.5)$$

Si nous représentons la caractéristique correspondante à l'équation (1.5), on s'aperçoit que le ratio P_m/P_{mt} appelé aussi coefficient de puissance C_p présente un maxima de $16/27$ soit 0.59 . C'est cette limite théorique appelée limite de Betz qui fixe la puissance maximale extractible à partir du potentiel éolien ayant une vitesse de vent donnée. Cette limite n'est en réalité

Chapitre 1. Systèmes de production décentralisés d'électricité d'origine renouvelable
 jamais atteinte et chaque éolienne est caractérisée par son propre coefficient de puissance exprimé en fonction de la vitesse relative λ définie comme étant le rapport entre la vitesse de l'extrémité des pales de l'éolienne et la vitesse du vent.

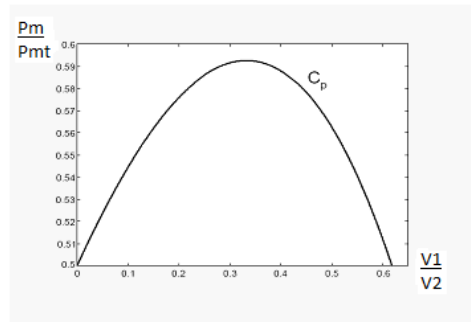


Fig. 1.4 : Coefficient de puissance

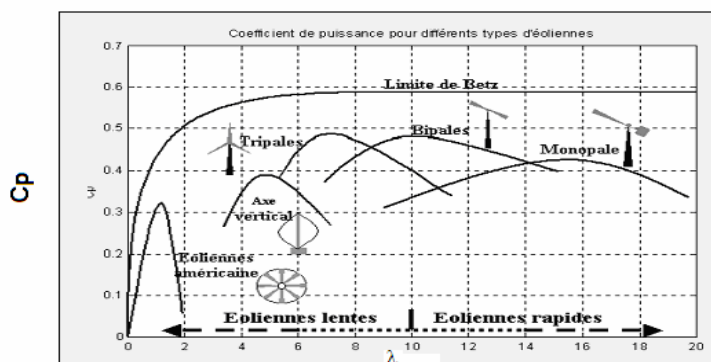


Fig.1.5 : Coefficient de puissance pour différents types d'éoliennes

Les éoliennes à marche lente sont munies d'un grand nombre de pale (entre 20 et 40), leur inertie important impose en général une limitation du diamètre à environ 8m. Leur coefficient de puissance (Fig.1.5.) atteint rapidement sa valeur maximale lors de la montée en vitesse mais décroît également rapidement par la suite. Les éoliennes à marche rapide sont beaucoup plus réponsives et pratiquement toutes dédiées à la production d'énergie électrique. Elles possèdent généralement entre 1 et 3 pales fixes ou orientables pour contrôler la vitesse de rotation. Les pales peuvent atteindre des longueurs de 60m pour des éoliennes de plusieurs mégawatts.

Les éoliennes tripales sont les plus réponsives car elles représentent un compromis entre les vibrations causées par la rotation et le coût de l'aérogénérateur. De plus, leur coefficient de puissance (Fig.1.5.) atteint des valeurs élevées et décroît lentement lorsque la vitesse augmente. Elles fonctionnent rarement pour des vitesses de vent inférieures à 3m/s [11].

➤ *Production d'énergie mécanique*

La combinaison des équations (1.1), (1.4) et (1.5), permet d'exprimer la puissance mécanique P_m disponible sur l'arbre d'un aérogénérateur par la relation suivante:

$$P_m = \frac{P_m}{P_{mt}} \cdot P_{mt} = C_p \cdot P_{mt} = \frac{1}{2} C_p (\lambda) \rho \pi R^2 V_1^3 \quad (1.6)$$

$$\text{Avec : } \lambda = \frac{\Omega_1 \cdot R}{v_1} \quad (1.6.a)$$

Ω_1 : vitesse de rotation avant le multiplicateur de vitesse [rd/s] et R : rayon de l'aérogénérateur [m].

Ainsi le couple mécanique s'obtient comme suit :

$$T_m = \frac{P_m}{\Omega_1} \quad (1.7)$$

Compte tenu du rapport du multiplicateur de vitesse K, la puissance mécanique P_{mg} disponible sur l'arbre du générateur électrique s'exprime par :

$$P_{mg} = \frac{1}{2} C_p \left(\frac{\Omega_2 \cdot R}{K \cdot v_1} \right) \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v_1^3 \quad (1.8)$$

Avec Ω_2 : vitesse de rotation après multiplicateur en [rd/s].

Cette relation permet d'établir un ensemble de caractéristiques donnant la puissance disponible en fonction de la vitesse de rotation du générateur pour différentes vitesses du vent (Fig. 1.6)[11].

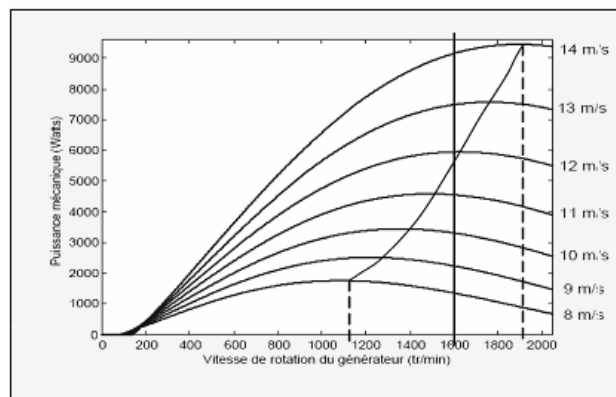


Fig.1.6 : Puissance théorique disponible pour un type donnée d'éolienne

1.2.1.5 Stratégies de fonctionnement d'une éolienne

➤ Bilan des forces sur une pale

La Fig. 1.7 représente la section longitudinale d'une pale d'aérogénérateur [11]. La vitesse du vent arrivant face à cette pale avec un angle d'incidence i , est représentée par le vecteur \vec{v} . Le vecteur \vec{V}_{rot} représente la composante de vent due à la rotation de l'aérogénérateur. La résultante de ces deux vecteurs est appelée \vec{V}_{res} .

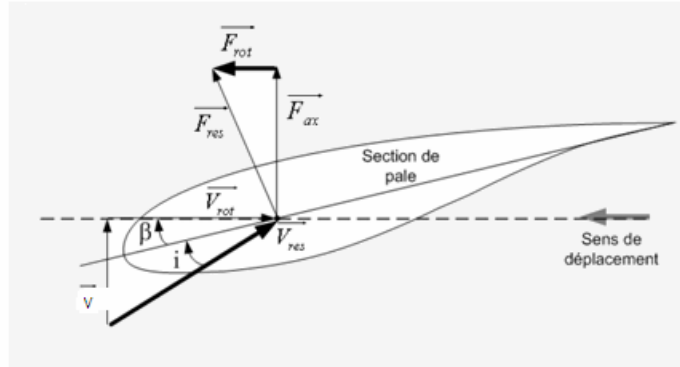


Fig.1.7 : Bilan des forces sur une pale

L'action du vent sur la pale produit une force \vec{F}_{res} qui se décompose en une poussée axiale \vec{F}_{ax} appelée traînée directement compensée par la résistance mécanique du mat et une poussée en direction de la rotation \vec{F}_{rot} qui produit effectivement le déplacement. Chaque turbine éolienne est ainsi dimensionnée pour que cette force atteigne sa valeur élevée ou de manière à maintenir une vitesse de rotation fixe si nécessaire, la puissance extraite par l'éolienne doit être annulée ou limitée à sa valeur nominale.

➤ *Systèmes de régulation de la vitesse de rotation de l'éolienne*

1. *Système d'orientation des pales "pitch"*

C'est une technique active assez coûteuse et complexe appelée système à pas variable «pitch» : elle est donc plutôt utilisée sur les systèmes à vitesse variable de moyenne à fortes puissances (quelques centaines de kW). Elle consiste à régler mécaniquement la position angulaire des pales sur leur axe (Fig.1.8.a) ce qui permet de décaler dynamiquement la courbe du coefficient de puissance de la voilure.

2. *Système à décrochage aérodynamique "stall"*

C'est une technique passive « stall » : Elle consiste à concevoir la forme des pales pour obtenir un décrochage dynamique lors des pales à fort régime de vent (Fig. 1.8.b). Il existe aussi des combinaisons des deux technologies précédemment citées.

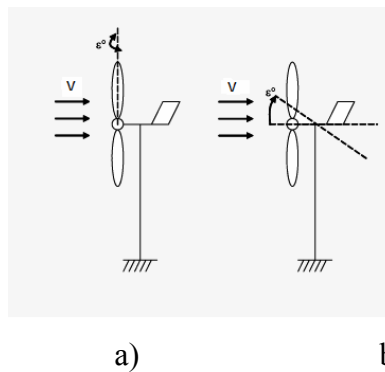


Fig.1.8 : Système de régulation de la vitesse de rotation d'une éolienne

➤ Production optimale d'énergie

Dans un système de production d'énergie par éolienne fonctionnant à vitesse variable, on cherchera systématiquement le régime optimal en exploitant les maxima du réseau de courbes de la Fig. 1.6. Ce qui signifie que pour un régime de fonctionnement donné (vitesse du vent fixe) on souhaite que la puissance convertie soit maximale ce qui correspond à une valeur de λ donnée appelée λ_{opt} . La vitesse de rotation optimale Ω_{opt} correspondante est alors définie par l'équation (1.9) :

$$\Omega_{opt} = \frac{\lambda_{opt}}{R} \cdot v \quad (1.9)$$

La caractéristique correspondant à cette relation est donnée sur la zone II de la Fig. (1.9). La zone I correspond aux vitesses de vent très faibles, insuffisantes pour entraîner la rotation de l'éolienne, et la zone III correspond aux vitesses de vent élevées pour lesquelles la vitesse de rotation de l'éolienne est limitée à une valeur maximale afin de ne pas subir de dégâts. [12].

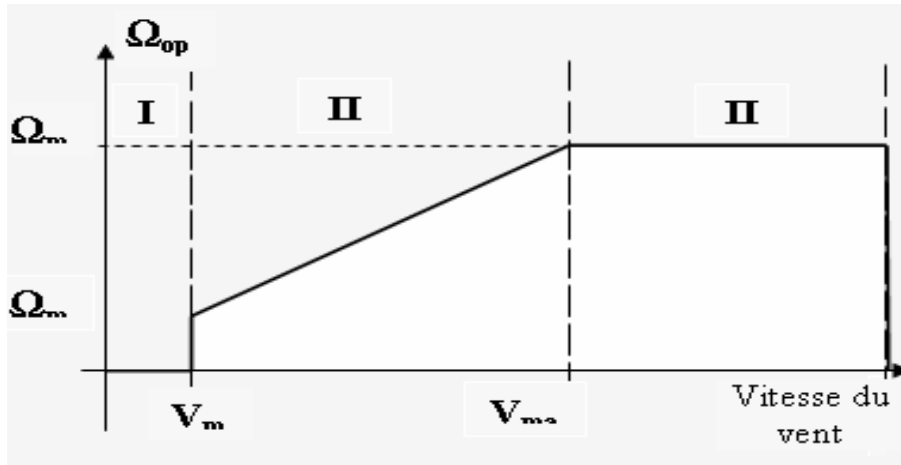


Fig.1.9 : Loi de commande optimale d'une éolienne à vitesse variable.

Ainsi, le générateur est dimensionné d'une façon à développer sur son arbre une puissance P_n , dite puissance nominale, correspondant à une vitesse nominale du vent V_n . Lorsque la vitesse du vent est supérieure à V_n , le système de régulation de l'éolienne intervient pour modifier les paramètres de générateur en particulier l'orientation des pales. On spécifie aussi la vitesse de démarrage V_d , à partir de laquelle l'éolienne commence à fournir de l'énergie et la vitesse maximale du vent V_M pour que le système de régulation devrait intervenir pour arrêter le fonctionnement de l'aérogénérateur.

Par ailleurs les vitesses V_d , V_n et V_M définissent la zone de fonctionnement de l'éolienne comme c'est illustré sur la Fig. 1.10.

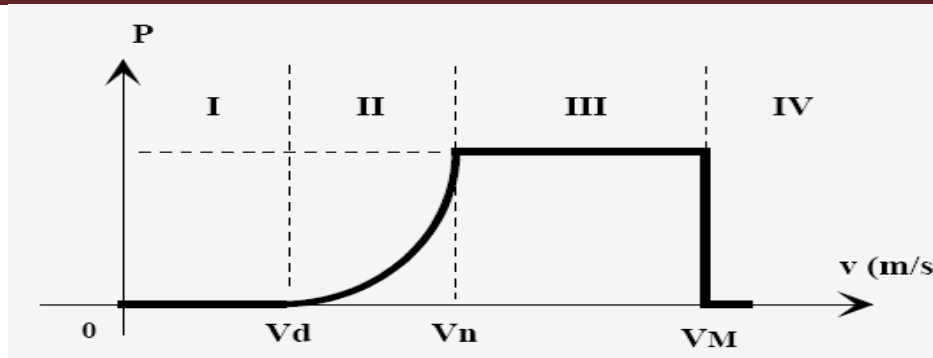


Fig.1.10 : Diagramme de la puissance éolienne en fonction de la vitesse du vent

Le diagramme ci-dessus représente quatre zones (I), (II), (III) et (IV) limitant les quatre modes de production d'énergie.

La zone (I), où aucune puissance n'est délivrée tant que la vitesse du vent est inférieure à V_d .

La zone (II) représente l'évolution de la puissance selon le cube de la vitesse du vent ($P_a = K D^2 V^3$) jusqu'à atteindre la puissance nominale P_n .

La zone (III), est caractérisée par une droite, correspondant à la puissance P_n fournie par l'aérogénérateur.

La zone (VI), représente la zone dans laquelle le système de régulation intervient pour arrêter la conversion d'énergie.

La génératrice fournit alors de l'énergie électrique à fréquence variable et il est nécessaire d'ajouter une interface d'électronique de puissance entre celle-ci et le réseau dont le principe et détails seront expliqués dans le paragraphe qui suit.

1.2.1.6 Etat de l'art sur la conversion électromécanique

Les éoliennes ne sont pas des machines à mouvement perpétuel. Ils assurent la conversion de l'énergie éolienne en énergie mécanique. Cette dernière doit être transmise à un système qui la convertira en énergie électrique. Il s'agit donc de générateur électrique.

Les générateurs électriques ne convertissent pas les 100% de l'énergie qui leur est transmise, une partie d'elle est dissipée sous forme de chaleur par effet joule, par frottement mécanique et électromagnétique. Le rotor transmet plus d'énergie au générateur que le générateur ne produit d'électricité. Cela nous mène à un principe fondamental sur la taille des éoliennes. La taille d'un générateur indique uniquement la quantité d'électricité qu'il est capable de produire ce qui devrait lui correspondre un diamètre du rotor de l'éolienne suffisant, dépassant la vitesse V_d , capable d'entraîner le générateur.

Le générateur convertit l'énergie mécanique du rotor de l'éolienne en électricité. Sous sa forme la plus simple, un générateur n'est rien d'autre qu'une bobine de fils qui tourne à l'intérieur d'un champ magnétique. Par conséquent, qu'il produise du courant continu (CC) ou du courant alternatif (AC), Un générateur doit comporter :

- Des bobines de fils dans lesquelles l'électricité est produite et circule.
- Un champ magnétique.
- Un mouvement rotatif entre les bobines de fil et le champ magnétique. [12]

Le rotor d'une éolienne peut entraîner une génératrice, soit directement, soit par l'intermédiaire d'un multiplicateur, il existe deux types de génératrices électriques :

- Une génératrice asynchrone à courant alternatif :
 - Génératrice asynchrone à cage d'écureuil.
 - Génératrice asynchrone à double alimentation (MADA).
- Une génératrice synchrone à courant alternatif (Alternateur).

➤ *Systèmes utilisant la machine asynchrone*

1) *Machine asynchrone à cage d'écureuil*

La majorité des éoliennes du monde utilisent des génératrices asynchrones triphasées à cage d'écureuil (génératrice à induction).

C'est en fait le rotor qui permet de distinguer la génératrice asynchrone à cage des autres génératrices ; en effet le rotor comporte un certain nombre de barreaux en cuivre et en aluminium court-circuités entre eux par deux anneaux en aluminium situés aux deux extrémités comme c'est présenté sur la Fig. (1.11).

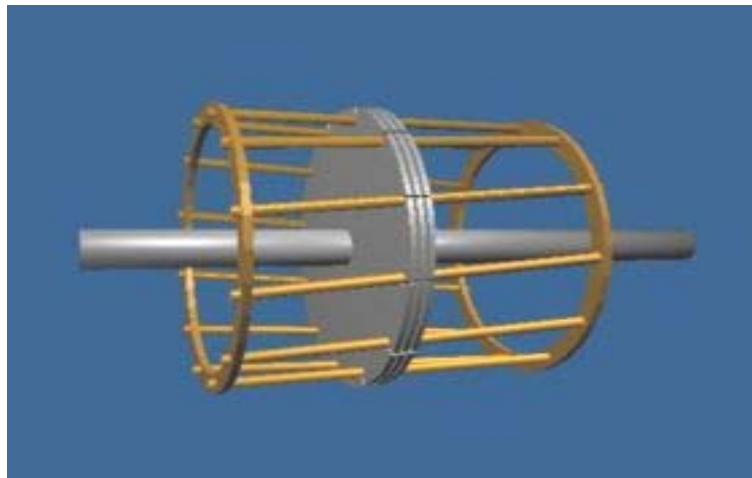


Fig. 1.11 : Rotor à cage d'écureuil

- *Présentation* : La machine comporte deux pièces principales :
 - ✓ stator : feuilleté, comportant des bobinages générant un champ tournant, reliés au réseau ou à un variateur de vitesse.
 - ✓ Rotor : feuilleté, comprenant des encoches contenant des barres non isolés et court-circuités aux extrémités par deux anneaux.

Cette machine peut, selon sa construction, être reliée à un réseau monophasé ou triphasé dont celui de la distribution.

• *Principe de fonctionnement*

Les courants statoriques créent un champ magnétique tournant dans le stator avec une fréquence proportionnelle à celle du réseau électrique. La vitesse de ce champ tournant est appelée vitesse de synchronisme. Le rotor est donc soumis à des variations du flux magnétique. Des forces électromotrices induites apparaissent et créent à leur tour des courants rotoriques donnant naissance à un couple électromagnétique qui tend à mettre le rotor en mouvement en s'opposant à la variation du flux (loi de Lenz). Le rotor se met donc à tourner en cherchant de suivre le champ statoriques.

La machine asynchrone à cage (MASC) en convention motrice peut fonctionner en génératrice hypersynchrone lorsque la vitesse du champ tournant est inférieure à la vitesse de rotation du rotor. Dans ce mode de fonctionnement le glissement est négatif et la puissance active est négative.

Dans le cas de fonctionnement autonome, ce type de génératrice nécessite une fourniture d'énergie réactive à l'aide des condensateurs connectés sur le stator en existence d'un champ magnétique rémanent. Grâce aux dispositifs de l'électronique de puissance et des batteries permettant d'amorcer le fonctionnement en génératrice autonome, la production d'énergie électrique est mise en œuvre à l'aide d'éoliennes plantées dans des sites isolés.

La caractéristique couple/vitesse d'une machine asynchrone à deux paires de pôles est donnée par la Fig. 1.12.

Pour que le dispositif assure un fonctionnement stable, la génératrice doit garder une vitesse de rotation proche de celle de synchronisme (point $g=0$), alors que dans le cas d'une machine à deux paires de pôles, la vitesse doit être comprise entre 1500 et 1600 tr/mn, comme le montre la caractéristique en dessous Fig.1.12.

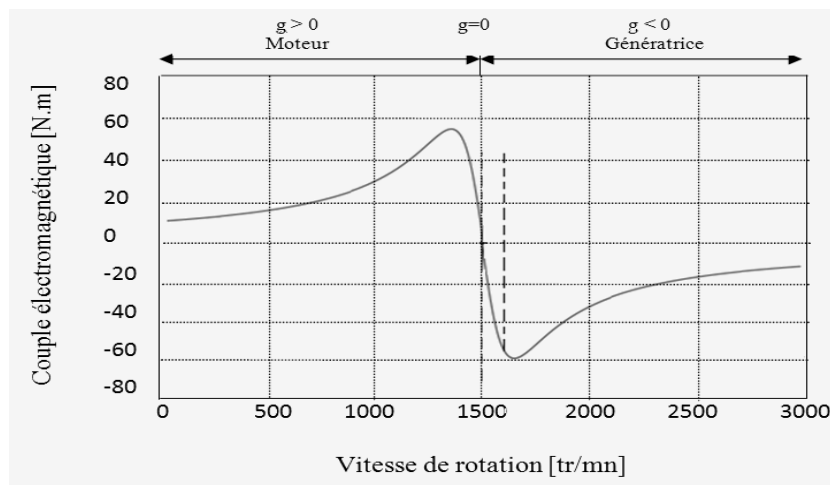


Fig.1.12:Caractéristique couple /vitesse d'une machine asynchrone à deux paire de pôles. [13]

Le dispositif le plus simple et le plus utilisé dans les applications éoliennes, consiste à insérer entre la turbine et la génératrice asynchrone un multiplicateur de vitesse, et à connecter directement le stator de celle-ci au réseau Fig. 1.13 [13]

Ce type de machine nécessite généralement une certaine quantité d'énergie réactive qui permet de magnétiser son rotor, ce qui conduit à diminuer le facteur de puissance, comme solution on connecte des batteries de condensateurs.

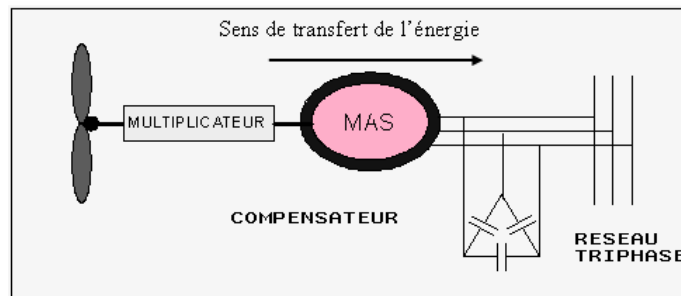


Fig. 1.13 : Connexion direct d'une MAS à cage connectée au réseau [13]

Malgré la simplicité de configuration que présente la machine asynchrone à cage connectée directement au réseau fonctionnant à vitesse fixe, n'exploite pas au maximum la puissance disponible sur l'arbre de la machine, pour des vitesses du vent très élevée. Ce qui est lié au bruit causé par le système d'orientation des pâles qui est souvent en action. Ce qui a orienté certains constructeurs à penser d'ajouter un autre point de fonctionnement à faible nombre de paires de pôles destiné aux vitesses du vent très élevées. Ce type de machine est appelé machine asynchrone à double étoile (Fig. 1.14).

Même si au point de vue économique le prix augmente et l'éolienne devient plus lourde et plus encombrante, ce type de machine possède un avantage majeur qui est l'exploitation de la puissance disponible que ce soit pour les grandes ou faibles vitesses du vent.

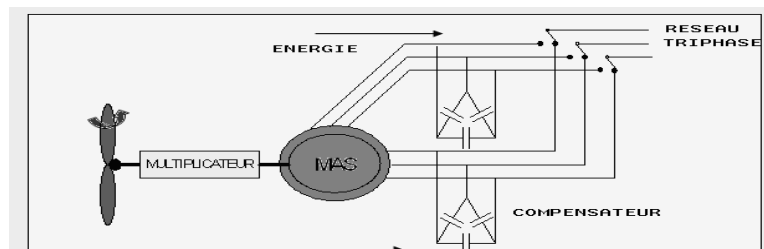


Fig.1.14 : Machine asynchrone à double étoile. [13]

Une autre solution a été aussi proposée, c'est celle qui consiste à utiliser un variateur de fréquence, mais celle-ci devient relativement plus coûteuse du fait qu'elle exige la présence d'un multiplicateur de vitesse et d'un variateur de fréquence, ce qui n'a pas permis à ce type

Chapitre 1. Systèmes de production décentralisés d'électricité d'origine renouvelable de machine d'être industrialisée et d'être rarement utilisée malgré qu'elle autorise un fonctionnement à vitesse variable (Fig. 1.15) [13].

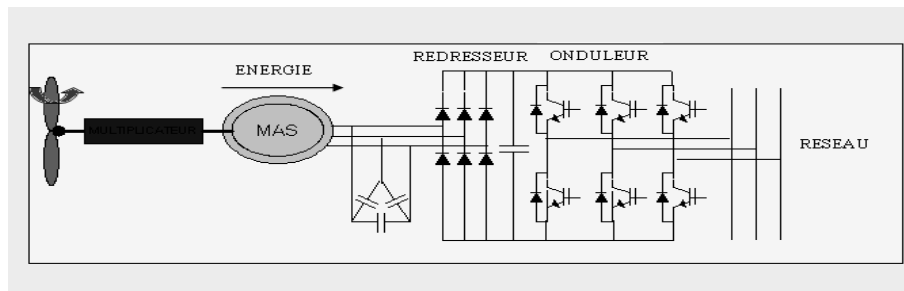


Fig.1.15 : Machine asynchrone à cage à fréquence variable.[13]

2) *Machine asynchrone à double alimentation (MADA) :*

Actuellement, la quasi-totalité des projets éoliens de puissance supérieure à 1MW sont basés sur l'utilisation de la machine asynchrone pilotée par le rotor. Elle présente l'avantage d'offrir la possibilité de connecter son circuit statorique directement au réseau électrique. Le circuit placé au rotor est également relié au réseau par l'intermédiaire de convertisseurs de puissance. Ainsi, vu que la puissance rotorique transitée est relativement faible, ce qui nécessite des convertisseurs de faible puissance et par conséquent des coûts réduits par rapport à une éolienne à vitesse variable alimentée au stator par des convertisseurs de puissance. Ce qui lui donne d'une part ; l'avantage principale d'être utilisable en forte puissance, et d'autre part la possibilité de régler la tension au point de connexion où est injectée cette génératrice ; cette génératrice est appelée « génératrice asynchrone à double alimentation (MADA) ».

La génératrice à double alimentation est catégorisée en deux groupes

- Double alimentation par le stator.
- Double alimentation par le stator et le rotor.

○ *Double alimentation par le stator :*

Pour réaliser une double alimentation par le stator, la machine asynchrone est munie de deux bobinages statoriques distincts (Fig. 1.16).

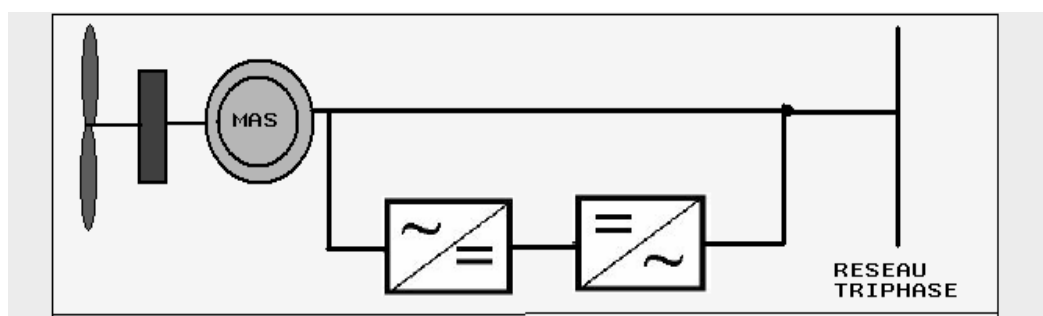


Fig.1.16 : Machine à double alimentation statorique [14]

Le bobinage statorique de la génératrice est connecté directement au réseau et représente le principal support de transmission de l'énergie produite. En variant la tension appliquée au second bobinage statorique, la vitesse de la génératrice est contrôlée autour d'un point de fonctionnement.

Ce second enroulement est appelé enroulement d'excitation. Il est caractérisé par un nombre de paire de pôles différents de celui du premier bobinage. L'enroulement d'excitation a par conséquent une masse de cuivre généralement inférieure. Du au fait qu'une seule partie du courant nominal du générateur y circule. Cet enroulement est connecté à des convertisseurs électroniques de puissance qui sont dimensionnés pour une partie de la puissance nominale de la turbine, et cela réduit le coût. Le convertisseur de puissance connecté à l'enroulement d'excitation, joue le rôle de régulateur de flux statorique de la machine, le glissement peut être ainsi contrôlé, se qui revient donc à contrôler la vitesse de la génératrice. c. a. d ; qu'en augmentant le flux, les pertes au rotor augmentent, le glissement aussi. Et vis versa.

Un second convertisseur est nécessaire afin de créer le bus continu. Sachant que les machines asynchrones ont un facteur de puissance faible dû à l'inductance magnétisante, le convertisseur relié au réseau peut être commandé de façon à minimiser la puissance réactive . Comme pour toutes les machines asynchrones à double alimentation, la puissance nominale du convertisseur de puissance est proportionnelle au glissement maximum. Il a été vérifié que cette structure génère des puissances fluctuantes sur le réseau induisant ce qu'on appelle des flickers.

○ *Doubles alimentations par le stator et le rotor :*

- *Principe de fonctionnement :*

La structure de conversion est constituée d'une génératrice asynchrone à rotor bobiné entraînée par une turbine éolienne (Fig. 1.17).

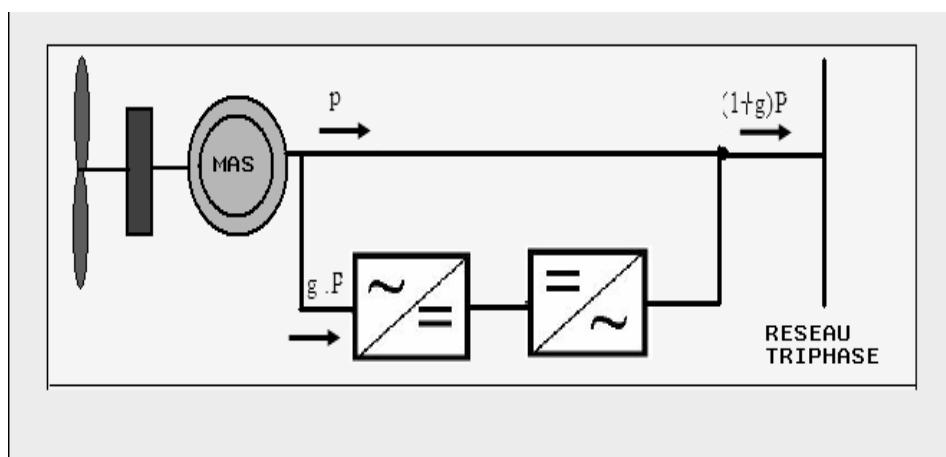


Fig.1.17 : schéma de principe d'une machine asynchrone à rotor bobiné piloté par le rotor. [14]

Afin de mieux comprendre son principe de fonctionnement, on fait abstraction de toutes les pertes. En prenant en compte cette hypothèse, la puissance P fournie au stator traverse l'entrefer : une partie de cette puissance fournie ; $(1-g)P$, est retrouvée sous forme de puissance mécanique ; le reste ; gP est extraite du rotor à l'aide des balais sous forme de grandeurs alternatives ayant une fréquence gf . Ces grandeurs, de fréquence variable, sont converties en énergie ayant la même fréquence que le réseau électrique dans lequel elle est injectée, par l'intermédiaire d'un deuxième convertisseur. Ce réseau reçoit donc $(1+g)P$.

Les bobinages du rotor sont donc accessibles grâce à un système de balais et de collecteurs (Fig. 1.18). Une fois le circuit statorique connecté au réseau, un flux magnétique tournant à vitesse fixe apparaît au stator. Ce flux dépend de la réluctance du circuit magnétique, du nombre de spires dans le bobinage et par conséquent du courant statorique.

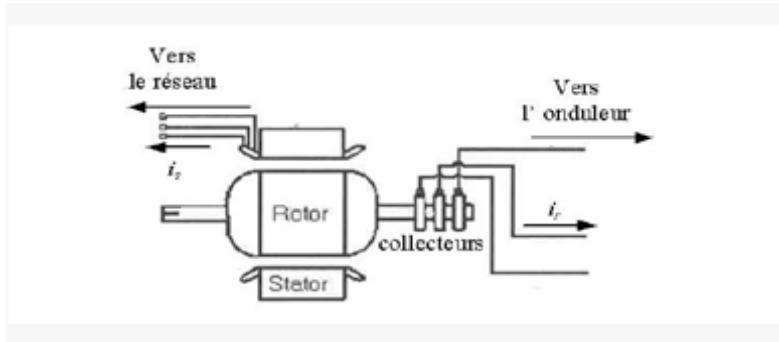


Fig.1.18 : Machine asynchrone à rotor bobiné avec des bagues et collectrices.[14]

Pendant la rotation, le flux magnétique généré par le stator crée des f.e.m dans le bobinage du rotor. La relation liant les f.e.m créés au rotor et au stator est exprimée par l'équation (1.10) :

$$\frac{E_r}{E_s} = \frac{N_r}{N_s} \cdot \frac{\omega_s - \omega_{mec}}{\omega_s} \quad (1.10)$$

N_r, N_s, ω_s et ω_{mec} sont respectivement le nombre de spires des bobinages rotoriques et statoriques, les pulsations de synchronisme et mécanique de la machine. En définissant le glissement par :

$$g = \frac{\omega_s - \omega_{mec}}{\omega_{mec}} \quad (1.11)$$

L'équation précédente devient :

$$\frac{E_r}{E_s} = \frac{N_r}{N_s} \cdot g \quad (1.12)$$

Les courants au stator et au rotor sont définis comme dans le cas d'un transformateur parfait :

$$\frac{I_r}{I_s} = \frac{N_r}{N_s} \quad (1.13)$$

Donc, le rapport entre la puissance S_r au rotor et la puissance S_s au stator devient :

$$\frac{S_r}{S_s} = \frac{I_r}{I_s} \cdot \frac{E_r}{E_s} = g \quad (1.14)$$

Cette équation montre que pour une puissance constante transmise au stator, le glissement est proportionnel à la puissance rotorique S_r . La pulsation au stator (imposée par le réseau) étant supposée constante, ce qui permet donc de contrôler la vitesse de rotation ω_s de la génératrice (équation 1.11) en agissant simplement sur la puissance transmise au rotor via le glissement g [11].

➤ *Systèmes utilisant la machine synchrone*

○ *Alternateur synchrone à rotor bobiné ou à aimants*

Les génératrices utilisées dans les centrales électriques classiques sont des machines de type synchrone qui produisent du courant alternatif. Généralement ces machines sont connues pour offrir des couples importants, et elles peuvent être couplées directement sur les turbines éoliennes sans la présence d'un multiplicateur de vitesse.

• *Principe de fonctionnement*

La génératrice synchrone (ou alternateur) n'a pas besoin de magnétisation extérieure pour créer son champ magnétique. Celui-ci est créé par des bobines ou par des aimants permanents, placés sur le rotor tournant. Ce rotor induit un courant dans le stator bobiné.

Cette génératrice étant indépendante du réseau, elle fournit une fréquence variable dépendant de la vitesse de rotation, donc de la vitesse du vent. Son raccordement au réseau, lui exige une fréquence fixe, qui s'effectue par un convertisseur. Le convertisseur comporte un étage redresseur, un bus continu et un onduleur : Ce qui permet donc de produire une onde sinusoïdale parfaite, et de gérer plus facilement la qualité de l'énergie produite. [15]

Certaines variantes de ces machines synchrones peuvent fonctionner à faibles vitesses de rotation et être directement couplées à l'aéroturbine, elles permettent un fonctionnement sans la présence d'un multiplicateur. Ces systèmes présentent l'avantage d'avoir un taux de défaillance jugé faible par le fait d'absence du multiplicateur de vitesse et du système de bagues et balais pour les génératrices à aimants Fig. (1.19). Les frais d'entretien sont alors relativement faibles ce qui est très intéressant dans les applications éoliennes. [15]

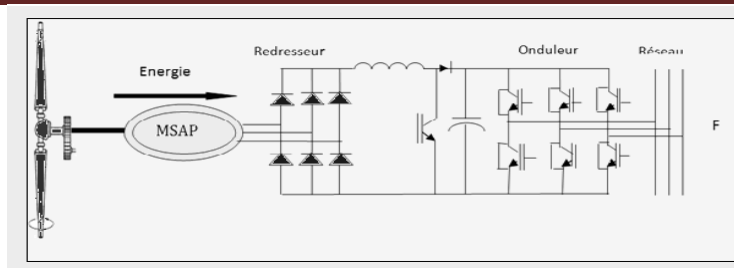


Fig.1.19 : Machine synchrone à aimant permanent et à entraînement direct

Il existe une autre configuration classique d'interface de connexion d'une machine synchrone au réseau. Il s'agit de connecter le convertisseur au stator de la machine constitué d'un simple redresseur suivi d'un hacheur élévateur permettant de délivrer une tension suffisante à l'onduleur MLI pour les faibles vitesses de rotation. La présence de l'onduleur permet alors de contrôler le facteur de puissance du réseau. Ces convertisseurs sont toute fois dimensionnés pour la totalité de la puissance nominale de la machine et entraînent jusqu'à 3% de cette puissance en perte Fig.1.20.

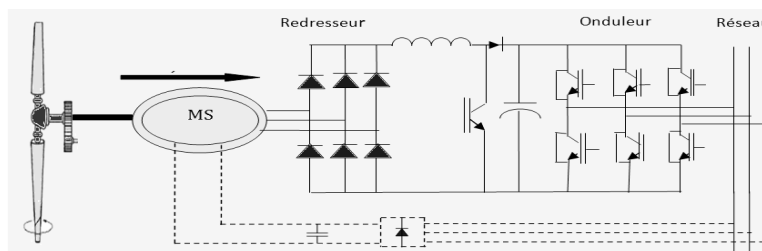


Fig.1.20 : Machine synchrone reliée au réseau par un dispositif Redresseur-Hacheur-Onduleur- MLI

o *Machine synchrone à aimants permanents discoïde*

Cette machine a la particularité d'avoir un champ magnétique axial contrairement aux machines synchrones classiques où le champ est radial (Fig. 1.21).

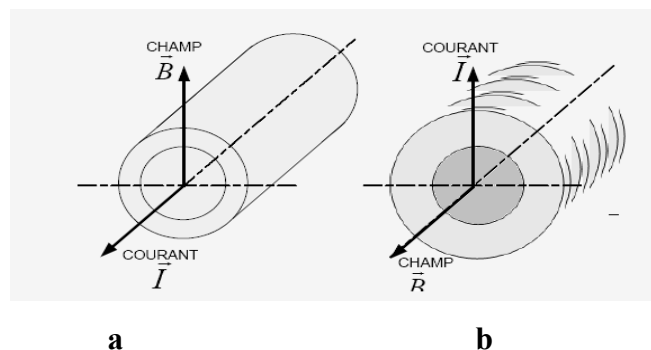


Fig.1.21 : machine à champ magnétique radial classique et machine discoïde à champ magnétique axial.

La machine à aimants permanents et à entrefer axial dite « discoïde » peut être constituée, soit d'un disque rotorique entouré par deux disques statoriques, soit de deux disques rotoriques entourant le disque statorique comme le montre la Fig. (1.22).

Un disque rotorique est constitué d'un circuit magnétique torique portant les aimants sur une ou deux faces. Le disque statorique est constitué d'un circuit magnétique torique à section rectangulaire portant les bobinages statoriques. ces derniers peuvent être enroulés autour du tore statorique, ou encore, ils peuvent être logés dans des encoches disposées radialement tout au long de l'entrefer. Cette structure axiale permet de réaliser une machine modulaire en disposant plusieurs étages les uns à côté des autres et connecté en mode parallèle.

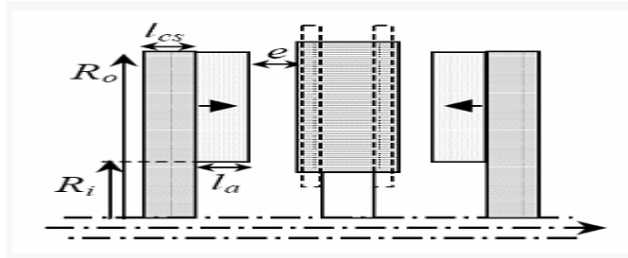


Fig.1.22 : Etage d'une machine synchrone à aimant permanent discoïde.

o *Machine synchrone vernier à aimants*

Cette structure fait usage de motifs dérivés de ceux utilisées dans les machines à réluctance variable à double denture (Fig.1.23). Des paires de petits aimants alternés, à la périphérie du rotor, interagissent sous l'effet du champ d'induit avec des petites dents statoriques. L'induit encoché, reçoit un bobinage polyphasé à champ tournant. La dimension des pôles (ou le nombre) et celle des aimants sont deux paramètres essentiels dans le dimensionnement et les performances, mais ils sont totalement découplés dans la structure vernier.

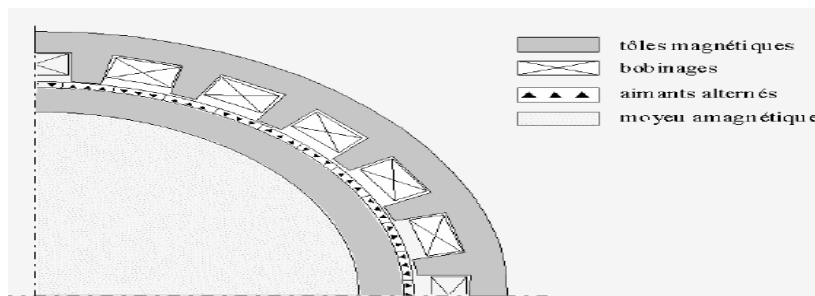


Fig.1.23 : Machine synchrone vernier à aimants.

L'effet vernier provient de la différence entre le nombre de paires d'aimants alternés, N_r et le nombre de dents ; N_s . il s'ensuit que l'onde réduite par les aimants à une périodicité égale à $2\pi/|N_s-N_r|$. Le bon fonctionnement est alors lié à la périodicité des pôles de bobinages identique, ce qui implique $N_s-N_r = p$. Il est possible alors établir la relation entre la vitesse de rotation Ω , et la pulsation d'alimentation ω : $\Omega = \omega / N_r$.

Nous voyons que seule N_r impose la fréquence d'alimentation. Ce qui présente un avantage considérable pour le dimensionnement des machines dites très lentes, le niveau de performance étant intrinsèquement plus élevé que pour la machine classique à grand nombre de pôles, sachant qu'il est plus facile, pour des raisons de faisabilité mécanique, de diminuer la taille des dents que des pôles. [11]

➤ *Processus de conversion d'énergie mécanique en énergie électrique*

Le diagramme présenté sur la Fig.1.24 décrit le processus de conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique pour les différentes configurations des machines électriques à vitesse variable utilisées dans les systèmes de conversion de l'énergie éolienne.

➤ *Avantages et inconvénients de chacune des génératrices*

Le tableau ci-dessous regroupe les avantages et les inconvénients des différents générateurs utilisés dans les systèmes éoliens.[13]

1.2.1.7 Les différents types de multiplicateurs de vitesse utilisés dans les aérogénérateurs

L'utilisation des génératrices électriques dans les éoliennes impose souvent l'utilisation d'un multiplicateur de vitesse. En effet ; les rotors (aéromoteur) dont le diamètre est supérieure à 5 m ont des vitesses de rotation trop faible (≤ 200 tr / min) ; il est donc indispensable d'interposer entre l'aéromoteur et la génératrice électrique un multiplicateur de vitesse pour pouvoir l'entraîner directement et avec des vitesses variables.

Le multiplicateur est un mécanisme qui tout en maintenant constante la puissance qu'il reçoit, permet d'augmenter la vitesse de rotation de manière qu'elle soit nettement supérieure à celle reçue à l'entrée.

Le rendement est variable suivant la puissance transmise, mais il est évolué à une valeur avoisinante des 97%. Sa lubrification peut se faire par barbotage ou par injection d'huile forcée. Ce refroidissement est assuré soit par air, avec ou sans échangeur. Par ailleurs, le multiplicateur est monté sur plots élastiques (plots de caoutchouc). Ce qui permettra d'amortir les vibrations qui lui sont transmises à travers l'arbre d'admission et permettre aussi à limiter la transmission du bruit à la structure porteuse par les pales de la turbine monté en mode 'flottant' pour encaisser les à-coups de couple.

Trois types de multiplicateur peuvent être utilisés avec les aérogénérateurs dont:

- Le plus simple est le multiplicateur à engrenages à un ou plusieurs trains de roue dentée cylindrique ; d'une réalisation économique il est tout de même encombrant pour un rapport de multiplication élevé (Fig. 1.25.a)
- L'utilisation de trains planétaires permet de réaliser des multiplications élevées sous un encombrement réduit. La répartition des couples et des forces sur plusieurs satellites aussi

bien que la disposition coaxiale des arbres d'entrées et de sortie soit compact et léger. Les satellites portés par un équipage engrènent d'une part avec le pignon fixé sur l'arbre de sortie, d'autre part avec la couronne extérieure fixe. Alors que l'arbre d'entrée est solidaire de l'équipage. (Fig. 1.25.b)

- Le multiplicateur à couple conique est conçu de manière à ce que l'arbre de sortie soit perpendiculaire à l'arbre d'entrée (Fig. 1.25.c).

Tableau 1.1 : Avantages et inconvénients de chacune des génératrices

Type de génératrice	Avantages	Inconvénients
Génératrice asynchrone à cage et à rotor bobiné connexion directe sur le réseau plus multiplicateur.	Faible coût ; robustesse ; faible taux de défaillance ; absence du système balais-collecteur, aucune interface électronique et facilité d'entretien.	Vitesse fixe d'où un rendement aérodynamique diminué ; brayant à cause du système d'orientation des pales ; consommation d'énergie réactive, d'où la nécessité de batterie de condensateur.
Génératrice à double étoile plus multiplicateur.	Reste à vitesse fixe, mais à deux points de fonctionnement qui augmente le rendement ; minimisation des ondulations du couple et des pertes rotoriques.	La présence d'une deuxième étoile augmente le prix et le poids.
Génératrice à cage plus variateur de fréquence et multiplicateur de vitesse.	vitesse variable.	trop coûteuse donc rarement utilisée.
MADA à variateur de vitesse par réglage de la résistance du rotor plus multiplicateur.	Vitesse variable.	variation limitée de la vitesse environ 10% autour de la vitesse de synchronisme ; dissipation de la puissance rotor dans les éléments résistifs ; présence de système balais-collecteur.
MADA à régulation de la vitesse par chaîne rotor plus multiplicateur.	Variation de la vitesse à environ 30% autour de la vitesse de synchronisme.	Problème d'usure et de maintenance des systèmes bagues balais.
Génératrice synchrone à aimants permanents plus convertisseur de fréquence	Vitesse variable ; coût très important ; enchaînement direct sans présence obligatoire de multiplicateur d'où diminution du coût et d'entretien.	Perte jusqu'à 3% de puissance dans les convertisseurs de puissance utilisés ; coût des convertisseurs.

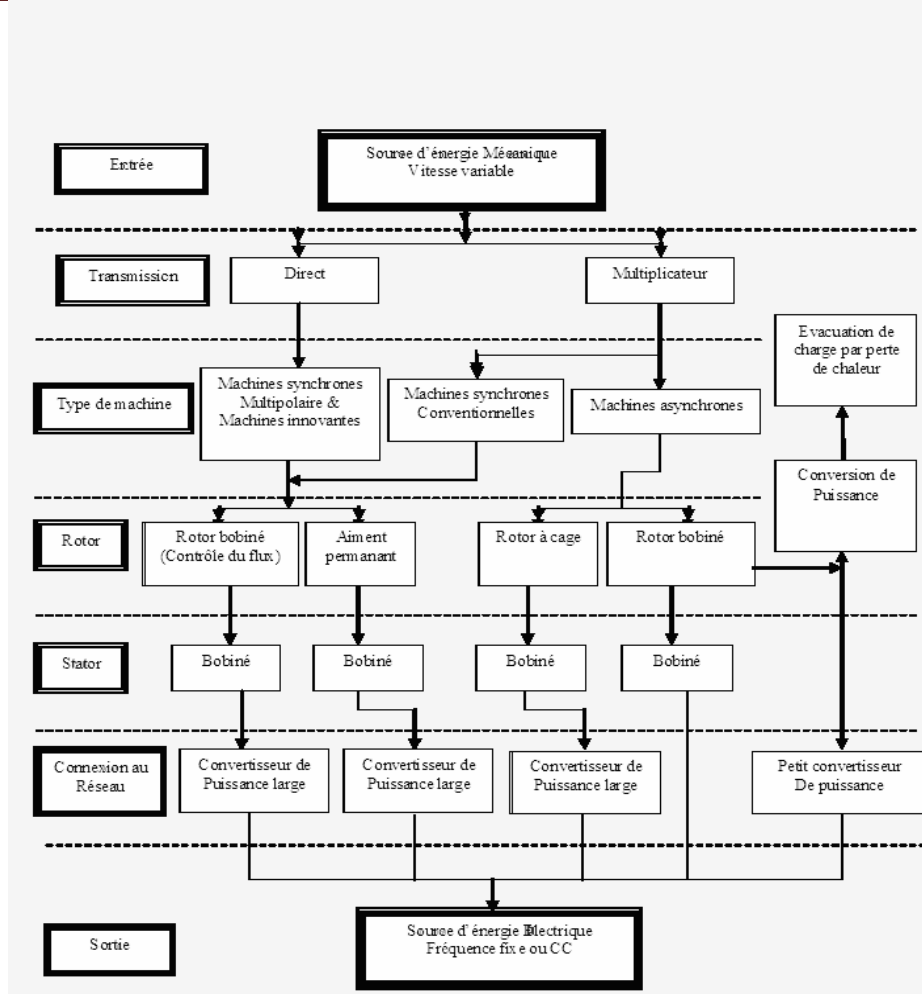


Fig.1.24 : processus de conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique.

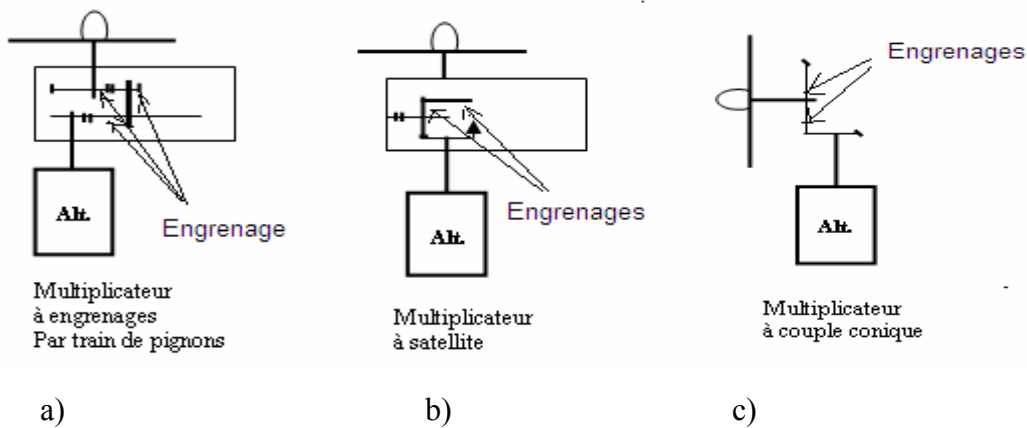


Fig.1.25 : Différents types de multiplicateurs de vitesse utilisés dans les aérogénérateurs

Dans toutes ces configurations les dentures hélicoïdales sont utilisées, ce qui assure un meilleur rendement et de meilleures performances sonoriques. [16].

➤ *Choix du rapport de multiplication*

Comme évoqué précédemment, la vitesse de rotation du générateur d'une éolienne dépend du nombre de pôles qu'il comprend. Généralement, il devra tourner à 1500 tr/min s'il possède quatre pôles, 750 tr/min si huit pôles...

On constate qu'il y a une très forte différence entre la vitesse de rotation des pales de la machine (environ 40 tr/min pour une machine de 40m de diamètre) et le régime de rotation nécessaire au bon fonctionnement du générateur.

La présence d'un multiplicateur s'impose donc entre le rotor de l'éolienne et le générateur. Le rapport de ce multiplicateur doit être choisi de façon à ce que la production d'énergie soit maximale pour une large gamme de vitesse de vent. Le choix peut s'effectuer à l'aide du graphique présenté sur la figure suivante. Le réseau de courbes représente la puissance mécanique développée par le rotor de l'éolienne en fonction de sa vitesse de rotation pour différentes vitesses de vent. La courbe repérée PM joint les points de puissance maximale. La courbe repérée G_c illustre la puissance produite par le générateur (cette courbe est ici légèrement inclinée pour tenir compte du glissement d'un générateur asynchrone). Le rapport de multiplication K est donc choisi pour que la courbe G_c/K soit la plus proche possible de la courbe PM. [8]

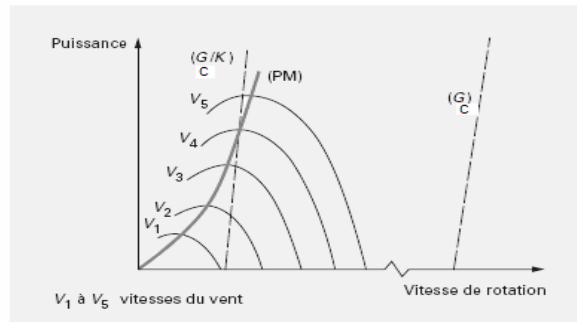


Fig.1.26 : Choix du rapport de multiplicateur de vitesse

1.2.2 Conversion de l'énergie solaire

1.2.2.1 Générateur photovoltaïque

L'effet photovoltaïque se manifeste par l'apparition d'une différence de potentiel entre un métal et un semi conducteur ou entre deux semi conducteurs lorsque le dispositif reçoit un rayonnement énergétique (photon) de longueur d'onde adéquate [17](Fig. 1.27). Ainsi une cellule photovoltaïque peut convertir l'énergie solaire en énergie électrique en mettant en jeu ce phénomène physique optoélectronique. Industriellement les matériaux les plus utilisés sont à base de silicium. Les performances de rendements énergétiques atteintes industriellement sont de 13 à 14% pour des cellules à base de silicium monocristallin, 11 à 12% avec du silicium polycristallin et enfin 7 à 8% pour le silicium amorphe en films minces.

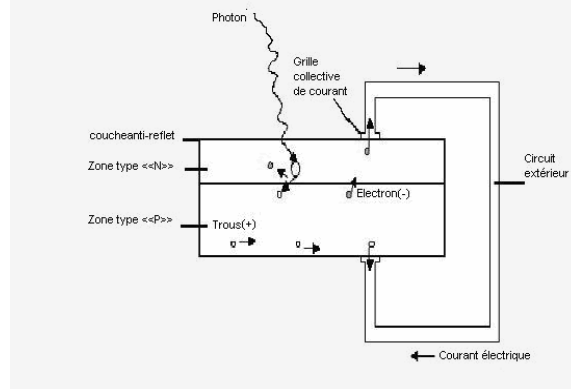


Fig.1.27 : Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

Les caractéristiques ainsi obtenues sont celles d'une photodiode mais en convention générateur (Fig. 1.28).

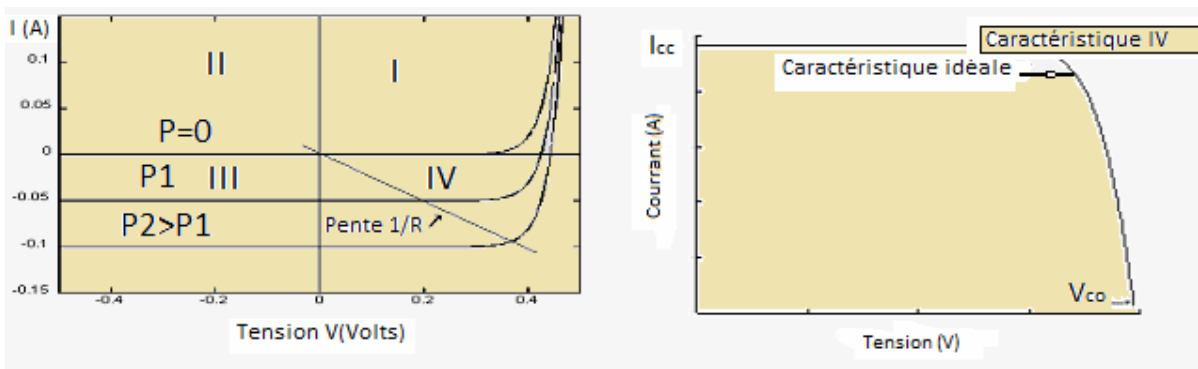


Fig.1.28 : A gauche caractéristique d'une photodiode, à droite caractéristique d'une cellule photovoltaïque.

Typiquement une cellule photovoltaïque produit moins de 2 watts sous approximativement 0,5 Volt dans les conditions standard ($G=1kW$ et $T= 25^{\circ}C$). Une association série de plusieurs cellules donne un module et une association série et/ ou parallèle de plusieurs modules permet de réaliser un générateur photovoltaïque.

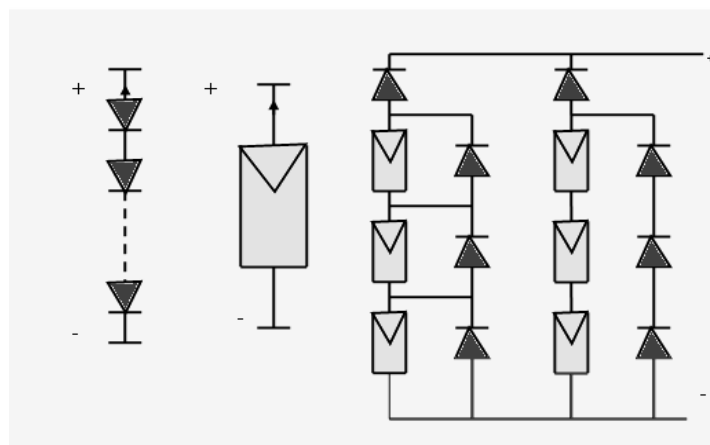


Fig.1.29 : Cellules, module (panneau) et générateur photovoltaïques

Le passage d'un module à un générateur se fait par l'ajout de diodes de protection, une en série pour éviter les courants inverses et une en parallèle, dite diode by-pass, qui n'intervient qu'en cas de déséquilibre d'un ensemble de cellules. Ce qui permet aussi de limiter la tension inverse aux bornes de cet ensemble et minimiser la perte de production associée.

L'association de n_p cellules en parallèles et de n_s en séries, nous donne la caractéristique de la Fig. 1.30. Celle-ci est homothétique à celle d'une cellule lorsque les diodes de protections n'interviennent pas et que toutes les cellules sont identiques et reçoivent le même éclairement.

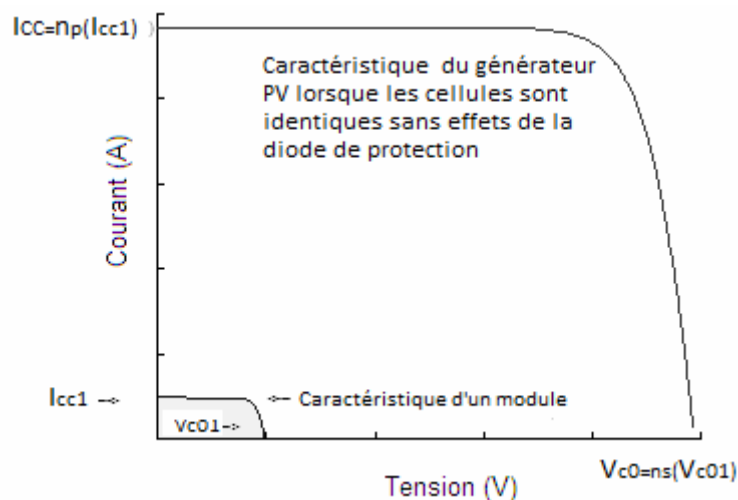


Fig.1.30 : Caractéristiques résultantes d'un générateur associant n_p cellules en parallèles et n_s cellules en séries

Evidemment cette caractéristique dépend fortement de l'éclairement auquel elle est soumise ainsi que de la température environnante.

1.2.2.2 Chaîne de conversion électrique

Les systèmes photovoltaïques de production d'électricité sont classés en fonction de deux types : autonomes ou reliés au réseau.

- Les systèmes autonomes sont complètement indépendants d'autres sources d'énergie. Ils servent habituellement à alimenter les maisons ou les hôpitaux dans les sites isolés ainsi qu'à des applications comme le balisage, la surveillance à distance et le pompage de l'eau. Dans la majorité des cas, un système autonome exigera des batteries d'accumulateurs pour stocker l'énergie et la restituer en cas de besoin en particulier lors d'absence d'éclairement solaire.
- Les systèmes raccordés au réseau quant à eux permettent de réduire la consommation d'électricité provenant du service public, et dans certains cas, de lui renvoyer l'énergie excédentaire. Etant donné que l'énergie est normalement emmagasinée dans

le réseau même, les accumulateurs ne sont pas nécessaires à moins qu'un système autonome d'énergie qui est désiré pendant les pannes d'électricité.

1.2.3 Systèmes de stockage

Le stockage d'énergie est souvent utilisé dans les systèmes à énergies renouvelables (éolien /PV) afin de pouvoir alimenter la charge pour une durée relativement longue (des heures ou mêmes des jours). Il est parfois aussi utilisé avec les systèmes à énergies renouvelables connectés à des réseaux de courant alternatifs de grande puissance. Dans ce cas il est utilisé pour éliminer les fluctuations de puissance à court terme [18].

Le stockage d'énergie est généralement réalisé grâce aux batteries. Les batteries sont, d'habitude, du type plomb - acide alors que celles en nickel -cadmium sont rarement utilisées. Il y'a d'autres formes de stockage, mais peu utilisés, comme le pompage de l'eau, les volants d'inertie et le stockage d'hydrogène.

Dans le cas de stockage par pompage de l'eau, l'énergie produite sert à remplir un réservoir de stockage et elle sera stockée sous forme d'énergie potentielle. Cette dernière est restituée pour faire tourner une turbine hydraulique et produire de l'énergie électrique [18].

Le principe du volant d'inertie est simple. Il s'agit d'emmagasiner l'énergie en mettant en rotation une masse importante [19]. L'énergie cinétique obtenue peut être restituée à la demande sous forme d'énergie électrique, en utilisant une machine en régime générateur.

L'hydrogène alimente des piles à combustibles. Il possède un grand pouvoir énergétique gravimétrique (120 MJ/kg) en comparaison au pétrole (45 MJ/kg), au méthanol (20MJ/kg) et au gaz naturel (50 MJ/kg). Cependant, il est aussi le gaz le plus léger. Ceci pose un vrai problème de stockage. La densité énergétique volumétrique de l'hydrogène n'est pas intéressante qu'à l'état liquide ou comprimé (700 bars). Il existe de multiple mode de stockage de l'hydrogène : comprimé, liquéfié, Hydrures métalliques, charbon actif, nanofibres et nanotubes en carbone etc. Si les deux modes de stockage sont actuellement les plus utilisés, ils sont loin d'être les plus satisfaisants.

1.2.4 Les convertisseurs

Dans un système de conversion d'énergies renouvelables, trois types de convertisseurs sont souvent utilisés :

- les redresseurs ;
- les onduleurs ;
- Les hacheurs.

Les redresseurs réalisent la conversion CA/CC. Ils sont souvent utilisés pour charger les batteries à partir d'une source à CA. Ce sont des appareils relativement simples, pas chers et caractérisés par un bon rendement.

Les onduleurs convertissent le CC en CA et peuvent fonctionner en mode autonome pour alimenter des charges à CA ou en mode parallèle avec des sources à CA. Ils sont autonomes lorsqu'ils imposent leur propre fréquence à la charge. Alors qu'ils sont considérés comme non autonomes, lorsqu'ils exigent la présence d'une source à CA pour fonctionner.

Il y'a aussi des onduleurs qui peuvent assurer les deux régimes autonome ou en parallèle avec un autre générateur. Ceux-ci présentent l'avantage d'être plus flexibles, alors qu'ils présentent l'inconvénient d'être les plus chers. Parfois, un même onduleur peut assurer les fonctions de redresseur et d'onduleur.

Les hacheurs, le troisième type de convertisseurs, permettent de réaliser la conversion CC/CC, qui permet d'adapter par exemple, la tension entre deux sources.

1.3 Configurations des systèmes à énergie renouvelable

En période de vent fort, l'énergie éolienne est abondante et peut compenser efficacement le manque journalier du rayonnement solaire (nuit et journées couvertes). Par contre, durant les périodes creuses en matière d'énergie éolienne, la solution d'utiliser l'énergie solaire pourra combler ce déficit. D'autres cas peuvent être aussi envisagés, l'abondance des deux ressources énergétiques renouvelables ou l'absence totale de ces deux dernières. Dans ce cas, le recours à la solution de couplage des dispositifs de production à des systèmes de stockage (batteries, supra condensateurs) s'impose. Alors que la solution la plus sûre pour éliminer les ruptures énergétiques, reste celles d'utiliser des systèmes de production alimenter en sources d'énergies conventionnelles. Dans les zones rurales le groupe diesel est fréquemment utilisé comme système d'appoint, mais il pose souvent des problèmes d'approvisionnement en carburant et en maintenance. Dans les zones urbaines où il existe un réseau de distribution électrique, les énergies renouvelables peuvent être couplées aux réseaux, qui sont à leur tour alimentées par les centrales thermiques. Ce qui permettra d'économiser de l'énergie.

Le schéma de la Fig. 1.31 représente le bilan des puissances dans un réseau local alimenté par différentes sources d'énergie :

- P_a , puissance fournie par l'aérogénérateur,
- P_{espv} , puissance fournie par le générateur photovoltaïque,
- P_{ge} , puissance fournie par le générateur diesel,
- P_{er} , puissance fournie par le réseau de distribution électrique conventionnel,
- P_{ess} , puissance fournie par le système de stockage.

Ce réseau local permettra alors de fournir à l'utilisateur les différentes puissances citées ci-dessous :

- P_{ul} , puissance consommée par l'utilisateur,
- P_{sss} , puissance transmise au système de stockage d'énergie,
- P_{sr} , puissance transmise au réseau de distribution électrique.

A partir de ce schéma général, peuvent apparaître plusieurs configurations : comme celle d'un système réel qui utilise uniquement de l'énergie éolienne, le système pourra être géré selon plusieurs cas de figures. Présentons quelques situations particulières:

1. $P_a \neq 0 ; P_{ul} \neq 0 ; P_{ess} = P_{ge} = P_{espv} = P_{sss} = P_{er} = P_{sr} = 0$

C'est le cas d'une éolienne autonome, sans sources alternatives et sans systèmes de stockage.

2. $P_a \neq 0 ; P_{ge} \neq 0 ; P_{espv} \neq 0 ; P_{es} \neq 0 ; P_{ul} \neq 0 ; P_{sss} \neq 0 ; P_{er} = P_{sr} = 0 ;$

C'est le cas d'une éolienne utilisée dans un site isolé, avec des sources alternatives et un système de stockage [6].

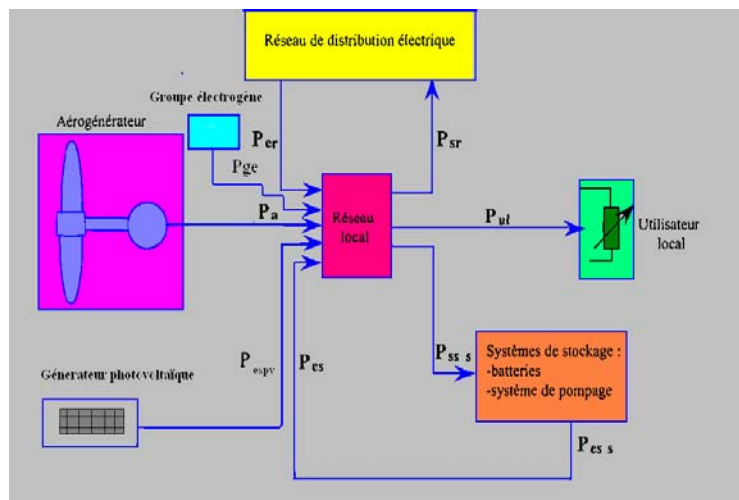


Fig. 1.31 : Schéma général de conversion de l'énergie

3. $P_a \neq 0 ; P_{sr} \neq 0 ; P_{ul} \neq 0 ; P_{ess} = P_{ge} = P_{espv} = P_{sss} = P_{er} = P_{sr} = 0$

C'est le cas des aérogénérateurs de grande puissance qui débitent dans un réseau énergétique national ; le réseau local est le réseau de raccordement au système énergétique conventionnel [7],[8].

4. $P_a \neq 0 ; P_{er} \neq 0 ; P_{ul} \neq 0 ; P_{sr} \neq 0 ; P_{ess} = P_{ge} = P_{espv} = P_{sss} = 0$

C'est le cas d'un aérogénérateur qui alimente un utilisateur, la source alternative étant le réseau de distribution électrique.

5. $P_{espv} \neq 0 ; P_{er} \neq 0 ; P_{ul} \neq 0 ; P_{sr} \neq 0 ; P_{ge} \neq 0 ; P_a = P_{ess} = P_{sss} = 0$

C'est le cas d'un système photovoltaïque-diesel qui alimente un utilisateur sans système de stockage, la source alternative étant le réseau de distribution électrique.

6. $P_{espv} \neq 0; P_{er} \neq 0; P_{ul} \neq 0; P_{ess} \neq 0; P_{sr} \neq 0; P_a = P_{sss} = P_{ge} = 0$

C'est le cas d'un système photovoltaïque-diesel qui alimente un utilisateur avec système de stockage, la source alternative étant le réseau de distribution électrique.

7. $P_{espv} \neq 0; P_{er} \neq 0; P_{ul} \neq 0; P_{ess} \neq 0; P_{sss} \neq 0; P_{er} = P_{sr} = P_{ge} = 0;$

C'est le cas d'un système photovoltaïque utilisé dans un site isolé, avec des sources alternatives et un système de stockage [22].

8. $P_{espv} \neq 0; P_a \neq 0; P_{er} \neq 0; P_{ul} \neq 0; P_{ess} \neq 0; P_{sss} \neq 0; P_{er} = P_{sr} = 0;$

C'est le cas d'un système photovoltaïque, éolien et diesel utilisé dans un site isolé, avec un système de stockage [23],[24],[25],[26]et[27].

9. $P_a \neq 0; P_{espv} \neq 0; P_{er} = P_{ul} = P_{ess} = P_{sss} = P_{er} = P_{sr} = 0;$

C'est le cas des aérogénérateurs et des systèmes photovoltaïques de grandes puissances qui débitent dans un réseau énergétique national ; le réseau local est le réseau de raccordement au système énergétique conventionnel [20] et [21].

1.3.1. Etudes des ressources énergétiques renouvelables

Même pour un système parfaitement connu, du point de vue mathématique, certaines grandeurs telles que son rendement ou sa productivité reste lié aux fluctuations spatio-temporelles de la source et de la charge. Un système à sources renouvelables n'est pas seulement tributaire de sa fiabilité technique, comme tout autre système, il est aussi naturellement, lié aux rythmes et aux aléas de l'approvisionnement en énergie. L'étude de la ressource énergétique est nécessaire pour dimensionner, optimiser et concevoir les systèmes énergétiques que nous développons.

D'une part des modèles de corrélations entre diverses composantes du rayonnement solaire sont établies, afin de déterminer les données nécessaires aux études actuelles à partir de celles disponibles classiquement dans les diverses stations météorologiques à travers le monde. D'autres part, quelques études statistiques appliquées à la fois à des données de vitesse de vent et d'éclairement solaire ont été réalisées sur la base de modèles stochastiques de Markov ou Arma [28], [29]. Ces méthodes peuvent être utilisées dans le cadre de développement de processus de simulation des systèmes énergétiques dans un but de dimensionnement et/ ou d'estimation de productivité. D'autre part des recherches dans le domaine d'interprétation physique aux phénomènes météorologiques du gisement éolien et du gisement solaire se font à travers le monde. Parmi le principal objectif de ces études la mise en place des cartographies du potentiel éolien et solaire moyennant plusieurs logiciels tel que Windfarmer, Windpro et WASP pour l'éolien et Solar Analyst et Céleste pour le solaire.

1.3.2. Systèmes autonomes

Dans le cas d'installation autonome [30], [22], l'énergie produite par les panneaux solaires photovoltaïques Fig. 1.32. / générateur éolien Fig. 1.33. est utilisées immédiatement (pompage, ventilation, éclairage, réfrigérateur etc.....) ou stockés dans des batteries pour une utilisation différée. Le courant continu produit alimente directement des appareils prévus à cet effet ou transformé via l'onduleur en courant alternatif pour alimenter des appareils nécessitant ce mode d'alimentation.

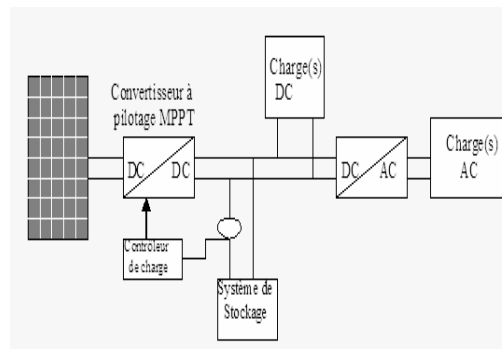


Fig.1.32 : Installation photovoltaïque autonome

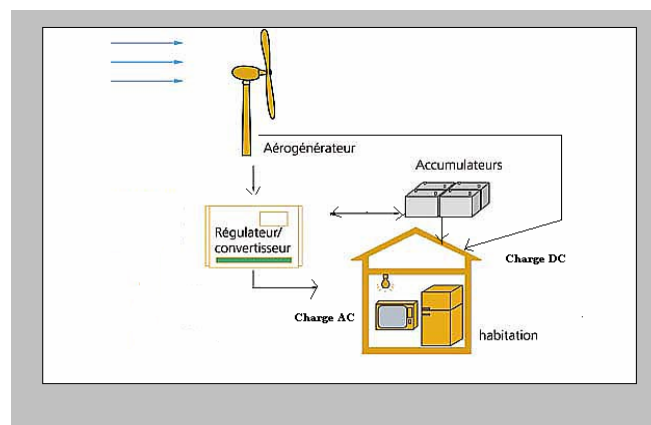


Fig.1.33 : Installation Eolienne autonome

1.3.3. Systèmes énergétiques multi- sources ou hybrides

Ce sont des systèmes d'approvisionnement en électricité souvent utilisés pour l'alimentation des sites isolés et couplant divers types de productions d'énergie électrique telle que éoliennes, photovoltaïque et autres. Ils permettent aussi une fourniture d'électricité plus fiable.

Près de 1,2 milliards d'individus ne sont pas raccordés aux réseaux de distribution d'énergie électrique (soit 44% de la population mondiale). Ainsi, le développement des systèmes hybrides de conversion des énergies renouvelables pourra sans doute contribuer à résoudre beaucoup de problèmes sociaux, en particulier dans les pays pauvres et ouvrira de vastes marchés commerciaux. Cependant, les différentes configurations sont présentées ci-dessous [31],[26] :

1.3.3.1. Les systèmes Photovoltaïques- groupe électrogène

Dans les zones rurales, le coût élevé de l'extension du réseau électrique oblige les institutions à envisager d'autres solutions alternatives. Parmi elles, on trouve l'utilisation de groupes électrogènes (GE) diesel souvent considérés comme une solution économique et fiable, mais générant quelques nuisances d'ordre environnementale et pratique pour l'utilisateur :

- Coûts élevés de fonctionnement ;
- Problème d'approvisionnement en carburant (éloignement des fournisseurs de carburant) ;
- Maintenance compliquée et coûteuse ;
- Faible durée de vie ;
- Impossibilités d'une production électrique continue durant 24 heures ou nécessité de disposer de plusieurs GE ;
- Nuisances sonores et problèmes de gestion des huiles de vidanges.

Dans la configuration PV-GE, les avantages de chacune des sources d'énergie sont ainsi ajoutés :

- le système PV réduit la consommation du fioul par le groupe électrogène, le temps de fonctionnement et donc la maintenance de groupe ;
- La présence du stockage par batteries réduit la puissance nominale du groupe ;
- La présence du groupe réduit la taille du champ photovoltaïque et la capacité de stockage des batteries diminuant ainsi le coût du système ;
- Les performances du système global sont augmentées ;
- Les puissances et les énergies mises en jeu sont plus importantes.

Pour résoudre ce problème les solutions suivantes devraient être prises en considération :

- Choisir correctement la taille de chaque composant du système énergétique ;
- optimiser la gestion de l'énergie au sein de ce système ;
- Enfin, rechercher la configuration optimale.

a. Les différentes configurations des systèmes PV-GE :

Le champ photovoltaïque génère du courant continu, mais la consommation domestique exige le plus souvent du courant alternatif, c'est pourquoi il est souvent nécessaire d'adjoindre au système un onduleur. De cette façon, le générateur photovoltaïque travaille en parallèle ou en alternance avec le générateur diesel. On distingue les configurations suivantes :

- Système hybride PV-GE série
- Système hybride PV-GE commuté
- Système hybride PV-GE parallèle

Nous présenterons ci –après, les avantages et les inconvénients de chacune des configurations :

Configuration série

Dans cette configuration, l'énergie produite par le générateur diesel est tout d'abord redressée puis convertie de nouveau en alternatif pour être fournie à la charge, ce qui implique des pertes de conversion significatives. Lorsque l'énergie produite par le champ photovoltaïque et l'énergie stockée sont suffisantes pour répondre à la demande de la charge, le diesel est arrêté. La puissance en courant continu fournie par le champ et la batterie est convertie en courant alternatif par l'onduleur. De plus, il faut noter que pour la plupart des systèmes de ce type, le rendement du système est diminué à cause du transit d'une grande partie de l'énergie par la batterie, augmentant ainsi le nombre de cycles charge- décharge (Fig. 1.34).

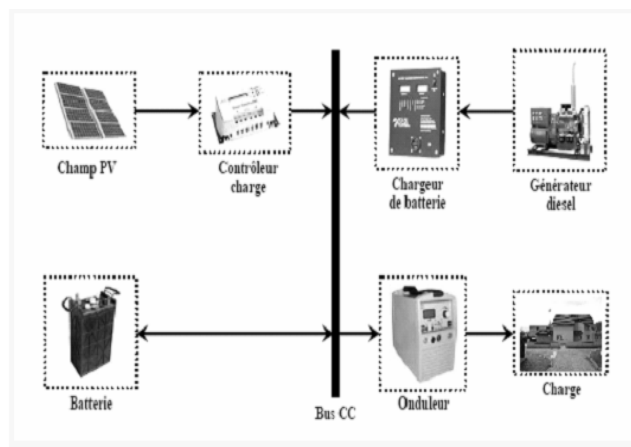


Fig.1.34 Système hybride PV- Diesel série

Le régime de fonctionnement du générateur dépend de la demande d'énergie et de l'état de charge de la batterie et de la quantité d'énergie produite par le champ PV. La batterie se charge quand l'énergie produite par le champ PV présente un excès. Par contre, quand l'énergie produite n'est pas suffisante, la batterie se décharge. Pour ces deux cas, le contrôleur solaire prévient la surcharge de la batterie et sa décharge trop profonde. On peut également faire appel à un convertisseur CC/CC (MPPT) qui permettra au champ PV de faire fonctionner le champ à son point maximum de puissance. Le système hybride peut travailler de manière automatique si on ajoute un système de mise en marche et arrêt du générateur diesel.

Les avantages sont :

- La puissance du GE peut être optimale lorsqu'il approvisionne la charge et qu'en plus il charge la batterie jusqu'à un niveau de charge de la batterie de 70-80% ;
- Le système électrique est simplifié à cause de l'absence de changement de la source d'électricité en courant alternatif ;

- la mise en marche du GE ne provoque pas d'interruption de l'alimentation de la charge ;
- grâce à l'onduleur, on peut obtenir différentes formes de courants (sinusoïdal, carré,.....) ;

Les inconvénients sont :

- L'onduleur ne peut pas travailler en parallèle avec le GE, c'est pourquoi il doit être dimensionné pour satisfaire la puissance de pointe de la charge ;
- la durée de vie de la batterie est diminuée à cause de l'augmentation du nombre des cycle charge-décharge ;
- le rendement total du système est faible à cause des pertes de conversion dues au fait que le générateur diesel ne peut pas fournir son énergie directement à la charge ;
- la détérioration de l'onduleur provoque l'arrêt complet de l'alimentation.

Configuration commutée

Cette configuration est très fréquemment utilisée malgré ses limitations opérationnelles. La charge peut être alimentée soit par le générateur diesel, soit par l'onduleur alimenté par le photovoltaïque soit encore par le système de stockage alors que le fonctionnement en parallèle n'est pas encore possible. Ainsi, la recharge des batteries de stockage peut être assurée soit par le champ PV ou par le générateur diesel. L'avantage principal de cette configuration par rapport à celle présentée précédemment consiste dans l'élimination de la conversion de l'énergie fournie par le générateur d'où l'élimination des pertes supplémentaires de conversion.

Par ailleurs, la puissance produite par le générateur est supérieure à la demande de la charge et l'excès est utilisé pour la charge de la batterie. Comme dans le cas précédent, le générateur diesel est arrêté, lorsque la demande est faible et peut être satisfaite par le champ photovoltaïque et la batterie. La complexité du système implique l'utilisation d'un contrôle automatique à la place de la commande manuelle (Fig. 1.35).

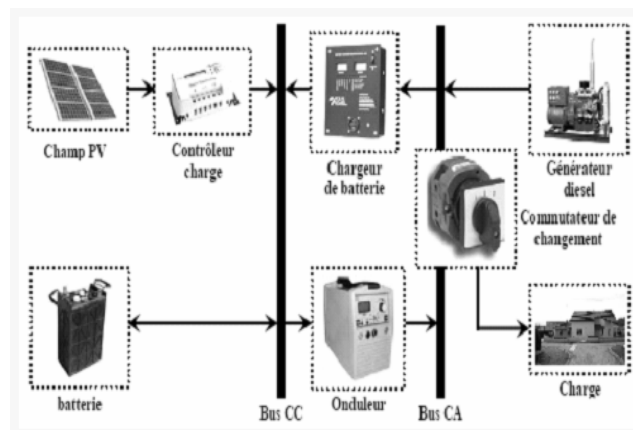


Fig.1.35 Système hybride PV-Diesel commuté

Les avantages de cette configuration sont:

- Différentes formes du courant sont possibles, selon les besoins (sinusoïdal, signal carré,..).
- Le générateur peut fournir de l'énergie directement à la charge, ce qui augmente le rendement du système et diminue la consommation de carburant.

Par contre, les inconvénients sont:

- Le système présente des coupures instantanées, lors de la commutation des sources alternatives ;
- Le générateur et l'onduleur sont souvent dimensionnés selon une puissance pointe de la charge, ce qui réduit leurs rendements lors de leur fonctionnement à faible valeur de cette dernière ;

Configuration parallèle

Dans le cas où le système travaille en mode parallèle, toutes les sources peuvent alimenter la charge séparément à faible et à moyenne demande mais également suppléer les pointes en combinant les sources. Dans ce cas, l'onduleur bidirectionnel peut fonctionner, soit comme un redresseur lorsqu'il y a un excès d'énergie produite par le diesel ce qui est restitué pour charger la batterie, soit comme un onduleur, pour transférer l'énergie fournie par le champ photovoltaïque ou par la batterie vers la charge. Grâce à l'onduleur bidirectionnel, le système travaillant en mode parallèle peut alimenter une charge supérieure à la puissance nominale du générateur (Fig. 1.36).

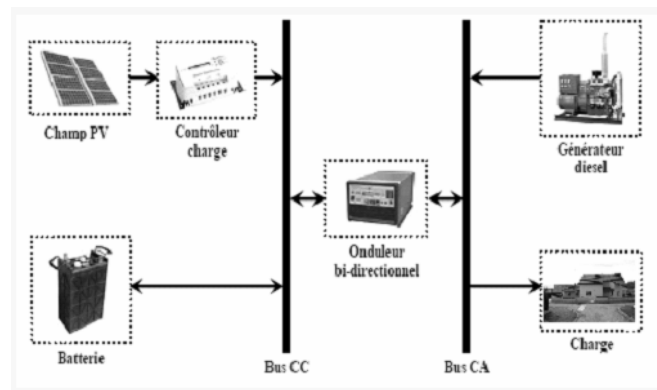


Fig.1.36 : Système hybride PV-Diesel parallèle

Ce système possède deux améliorations par rapport aux configurations série et commutée. L'association du générateur diesel et de l'onduleur bidirectionnel, permet d'alimenter une charge supérieure à celle alimentée individuellement par chaque élément. En principe, la capacité du système est deux fois plus grande dans cette configuration. La possibilité de synchroniser l'onduleur avec le générateur diesel permet une meilleure flexibilité du système, ce qui permet de diminuer la puissance nominale du générateur diesel et par conséquent

augmenter la part d'énergie d'origine renouvelable d'être directement utilisée d'où on obtient une augmentation des performances du système.

Par ailleurs, l'utilisation d'un convertisseur assurant la fonction d'un onduleur et celle d'un redresseur et par conséquent permet d'intégrer toutes les composantes dans une seule unité. Ce qui permet donc de réduire le nombre d'équipements et la longueur du câblage dans le système et par conséquent diminue le coût initial de l'installation. Mais cette configuration peut empêcher la modification de la taille du système par l'ajout de nouveaux composants si la demande en matière d'énergie l'exige.

Avantages du système:

- L'alimentation de la charge peut être faite d'une manière optimale ;
- Le rendement du générateur diesel peut être augmenté ;
- Le besoin d'une maintenance du diesel est réduit.
- Pour une même charge, les puissances nominales des différents éléments du système peuvent être diminuées par rapport à celles des autres configurations.

Inconvénients du système

- Le contrôle automatique est indispensable pour le fonctionnement du système ;
- L'onduleur doit fournir un courant sinusoïdal pour que la synchronisation avec le générateur diesel soit possible ;
- Le fonctionnement du système n'est pas évident pour une personne non formée.

1.3.3.2. Système hybride PV- Eolien

Dans le but d'exploiter la complémentarité existant entre les potentiels énergétiques solaire et éolien, il est préférable d'opter pour un système hybride composé du photovoltaïque et de l'éolien. Cependant, cette combinaison permet une production stable et sûre. Les configurations relatives à ce type de système sont comme suit :

- Configuration à bus à CC

Dans le système hybride éolien –PV présenté sur la Fig. 1.37, la puissance fournie par chaque source est centralisée sur un bus à CC. Ainsi, les systèmes de conversion à CA fournissent d'abord leur puissance à un redresseur pour être convertie en CC. Les chargeurs de batteries, connecté au bus CC commun, sont utilisés pour charger la banque de batterie utilisant comme source d'entrée le générateur PV et l'aérogénérateur. La banque de batterie, qui est généralement de type acide-plomb, est utilisée pour stocker le surplus d'énergie et pour alimenter la charge en cas de défaillance du potentiel éolien où solaire. Un convertisseur DC/AC (onduleur) est utilisé alors comme interface entre la tension de batterie DC et la charge AC exigée par les consommateurs. Ainsi dans ce type de configuration, toutes les

bornes d'entrées a savoir : les chargeurs de batterie, la batterie d'accumulateurs et le Convertisseur DC / AC sont connectés en séries. L'énergie produite à partir de chaque source est transférée aux consommateurs (la charge) par l'intermédiaire du chargeur de batterie et du convertisseur DC / AC, tandis que l'excédent d'énergie est utilisée pour charger les batteries. Ainsi, La puissance délivrée peut être contrôlée en incorporant un régulateur de charge dans les sources d'énergies renouvelables. Les avantages et les inconvénients d'un tel système sont présentés ci après.

Avantages :

- La connexion de toutes les sources sur un bus CC simplifiée le système de commande.

Inconvénients :

- Le rendement de l'ensemble du système est faible, parce qu'une certaine quantité d'énergie est perdue à travers les batteries et le convertisseur ;
- Le convertisseur doit être dimensionné pour assurer la couverture des pics de charge.

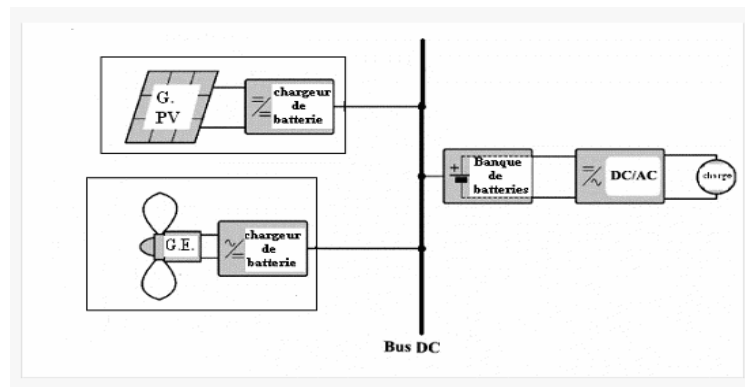


Fig.1.37 : Configuration du système hybride PV- éolien à bus CC

- Configuration mixte à bus à CC /CA

La configuration à deux bus, à CC et à CA, est présentée dans la Fig. 1.38. Celle-ci est caractérisée par des performances supérieures à celle de la configuration précédente. Dans cette configuration, le générateur éolien peut alimenter directement une partie de la charge à CA, ce qui permet d'augmenter le rendement du système et de réduire la puissance nominale de l'onduleur. Le générateur éolien et le générateur photovoltaïque peuvent fonctionner en mode autonome séparés ou en mode parallèle par une synchronisation de leurs tensions en sortie. Les convertisseurs situés entre les deux bus (le redresseur et l'onduleur) peuvent être remplacé par un convertisseur bidirectionnel, qui, en fonctionnement normal, réalise la conversion CC/CA (fonctionnement onduleur) [32]. En présence d'un excès d'énergie produite par le générateur éolien, l'onduleur permet d'orienter ce supplément d'énergie vers les batteries (fonctionner en redresseur).

Les avantages que présente ce système sont :

- Le générateur éolien et PV peuvent fonctionner en autonome ou en parallèle. Quand le niveau de la charge est bas, l'un ou l'autre peut générer le nécessaire d'énergie. Cependant, les deux sources peuvent fonctionner en parallèle pendant les pics de charge.
- La possibilité de réduire la puissance nominale de l'onduleur sans affecter la capacité du système.

Alors que les inconvénients que présente ce système sont :

- La réalisation de ce système est relativement compliquée à cause du fonctionnement parallèle (fonctionnement autonome et non autonome).

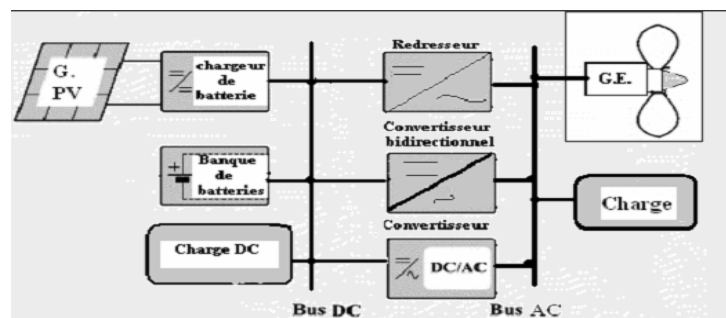


Fig.1.38 Configuration du système hybride PV- éolien à bus CC/CA

1.3.3.3 Systèmes hybrides PV-Eolien-Diesel

Ce type de système est caractérisé par la combinaison d'un groupe électrogène avec deux sources d'énergies renouvelables [33]. Le couplage de ces sous- systèmes est assuré par leur association à un système de stockage, ce qui présente les avantages suivants:

- Exploitation du système sans interruption;
- Possibilité de préserver le surplus d'énergie produite par ce système;
- Sécurité d'approvisionnement quelles que soient les conditions météorologiques.

Généralement, le choix de cette combinaison permet d'atténuer le caractère aléatoire d'un gisement d'énergie renouvelable donné, la multiplication des sources de natures différentes permet d'obtenir alors un système dit multi sources.

1.3.4 Systèmes à sources d'énergies renouvelables dans le réseau électrique

Il s'agit de systèmes de taille moyenne ou grande connectés au réseau de distribution et fonctionnant en général au fil du soleil ou du vent. Cette configuration pose des problèmes du fait de sa forte variabilité qui perturbe le fonctionnement du réseau de distribution et limite ainsi le taux de son intégration sur le réseau. Il faut donc étudier les interactions dynamiques inévitables entre l'offre et la demande et analyser l'intervention de plusieurs facteurs tel que : centralisation ou distribution des systèmes de production, stockage d'énergie, taille du réseau, pour préserver la stabilité du réseau au fur et à mesure de

Chapitre 1. Systèmes de production décentralisés d'électricité d'origine renouvelable
 l'augmentation de la capacité installée. Rappelons qu'un réseau de distribution d'électricité de petite taille et non –interconnecté au réseau principal aura plusieurs conséquences :

- Il est très sensible ;
- Une mauvaise qualité d'approvisionnement et limitation du taux d'intégration de système à énergie renouvelable sur le réseau ;

Ainsi, dans cette présente étude nous présenterons les différentes configurations qui peuvent se présentées.

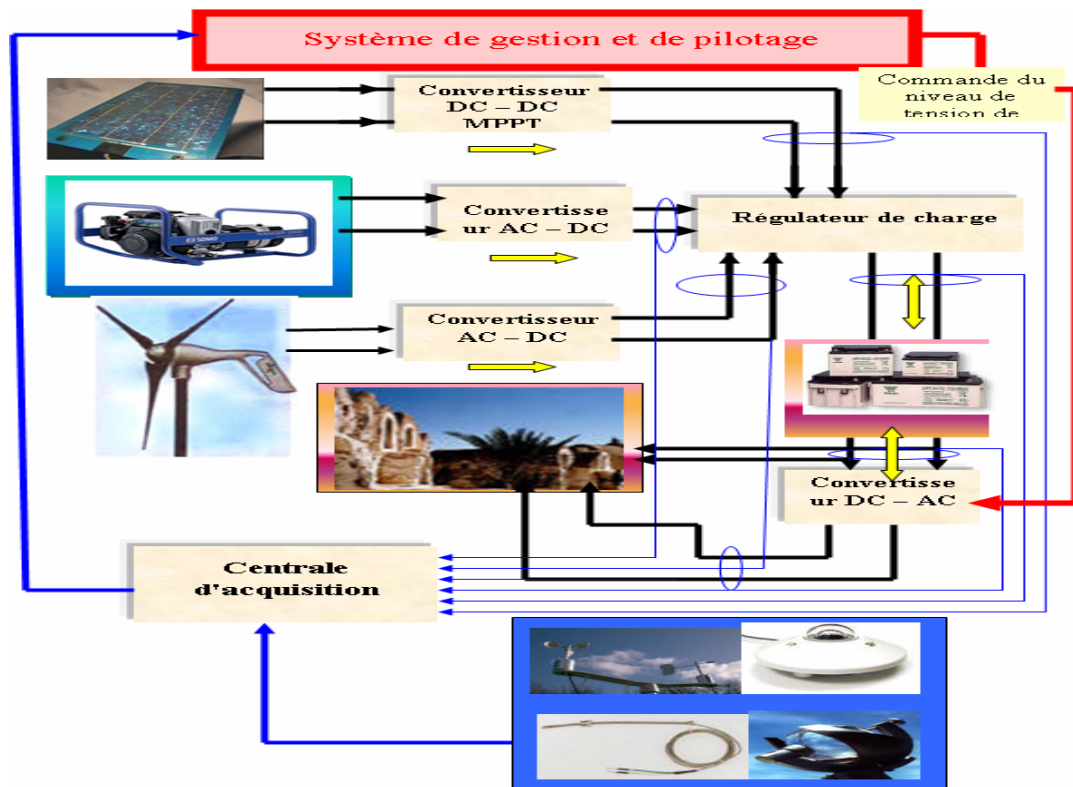


Fig.1.39 Synoptique du système de production hybride éolien, photovoltaïque et diesel associé à un système de stockage.

1.3.4.1 Le réseau électrique

Les réseaux électriques se décomposent en trois sous systèmes: les réseaux d'interconnexion à THT (400 kV, 225kV) qui relient les grands moyens de production, les réseaux de transport et de transmission (60 à 150 kV) qui ont pour rôle de transporter et de répartir l'énergie électrique, et les réseaux de distribution (de 20 kV à 400 V) qui fractionne l'énergie électrique et l'achemine vers les consommateurs [34].

Les réseaux de distribution et les réseaux de transmission sont découplés par le biais d'un transformateur (MT/BT) réglable afin de ne pas transmettre les fluctuations de tension d'un réseau à l'autre.

Une structure de réseau électrique est présentée dans la Fig. 1.40.

Les tensions normalisées selon le CEI :

Les nouvelles normes CEI (ainsi que les textes législatifs en vigueur en Algérie depuis juin 2002) définissent les niveaux de tension alternative comme suit (Figs. 1.41 et 1.42) :

HTB : pour une tension composée supérieure à 50 kV ;

HTA : pour une tension composée comprise entre 1 kV et 50 kV ;

BTB : pour une tension composée comprise entre 500V et 1 kV ;

BTA : pour une tension composée comprise entre 50V et 500V ;

TBT : pour une tension composée inférieure ou égale à 50 V.

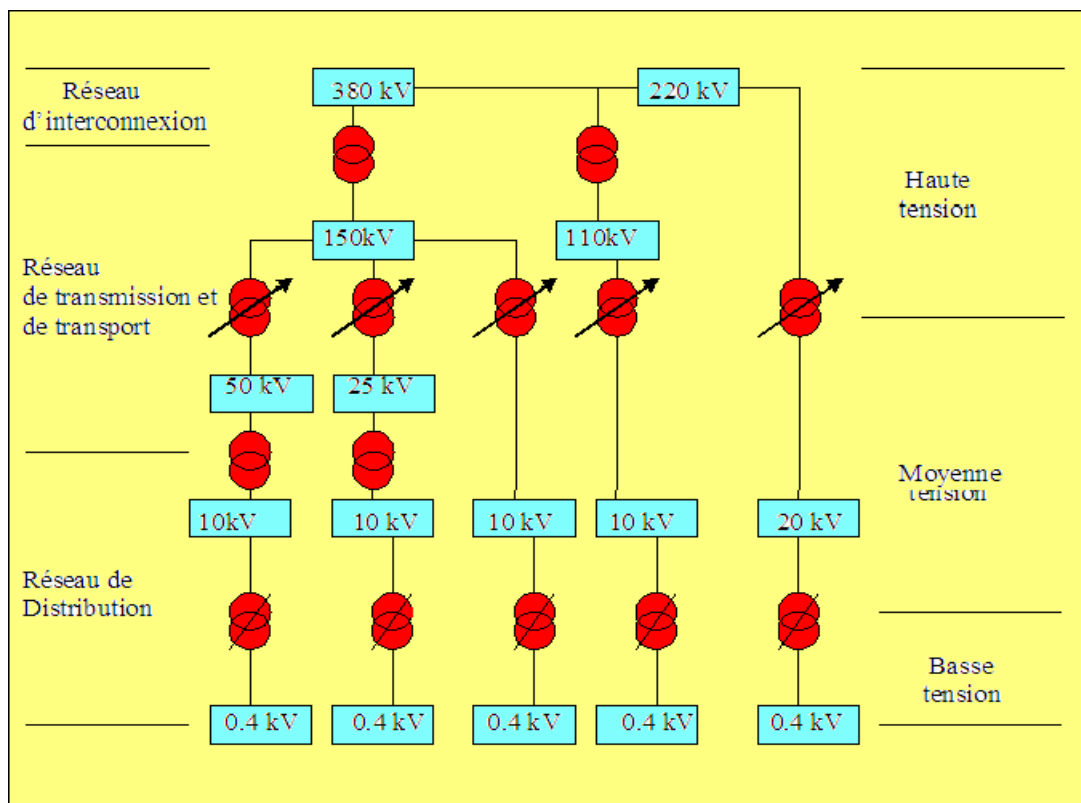


Fig.1.40 Exemple de structure d'un réseau électrique

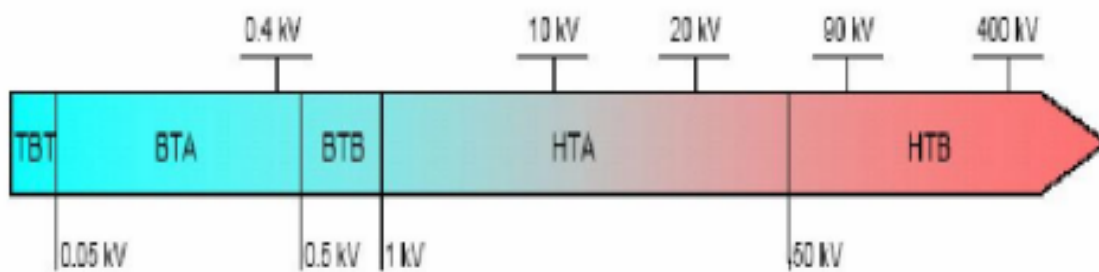


Fig. 1.41 Niveaux de tensions normalisées

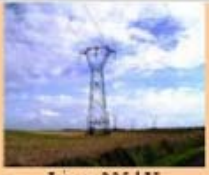


	Usage	Tensions Normalisées	Noms (standard Européen)	Aspect visuel des lignes
H T B	Grand transport national et Interconnexion	220 kV / 400 kV (THT) 90 kV / 60 kV (HT)	HTB (50 kV à 400 kV) HTB 3 : 400 kV HTB 2 : 225 kV HTB 1 : 90 et 63 kV	 Ligne 225 kV
H T A	Lignes inter-régionales, Répartition régionale	30 kV / 10 kV (MT)	HTA (1 kV à 50 kV)	 Poste de répartition 90 kV
B T	Répartition Locale, Distribution et Consommation	400 V 230 V Mono (BT)	BT < 1 kV	 Pylône 230/400 V 4 fils

Fig. 1.42 Classification des tensions en Algérie et en Europe

1.3.4.2 Les systèmes photovoltaïques

Généralement, un système photovoltaïque raccordé au réseau est constitué par un ensemble de mécanisme comme présenté sur la figure ci-dessous [35] :

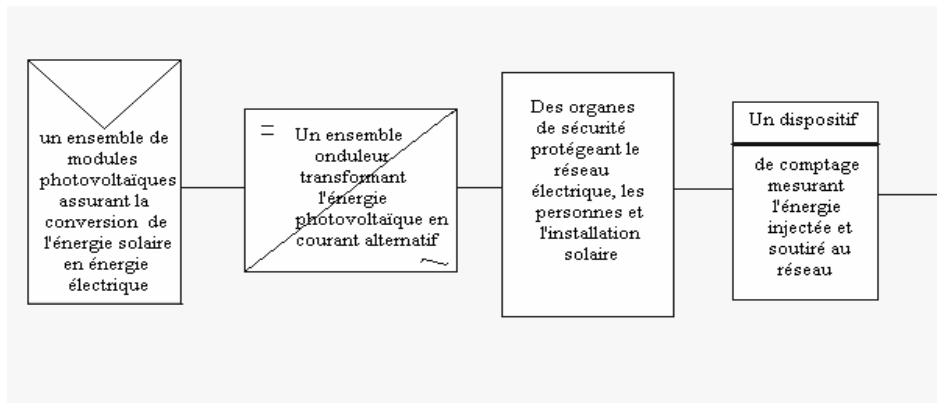


Fig.1.43 : Composition d'un système photovoltaïque raccordé au réseau

Selon les contraintes et les besoins, deux possibilités sont généralement utilisées pour la connexion d'un système PV au réseau :

- La première, l'installation de connexion sécurisée permet à la fois une production directe et autonome de l'énergie. Elle fournit ainsi de l'électricité au producteur en toute occasion par l'intermédiaire d'un parc de stockage et permet d'injecter sur le réseau de distribution une partie ou l'intégralité de sa production tant que celui-ci n'est pas défaillant.
- La deuxième, l'installation de connexion pure, permet une production d'énergie « au fil du soleil ». Elle fournit ainsi de l'électricité au producteur et/ou au réseau de distribution durant la journée.

a Principe de fonctionnement de l'installation de connexion sécurisée

La variante munit d'un générateur de sécurisation qui a pour objectif, qu'en l'absence du réseau électrique, il permet d'utiliser à la fois l'énergie emmagasinée dans des batteries et celle fournie par les panneaux photovoltaïques pour alimenter des usagés prioritaires faisant partie de la charge globale.

En cas de défaillance du réseau, cette solution permet d'utiliser le maximum d'énergie fournie par le champ photovoltaïque pour alimenter instantanément et continuellement les appareils secourus.

En présence du réseau électrique, l'énergie fournie par le champ photovoltaïque maintient en charge la batterie via un régulateur. L'excédent d'énergie photovoltaïque fourni est converti en énergie alternative 230 V par un onduleur réversible, pour être consommée par le producteur, ou réinjectée sur le réseau.

Cette injection est possible tant que le réseau reste dans la plage de tolérance de tension et de fréquence préfixée au niveau de l'onduleur. En cas de défaillance du réseau électrique, les circuits non secourus ne sont plus alimentés. L'onduleur s'arrête de fonctionner en mode synchrone et bascule instantanément en mode autonome.

Les circuits secourus sont basculés à leur tour automatiquement sur la sortie de l'onduleur autonome et par conséquent ce système PV devient totalement autonome :

Les appareils connectés sur les circuits secourus sont alimentés par l'onduleur convertissant l'énergie fournie par le panneau solaire et la batterie en énergie alternative 230 V.

Au retour de la tension réseau, les circuits non secourus et secourus sont alimentés instantanément par le réseau de distribution.

L'onduleur continue de fonctionner en mode autonome pendant quelques minutes pour ensuite basculer en mode synchrone.

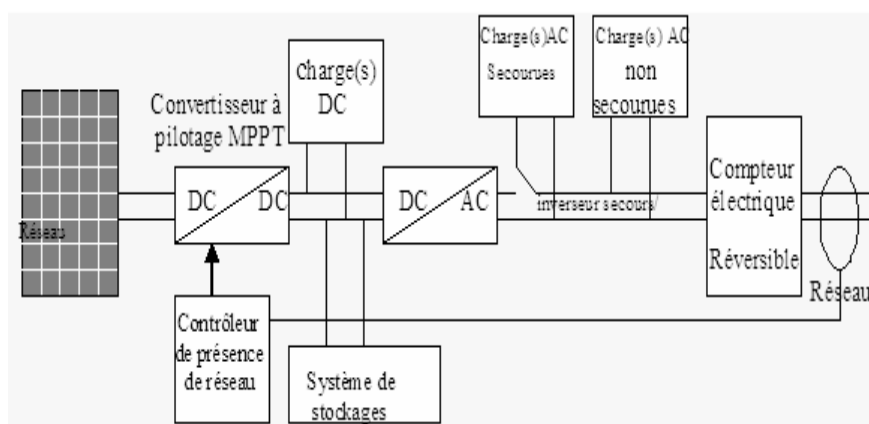


Fig. 1.44 : Principe de fonctionnement de la connexion sécurisée

b. Principe de fonctionnement de l'installation de connexion pure

Le générateur dit de connexion pure a pour objet, en présence du réseau électrique, de produire de l'énergie électrique qui sera consommée par le propriétaire, ou revendue au propriétaire du réseau de distribution (SONELGAZ pour le cas de notre pays).

Cette solution permet d'utiliser l'énergie fournie par le champ photovoltaïque tant qu'il n'y a pas de défaillance du réseau :

En présence du réseau électrique, l'onduleur convertit l'énergie fournie par le champ solaire en énergie alternative 230V.

Alors qu'en cas de défaillance du réseau électrique, l'onduleur s'arrête de fonctionner. L'énergie produite par le champ photovoltaïque n'est donc plus transformée en énergie alternative, et n'est pas utilisable par le producteur. Au retour de la tension du réseau, les charges sont alimentées instantanément par le réseau de distribution. L'onduleur bascule ensuite en mode synchrone pour réinjecter l'énergie produite par le système photovoltaïque fournie au réseau.

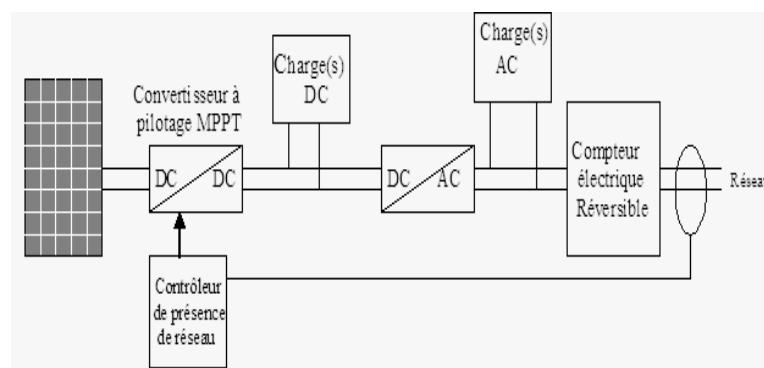


Fig.1.45. Installation photovoltaïque couplée au réseau

c. Schémas de raccordement des installations

Il existe deux schémas de raccordement pour les installations photovoltaïques

- Le premier, utilisé dans le cadre de l'injection des excédents de production, permet de consommer une partie de la production photovoltaïque et revendre le surplus au réseau de distribution.
- Le deuxième, utilisé dans le cadre de l'injection de la totalité de la production, consiste à revendre la totalité de la production photovoltaïque au réseau de distribution.

c.1 Cas de l'injection des excédents de production

Dans le cas de l'injection des excédents de production, le générateur photovoltaïque est raccordé à la fois à une installation intérieure et sur le réseau de basse tension. Comme le

client consomme une partie de sa production et suture le reste de sa consommation du réseau de distribution, l'installation doit être équipée de deux compteurs électroniques montés en « tête bêche » :

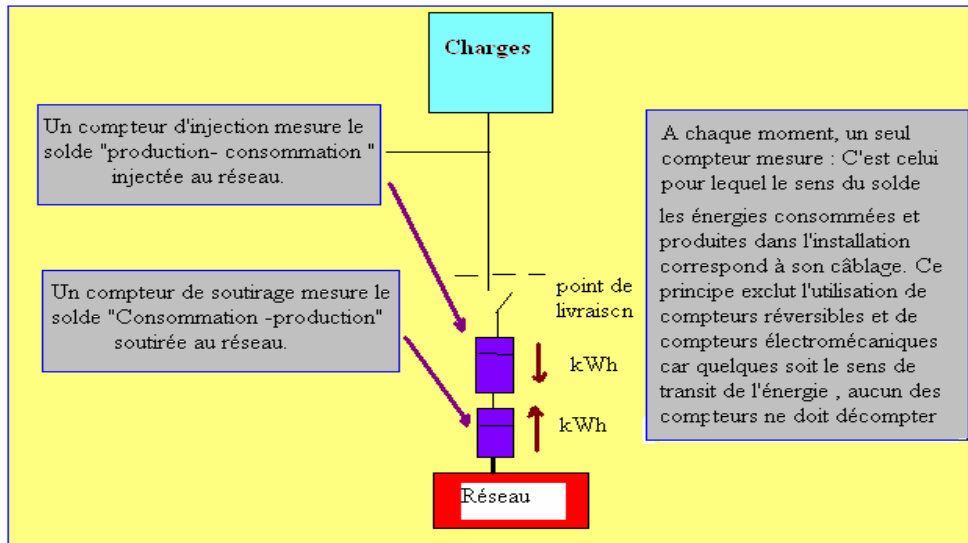


Fig. 1.46. Schéma de raccordement « injection des excédents de production »

2 Cas de l'injection de la totalité de la production

Dans le cas de l'injection de la totalité de la production, le générateur photovoltaïque est raccordé au réseau par l'intermédiaire d'un point de livraison « production » distinct du point de livraison « consommation » utilisé pour les besoins en soutirage du producteur.

Cette dissociation entre le point de livraison « consommation » et le point de livraison « production » conduit à étoiler le branchement en deux :

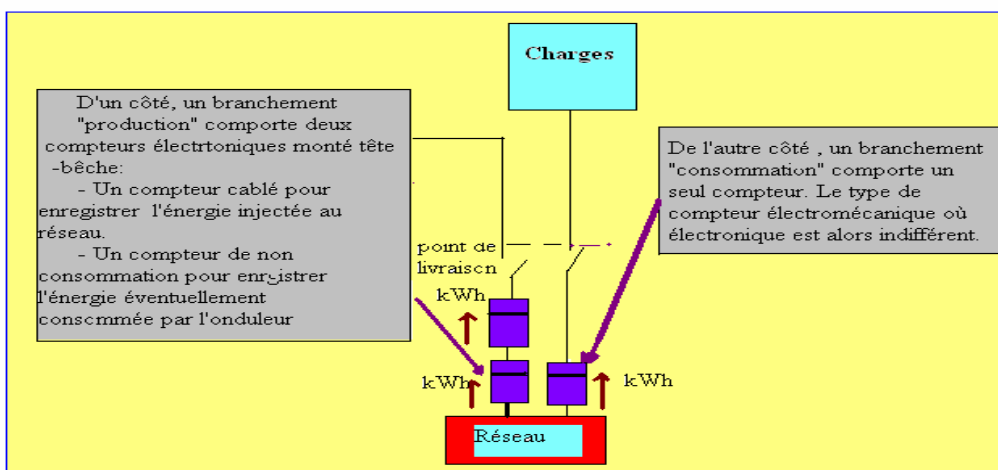


Fig. 1.47. Schéma de raccordement « injection de la totalité de la production »

1.3.3.3. Systèmes éoliens

Une éolienne peut être construite avec une génératrice synchrone ou asynchrone raccordée au réseau sous plusieurs formes, directe ou indirecte.

Le raccordement direct au réseau signifie que la génératrice est raccordée directement au réseau. Le raccordement indirect au réseau signifie que le courant produit traverse une série de dispositifs électriques ajustant le courant de façon à correspondre ses caractéristiques à celles (tension et fréquence) à celui du réseau. Avec une génératrice asynchrone un tel ajustement a lieu automatiquement [20], [21].

a- Connexion directe au réseau

Lors d'une connexion dite directe ce sont les génératrices à cage, à rotor bobiné et de grandes puissances (au delà de 100kW) qui sont utilisées pour être reliées au réseau et produisant de l'énergie électrique « au fil du vent ». Bien que la première machine qui vient à l'esprit pour de tels systèmes soit la génératrice synchrone, le faible coût et la standardisation des machines asynchrones a conduit à une très large domination des génératrices asynchrones à cage jusqu'à des puissances dépassant le Mégawatt.

Les machines asynchrones à cage ne nécessitent qu'une installation assez sommaire. Elles sont souvent associées à une batterie de condensateurs de compensation de la puissance réactive (Fig. 1.48) et à un démarreur automatique progressif à gradateur ou à résistances qui permet de limiter la période du régime transitoire et d'appel de courant au moment de la connexion au réseau.

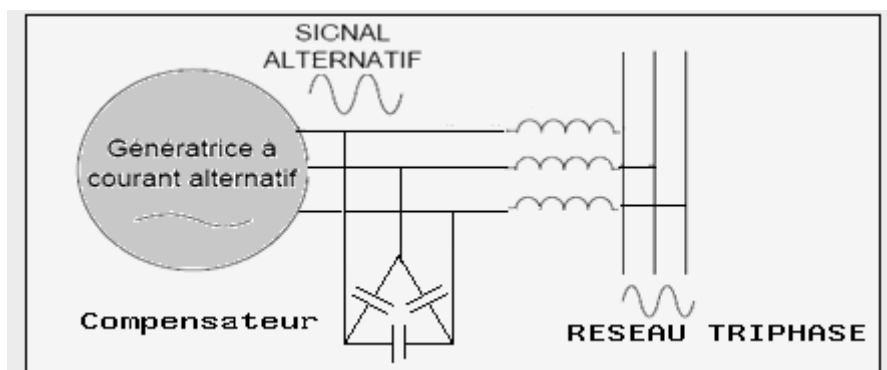


Fig. 1.48. Connexion directe d'un aérogénérateur au réseau

b- Connexion indirecte au réseau

La connexion indirecte au réseau selon le schéma synoptique de la Fig. 1.49 s'effectue comme suit :

- Production de courant alternatif (CA) à fréquence variable

Une éolienne raccordée indirectement au réseau, fonctionne dans son propre petit réseau séparé à CA, Fig. 1.49. Ce réseau est contrôlé électroniquement (par l'emploi d'un inverseur) de façon à permettre la variation de la fréquence du courant alternatif dans le stator de la génératrice. Ainsi, il est possible de faire fonctionner une éolienne à une vitesse de rotation variable, ce qui signifie que l'éolienne produit du courant alternatif ayant exactement la même fréquence variable que celle s'appliquée au stator.

La génératrice peut être soit synchrone, soit asynchrone. De même, l'éolienne est souvent équipée d'un multiplicateur. Dans le cas particulier où si la génératrice est munie de plusieurs pôles, elle peut cependant fonctionner sans multiplicateur.

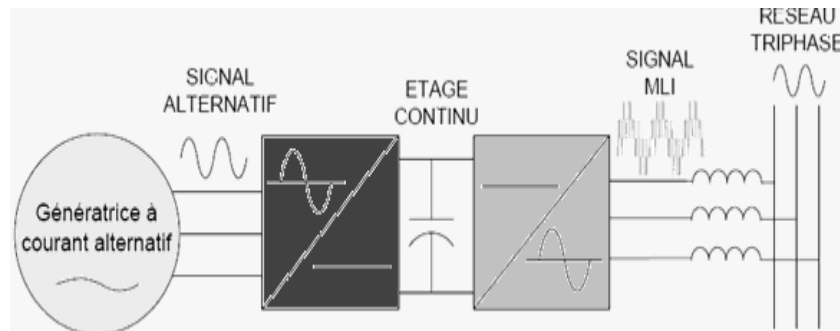


Fig. 1.49. Connexion indirecte d'un aérogénérateur au réseau

- *Conversion en courant continue (CC)*

Le courant alternatif à fréquence variable n'est pas utilisable dans le réseau électrique public. Par conséquent, il faut d'abord le convertir en courant continu et sa conversion de CA à fréquence variable en CC est réalisée par l'emploi de thyristors et de grands transistors de puissance.

- *Conversion en courant alternatif à fréquence fixe*

Dans cette étape, le courant continu (fluctuant) sera converti en un courant alternatif à exactement à la même fréquence que celle du réseau électrique. La conversion est obtenue en utilisant des convertisseurs CC/CA spécialement conçu dans ce sens.

- *Filtrage du courant alternatif*

Le principal rôle du filtrage est l'atténuation des ondes de forme rectangulaire en faisant appel à des inductances et à des condensateurs appropriés formant un mécanisme de filtrage de courant alternatif.

➤ *Avantages du raccordement indirect au réseau :*

L'avantage principal d'un raccordement indirect au réseau est qu'il permet de faire fonctionner l'éolienne à une vitesse variable. Ainsi, il est possible d'augmenter la vitesse de rotation du rotor lors de rafales, tout en stockant l'énergie supplémentaire en forme d'énergie inertielle rotative jusqu'à la fin de la rafale. Cela requiert évidemment un système de contrôle intelligent qui est en mesure de distinguer entre une vraie rafale et des vitesses élevées du vent. De cette manière, on arrive à réduire le couple maximal (réduisant l'usure du multiplicateur et de la génératrice).

Un autre avantage est la possibilité de contrôler la puissance réactive (c.a.d. le déphasage du courant par rapport à la tension), améliorant ainsi la qualité de puissance du réseau électrique.

Cela peut être très utile, surtout dans le cas d'une éolienne raccordée à un réseau électrique faible.

En théorie, la vitesse variable peut également comporter un léger avantage en termes de production annuelle, étant donné qu'elle permet de faire fonctionner une éolienne à une vitesse de rotation optimale qui dépend de la vitesse du vent.

➤ *Inconvénient du raccordement indirect au réseau*

L'inconvénient principal d'un raccordement indirect au réseau est son coût. Dans ce cas, l'éolienne aura besoin d'un rectificateur et de deux inverseurs, un pour contrôler le courant du stator, et un autre pour produire le courant de sortie.

D'autres inconvénients que présentent ces systèmes, sont la perte d'énergie lors du processus de conversion CA-CC-CA ainsi que la distorsion harmonique du courant alternatif que le système d'électronique de puissance peut introduire dans le réseau électrique. Une distorsion harmonique se produit lorsque le processus de filtrage mentionné ci-dessus est imparfait et laissant plusieurs harmoniques (multiples de la fréquences du réseau) dans le courant de sortie.

1.3.4.4 Système hybride éolien -PV- Réseau

Comme le montre la Fig.1.50 le système hybride éolien- PV - réseau est constitué : d'un générateur photovoltaïque (A) et d'un régulateur solaire (B). En cas d'utilisation de plusieurs régulateurs de charge, l'un d'eux devrait être considéré comme maître et le reste comme esclaves. Le régulateur de charge maître est directement raccordé à la batterie (C) et tous les régulateurs ceux considérés comme esclaves sont reliés au bus DC. Le régulateur de charge maître est le seul qui affiche l'état de charge correct sur l'écran et qui régule le flux énergétiques au sein du système. Les trois sorties de l'onduleur (D) sont raccordés au bus DC afin de mettre en place une alimentation triphasée. Cet onduleur doit être un modèle spécial qui permet un fonctionnement triphasé. Pour le rechargement contrôlé de la batterie via la commande à distance (H), différents générateurs triphasés sont raccordés à l'onduleur tel que les générateurs éoliens (I) et le réseau public (K).

La gestion de système fait intervenir plusieurs commandes, fait appel au capteur de courant (F) qui permet de calculer les courants de charge et de décharge des composants (tels que les régulateurs de charge esclaves, l'onduleur etc.....) et de les transmettre au régulateur de charge maître. La commande à distance (H) désactive le générateur photovoltaïque en fonction de l'état de charge de la batterie ainsi calculé. Si la tension descend en dessous d'un seuil prédéfini, l'onduleur se met hors circuit afin de protéger la batterie contre toute décharge profonde.

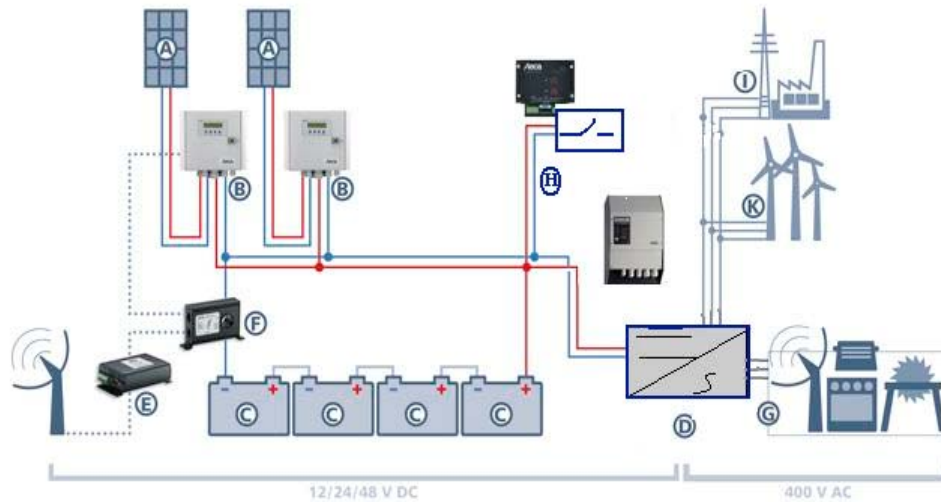


Fig. 1.50. Système hybride éolien -PV- Réseau

1.3.5 Configuration étudiée dans le cadre de notre étude

Dans le cadre de notre étude, nous avons opté pour un système hybride éolien -PV- Réseau car :

- Ces systèmes peuvent fonctionner en autonome, pour les charges prioritaires, pendant les pannes d'électricité.
- Il y a une complémentarité entre l'énergie éolienne et l'énergie photovoltaïque.
- réduction des gaz à effet de serre.

1.4 Impact de la production décentralisée

1.4.1 Problèmes rencontrés dans le fonctionnement des Systèmes hybrides[32]

La difficulté majeure associée aux sources d'énergies décentralisées est qu'en général elles ne participent pas aux services système (réglage de la tension, de la fréquence, possibilité de fonctionner en îlotage,...). C'est particulièrement vrai pour les sources à énergie renouvelable dont le débit est difficilement prévisible et très fluctuant. L'intégration des unités de production décentralisée dans les réseaux pose donc un certain nombre de problèmes :

- productible aléatoire et difficilement prévisible (éolien, solaire) ;
- Absence de réglage fréquence- puissance ;
- Absence de réglage de tension ;
- Sensibilité aux creux de tension ;
- Sensibilité importante aux variations de la source primaire (éolien, solaire).

Le fait de ne pas participer aux services systèmes amène ce type de source à se comporter comme des générateurs passifs du point de vue électrique. Le taux de pénétration de la production décentralisée doit alors être limité entre 20 et 30% de la puissance consommée afin de pouvoir garantir la stabilité du réseau dans des conditions acceptables.

1.4.2 Les problèmes de modélisation [36]

Afin d'assurer la pérennité du réseau électrique, une connaissance approfondie du comportement réciproque des générateurs aux sources d'énergie décentralisées avec le réseau (fluctuations de puissance, taux d'harmoniques injectés, ...sensibilité aux creux de tension équilibrés et déséquilibrés, ...) sont attendues des gestionnaires de réseau.

Il apparaît clairement que la complexité des modèles doit être adaptée aux problèmes traités. La modélisation la plus fine est celle qui prend en compte les fréquences les plus élevées dans un système électrotechnique. Généralement, ce sont les fréquences de fonctionnement des interrupteurs statiques constituant les interfaces de puissance (convertisseur). Ce niveau de modélisation permet d'une part, d'aborder, par exemples, les effets des harmoniques du réseau, des creux de tension, des déséquilibres et d'autre part, de définir les lois de commande internes aux sous-systèmes sources et éléments connexes (accumulation) selon des critères d'optimalité.

Ces mêmes modèles peuvent être simplifiés en limitant l'horizon fréquentiel d'observation afin de les mettre davantage en oeuvre, pour évaluer l'impact d'un ensemble de productions décentralisées sur le réseau. Le modèle simplifié d'une source s'obtient soit à partir d'hypothèses plus fortes de modélisation a priori ; par exemples, considérer qu'un convertisseur statique est un régulateur continu linéaire ou considérer que les grandeurs électriques de réglage (courants le plus souvent) suivent instantanément leurs références induits par le couplage électromécanique.

1.4.3 Les problèmes de commande [5]

La problématique du contrôle - commande des sources à énergie renouvelable se pose également à plusieurs niveaux. Le niveau le plus fin est évidemment le niveau interne ; comme tout système électrotechnique mettant en jeu des machines et des convertisseurs, les énergies localisées doivent être correctement contrôlées afin d'obtenir le comportement souhaité tout en respectant les limitations technologiques caractérisant chacun des composants. Ensuite, la conception d'une stratégie doit permettre de prendre en compte, à des degrés divers, les caractéristiques du réseau sur lequel la source est connectée afin de lui fournir de la puissance active et de la puissance réactive. Le cas des défauts du réseau peut se contourner en déconnectant le générateur, mais la tendance actuelle serait de maintenir la production, justement pour éviter l'effet d'avalanche, donc la perte de tout ou partie du réseau ; ce point sera d'autant plus sensible avec l'augmentation du nombre de sources de production décentralisée. Ainsi, il s'agit bien d'un large problème, depuis les stratégies de commande d'interrupteurs statiques, afin de maintenir un fonctionnement dégradé, jusqu'à la supervision

Chapitre 1. Systèmes de production décentralisés d'électricité d'origine renouvelable
au plus haut niveau ; la supervision devrait permettre d'amener un parc de sources décentralisées à être l'équivalent d'un générateur puissant à interconnexions dispersées, contrairement aux centrales traditionnelles qui sont de générateurs puissants à interconnexion localisée. De cette manière nous évoquons bien les services systèmes et, par voie de conséquence, non seulement les diverses stratégies de commande et de supervision, mais également les dispositifs connexes permettant d'atteindre de tels objectifs :

Parmi ceux-ci les systèmes accumulateurs, indispensables au filtrage énergétique. En effet, de manière locale et sur une durée imposée par les conditions météorologiques (nous évoquons ici les fluctuations du vent et les passages nuageux), on ne peut imaginer l'équilibre de la consommation et de la production.

1.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons dressé un bilan des solutions à base d'énergies renouvelables de production d'électricité. Après une brève description des systèmes de production, solaires et éoliens, nous avons décrit ensuite les différentes configurations des systèmes à bases d'énergies renouvelables à savoir les systèmes autonomes, les systèmes hybrides et les systèmes connectés au réseau tout en décrivant le système prioritaire en considération dans cette présente thèse. La seconde partie du chapitre a été consacrée à la précision des impacts des systèmes productions décentralisées sur le réseau électrique.

Chapitre 2.

Elaboration des modèles des systèmes de production

2.1 INTRODUCTION

La modélisation consiste à définir un modèle mathématique qui permet de décrire le comportement théorique d'un système quelconque et ses performances dépendent de son aptitude à le faire d'une manière la plus réaliste et la plus précise que possible.

Ainsi, dans cette étude, l'objectif essentiel de la modélisation est de présenter le comportement des deux systèmes décentralisés sous les différentes conditions météorologiques et de déterminer la puissance produite par chacun de ces systèmes. Ainsi toutes les composantes du système aussi que leur sous ensemble sont traités de manière modulaire pour une plus grande flexibilité. Dans ce qui suit nous présentons les modèles mathématiques retenus et décrivant chacun des éléments du système.

2.2 MODELISATION ET COMMANDE DES COMPOSANTS DU SYSTEME ETUDIE

L'architecture complète du système retenu dans ce travail est présentée sur la Fig. 2.1. Tous ces composants (les sources et le convertisseur) seront modélisés par la suite. Leurs caractéristiques sont données en annexe C et F.

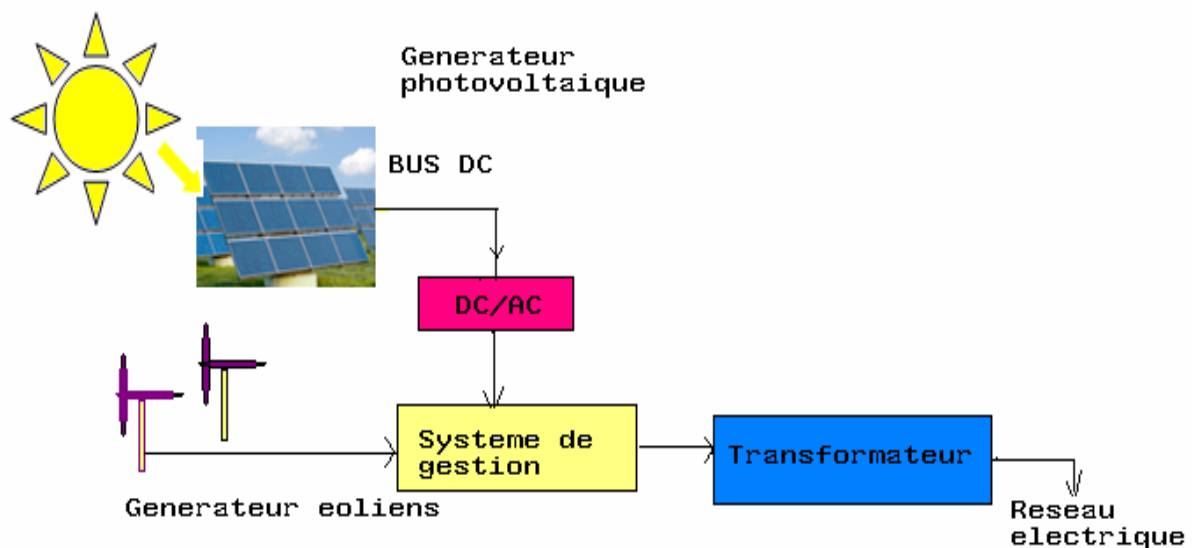


Fig.2.1 : Générateur éolien – PV connecté au réseau électrique

2.2.1 Modèle composant du réseau

Différentes approches sont utilisées pour calculer la variation de tension causée par la connexion d'un système décentralisé: déterministe, temporelle et probabiliste [37]. Dans cette étude nous utilisons la première approche.

Le modèle du réseau retenu est présenté sur la Fig. 2.2 avec U_1 est la tension de bus infini, U_2 la tension au point de connexion, et Z est l'impédance équivalente du réseau au point de connexion.

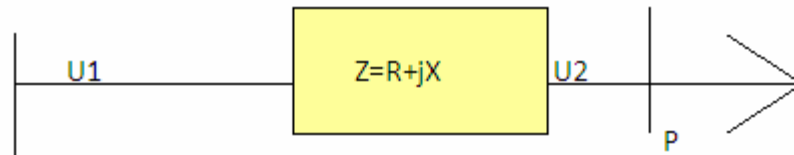


Fig.2.2 : Modèle du réseau

Ainsi, la puissance de court-circuit du réseau en un point spécifique est :

$$S_{Sc} = \frac{U_1^2}{Z} = \frac{U_1^2}{\sqrt{R^2 + X^2}} \quad (2.1)$$

R et X sont respectivement la résistance et la réactance du réseau au point de connexion. Lorsque la tension et l'impédance du réseau sont constantes, la puissance de court-circuit est constante. Il faut néanmoins préciser qu'une valeur donnée de S_{Sc} peut être obtenue pour différentes valeurs du rapport X/R . Ce dernier varie en fonction du niveau de la tension, de la configuration du réseau, du type de lignes et de leurs géométries [38].

D'une manière générale, un point du réseau est considéré comme faible si sa liaison avec les principales unités de production étant très restreinte, loin de ces dernières ou complètement isolé. Une pratique courante utilisée par les ingénieurs électriciens qui consiste à évaluer la faiblesse de certains points du réseau moyennant la puissance de court circuit en ce point. La valeur de ce paramètre important est fournie par le gestionnaire du réseau. Elle dépend du nombre et des caractéristiques d'unités de génération alimentant le réseau et de l'impédance équivalente du réseau (impédances des lignes et impédances des transformateurs) mesurées à partir des unités de production conventionnelles jusqu'au point concerné (point de connexion). Selon la valeur de la puissance de court-circuit, le réseau est considéré comme faible ou fort. Plus le réseau est faible, plus il est affecté par les perturbations qui proviennent des éléments nouvellement insérés (charges ou systèmes de production décentralisée). Plus la valeur de la puissance de court-circuit est faible, plus le réseau est faible. Lorsque la puissance de court-circuit est suffisamment élevée on considère que la qualité de l'énergie électrique

dans le réseau n'est pas affectée par des nouvelles installations. Dans ce cas on dit que le réseau est fort en ce point [39]

2.2.2 Modélisation du système éolien

Les éoliennes sont des systèmes qui convertissent l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique puis en électricité. Les pales du rotor éolien captent une partie de l'énergie disponible dans le vent et la transfèrent au moyeu fixé sur l'arbre de l'éolienne. Celui-ci la transmet ensuite sous forme d'énergie mécanique au générateur électrique. En général, la transmission de puissance entre le moyeu et le générateur électrique est réalisée à travers un multiplicateur de vitesse.

Le schéma synoptique étudié dans ce travail est présenté sur la Fig. 2.3. Il s'agit d'une éolienne à axe horizontal, à trois pales couplée à un générateur à rotor bobiné et à vitesse fixe.

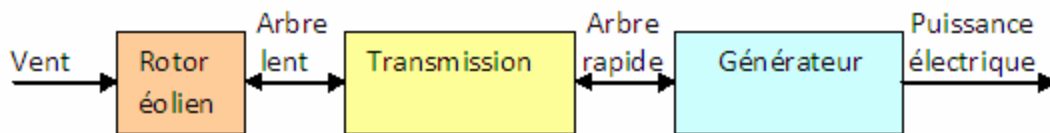


Fig.2.3 : Structure du système éolien

La modélisation de l'éolienne exige la modélisation du vent, du comportement aérodynamique des pales, du système mécanique de transmission, et du générateur électrique.

2.2.2.1 Modélisation du gisement éolien

Le vent est la variable d'entrée du système éolien. Sa mesure exacte à la hauteur du moyeu est très complexe, alors généralement elle est mesurée sur un mat de 10 m de hauteur. Cependant, la vitesse du vent peut être représentée par une grandeur stochastique définie par des paramètres statistiques et sa valeur horaire peut être extrapolée à la hauteur du moyeu par la relation suivante [40]:

$$v_{hub-h} = v_{data-h} \frac{\ln\left[\frac{z_{hub}}{z_0}\right]}{\ln\left[\frac{z_{data}}{z_0}\right]} \quad (2.2)$$

où z_{hub} est la hauteur du moyeu de l'aérogénérateur (m), z_{data} est la hauteur de l'anémomètre (m), z_0 est la longueur de rugosité de la surface selon la situation du site définie dans le tableau (2.1), v_{hub-h} est la vitesse du vent à la hauteur du moyeu de l'aérogénérateur (m/s), et v_{data-h} est la vitesse du vent à la hauteur de l'anémomètre (m/s). Moyennant la courbe de puissance de l'aérogénérateur, la puissance de sortie est calculée.

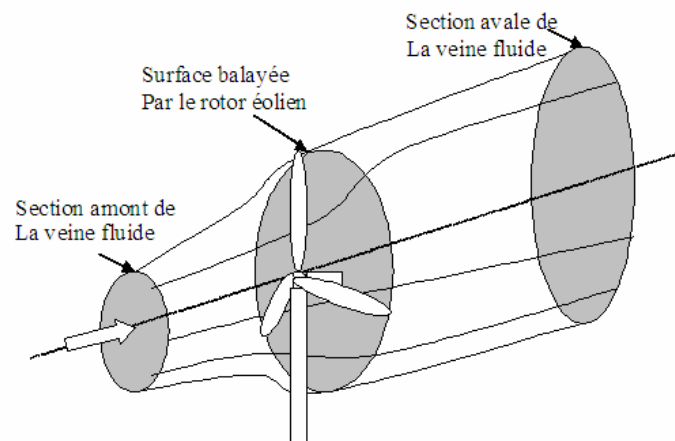
Tableau 2.1: La longueur de rugosité de la surface typique

Type du terrain	la longueur de rugosité
Villes, forêts	0.7
Banlieues, campagne boisée	0.3
Villages, campagne avec des arbres et des haies	0.1
Terres agricoles, peu d'arbres et de constructions	0.03
Terrain plat herbeux	0.01
Désert plat, mer agitée	0.001

2.2.2.2 Conversion aérodynamique

Le rotor éolien est un système de conversion d'énergie qui transforme l'énergie cinétique des masses d'air en mouvement en énergie mécanique disponible sur l'arbre. Cette énergie cinétique est proportionnelle à la masse d'air qui se déplace à une vitesse donnée. L'extraction de l'énergie se fait donc par un ralentissement de l'air qui traverse le rotor, par un mécanisme de transformation des forces agissant sur les pales.

Schématiquement, il en résulte que, selon les principes de la mécanique des fluides, la veine fluide traverse le moteur éolien en s'élargissant [41] (Fig . 2.4).

**Fig. 2.4 :** Veine fluide traversant le rotor éolien

Le comportement aérodynamique du rotor éolien peut être décrit par la théorie du disque actuateur [42] et [43], en considérant que l'air est incompressible, que le fluide s'écoule de manière continue et que les grandeurs étudiées ont la même valeur sur une section donnée du tube de courant d'air [44].

Pour capter l'énergie cinétique des masses d'air en mouvement, les pales du rotor éolien se présentent obliquement au vent avec un angle de calage, β_c , provoquant la rotation par un effet de vis ou de tire bouchon. La puissance qui peut être récupérée est décrite par l'équation :

$$P_{mv} = \frac{1}{2} \rho R_{re}^2 v^3 C_p \quad (2.3)$$

Où ρ est la densité de l'air, R_{re} est le rayon du rotor éolien, v est la vitesse du vent et C_p est le coefficient de puissance (un paramètre sans dimension qui exprime l'efficacité du rotor éolien dans la transformation de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique). Ce coefficient est fonction de l'angle de calage β_c et de la vitesse spécifique λ , définie par :

$$\lambda = \frac{R_{re} \Omega_t}{v} \quad (2.4)$$

Où Ω_t est la vitesse de rotation du rotor éolien.

Le coefficient de puissance a une valeur théorique maximale donnée par la limite de Betz[45] :

$$C_{p,max} = 0.593 \quad (2.5)$$

Dans ce travail, l'angle de calage β_c utilisé dans cette machine est fixe et le couple mécanique est la principale grandeur de sortie du rotor. Ce dernier peut être calculé à partir de la puissance captée et de la vitesse de rotation du rotor éolien comme suite:

$$T_m = \frac{P_m}{\Omega_t} = \frac{1}{2} \frac{\rho \pi R_{re}^2 v^3}{\Omega_t} C_p = \frac{1}{2} \frac{\rho \pi R_{re}^2 v^2}{\lambda} C_p = \frac{1}{2} \rho \pi R_{re}^3 v^2 C_t \quad (2.6)$$

Où C_t est le coefficient de couple. Ce dernier est lié au coefficient de puissance par la relation :

$$C_t(\lambda) = \lambda C_p(\lambda) \quad (2.7)$$

La modélisation du rotor éolien exige la connaissance de la caractéristique $C_t(\lambda)$ dépendant de celle de la géométrie et du profil de pales. Cette expression peut être obtenue à partir de mesures en soufflerie ou par calcul numérique en utilisant la théorie de l'élément de pale [41]. Dans ce travail, nous avons utilisé la caractéristique expérimentale de l'aérogénérateur $C_p(v)$ fournie par le constructeur (voir Fig. 2. 5 ci dessous).

La courbe $C_p(v)$ obtenue par mesure a été facilement approchée par régression polynomiale comme suit :

$$C_p(v) = 1.1072 - 1.2698v + 0.49319v^2 - 0.00842v^3 + 0.07817v^4 - 4.2715 \cdot 10^{-4}v^5 + 1.3796 \cdot 10^{-5}v^6 - 2.44 \cdot 10^{-7}v^7 + 1.8337 \cdot 10^{-8}v^8 \quad (2.8)$$

Le même travail concernant le coefficient polynomiale a été fait pour la puissance. Ainsi, la courbe $P_t(v)$ donnée par le concepteur et obtenue par mesure a été approchée par régression par l'équation suivante :

$$P_m(v) = 4.24 \cdot 10^{+3} - 4.7268 \cdot 10^{+3}v + 2.1938 \cdot 10^{+3}v^2 - 562.3152v^3 + 88.5098v^4 - 8.9194v^5 + 0.5857v^6 - 0.0249v^7 + 6.6429 \cdot 10^{-4}v^8 - 1.006 \cdot 10^{-5}v^9 + 6.6153 \cdot 10^{-8}v^{10} \quad (2.9)$$

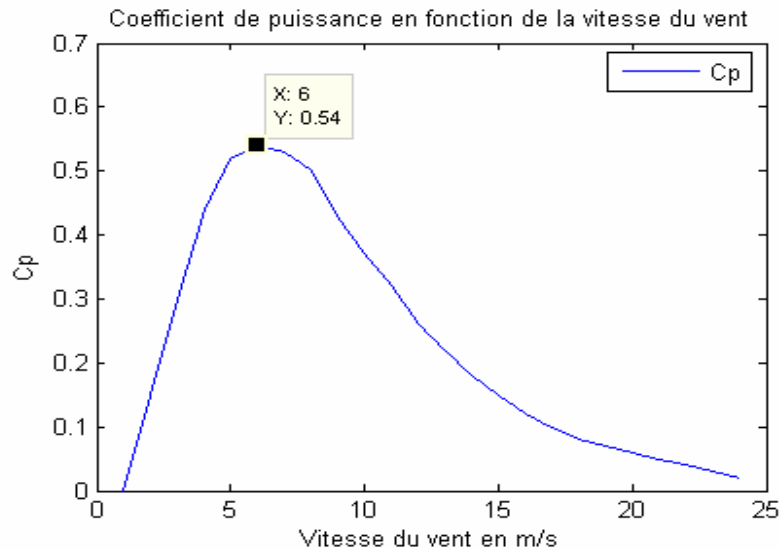


Fig.2.5 : Courbe caractéristique du coefficient C_p en fonction de la vitesse du vent (donnée par le concepteur)

2.2.2.3 Transmission

Tous les éléments de la transmission, c'est-à-dire l'arbre lent côté rotor éolien, le multiplicateur et l'arbre rapide côté générateur, sont inclus dans le bloc « transmission » (Fig.2.6). Le multiplicateur transforme la vitesse lente de l'arbre du rotor éolien en une vitesse beaucoup plus élevée, compatible avec la plage de vitesse de fonctionnement du générateur électrique.

Le rotor éolien dispose d'un moment d'inertie beaucoup plus grand que celui du générateur électrique. Ainsi, l'inertie mécanique du rotor agit lors des changements de vitesse, en stockant l'énergie excédentaire quand le rotor éolien accélère en la restituant pendant la décélération. Ce phénomène s'oppose donc aux variations rapides de vitesse de rotation de l'arbre du rotor éolien. L'inertie agit ainsi comme un filtre passe-bas [46].

Certains travaux proposent des modèles complexes permettant de modéliser la dynamique des systèmes de transmission flexible. Un modèle a été proposé par [47] et [48]. Dans lequel six masses ont été utilisées pour simuler respectivement les inerties des trois pales, du rotor éolien et les inerties du moyeu, du multiplicateur et du générateur.

D'autres auteurs ont proposé un modèle dont le nombre de masse est réduit de six à deux dont l'une des masses correspond à l'inertie du rotor éolien et l'autre, plus petite, correspond à l'inertie du générateur. Cette représentation permet de modéliser la première fréquence de résonance du train de puissance [49].

Le modèle retenu pour cette étude est le modèle rigide [50] et [51]. Celui-ci décrit la transmission à l'aide de l'inertie du rotor éolien, J_t , l'inertie du générateur, J_m et d'un multiplicateur avec un rapport de multiplication K (Fig. 2.6).

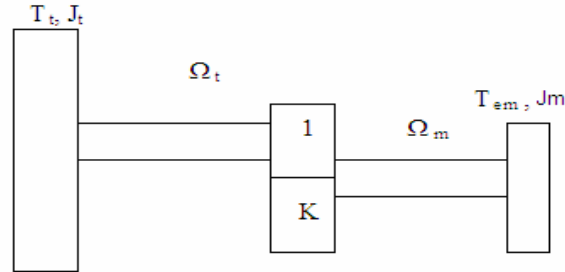


Fig.2.6 : Couplage mécanique

Tous les paramètres utilisés pour modéliser la transmission sont ramenés à l'axe lent. Ainsi, le couple sur l'arbre du rotor éolien T_t et le couple électromagnétique T_{em} sont liés par la relation :

$$J \frac{d\Omega_t}{dt} = T_t - K T_{em} - f_f \Omega_t \quad (2.10)$$

Avec :

$$J = J_t + K^2 J_m \quad (2.11)$$

$$f = f_t + K^2 f_m \quad (2.12)$$

$$K = \frac{\Omega_m}{\Omega_t} \quad (2.13)$$

où f_t et f_m sont respectivement les coefficients de frottements au niveau rotor éolien et celui relatif au côté machine électrique : J et f_f sont l'inertie et le coefficient de frottement équivalents totaux ramenés sur l'arbre lent.

2.2.2.4 Machine asynchrone à rotor bobiné

Grâce aux nombreux avantages qu'elle présente par rapport aux autres types de machines électriques (robustesse, maintenance, prix, connexion directe au réseau), la machine asynchrone à rotor bobiné devient intéressante pour être couplé à une turbine éolienne [21]. La modélisation de la machine asynchrone à rotor bobiné a déjà fait l'objet de nombreux travaux [21] [52]. Le modèle le plus adéquat pour étudier le comportement dynamique de la machine et pour l'implémentation des lois de commande est le modèle basé sur la théorie des phaseurs spatiaux. La machine est modélisé a entrefer constant, le stator porte un enroulement

triphase symétrique avec un rotor en court-circuit. Les hypothèses prises en considération dans ce travail sont les suivantes :

Caractéristique magnétique linéaire ;

- ◆ Absence de pertes dans le circuit magnétique ;
- ◆ Absence d'effet pelliculaire ;
- ◆ Couple de pertes par frottement proportionnel à la vitesse.

La tension appliquée aux enroulements est égale à la somme de la chute de tension au borne de la résistance R du bobinage du rotor et du stator et de la tension électromotrice induite par de la variation du flux ψ produit par l'une des phases. Ainsi, pour distinguer les caractéristiques de chacun des deux éléments nous attribuons respectivement les indices s et r aux composants statoriques et rotoriques, alors les tensions peuvent s'exprimer par les équations suivantes :

$$\overline{V}_s = R_s \overline{I}_s + \frac{d}{dt} \overline{\psi}_s \quad (2.14)$$

$$\overline{V}_r = R_r \overline{I}_r + \frac{d}{dt} \overline{\psi}_r$$

(2.15)

Le rotor est en court circuit par conséquent la tension rotorique est nulle.

Par la suite, les grandeurs définies précédemment (tension, courant, flux) sont exprimés par la transformée de Park dq, dans un référentiel aligné sur le champ tournant (le flux rotorique ψ_r). Les transformations permettant le changement de référentiel sont données dans l'Annexe D. La relation entre les composants du courant statorique aligné sur le champ tournant est présentée dans la Fig. 2.7

Ainsi, les équations 2.14 et 2.15 s'écrivent sous la forme suivante :

$$u_{sd} = R_s i_{sd} + \frac{d}{dt} \psi_{sd} - \omega_s \psi_{sq} \quad (2.16)$$

$$u_{sq} = R_s i_{sq} + \frac{d}{dt} \psi_{sq} + \omega_s \psi_{sd} \quad (2.17)$$

$$0 = R_r i_{rd} + \frac{d}{dt} \psi_{rd} - \omega_r \psi_{rq} \quad (2.18)$$

$$0 = R_r i_{rq} + \frac{d}{dt} \psi_{rq} + \omega_r \psi_{rd} \quad (2.19)$$

Avec ω_r , ω_s , ψ_r , ψ_s , R_s et R_r sont respectivement la pulsation au rotor, la pulsation au stator, le flux rotorique, flux au rotor, la résistance du rotor et la résistance du stator.

Le rotor bobiné de la machine asynchrone étant fermé sur lui-même (court circuité), on prend u_{dr} et u_{qr} (tensions rotoriques) égales à zéro. Les flux statoriques et rotoriques sont obtenus à partir des courants :

$$\psi_{sd} = L_s i_{sd} + L_m i_{rd} \quad (2.20)$$

$$\psi_{sq} = L_s i_{sq} + L_m i_{rq} \quad (2.21)$$

$$\psi_{rd} = L_r i_{rd} + L_m i_{sd} \quad (2.22)$$

$$\psi_{rq} = L_r i_{rq} + L_m i_{sq} \quad (2.23)$$

Où L_s , L_r sont les inductances propres statoriques respectivement rotoriques et L_m est l'inductance mutuelle.

La pulsation rotorique et le couple électromagnétique sont exprimés par :

$$\omega_r = \omega_s - p\Omega_m \quad (2.24)$$

$$T_{em} = \frac{3}{2} p \frac{L_m}{L_r} (i_{sq} \psi_{rd} - i_{sd} \psi_{rq}) \quad (2.25)$$

où

$$T_{em} = \frac{3}{2} p L_m (i_{sq} i_{rd} - i_{sd} i_{rq}) \quad (2.26)$$

où Ω_m est la vitesse de rotation du rotor et p est le nombre de paire de pôles.

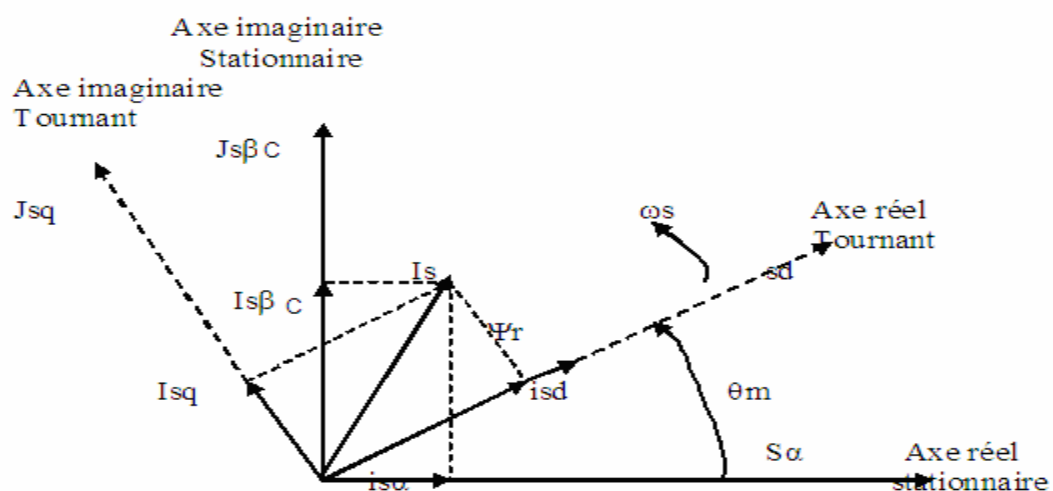


Fig.2.7 : Projection du vecteur courant sur le référentiel fixe et tournant

2.2.2.5 Détermination de la puissance active et réactive

Dans un repère biphasé quelconque, les puissances actives et réactives statoriques d'une machine asynchrone se présentent comme suit :

$$\begin{cases} Pac = u_{sd}i_{sd} + u_{sq}i_{sq} \\ Q = u_{sq}i_{sd} - u_{sd}i_{sq} \end{cases} \quad (2.27)$$

2.2.2.6 Courbe théorique de fonctionnement

Sous l'action du vent, la turbine devrait entraîner la machine asynchrone à une vitesse dépassant sa vitesse de synchronisme pour pouvoir fonctionner autant que génératrice. Ainsi, nous avons présenté dans la Fig. 2.8 ci-dessous la puissance développée par la turbine en fonction de sa vitesse de rotation, pour différentes vitesses du vent et sur laquelle est indiquée la zone de fonctionnement de l'aérogénérateur considéré.

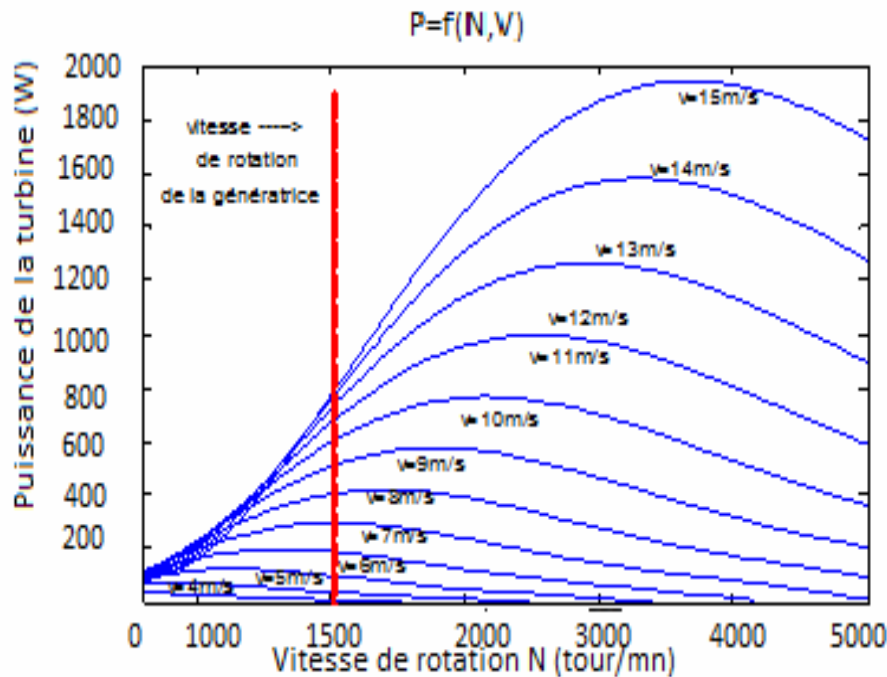


Fig.2.8 : Caractéristique statique de la puissance éolienne par rapport à la vitesse de rotation.

2.2.2.7 Etude du procédé de régulation OPTISLIP

La régulation de la puissance utile de l'aérogénérateur repose sur le contrôle de la portance, obtenu par action sur l'angle d'inclinaison des pales. Le mécanisme de calage fait appel à un moteur hydraulique et le temps de réaction du dispositif est assez important. Il est estimé à un minimum de huit secondes. Si ce dispositif est parfaitement adapté à des variations lentes de la vitesse du vent, il réagit très lentement en présence des fluctuations rapides de la vitesse du vent (rafales, turbulences dues au passage des pales devant la tour, etc...).

Ces variations sont également susceptibles d'engendrer les fluctuations de la vitesse de rotation de l'éolienne et par conséquent, de la puissance électrique. Pour éviter ces problèmes, le constructeur a équipé ces éoliennes d'un dispositif de régulation électronique « OPTISLIP » qui permet, par modification de la résistance rotorique, d'obtenir une puissance de sortie de la génératrice la plus constante que possible [52].

➤ *Etude de la solution proposée par le constructeur*

Le choix de la machine retenue dans cette étude est basée sur les avantages et les inconvénients qu'elle présente par rapport à celle à gage [52] dont :

Comme avantage :

- La machine à rotor bobiné permet de réaliser simplement de la variation de vitesse en ajoutant des résistances rotoriques ;
- Cette solution implique de pouvoir « récupérer » les enroulements du rotor à travers les bagues (contact glissant) ;

Alors comme inconvénient

- elle impose une vérification régulière et une maintenance parfois contraignante (la machine est située à 100 m de hauteur).

Ainsi à partir de ce point, afin d'éviter l'augmentation des contraintes mécaniques dues à l'augmentation de la vitesse du vent et de la puissance débitée, et qui peuvent détériorer les éléments les plus fragiles. Le concepteur a proposé une solution qui consiste à agir sur la valeur de la résistance rotorique de la machine. Tel qu'en augmentant la résistance R placé directement sur le rotor on diminue la puissance. Nous pouvons ainsi maintenir une puissance de sortie constante.

Cependant, le principe de la variation de la résistance rotorique est indiqué sur la Fig. 2.9 ci-dessous dont le rôle des différents éléments est comme suit :

- Le commutateur permet de redresser les courants sinusoïdaux pour obtenir des courants unidirectionnels ;
- Le hacheur permet de régler le courant I_R dans la résistance ;
- La résistance fait varier artificiellement la résistance équivalente de chaque bobinage.

La génératrice est sans bagues, donc il n'y a pas de connexion physique entre la plaque à bornes et l'ensemble constitué par le bobinage, le commutateur, le hacheur et la résistance. Pour régler la valeur de la résistance équivalente, il faut faire varier le rapport cyclique du hacheur. Il faut donc utiliser la propriété de la liaison optique pour donner ces ordres au hacheur.

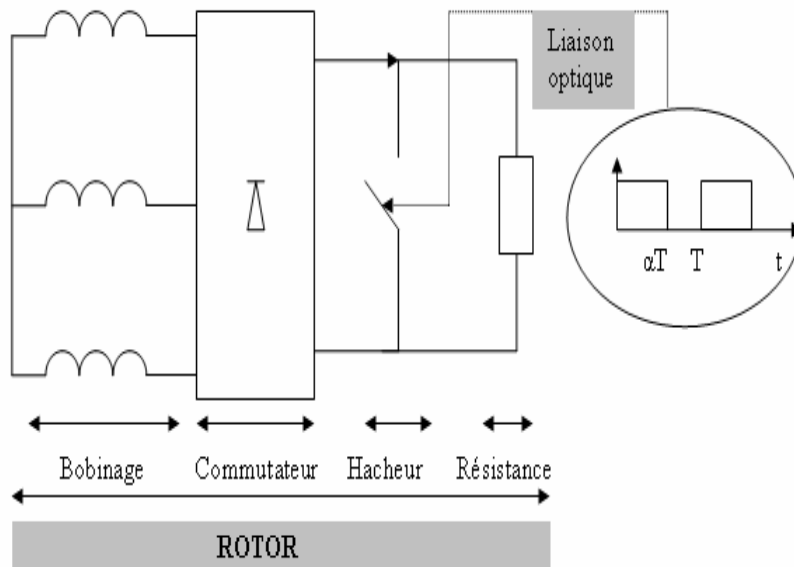


Fig.2.9 : Principe de la variation de la résistance rotorique

2.2.3 Modélisation du système photovoltaïque

Un système photovoltaïque est l'ensemble des éléments permettant de convertir l'énergie solaire qu'il reçoit en énergie électrique utilisée pour couvrir une charge spécifique à une application donnée. Il est composé, comme présenté sur la Fig. 2.10, par un :

- *Système de captation énergétique*: Composé par des modules photovoltaïques qui transforment la radiation solaire en énergie électrique.
- *Hacheur - survolteur* : appelé aussi convertisseur continu-continu est un dispositif de l'électronique de puissance qui permet de délivrer une tension de sortie supérieure à la tension appliquée à son entrée.
- *Système de commande* : est un élément fonctionnel du système photovoltaïque qui permet de chercher le point de fonctionnement maximal du générateur photovoltaïque sous les différentes conditions météorologiques tout en étant connecté à une charge fixe. Le principe de régulation est basé sur la variation automatique du rapport cyclique α à la valeur adéquate de manière à maximiser la puissance à la sortie du générateur photovoltaïque.

Ainsi, dans cette étude la modélisation du système de conversion photovoltaïque exige la modélisation du gisement solaire, du générateur photovoltaïque (la cellule, les panneaux et leurs connections) et de l'ensemble hacheur système de commande, qui permet d'extraire la puissance maximale.

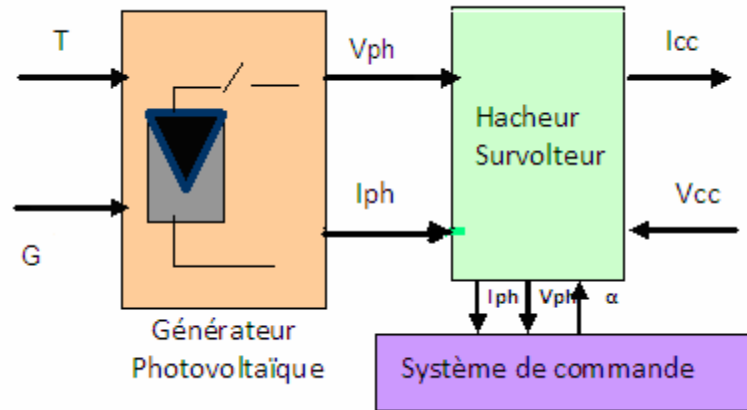


Fig.2.10 : Système de conversion photovoltaïque

Avec : T : température ambiante [$^{\circ}\text{C}$] ;

G : éclairement [w/m^2] ;

Vph : tension aux bornes du panneau photovoltaïque [V] ;

Iph : courant généré par le panneau photovoltaïque [A] ;

Icc : courant de court circuit [A] ;

Vcc : tension de court circuit [V] ;

α : rapport cyclique.

2.2.3.1 Modélisation du gisement solaire

La quantité d'énergie produite par un système photovoltaïque dépend fortement, des caractéristiques électromécaniques de chacun des éléments du système, de la surface du champ capteur, de la quantité d'énergie solaire collectée par sur la surface de l'ensemble des panneaux et de la température ambiante.

Généralement les principales composantes du rayonnement solaire qui sont mesurées dans les stations spécialisées sont :

- Les composantes globales et Diffuses sur un plan horizontal ;
- La composante directe sur un plan normal

Pour reconstituer cette composante sur un plan ayant une inclinaison et orientation quelconque il suffit de reporter chacune de ces composantes sur le plan considéré selon la méthodologie présentée comme suit :

a. Modèle de reconstitution de l'irradiation globale horaire sur un plan incliné

L'irradiation globale sur un plan incliné est calculée par la relation suivante [53] :

$$G_{\beta} = B_{in} + D_{in} + R_{in} \quad (2.28)$$

Avec B_{in} : irradiation directe sur un plan incliné ;

D_{in} : irradiation diffuse sur un plan incliné ;

Rin : irradiation réfléchis sur un plan incliné ;

La reconstitution de ces différentes composantes sur le plan considéré est établie selon la méthodologie décrite ci-dessous.

a.1 Reconstitution de l'irradiation directe à l'échelle de l'heure sur un plan incliné

Dans le cas de la disponibilité de l'éclairement dû au rayonnement direct, il suffit de multiplier l'éclairement dû au rayonnement direct sur un plan normal par le cosinus de l'angle d'incidence sur le plan considéré. Pour cela la relation proposée est donnée comme suit [53], [54] :

$$B_{in} = B_N \cos(\theta_i) \quad (2.29)$$

Avec B_N : Eclairement dû au rayonnement direct sur un plan normal.

Dans le cas où il n'est disponible que l'éclairement dû au rayonnement global et diffus cette composante sera calculer par l'équation (2.30).

$$B_N = R_b * (GH - DH) \quad (2.30)$$

Avec B_{in} , GH , DH , et R_b sont respectivement les valeurs des éclairements dû au rayonnement direct sur le plan incliné, global mesuré sur un plan horizontal, diffus mesuré sur un plan horizontal, ainsi que le facteur de forme. Ce dernier est exprimé par la relation suivante :

$$R_b = \frac{\cos(\theta_i)}{\sin(h)} \quad (2.31)$$

Avec

θ_i est l'angle d'incidence ;

h est la hauteur du soleil donnée comme suit :

$$\sin(h) = \sin(\varphi)\sin(\delta) + \cos(\varphi)\cos(\delta)\cos(\omega) \quad (2.32)$$

φ , δ et ω sont respectivement la latitude du lieu, la déclinaison du soleil et l'angle horaire.

a.2 Reconstitution de l'irradiation diffuse à l'échelle de l'heure sur un plan incliné

Par définition l'éclairement dû au rayonnement diffus est l'éclairement qui nous provient de toute la voûte céleste à l'exception de celui émis par le disque solaire. La distribution de cette composante dans la voûte atmosphérique est complexe, ce qui est lié à sa variété dont celle due à la diffusion par les différents constituants de l'atmosphère. Plusieurs hypothèses ont été proposées par différents scientifiques pour pouvoir quantifier cette composante. Certain ont supposé alors que la distribution de cette dernière est une distribution isotrope [55]. Sous cette hypothèse, Liu et Jordan [56] a donné une expression permettant de reporter

la composante diffuse disponible pour une surface horizontale, sur un plan ayant une inclinaison β . Cette relation est donnée par:

$$D_{in} = D_h \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) \quad (2.33)$$

Avec

β : angle d'inclinaison de la surface de captation ;

DH : irradiation diffuse sur un plan horizontal.

Par ailleurs, il a été montré que la distribution du rayonnement solaire dans la voûte céleste est anisotrope et l'hypothèse qui considère la distribution anisotrope du rayonnement diffus conduit à des erreurs considérables dans la reconstitution de la composante diffuse sur un plan incliné [57].

Dans la relation de ce dernier, pour tenir compte de ce phénomène. Il a proposé alors l'expression suivante :

$$D_{in}(\beta, \gamma) = D_h \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) \left[1 + \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right] \left[1 + \cos^2(\theta_i) \sin^3(90 - h) \right] \quad (2.34)$$

Dans cette relation, Klucher [57] a supposé que la distribution diffuse dans l'atmosphère est composée de trois parties, une partie isotrope caractérisée par le premier facteur de forme, le second facteur de forme représente l'effet de l'horizon durant les périodes où l'état du ciel est clair et le troisième facteur caractérise la quantité de l'éclairement dû au rayonnement diffus provenant de la zone proche du disque solaire. Ainsi la quantité d'énergie collectée par n'importe quel capteur plan qu'il soit de conversion photovoltaïque de l'énergie solaire dépend d'une part de ses caractéristiques opto-électriques Et d'autre part, de leurs configurations géométriques. dont l'inclinaison et l'orientation du capteur considéré.

a.3 Reconstitution de l'irradiation réfléchie à l'échelle de l'heure sur un plan incliné

En supposant que l'irradiation réfléchie par le sol et incident sur un plan incliné est isotrope, Temps et Coulson Klucher [57] ont proposés l'équation suivante :

$$R_{in} = GH \rho_s \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) \quad (2.35)$$

Avec

ρ_s : Albédo du sol.

2.2.3.2 Modèle électrique du module photovoltaïque

L'énergie délivrée par un module photovoltaïque est décrite par la caractéristique IV qui varie de manière est ce que le courant suive une relation de la forme :

$$I_{ph} = f(V_{ph}, G, T) \quad (2.36)$$

Avec

I_{ph} : courant du module; V_{ph} : tension du module ; G : ensoleillement (W/m^2); T : température($^{\circ}C$).

Le but de cette modélisation est la détermination de la puissance maximale que peut fournir un générateur photovoltaïque pour une irradiation et une température données. A cet effet, nous avons utilisé le modèle de S.Singer et al [59].

Ce dernier, nous permettons de déterminer les caractéristiques tension/courant à partir desquelles nous pouvons déterminer la puissance maximale que peuvent fournir les groupes de panneaux pour des conditions météorologiques données.

a.1 Modèle de Singer

Une cellule est souvent modélisée par le schéma électrique illustré dans la Fig. 2.11 [59][17]. Dans la Fig. 2.11, la source de courant génère un courant I_{ph} proportionnel à l'éclairement G [W/m^2]. La résistance shunt R_{sh} caractérise le courant de fuite au niveau de la jonction et la résistance R_{se} représente celles de contact et de connexion. Ce modèle est simplifié à celui d'une seule diode et dépendant de trois paramètres à savoir : une source de photocourant, une diode en parallèle et une résistance série R_{se} .

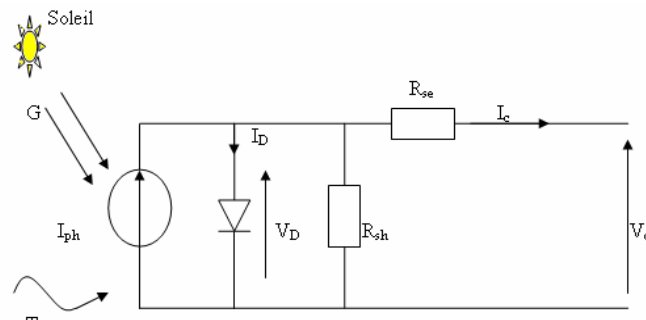


Fig.2.11 : Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque, modèle à une diode

a) Description de la courbe I-V d'une cellule solaire utilisant trois paramètres

Le courant I_c fournit par la cellule (Fig. 2.11) est la différence entre le courant I_{ph} et le courant direct de la diode I_D :

$$I_c = I_{ph} - I_D = I_{ph} - I_0 \left\{ \exp \left[\frac{e(V_c + I_c \cdot R_{se})}{AKT_c} \right] - 1 \right\} - \frac{V_c}{R_{sh}} \quad (2.37)$$

où :

A : constante de qualité de la diode ;

K : constante de Boltzmann ;

e : charge de l'électron ;

V_c : tension aux bornes de la cellule ;

I_0 : courant de saturation de la jonction ;

T_c : température absolue de la cellule.

Le dernier terme de l'équation (2.37), V_c/R_{sh} est beaucoup plus petit par rapport aux deux premiers termes et il peut par conséquent être négligé. Donc le courant I_c sera égal à :

$$I_c = I_{ph} - I_0 \left\{ \exp \left[\frac{e(V_c + I_c \cdot R_{se})}{AKT_c} \right] - 1 \right\} \quad (2.38)$$

L'équation précédente décrit mathématiquement la caractéristique IV, mais les paramètres ne peuvent pas être mesurés d'une simple manière. Ainsi Singer et al [59] ont mis au point un ajustement en réduisant le nombre de paramètres en un nombre de ceux qui peuvent être mesurés facilement. Ces paramètres sont :

- La tension en circuit ouvert (V_{oc}) ;
- Le courant de court circuit (I_{sc}) ;
- La puissance maximale (P_m).

Le modèle de Singer décrit par l'équation (2.38) est simplifié selon les hypothèses suivantes: $\exp(e/AKT_c) \gg 1$, $I_{ph} = I_{sc}$. si on suppose $\lambda = e/AKT_c$, d'où cette équation est réduite à l'expression suivante :

$$I_c = I_{sc} \left[1 - \left(\frac{I_0}{I_{sc}} \right) \exp \lambda (V_c + I_c R_{se}) \right] \quad (2.39)$$

La tension en circuit ouvert est donnée par :

$$V_{oc} = \frac{1}{\lambda} \ln \left[\frac{I_{sc}}{I_0} \right] \quad (2.40)$$

Avec $I_{sc}/I_0 = 10^8 - 10^{10}$ pour un $T=25^\circ\text{C}$ et $G=1\text{kW}/\text{m}^2$. Généralement on prend $I_{sc}/I_0 = 10^9$.

D'où

$$I_c = I_{sc} \left[1 - 10^{-9} \exp \left(\frac{20.7}{V_{oc}} (V_c + I_c R_{se}) \right) \right] \quad (2.41)$$

$$V_c = V_{oc} \left[1 + \frac{1}{20.7} \ln \left(\frac{I_{sc} - I_c}{I_{sc}} \right) \right] - R_{se} I_c \quad (2.42)$$

Du moment que λ et R_{se} sont inconnues, deux conditions s'imposent encore pour l'utilisation de cette équation :

a) Si $I_c=0 \Rightarrow V_c=V_{oc}$;

b) au point de puissance maximale l'ajustement est tangent à l'hyperbole $P_m=IV$.

De la condition a) on obtient :

$$V_{oc} = V_c|_{I=0} = \frac{1}{\lambda} \left[\frac{I_{sc}}{I_0} \right] \quad (2.43)$$

$$\lambda = \frac{1}{V_{oc}} \left[\frac{I_{sc}}{I_0} \right] \quad (2.44)$$

Ainsi sous les conditions $T=25^\circ\text{C}$ et $G=1000 \text{ W/m}^2$, $(I_{sc}/I_0)=10^{-8}-10^{-10}$ et afin de réduire le nombre de mesure, Singer [59] a supposé que $(I_{sc}/I_0)=10^{-9}$. D'où sont déduites les équations suivantes :

$$I_c = I_{sc} \left[1 - 10^{-9} \exp\left(\frac{20.7}{V_{oc}}(V_c + I_c R_{se})\right) \right] \quad (2.45)$$

$$V_c = V_{oc} \left[1 + \frac{1}{20.7} \ln\left(\frac{I_{sc} - I_c}{I_{sc}}\right) \right] - R_{se} I_{sc} \quad (2.46)$$

La condition (b) peut être exprimée ainsi selon [60]:

$$V_c|_{I_c=I_m} = \frac{P_m}{I_m} \quad (2.47)$$

$$\frac{\partial V_c}{\partial I_c} \Big|_{I_c=I_m} = \frac{\partial}{\partial I_c} \left(\frac{P_m}{I_c} \right) \Big|_{I_c=I_m} = \frac{P_m}{I_m^2} \quad (2.48)$$

Le courant au point de puissance max I_m est inconnu. En substituant l'équation (2.47) de l'équation (2.46) nous avons:

$$\frac{P_m}{I_m} = V_{oc} \left[1 + \frac{1}{20.7} \ln\left[\frac{I_{sc} - I_m}{I_{sc}}\right] \right] - R_{se} I_m \quad (2.49)$$

La soustraction de l'équation (2.46) de l'équation (2.48) donne :

$$\frac{P_m}{I_m^2} = \left[\frac{V_{oc}}{20.7} \left[\frac{1}{I_{sc} - I_m} \right] \right] + R_{se} \quad (2.50)$$

Et la combinaison des équations (2.49) et (2.50) ensuite donne :

$$0 = I_m \left[1 + \frac{1}{20.7} \left(\frac{I_m}{I_{sc} - I_m} + \ln \frac{I_{sc} - I_m}{I_{sc}} \right) \right] - \frac{2P_m}{V_{oc}} \quad (2.51)$$

Afin de déterminer la valeur de I_m , l'équation (2.51) sera résolue par une des méthodes de résolution numérique d'équations. Ainsi, La valeur de R_{se} sera facilement déterminer moyennant l'équation (2.51). Cette dernière sera substituée de l'équation (2.45) pour finalement obtenir la caractéristique IV pour une seule cellule solaire.

a.2 Détermination de caractéristique IV d'un module et d'un panneau solaire

Pour trouver la caractéristique IV du panneau et du module, Singer a utilisées des approches [59] par une mise à l'échelle de la courbe IV relative à une seule cellule expliquée dans la section précédente.

a.2.1 Effet de la variation de la température et de l'éclairement global

La caractéristique IV de la cellule ainsi que celle du module photovoltaïque dépendent toutes les deux de la variation du rayonnement G et de la température T . La tension de court circuit V_{oc} , le courant de court circuit I_{sc} et la puissance maximale P_m de différentes combinaisons de G et T sont nécessaires. Comme la mesure directe de ces paramètres en fonction de G et T nécessite beaucoup de test, une autre approche a été proposée [59]. Les paramètres dans les conditions standard sont connus, et le but de cette étude est de trouver ces paramètres pour différentes combinaisons de G et T . Dans ce cas, I_{sc}^{st} , V_{oc}^{st} , P_m^{st} sont définis comme la tension de court circuit, le courant de court circuit et la puissance maximale dans des conditions standard. Si $\Delta T = T - T^{st}$ et $\Delta G = G - G^{st}$, Ainsi G mesuré par rapport à la condition standard donne : $\Delta G = G - 1000$. Alors que I_{sc} est proportionnel à l'intensité du rayonnement solaire [60], ne change pas rapidement en fonction de T [61], et peut être approximé par:

$$I_{sc}(G, T) = I_{sc}^{st} G (1 + \alpha \Delta T) \quad (2.52)$$

La valeur typique de α est $0.0025 \text{ 1/}^\circ\text{C}$ V_{oc} est une fonction logarithmique de G et diminué avec T . Par conséquent, V_{oc} peut être généralement exprimées par:

$$V_{oc}(G, T) = V_{oc}^{st} (1 - \gamma \Delta T) \ln(1 + \beta_e \Delta G) \quad (2.53)$$

Pour une seule cellule en silicium $\gamma = 0.00288 \text{ V/}^\circ\text{C}$ [60] et la valeur typique de β_e est 0.51. Cependant, α , β_e et γ peuvent être déterminer en prenant plusieurs points pour différentes valeurs de G et T . En supposant que généralement la courbe IV ne change pas et P_m peut être approximée par :

$$P_m = P_m^{st} \frac{I_{sc}(G, T) V_{oc}(G, T)}{I_{sc}^{st} V_{oc}^{st}} \quad (2.54)$$

2.2.3.3 Optimisation du rendement énergétique du système PV

Le générateur PV est décrit par sa caractéristique ($I_{Ph}-V_{Ph}$) offrant une large plage de fonctionnement, néanmoins la puissance maximale délivrée à la charge se situe en un point de cette caractéristique appelé point de puissance maximale, ce point est très fréquemment soumis aux variations aléatoires du rayonnement solaire et de la température.

Le fonctionnement optimal d'un générateur PV consiste à le faire travailler en permanence à son point de puissance maximale. Ainsi, la solution est l'utilisation d'un MPPT (Maximum Power Point Tracker). Celui-ci permet de suivre le point de puissance maximale en contrôlant la tension ou le courant PV indépendamment de la charge ce qui permet d'optimiser le rendement énergétique du générateur PV, [62].

Cependant, l'emplacement du MPPT sur les courbes $P_{Ph}-V_{Ph}$ n'est pas connu a priori. Il doit être localisé par une méthode de calcul ou par un algorithme de recherche. La situation est compliquée par le fait qu'entre le MPPT, l'éclairement et la température, il existe une dépendance non-linéaire, (Fig. 2.12). A cet effet plusieurs techniques ont été proposées et qui permettent de rechercher le point de fonctionnement optimum du générateur photovoltaïque pour un éclairement solaire et une température ambiante données.

Ces techniques sont basées sur le contrôle de la tension ou de la puissance du générateur PV. Ces techniques permettent d'agir sur le rapport cyclique d'un convertisseur DC/DC appelé aussi le hacheur et ces techniques sont :

- analogiques ;
- numériques.

Dans le cadre de cette étude nous nous sommes intéressés qu'aux techniques numériques. Les deux les plus répandus sont :

- La méthode dite Perturber et Observer ;
- L'algorithme dit de Conductance Incrémentielle.
- *Méthode « Perturber et Observer »*

C'est la méthode la plus utilisée du fait de sa simplicité d'implantation et de sa disposition d'une boucle de retour et peu de mesures sont nécessaires. La tension aux bornes du générateur PV est volontairement perturbée (i.e. augmentée ou diminuée) puis la puissance mesurée est comparée à celle obtenue avant perturbation. Ainsi, si la puissance aux bornes du générateur PV est augmentée du fait de la perturbation, une seconde est appliquée dans une même direction. Réciproquement, si la puissance diminue, la nouvelle perturbation est réalisée dans le sens opposé.

Une illustration de la méthode est présentée sur la Fig. 2.13.

La description de cette méthode est illustrée par le l'organigramme présenté sur la Fig.2.14

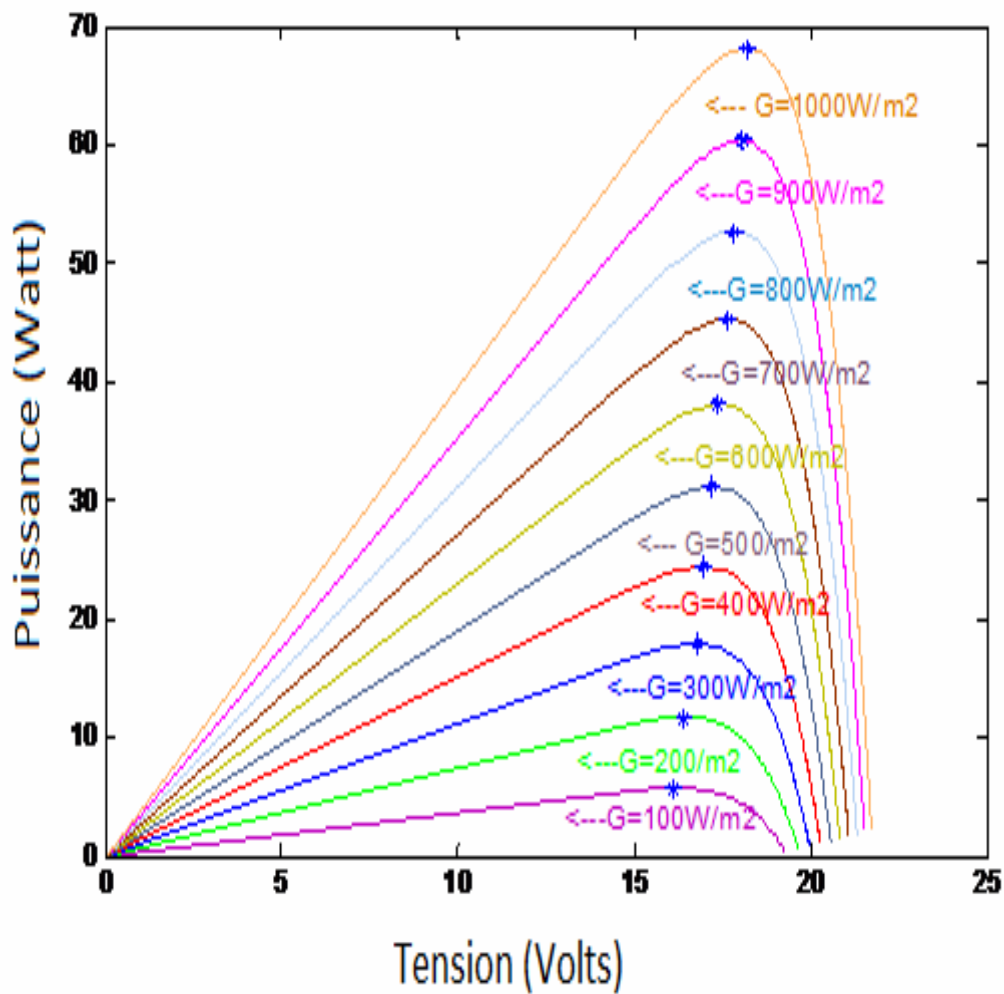


Fig.2.12 Caractéristique puissance - tension d'un générateur PV

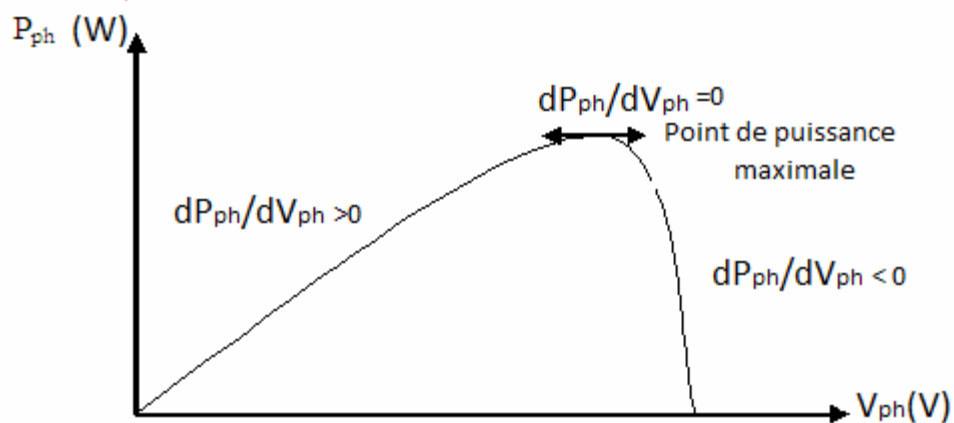


Fig.2.13 Puissance disponible en fonction de la tension aux bornes d'un générateur PV

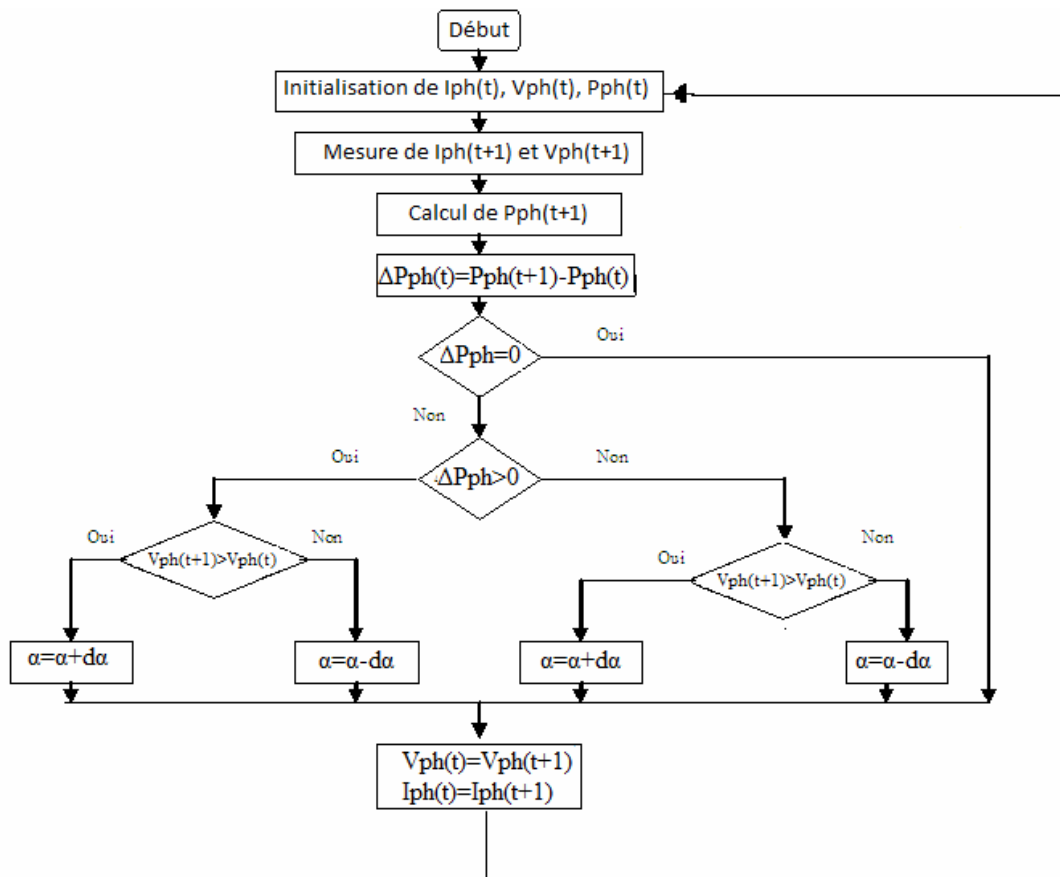


Fig.2.14 : Organigramme de la méthode « Perturber- Observer »

Avec $V_{ph}(t)$, $I_{ph}(t)$, et $P_{ph}(t)$: sont respectivement la tension, le courant et la puissance produite par le générateur PV à l'instant t ;

$V_{ph}(t+1)$, $I_{ph}(t+1)$, et $P_{ph}(t+1)$: sont respectivement tension, courant et la puissance produite par le générateur PV à l'instant $(t+1)$;

α et $d\alpha$: sont respectivement le rapport cyclique et le pas d'incrémentement du rapport cyclique.

➤ *Méthode de la « Conductance incrémentée »*

Cette méthode est basée sur l'étude des variations de la puissance en fonction de la tension. La conductance est une grandeur physique relativement connue : il s'agit du quotient de l'intensité par la tension (i.e. $GG=I_{ph}/V_{ph}$). L'incrémentement de la conductance est beaucoup plus rarement définie, il s'agit du rapport de la variation entre deux instants, de l'intensité du courant électrique par celle de la tension correspondante ($\Delta GG=dI_{ph}/dV_{ph}$).

La recherche du maximum de la courbe consiste à comparer la valeur de la conductance GG à celle de la conductance incrémentée ΔGG (Fig. 2.15) ce qui conduit à chercher le point d'annulation de la dérivée de la puissance, qui correspond à l'asymptote horizontale.

Ainsi, la puissance en sortie de la source peut s'écrire :

$$P_{ph} = I_{ph} * V_{ph} \quad (2.55)$$

D'où en dérivant cette puissance par rapport à la grandeur de la tension :

$$\frac{dP_{ph}}{dV_{ph}} = I_{ph} * \frac{dV_{ph}}{dV_{ph}} + V_{ph} * \frac{dI_{ph}}{dV_{ph}} \quad (2.56)$$

$$\frac{dP_{ph}}{dV_{ph}} = 1 + V_{ph} * \frac{dI_{ph}}{dV_{ph}} \quad (2.57)$$

Donc

$$\left(\frac{1}{V_{ph}} \right) \frac{dP_{ph}}{dV_{ph}} = \frac{I_{ph}}{V_{ph}} + \frac{dI_{ph}}{dV_{ph}} \quad (2.58)$$

Soit

$$\left(\frac{1}{V_{ph}} \right) \frac{dP_{ph}}{dV_{ph}} = GG + \Delta GG \quad (2.59)$$

En général, la tension issue de la source est positive, ce qui nous permet de déduire les résultats clés de la méthode de la conductance l'incrémentée.

$$\begin{aligned} \frac{dP_{ph}}{dV_{ph}} > 0 &\Leftrightarrow GG > -\Delta GG \\ \frac{dP_{ph}}{dV_{ph}} = 0 &\Leftrightarrow GG = -\Delta GG \\ \frac{dP_{ph}}{dV_{ph}} < 0 &\Leftrightarrow GG < -\Delta GG \end{aligned} \quad (2.60)$$

Nous déduisons alors directement les actions à faire dans les différents cas sur le schéma $P_{ph}=f(V)$.

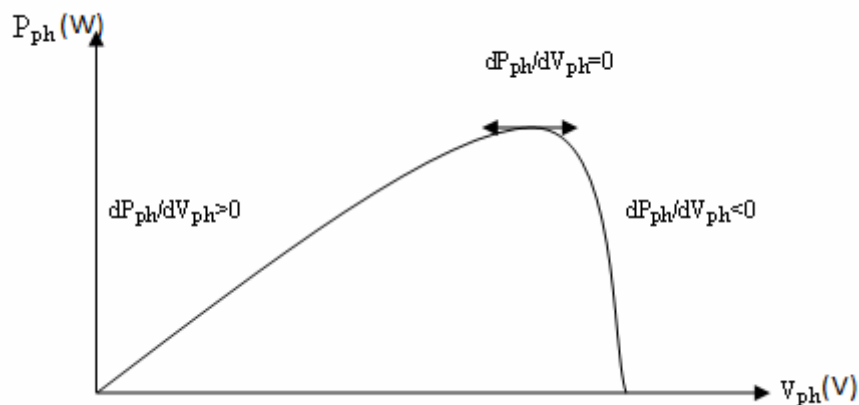


Fig.2.15 : Evolution de la puissance disponible en fonction de la tension aux bornes du générateur.

$dP_{ph}/dV_{ph} > 0 \leftrightarrow$ on augmente V_{ph}

$dP_{ph}/dV_{ph} = 0 \leftrightarrow$ on garde V_{ph} constant

$dP_{ph}/dV_{ph} < 0 \leftrightarrow$ on diminue V_{ph}

Comme bilan on déduit que :

$GG > \Delta GG \leftrightarrow$ on augmente $V_{ph} \leftrightarrow$ On diminue α

$GG = \Delta GG \leftrightarrow$ on garde V_{ph} constant \leftrightarrow On ne modifié pas α

$GG < \Delta GG \leftrightarrow$ on diminue $V_{ph} \leftrightarrow$ On augmente α

Il existe un cas dans lequel on ne peut pas comparer les conductances. Il s'agit du point relatif à l'itération précédente au MPPT. En effet, dans ce cas le rapport cyclique n'est pas modifié et par conséquent, la tension en ce point V_{ph} reste constante (i.e. $dV_{ph} = 0$). La conductance incrémentée ΔGG n'est alors pas définie. Pour remédier à ce problème, Il suffit dans ce cas d'observer les variations de I_{ph} pour en déduire les variations de V_{ph} .

$dI_{ph} = 0 \leftrightarrow$ on garde V_{ph} constant \leftrightarrow On ne modifié pas α

$dI_{ph} > 0 \leftrightarrow$ on augmente $V_{ph} \leftrightarrow$ On diminue α

$dI_{ph} < 0 \leftrightarrow$ on diminue $V_{ph} \leftrightarrow$ On augmente α

Ceci explique pourquoi le 1^{er} test de l'algorithme est $dV_{ph} = 0$, chose que nous pouvons constater dans diagramme- bloc présenté dans la Fig. 2.16.

➤ *Comparaison des deux algorithmes*

La méthode de la conductance l'incrémentée est souvent considérée comme relativement plus efficace grâce à sa rapidité de recherche comparée à celle de la méthode Perturber et Observer. De plus, comme on applique continuellement de nouvelles perturbations, le point de fonctionnement du système oscille autour du Point de Puissance Maximale (MPPT). En effet, même lorsque le MPPT est atteint, le système est sans cesse de nouveau perturbé. Ces oscillations ont comme principale conséquence une perte de puissance. Cette perte risque encore d'être plus importante si le système fonctionne sous des conditions météorologiques où l'éclairement solaire présente des fluctuations rapides (comme pour le cas d'une journée partiellement nuageuse). De telles conditions météorologiques sont un problème pour la recherche du MPPT quelque soit l'algorithme utilisé, en effet afin que celui-ci puisse être efficace, il est nécessaire que le convertisseur statique fonctionne en régime établi avant que de nouvelles perturbations soient effectuées. En outre, la méthode de la conductance de l'incrémentée est indépendante des caractéristiques du panneau solaire, et ne dépend pas de composants électroniques, ce qui lui confère une plus grande fiabilité. Cette méthode n'est néanmoins pas exempte d'inconvénients. Elle requiert par exemple un matériel plus complexe, et l'algorithme à implémenter et lui-même plus compliqué. Cependant, certaines

critiques commencent à s'élever selon lesquelles il serait possible d'obtenir un aussi bon rendement (de puissance) à l'aide de la méthode P&O, il s'agirait uniquement de savoir optimiser correctement cet algorithme. Malheureusement il n'existe à l'heure actuelle aucune règle pour déterminer les valeurs optimales des paramètres de la méthode P&O.

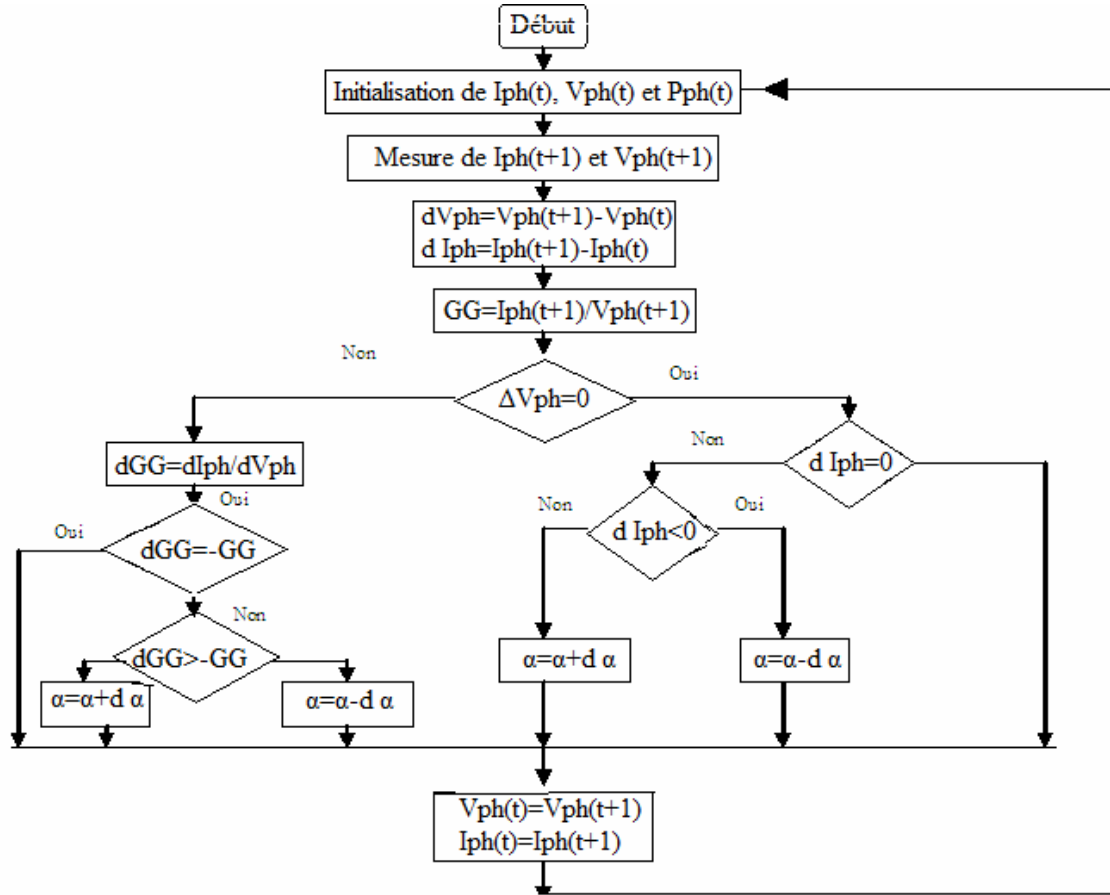


Fig.2.16 : Organigramme de la méthode de la « Conductance Incrémentée »

2.2.3.4 Hacheur survolteur

L'adaptation de la tension aux bornes du panneau PV à partir de la stratégie de commande présentée dans la section 2.2.3 est illustrée dans la Fig. 2.17. Sur cette figure Le convertisseur CC/CC représente un hacheur survolteur simplifié par l'utilisation du théorème des valeurs moyennes [63](Fig. 2.17).

Ainsi, les équations modélisant le hacheur sont données comme suit:

$$\frac{dI_L}{dt} = \frac{1}{L} [-(1 + \alpha)V_s + V_{ph}] \tag{2.61}$$

$$\frac{dV_{ph}}{dt} = \frac{1}{C_{ph}} (I_{ph} - I_L) \tag{2.62}$$

En appliquant la loi de conservation de puissance, le courant généré par le générateur PV dans le bus CC peut être exprimé par la relation :

$$I_{gph} = (1 - \alpha) \tag{2.63}$$

où α est le rapport cyclique.

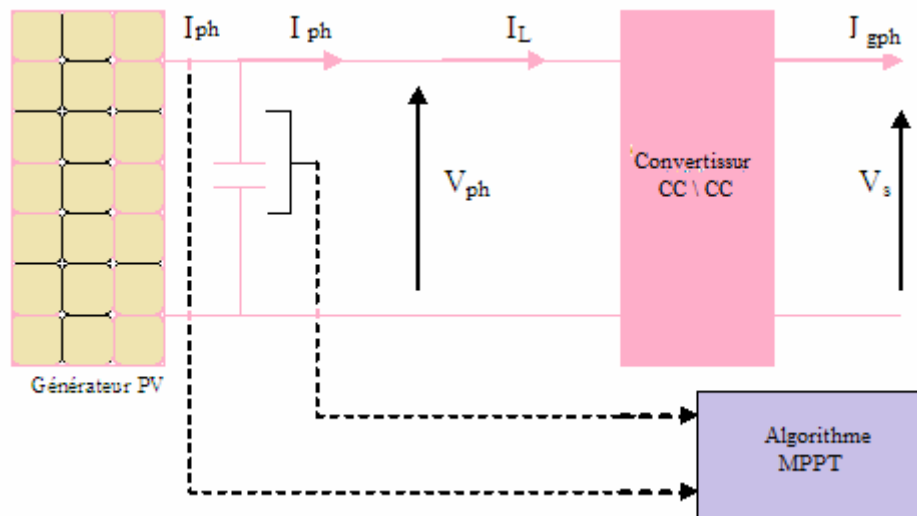


Fig.2.17 Schéma du système de conversion PV

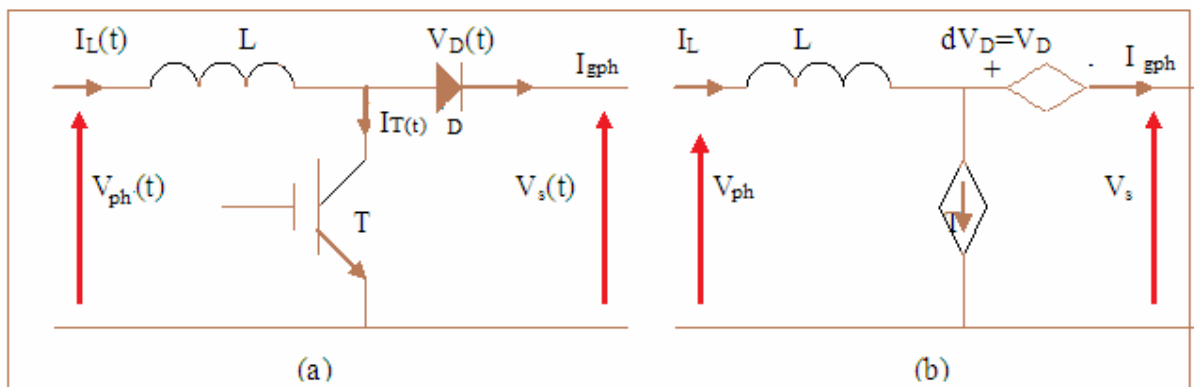


Fig.2.18 : (a) Hacheur survolteur à commutation, (b) Hacheur survolteur à valeurs moyennes

2.2.4 Modélisation de l'onduleur triphasé

La connexion entre le bus à CC et le bus à CA est réalisée à l'aide d'un onduleur triphasé bidirectionnel. Cette section présente le modèle relatif à la partie puissance et de la stratégie de commande de l'onduleur choisi.

2.2.4.1 Modélisation de la partie puissance de l'onduleur triphasé

Le schéma électrique équivalent de l'onduleur retenu dans ce travail est présenté sur la Fig.2.19. Il s'agit d'un onduleur triphasé bidirectionnel basé sur un pont de transistors IGBT. Pour ce type de convertisseurs, les stratégies de commande souvent utilisées sont celles à PWM (Pulse Width Modulation).

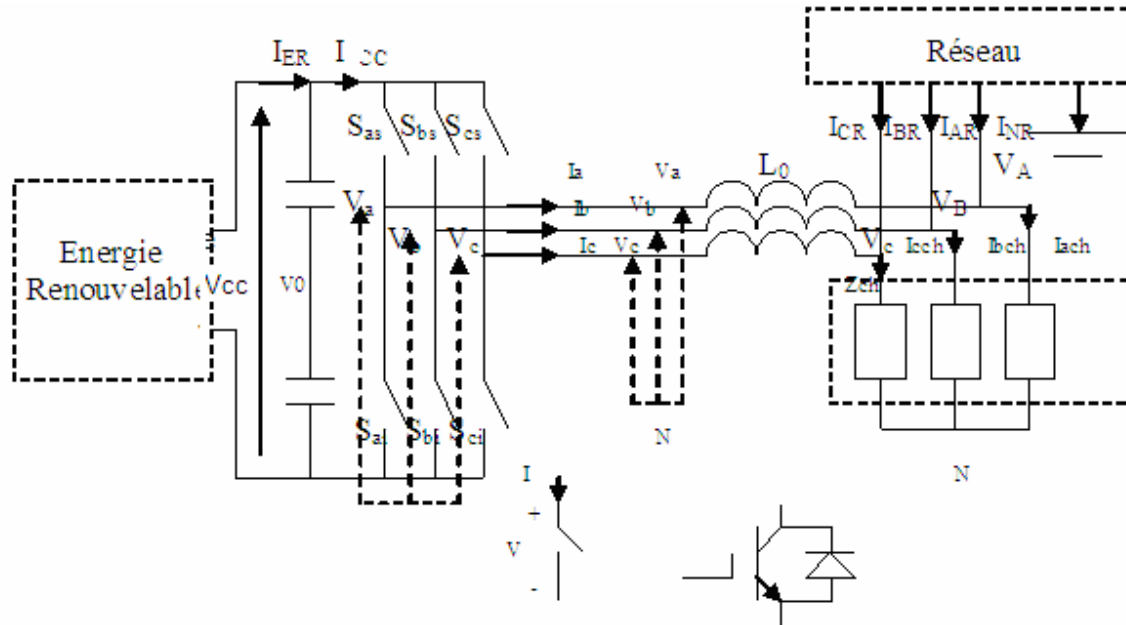


Fig.2.19 : schéma électrique de l'onduleur

- Avec :
- S_{as}, S_{bs}, S_{cs} : Interrupteurs supérieurs de chacun des trois bras ;
 - S_{ai}, S_{bi}, S_{ci} : Interrupteurs inférieurs de chacun des trois bras ;
 - V_{cc} : tension provenant de la source continuée (V);
 - I_{ER} : courant produit par la source à énergie renouvelable (A);
 - I_{AR}, I_{BR}, I_{CR} : courants triphasés du réseau(A) ;
 - L_0 : inductance du filtre (H) ;
 - i_a, i_b, i_c : courants triphasés à la sortie de l'onduleur(A) ;
 - V_a, V_b, V_c : tensions triphasés à la sortie de l'onduleur(V) .

La modélisation du convertisseur est réalisée selon les hypothèses suivantes :

- Les interrupteurs sont idéaux ;
- Les commutations se réalisent simultanément ;
- Les deux interrupteurs situés sur le même bras sont en état de conduction complémentaire.

En considérant que la charge triphasée soit équilibrée et le point médian 0 de la source d'alimentation soit pris comme point de référence, les tensions V_{a0}, V_{b0} ou V_{c0} prennent la valeur $V_{cc}/2$. Alors, quand un interrupteur supérieur situé sur un bras (ex S_{as}) est en conduction et respectivement $-V_{cc}/2$ quand l'interrupteur inférieur situé sur le même bras (ex S_{ai}) est en conduction. Dans la Fig. 2.19, les interrupteurs ont été désignés par S et leur état peut être ± 1 . En appliquant le théorème des valeurs moyennes, les interrupteurs peuvent être remplacé par les rapports cycliques [61] obtenus à la sortie de la commande de l'onduleur (Fig. 2.20).

Ainsi, en supposant que la tension sur le bus CC est fixe, les tensions des phases à l'entrée du filtre rapportées au point de neutre sont :

$$\begin{bmatrix} v_{aN} \\ v_{bN} \\ v_{cN} \end{bmatrix} = \frac{v_{cc}}{6} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \alpha_a \\ \alpha_b \\ \alpha_c \end{bmatrix} \quad (2.66)$$

où V_{cc} est la tension provenant de la source à courant continu et α_a, α_b et α_c sont les rapports cycliques. Les équations différentielles permettant de modéliser les tensions et les courants dans l'onduleur sont :

$$\begin{bmatrix} V_{AN} \\ V_{BN} \\ V_{CN} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{aN} \\ v_{bN} \\ v_{cN} \end{bmatrix} - R_f \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} - L_0 \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (2.67)$$

$$i_a + i_b + i_c = 0 \quad (2.68)$$

où v_{aN}, v_{bN} et v_{cN} sont les tensions triphasées à la sortie du filtre et i_a, i_b et i_c sont les courants triphasés à la sortie de l'onduleur. Le courant dans la partie continué peut être obtenu à partir de la loi de conservation de la puissance :

$$V_{cc} i_{cc} = v_{a0} i_a + v_{b0} i_b + v_{c0} i_c \quad (2.69)$$

Ainsi en remplaçant les tensions par leur expression ($V_{k0} = \frac{S_k V_{cc}}{2}$; $k=a,b,c$; $j=s,i$) , i_{cc} s'exprime :

$$i_{cc} = \frac{1}{2} [\alpha_a + \alpha_b + \alpha_c] [i_a + i_b + i_c]^T \quad (2.70)$$

2.2.4.2 Stratégie de commande de l'onduleur

Le contrôle de la puissance injectée dans le réseau est effectué par le contrôle des courants des phases dont les tensions correspondantes sont imposées par le réseau. Ainsi pour assurer cette fonction, la solution que nous avons choisie correspond à la commande MLI (Pulse Width Modulation) qui est obtenue par une comparaison d'un courant de référence, utilisé comme consigne et dont le signal est en généralement un signal sinusoïdal de fréquence f ayant une porteuse triangulaire de fréquence fp (appelée aussi fd fréquence de découpage). Afin d'assurer une bonne performance de la régulation la condition $fp > 20 * f$ devrait être respectée.

Le principe de la détermination des instants de commutation d'un onduleur triphasé est présenté sur la Fig. 2.20

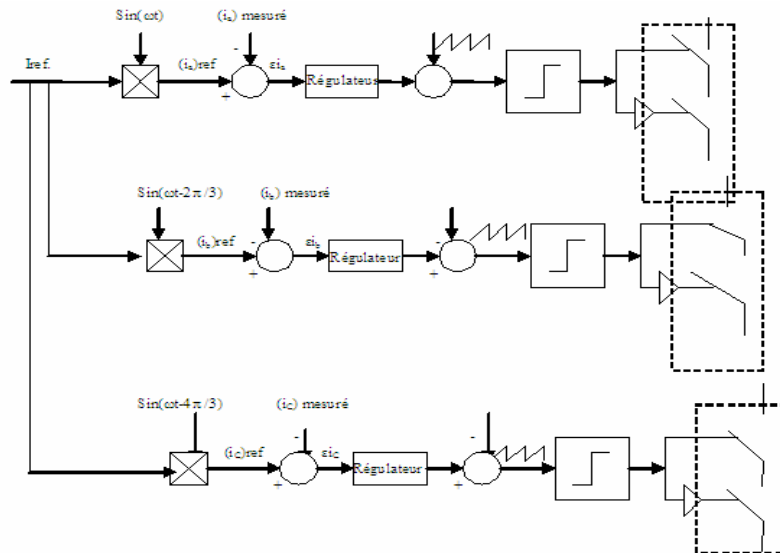


Fig.2.20 : Schéma de la commande de l'onduleur

2.3 CONCLUSION

Dans ce chapitre, la modélisation nous a permis de représenter le comportement de chacun des systèmes à étudier sous forme d'équations mathématiques (électriques, mécaniques) qui permettent de créer un lien entre les phénomènes physiques et le comportement réel des sous systèmes afin de pouvoir les exprimer sous forme de schémas blocs dans le chapitre qui suit.

Chapitre 3.

Développement et simulation des différents systèmes connectés au réseau

3.1 Introduction

La simulation est un moyen efficace et économique, utilisé pour faire des études préliminaires et comparatives ; tant au stade du développement (conception), qu'au cours du fonctionnement normal des systèmes ; elle permet aussi de prévoir les différents problèmes et contraintes qui peuvent affecter le fonctionnement du système. Plusieurs outils spécialisés de simulation sont utilisés dans le domaine de l'ingénierie dont MATLAB-SIMULINK. La difficulté de simulation des systèmes de production décentralisés provient de leurs structures complexes et non linéaires. Ainsi, dans ce chapitre, seront présentés les différents schémas blocs représentatifs du système retenu dont celui du système photovoltaïque, celui du système éolien et le bloc de gestion de couplage des différents systèmes.

Cependant, la subdivision du programme MATLAB-SIMULINK développé en plusieurs sous blocs, nous a permis de simuler séparément chacune des parties (Fig. 3.1).

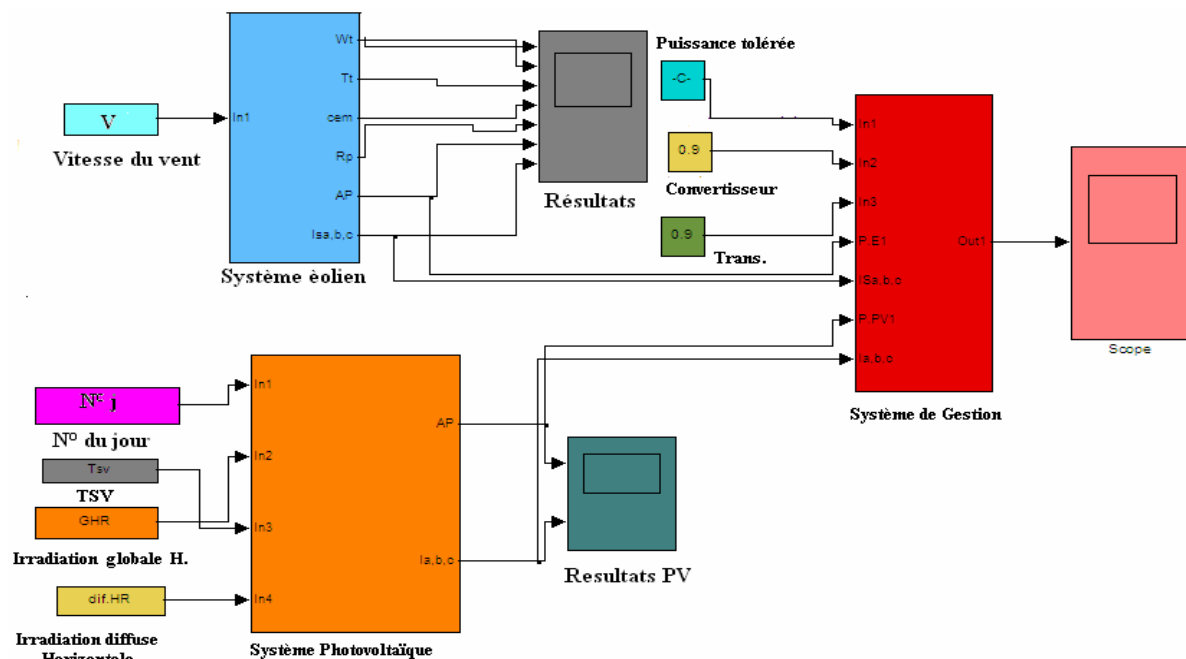


Fig. 3.1 : Le schéma bloc du système complet développé sous MATLAB-SIMULINK

3.2 Développement et simulation du système photovoltaïque connecté au réseau

La Fig. 3.2 montre le schéma synoptique du système PV connecté au réseau. Ce dernier consiste en deux importantes parties : Le générateur PV et l'unité de conditionnement de

puissance (UCP). Les descriptions détaillées de chacune des parties sont données dans le chapitre 2. Ainsi, dans cette partie nous parlerons de l'UCFP incluant:

- Le circuit de poursuite du point de puissance maximale (MPPT), Celui-ci permet de suivre le point de puissance maximale en contrôlant la tension ou le courant PV indépendamment de la charge ce qui permet d'optimiser le rendement énergétique du générateur PV.
- Unité de contrôle du facteur de puissance (UCFP), qui suit la phase de la tension utile (réseau) et fournit au convertisseur un courant de référence synchronisé avec la tension réseau.
- Le convertisseur, qui consiste en un convertisseur DC/DC pour augmenter la tension, un convertisseur DC/AC, un filtre en sortie pour réduire les courants harmoniques en sortie et enfin un transformateur à isolation galvanique qui assure la non injection du courant DC au réseau.

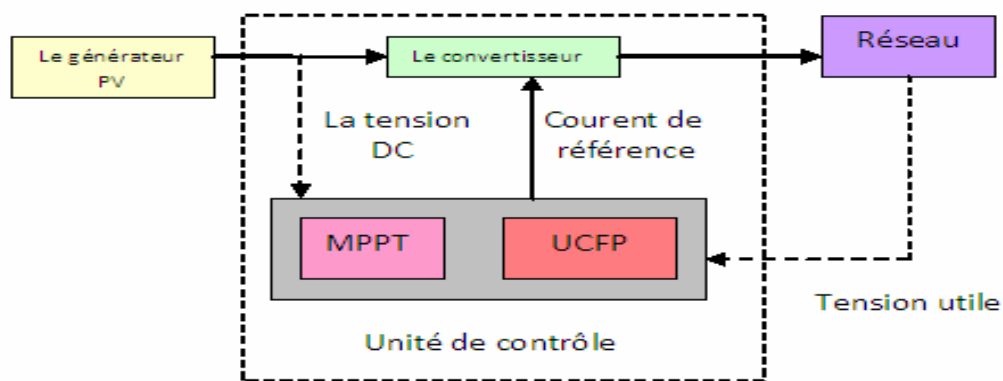


Fig.3.2 : Schéma synoptique du système PV connecté au réseau

Moyennant les relations 2.38 à 2.70 du chapitre 2, le schéma bloc du système photovoltaïque (Fig. 3.2) a été développé sous MATLAB-SIMULINK. Constitué de plusieurs sous blocs, le programme développé nous permet de simuler chacune des parties indépendamment comme suit :

3.2.1 Les données météorologiques

Les données utilisées dans notre travail sont relatives au site d'Adrar. Il s'agit d'une année de valeurs horaires des irradiances horaires globale et diffuse mesurées sur un plan horizontal, ainsi que celles de la température ambiante correspondante.

Ainsi nous avons présenté :

- sur la Fig. 3.3 l'évolution horaire de l'irradiation globale sur un plan horizontal ;

- sur la Fig 3.4 l'évolution de la moyenne mensuelle par jour de l'irradiation globale sur un plan horizontal ;
- sur la Fig. 3.5 l'évolution horaire et les moyennes mensuelles de la température ambiante.

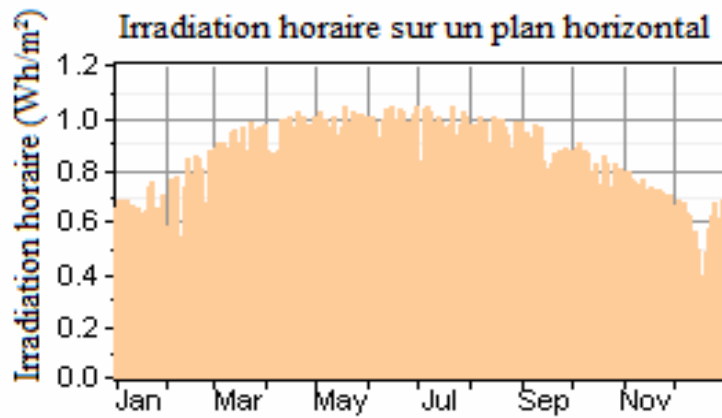


Fig.3.3 Evolution horaire de l'irradiation globale sur un plan horizontal

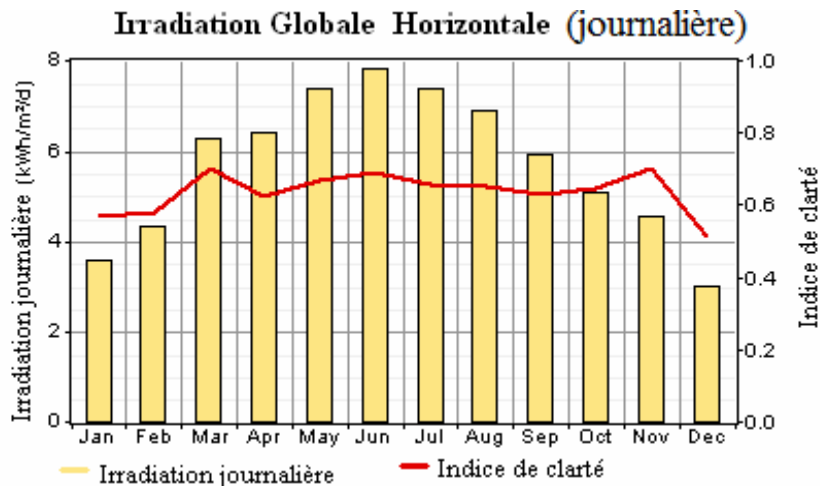
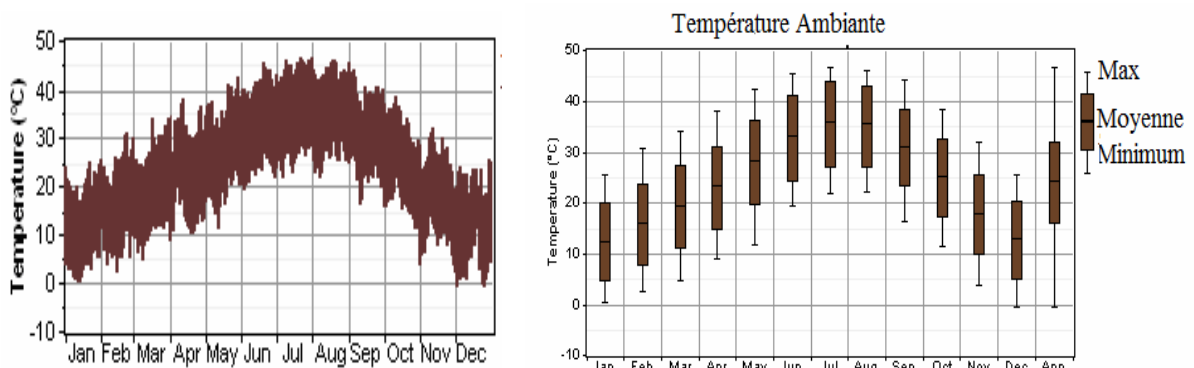


Fig. 3.4 : Evolution de la moyenne mensuelle par jour de l'irradiation globale sur un plan horizontal



a) à l'échelle de l'heure

b) Moyenne mensuelle par jour

Fig.3.5 : Evolution de la température au cours d'une année (site : Adrar)

3.2.2 Reconstitution du potentiel solaire sur un plan incliné

En se basant sur les équations (2.28 à 2.35) présentées dans le chapitre 2, et retenues pour reconstituer l'irradiation globale sur un plan incliné à partir de celles mesurées sur un plan horizontal, nous avons développé un programme sous MATLAB-SIMULINK.

Comme résultats, nous présentons sur la Fig. 3.6 l'évolution annuelle de l'irradiation globale reçue sur un plan incliné à la latitude du lieu et orienté vers l'équateur. Nous constatons alors que l'évolution annuelle de cette composante est quasi constante au cours de toute l'année. Ce résultat s'explique par le fait que le choix de l'inclinaison optimale annuelle permet donc au capteur solaire de collecter un cumul annuel maximal. Ce qui confirme que le fait d'incliner le capteur à la latitude du lieu conduit la surface du capteur à être mieux exposé au soleil.

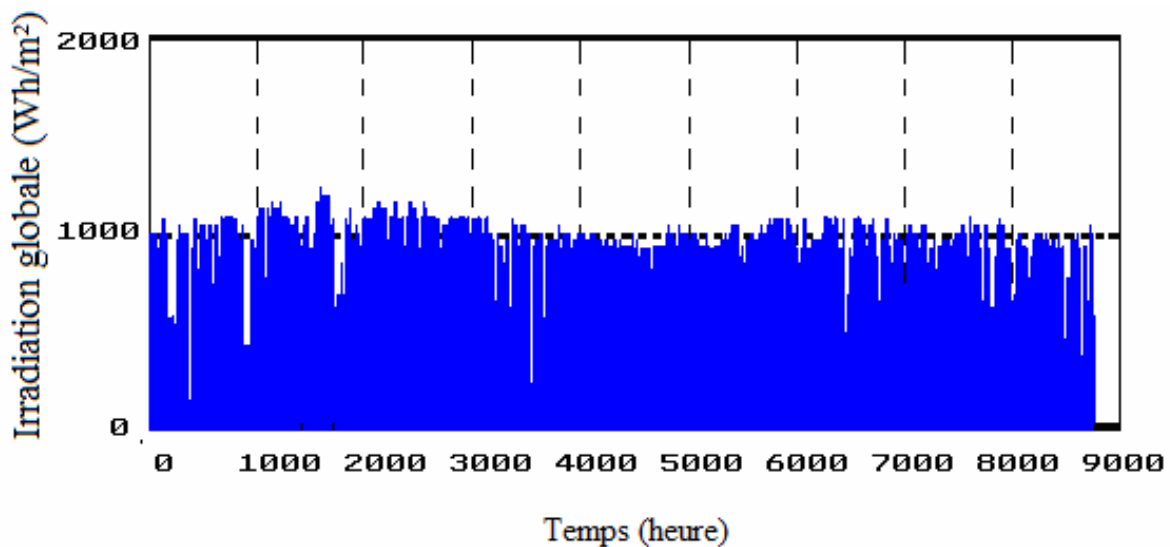


Fig.3.6: Evolution annuelle de la composante globale du rayonnement solaire

3.2.3 Validation du modèle analytique

Le modèle mathématique utilisé dans la simulation sous MATLAB –SIMULINK du générateur photovoltaïque est le modèle de Singer [59] où les données d'entrées sont :

- I_{sc} : courant de court circuit ;
- V_{oc} : tension de circuit ouvert ;
- P_m : puissance optimale ;
- T : Température ;
- G : Irradiation global reçu.

Afin d'évaluer les performances du modèle analytique [59] présenté dans le paragraphe 2.2.3 , nous avons utilisé les données fournies par le constructeur[65], il s'agit du comportement de la caractéristique I-V sous différentes températures et éclairagements. Les résultats obtenus sont

présentés sur les Figs. 3.7 (a, b, c, et d) à partir desquelles nous constatons qu'il existe une bonne concordance entre les valeurs simulées et expérimentales.

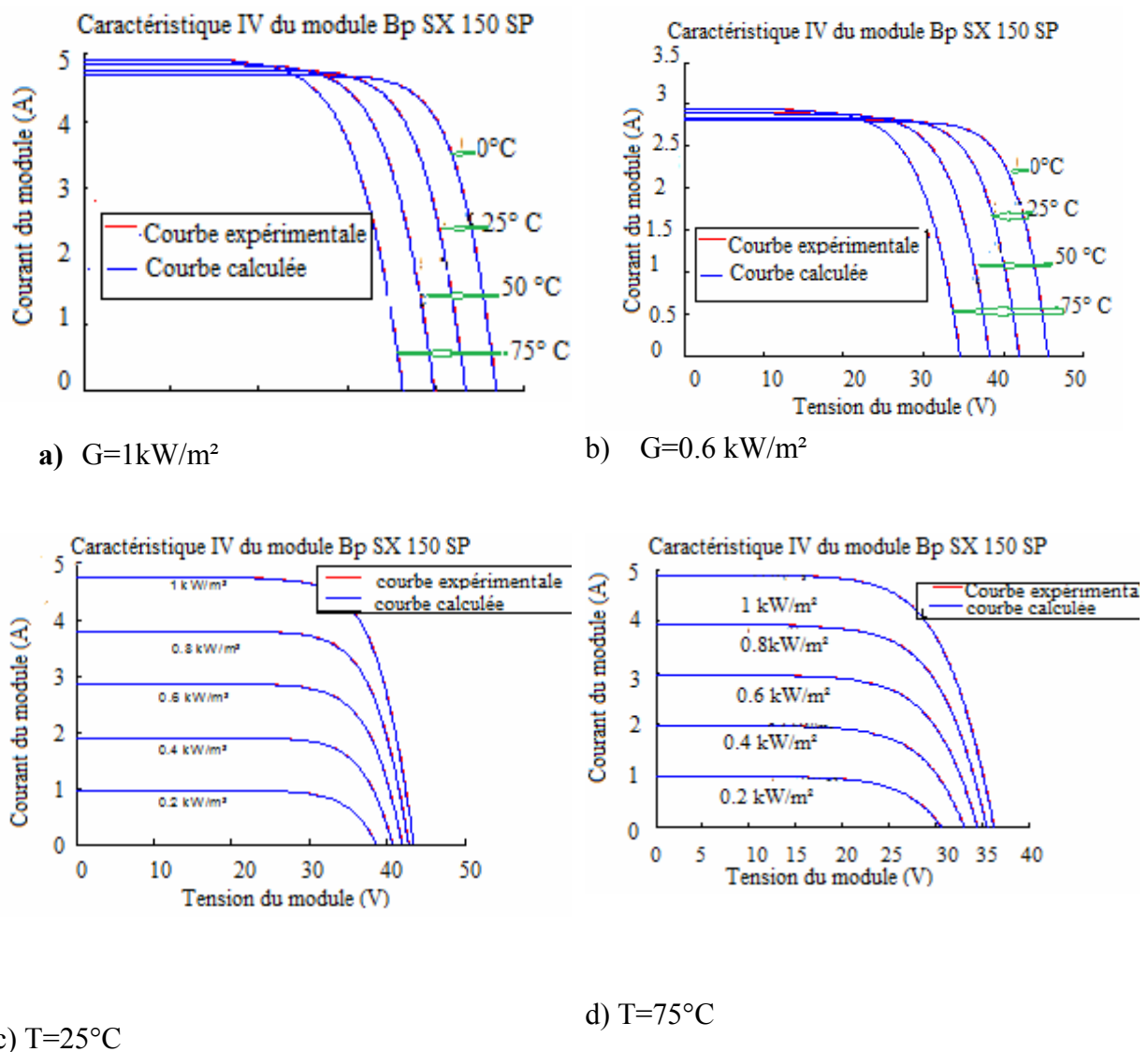


Fig.3.7 : Validation de la caractéristique I-V du module PV (BP Sx 150 S) pour différentes températures et éclairagements.

3.2.4 Simulation du hacheur boost

Selon le modèle du hacheur boost présenté dans la section 2.2.3.4 et moyennant les équations 2.61 à 2.63, nous avons développé un programme MATLAB-SIMULINK. La tension de sortie du générateur PV ainsi que le rapport cyclique, commande provenant du circuit MPPT sont utilisées comme données d'entrées principales. Afin de valider les performances de ce programme nous avons utilisés les valeurs 40 V et 0.9 respectivement à la tension et au rapport cyclique. Les résultats de simulation obtenus sont présentés sur le graphique (Fig.3.8). Pour

les valeurs retenues nous constatons que la tension obtenues à la sortie du boost soit dix fois (400 V) la valeur de la tension en son entrée ce qui montre le rôle du boost.

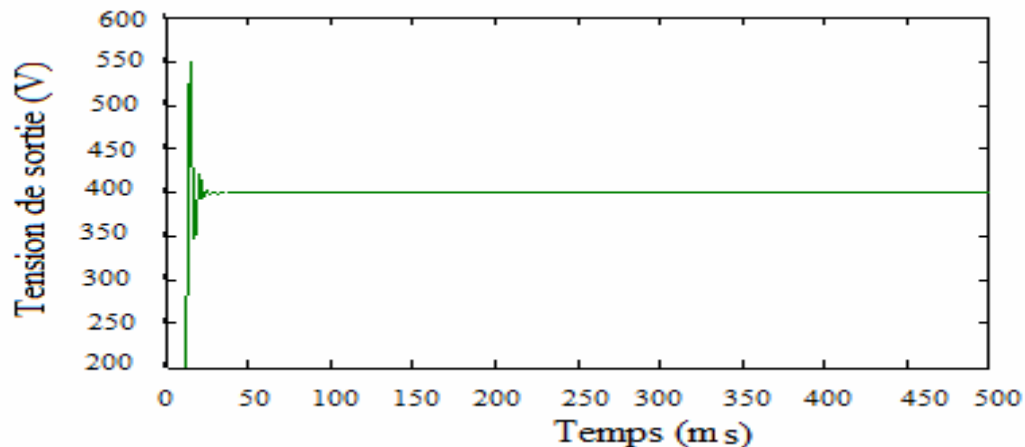


Fig.3.8 Tension à la sortie du boost

3.2.5 Comparaison des différentes méthodes MPPT

Les deux algorithmes relatifs à la détermination du point de fonctionnement maximal P&O et incCond présentés dans la section 2.2.3.2, nous ont permis d'établir une comparaison entre les deux méthodes. Afin d'éviter l'effet des perturbations en provenance de l'onduleur ou de la charge, dans le programme développé sous MATLAB/SIMULINK, uniquement le signal résultant du générateur a été considéré.

Ainsi comme données d'entrées, nous avons utilisés les données relatives à deux journées caractérisées respectivement par un état de ciel clair et partiellement clair. Il s'agit des irradiances globales sur un plan horizontal et sur le site de Ghardaia avec un pas de temps de 5mn[66].

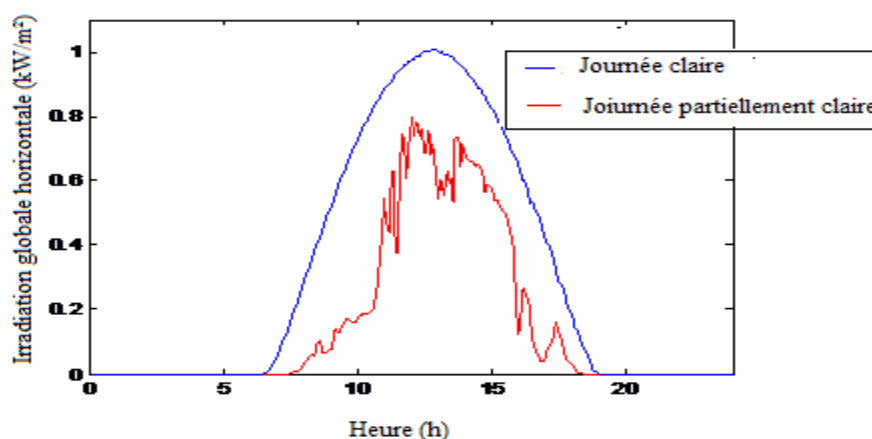


Fig. 3.9 : Données journalières de l'irradiation solaire pour une journée claire et une journée couverte (site d'Adrar)

Les résultats obtenus par le programme de simulation numérique du MPPT, sont présentés sur les Figs. 3.10 et 3.11.

Ainsi, à partir de ces résultats nous constatons que pour un état de ciel clair, les deux algorithmes permettent de localiser facilement le MPPT (indiqué en astérisque rouge sur la Fig. 3.10) et de maintenir le point opérationnel du générateur PV très proche de la MPPT. Par contre, pour le cas d'une journée partiellement claire (Fig. 3.11), nous constatons que la recherche du MPPT est plus complexe cela est dû au fait que la journée partiellement claire présente des fluctuations instantanées par rapport à la journée claire.

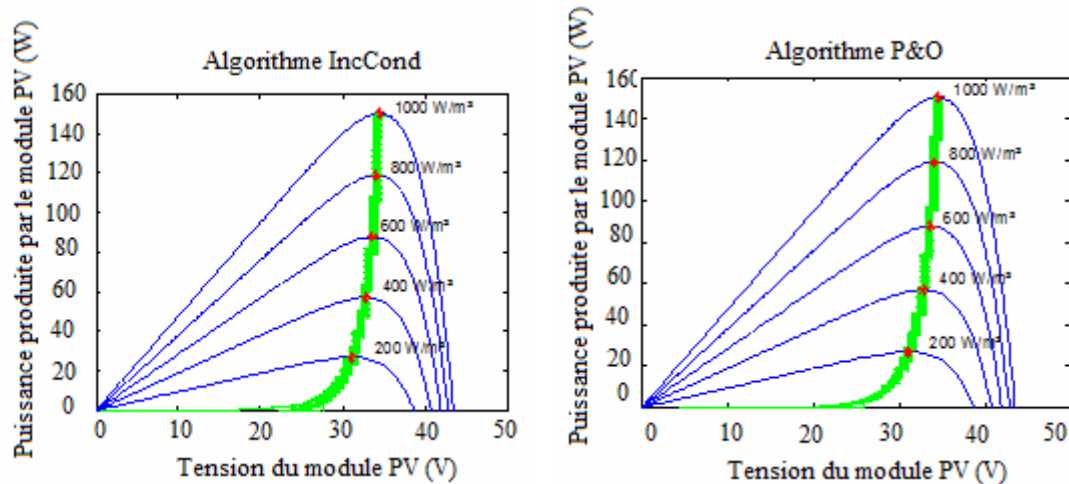


Fig.3.10 Illustration de la poursuite pour une journée claire ($T=25^{\circ}\text{C}$)

Afin de confirmer les résultats obtenus, nous avons eu recours aux études de K.H. Hussein et al. [67] et de D.P.Hohm, & M.E.Ropp [68] dans lesquelles les auteurs ont fait une comparaison entre les deux algorithmes en calculant l'énergie électrique totale produite par un système PV durant 12 heures et par lesquelles ils ont montré que l'énergie produite par l'algorithme incCond (avec un rendement de 99.4%) était légèrement plus importante par rapport à celle produite via l'algorithme P&O (avec un rendement de 99.3%).

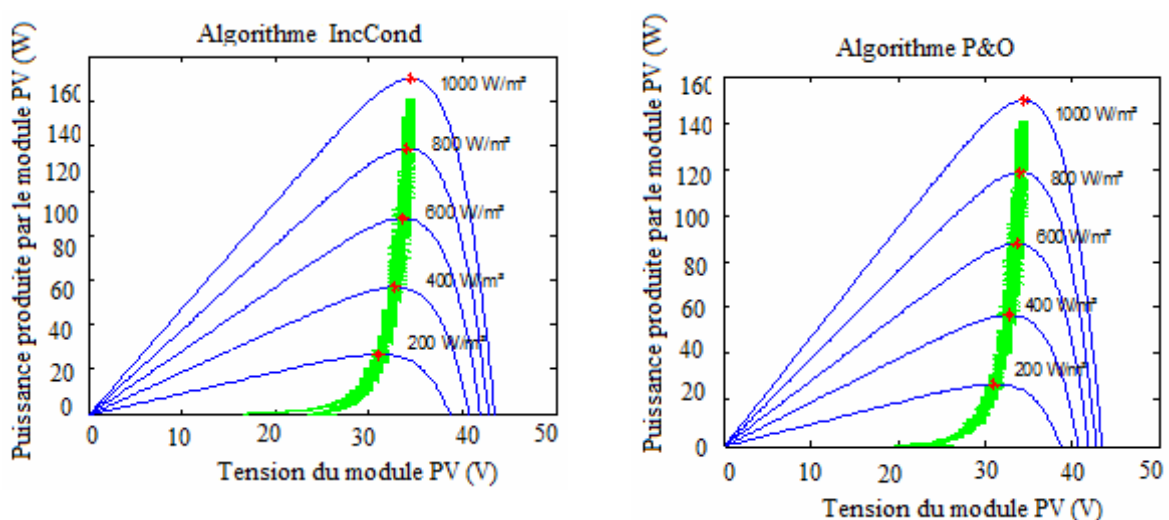


Fig. 3.11 : Illustration de la poursuite pour une journée couverte ($T=25^{\circ}\text{C}$)

Les résultats de simulation du paragraphe précédent ont montré qu'il n'y a pas grand avantage à utiliser l'algorithme incCond qui très complexe et coûteux, du moment que l'algorithme P&O fournit des résultats satisfaisants, même dans le cas où l'état du ciel est partiellement clair. Ainsi, dans notre étude nous avons retenue la méthode P&O caractérisée par sa simplicité et qui est peu coûteuse.

3.2.6 Simulation de l'onduleur CC/CA

La principale caractéristique de l'onduleur PV est la recherche du meilleur point de fonctionnement du système. En effet, le générateur PV a une caractéristique IV non linéaire (Fig. 3.7 a, b, c, et d ci-dessus).

Pour une irradiation et une température données, si le système est soumis aux deux conditions extrêmes délivrées par le générateur PV, la tension en circuit ouvert ou à forte charge est à peu près constante (assimilable à une source de tension), tandis qu'en court circuit où à faible charge le courant est pratiquement constant (source de courant).

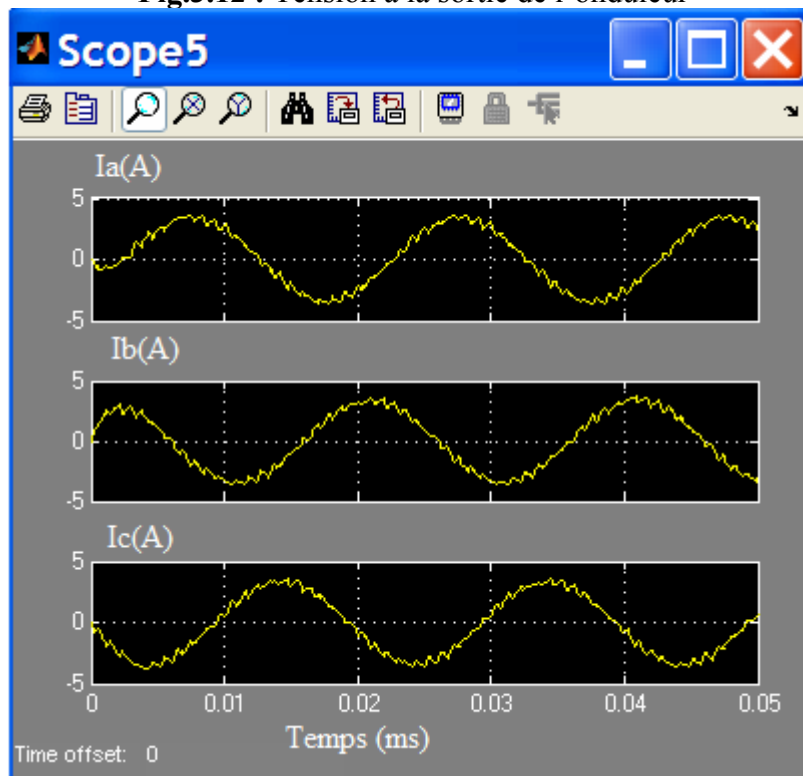
Dans ces cas de configuration le générateur n'est alors ni vraiment une source de tension ni une source de courant.

A cet effet, la tension de circuit ouvert est sensible à la température qui diminue quand la température augmente. Quant à lui, Le courant de court-circuit est proportionnel à l'éclairement.

En régime établi, la tension et le courant du capteur sont considérés comme constants. Alors l'utilisation d'un onduleur de tension plutôt qu'un onduleur de courant est alors essentiellement motivée pour des raisons technologiques.

Ainsi, nous avons simulé le comportement de l'onduleur en régime permanent dont le signal de sortie est connecté au réseau. Ceci a été fait moyennant le programme MATLAB-SIMULINK dont les résultats sont présentés sur la Fig. 3.12. A partir des résultats présentés sur cette dernière, nous constatons que l'onduleur délivre une tension en créneaux (onduleur de tension) modulée en largeur d'impulsion MLI ou Modulation par Longueur d'Impulsion (PWM Pulse Width Modulation). Ces créneaux sont incompatibles avec les tensions sinusoïdales du réseau de distribution Fig. 3.12.

Nous avons placé alors entre chaque sortie de l'onduleur et chaque phase du réseau une inductance qui joue le rôle de filtre et qui permet à l'onduleur de fournir au réseau des courants quasi sinusoïdaux : l'onduleur de tension devient alors un onduleur de courant (Fig.3.13). Nous constatons que la forme d'onde du courant injecté, est clairement quasi sinusoïdale.

**Fig.3.12** : Tension à la sortie de l'onduleur**Fig.3.13** : Courant injecté au réseau

Le contrôle de la puissance envoyée sur le réseau est effectué par le contrôle des courants par phase, les tensions étant imposées par le réseau.

3.2.7 Unité de contrôle du facteur de puissance (UCFP)

Afin d'échanger une puissance contrôlée, la tension de sortie du convertisseur pour le système photovoltaïque doit être synchronisée avec le réseau de distribution. Le but du bloc de synchronisation est donc d'obtenir la phase de la tension instantanée du réseau. Plusieurs techniques sont utilisées, le choix le plus commun consiste à utiliser une boucle à verrouillage de phase (en anglais PLL, a phase locked loop) qui délivre un angle $\theta = \omega t$ nécessaire pour la transformation de Parc.

Un intégrateur PI (annexe E) est utilisé pour contrôler la puissance active et réactive en provenance de la source décentralisée vers le réseau.

3.2.7.1 Boucle de verrouillage de phase PLL

Dans les applications réseau électrique, la PLL sert essentiellement à estimer et à filtrer la phase et l'amplitude instantanée du phaseur équivalent d'un système triphasé. La PLL réalise le suivi de phase de la composante directe de la tension du réseau, V_d , afin d'éliminer la composante en quadrature, V_q , ce qui se produit lorsque la phase estimée, θ , est égale à la phase du réseau. La Fig. 3.14 montre la structure classique d'une PLL triphasée.

Elle est composée d'un détecteur de phase (la transformée de coordonnées), un filtre passe bas (le régulateur PI) et un oscillateur (l'intégrateur).

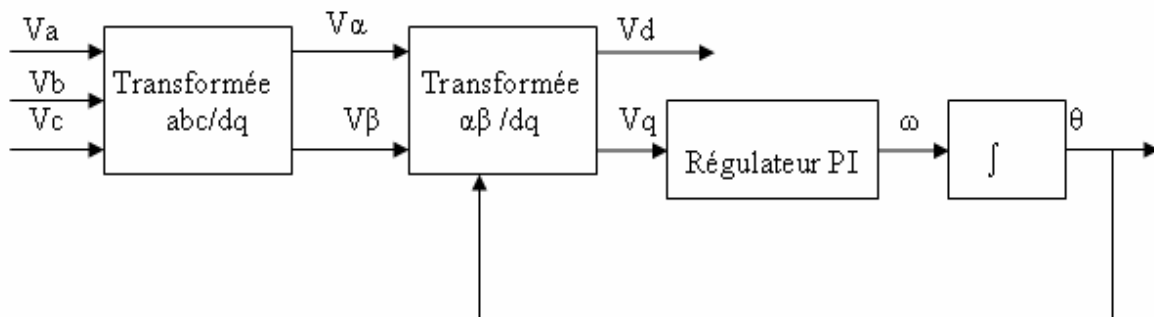


Fig. 3.14 : Structure classique d'une PLL triphasée

Souvent la tension du réseau n'est pas parfaite et présente des harmoniques. Dans ce cas là, la vitesse et l'amplitude instantanées du phaseur équivalent de la tension du réseau ne sont pas constantes. La vitesse moyenne de rotation et l'amplitude moyenne correspondront à la vitesse et à l'amplitude de la composante fondamentale, tandis que les oscillations seront dues aux harmoniques.

Du fait de la nature du filtre d'une PLL, l'information de phase obtenue à sa sortie dépend de sa bande passante. Ainsi, si celle-ci est très élevée, la phase de sortie sera une image de celle correspondant au phaseur équivalent de la composante fondamentale. Cette dernière méthode est la meilleure solution pour pouvoir rejeter les harmoniques qui agissent sur la phase. Ce fait

entraîne une diminution de la dynamique de la PLL. Cependant, dans cette application, il n'y a pas de compromis à faire entre la précision et la vitesse de la réponse, car le but recherché est une bande passante réduite de la PLL. Evidemment, cette dynamique limitée provoque un ralentissement du temps de synchronisation lors de la mise en route du système.

3.2.7.2 Résultats de simulation

Moyennant le logiciel MATLAB-SIMULINK comme outils de simulation, nous avons présenté sur la Fig.3.15, l'angle $\theta = \omega_c t$ délivré par la PLL et qui force le courant produit par le système décentralisé à avoir une forme d'onde sinusoïdale tout en étant en phase à la tension réseau correspondante (Fig. 3.16).

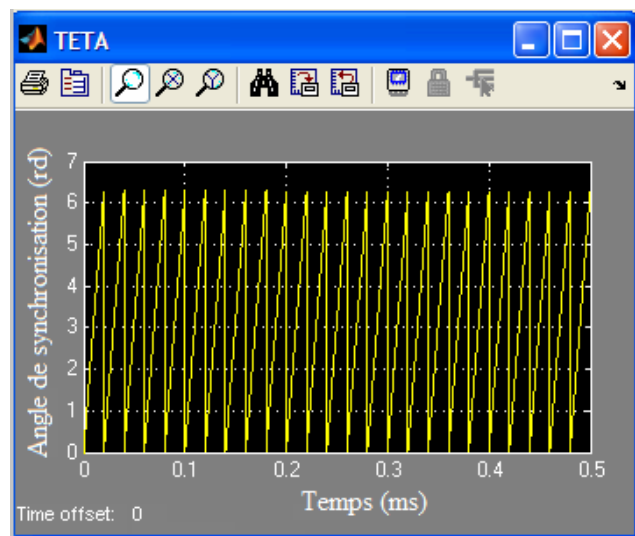


Fig.3.15 : Angle de synchronisation produit par la PLL (radians)

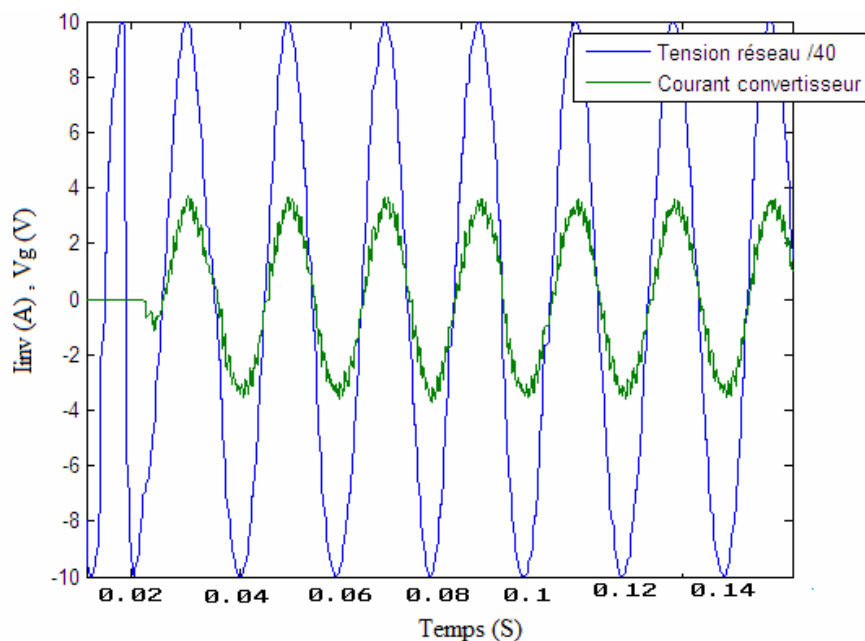


Fig. 3.16 : Validation des résultats entre le courant du convertisseur simulé et la tension réseau

3.2.8 Simulation de la source triphasée

Selon le modèle du réseau présenté dans la section 2.2.1, nous avons développé un programme MATLAB-SIMULINK dont le schéma bloc est donné sur la Fig. 3.17. Ce dernier est composé d'une impédance intermédiaire entre le générateur PV et le réseau dont les lignes sont déphasées de 120° les unes des autres et la fréquence correspondante est généralement fixée à 50 Hz ou 60 Hz selon le pays et que nous avons présenté sur la Fig.3.18.

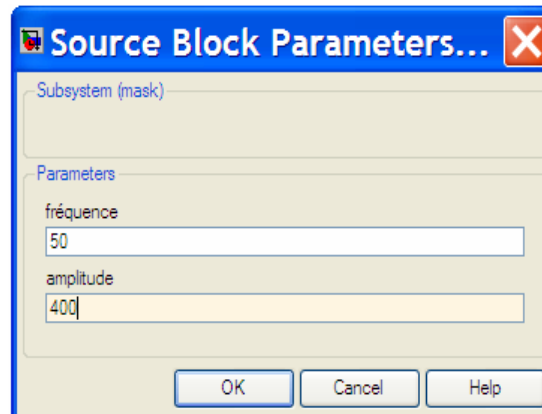


Fig.3.17 : Bloc SIMULINK du réseau électrique

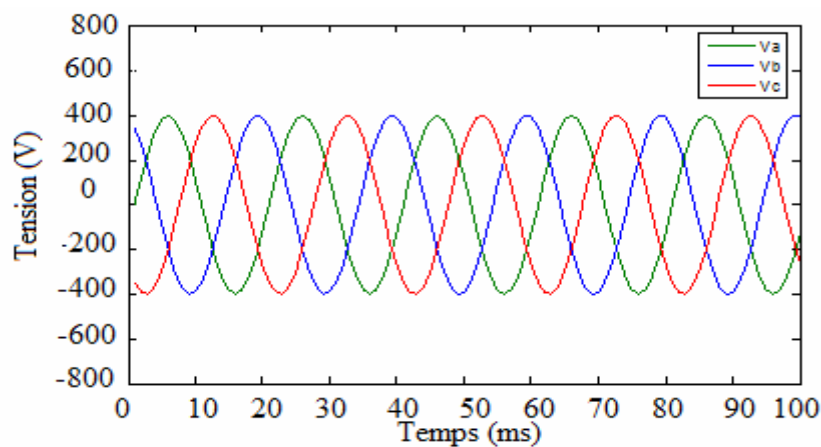


Fig. 3.18 : Signal triphasé

3.2.9 Puissance produite par le générateur photovoltaïque

Pour le calcul des caractéristiques de sortie du système photovoltaïque, le programme que nous avons développé nécessite des données d'entrées principales à savoir : les irradiances globales incidentes et la température environnante.

Ainsi, l'unité de recherche en énergies renouvelables U.R.E.R de Adrar nous a fournie une année complète de valeurs horaires de l'irradiation diffuse et globale sur un plan horizontal ainsi que les valeurs de la température ambiante. A partir de ces dernières et moyennant les équations (2.28) à (2.35) le programme développé permet de calculer le global incident sur la surface du panneau photovoltaïque. Ces dernières ainsi que les températures ambiantes sont

utilisées pour calculer la puissance, ainsi que le courant délivré par le générateur PV. Les résultats obtenus sont présentés sur la Fig. 3.19.

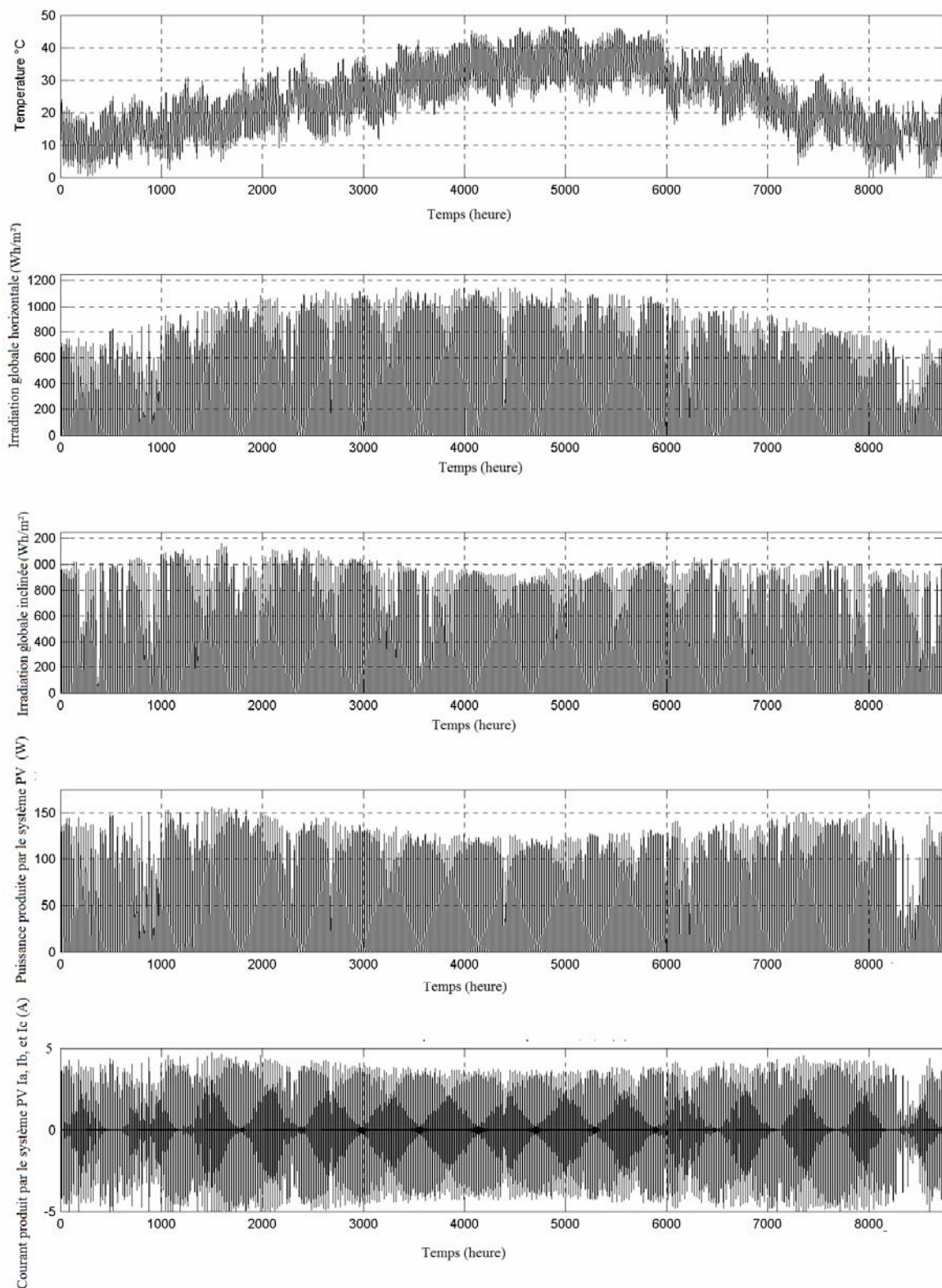


Fig.3.19 : Représentation des caractéristiques climatiques du site d'Adrar, de la puissance horaire, et du courant produit par le module photovoltaïque BP SX 150 S

3.2.10 Configuration du système photovoltaïque retenu

Le parc photovoltaïque considéré est constitué d'un ensemble de modules PV monté en série/parallèle dont la seule fonction est d'exporter de l'énergie au réseau en fonction de la disponibilité des ressources solaires. Donc le choix retenu dans cette étude consiste en une combinaison de 44 panneaux PV constitué chacun de dix modules PV en série et dix en parallèle (10x 10) dont le schéma synoptique est présenté sur la Fig. 3.20. Moyennant les caractéristiques données par le constructeur du module BP SX 150 S (Annexe C), nous avons pu avoir une tension de 435 V correspondant à la tension BT et un courant maximal égal à 43.5A dont les résultats obtenus pour le site d'Adrar sont présentés sur la Fig. 3.21. Les objectifs de l'installation sont l'obtention d'une optimisation énergétique, et une augmentation de la fiabilité de l'installation.

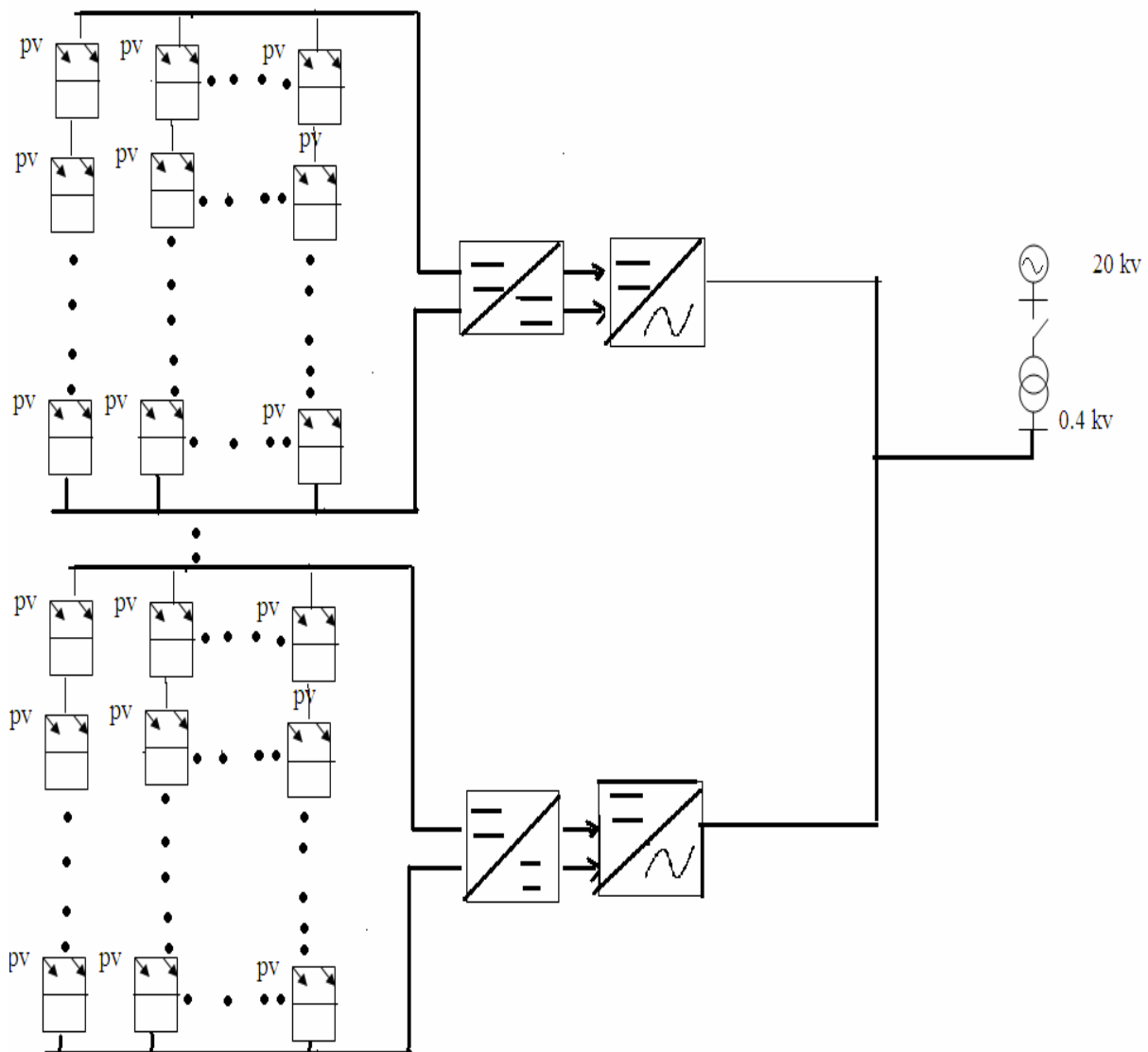


Fig. 3.20 : Schéma synoptique du système PV retenu

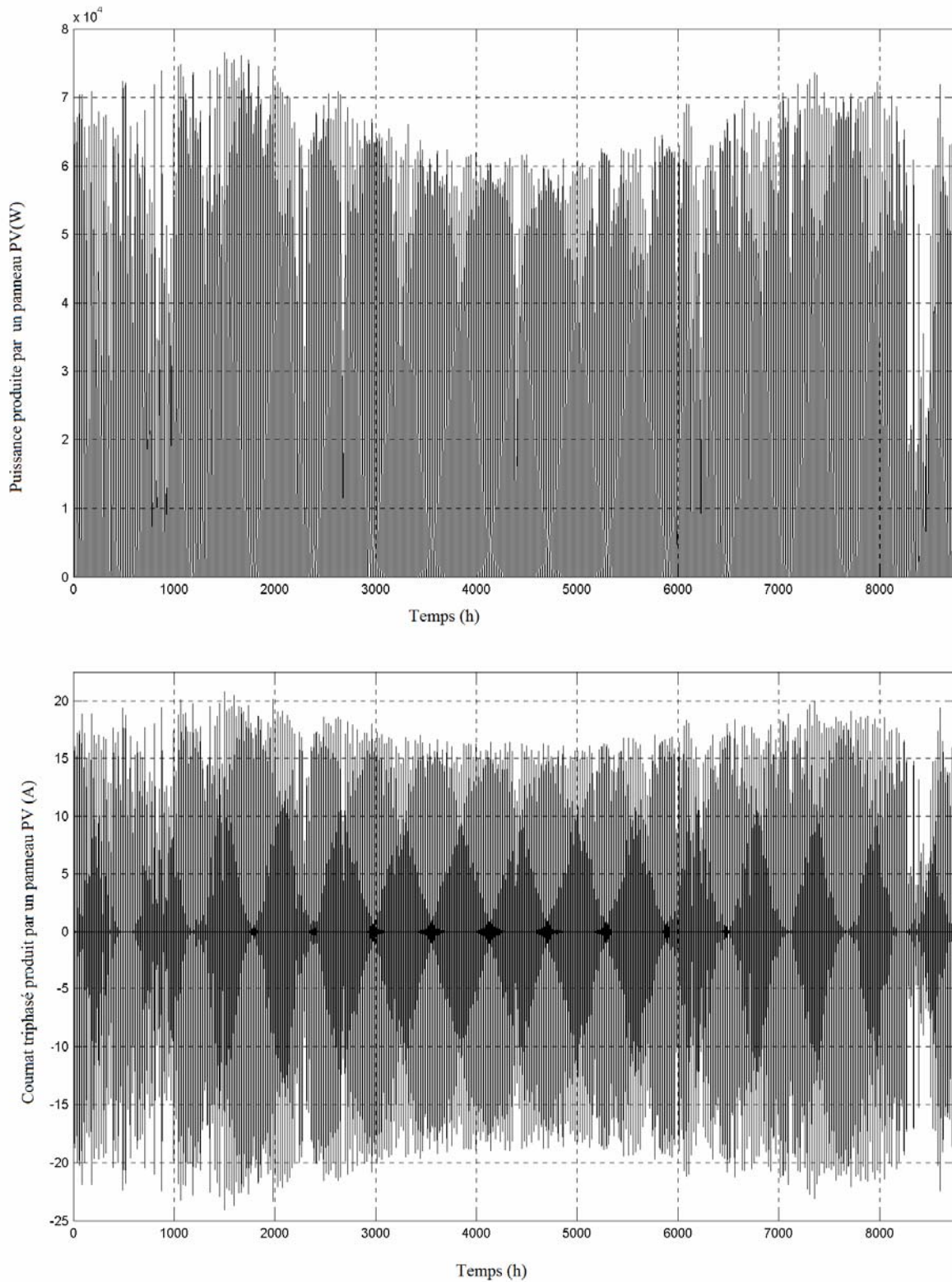


Fig. 3.21 : Représentation de la puissance horaire, et du courant produit par le système PV retenu sur le site d'Adrar

3.3 Développement et simulation du système éolien connecté au réseau

Pour pouvoir présenter théoriquement le comportement du système éolien retenu dans notre travail, nous avons développé un programme MATLAB/SIMULINK (Fig.3.29), qui permet de simuler son fonctionnement. Ainsi, nous avons utilisé les données relatives à une année de mesure de la vitesse du vent fournie par l'unité de recherche en énergies renouvelables U.R.E.R d'Adrar, et les caractéristiques électromécaniques des différentes composantes du système. Comme outils de calcul les équations (2. 3) à (2.27) ont été utilisées. Chaque sous bloc permet donc de simuler le comportement de chacun des éléments du système retenu. Ainsi dans ce qui suit nous décrivons chacun des sous bloc.

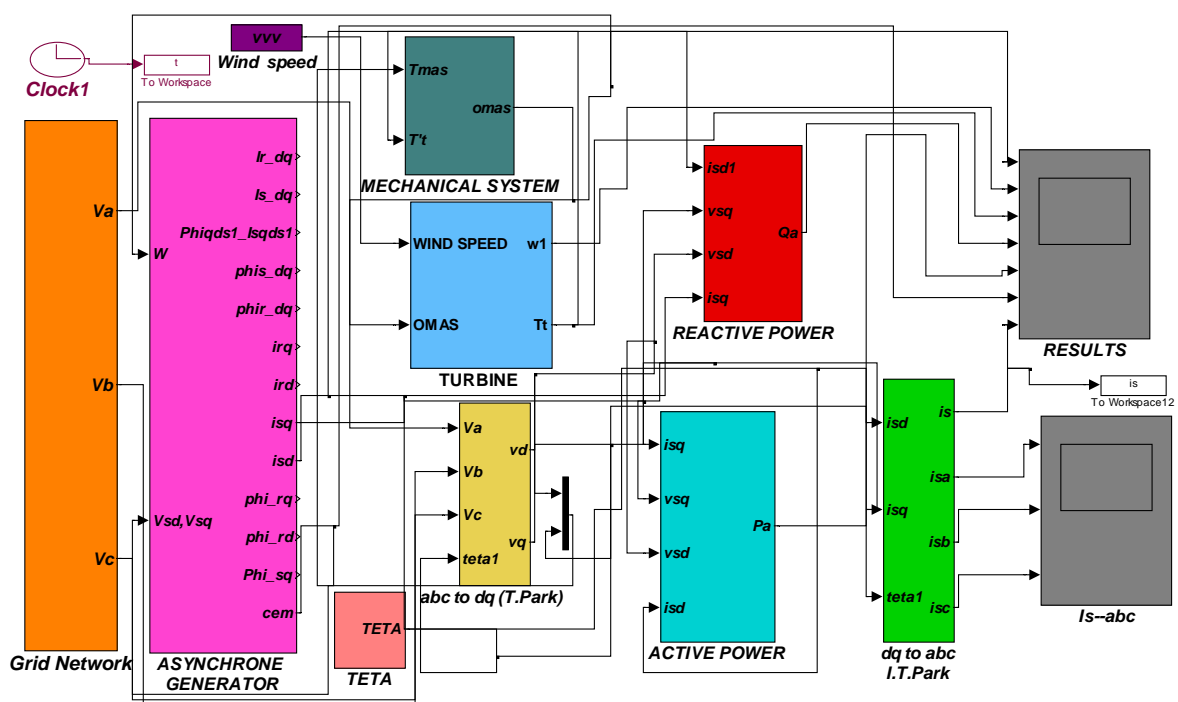


Fig.3.22 : Modèle SIMULINK d'un aérogénérateur

3.3.1 Reconstitution du potentiel éolien a une hauteur Z_{hub} a partir des mesures collectées à 10m.

Comme paramètres d'entrées, les données mesurées à une hauteur de 10m relatives au site d'Adrar Figs. 3.23 et 3.24 sont stockées dans des fichiers workspace de MATLAB/SIMULINK, ces valeurs sont extrapolées à 100 m moyennant la relation (2.2).

Elles sont utilisées à leur tour pour déterminer la puissance mécanique fournie par l'aérogénérateur. En conséquence, nous donnons sur la Fig. 3.25 l'évolution annuelle de la vitesse du vent mesurée par l'anémomètre installé à une hauteur de 10 m ainsi que l'évolution

de celle calculée par la relation (2.2) pour une hauteur de 100 m et correspondant à celle du moyeu de l'aérogénérateur considéré.

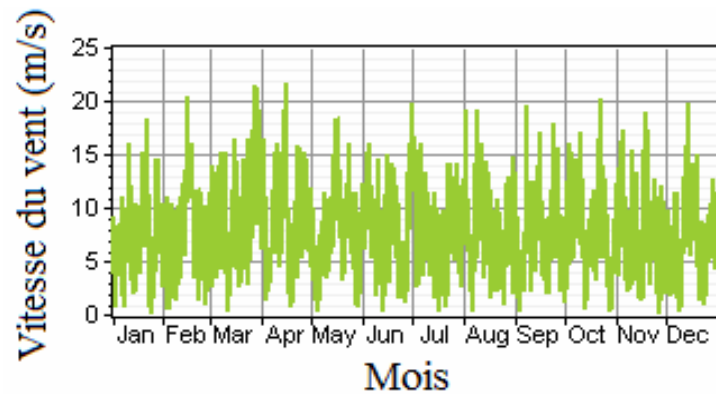


Fig.3.23 : Evolution annuelle des vitesses du vent (site :Adrar)

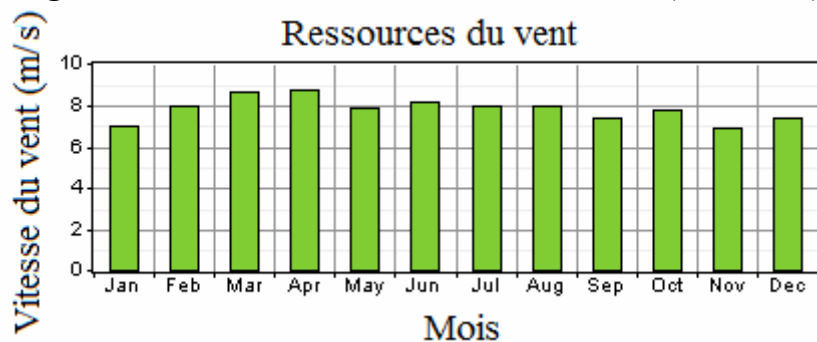


Fig.3.24 : Evolution des moyennes mensuelles des vitesses du vent (site :Adrar)

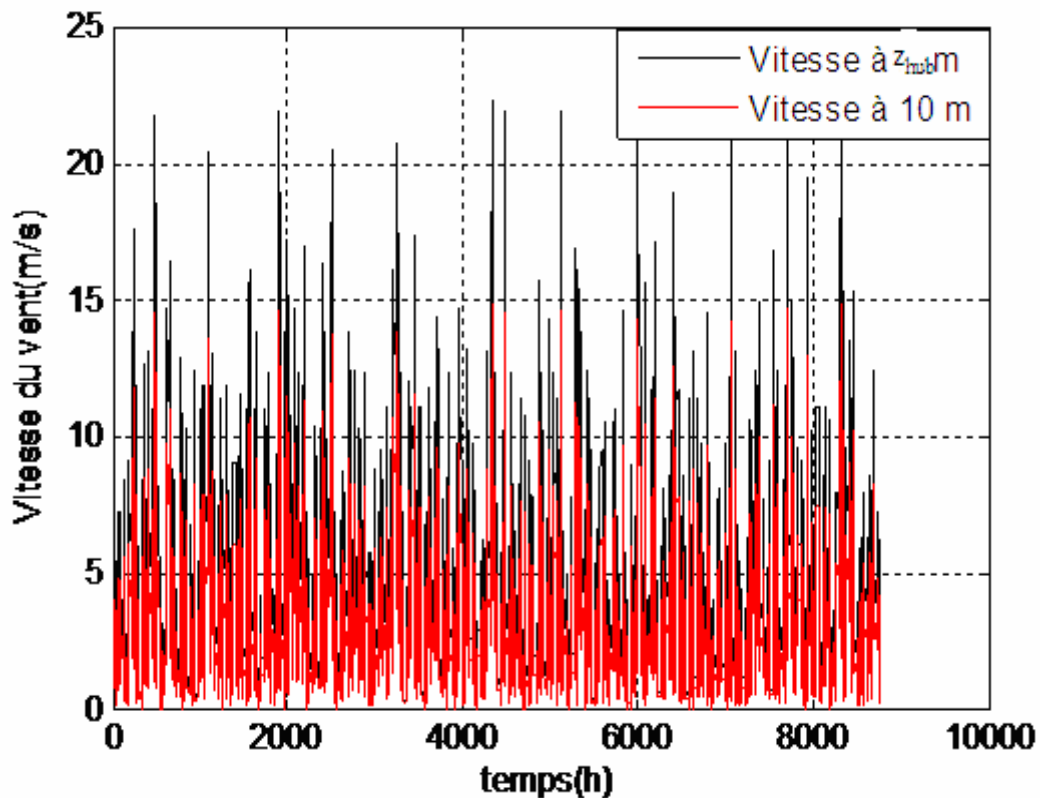


Fig.3.25 : Vitesse du vent à 10m et à $z_{hub} = 100m$

3.3.2 Simulation de la turbine

Le programme de simulation de la turbine a été développé sous MATLAB-SIMULINK moyennant les équations (2.8) et (2.9), et en utilisant comme paramètres d'entrées, le coefficient aérodynamique de puissance C_p modélisé dans le chapitre 2 précédent ainsi que les caractéristiques mécaniques de la turbine données en ANNEXE F.

3.3.3 Résultats de simulation et validation du modèle analytique de la turbine

Pour valider le modèle de la turbine, on dispose de la courbe $C_p(v)$ et de la courbe $p(v)$ données par le concepteur de l'aérogénérateur VESTAS 47-660. Cependant, les Figs . 3.26(a) et (b), nous montrent respectivement, le résultat de superposition de la courbe réelle et la courbe obtenue à partir de l'approximation numérique. À partir de l'équation numérique (2.9) la fonction non linéaire C_p était implémentée sous MATLAB-SIMULINK pour calculer le couple du vent. Ainsi, moyennant les valeurs du C_p calculé nous avons pu trouver les valeurs des puissances correspondantes.

L'avantage d'un modèle mathématique représentatif du coefficient de puissance est de faciliter l'entreprise de simulations en mode dynamique surtout lorsque les paramètres dont dépend la puissance de la turbine changent dans le temps suite à la variation de la vitesse du vent.

- **Discussion des résultats**

- *Evolution du coefficient de puissance (C_p)*

La figure (3.26.a) représente la courbe du coefficient de puissance C_p donné par le concepteur ainsi que le C_p modélisé, ces deux courbes ont été réalisées afin de valider cette modélisation pour laquelle nous constatons qu'il existe une très bonne concordance entre la caractéristique donnée par le concepteur et celle modélisée.

- *Evolution de la puissance mécanique*

Sur la figure 3.26.b nous avons représentés simultanément la courbe de puissance donnée par le concepteur ainsi que la puissance obtenue par la modélisation. A partir des résultats obtenus nous constatons qu'il y' a une bonne concordance entre la caractéristique donnée par le concepteur et celle modélisée.

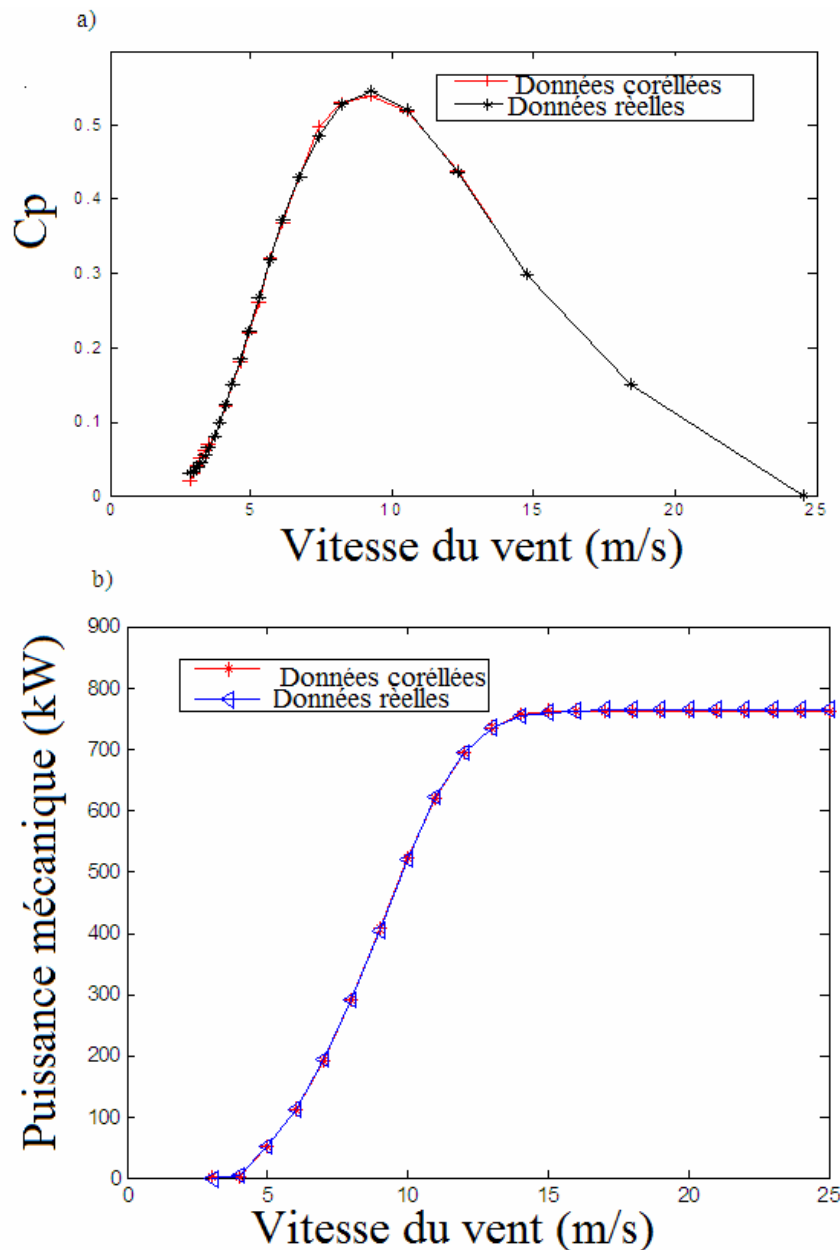


Fig.3.26 Courbe approximative et courbe réelle a) C_p b) $P(v)$

3.3.4 Simulation de la génératrice

La modélisation de la génératrice est régie par les équations (2.39) à (2.42). Alors généralement pour faciliter la simulation numérique de cette machine une transformation abc en dq est nécessaire. Par ailleurs, nous avons aussi développé un programme permettant de simuler le comportement de la génératrice tout en moyennant les caractéristiques électromécaniques données en ANNEXE F.

Ainsi, ce programme nous a permis de simuler le comportement de la génératrice et comme principaux paramètres les puissance active P_{ac} et réactive Q_a , les courants produits ont été calculés et les résultats obtenus sont présentés consécutivement comme suit :

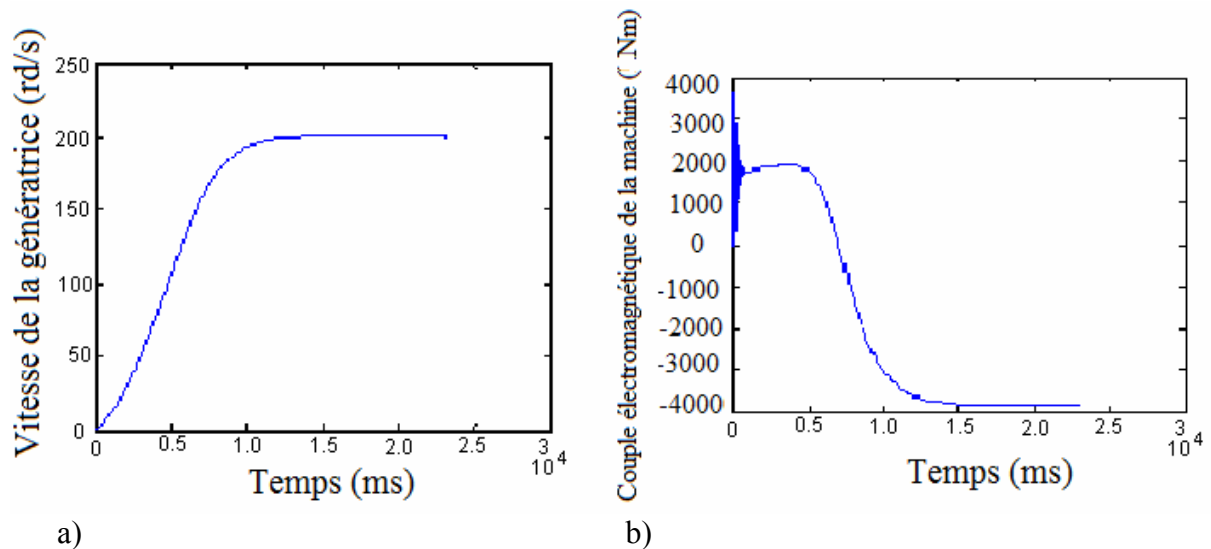


Fig.3.27 Courbes au démarrage et du fonctionnement a) de la vitesse du générateur b) du couple électromagnétique pour une vitesse du vent variant : $v = 3m/s$ a $v=24m/s$.

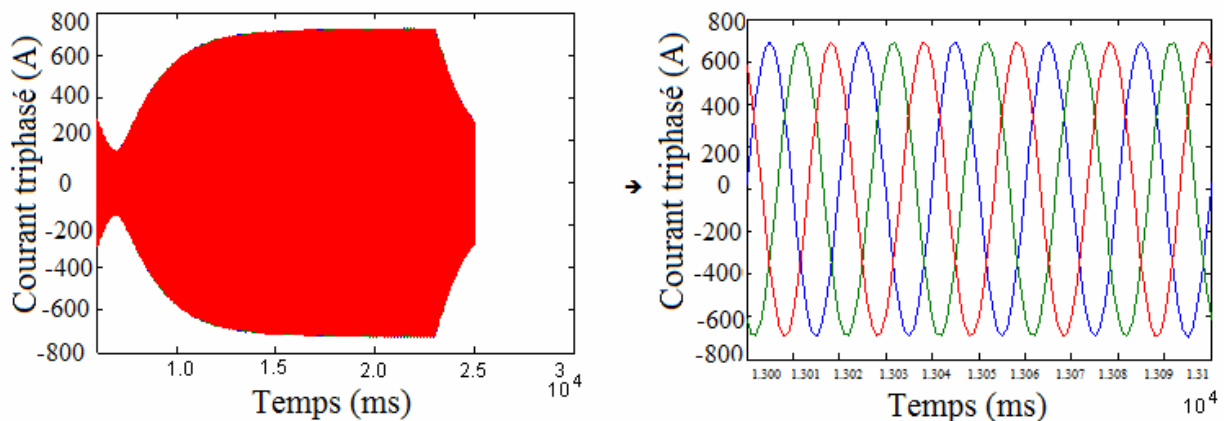


Fig.3.28 Courbes au démarrage et en fonctionnement générateur du courant statorique, pour une vitesse du vent variant de $3m/s$ à $24m/s$.

- *Discussion des résultats*

- *Evolution du couple électromagnétique (C_{em})*

A partir des résultats présentés sur la Fig. 3.27 (a,b), nous constatons que durant ces deux phases de fonctionnement (au démarrage et en charge) dont la première correspond à une phase de transition provoquée par l'inertie du système, la machine asynchrone subit des oscillations (perturbations) et le couple atteint une valeur maximale de 3000 Nm. La seconde phase correspond à une zone de stabilisation dont la valeur du couple est égale à 1900 Nm assurant le démarrage.

A l'instant « $t=60$ s » nous appliquons une variation de la charge où la vitesse du rotor de la turbine dépasse légèrement la vitesse du synchronisme VS ($2\pi f / 50.6p$ nombre de paire de pôles), la machine passera alors en mode de fonctionnement générateur alors le couple

prend des valeurs négatives ce qui permet de vaincre les couples résistants. Après avoir subi des variations brusques jusqu'à atteindre une valeur de 4000Nm. On retrouve bien l'allure attendue pour le couple électromagnétique en fonction de la vitesse du rotor de la turbine (VRT). Pour une VRT inférieure à VS, la machine fonctionne en moteur, et pour $VRT > VS$, elle fonctionne en génératrice.

➤ *Evolution des courants statoriques*

A partir des résultats présentés sur la Fig. 3.28 représentant l'évolution du courant statorique. Nous constatons qu'au démarrage la génératrice absorbe un courant qui atteint la valeur de 242.4 A, ce qui permet à la génératrice de développer un couple électromagnétique nécessaire pour vaincre les couples résistants (inertie, pertes par frottement visqueux et ventilation).Après disparition du régime transitoire, le courant oscille avec une amplitude de 216.4 A correspondant au régime permanent.

Suite à la variation de la charge à l'instant « t =60 s », le courant s'emballe jusqu'à atteindre une valeur de 628 A.

3.3.5 Simulation de la source triphasée

En ce qui concerne la simulation de la source triphasée, elle est similaire à celle développée dans le paragraphe relatif au système photovoltaïque.

3.3.6 Présentation des puissances produites

Généralement pour calculer la puissance développée par un aérogénérateur, nous utilisons comme principales données la caractéristique $p_{ph}=f(v)$ correspondante et fournie par le constructeur.

Dans cette étude, moyennant les différentes équations cités dans le chapitre 2. , les valeurs horaires de la vitesse du vent mesurées sur le site d'Adrar, sont calculées à la hauteur du moyeu de la machine. Ces dernières sont utilisées à leurs tours pour déterminer les performances de la machine. Les résultats obtenus sont présentés comme suit :

- Sur la Fig. 3.29.a est présenté l'évolution horaire des vitesses du vent ;
- Sur la Fig. 3.29. b et c sont présentées respectivement les vitesses de rotation de la machine asynchrone et celle de la turbine ;
- Sur la Fig. 3.29. d et e sont présentées respectivement le couple développé au niveau de la turbine et celui de la machine asynchrone ;
- Sur la Fig. 3.29. f et g sont présentées respectivement les puissances actives et réactives développés au niveau de la machine asynchrone ;
- Sur la Fig. 3.29. h, est présenté l'évolution horaire du courant au niveau du stator et qui sera injecté au réseau.

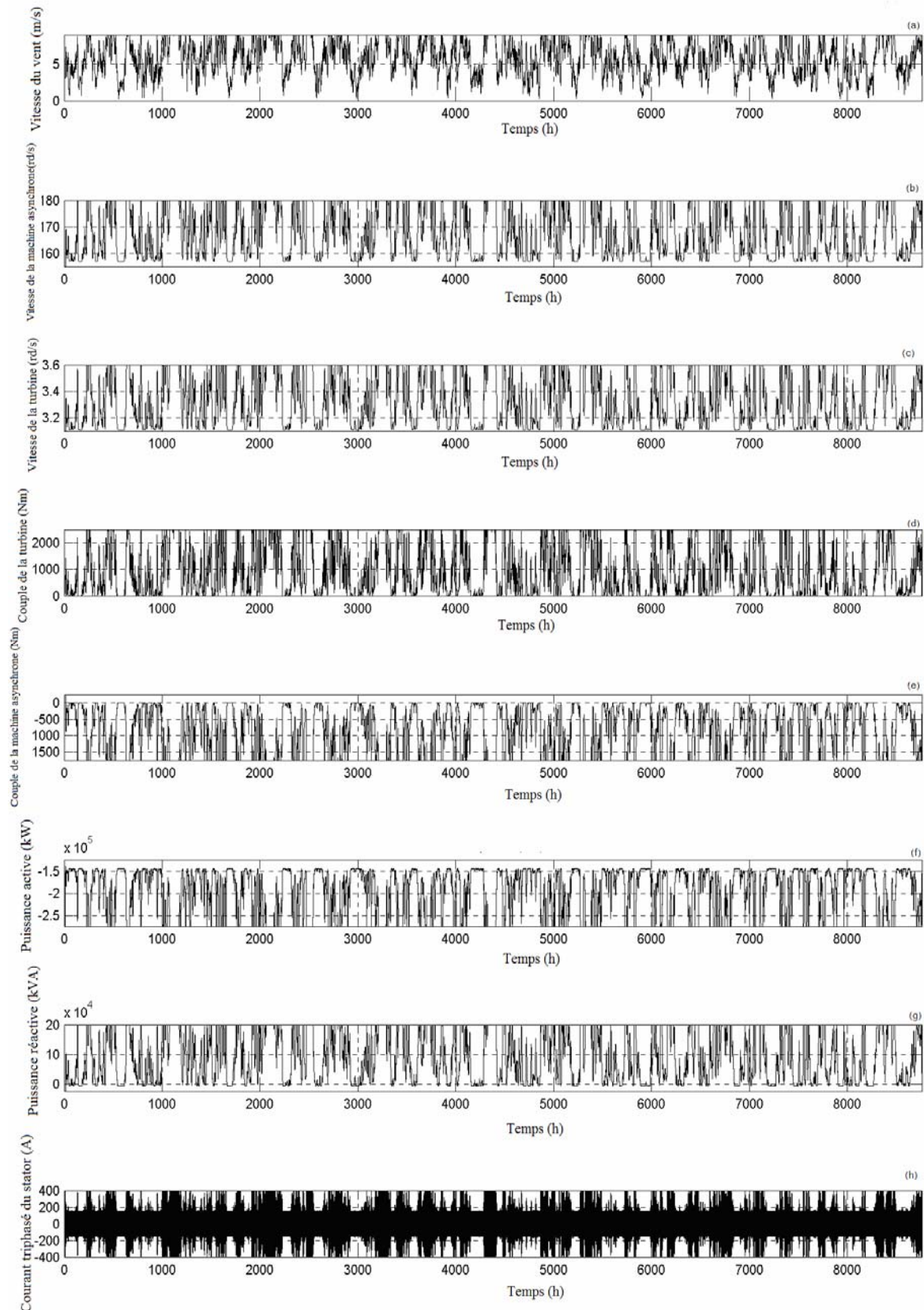


Fig.3.29 : Présentation des résultats de simulation

3.3.7 Configuration du système éolien retenu

Le parc éolien considéré est constitué d'un ensemble d'aérogénérateurs à vitesse fixe dont la seule fonction est d'exporter de l'énergie au réseau en fonction de la disponibilité des ressources éoliennes. Le schéma synoptique est présenté sur la Fig. 3.30.

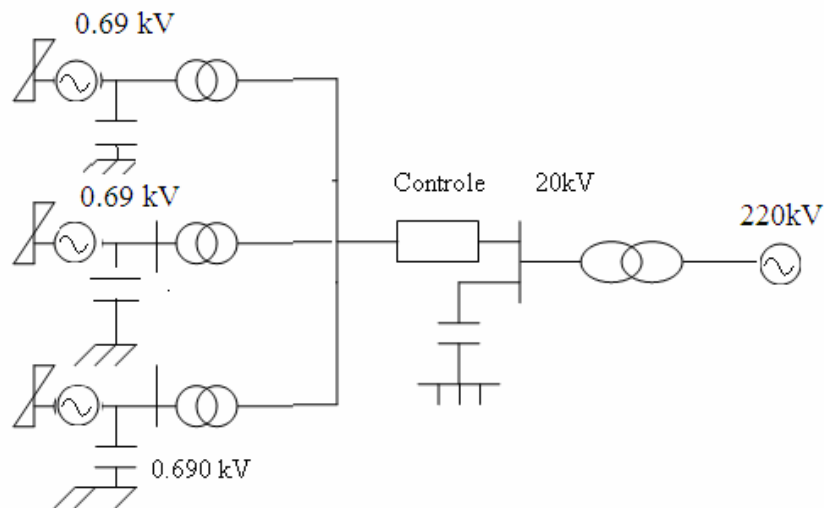


Fig. 3.30 : Schéma synoptique du système éolien retenu

3.4 Gestion du système complet

3.4.1 Contrôle de l'état du réseau

Le rôle de ce contrôleur est la protection des systèmes décentralisés de tous les éléments néfastes. Cela se réalisera lorsqu'il existe des signes de déviations du côté réseau. Dans le cas réel de ces systèmes, des détecteurs spécifiques sont utilisés pour signaler les lignes où la tension ou la fréquence sont déviés par rapport à celles consignées au contrôleur et par conséquent cela permet d'isoler les systèmes décentralisés du réseau au moment opportun.

Lorsque le réseau délivre une tension et une fréquence égales aux valeurs nominales, on dit que le réseau fonctionne en mode normal. Par contre, lorsque ces deux dernières ne sont pas réunies on dit que le réseau fonctionne en mode anormal.

Dans ce cas, le système décentralisé se déconnectera du réseau électrique et il ne se reconnectera de nouveau que si les écarts seront éliminés. Parmi les problèmes les plus fréquents auxquels est soumis le réseau électrique, c'est le problème de l'îlotage. Alors, généralement les systèmes de contrôle sont conçus aussi pour éliminer les effets de ce dernier. Ainsi, l'organigramme ci-dessous montre le schéma synoptique de la façon dont le contrôleur fonctionne.

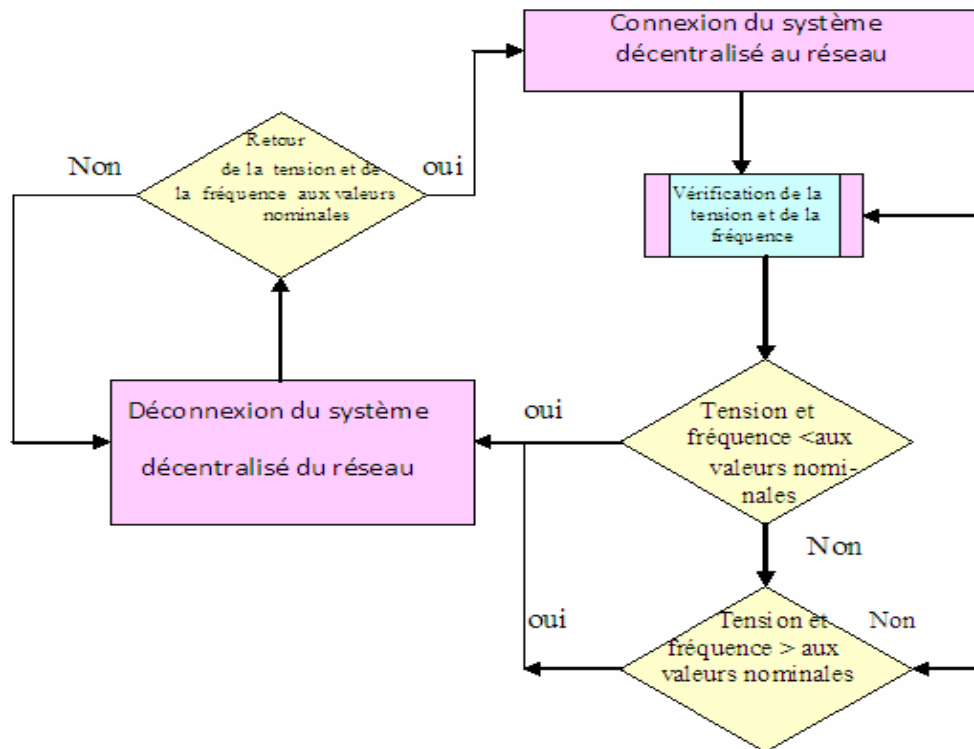


Fig. 3.31 : Organigramme du bloc contrôleur

3.4.1.1 Résultats de simulation de la déviation de la fréquence et de la tension du réseau

Le bloc de contrôle permet d'évaluer les variations de la tension et de la fréquence du réseau qui seront comparés aux valeurs données en consignes. Il réagit alors selon ces informations et permet au système décentralisé de se connecter ou de se déconnecter du réseau.

Le système de contrôle fonctionne selon l'organigramme présenté sur la Fig.3.31 et la simulation du comportement du système de contrôle est effectuée selon le programme que nous avons développé sous MATLAB/SIMULINK et dont le schéma bloc est présenté sur la Fig.3.31.

Le contrôleur a été conçu avec une fenêtre opérationnelle contenant toutes les fréquences et les tensions permettant au système décentralisé de se connecter au réseau. Quand les fréquences et les tensions du réseau deviennent différentes de celles spécifiées dans la fenêtre opérationnelle, le contrôleur déconnectera le système décentralisé du réseau.

La tension est liée à la puissance par cette équation $P_{sr} = I \times V = V^2/R$, cependant si la tension croît ou décroît dans le réseau, la puissance dans le réseau s'affecte automatiquement. Ceci peut s'observer sur la figure ci-dessous où la puissance au dessus de ce qui a été spécifié dans la fenêtre opérationnelle est de 1.26 pu et la puissance au dessous est de 0.79 pu. Dans chacun de ces deux cas, le contrôleur déconnectera le système décentralisé de la ligne, ainsi la ligne aura une puissance pure provenant d'une source triphasée.

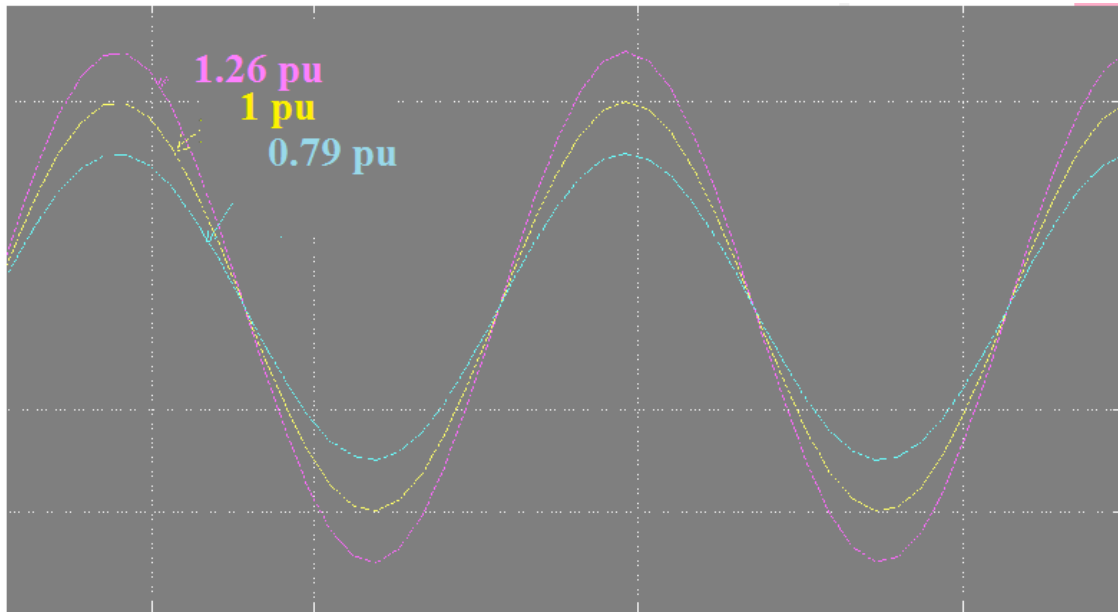


Fig. 3.32 Déviation de la tension réseau

La Fig. 3.33 ci-dessous nous montre les résultats de simulation de la déviation de la fréquence du réseau. A partir de cette figure, il est clairement observé que le contrôleur déconnectera le système décentralisé du réseau quand la fréquence du réseau diffère des valeurs spécifiées dans la fenêtre opérationnelle. Dans cette figure, la fréquence nominale utilisée est de 50 Hz. Les fréquences de 40 et de 60 Hz sont respectivement les fréquences au dessous ou au dessus des fréquences spécifiées dans la fenêtre opérationnelle. Ainsi, il est constaté que le contrôleur déconnecte le système décentralisé du réseau électrique à 40 Hz et 60 Hz, en ne laissant que la source réseau fonctionnel en ligne.

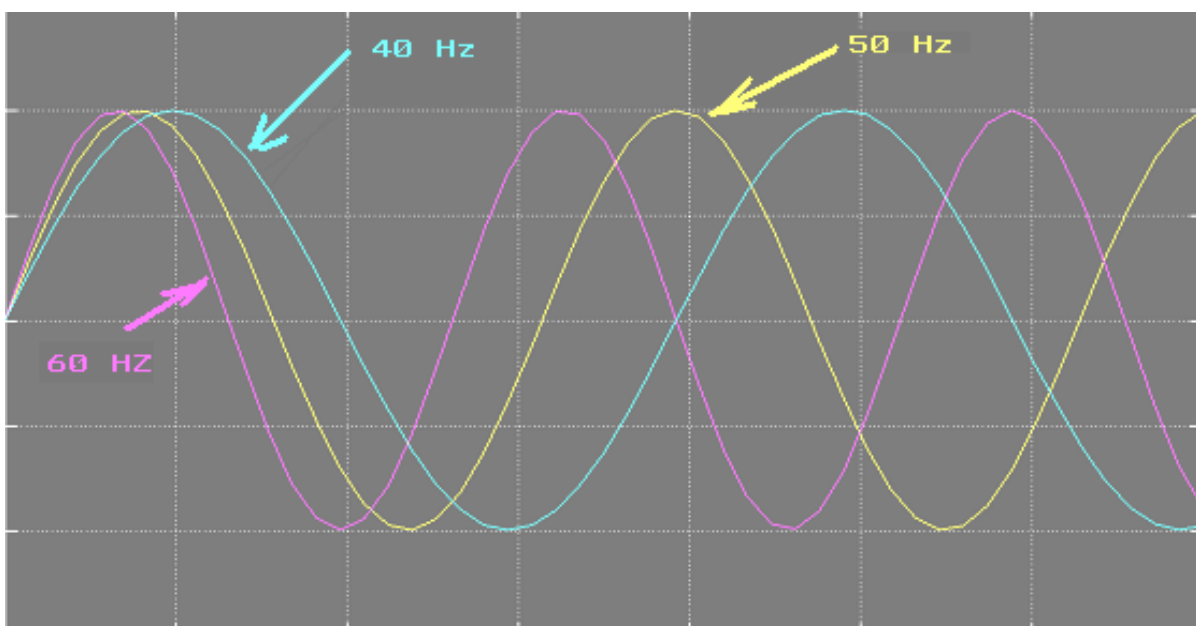


Fig. 3.33 Déviation de la fréquence réseau

3.4.2 Contrôle de la puissance totale injectée au réseau

La puissance délivrée par chacun des deux systèmes photovoltaïque ou éolien devrait être gérée, de manière à ce que le surplus où le déficit en matière de puissances produites par l'un ou l'autre des deux systèmes soit mené au réseau sans qu'il y ait des phénomènes conduisant à une perturbation des différents systèmes considérés.

Pour chaque heure de l'année h , la quantité d'énergie électrique disponible au niveau du transformateur relié au réseau est exprimé par la relation suivante :

$$P_{AC-h} = (P_{pv-h} \cdot \eta_{INV} + P_{W-h}) \cdot \eta_{TR} \quad (3.1)$$

où η_{INV} est le rendement de l'onduleur, modélisée comme une variable dépendant de la puissance débitée par l'onduleur, η_{TR} est le rendement du transformateur relié au réseau électrique, et qui tient compte des pertes dans les lignes de transmission, P_{w-h} est la quantité d'énergie produite par le générateur éolien (W) et P_{pv-h} est la quantité d'énergie produite par le générateur PV (W).

Toute fois, la quantité d'énergie horaire injectée dans le réseau électrique, P_{EE-h} (W) est limitée par la capacité d'injection permise au point de la connexion du réseau $P_{MAX-GRID}$ (W) qui se traduit par la relation suivante :

$$P_{EE-h} = \min(P_{MAX-GRID}, P_{AC-h}) \quad (3.2)$$

$P_{MAX-GRID}$ (W) est la valeur d'injection maximale autorisée. Dépendant des caractéristiques et des contraintes techniques que présente le réseau usuel, dont principalement celle liées à l'injection de la puissance électrique dans un réseau électrique qui est limitée à une certaine valeur maximale. En Espagne, cette valeur est limitée à 50% [69], en Europe, en général elle est limitée à 35% [70], alors que dans notre cas nous l'avons fixée à 22%.

Dans le cas des pays européens, la production électrique assurée par le système photovoltaïque est favorisée par rapport à celle fournie par le système éolien [69]. Alors cette condition s'adapte convenablement car le territoire Algérien est caractérisé par une abondance d'énergie solaire, en particulier dans les sites intérieurs du pays. La quantité d'énergie à injecter au réseau obtenue à partir du générateur photovoltaïque ($P_{EE-PV-h}$) et celle obtenue à partir du générateur éolien P_{EE-w-h} sera calculée moyennant l'organigramme présenté sur la Fig. 3.34.. La puissance totale injectée dans le réseau est illustrée sur la Fig. 3.35 dans laquelle nous constatons que la totalité de la puissance injectée P_{EE-h} ne dépasse pas le taux $P_{MAX-GRID}$ limite à respecter et dont la valeur limite retenue dans notre travail est de 22% de la totalité de la puissance.

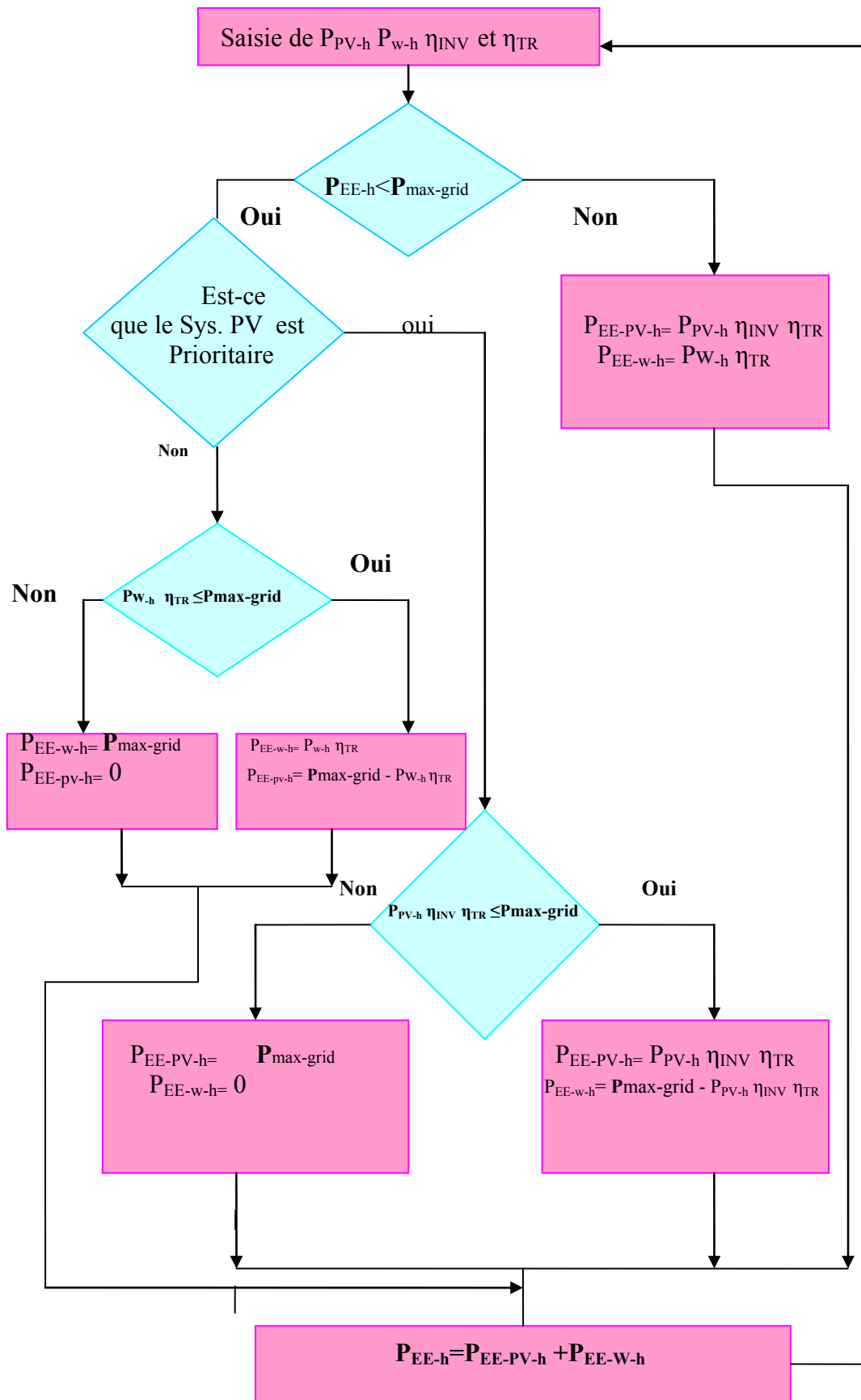


Fig. 3.34 : Organigramme de la gestion du système

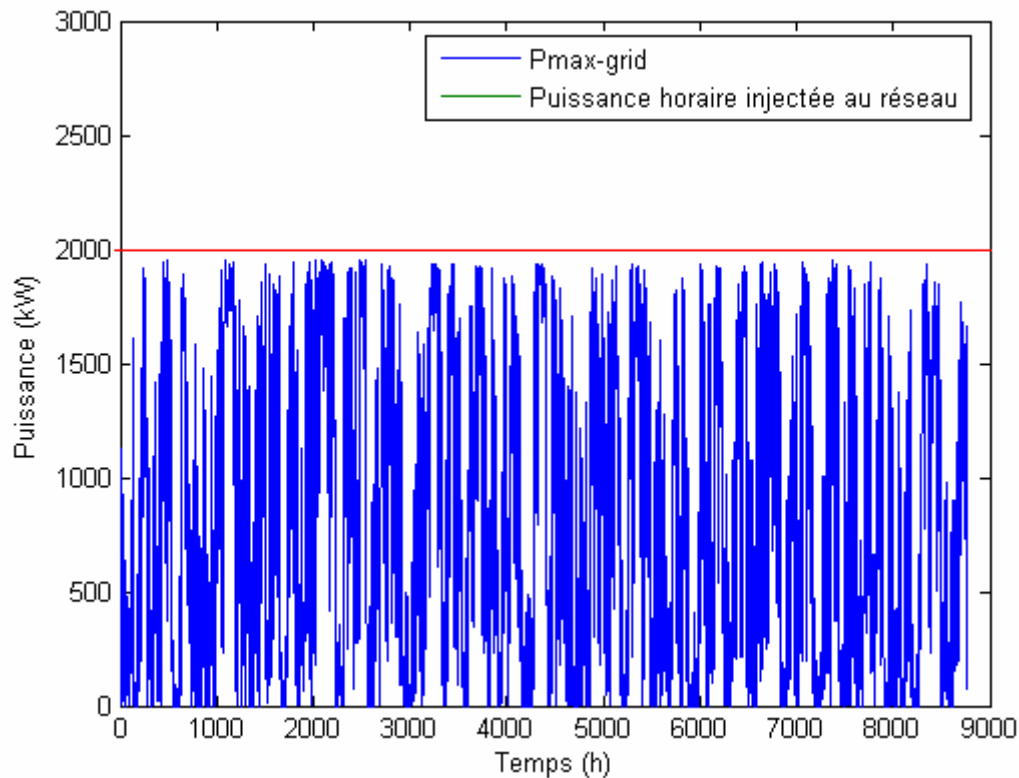


Fig. 3.35 : Représentation des puissances injectées au réseau pour chaque heure de l'année

3.5 Conclusion

Ce chapitre a permis de dresser un bilan de performance d'un aérogénérateur constitué d'une turbine et d'une machine asynchrone connectée au réseau en fonctionnement génératrice, d'un générateur photovoltaïque connecté au réseau et du système de gestion complet. Afin de pouvoir mener cette étude, nous avons développé un outil permettant de simuler le comportement de chacun des sous-systèmes connectés au réseau sur le site d'Adrar, où les données météorologiques (vitesses du vent, rayonnement et températures ambiantes) sont disponibles. Malgré un développement analytique complexe, cet outil s'est révélé performant dans les résultats qu'il nous a fournis vu qu'ils correspondent à notre attente.

Chapitre 4.

Contraintes liées à l'interconnexion des systèmes décentralisés au réseau électrique

4.1 Introduction

Ce chapitre s'intéresse à l'étude des contraintes liées à la production décentralisées, assurées par deux systèmes de conversion de l'énergie renouvelable, photovoltaïque et éolienne.

Ainsi, nous allons analyser le fonctionnement d'un système éolien et photovoltaïque et de leurs raccordements au réseau, en faisant appel à des informations liées aux caractéristiques fournies par le fabricant et celles fournies par le distributeur commercial de l'électricité. Les modèles développés dans les sections précédentes nous permettent d'analyser la qualité de la tension et celle du courant produit. A cette fin les résultats attendus de ce chapitre est la formulation d'un modèle d'interaction éolien - réseau et PV-réseau.

4.2 Analyse des flux fonctionnels

Les réseaux électriques se composent de trois parties :

- Les réseaux d'interconnexion à THT ;
- Les réseaux de transport et de transmission ;
- Les réseaux de distribution (Pour plus de détails voir paragraphe 1.3.1.1).

Ainsi, pour pouvoir injecter de l'énergie produite par un système éolien ou photovoltaïque dans le réseau, la principale contrainte qui s'impose est la limite du taux de pénétration. Le respect de cette contrainte dépend à la fois des caractéristiques, du système décentralisé considéré, du site et du réseau électrique. Cette contrainte est essentiellement liée à la qualité de l'énergie dans le noeud de connexion et de celle de son voisinage [71].

La notion de qualité de l'énergie est attachée au niveau de satisfaction de l'utilisateur, elle est mesurée en termes de viabilité et de qualité de la tension [34].

Les principales perturbations dues à l'intégration des systèmes décentralisés dans les réseaux de distribution sont essentiellement [71], [37] et [72] :

- Des variations de l'amplitude de tension, ces variations étant de deux types : les variations lentes et les variations rapides connues sous le nom de Flickers ;
- Des harmoniques.

Les contraintes liées à la connexion au réseau sont imposées par les charges connectées au réseau. Elles sont décrites par des normes dont pour l'Europe, par exemple, les caractéristiques principales de la tension fournie par un réseau public MT ou BT sont définies

par la norme européenne EN50160 [73]. Celle-ci précise les tolérances que doivent être garanties pour la tension et la fréquence ainsi que pour les niveaux de perturbations rencontrées dans le réseau.

Il existe plusieurs solutions pour augmenter le taux de pénétration de la production décentralisées [74]. Ces solutions utilisent des technologies et des concepts différents les uns des autres et peuvent être classées suivant le composant contrôlé.

La figure 4.1 récapitule, d'après la loi d'intégralité des parties, les composants contrôlables.

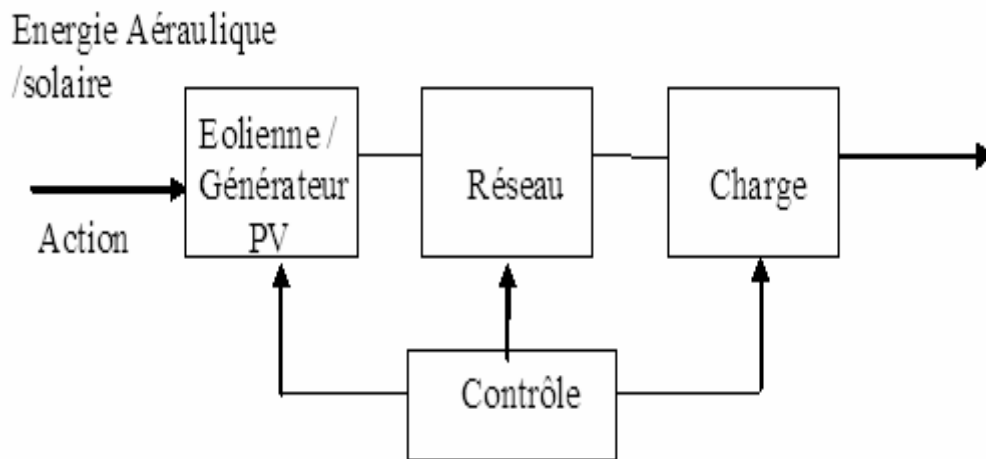


Fig.4.1 Possibilités de contrôle du flux d'énergie électrique

- *Le composant contrôlé est l'éolienne*

* Contrôle de la puissance active et de la puissance réactive

Les technologies adoptées utilisent des unités de contrôles de la tension au nœud de connexion. Ces unités communiquent avec le celle de contrôle du système éolien, ce qui permet d'adapter la puissance produite aux fluctuations de la charge. Cette solution pourra être utilisée pour atténuer les variations lentes de la tension et les flickers.

* Intégration d'un système stockage de l'énergie électrique

L'atténuation des flickers nécessite la régulation rapide et une faible quantité d'énergie. Pour le maintien de la tension à une valeur constante sur un intervalle de 10 minutes, la régulation est plutôt lente et la quantité d'énergie appelée peut être plus grande. Des solutions ont été apportées pour régler ce problème, c'est les techniques de stockages de l'énergie. Ces dernières sont utilisées sur un réseau électrique peuvent être : électrochimiques, mécanique (inertiel), électrostatique, magnétique, hydraulique, pneumatique ou thermique.

- *Le composant contrôlé est le système photovoltaïque*

En ce qui concerne le système photovoltaïque, les mêmes composants cités précédemment sont contrôlés en introduisant principalement le contrôle des harmoniques vu que les systèmes photovoltaïques utilisent des convertisseurs électroniques

*Les harmoniques

Pour ces systèmes, il faut s'assurer que la distorsion subite par l'onde est acceptable sinon l'installation d'un filtre est nécessaire.

- *Le système contrôlé est le réseau*

* injection de la puissance réactive

Cette solution est réalisée à l'aide des batteries de condensateurs ou à l'aide de compensateurs rotatifs. Les batteries de condensateurs sont utilisés pour le maintien de l'amplitude de la tension seulement ; tandis que les compensateurs rotatifs peuvent être utilisés aussi pour l'atténuation du phénomène de flickers si la régulation mise en place est rapide. L'injection de la puissance réactive nécessaire pour le maintien de l'amplitude de la tension est très utile aussi pour réduire les pertes par effet joule dans les câbles et permet aussi l'augmentation de la quantité de la puissance active qui peut transiter pour un même échauffement.

* Réglage du transformateur du poste source

- *Le composant contrôlé est la charge*

Il s'agit d'adapter la charge aux fluctuations de la production du système décentralisé. Cette solution n'est pas toujours possible car il faut disposer des charges réglables comme, par exemple, certain type de réfrigérateurs etc. Quand elle est possible, elle sera utilisée seulement pour le maintien de l'amplitude de la tension.

Chaque solution engendre des coûts supplémentaires qui peuvent mettre en cause la rentabilité du projet. En principes les coûts supplémentaires liés à la solution adoptée sont répercutés au maître d'ouvrage. Celui-ci doit, donc, analyser les coûts supplémentaires par rapport au retour qu'il attend. A cet effet, une étude économique est indispensable pour le choix de la solution optimale et pour prédire son impact sur la rentabilité du projet.

4.3 Pénétration de la production décentralisée dans un réseau de distribution

4.3.1 Les critères de qualifications de l'énergie

La variation maximale permise de la tension dans un réseau est traitée par la commission internationale de l'électrotechnique IEC 868 [71]. La méthode utilisée se base sur la courbe de variation de la tension (voir Fig. 4.2) en respectant les deux conditions suivantes:

- la partie (1) montre que les variations lentes de la tension sont acceptables si elles sont inférieures à 3% de la tension nominale du réseau. Pour des raisons de sécurité, certaines

directives européennes, précisent que les variations lentes de la tension sont acceptables si elles sont inférieures à 2.5% de la tension nominale du réseau [71] [34].

$$|\Delta U(\%)| \leq 2.5 \quad (4.1)$$

- la partie (2) montre la limite acceptable du phénomène de flicker et qui est traduite par la contrainte suivant :

$$|\Delta U(\%)| \leq 0.628.F^{-0.3} \quad (4.2)$$

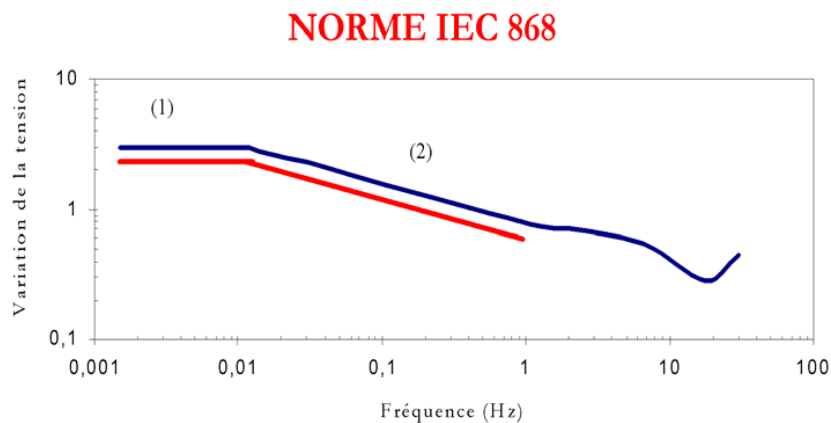


Fig.4.2 : Courbe de variation de la tension

4.3.2 Analyse du flux mise en jeu

La connexion au réseau est réalisée à l'aide de l'unité électrique qui comprend :

- la génératrice et les câbles (pour le système éolien). Dans notre cas d'étude nous avons travaillé avec un générateur à vitesse fixe ce qui fait que le contrôle de la connexion sera réalisé aux niveaux des bancs de condensateurs.

-Le générateur, l'électronique de puissance et les câbles dans le cas d'un système photovoltaïque le contrôle est réalisé au niveau du générateur (convertisseur coté générateur) et électronique de puissance au niveau du réseau.

Pour les deux cas précédent, Le contrôle permet de régler la variation de la tension au point de connexion.

Afin de réaliser le modèle globale qui calcule le taux de pénétration de la production éolienne / photovoltaïque dans un réseau de distribution, il est nécessaire d'exploiter les différents modèles développés dans le chapitre 2, tout en complétant par le modèle d'interaction unité électrique/réseau.

4.3.3 Modèle d'interaction de l'unité électrique avec le réseau

La puissance de court-circuit caractérise la faiblesse du point de connexion du point de vue réseau seulement. Pour prendre en compte le système décentralisé à connecter, on utilise

généralement le rapport entre la puissance de court-circuit du réseau sur la puissance nominale du système décentralisé, qui est défini comme étant (le taux de pénétration S_{cr}) et qui caractérise la faiblesse du point de connexion. Ce qui est exprimé par la relation suivante :

$$S_{cr} = \frac{P_n}{S_{Sc}} \quad (4.3)$$

Le taux de pénétration (S_{cr}) sera utiliser comme critère de caractérisation du site considéré. non pas du système éolien ou photovoltaïque. Ce critère est très important lors de l'élaboration des scénarios d'approvisionnement en énergie éoliennes ou photovoltaïque dans une région donnée.

Bien que l'étude précise de chaque cas particulier mène à différentes valeurs minimales appropriées du paramètre S_{cr} , on considère alors que le réseau est susceptible d'être faible pour une connexion donnée si le paramètre S_{cr} est inférieur à 25 [39].

Ainsi le modèle utilisé pour calculer la variation de la tension ne prend pas en compte l'influence de la variation de la demande dans le réseau électrique. Le diagramme vectoriel de Fresnel lui correspondant est présenté sur la Fig.4.3 :

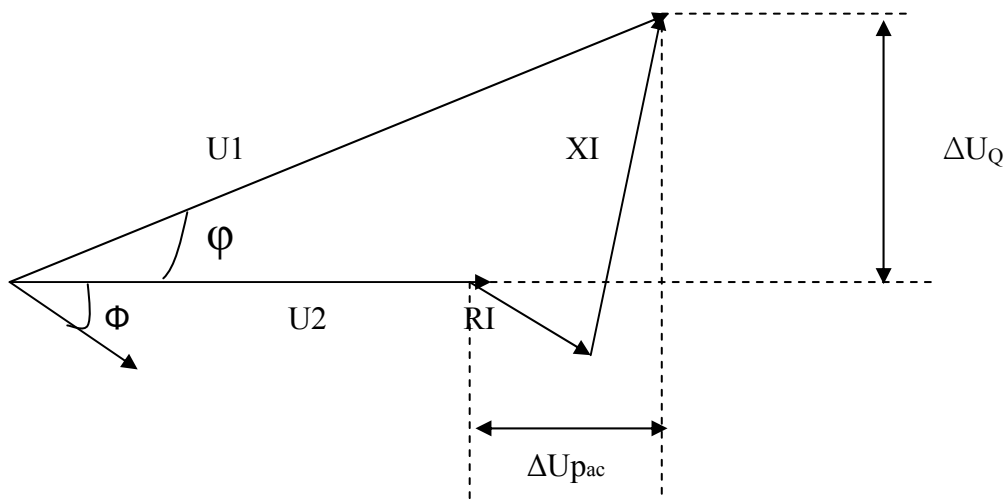


Fig.4.3 Diagramme vectoriel

A partir de ce diagramme et à partir des lois de la géométrie et d'électricité de bases les équations suivantes peuvent être écrites :

$$U_1^2 = (U_2 + \Delta U_p)^2 + \Delta U_Q^2 \quad (4.4)$$

C'est-à-dire:

$$U_1^2 = (U_2 + R I \cos \phi + XI \sin \phi)^2 + (XI \cos \phi - R I \sin \phi)^2 \quad (4.5)$$

Où encore :

$$U_1^2 = \left(U_2 + \frac{R P_{ac}}{U_2} + \frac{XQ}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{XP_{av}}{U_2} - \frac{R Q}{U_2} \right)^2 \quad (4.6)$$

La tension au point de connexion d'un système décentralisé est donc :

$$U_2 = \sqrt{\frac{U_1^2}{2} - (R P_{ac} + XQ) + \sqrt{\left[\frac{U_1^2}{2} (R P_{ac} + XQ) \right]^2 - (P_{ac}^2 + Q^2)(R^2 + X^2)}} \quad (4.7)$$

La variation de la tension est :

$$\Delta U(\%) = 100 \left| \frac{U_1 - U_2}{U_1} \right| \quad (4.8)$$

Pac et Q représentent respectivement les puissances active et réactive du système décentralisé. Par convention la puissance active est considérée positive car elle est produite, la puissance réactive est considérée négative car elle est consommée.

Pour calculer la variation de la tension crée selon la relation (4.8) et lors de la connexion d'un système décentralisé, il faut déterminer la relation entre la puissance active générée et la puissance réactive consommée par le système. C'est ce qui présenté sur la (Fig. 4.3).

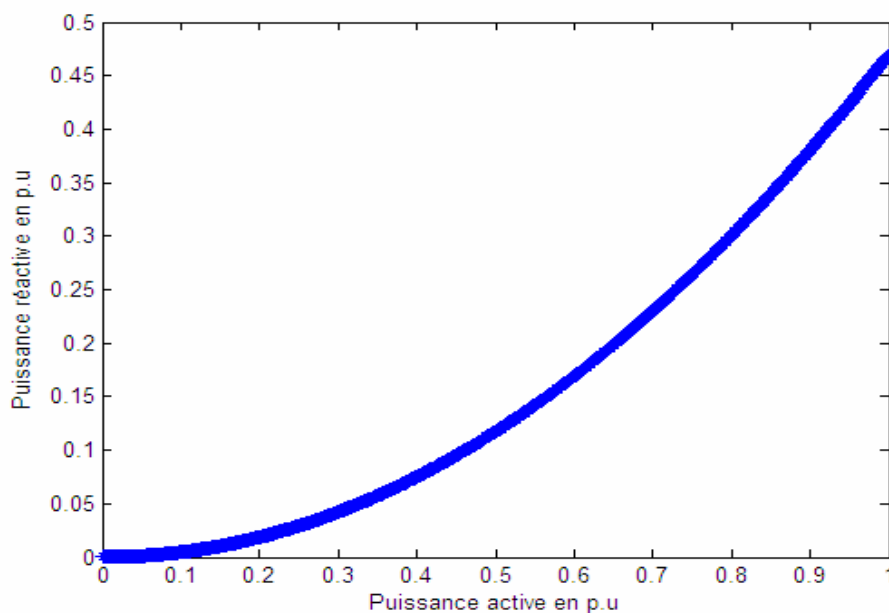


Fig.4.4 Variation de la puissance réactive en fonction de la puissance active pour un système décentralisé de 660 kW

4.3.4 Evaluation de la variation lente

Lors de la connexion d'une installation de production décentralisée à travers le transformateur qui lui est connecté, dès que ce dernier est mis sous tension ou lorsque la puissance produite par le système varie, il en résulte une génération de fluctuations de tension dans le circuit. Ce phénomène est acceptable lorsqu'il est ponctuel et devient gênant lorsqu'il devient fréquent par le fait qu'il provoque un papillotement. Alors pour éviter de phénomène le système de contrôle devra maintenir les valeurs de la fréquence et de la tension en dessous de leur limite présentées sur la Fig. 4.2.

Ainsi, nous avons élaboré un programme qui permet de déterminer la variation de la tension provoqué lors de la connexion d'un système décentralisé d'une puissance de 660kW à cinq types de réseaux caractérisé chacun par un rapport X/R. les résultats obtenus sont représentés sur les Figs 4.5 et 4.6.

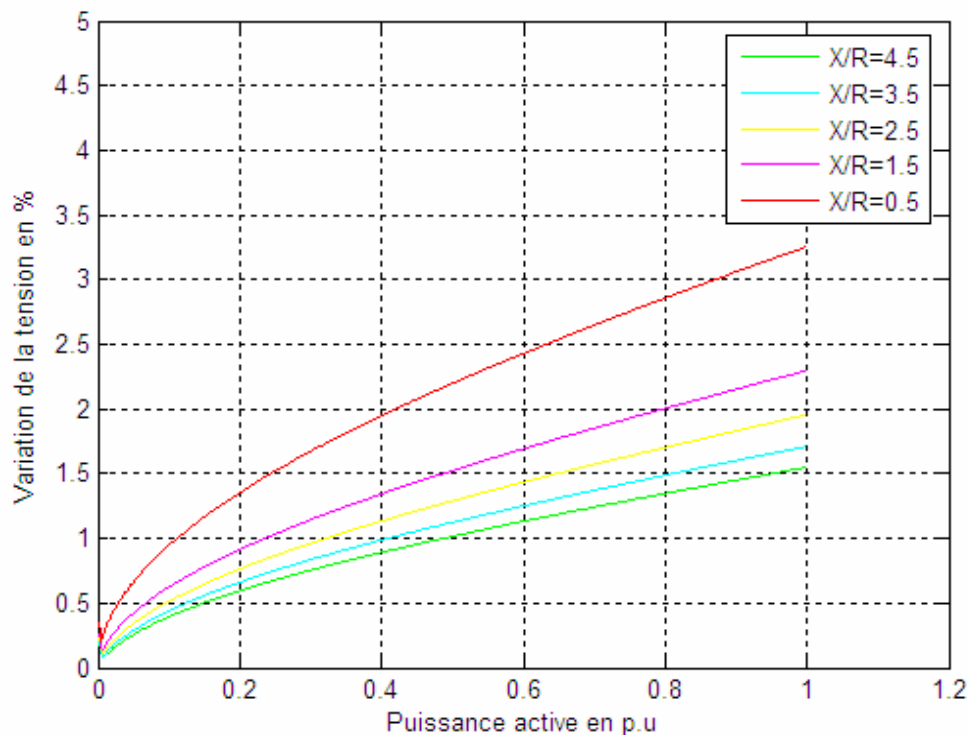


Fig.4.5 : Variation de la tension provoquée par la connexion d'une source décentralisée de 660kW, en fonction du réseau ($U_1=11$ kV, $S_{sc}=10$ MVA)

Nous remarquons d'après ce résultat que la variation maximale de la tension est très grande par rapport à la limite acceptable (2.5%) pour le rapport $X/R=0.5$; par contre la variation de la tension provoquée est faible pour les rapports entre 1.5 et 4.5. Dans cette application le taux de pénétration choisi est de 22 % ($1/S_{cr}=5.15$), ce taux n'est pas, donc, convenable pour les

sites qui ont un $X/R=0.5$. Les autres résultats peuvent encore accueillir de la production décentralisée jusqu'à une limite donnée.

La figure 4.6 montre la variation du taux maximal de pénétration de l'énergie décentralisé en fonction du rapport X/R du réseau électrique. Ce résultat montre que le taux maximal de pénétration de l'énergie produite par le système décentralisé est faible dans le réseau pour lesquels le rapport X/R est faible. Le taux de pénétration est maximal lorsque $X/R=1.25$.

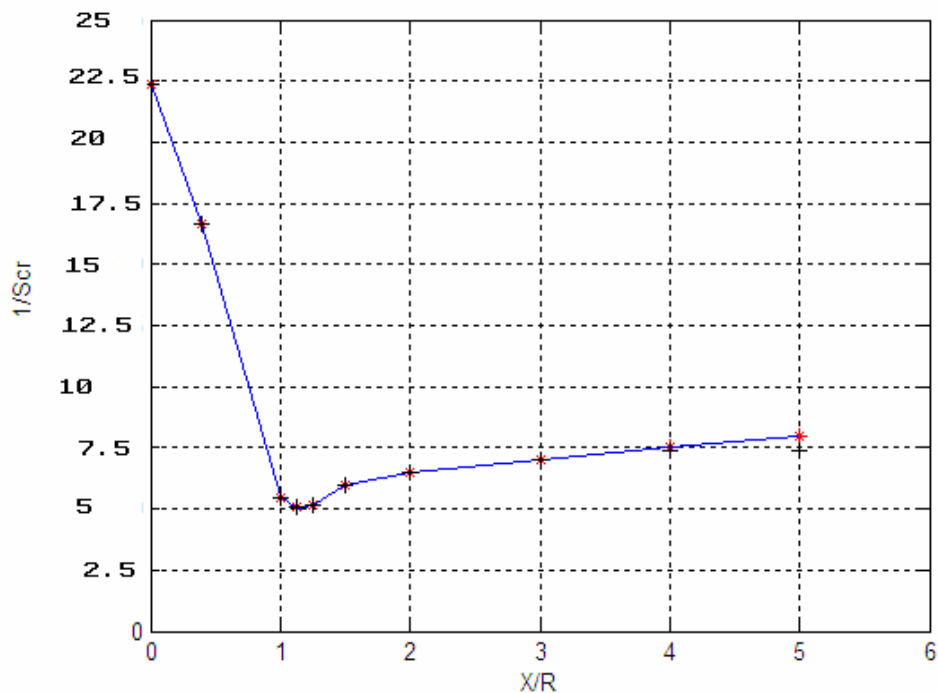


Fig.4.6 : Taux maximale de pénétration de l'énergie décentralisé en fonction du réseau
($U_1=11kV, S_{sc}=10MVA$)

4.3.5 Evaluation de la variation rapide de la tension (flickers)

- Système éolien

La raison la plus évidente des variations rapides de puissances observées est l'ombre du mât, la puissance du système diminue chaque fois qu'une pale passe devant le mât, la fréquence de variation est égale à 2 ou 3 fois la fréquence de rotation selon le nombre de pales (2 ou 3). La deuxième raison qui engendre des variations de même fréquence est l'effet de la couche limite terrestre qui provoque un cisaillement du profil du vent. La troisième cause est la turbulence, c à d les variations stochastiques du vent, qui sont dues aux rafales.

Une rafale peut durer de une à quelques dizaines de seconde et frappe partiellement le plan de l'éolienne. Une rotation du rotor dure typiquement deux secondes (à 25 tr/mn) chaque pale rencontrera alors la même rafale plusieurs fois. C'est la raison pour laquelle également la

turbulence est la cause des perturbations avec la fréquence de base de 2 ou 3 fois le nombre de pales (2p ou 3p) [76].

Pratiquement il n'est pas possible de mesurer la contribution d'un paramètre indépendamment des autres, il y a recours généralement à des simulations utilisant une description adéquate du vent vue par le rotor. Des simulations conduites séparément pour les trois paramètres ont montré que la turbulence est la cause principale des fluctuations de la puissance produite [76]. Dans cette étude, nous supposons que les fluctuations de la puissance de l'éolienne sont dues à l'ombre du mât et que leur amplitude est de 20% de sa puissance nominale [71]. Nous retenons, cependant, que la fréquence des fluctuations est égale à 2 ou 3 fois la fréquence de rotation suivant si le système est bipale ou tripale:

$$F = \frac{N_p N}{60} \tag{4.9}$$

Avec N_p le nombre de pales et N la vitesse de rotation du rotor.

Le résultat obtenu est représenté dans la figure 4.6.

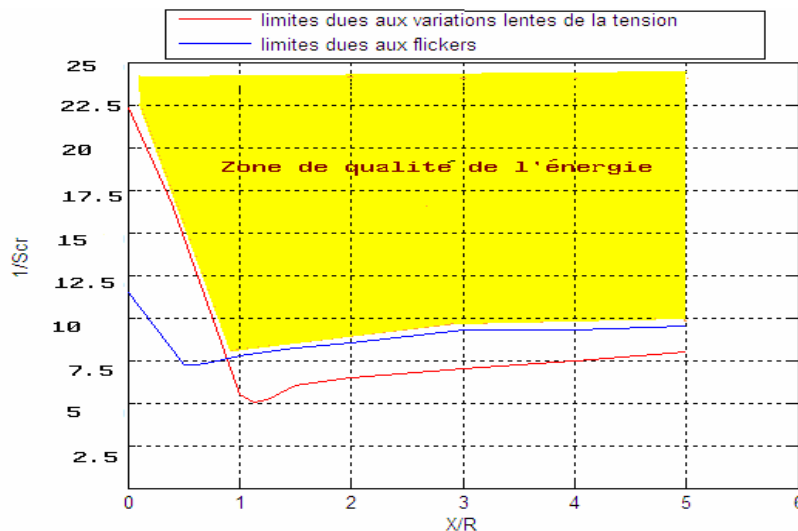


Fig.4.7 : Degré maximal de pénétration de l'énergie éolienne en fonction du réseau

Nous remarquons que :

- Pour les réseaux ayant un rapport X/R faible, ce sont les variations lentes de la tension qui limite le degré de pénétration de l'énergie éolienne.
- Pour les réseaux ayant un rapport X/R grand, c'est le phénomène de flickers qui limite le degré de pénétration de l'énergie éolienne.

Ce résultat s'explique par le fait que, dans le cas des réseaux qui ont un rapport X/R faible , la variation lente de la tension est due essentiellement à la circulation de la puissance active ; contrairement au réseau dont le rapport X/R est élevé ou la variation lente de la tension est due à la circulation de la puissance réactive[38].

4.3.6 Les harmoniques

Dans ce travail l'étude du problème des harmoniques est spécifique au système photovoltaïque. Cependant, rappelons que les faibles niveaux d'harmoniques de courant et de tension sont souhaitables car les niveaux élevés d'harmoniques augmentent les possibilités d'effets défavorables aux équipements raccordés. En général, les valeurs limites des harmoniques de tension et de courant sont tel que donnés en annexe H. Dans le cadre de ce travail, nous avons établi sur les deux figures ci-dessous les décompositions en série de Fourier du courant et de la tension de sortie au niveau de l'onduleur triphasé et dont la THD est égale respectivement à 0.06% et 4.71% . Nous constatons que la THD est inférieure a 1% pour le courant et il est <5% pour la tension. Ce qui confirme le faible niveau d'harmonique dans le courant qui sera injecté au réseau.

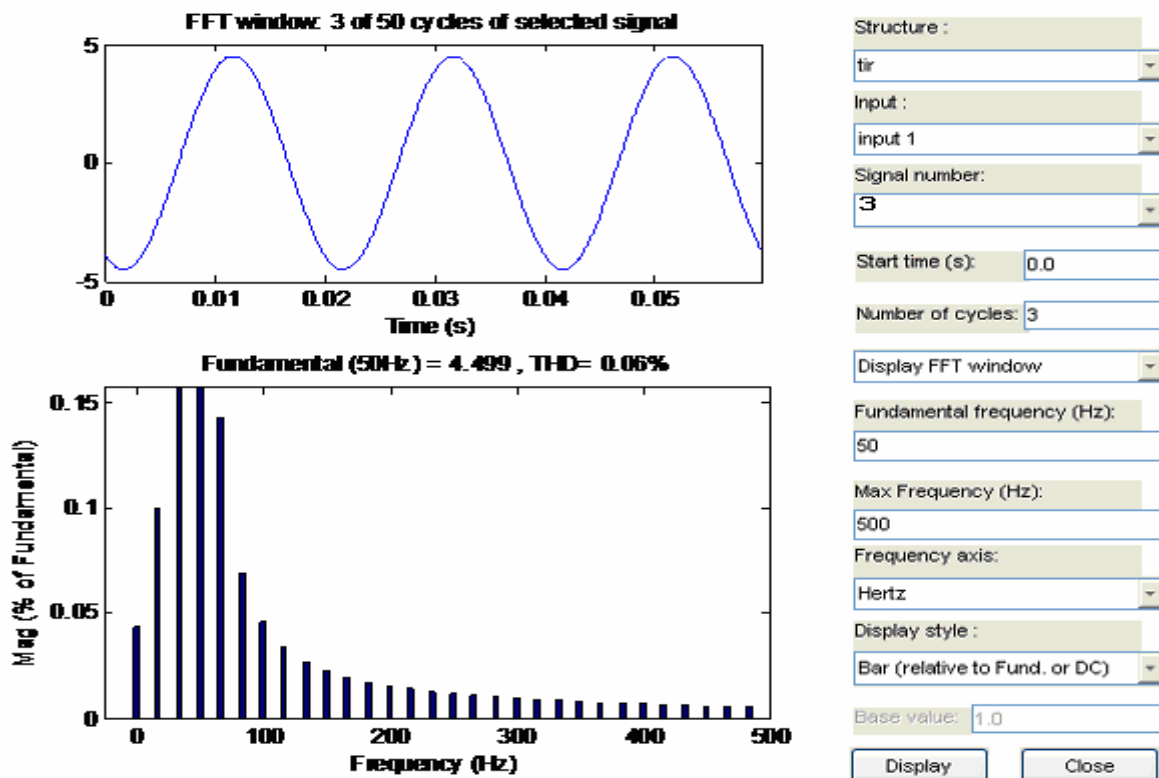


Fig. 4.8 : Décomposition en série de Fourier du courant à la sortie de l'onduleur

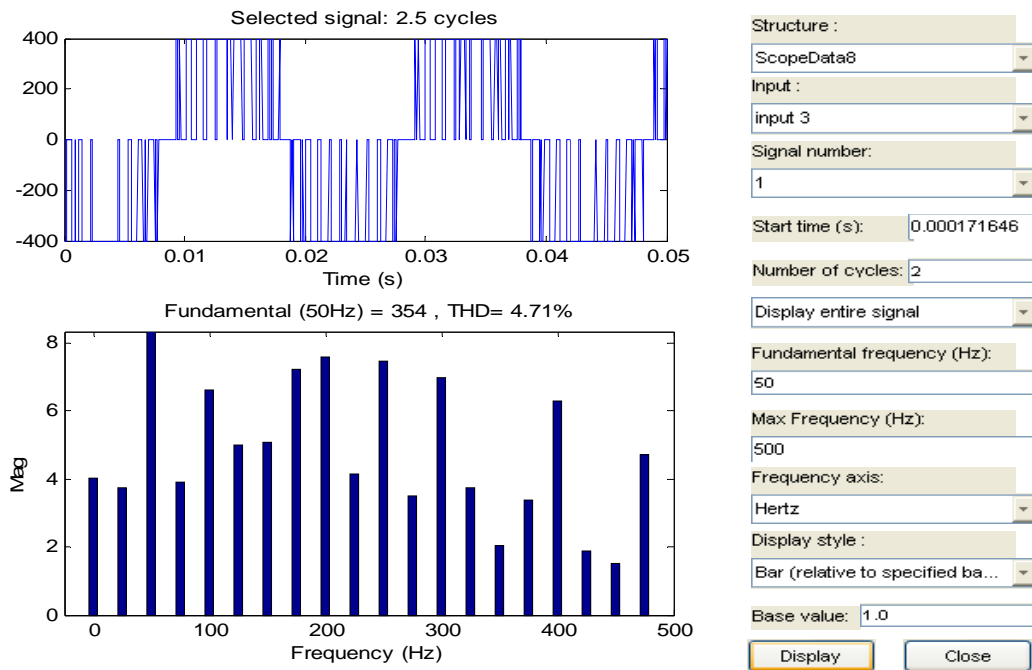


Fig. 4.9 : Décomposition en série de Fourier de la tension de sortie de l'onduleur

4.3.7 La puissance réactive

Lors du raccordement d'une installation de production décentralisée, à un réseau de basse ou en moyenne tension, il faut tenir compte que selon sa puissance, l'installation doit produire ou absorber une puissance réactive imposée par la norme, comme indiqué sur le Tableau 4.1 :

Tableau 4.1 : Normes de puissance réactive imposée pour le bon fonctionnement du réseau

Puissance nominale	$P_n < 1 \text{ MW}$	$1 \text{ MW} < P_n < 10 \text{ MW}$	$P_n > 10 \text{ MW}$
Puissance réactive à fournir	$0.4 P_n$	$0.1 P_n$	$> 0.6 P_n$
Puissance réactive à absorber	0	0	$0.2 P_n$

Dans ce cas d'étude, nous nous intéresserons à la puissance réactive fournie par le générateur éolien. Rappelons que l'aérogénérateur étudié est du type VESTAS V47-660 donc comme la puissance nominale de ce dernier est de 660kW donc nous devrions respecter la norme comme indiqué dans la colonne N° 1 du tableau 4.1. Or, à partir des caractéristiques techniques de la génératrice (voir annexe E) la puissance réactive nominale fournie par cet aérogénérateur est de 355 kVAR donc pour respecter les exigences de la norme, la puissance réactive à fournir au réseau doit être égale à :

$$Q' = P_n \times 0.4 = 660 \times 0.4 = 264 \text{ kVAR} \Rightarrow \cos \varphi = 0.93 \tag{4.10}$$

En ce qui concerne la compensation du taux restant de la puissance réactive, nous devrions installées des batteries de condensateurs qui permettront l'absorption du reste de cette puissance, et compenser le facteur puissance de l'installation, La valeur serait égale donc à :

$$Q_c = Q - Q' = 355 - 264 = 91kVAR \quad (4.11)$$

Ce qui est nécessaire à la magnétisation de la machine. Ainsi les capacités utilisée devrait être montées en étoile ou en triangle présentés sur la Figure 4.10 et dans ce qui suit nous allons choisir le montage le plus performant et le plus adéquat.

Couplage étoile :

$$Q_{unitaire} = \frac{Q_{batterie}}{3} = \frac{250000}{3} = 83kVAR \Rightarrow C = \frac{Q_{unitaire}}{V^2 \omega} = \frac{83000}{400^2 \times 2 \times \pi \times 50} = 1.65 * 10^{-3} F$$

$$C = 1.65 * 10^{-3} F$$

Couplage triangle :

$$Q_{unitaire} = \frac{Q_{batterie}}{3} = \frac{250000}{3} = 83kVAR \Rightarrow C = \frac{Q_{unitaire}}{V^2 \omega} = \frac{83000}{690^2 \times 2 \times \pi \times 50} = 0.555 * 10^{-3} F$$

$$C = 0.55 * 10^{-3} F$$

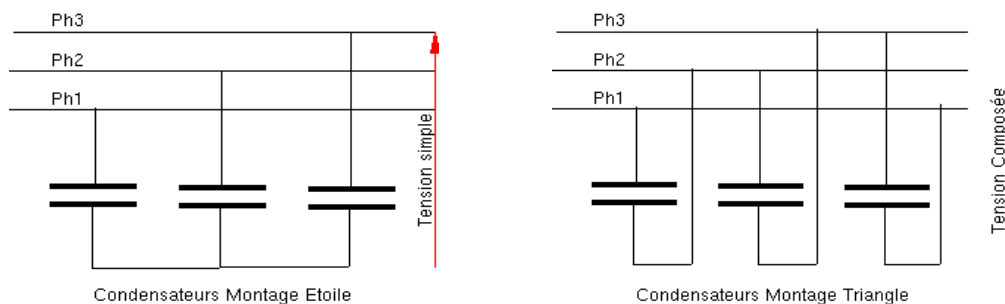


Fig. 4.10 Type de configuration de montages de condensateurs

Remarque :

400V correspond à la tension requise pour câbler le récepteur en étoile

690V correspond à la tension requise pour câbler le récepteur en triangle (figure sur la plaque signalétique de la génératrice DT D3 (ANNEXE H)).

Choix du couplage

Couplage en étoile : il présente l'avantage d'avoir une tension plus faible et l'inconvénient de disposer d'une capacité qui devrait être trois fois plus grande que celle d'un montage en triangle ce qui conduit à l'augmenter le volume de la batterie.

Couplage en triangle :

ce montage présente l'inconvénient d'admettre une tension d'alimentation plus importante, d'où un diélectrique plus volumineux que celui utilisé pour les batteries du montage en étoile. Par contre il présente l'avantage de permettre l'utilisation d'une capacité relativement plus faible et par conséquent moins encombrant et moins coûteux.

Les résultats trouver ci-dessus nous permet donc de choisir une batterie de condensateurs montés en triangle

.Pour conclure pour les machines asynchrones, des bancs de condensateurs doivent être installés au poste source à partir desquelles l'auto- alimentation et la puissance réactive seront fournies. Cette puissance ne pourra pas excéder 0,4 des puissances nominales apparente des génératrice. Ces batteries peuvent être installées, après concertation, dans le poste sur lequel est raccordée l'installation.

4.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons mis l'accent sur les facteurs qui limitent le degré de pénétration des systèmes décentralisés dans une région donnée vis-à-vis de la qualité de l'énergie produite. Nous avons montré que le degré maximal de pénétration dépend à la fois du système décentralisé, du réseau au point de connexion, et du site d'implantation.

Un modèle qui permet de prédire le taux maximal de pénétration de l'énergie renouvelable dans un réseau faible est développé. Dans ce modèle, le réseau est défini par sa tension (U_1), sa puissance de court circuit (S_{sc}), sa résistance (R) et son inductance (X) équivalentes au point de connexion. Alors que le modèle global est constitué des modèles cités dans le chapitre 2. et des modèles d'interactions avec le réseau. Le paramètre de décision est le taux de pénétration défini par le rapport de la puissance nominale du système décentralisé par la puissance de court circuit au point de connexion. Il est calculé pour permettre au système de contrôle de maintenir la variation de la tension provoquée par le système décentralisé à une valeur soit inférieure à celle exigée par la norme ICE 868. Par ailleurs, nous avons montré, à travers cette étude, que le degré de pénétration est limité par la variation lente de la tension lorsque le rapport X/R est petit, alors qu'il est limité par le phénomène de Flickers lorsque le rapport est grand.

Nous avons étudié, ensuite, les harmoniques, et l'intégration d'un système de contrôle de la puissance réactive afin d'assurer un courant nécessaire à la protection et la non perturbation du réseau électrique.

Chapitre 5.

Evaluation environnementale et économique pour système d'énergie hybride

5.1 Introduction

Les aspects environnementaux et économiques sont les deux aspects importants de la durabilité d'un système. Pour évaluer la performance et la durabilité d'un système hybride de production d'énergie électrique, ces deux impacts devraient être pris en considération. Les indicateurs de l'évaluation environnementale et économique peuvent être déterminés par cinq critères pertinents: la mesurabilité, la représentativité, la fiabilité, la faisabilité et la communicabilité [76]. Dans cette partie, comme indicateurs d'effets environnementaux la réduction d'émission des gaz à effet de serre et la couverture de la charge en matière d'énergie renouvelable sont considérées. Alors que le coût du kWh produit est retenu comme indicateur économique. Ainsi pour mettre en évidence ces aspects nous sommes proposés de rajouter un système de production d'énergie électrique complètement décentralisé à un système totalement dépendant du réseau électrique national.

Il s'agit alors d'un couplage de deux systèmes de conversion d'énergie renouvelable, éolien et photovoltaïque.

5.2 Les différents indicateurs environnementaux et économiques

5.2.1 Emission

L'émission d'un système d'énergie hybride inclut le dioxyde de carbone, dioxyde de soufre et d'oxydes d'azote. En se basant sur le protocole de Tokyo, le CO₂ et NO₂ sont deux types des six principaux gaz à effet de serre [77]. SO₂ est le plus important facteur de la pluie acide [78]. Les émissions sont mesurées par la quantité de gaz émit par année (kg/an) et l'émission par habitant en kg/kWh. Dans le cadre de notre étude les différentes émissions dans l'air des systèmes d'énergies hybrides peuvent être estimées par le logiciel HOMER [79]. Les émissions sont des paramètres avec une représentativité importante pour l'évaluation environnementale. Les limites de l'émission comme une mesure globale de l'évaluation environnementale d'un système d'énergie hybride sont les problèmes associés à la saisie et à la distinction de toutes les conséquences négatives pertinentes sur les autres aspects de l'environnement, tels que l'eau, la terre et la diversité de la biomasse. En outre, les niveaux d'émission ne renfermant pas de l'information du niveau des impacts connotative sur la viabilité à long terme et la santé de la vie. Toutefois, l'émission est la raison la plus importante de la pollution de l'environnement, et il est raccordé aux principaux problèmes

environnementaux comme l'effet de serre et les pluies acides. Ainsi, l'émission est utilisée comme l'évaluation globale viable dans le domaine de l'environnement. Les résultats du calcul d'émission peuvent être fiables et réalisables, tant que les données du rayonnement solaire et de la vitesse du vent utilisé dans la simulation sont fiables. Ces dernières sont collectées à partir de la station météorologique. La méthode d'estimation est basée sur le manuel d'utilisateur du logiciel HOMER [80], et sa faisabilité est confirmée par de nombreuses littératures [26],[81] .

L'émission gazeuse a de nombreuses influences importantes en termes de choix, l'intégration et l'accès aux ressources énergétiques, qui constituent d'autres aspects de la durabilité à long terme (par exemple, les flux de l'énergie, des flux de matières et de l'efficacité économique). Dans cette étude, les émissions annuelles du système hybride d'énergies renouvelables sont simulées.

5.2.2 La fraction des énergies renouvelables

La fraction renouvelable d'un système d'énergie hybride est la proportion d'énergie renouvelable produite par rapport au total de l'énergie produite. Cela représente le taux des énergies renouvelables dans le système d'énergie hybride. Plus la fraction est grande plus la présence des énergies renouvelables dans le système est importante. Le logiciel HOMER possède la fonction de calcul direct de cette fraction.

La fraction renouvelable a une représentativité significative pour l'évaluation environnementale. Elle peut être à son tour divisé en sous fraction selon les composants constituant le système d'énergie hybride tels que la fraction PV (f_{PV}) et la fraction de l'énergie éolienne (f_{WG}). Dans l'étude de Celik [81], les deux sous fractions sont calculées selon les équations suivantes,

$$\begin{aligned} f_{PV} &= \frac{E_{PV}}{E_{TOT}} \\ f_{WG} &= \frac{E_{WG}}{E_{TOT}} \end{aligned} \tag{5.1}$$

où E_{PV} , E_{WG} , et E_{TOT} sont respectivement la production d'énergie par énergie photovoltaïque, production d'énergie par énergie éolienne et la production totale d'énergie.

5.2.3 Le coût

Le logiciel HOMER peut simuler le coût net actuel (Net Present Cost NPC) et le coût de l'énergie (Cost Of Energy COE) d'un système d'énergie hybride. Les données d'entrées de la simulation contiennent le capital initial, le coût de remplacement, le coût de l'exploitation et de l'entretien de chaque composant d'un système d'énergie hybride. NPC: est la valeur actualisée des coûts d'investissement et de fonctionnement d'un système au cours de sa vie.

NPC est utilisé comme un indicateur économique principal de comparaison de systèmes énergétiques [82]. COE (\$/kwh) est le coût moyen du kWh de l'électricité utile produite par le système [82]. Plus les valeurs de l'NPC et COE sont petites plus le paiement est moins cher, pour une même charge électrique. Donc, pour parvenir à une efficacité économique durable, il est nécessaire de minimiser ces deux types de coûts.

5.3 Description du système et de son fonctionnement

Nous présentons sur la figure 5.1 le schéma dressé et utilisé dans le programme HOMER. Il s'agit d'un système hybride (éolien –photovoltaïque- réseau). Ce système est constitué d'un générateur éolien de type Vestas 660-47, d'un générateur photovoltaïque, d'un réseau électrique, d'une charge électrique dont la valeur annuelle moyenne est de 95 Mwh/j avec un pic de 7.7 Mw et d' un convertisseur DC /AC .

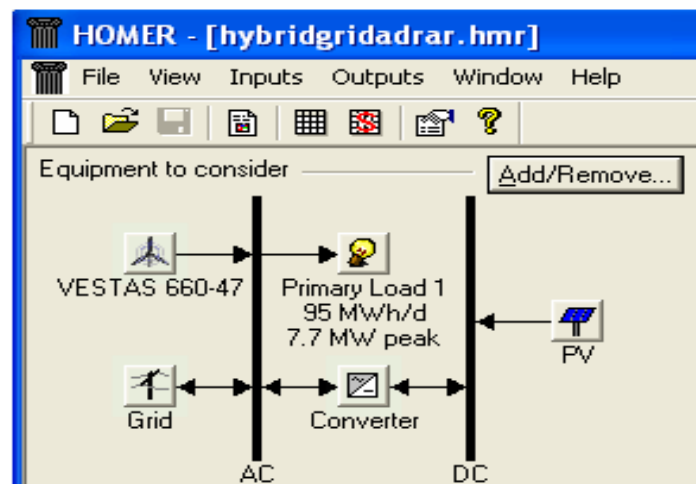


Fig .5.1: Synoptique du système hybride

5.4 Les ressources d'énergies renouvelables

Les performances d'une configuration quelconque d'un système hybride dépendent évidemment de la disponibilité des ressources énergétiques renouvelables ainsi que des contraintes d'utilisations. Ceci impose en premier lieu, une étude préalable du site considéré tout en faisant une analyse statistique de la disponibilité des ressources énergétiques requises par le biais de mesures préalables et spécifiques. Malheureusement, alors qu'il s'agit d'un travail à long terme, nous n'avons pas eu l'occasion d'accéder à ces informations ni de faire des mesures. Par conséquent, dans ce travail nous nous sommes contentés d'utiliser des informations disponibles et accessibles à tous [83].

A cet effet, les ressources énergétiques renouvelables relatives aux sites d'Adrar , Illizi et Batna ont été considérées. Il s'agit de la vitesse du vent paramètre indicateur du potentiel éolien, l'irradiation solaire globale comme indicateur du potentiel énergétique solaire et la

température ambiante comme principal paramètre influant sur les performances du système photovoltaïque.

Les figures (5.2), (5.3) , et (5.4) présentent le profil de la vitesse vent, de l'irradiation globale et de la température avec une valeur annuelle moyenne de la vitesse du vent de 7.81 m/s, 3.59 m/s et 4.38 m/s , une valeur annuelle moyenne de la température égale à 24.3 ° C , 23.6° C , et 14° C et de 5.72kWh/m²/j, 6.39 kWh/m²/j et 5.13kWh/m²/j pour l'irradiation solaire respectivement pour le site d'Adrar, Illizi et Batna.

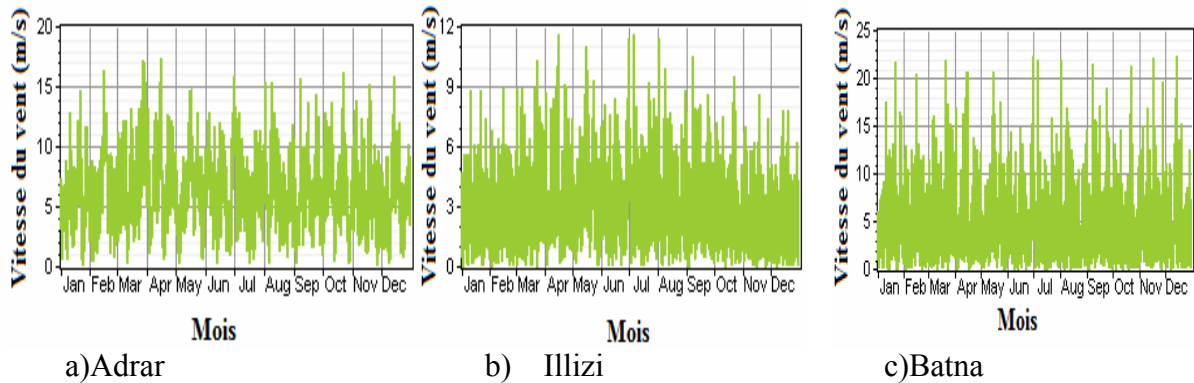


Fig. 5.2 : profil annuel de la vitesse du vent

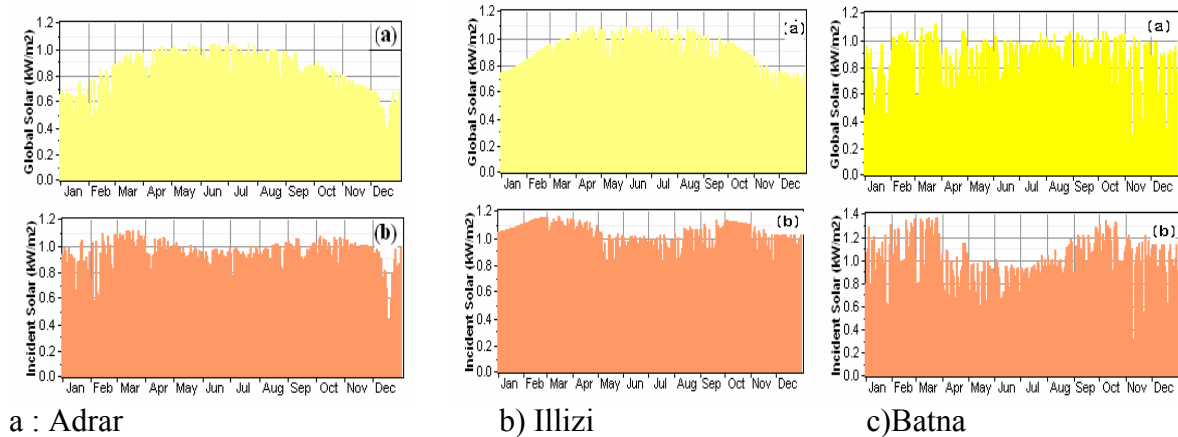


Fig.5.3 : Profil annuel de l'irradiation globale (a) plan horizontal (b) plan incliné

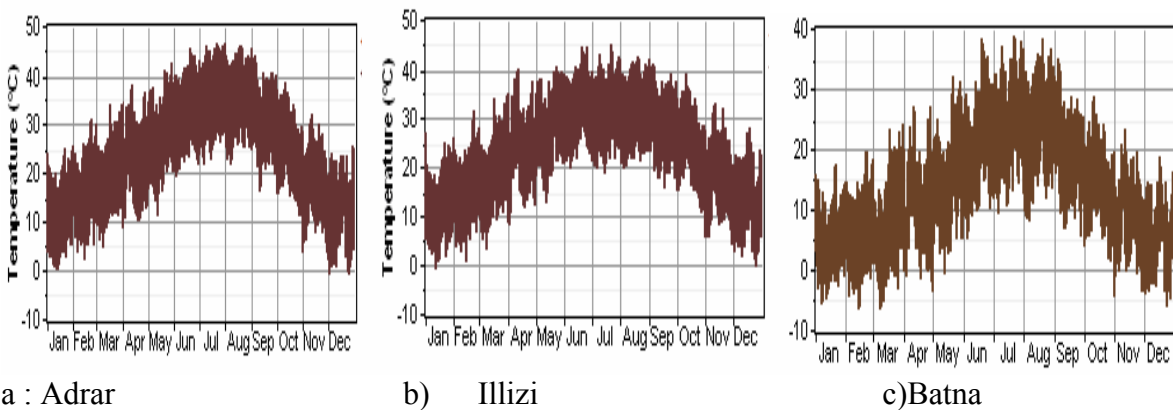


Fig.5.4 : Profil annuel de la température ambiante

5.5 Caractéristique de la charge choisie

Le profil annuel de la charge à alimenter en électricité est illustré sur la figure (5.5). Il s'agit d'une charge dont la valeur annuelle moyenne est de 95 Mwh/j et un pic de 7.7 Mw

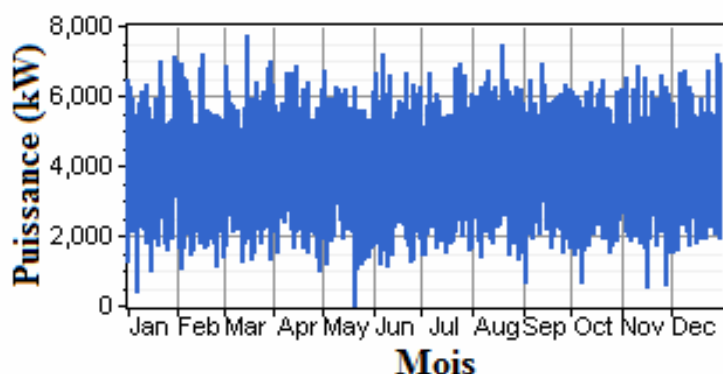


Fig.5.5 : Profil annuel de la charge

5.6 Les composants du système d'énergie hybride

Les différents composants du système d'énergie hybride sont les modules photovoltaïques, l'éolienne, le réseau électrique, et le convertisseur de puissance. Cette étude développe un ensemble approprié des paramètres essentiels comme l'énergie photovoltaïque, la courbe de l'aérogénérateur, et la capacité du convertisseur correspondant à la charge prédéfini. Pour l'analyse économique, le coût incluant le capital initial, le coût de remplacement et de l'exploitation et les coûts d'entretiens sont considérés comme les conditions primaires de la simulation. Tous les paramètres sont indiqués dans le tableau 2.

5.6.1 Le générateur photovoltaïque

Le coût initial des générateurs photovoltaïques varient de 4,00 \$ à 5,00 \$ par watt [84], [85]. Ainsi, les coûts d'installation, de remplacement et de l'entretien d'un système d'énergie solaire de 1kW sont pris entre 4000 \$ et 5000 \$. La taille des panneaux photovoltaïques considérés variée entre 0, 2000kW.

5.6.2 Le générateur éolien

L'énergie produite par le générateur éolien dépend de variations de vitesse du vent de chacun des sites considérés. HOMER inclut plusieurs éoliennes commercialement disponibles dans la bibliothèque. Pour cette étude, nous avons utilisé l'éolienne Vestas 47- 660 (citée dans les précédents chapitres) de capacité 660kW qui n'est pas dans la bibliothèque. Ainsi, nous avons introduit les valeurs décrivant la courbe de puissance et ces autres propriétés à partir de la brochure fournie par le constructeur Vestas.

5.6.3 Le réseau électrique

Le réseau électrique dans cette étude est considéré comme étant la principale source permettant d'acheminer l'énergie électrique vers la charge.

5.6.4 Le convertisseur de puissance

Un convertisseur est nécessaire pour les systèmes dont les composantes DC alimenteront une charge AC ou vice-versa. Le logiciel HOMER considère un onduleur (convertisseur continu-alternatif), un redresseur (AC à DC), ou les deux. Pour un système de 1 kW, les coûts de l'installation, de remplacement et de l'entretien sont pris respectivement 750 \$ et 800 \$ [86]. Différentes tailles de convertisseur (0 à 2000 kW) sont prises dans le modèle avec une durée de vie de 15ans et un rendement de 85%.

Tableau 5.1 Caractéristiques techniques et les hypothèses considérées dans l'étude des systèmes photovoltaïques, d'éoliennes, du réseau et du convertisseur

Description	Valeurs/Informations
PV	
Coût d'installation	4000\$/kW
La durée de vie	20 ans
Coût de remplacement et de l'entretien	3200\$/kW
Taille	0 à 2000 kW
Eolien	
Modèle d'aérogénérateur	Vestas 47-660 kW
Coût d'installation	698699 \$
La durée de vie	20 ans
Coût de remplacement et de l'entretien	650000 \$
Hauteur du mât	100 m
Taille	0, 1,2, 3,4
Réseau	
Prix de l'électricité	0.4\$/kWh
Facteurs d'émission (de CO2)	632 g / kWh
Facteurs d'émission (NO2)	2,74 g / kWh
Facteurs d'émission (SO2)	1,34 g / kWh
Le convertisseur	
Coût	800\$/kW
Durée de vie	15 ans
coût d'entretien et de maintenance	750\$/kW
Taille	0 à 2000 kW

5.7 Résultats et discussion

Le logiciel HOMER fournit des résultats en termes de systèmes optimaux et permet aussi d'établir une analyse de sensibilité. Vu le prix de l'électricité fixée à 0.4\$/ kWh, le système PV- éolien connecté au réseau peut être modifié pour identifier un type de système optimal pour les trois sites étudiés dans le cadre de cette étude. Moyennant ce logiciel, les résultats de l'optimisation et la sensibilité seront présentés dans ce qui suit.

5.7.1 Résultats d'optimisation

Les résultats de l'optimisation, pour des valeurs spécifiques de la vitesse du vent, de l'irradiation solaire et du prix du réseau électrique, sont résumées respectivement pour Adrar, Illizi et Batna dans la Fig.5.6 (a, b, c).

Après la simulation par HOMER des différentes configurations du système comme présenté sur la figure 5.5 et avec toutes les combinaisons possible d'éléments que nous avons indiqué dans le volet des inputs. HOMER a mis à l'écart l'ensemble des résultats relatifs à toutes les configurations de systèmes irréalisables, ce sont celles qui ne correspondent pas soit à la charge, aux ressources disponibles où aux contraintes que nous avons spécifié. De ce fait, nous avons obtenu l'optimisation des résultats représentés sur la figure 5.6.a, b,c et d relatives respectivement aux sites d'Adrar, Illizi et Batna et dans lesquelles sont affichées les listes des configurations possibles , De la plus à la moins performante . Rappelons que le rapport coût-efficacité est calculé à base du coût net actuel.

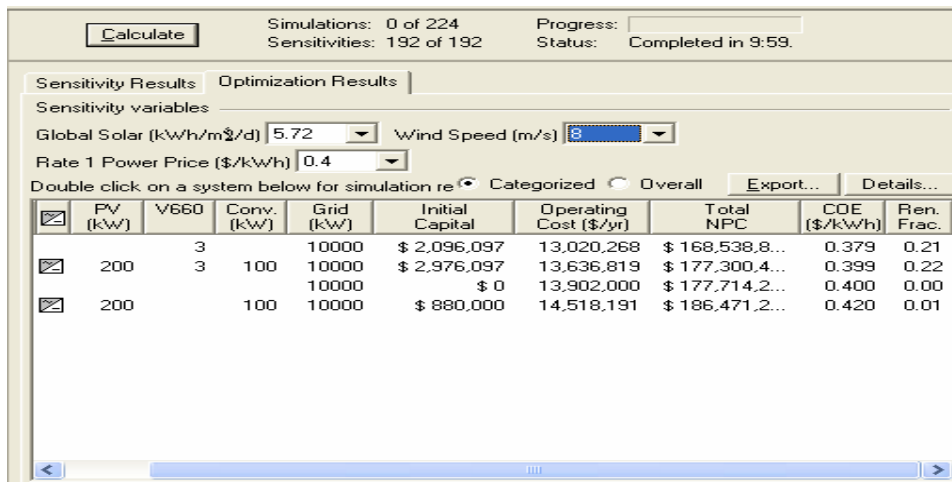


Fig. 5.6.a : Résultats optimums de la simulation par HOMER (site d'Adrar)

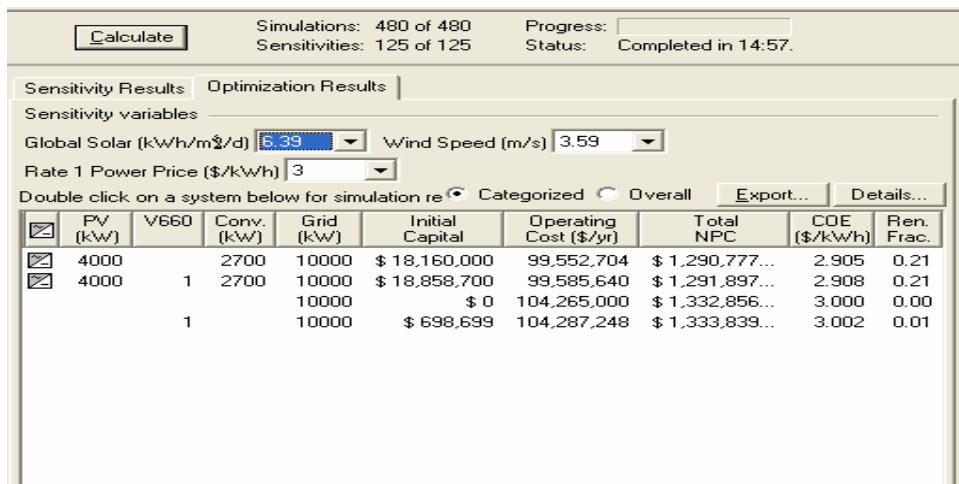


Figure 5.6.b : Résultats optimums de la simulation par HOMER (illizi)

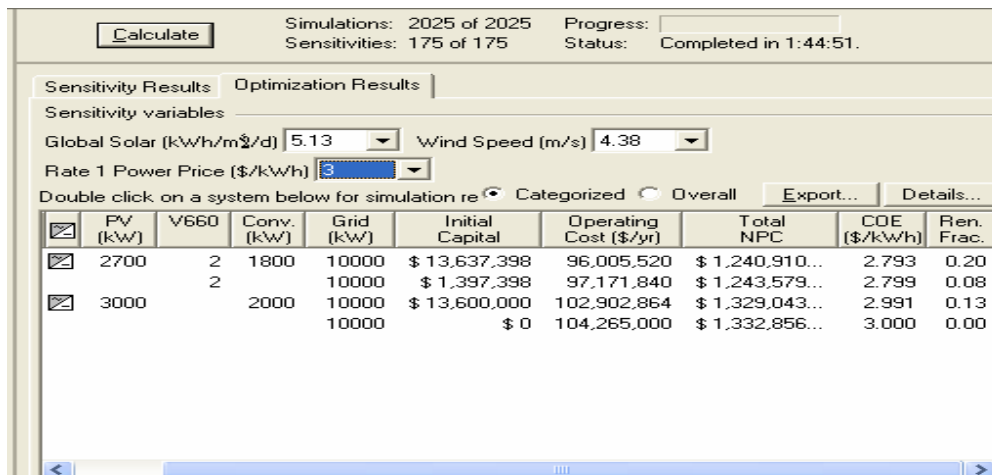


Fig.5.6.c : Résultats optimaux de la simulation par HOMER (Batna)

A partir des résultats obtenus, on constate sur les Figures 5.6.a, 5.6.b et 5.6.c le prix du kWh produit par le réseau retenu est de 0.4\$ pour le site d'Adrar alors que pour les deux autres sites la valeur de 3\$ est retenue. Ceci est lié d'une part au prix net actualisé de chacun des systèmes et d'autre part au logiciel HOMER qui lors du calcul d'optimisation, pour un NPC aussi élevée de chacun des systèmes installés sur les deux sites Illizi et Batna et en fixant le prix du kWh produit par le réseau conventionnel égal à celui appliqué pour Adrar (0.4\$/kWh) le logiciel ne considèrera que le réseau comme système optimum et il le maintiendra jusqu'à ce que la valeurs du prix du kWh du réseau soit au moins égal à 3\$/kWh.

On constate aussi que :

➤ Sur la figure 5.6.a relative aux résultats obtenus sur le site d'Adrar, que comparativement au système PV, hybride (PV- éolien), le système de conversion d'énergie éolienne semble être le plus compétitif si l'aspect économique est considéré présentant un coût net actualisé (NPC) de 168, 538,800 \$ et un coût moyen du kWh de l'électricité (COE) produite par le système qui s'élève à 0,379\$/kWh. Ce qu'est lié à notre sens au fort potentiel énergétique éolien disponible sur le site d'Adrar.

On constate aussi que le système hybride constitué d'un système photovoltaïque de puissance de 200 kW et de 3 aérogénérateurs de 660kW permet de couvrir 22% de la charge électrique requise et présente un NPC de 177,300,400 \$ et un COE de 0.399\$/kWh. Cela révèle que la performance économique d'un système PV- éolien-réseau est assez similaire au système éolien – Réseau sachant que le NPC ainsi que le COE sont juste égaux à 99% de ceux d'un système standard (réseau électrique conventionnel seul). En effet, l'étude économique comparative entre le système standard et le système optimisé (PV-éolien-réseau), a été faite et les résultats correspondant sont présentés dans le tableau 5.2.a. A partir de ces derniers, nous remarquons que le système (PV- éolien- réseau) est plus économique

que le système standard si le prix du kWh produit par le réseau conventionnel ou standard est fixé à 0,4 \$ /kWh.

Tableau 5.2.a : Comparaison des coûts entre un système standard (Réseau) et un système hybride (PV-éolien –réseau). Site d'Adrar.

Types du coût	système standard (réseau)	système hybride (PV-éolien –réseau)
NPC(\$/an)	177, 714,200	177,090,600
COE(\$/kWh)	0,4	0,399

Dans le cas de la configuration hybride (PV- éolien- réseau électrique), les résultats présentés sur la figure 5.7.a, montre la part séparée du coût de chacun des sous systèmes utilisés. Ainsi, à partir de ces résultats, nous constatons que contrairement au système de conversion des énergies renouvelables, le système traditionnel présente la part la plus élevée du coût total avec un taux de 72.8% (139, 204,960 \$) contre respectivement 6.5%, 19,9% et 0.77% (9, 090,995\$, 27,735,490 \$ et 1,065,920 \$) que présente le système PV, éolien et le convertisseur. Ceci est dû au fait que le système réseau utilise comme sources énergétiques primaires les ressources énergétiques conventionnées auxquelles s'ajoute les charges d'entretiens et de remplacement liés aux nombreux équipements qui reviennent coûteux.

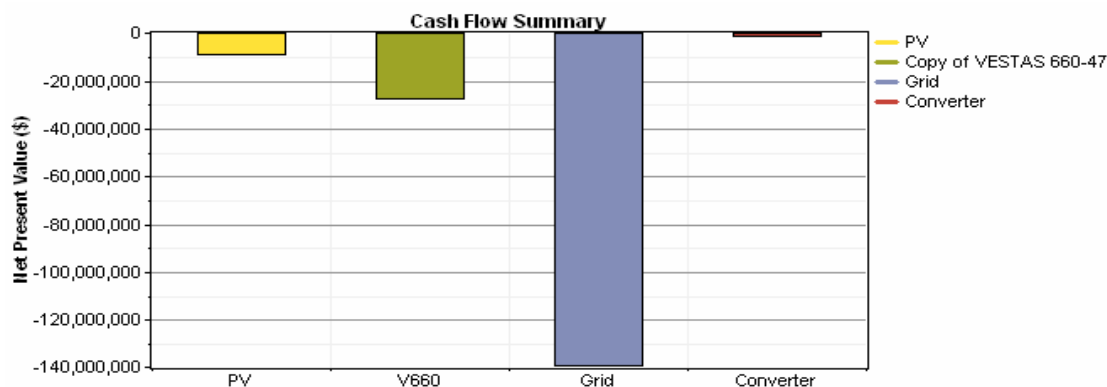


Fig. 5.7.a : Les coûts du système hybride (PV-Eolien-Réseau). Site d'Adrar.

➤ Sur la figure 5.6.b sont présentés les résultats relatifs au site d'Illizi, nous constatons que comparativement au système hybride éolien- PV- Réseau, éolien, le système d'énergie PV semble être le plus compétitif si l'aspect économique est considéré présentant un coût net actualisé (NPC) de 1,290,777,504 \$ et un coût moyen du kWh de l'électricité produite par le système (COE) qui revient à 2.905 \$/kWh. Ce qu'est lié à notre sens au fort potentiel énergétique solaire et au faible potentiel éolien disponibles sur le site de Illizi.

Les résultats présentés sur la figure 5.6.b montre aussi qu'un système hybride constitué d' un système photovoltaïque de puissance de 4000 kW et un aérogénérateur de 660kW permet de

couvrir 21% de la charge électrique requise présente un NPC de 1.290,777,296\$ et un COE de 2,908 \$/kWh. Ce qui permet de montrer que la performance économique d'un système PV-Réseau est assez similaire au système PV- éolien – Réseau sachant que le NPC ainsi que le COE sont égaux à 95.9% de ceux d'un système standard (réseau électrique seul). En effet, l'étude économique comparative entre le système standard et le système optimisé (PV-éolien-réseau), a été faite et les résultats correspondant sont représentés dans le tableau 5.2.b. D'après les résultats obtenus, nous remarquons que le système (PV- éolien- réseau) est plus économique, que le système standard si le prix du kWh produit par le réseau standard est fixé à 3 \$ /kWh.

Tableau 5.2.b : Comparaison des coûts entre un système standard (Réseau) et un système hybride (PV-éolien –réseau). Site d'Ilizi.

Types du coût	système standard (réseau)	système hybride (PV-éolien –réseau)
NPC(\$/an)	1,332,856,704	1,290,777, 504
COE(\$/kWh)	3	2.908

Dans le cas de la configuration hybride (PV- éolien- réseau électrique), les résultats présentés sur la figure 5.7.b, montre, que le système traditionnel présente la part la plus élevée du coût total avec 1,060, 654, 784 \$ contre respectivement 181,819,936 \$, 9,245,162 \$ et 27,054, 088 \$. que présente le système PV, éolien et le convertisseur. Ceci est dû aux mêmes raisons évoquées pour le site d'Adrar.

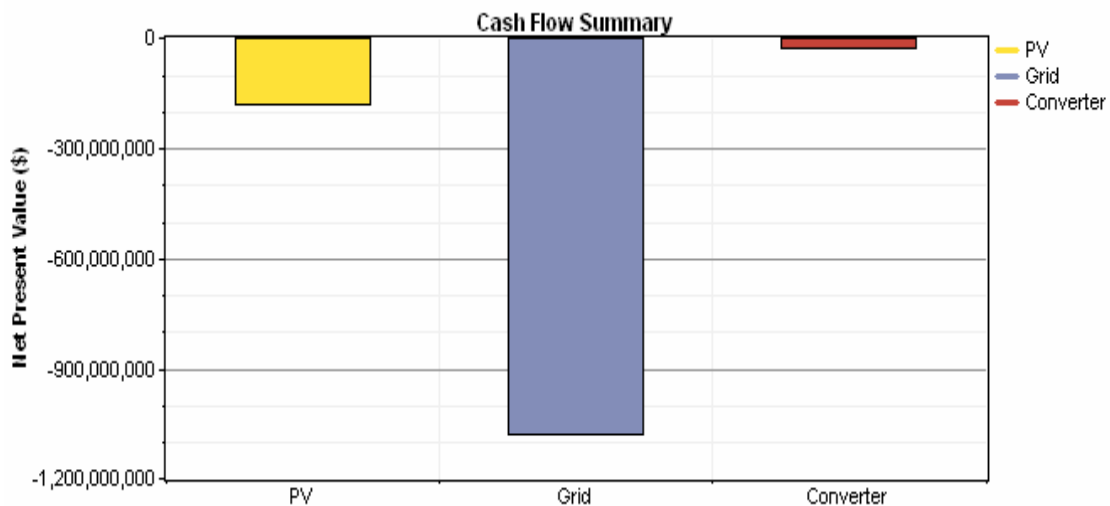


Figure 5.7.b :Les coûts du système hybride (PV-Eolien-Réseau) Site d'Ilizi.

➤ Les résultats relatifs au site de Batna sont présentés sur la figure 5.6.c et à partir desquels nous constatons que comparativement au système PV, éolien, le système d'énergie hybride éolien- PV- réseau semble être le plus compétitif si l'aspect économique est considéré présentant un coût net actualisé (NPC) de 1,240,910,208 \$ et un coût moyen du

kWh de l'électricité (COE) produite par le système qui s'élève à 2.793 \$/kWh. Ce qu'est lié à notre sens au fort potentiel énergétique solaire et éolien disponible sur le site de Batna.

Les résultats présentés sur la figure 5.6.c montre qu'un système hybride constitué d'un système photovoltaïque de puissance de 2700 kW et de deux aérogénérateurs de 660kW permet de couvrir 20% de la charge électrique requise et présente un NPC de 1.240,910,208\$ et un COE de 2,793 \$/kWh. Cela révèle encore que la performance économique d'un système PV- Réseau est assez similaire au système PV- éolien – Réseau sachant que le NPC ainsi que le COE sont égaux à 95.9% de ceux d'un système standard (réseau électrique seul). En effet, l'étude économique comparative entre le système standard et le système optimisé (PV-éolien-réseau), a été faite et les résultats correspondant sont présentés dans le tableau 5.2.c. D'après les résultats obtenus, nous remarquons que le système (PV- éolien- réseau) est plus économique, que le système standard si le prix du kWh produit par le réseau standard est fixé à 3 \$ /kWh.

Tableau 5.2.c : Comparaison des coûts entre un système standard (Réseau) et un système hybride (PV-éolien –réseau). Site de Batna.

Types du coût	système standard (réseau)	système hybride (PV-éolien –réseau)
NPC(\$/an)	1,332,856,704	1,240,910,208
COE(\$/kWh)	3	2.793

Dans le cas de la configuration hybride (PV- éolien- réseau électrique), les résultats présentés sur la figure 5.7.c, montre la part séparée du coût de chacun des sous systèmes utilisés. Ainsi, à partir de ces résultats, nous constatons que contrairement au système de conversion des énergies renouvelables, le système traditionnel présente la part la plus élevée du coût total avec 1,080,505,344\$ contre respectivement de 122,728,440 \$ 181,819,936 \$, 18,490,324\$ et 19,186,562 \$ que présente le système PV, éolien et le convertisseur. Ceci est dû au fait que le système réseau utilise comme sources énergétiques primaires les ressources énergétiques conventionnées auxquelles s'ajoute les charges d'entretiens et de remplacement liés aux nombreux équipements qui lui reviennent coûteux.

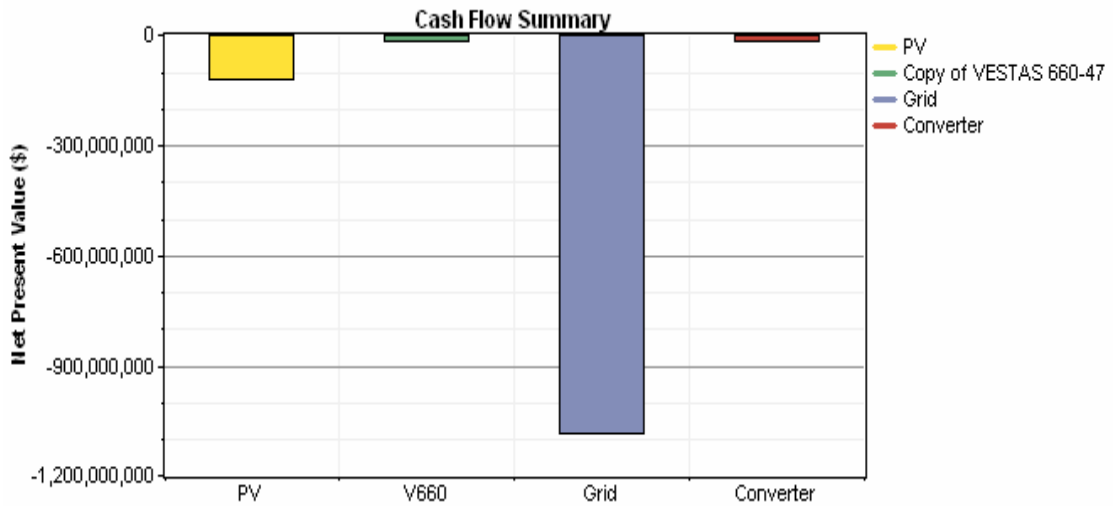


Fig.5.7.c : Les coûts du système hybride (PV-Eolien-Réseau) Site de Batna.

5.7.1.1 Production

- Sur la figure 5.8.a sont présentées les quantités d'énergie électrique produite par chacun des systèmes sur le site d'Adrar. Ainsi, pour une charge spécifique de 95MWh/jour, le générateur photovoltaïque produit seulement 398 MWh/an et ne couvre qu'un pourcent de cette charge ($f_{pv}= 1\%$). Le générateur éolien produit à son tour 7,225 MWh/an qui constituent près de 21% en matière de couverture contre une couverture de la charge de 78% (27,225 MWh/an) assurée par le réseau électrique conventionnel.

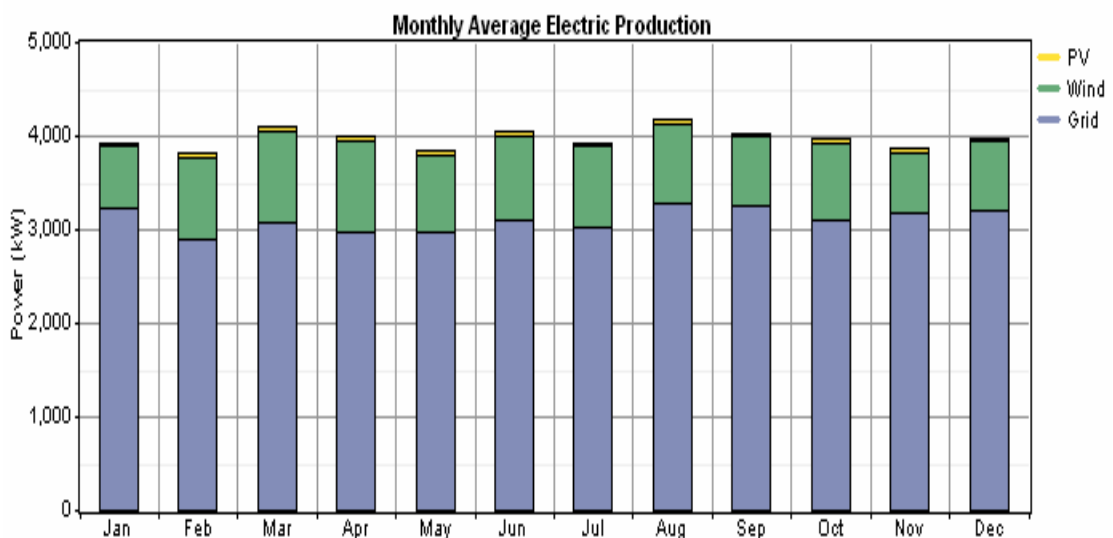


Fig.5.8.a : La production de la moyenne mensuelle d'électricité. Site d'Adrar.

- Sur la figure 5.8.b sont présentées aussi les quantités d'énergie électrique annuelles produites par chacun des systèmes sur le site d'Illizi. Ainsi, on constate que pour une même charge électrique, le générateur photovoltaïque produit un cumule annuelle d'énergie électrique qui s'évalue à 7,340 MWh/an par contre le générateur éolien ne produit que 565 MWh/an et par conséquent, ceci permet aux systèmes PV et éolien d'assurés une couverture respective de 21% et de 0.016% de la charge et un taux de 79% (27,658 MWh/an) assuré par le réseau électrique conventionnel.

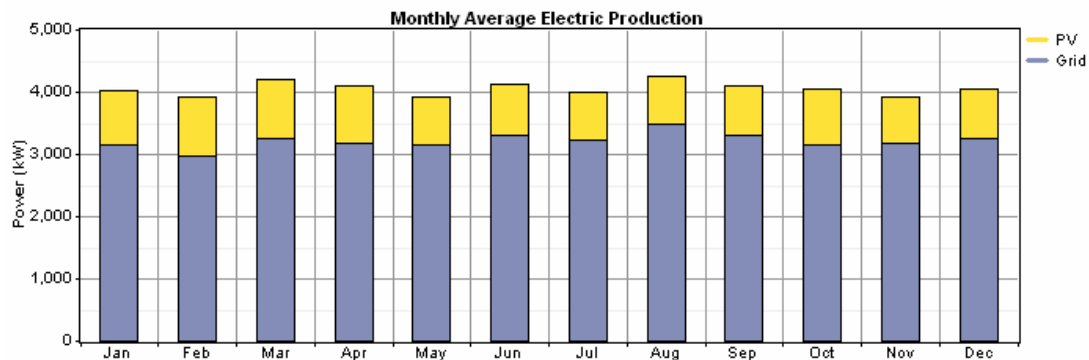


Fig. 5.8.b : La production de la moyenne mensuelle d'électricité. Site d'Illizi.

- Sur la figure 5.8.c sont présentées les quantités d'énergie électrique produites par chacun des systèmes installés sur le site de Batna. Par conséquent, pour une même charge électrique, le générateur photovoltaïque produit 4,274 MWh/an ($f_{PV}=12\%$). Le générateur éolien produit 4, 274, MWh/an à son tour qui constitue près de 8% en matière de couverture contre une couverture de la charge de 80% (28, 175 MWh/an) assuré par le réseau électrique conventionnel.

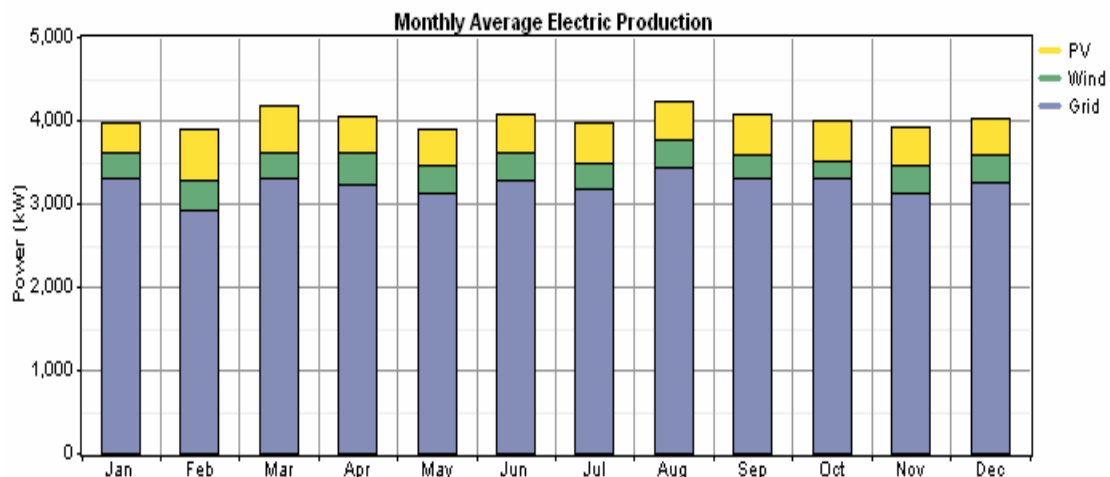


Fig.5.8.c : La production de la moyenne mensuelle d'électricité. Site de Batna.

5.7.1.2 Environnement

Les résultats relatifs à l'effet de chacune des configurations (réseau conventionnel et système hybride) sur l'environnement obtenus sont présentés sur les tableaux 5.3.a , 5.3.b et 5.3.c et relatifs respectivement aux sites d'Adrar, d'Illizi et de Batna. Sur ces tableaux sont présentés les quantités des principaux gaz nocifs pour l'environnement dont le CO₂, SO₂ et NO₂. A partir de ces résultats, nous constatons que le système PV- éolien- Réseau présente un taux de réduction du gaz dioxyde de carbone, et le dioxyde de soufre et l'oxyde d'azote et qui s'évalue respectivement à :20% et 22 % par rapport aux quantités produites par le système conventionnel.

Tableau 5.3.a : Comparaison des polluants émet entre un système standard (Réseau) et un système hybride (PV- éolien –réseau). Site d'Adrar.

Types de polluant	système standard (réseau)	système hybride (PV-éolien –réseau)
CO2 (kg/an)	21,965,160	17,199,524
SO2 (kg/an)	95,229	74,568
NO2(kg/an)	46,572	36,467

Tableau 5.3.b : Comparaison des polluants émet entre un système standard (Réseau) et un système hybride (PV-éolien –réseau).Site d'Illizi.

Types de polluant	système standard (réseau)	système hybride (PV-éolien –réseau)
CO2 (kg/an)	21, 965,160	17,444, 534
SO2(kg/an)	95,229	75,630
NO2 (kg/an)	46,572	36,987

Tableau 5.3.c : Comparaison des polluants émet entre un système standard (Réseau) et un système hybride (PV-éolien –réseau). Site de Batna.

Types de polluant	système standard (réseau)	système hybride (PV-éolien –réseau)
CO2 (kg/an)	21, 965,160	17,791, 354
SO2 (kg/an)	95,229	77,133
NO2(kg/an)	46,572	37,722

5.7.2 Résultats de la sensibilité

a) Adrar

L'analyse de sensibilité par HOMER, nous a permet d'explorer et d'évaluer les effets de l'incertitude quand les paramètres d'entrées tels que la moyenne annuelle de la vitesse du vent (m/s), l'irradiation solaire en (kWh/m²) et le prix de l'électricité réseau (\$/kWh) dont on fait varier selon une gamme et voir le comportement de chacun des deux systèmes de

conversions d'énergie éolienne et photovoltaïque retenus dans notre travail. Ainsi, Cette analyse nous a permis d'une part de montrer leurs influences sur la conception optimale du système et d'autre part, elle nous a permis de mesurer les conséquences économiques et environnementales d'un changement imprévisible des paramètres importants.

A cet effet, nous avons ajouté dans les fenêtres spécifiques input de sensibilité les valeurs suivantes :

- 3.5, 4.5, 5, 5.5, 5.72, 6.5, 7.8, 8 kWh/m²/ jour dans le tableau sensibilité par rapport à l'irradiation solaire ;
- 6.9, 7, 7.5, 7.8, 8, 8.8 m/s dans le tableau sensibilité par rapport à la vitesse du vent ;
- 0.1, 0.2, 0.3, 0.4 \$/ kWh dans le tableau sensibilité par rapport au prix du kWh réseau ;

Ces valeurs de sensibilité sont utilisées par le logiciel HOMER qui permet de simuler chaque configuration du système selon une combinaison de (8x6x4) ensembles de données relatives aux trois paramètres. Ainsi, la fraction de la charge couverte par les systèmes à énergies renouvelables, le NPC, le COE aussi bien que la quantité des gaz à effet de serre émis par ce système ont été retenus comme résultats pertinent parmi ceux obtenus par HOMER .

Sur la base des résultats de l'optimisation présentés sur la figure 5.5.a, la production d'énergie éolienne montre une plus grande proportion que la production d'énergie solaire. Bien que l'énergie solaire occupe environ 1%. Par conséquent, les ressources d'énergie éolienne à plus de conséquences sur la mise en œuvre.

Ainsi, sur les Figures 5.9.a, 5.10.a, 5.11.a et 5.12.a sont présentées respectivement :

- L' évolution du prix net actualisé du système (NPC) ainsi que le prix du kWh (COE) en fonction de la variation vitesse du vent;
- L'évolution de la fraction de la charge couverte par les énergies renouvelables en fonction de la variation vitesse du vent;
- L'évolution de la quantité du CO₂ émise par le système hybride en fonction de la variation vitesse du vent ;
- L'évolution de la quantité du dioxyde de soufre et d'oxydes d'azotes émise par le système hybride en fonction de la variation vitesse du vent.

A partir des résultats obtenus nous constatons d'une part que le système hybride éolien – photovoltaïque –réseau installé sur le site d'Adrar ne sera compétitif que si le prix du kWh produit par le réseau conventionnel dépassent le 0.4\$/kWh, que la quantité d'énergie solaire moyenne dépasse les 5.72 kWh /m²/jour et que la vitesse du vent dépasse les 6.9m/s. Tout en ayant ces conditions, nous constatons selon les résultats de la figure 5.9.a apparaît que le NPC et le COE du système hybride diminue quand la vitesse du vent augmente de 6.9 m/s à 8,8

m/s .Cependant, comme nous le voyons aussi sur la figure 5.10.a, la fraction de la charge couverte par les énergies renouvelables présente une augmentation de 0,16 a 0,2416 pour une variation de la vitesse du vent allant de 6.9m/s à 8.8m/s. En outre, sous ces conditions et comme indiqué par les résultats présentés sur les figures 5.11.a et 5.12.a, la quantité des principaux gaz polluants émise sera diminuée de 22%.

Par ailleurs, la figure 5.13.a met en évidence et d'une manière plus nette le système optimal pour toutes les vitesses du vent et les irradiances solaires que nous avons entrés. Le graphique montre que la conception optimale du système dépend à la fois de la moyenne annuelle de l'irradiation solaire et de la moyenne annuelle vitesse du vent.

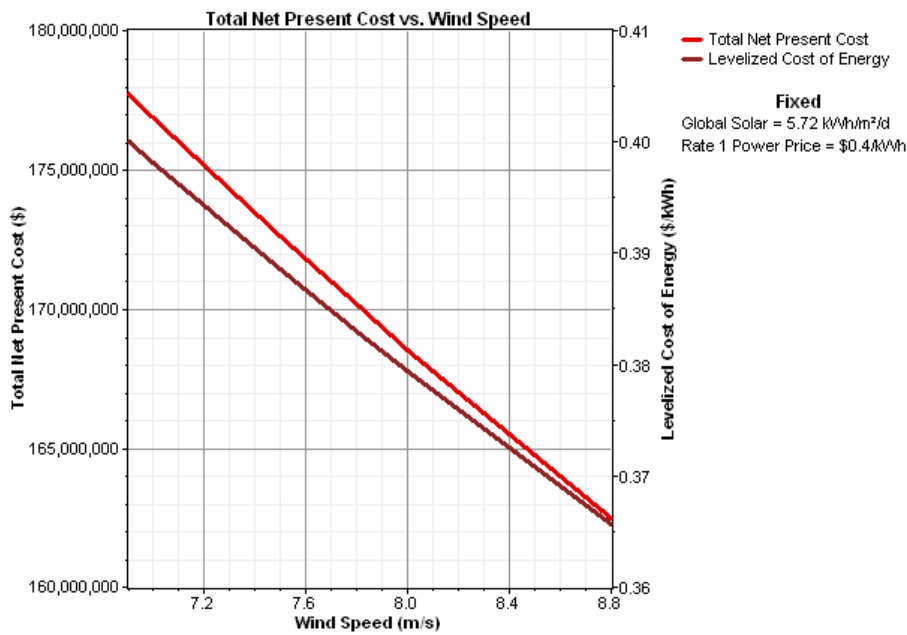


Fig.5.9.a Relation entre les différents coûts et la vitesse du vent

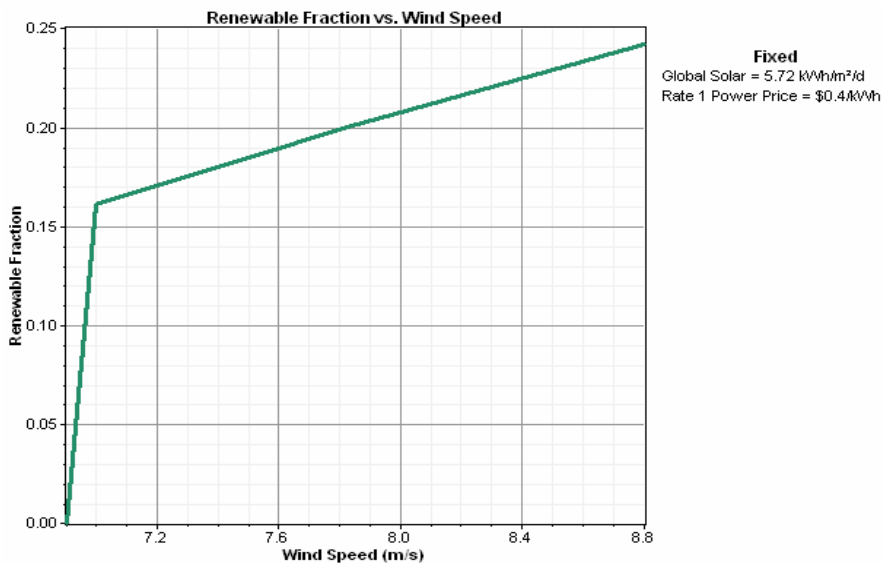


Fig. 5.10.a : Relation entre la fraction des énergies renouvelables et la vitesse du vent

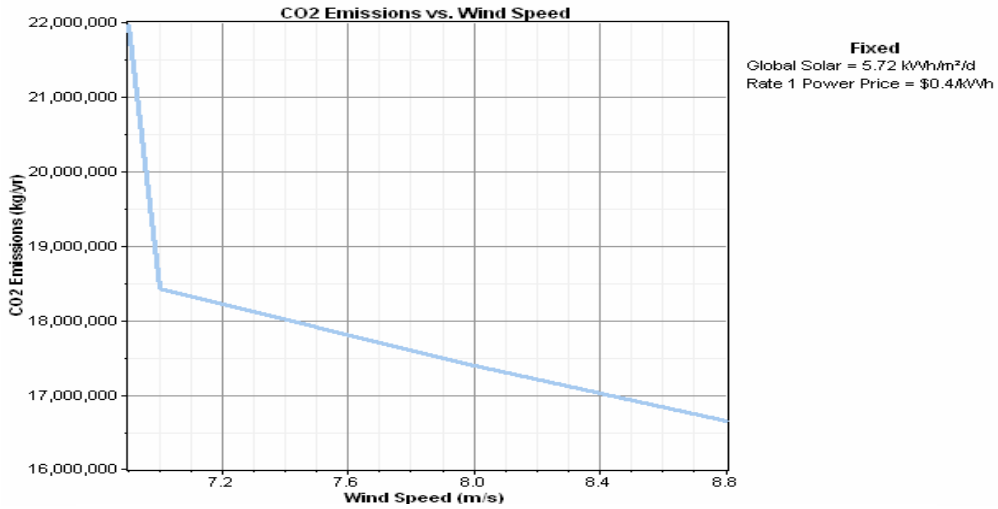


Fig . 5.11.a : Relation entre l'émission du CO₂ et la vitesse du vent

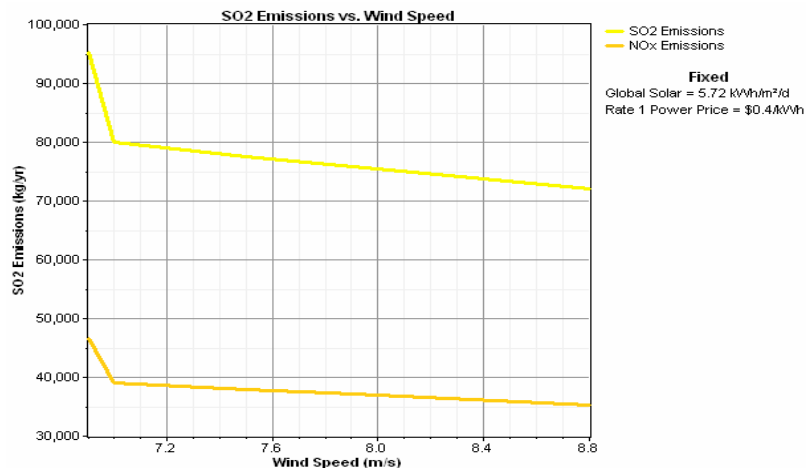


Fig.5.12.a : Relation entre le dioxyde de soufre et d'oxydes d'azotes et la vitesse du vent

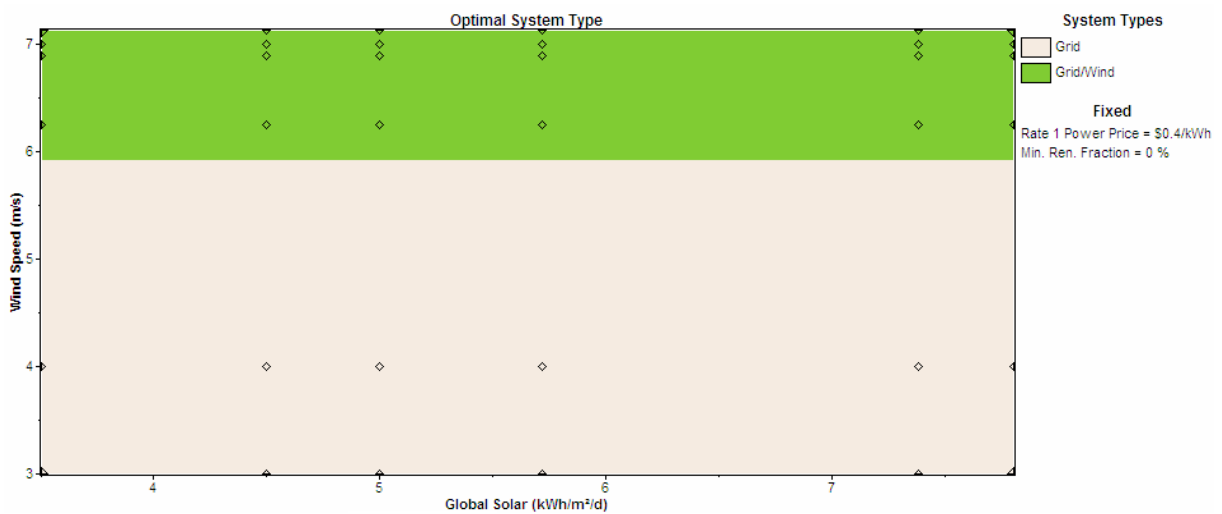


Fig. 5.13.a Graphe du système le plus optimum

b) Illizi

Afin d'analyser la sensibilité du système pour le site de Illizi moyennant le logiciel HOMER, les mêmes paramètres utilisés pour le site d'Adrar et que nous avons jugé les plus pertinents qui affectent d'une manière ou d'une autre les performances de chacun des systèmes.

Les valeurs de chacun des paramètres retenus sont données comme suit :

- 4, 5, 6.39, 7, 8 kWh/m²/ jours pour l'irradiation solaire ;
- 1, 2, 3, 3.59, 4 m/s dans le tableau sensibilité pour vitesse du vent ;
- 0.4, 1, 2, 3, 4 \$/ kWh dans le tableau sensibilité le prix du kWh réseau ;

Ainsi chaque configuration est simulée selon un ensemble de (5x5x5) combinaisons de données d'irradiation solaire, de la vitesse du vent et du prix du kWh électrique. Ainsi, la fraction de la charge couverte par les systèmes à énergies renouvelables, le NPC, le COE aussi bien que la quantité des gaz à effet de serre émis par ce système ont été retenus comme résultats pertinents parmi ceux obtenus par HOMER .

Sur la base des résultats de l'optimisation présentés sur la figure 5.5.b, la production d'énergie solaire montre une plus grande proportion que la production d'énergie éolienne. Par conséquent, les ressources d'énergie solaire à plus de conséquences sur la mise en œuvre avec un taux de 21%.

Ainsi, sur les figures 5.9.b, 5.10.b, 5.11.b et 5.12.b sont présentées :

- L'évolution du prix net actualisé du système (NPC) ainsi que le prix du kWh (COE) en fonction de la variation de l'irradiation solaire;
- L'évolution de la fraction de la charge couverte par les énergies renouvelables en fonction de la variation de l'irradiation solaire;
- L'évolution de la quantité du CO₂ émise par le système hybride en fonction de la variation de l'irradiation solaire;
- L'évolution de la quantité du dioxyde de soufre et d'oxydes d'azotes émise par le système hybride en fonction de la variation de l'irradiation solaire.

A partir des résultats obtenus nous constatons d'une part que le système hybride éolien – photovoltaïque –réseau installé sur le site de Illizi ne sera compétitif au système classique que si le prix du kWh produit par le réseau conventionnel dépassent les 3 \$/kWh, et que la quantité d'énergie solaire moyenne dépasse les 6.39 kWh /m²/jour. Tout en ayant ces conditions, nous constatons selon les résultats de la figure 5.9.d que le NPC et le COE du système hybride diminuent rapidement quand l'irradiation solaire varie de 4 à 7 kWh/m²/jour et diminue progressivement quand l'irradiation solaire varie de 7 à 8 kWh/m²/jour. Cependant, comme nous le voyons aussi sur la figure 5.10.d la fraction de la charge couverte par les

énergies renouvelables est fixe à 2% de 4 à 5 kWh/m²/j, elle augmente de 20 à 23.5% (dans le cas d'augmentation de l'irradiation solaire globale de 5. à 6.4 kWh/m²/j) et augmente moins rapidement de 23.5 à 25 % pour des valeurs de l'irradiation solaire globale supérieure à 6.4 kWh/m²/j. En outre, comme indiqué dans les Figure 5.11.d et 5.12.d, les principales émissions de dioxyde de carbone, dioxyde de soufre et d'oxydes d'azotes diminués de 22%.

Par ailleurs, la figure 5.13.d met en évidence et d'une manière plus nette le système optimal pour toutes les vitesses du vent et les irradiances solaires que nous avons entrés. Le graphique montre que la conception optimale du système dépend à la fois de l'irradiation moyenne annuelle du soleil et de la vitesse moyenne annuelle du vent tout en ayant fixé le prix du kWh réseau à 3\$/kWh .

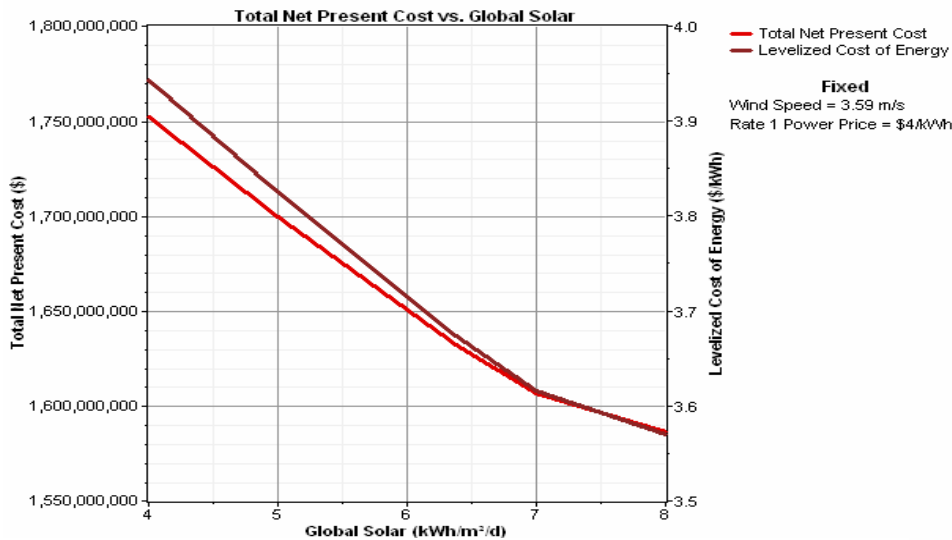


Fig.5.9.b : Relation entre les différents coûts et le rayonnement solaire

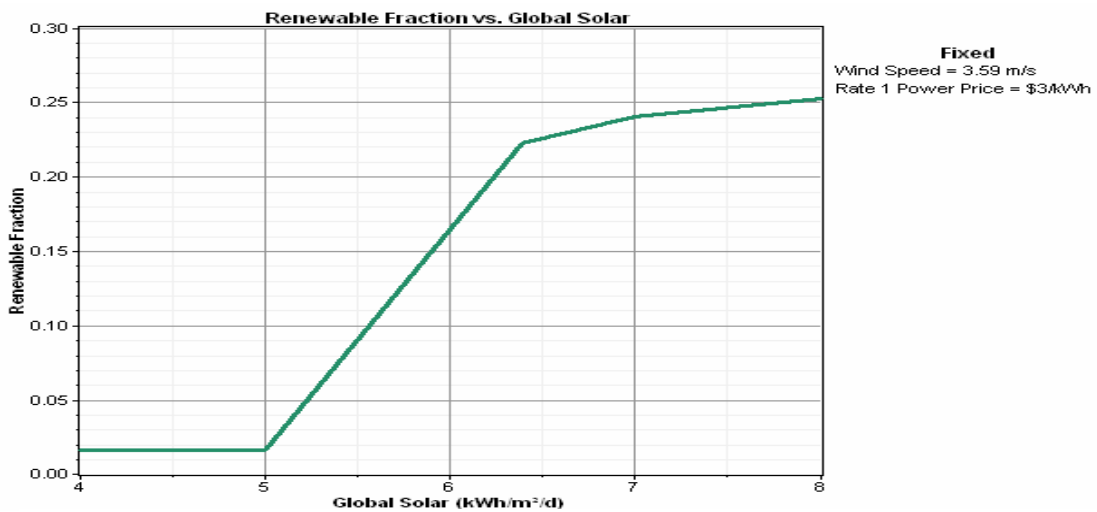


Fig. 5.10.b : Relation entre la fraction des énergies renouvelables et le rayonnement solaire

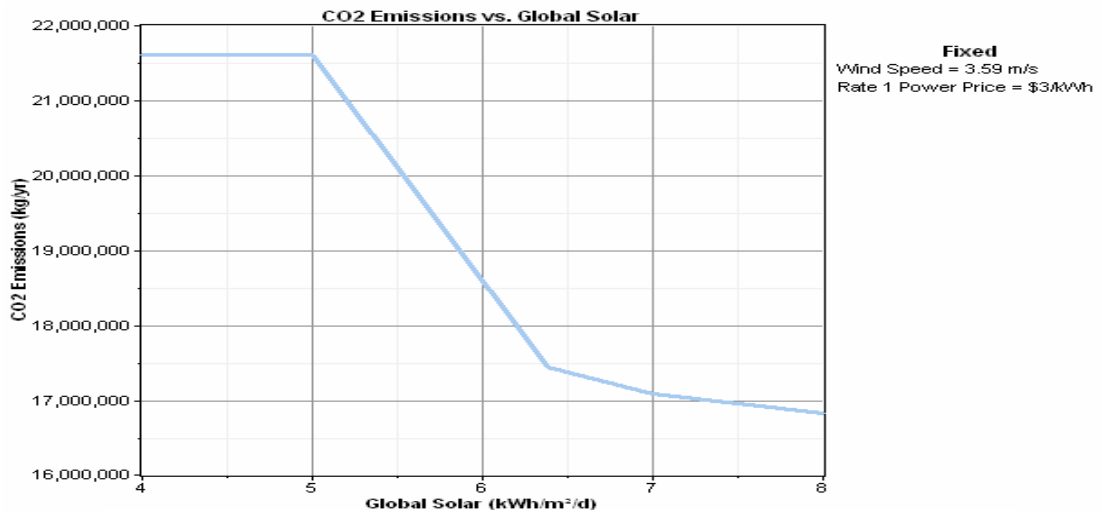


Fig.5.11.b : Relation entre l'émission du CO₂ et le rayonnement solaire

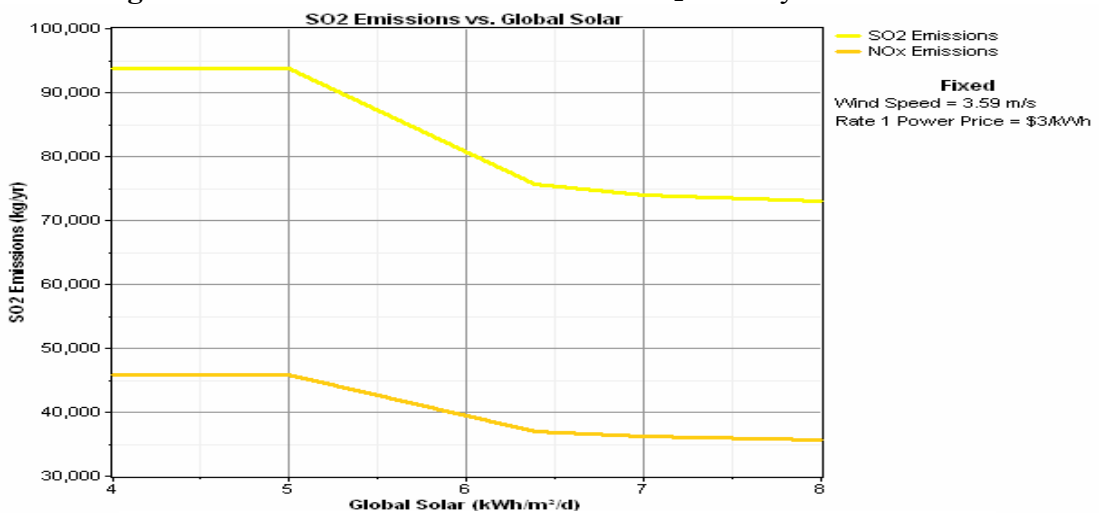


Fig.5.12.b : Relation entre le dioxyde de soufre et d'oxydes d'azotes et le rayonnement solaire

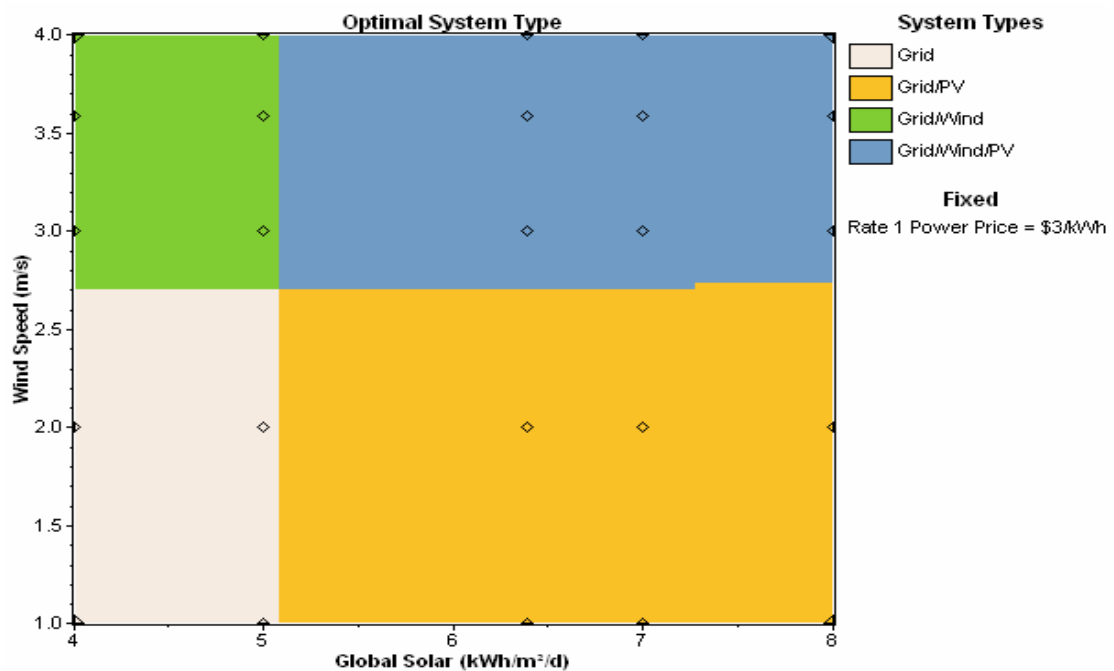


Fig.5.13.b : Graphe du système le plus optimum

c) *Batna*

Comme pour les sites précédents, le même travail et les mêmes paramètres ont été retenus pour l'analyse de sensibilité de chacun des systèmes. Ainsi, 7 valeurs d'irradiation globale, 5 valeurs de la vitesse du vent et de valeur du prix du kWh fourni par le réseau dont :

- 2.85, 3.5, 4.5, 5.13, 5.5, 6, 7 kWh/m²/ celles relatives à l'irradiation solaire ;
- 3.54, 4.2, 4.38, 5, 6 m /s celles relatives à la vitesse du vent ;
- 0.4, 1, 2, 2.5, 3 \$/ kWh celles relatives au prix du kWh réseau ;

Ce qui conduit le logiciel HOMER à simuler chacune des configurations selon une combinaison de (7x5x5) de valeurs d'irradiation solaire, de la vitesse du vent et du prix du kWh électrique. Ainsi, la fraction de la charge couverte par les systèmes à énergies renouvelables, le NPC, le COE aussi bien que la quantité des gaz à effet de serre émis par ce système ont été retenus comme résultats indicateurs de la sensibilité de chacun des systèmes retenue.

Sur la base des résultats de l'optimisation présentés sur la figure 5.5.c, la production d'énergie solaire montre une plus grande proportion que la production d'énergie éolienne. Par conséquent, les ressources d'énergie solaire à plus de conséquences sur la mise en œuvre avec un taux de 13%.

Ainsi, sur les figures 5.9.c, 5.10.c, 5.11.c et 5.12.c sont présentées respectivement :

- L' évolution du prix net actualisé du système (NPC) ainsi que le prix du kWh (COE) en fonction de la variation de l'irradiation solaire;
- L'évolution de la fraction de la charge couverte par les énergies renouvelables en fonction de la variation de l'irradiation solaire;
- L'évolution de la quantité du CO₂ émise par le système hybride en fonction de la variation de l'irradiation solaire;
- L'évolution de la quantité du dioxyde de soufre et d'oxydes d'azotes émise par le système hybride en fonction de la variation de l'irradiation solaire.

A partir des résultats obtenus nous constatons d'une part que le système hybride éolien – photovoltaïque –réseau installé sur le site de Batna ne sera compétitif au système classique que si le prix du kWh produit par le réseau conventionnel dépassent les 3 \$/kWh, et que la quantité d'énergie solaire moyenne dépasse les 5.13 kWh /m²/jour. Tout en ayant ces conditions, nous constatons selon les résultats de la figure 5.9.e que le NPC et le COE du système hybride sont quasi stables quand l'irradiation solaire varie de 2.85 à 4.5kWh/m²/jour et décroît quand l'irradiation solaire globale augmente de 4.5 à 6 kWh/m²/jour. D'une autre part, comme nous le voyons sur la figure 5.10.e, la fraction de la charge couverte par les

énergies renouvelables est fixe à 8% pour une variation de l'irradiation solaire allant de 2.85 à 4.5 kWh/m/j , elle croit d'une manière rapide de 8 à 20% (dans le cas d'augmentation de l'irradiation solaire globale de 4.5 à 5.5 kWh/m²/j) et augmente moins rapidement de 20 à 23% pour des valeurs de l'irradiation solaire globale supérieure à 5.5 kWh/m²/j. En outre, comme indiqué dans les Figure 5.11.e et 5.12.e, les principales émissions de dioxyde de carbone, dioxyde de soufre et d'oxydes d'azotes diminués de 20%.

Par ailleurs, la figure 5.13.e met en évidence et d'une manière plus nette le système optimal pour toutes les vitesses du vent et les irradiances solaires que nous avons entrés. Le graphique montre que la conception optimale du système dépend à la fois de l'irradiation moyenne annuelle du soleil et de la vitesse moyenne annuelle du vent tout en ayant fixé le prix du kWh réseau à 3\$/kWh .

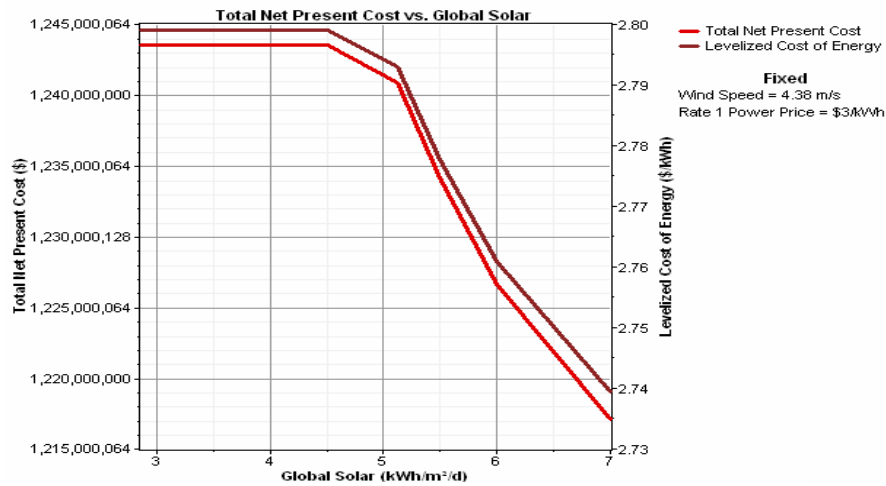


Fig .5.9.c : Relation entre les différents coûts et le rayonnement solaire

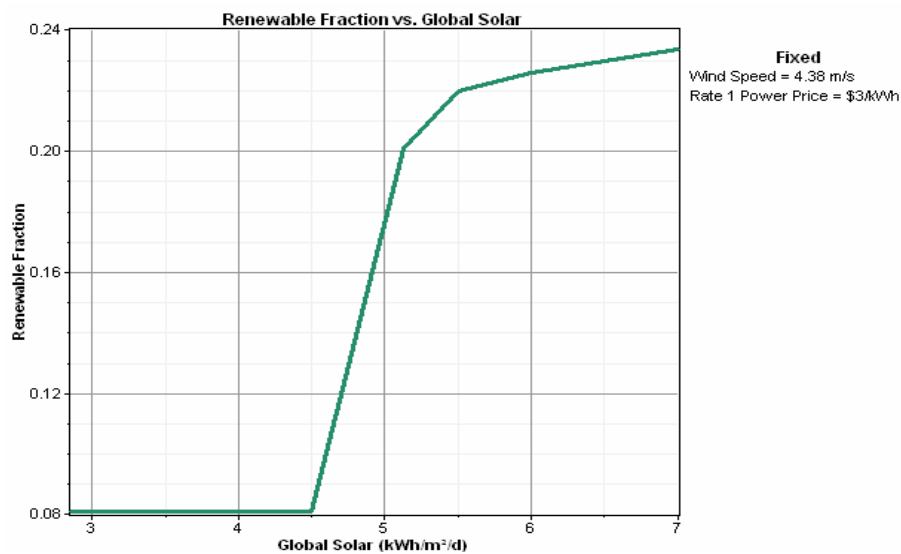


Fig.5.10.c : Relation entre la fraction des énergies renouvelables et le rayonnement solaire

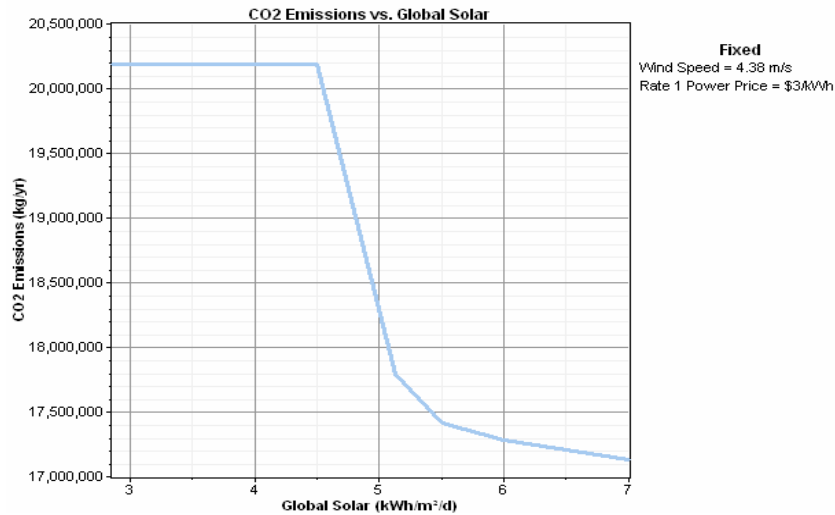


Fig.5.11.c : Relation entre l'émission du CO₂ et le rayonnement solaire

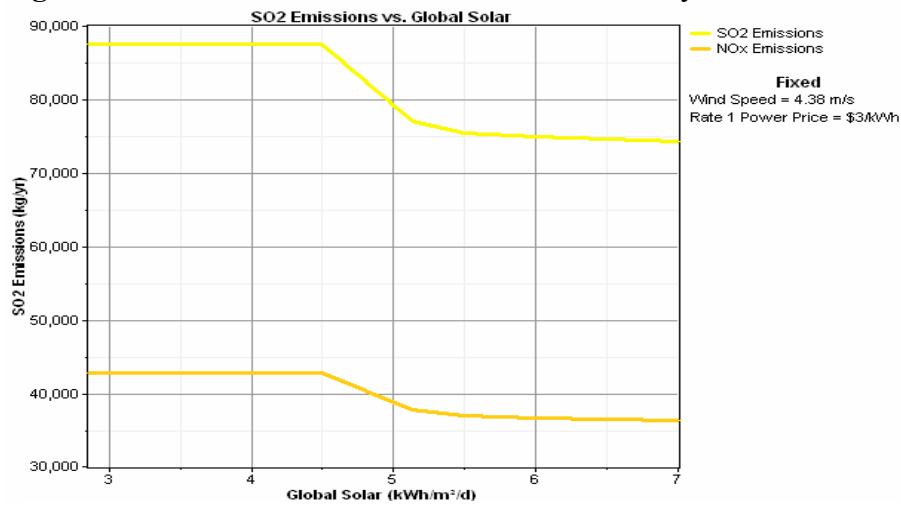


Fig.5.12.c : Relation entre le dioxyde de soufre et d'oxydes d'azotes et le rayonnement solaire

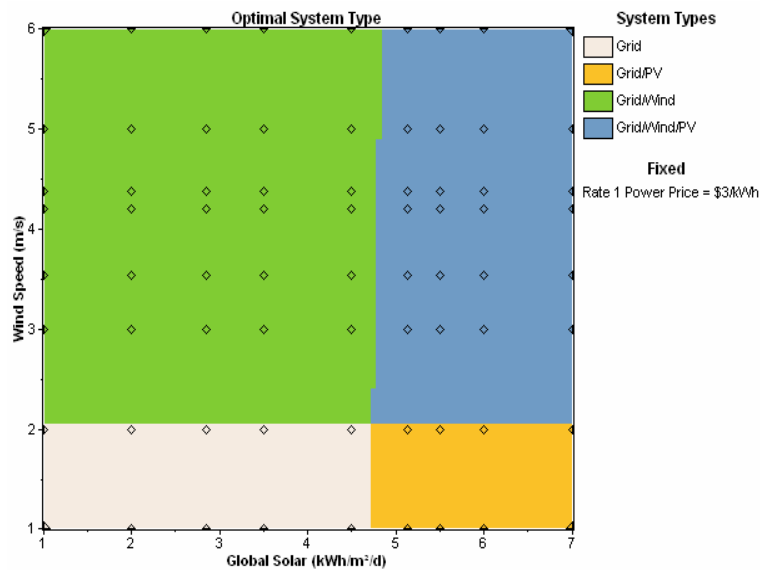


Fig.5.13.c : Graphe du système le plus optimum

5.8 Conclusion

Ainsi, nous avons déduit de ce chapitre :

- Que la configuration du système hybride dépend évidemment du site considéré, des ressources énergétiques disponibles ainsi que des contraintes d'utilisations.
- Que selon la disponibilité des ressources énergétiques sur un site donné, les systèmes de conversion d'énergie respectifs ne seront compétitifs au réseau électrique que si le prix de ce dernier soit supérieur à 0.4\$/kWh.
- Le prix net actualisé dépend d'une part de la disponibilité du potentiel énergétique solaire et éolien et dépendra aussi de la configuration retenue.

D'autre part nous avons mis en évidence le rôle de l'utilisation des énergies renouvelables dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Conclusions et perspectives

CONCLUSIONS ET PERSPECTIVES

La production décentralisée d'énergie n'est pas une chose nouvelle. Elle bénéficie cependant actuellement d'un essor important et trouve un écho important dans l'opinion. Plus uniquement limitée à fournir de l'énergie dans les zones difficiles d'accès, elle permet de répondre à des besoins très divers, et couvre à ce titre une large plage de puissances. Celles-ci s'étendent de quelques kW jusqu'à plusieurs dizaines de MW. Associées à une production centralisée, ces unités peuvent permettre une mutualisation avantageuse de ressource très réparties, très fluctuant et contribuer à une meilleure gestion de l'énergie électrique dans un contexte de développement durable,

D'une part du point de vue économique, ces dispositifs ne sont pas encore compétitifs d'autre part l'injection d'énergie sur des réseaux qui n'avaient pas été conçus pour cela peut cependant poser certains problèmes qui doivent être examinés entre producteurs et gestionnaires de réseaux. Cependant, Le rôle important qu'ils jouent dans le domaine de la protection de l'environnement, conjugué à une volonté publique, lié aux nécessités du développement durable, peut faire infléchir cette tendance et rendre, à moyen et long termes, ces dispositifs économiquement viables avec une meilleure gestion de l'énergie électrique.

Nous nous sommes particulièrement intéressé dans cette thèse, à l'étude technico-économique et environnementale des systèmes décentralisés couplés au réseau électrique avec une gestion adéquate de l'énergie.

Nos travaux ont donc porté sur :

- l'établissement des modèles énergétiques ;
- Un programme de simulation sous MATLAB a été mis au point pour prédire le comportement du système en entier ;
- Les analyses technico-économique et environnementale moyennant le logiciel HOMER de différentes configurations du système et application à trois sites algériens où les données météorologiques (rayonnement, vitesse du vent, et la température ambiante) sont disponibles.

Ainsi, après une brève description des deux systèmes de production d'énergies à savoir : le système éolien et le système photovoltaïque ainsi que les différentes configurations des systèmes à énergies renouvelables, nous nous sommes intéressés à la modélisation du générateur éolien, et photovoltaïque.

- Pour le générateur éolien, dans le cadre de notre étude nous avons choisi un aérogénérateur de type Vestas 660-47 à vitesse fixe. En premier lieu nous avons modélisé la turbine qui a été suivi par la modélisation de la machine asynchrone pour cette dernière,

Conclusions et perspectives

nous avons entamé notre modélisation en faisant appel au modèle mathématique de la machine généralisée, suivi de la simplification des équations par la transformation de PARK qui assimile la machine asynchrone triphasée à la machine biphasée. Suite au choix étudiant.

- Concernant le générateur photovoltaïque, le but de la modélisation est la détermination de la puissance maximale que peut fournir un groupe de panneaux pour un ensoleillement et une température donnée. Ainsi, dans le cadre de notre étude la modélisation du système de conversion photovoltaïque, suppose la modélisation du gisement solaire, du générateur photovoltaïque (la cellule, les panneaux et leurs connections) et de l'ensemble hacheur système de commande, permettant d'extraire la puissance maximale.

- La modélisation de l'onduleur consiste en deux parties dont la première présente le modèle de la partie puissance et la seconde la stratégie de commande choisie.

- Ces différents modèles énergétiques ont été ensuite utilisés afin de modéliser le système complet de production éolienne et photovoltaïque, couplé au réseau. Rappelons que la modélisation de gestion d'énergie a été réalisée à ce stade ce qui a permis de déterminer le taux d'énergie injectée au réseau tout en respectant la capacité autorisée par le réseau.

- Afin d'assurer le respect de la qualité d'énergie nous nous sommes intéressés au quatrième chapitre à l'étude des contraintes liées à la production décentralisées, à base de systèmes éoliens et photovoltaïques. Ces contraintes sont directement liées au réseau. Ainsi, nous avons analysé le fonctionnement d'un système éolien et photovoltaïque et de leurs raccordements au réseau, en faisant appel à des connaissances liées au point de vue fabricant et au point de vue distributeur.

- En vue d'établir un dimensionnement optimal et de déterminer les lois de gestion optimisées, nous avons développé une approche économique moyennant le logiciel HOMER. Après introductions des ressources énergétiques et les coûts de chacun des sous systèmes, HOMER nous donne le système le plus optimum basée essentiellement sur l'étude économique. Du point de vue environnemental, le logiciel cité précédemment nous a permis aussi de mettre en évidence le rôle des énergies renouvelable dans la réduction des gaz à effet de serre. Comme application nous avons choisi trois sites Algériens dont les conditions météorologiques sont supposées connus.

De nombreux travaux demeurent nécessaires au delà de cette thèse. Citons par exemple :

- la validation de ces résultats par une confrontation expérimentale des modélisations aux mesures ce qui permettra de préciser les conditions de leurs application et de déceler les éventuels points durs.

Conclusions et perspectives

- L'étude des systèmes éolien–photovoltaïque raccordés au réseau pour la production intermittente d'hydrogène ;
- L'application sur un autre type d'aérogénérateurs (à vitesse variable) afin de pouvoir améliorer le rendement énergétique et de générer une puissance de meilleure qualité;

Références

- [1] B.M. Weedy, B.J. Cory, "Electric power systems" fourth edition, John wiley & Sons, 2002.
- [2] Commission Ampère, "Rapport final de la Commission pour l'Analyse des Modes de Production de l'Electricité et le Redéploiement des Energies", Belgique, 2001.
- [3] B. Francois, "Problématiques technico-économiques de l'intégration d'unités de production décentralisée dans un réseau d'énergie" CERRE 2003, Sousse, Tunisie, 2003.
- [4] T. Ackermann, G. Andersson, L. Söder, "Distributed generation: a definition", Electric Power Systems Research, Volume 57, Issue 3, pp 195-204 , 2001.
- [5] A. Arbaoui , "Aide à la décision pour la définition d'un système éolien adéquat au site et à un réseau faible" . Thèse de doctorat de l'école nationale supérieure d'arts et métiers, Centre de Bordeaux, France, 2006.
- [6] J. Martin, "Energies éoliennes", Techniques de l'Ingénieur, traité de Génie énergétique, pp. B 8 585 1- B 8 585 21.
- [7] P.W. Carlin, A.S. Laxson, E.B. Muljadi, "The History and State of Art of Variable-Speed Wind Turbine Technology", NREL/TP-500-28607, Février 2001.
- [8] P. Leconte, M. Rapin, E. Szechenyi, "Eoliennes", Techniques de l'Ingénieur, traité de Génie mécanique, pp. BM 4 640 1 - BM 4 640 21.
- [9] O. De Vries, "On the theory of the horizontal axis wind turbine", Ann. Rev. Fluid. Mech., 15, pp. 77-96, 1983.
- [10] J.L. Menet, L.-C. Valdès, B. Ménart, "A comparative calculation of the wind turbines capacities on the basis of the L- σ criterion", Renewable Energy 22, pp. 491-506 ,2001.
- [11] F. poitiers, " Etude et commande de génératrice asynchrone pour l'utilisation de l'énergie éolienne, " Thèse de docteur de l'université de Nantes, France, 19 Décembre 2003.
- [12] P. Gip, "le grand livre de l'éolienne", édition le moniteur, 2004.
- [13] L. Abdelhamid, R. Abdessemed, H. amimeur, E. Merabet, " Etude de performances des génératrices utilisées dans les systèmes éoliens" , département d'Electrotechnique, université de Batna , Laboratoire de recherche LEB, 2006. Disponible sur : www.univ-batna.dz
- [14] M. Bouharkat , " Etude de l'évolution des courants rotoriques d'une machine asynchrone a cage en régime dynamique", Thèse de doctorat, avril 2006.
- [15] www.espace-eolien.fr
- [16] G. Cunty, " éolienne et aérogénérateurs « guide de l'énergie éolienne » ", édition Edisud., 2001.

Références

- [17] Dj. Saheb , "Contribution à l'étude théorique du comportement du système hybride (éolien- PV- Diesel) de production d'électricité sans interruption", Mémoire de Magister, Blida Septembre 2005.
- [18] I. Cruz , F. Arias, F. Avia, L.M. Aribas, "Assessment of different energy storage systems of wind energy integration" , European Wind Energy Conference 2001.
- [19] F. Faure, "Suspension magnétique pour Volant d'inertie", thèse de Doctorat, Grenoble juin 2003.
- [20] D. Saheb-Koussa, " Production d'électricité par un générateur éolien" Bulletin des Energies Renouvelables, Numéro 13, juin 2008.
- [21] Djohra Saheb-Koussa, Mourad Haddadi, Maiouf Belhamel, Seddik Hadji, Said Nourredine, "Modeling and simulation of the fixed-speed WECS (wind energy conversion system): Application to the Algerian Sahara area " *Energy, Volume 35, Issue 10, October 2010, Pages 4116-4125.*
- [22] D. Saheb-Koussa, M. Haddadi et M. Belhamel, " Modélisation d'un générateur photovoltaïque dans l'environnement « Matlab » ", Revue internationale d'héliotechnique Energie - *Environnement* - N° 37 ,pp. 8-15, 2008.
- [23] D. Koussa et M. Belhamel, " Etude technico-économique d'un système hybride (Eolien-Photovoltaïque-Diesel) de production d'électricité sans interruption". Revue internationale Ecolopop. Janvier 2007
- [24] D. Saheb-Koussa et M. Belhamel, " Production d'électricité sans interruption moyennant un système hybride (Eolien- photovoltaïque- diesel) ", Revue internationale d'héliotechnique Energie - *Environnement* - N° 36 ,pp.43-52, 2007.
- [25] D. Saheb-Koussa, M. Haddadi et M. Belhamel, "Contribution à l'étude théorique du comportement d'un système hybride (eolien – photovoltaïque - diesel) de production d'électricité sans interruption". , Afrique SCIENCE, Vol.5, N°1, 1 janvier 2009. Disponible sur : <http://ajol.info/index.php/afsci/vew/61704>
- [26] D. Saheb-Koussa, M. Haddadi et M. Belhamel, " Economic and technical study of a hybrid system (wind–photovoltaic–diesel) for rural electrification in Algeria", published in Applied Energy, published in **Volume 86, Issues 7-8**, July-August 2009, Pages 1024-1030.
- [27] D. Saheb-Koussa, M. Haddadi et M. Belhamel " Etude de faisabilité et optimisation d'un système hybride (éolien – photovoltaïque – diesel) à fourniture d'énergie électrique totalement autonome " Le numéro spécial de la revue RSFA vol (2) N°1, 2010. Disponible sur : <http://rsfa.0fees.net/> où <http://www.univ-eloued.dz/rsfa>

Références

- [28] Blumenthal , Getoor, “Markov process and potential theory”. Edition Lavoisier, 1996.
- [29] B. Guerier, E. Boileau, “Analyse spectrale temporelle de l’irradiation solaire globale : modélisation d’une variable réduite à l’aide de modèles stochastiques ARMA” Revue de physique, 1980 .
- [30] D. Saheb Koussa, M. Belhamel & B. Kazed, “ Système éolien pour l’alimentation d’une charge à usage domestique”, Revue des Energies Renouvelables. Volume 10, Numéro 1, Avril 2007.
- [31] L. Stoyanov, G. Notton & V. Lazarov, “Optimisation des systèmes multi-sources de production d’électricité à énergies renouvelables”. Revue des Energies Renouvelables. Volume 10, Numéro 1, Avril 2007.
- [32] I. Vechiu, “Modélisation et analyse de l’intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome”,Thèse de doctorat, Université de Havre,2005.
- [33] D. Saheb-Koussa, “Système hybride pour l’alimentation d’une charge a usage domestique”, CHEMSS 2000, Mai 2000, Blida.
- [34] M. Crappe, “Commande et régulation des réseaux électriques” Paris, Hermès science, 2003.
- [35] Peracod, “Etude de faisabilité technico-économique de la filière photovoltaïque raccordé au réseau”. Voir aussi → [www.peracod.sn/ Rapport RaccPV Res\[1\].pdf](http://www.peracod.sn/RapportRaccPVRes[1].pdf).
- [36] Laboratoire d’Electrotechnique et d’Electronique de Puissance de Lille→ <http://l2ep.univ-lille1.fr>.
- [37] N. G. Boulaxis, S. A. Papathanassiou, M. P. Papadopoulos “Wind turbine effect on the voltage profile of distribution networks” Renewable Energy, Vol. 25, pp. 401–415, 2002
- [38] T. Ackermann, K. Garner, A. Gardiner, “Embedded wind generation in weak grids-economic optimisation and power quality simulation” Renewable Energy ,Vol.18, pp. 205-221, 1999.
- [39] O. Alejandro, “Issues regarding the integration of induction wind turbines in weak electrical networks”, Nordic wind power conference, 2004.
- [40] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins et E. Bossani , “Wind Energy Handbook” . West Sussex: John Wiley & Sons, LTD, 2001
- [41] Désiré le Gouirière, “Energie éolienne. Théorie, conception et calcul pratique des installations ”. 2eme Edition, EYEROLLES Paris 1982.
- [42] D. Spera , editor, “Wind Turbines Technology – Fundamentals Concepts of Wind Turbines Technology”, ASME Press, New York, 1998.

Références

- [43] J. Ercolino, “Modélisation en régime nominal et partiel de l’écoulement méridien dans les turbomachines axiales et hélicocentrifuges”, Thèse mécanique, Laboratoire d’Energétique et Mécaniques des Fluides Internes, Art et Métiers, ENSAM 2002.
- [44] S. Heier ; translated by R.Waddington “Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems”, John Willy & Sons LTD, 3rd edition 1998.
- [45] C. Vaughn Nelson, L. Ken Starcher, E. Robert Foster, R. Nolon Clark, Deon Raubenheimer, “Wind hybrid systems technology characterization ”, West Texas AM University – AEI, New Mexico University – SWTDI, USDA-ARS Bushland Vista University, May 2002.
- [46] T. Petru, “Modelling of Wind Turbines for Power System Studies”, Technical Report Chalmers University of Technology, N° 391L, 2001.
- [47] S.A. Pathansiou , N.G. Boulaxis, M.P.Papadopoulos, “A Simulation Code for Power Systems with a High Wind Penetration”, European Wind Energy Conference Proceeding Copenhagen 2002.
- [48] I. Marti, T.S. Nilsen , H. Madsen, A. Roldan , S. Pérez , “ Improving Prediction Models in Complex Terrain ”, Global WindPower conference proceedings, Paris 2002.
- [49] H. Camblong , “Minimisation de l’impact des perturbations d’Origine Eolienne dans la Génération d’Electricité par des aérogénérateurs à vitesse variable”, Thèse de Doctorat ENSAM Bordeaux , 2003 .
- [50] Y.D. Song, B. Dhinakaran, X.Y. Bao, “Variable Speed Control of Wind Turbine Using a Nonlinear and Adaptative Algorithms”, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics , pp.293-308, 2000.
- [51] V. Rogez, “Modélisation Simplifiée de la source de Production Décentralisée pour des Etudes de Dynamique de Réseaux. Application à l’intégration d’une Production Eolienne dans un réseau de Distribution insulaire ”, Thèse de Doctorat, Ecole Doctorale d’Arras, Lille, 2004.
- [52] S. Derriche, H. Djebrani and DJ. Djemai, modélisation et simulation d’un générateur éolien connecté au réseau à l’aide du logiciel MATLAB/SIMULINK, Mémoire d’ingénieur d’Etat en Electrotechnique, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, Algérie, Septembre 2008.
- [53] M. Koussa , A. Malek and M. Haddadi. “Apport énergétique de la poursuite solaire sur deux axes par rapport aux systèmes fixes” . Application aux capteurs plans. Revue des énergies renouvelables ; Vol.10, N°4 , pp. 515-537, 2007.

Références

- [54] j. Duffie, W. Beckman, "Solar Engineering of thermal process", New york : JohnWiley and Sons Inc., second edition 1991.
- [55] Benjamin Y.H. Liu and Rochard C. Jordan , "The Interrelationship and Characteristic Distribution of, Direct, Diffuse and Total Solar Radiation". Solar Energy Vol 4 N°1,1960.
- [56] KJ. Konratiev and MP. Manolova, "The Balance of Radiation Slopes". Solar Energy Vol.4 No. 1, pp 14-19 ,1960.
- [57] T.M. Klucher, "Evaluation of models to Predict insolation on Tilted Surface". Solar Energy N°23,pp. 111-123 ,1979.
- [58] RC. Temps and KL. Coulson, "Solar Radiation Incident up on Different Slopes of focus". Solar Energy Vol 19, pp. 179, 1977.
- [59] S. Singer, B. Rozenshtein, S. Surazi, "Characterization output of PV Array Using a Small Number of measured Parametrs", Solar Energy Vol.32, pp.603-607, 1984.
- [60] M.B. Prince, "Silicon solar energy convertors"..J.Appl.Phys.,Vol.26,pp.534-540,1955.
- [61] J.J. Wisoki, P. Rappaport, " Effect of temperature on photovoltaic solar energy conversion" .Appl. Phys., vol. 31, pp. 571-78,1960.
- [62] D.P. Hohm, M.E. Ropp , "Comparative Study of Maximum Power Point Tracking Algorithm". Progress in Photovoltaic, vol 11, p.47-62, January 2003.
- [63] J. Sun , H. Grotstollen, "Averaged modelling of switching power converters Reformulations and theoretical basics ". IEEE PESC '92, pp. 1166-1172, 1992.
- [64] M. Lavabre, "Electronique de Puissance Conversion de l'Energie ". Edition Casteille, 1998 .
- [65] BP Solar BP SX150-150W Multi-crystalline Photovoltaic Module Datasheet, 2001.
- [66] M. Koussa , M. Haddadi , A. Malek, "Reconstitution des irradiations globale et diffuse en fonction de quelques paramètres météorologiques pour un ciel quelconque", Revue des énergies renouvelables ; Vol.10, N°1 , pp. 75-92, 2007
- [67] K.H. Hussein, I. Muta, T. Hoshino, & M.Oskada , "Maximum Photovoltaic Power Tracking Algorithm" Progress in Photovoltaicsd : Research and Applications, November 2002.
- [68] D.P. Hohm, & M.E. Ropp, "Comparative Study of Maximum Power Point Tracking " IEEE Transactions on Industrials Electronics , Vol.45, N°1, pp.99-107, February 1998.
- [69] Rodolfo Dufo-lópez, José L.Bernal-Augustin et Franklin Mendza , "Design and economical analysis of hybrid PV- wind systems connected to the grid for the intermittent production of hydrogen". Energy Policy. Vol. 37, pp.3082-3095, 2009.

Références

- [70] C. Bordie. “Développement des énergies renouvelables : Quelle contribution du marché du carbone? ”. Etude Climat, N°16, Décembre 2008.
- [71] A. Larson, “The power quality of Wind turbines” Thesis for the degree of Doctor of philosophy, Chalmers University of Technology, Sweden, 2000.
- [72] J.O.G. Tande, “Applying Power Quality Characteristics of Wind Turbine for Assessing Impact on Voltage Quality” Wind Energy, Vol.5, pp.37-52, 2002.
- [73] European Norm EN 50100, Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Distribution Systems, CENELEC , 1999.
- [74] J.O.G Tande, “Exploitation of wind energy resources in proximity to weak electric grids”, Applied Energy, Vol. 65, pp.395-401, 2000.
- [75] S. Engström, “Short Term Power Variations in the Output of Wind Turbines”, DEWI Magazin N° 19, 2001.
- [76] Australia's Arid Lands. 2005 29th, Nov 2005 [cited 2009 5th, Nov]; Disponible sur: <http://www.cazr.csiro.au/contacts.htm>.
- [77] B. Hare, “Guide to the Kyoto Protocol”, G. International, Editor. Climate Policy Director: Amsterdam, (1998).
- [78] Y. Lang, “Acid Rain”. (2009) [cited 2009 Dec, 8]; Disponible sur : http://en.wikipedia.org/wiki/Acid_rain.
- [79] P. Lilienthal, T. Lambert, “Using the HOMER Model in Air Quality Analysis”, , Editors. National Renewable Energy Laboratory: Colorado, 2004.
- [80] HOMER - Getting Started Guide for HOMER Version 2.1. 2005, National Renewable Energy Laboratory, Operated for the U.S. Department of Energy Office of Energy Efficiency and Renewable Energy.
- [81] A.N. Celik, “Techno-economic analysis of autonomous PV-wind hybrid energy systems using different sizing methods”. Energ Convers Manage, Vol.44, N°12, pp.1951-1968, 2003.
- [82] Solar Module Price Highlights: October 2009.(2009) [cited 2009 28th October]; Available from: <http://www.solarbuzz.com>.
- [83] <http://meteonorm.com/download/software/>
- [84] Solar Module Price Highlights: October 2009.(2009) [cited 2009 28th October]; Disponible sur: <http://www.solarbuzz.com>
- [85] J. Camerlynck, “Modelling of renewable energy system in the Maldives”,Utrecht University: Netherlands,2004.

Références

[86] M.J. Khan, M.T. Iqbal, “Pre-feasibility study of stand-alone hybrid energy systems for applications in Newfoundland”. *Renew. Energ.* Vol.30, N°6, pp.835-854, 2005.

ANNEXE A : Les masses d'air en mouvement

A.1 Introduction

Une masse d'air est une portion de la troposphère.

La troposphère n'est pas un tout aux propriétés physiques homogènes, comme le démontre sa segmentation horizontale.

Une masse d'air, qui occupe un volume à grande échelle, se caractérise par une certaine uniformité horizontale de température et d'humidité.

Elles sont séparées par des fronts qui forment une zone de transition entre deux masses, zone où varient sensiblement et rapidement les champs horizontaux de température et d'humidité.

A.2 Formation des masses d'air

Une masse d'air se définit comme une importante section de la troposphère dont les caractéristiques vont de pair avec les vastes régions terrestres dont elle subit l'influence.

Les masses d'air s'étendent souvent sur plusieurs milliers de kilomètres.

Par exemple, en hiver, les hautes latitudes ne reçoivent que très peu d'ensoleillement, l'hémisphère nord étant incliné à l'opposé du soleil. L'air de ces régions devient alors très froid. Par contre, l'air au dessus du golfe du Mexique est plus chaud et très humide grâce à la présence du golfe. La masse d'air du nord et celle du golfe du Mexique ont des caractéristiques opposées.

Bien que l'air froid soit graduellement réchauffé dans sa descente vers le Sud, il y a un contraste marqué entre les deux masses d'air lorsqu'elles sont côte à côte dans la zone tempérée.

Comme les masses d'air ne se mélangent habituellement pas, la zone de transition entre l'air chaud et l'air froid, le front polaire, est relativement étroite.

Si la surface de la Terre était uniforme, il pourrait n'y avoir que deux masses d'air : une chaude et une froide. Or, elles seraient justement séparées par un front polaire.

Mais, la présence des continents et des océans vient changer les choses. Les échanges de chaleur et d'humidité entre l'atmosphère et la surface étant bien différents, il en résulte la formation d'autres masses d'air.

A.3 Classification des masses d'air

Au sud du front polaire, l'air tropical très chaud et humide est constamment nourri par de la vapeur d'eau en provenance des océans équatoriaux.

Au nord, il y a l'air polaire et l'air glacial de l'Arctique, originant des champs de neige et de glace. L'air polaire se situe entre l'air arctique et l'air tropical. Il est constitué d'une partie de l'air arctique réchauffé au cours de sa descente vers le Sud.

En résumé, la planète est entourée d'air arctique et antarctique, d'air polaire et d'air tropical.

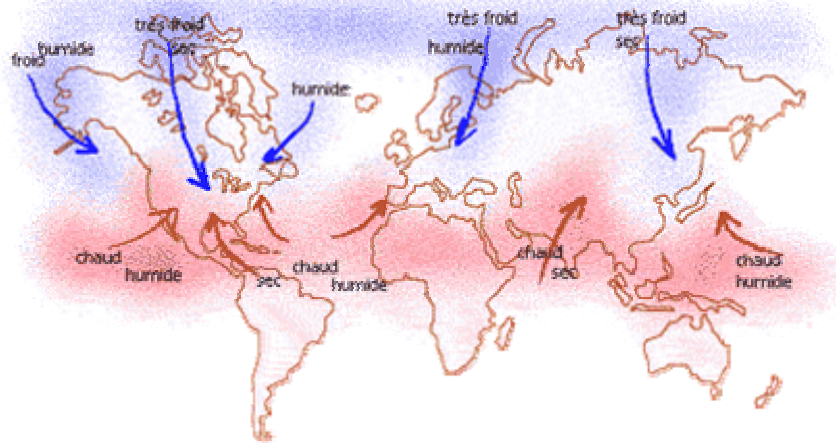
En plus de diviser l'air selon un régime de température, on le divise aussi selon son humidité spécifique.

Une masse d'air sec portera un nom composite dont le dénominateur sera l'expression " continental ", pour laisser entendre que son passage au-dessus du continent ne lui a rapporté que peu d'humidité.

D'autre part, le mot " maritime " identifie des masses d'air humide arrivant des grandes étendues d'eau ou des grandes sources d'humidité que sont les océans ou les grands espaces où la végétation est abondante.

En combinant les deux types de classification, on obtient un total de six masses d'air :

- continentales polaires (cP),
- continentales arctiques (cA),
- continentales tropicales (cT),
- maritimes polaires (mP),
- maritimes arctiques (mA),
- maritimes tropicales (mT).



A.4 Mouvements des masses d'air

Les masses d'air ne sont pas statiques. Elles voyagent en fonction des vents. Tout au long de leur trajet, les caractéristiques des masses d'air seront modifiées. Une masse d'air polaire, lorsqu'elle voyage vers le sud, se réchauffera au fur et à mesure et pourra s'humidifier si elle passe au-dessus d'un océan. Ce genre de modification peut faire en sorte qu'une masse d'air puisse perdre au long de son voyage beaucoup de ses caractéristiques initiales, la rendant difficile à reconnaître.

A.5 Modification des masses d'air

Bien que la masse d'air soit par définition une entité dont la température et l'humidité sont horizontalement quasi uniformes, il peut y avoir des variations importantes de ces propriétés, variations sont souvent localisées.

Leur importance n'est cependant pas assez grande pour provoquer la formation de zones de transition que sont les fronts.

Sur une carte de surface, pour une même masse d'air, on note régulièrement que des stations ont enregistré des températures ou des points de rosée qui divergent radicalement de l'ensemble des données.

Ce phénomène est dû à la topographie, qui crée localement un microclimat propre aux caractéristiques du terrain : lac, montagne, vallée...

Si l'air passe au-dessus d'un lac, d'une forêt, d'un terrain humide ou d'une neige fondante, l'humidité qu'il y absorbe fait grimper localement le point de rosée des couches inférieures.

Ces différences sont toutefois moins perceptibles à 850 hPa, où la masse d'air est nettement dominante.

Annexes

Si les différences deviennent nombreuses et atteignent une grande échelle, tant à l'horizontale qu'à la verticale, la masse d'air changera carrément de type.

A.6 Facteurs déterminant le temps

Pour comprendre la raison pour laquelle une masse d'air provoque certaines conditions, on doit tenir compte de la combinaison des facteurs qui déterminent le temps.

Ces facteurs de formation ou de dissipation des nuages générateurs de précipitations, sont au nombre de trois : humidité spécifique, refroidissement et stabilité.

Certaines masses sont très sèches et produisent très peu de nuages, contrairement à l'air maritime tropical dont l'humidité spécifique élevée donne souvent lieu à des nuages, des précipitations et du brouillard.

La formation de nuages ou de précipitations se produit lorsqu'il y a saturation de l'humidité. On peut avoir saturation par un apport en vapeur d'eau ou encore par un abaissement de la température de la masse d'air.

Or, il y a trois processus bien distincts de refroidissement d'une masse d'air :

- contact avec une surface qui la refroidit par rayonnement
- advection au-dessus d'une surface plus froide
- expansion résultant d'une ascension à grande échelle.

Étant donné que la plupart des nuages et des précipitations résultent d'un refroidissement par expansion associé à l'air ascendant, il est clair que la stabilité est un facteur de première importance.

On détermine l'humidité spécifique et la stabilité d'une masse d'air, en partie par la nature de la surface au-dessus de laquelle la masse s'est formée, et en partie par le parcours emprunté par la masse sur le continent.

A.7 Le temps qu'il fait dans les masses d'air

L'identification d'une masse d'air ne suffit pas à prédire le temps qu'il fera, sauf dans les grandes lignes ; il est donc fondamental d'en référer aux données recueillies en altitude par radiosondages, observations des pilotes et photos prises par satellites.

Mais ce sont les nombreuses données pointées sur téphigramme qui garantissent les meilleures indications sur la stabilité et l'humidité de l'air.

Si l'air continental arctique est modifié, il peut donner du temps clair et froid dans une région, et ailleurs, des averses de neige et des nuages cumuliformes.

On ne peut se fier au seul fait qu'une masse d'air a été clairement identifiée pour en prévoir le temps qu'elle réserve.

Annexes

C'est uniquement l'ensemble des données qui permettent avec certitude d'identifier et le type, le nombre et l'étendue des masses d'air simultanément présentes au-dessus du continent.

Type	Caractéristique	Saison
cP (continental e polaire)	air sec et stable	Été: au départ cette masse d'air est sec mais au fur et à mesure qu'elle descend vers le sud, elle s'humidifie et devient instable. Ceci survient parce que durant les longues journées de l'été, le soleil réchauffe les terres qui réchauffe par la suite la masse d'air. Orages possibles. Hiver: très froid et sec. Pas de précipitation. Excellente visibilité.
cA (continental e arctique)	très froid et très sec	Été: pas en été. Hiver: très froid et très sec.
cT (continental e tropicale)	chaud, sec et instable et peu de nuages	Été: chaud, sec. Visibilité réduite à 7 et 8 km. Pas de précipitation. Hiver: chaud et sec. Visibilité réduite à 7 et 8 km. Pas de précipitation.
mP (maritime polaire)	froid à son point de départ mais devient plus chaud et humide au fur et à mesure de son déplacement vers le sud. Apporte du temps pluvieux et frais. Instabilité.	Été: pluvieux et frais, Averses et orages sur provinces de l'ouest. Bonne visibilité sauf si précipitations. Hiver: averses de neige et froid. Pluies abondantes sur la côte ouest. Temps plus doux et sec plus à l'est à l'intérieur du continent. Bonne visibilité sauf si précipitations.
mA (maritime arctique)	masse d'air voyageant sur une grande distance au dessus d'un océan plus chaud et humide donc se réchauffe et se charge d'humidité en cours de route. Air humide et instable.	Été: froid, Averses de pluie fréquentes. Temps frais et instable. Nuages cumuliformes disparaissent le soir. Hiver: très froid, Averses de neige fréquentes. Temps plus doux que dans une masse d'air continentale arctique puisque l'océan l'hiver garde plus chaud l'air que le continent peut le faire. Temps humide lorsque cette masse d'air entre dans la vallée du St-Laurent par le nord-est. Nuages la plupart du temps stratocumulus.
mT (maritime tropicale)	très chaud et humide. Brouillard et brume sèche. Orages et averses.	Été: très chaud et très humide. Délaisse beaucoup de pluie. Visibilité médiocre. Hiver: chaud et humide. Brouillard et stratus. Visibilité médiocre.

ANNEXE B : DEFINITION DE LA DENSITE DE L'AIR

B.1 La densité de l'air

L'énergie cinétique contenue dans un objet en déplacement est proportionnelle à sa masse volumique (ou son poids). Elle dépend donc de la **densité de l'air**, c.-à.-d. la masse de l'air par unité de volume. Ou autrement dit, plus l'air est dense, plus la partie de l'énergie récupérable par l'éolienne est importante.

A une pression atmosphérique normale et à une température de 15 degrés Celsius, l'air pèse environ 1,225 kg par mètre cube. Cependant, la densité diminue un peu lorsque l'humidité de l'air augmente.

De même, l'air froid est plus dense que l'air chaud, tout comme la densité de l'air est plus faible à des altitudes élevées (dans les montagnes) à cause de la pression atmosphérique plus basse qui y règne.

TABLEAU B.1 La densité de l'air à la pression atmosphérique standard

La densité de l'air à la pression atmosphérique standard			
Température °Celsius	Température ° Fahrenheit	Densité (masse d'air sec) kg/m ³	Contenu maximal d'eau kg/m ³
-25	-13	1,423	
-20	-4	1,395	
-15	5	1,368	
-10	14	1,342	
-5	23	1,317	
0	32	1,292	0,005
5	41	1,269	0,007
10	50	1,247	0,009
15	59	1,225 *)	0,013
20	68	1,204	0,017
25	77	1,184	0,023
30	86	1,165	0,030
35	95	1,146	0,039
40	104	1,127	0,051

* L'industrie éolienne utilise comme standard la densité de l'air sec à la pression atmosphérique standard au niveau de la mer, à 15° C.

Annexe C: Module PV BP SX 150S

Le module BP SX 150 S, illustré sur la figure C1 , a été choisi pour modèle de simulation MATLAB. Le module est constitué de 72 cellules solaires multi-cristalline silicium en séries et fournit une puissance nominale de 150W. Le tableau C1 montre ces spécifications électriques.

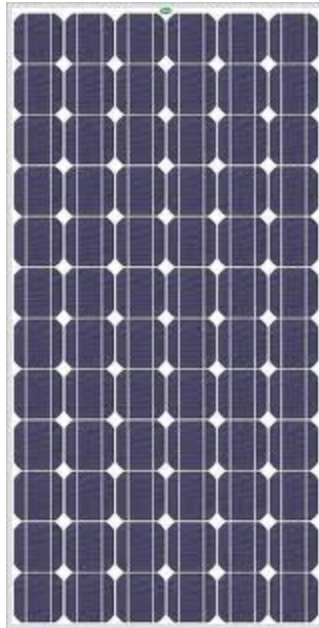


Fig. C1 : Photo du module BP SX 150S

Tableau C1 : Caractéristiques électriques du module PV BP SX 150S

Caractéristiques électriques	
Puissance maximale (P_{max})	150 W
La tension à P_{max} (V_{mp})	34.5V
Le courant à P_{max} (I_{mp})	4.35A
Tension de circuit ouvert (V_{OC})	43.5V
Courant de court circuit (I_{SC})	4.75A
Coefficient de température de I_{SC}	$0.065 \pm 0.015\%/^{\circ}C$
Coefficient de température de V_{OC}	$-160 \pm 20mV/^{\circ}C$
Coefficient de température de la puissance	$-0.5 \pm 0.05\%/^{\circ}C$
NOCT	$47 \pm 2^{\circ}C$

Annexe D : Transformation de Clarck et de Park

Tout système triphasé, X_a, X_b, X_c , (X - tension ou courant) peut être représenté par un vecteur tournant en coordonnées α, β et 0 dans un plan tridimensionnel orthogonal. La transformation du système triphasé dans ces coordonnées orthogonales, parfois appelé la transformée de Clarke, est exprimée par :

$$[X_\alpha X_\beta X_0] = X_{\alpha\beta 0} [X_a X_b X_c]^T \quad \text{D.1}$$

où

$$T_{\alpha\beta 0} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad \text{D.2}$$

Avec la matrice $T_{\alpha, \beta, 0}$ ainsi définie, les amplitudes sont conservées. En utilisant à la place du facteur $2/3$ et de $1/2$, les racines carrées de ceux-ci, la matrice devient orthonormée et les puissances sont conservées.

La transformation inverse est donnée par l'équation D3 :

$$[X_a X_b X_c] = X_{\alpha\beta 0}^{-1} [X_\alpha X_\beta X_0]^T \quad \text{D3}$$

$$T_{\alpha\beta 0}^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \end{bmatrix} \quad \text{D4}$$

Quand le système triphasé est équilibré, la composante 0 est nulle et le vecteur tourne dans un plan α - β à la vitesse ω . La trajectoire du vecteur est un cercle. Le mouvement de rotation représente la nature variable du système avec le temps. En représentant le système en coordonnées dq tournant à la vitesse ω (Figure D.1), le vecteur devient invariant avec le temps

Annexes

La transformation des coordonnées $\alpha\beta 0$ en $dq0$ (transformation de Park) est donnée par l'équation D5 :

$$[X_d X_q X_0]^T = T_{dq0} [X_\alpha X_\beta X_0]^T \quad \text{D5}$$

où la matrice T_{dq0} est exprimé par :

$$T_{dq0} = \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & \sin(\omega t) & 0 \\ -\sin(\omega t) & \cos(\omega t) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad \text{D6}$$

La transformation inverse est donnée par l'équation D7 :

$$[X_\alpha X_\beta X_0]^T = T_{dq0}^{-1} [X_d X_q X_0]^T \quad \text{D7}$$

La matrice T_{dq0}^{-1} a l'expression :

$$T_{dq0}^{-1} = \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & \sin(-\omega t) & 0 \\ \sin(\omega t) & \cos(\omega t) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad \text{D8}$$

$$T_p = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & \cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\omega t - \frac{4\pi}{3}\right) \\ -\sin(\omega t) & -\sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\omega t - \frac{4\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix}$$

Les deux transformations D1 et D5 peuvent être combiné en une seule transformation D9 :

$$[X_d X_q X_0]^T = T_p [X_A X_B X_C]^T \quad \text{D9}$$

où T_p est la matrice de Park directe définie par :

Annexes

$$T_p = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & \cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\omega t - \frac{4\pi}{3}\right) \\ -\sin(\omega t) & -\sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\omega t - \frac{4\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad \text{D10}$$

L'équation inverse est :

$$T_p^{-1} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\omega t) & \cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\omega t - \frac{4\pi}{3}\right) \\ -\sin(\omega t) & -\sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\omega t - \frac{4\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad \text{D11}$$

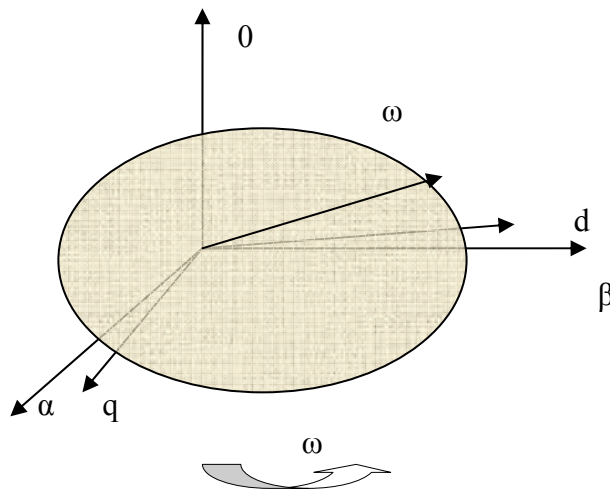


Fig. D1 : Relation entre les référentiels $\alpha\beta 0$ et $dq0$

Annexe E : Régulateur PI Numérique

Le schéma bloc de la figure E.1 présente la structure d'un système de régulation numérique mono-variable (1 entrée, 1 sortie). Comme tout système de régulation automatique, le but de l'installation est d'assurer la correspondance entre le signal de consigne et la grandeur mesurée indépendamment de toutes variations où bruit. Dans le cadre de notre étude, nous avons appliqué la méthode de Tustin pour la réalisation du correcteur PI : nous utilisons pour cela un bloc de Matlab/Simulink, le « Discrete-Time Integrator ».

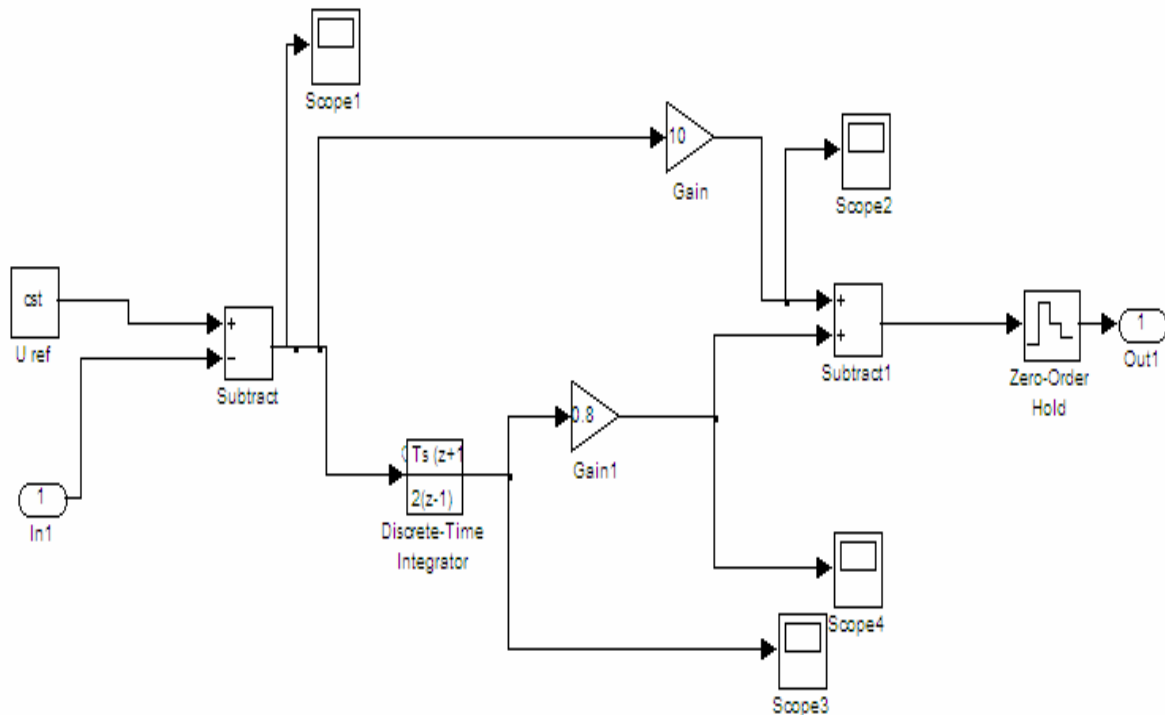


Fig. E.1 : Schéma –bloc du régulateur PI numérique

Annexe F1 : Aéro-générateur VESTAS 47-660

Type	V47-660kW
PALES	
Diamètre:	47m
Surface balayée:	1.735m ²
Rotation par minute:	28.5rpm
Nombre	3
Régulation de puissance:	Pitch+OptiSlip
Frein à air:	Vaanstand
Tour	
Hauteur de l'arbre	40-45-50-55m
Données opérationnelles	
Vitesse du vent à la mise en route	4m/s
Vitesse nominale à (660kW):	15m/s
Vitesse de mise à l'arrêt:	25m/s
GENERATEUR	
Grand générateur:	Asynchrone Optislip
Puissance nominale:	660kW
fréquence	50Hz
Tension	690V
Vitesse de rotation	1.515-1650rpm

Fig. F.1 .1 : Aéro-générateur VESTAS 47-660



Tableau F.1 .1 : Courbe de puissance

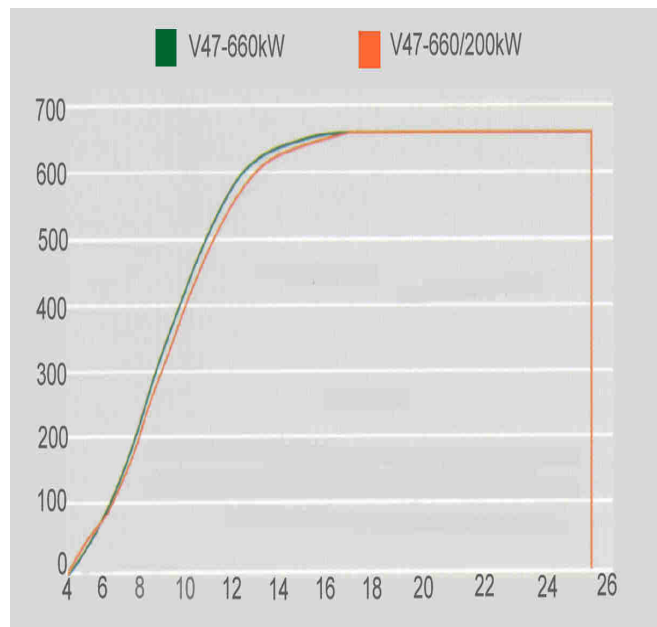


Fig. F.1.2 : Caractéristique puissance- vitesse du vent de l'aéro-générateur Vestas

ANNEXE F2 : Caractéristiques techniques de la machine asynchrone

La génératrice de l'éolienne étudiée est une machine asynchrone de type **INDAR**, dont la construction s'apparente à celle d'une machine à rotor bobiné. Sa facilité d'accrochage sur le réseau, sa robustesse et l'absence de contact tournant lui confèrent des avantages déterminants pour ce type d'application.

F.2.1 Caractéristiques techniques :

Puissances	600kW
Indice de protection	IP54
Tension nominale	690V
Fréquence	50 Hz
Nombre de pôles	4
Facteur de puissance	0.88
Rendement	96.5%
Courant nominal	628 A
Courant à vide	215 A
Pertes fer	4000W
Pertes mécanique	3000W
Vitesse de rotation	$1515 \text{ tr.mn}^{-1} < n < 1650 \text{ tr.mn}^{-1}$

Tableau F.2.1. : Caractéristiques techniques de la machine asynchrone

IF.2 .2. Schéma équivalent monophasé de la génératrice asynchrone

Le schéma équivalent monophasé de la génératrice asynchrone est donné ci dessous :

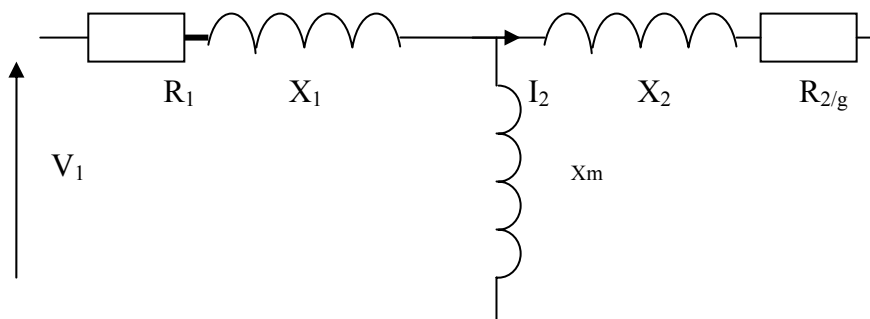


Fig. F.2.1 : Schéma équivalent monophasé de la génératrice asynchrone

Avec :

Annexes

R_1 : résistances des enroulements du stator ;

X_1 : réactance de fuite du stator ;

X_m : réactance magnétisante ;

R_2 : résistance des enroulements du rotor ;

X_2 : réactance de fuite du rotor ;

V_1 : tension simple

g : glissement donné par :

$$g = \frac{\Omega_s - \Omega_n}{\Omega_s} \quad (\text{F.2.1})$$

Ω_s : vitesse de synchronisme.

Annexe G1 : Mouvement apparent du soleil

En vertu de la loi de Kepler, le centre de gravité de la terre décrit une trajectoire elliptique ayant le soleil comme foyer, dans un plan appelé plan de l'elliptique. Par ailleurs, la terre tourne autour de l'axe des pôles, et le plan équatorial qui lui est perpendiculaire est incliné de 23 degrés et 27 minutes par rapport au plan de l'elliptique.

G.1.1 Sphère céleste

On appelle sphère céleste, une sphère imaginaire, de rayon arbitraire (OP) et de centre (O) un point quelconque de l'espace (M), qui porte à sa surface les positions du soleil telles qu'on les voit à un instant donné à partir du centre considéré.

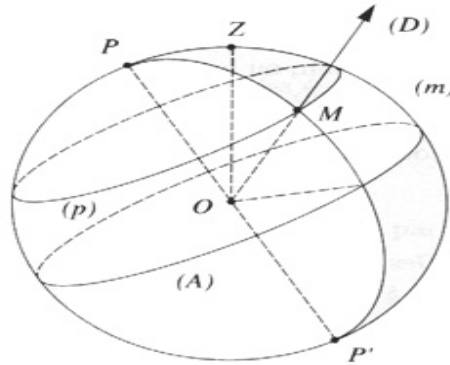


Fig. G.1.1 : La sphère céleste équatoriale définie par l'équateur (A) et le pôle céleste (P)

G.1.2 Repérage d'un point de la surface de la terre

Tout point de la surface terrestre est repéré par ces coordonnées géographiques : longitude et la latitude, ainsi que par son altitude.

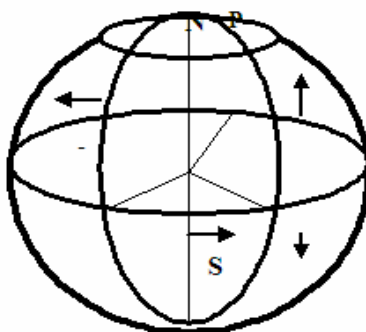


Fig. G.1.2 : coordonnées terrestres

G.1.2.a La latitude φ

La latitude d'un lieu correspond à l'angle formé par le rayon joignant le centre de la terre à ce lieu. L'équateur terrestre est donc caractérisé par une latitude égale à 0° , le pôle Nord par la latitude $+90^\circ$ et le pôle Sud par la latitude -90° .

Cette convention de signe affecte le signe $+$ à tous les lieux de l'hémisphère Nord et le signe $-$ à tous les lieux de l'hémisphère Sud. La latitude sera désignée dans notre travail par φ . La latitude d'un lieu peut ainsi être comprise entre -90° et $+90^\circ$.

G.1.2.b La longitude λ

La longitude d'un lieu correspond à l'angle que fait le plan méridien passant par le lieu considéré et un plan passant par le méridien retenu comme origine. Ce dernier correspond au méridien origine 0° , celui passant par l'observatoire de Greenwich. Par convention, on affecte du signe $+$ les méridiens situés à l'Est de ce méridien, et du signe $-$ les méridiens situés à son Ouest. Dans notre travail La longitude sera désignés par la lettre λ .

G.1.2.c L'altitude

L'altitude d'un point correspond à la distance verticale entre ce point et une surface de référence théorique, le niveau moyen de la mer. On l'exprime généralement en mètres.

G.1.3 Repérage du soleil par rapport à un point de la surface de la terre

Pour positionner le soleil à partir d'un point de la surface de la terre, deux repères sont utilisés : le repère horizontal et le repère équatorial.

G.1.3.1 Repère équatorial

Le repère équatorial est basé sur le plan équatorial comme plan de référence et a comme coordonnées la déclinaison et l'angle horaire.

Annexes

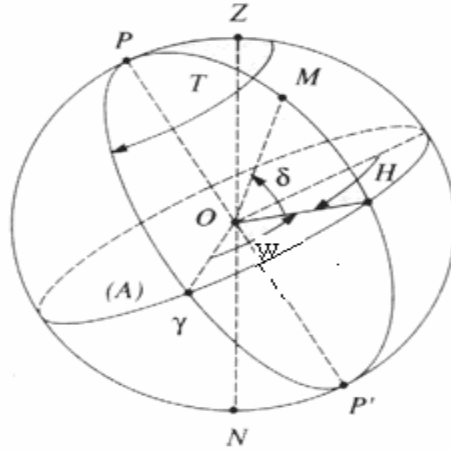


Fig. G.1.3 : Les coordonnées équatoriales : angle horaire ω et déclinaison δ

G.1.3.1.a La déclinaison solaire

C'est l'angle formé par la direction du soleil et le plan équatorial terrestre. La déclinaison du soleil δ varie, tout au long de l'année, entre ses deux valeurs extrêmes :

-23.45° et $+23.45^\circ$ atteinte respectivement aux solstices d'hiver (21 décembre) et d'été (21 juillet). Elle passe par la valeur 0° aux moments des équinoxes (le 21 mars et le 21 septembre).

La déclinaison est calculée par l'expression de :

- Copper comme suit :

$$\delta = 23.45 \cdot \sin(360 \cdot (284 + j) / 365) \tag{G.1.1.a}$$

Où j est le numéro du jour dans l'année (j varie de 1 à 365)

- G.Bourges par l'expression suivante :

$$\delta = 0.3723 + 23.2567 \cdot \sin w t_0 + 0.1149 \cdot \sin 2 w t_0 - 0.1712 \cdot \sin 3 w t_0$$

$$- 0.7580 \cdot \cos w t_0 + 0.3656 \cdot \cos(2 w t_0) + 0.0201 \cdot \cos 3 w t_0 \tag{G.1.1.b}$$

où

$$w = \frac{360}{365.2422} \tag{G.1.1.b'}$$

Annexes

$$t_0 = 78.801 + 0.2422 * (\text{année} - 1969) - \text{INT}(0.25 * (\text{année} - 1969))$$

G.1.1.b''

Avec INT caractérise la partie entière de la valeur considérée.

La déclinaison varie assez rapidement aux voisinages des équinoxes (0.4° par jour), alors qu'elle est pratiquement stationnaire durant les trois semaines qui encadrent les solstices d'été et d'hiver.

A partir de ces relations nous constatons que la déclinaison ne dépend que du numéro du jour dans l'année. Sa variation au cours de l'année est donnée sur le diagramme suivant :

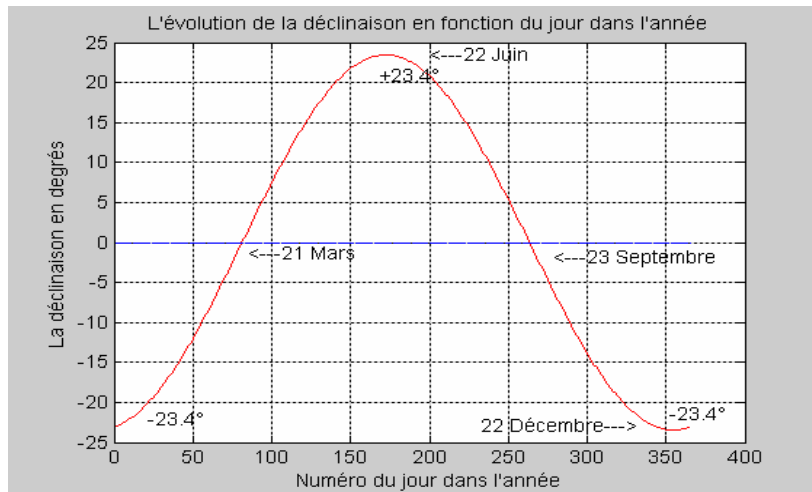


Fig. G.1.4 : Evolution annuelle de la déclinaison

G.1.3.1.b L'angle horaire

L'angle horaire ω est l'angle formé par l'axe Nord –Sud du repère équatorial et la projection de la direction de l'astre sur le plan de l'équateur.

$$\omega = 15 * (\text{TSV} - 12)$$

G.1.2

TSV étant le temps solaire vrai (pour sa définition voir la suite)

Cette convention de signe affecte le signe + vers l'Est et le signe – vers l'Ouest.

G.1.3.2 Le repère horizontal

Le repère horizontal prend comme plan de référence l'horizon et ses coordonnées sont la hauteur du soleil h et son azimut Az .

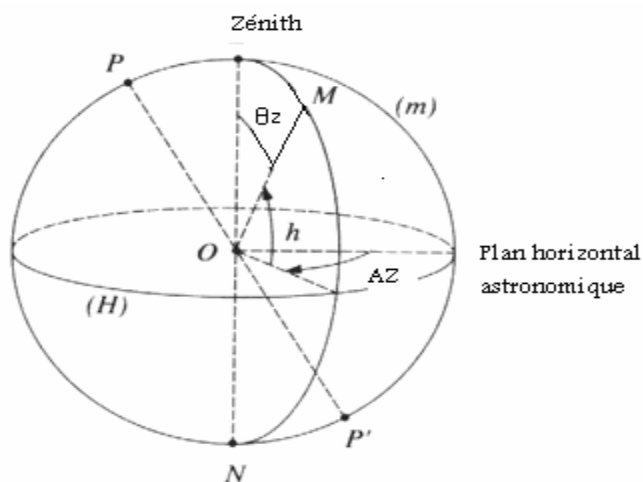


Fig. G.1.5 : La sphère céleste locale définie par le plan horizontal (H) et le zénith (Z)

Les coordonnées locales : azimut Az et hauteur h

G.1.3.2.a La hauteur du soleil h :

C'est l'angle formé par le plan horizontal au lieu d'observation et la direction du soleil. Il est compté de 0 (soleil à l'horizon) à 90° (soleil au zénith).

1.3.2.b Azimut du soleil Az

C'est l'angle Az formé par la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal et la direction sud de ce repère. Il est compté positivement vers l'Est, négativement vers l'ouest et nul à midi T.S.V. Ces coordonnées (hauteur azimut) dépendent de la déclinaison δ et l'angle horaire ω .

1.3.2.c La distance zénithal θ_z

C'est l'angle formé par direction du soleil et la verticale du lieu considéré. Par définition :

$$\theta_z = 90 - h \tag{G.1.3}$$

Où h est la hauteur du soleil exprimée en degrés.

1.3.3 Hauteur du soleil maximale h_{max}

La hauteur du soleil est maximale à 12 heures TSV, heure à laquelle selon l'expression G.2, l'angle horaire ω est nul. Ce résultat introduit dans G.4 conduit alors à :

$$h_{max} = 90 - (\varphi - \delta) \tag{G.1.4}$$

a. Angle horaire du lever et du coucher du soleil

Au lever et au coucher du soleil la hauteur du soleil est nulle. En annulant ainsi h dans l'expression G.4, en résolvant cette équation par rapport à ω_0 et on réarrangeant les équations on trouve :

Annexes

$$\omega_0 = ar \cos(-tg \varphi * tg \delta) \quad G.1.5$$

Où ω_0 est l'angle horaire du soleil à son lever ou à son coucher. Elle est précédée d'un signe + au lever, du signe - à son coucher).

Détermination de l'heure du lever et du coucher du soleil

L'heure du lever et du coucher du soleil s'obtient en convertissant en heure, ω_0 exprimée en degrés, selon les formules suivantes :

$$h_L = -\frac{1}{15}(a \cos(-tg \varphi * tg \delta)) + 12 \quad G.1.6.a$$

$$h_c = \frac{1}{15}(a \cos(-tg \varphi * tg \delta)) + 12 \quad G.1.6.b$$

C. Détermination de l'heure du lever et du coucher du soleil

L'heure du lever et du coucher du soleil s'obtient en convertissant en heure, ω_0 exprimée en degrés, selon les formules suivantes :

$$h_L = -\frac{1}{15}(a \cos(-tg \varphi * tg \delta)) + 12 \quad G.1.7.a$$

$$h_c = \frac{1}{15}(a \cos(-tg \varphi * tg \delta)) + 12 \quad G.1.7.b$$

D. Détermination de la durée astronomique du jour

La durée astronomique du jour s'obtient aussi aisément en faisant la différence ($h_c - h_l$), elle est donnée par la formule suivante :

$$SS_0 = \frac{2}{15}(a \cos(-tg \varphi * tg \delta)) \quad G.1.8$$

Cette relation montre que la durée astronomique du jour dépend de la situation géographique du site, caractérisée par la latitude et du numéro du jour, caractérisé par la déclinaison.

1.4 Notions du temps

La durée du jour n'est pas uniforme durant toute l'année. Elle présente des irrégularités qui bien qu'inférieure à la minute par jour, en se cumulant durant de l'année cette variation et Perturbent l'échelle de temps. Elles sont dues d'une part à l'inclinaison de l'axe de rotation de la terre sur le plan de l'écliptique, d'autre part au fait que la terre à une orbite elliptique dont la vitesse de déplacement n'est pas constante.

Il existe plusieurs échelles de temps à savoir ; temps solaire moyen, temps solaire vrai, temps légal et le temps du fuseau horaire.

Annexes

1.4.a Temps du fuseau horaire

Un fuseau horaire est une zone de la surface terrestre comprise entre deux méridiens séparé d'un angle de 15° de longitude. En pratique, les limites du fuseau horaires sont souvent déformées pour tenir compte des frontières des états.

Le fuseau horaire d'origine correspond au méridien passant par l'observatoire de Greenwich. Il s'étale entre 7.5° de longitude ouest et 7.5 de longitude. Les fuseaux horaires sont numérotés de 0 à 23 en partant vers l'est.

1.4.b Temps universels :

Le méridien retenu comme origine est celui de Greenwich, et le temps t_0 de ce méridien est le temps universel TU, anciennement appelé GMT (Greenwich mean time), exprimé en heures.

1.4.c Temps solaire moyen :

Le temps solaire moyen d'un lieu de longitude λ correspond à une rotation uniforme de la terre autour du soleil. Ainsi un jour solaire moyen correspond à une de 24 heures. Il est lié au temps universel par la relation ce dessous:

$$TSM = TU - \frac{4\lambda}{60} \quad \text{G.1.9}$$

Avec :

λ : En degrés

TSM et TU : en heure

1.4.d Temps légal

Le temps légal TL dans un état est en général le temps moyen du fuseau horaire. Mais il peut différer de ce dernier pour des raisons de commodité (heure d'été, heure d'hiver).

Pour l'Algérie on rajoute une heure durant toute l'année, pour la France, on rajoute une heure en été et deux heures en hivers.

1.4.e Temps solaire vrai

Le temps solaire vrai est défini à partir de la rotation de la terre autour d'elle même. Il est donc directement lié à l'angle horaire. Il tient compte de la variation de la vitesse de rotation de la terre autour d'elle-même. Ainsi l'intervalle de temps séparent deux passages successif du soleil au méridien d'un lieu ne correspond pas exactement à 24 heures. Ainsi l'écart par

Annexes

rapport à cette valeur est corrigé par l'équation du temps qui tient compte de la variation de la vitesse de la rotation de la terre au cours de l'année. On dit par ailleurs qu'à midi solaire vrai le soleil est au zénith et il est midi TSV. Cela correspond au passage du soleil par le méridien du lieu.

Le TSV s'exprime par :

$$TSV = 12 + \frac{\omega}{15} \quad \text{G.1.10}$$

ω : en degrés

TSV : en heures

1.4.f Relation entre les différents temps

Les différents temps sont reliés par les équations suivantes :

$$TL = TSM + \Delta T \quad \text{G.1.11}$$

ΔT : est l'écart entre le temps solaire moyen et l'heure légale.

$\Delta T = 1$ pour l'Algérie.

$$TSV = TL + \Delta T + \frac{-4(\lambda) + ET}{60} \quad \text{G.1.12}$$

λ : Longitude du lieu considéré

ET : est la correction de l'équation du temps.

1.4.g Correction due à l'équation du temps

Cette correction varie au cours de l'année, elle tient compte de la variation de vitesse de rotation de la terre au tour d'elle. Elle varie au cours de l'année entre -14.3 min et 16.4 min.

Elle peut être calculée par la formule suivante :

$$ET = 9.87 \sin 2JD - 7.53 \cos JD - 1.5 \sin JD \quad \text{G.1.13}$$

Où

$$JD = (j - 81) \frac{360}{365} \quad \text{G.1.13.a}$$

Avec j : numéro du jour dans l'année.

L'évolution de l'équation du temps au cours d'une année est donnée par le diagramme ci-dessous :

Annexes

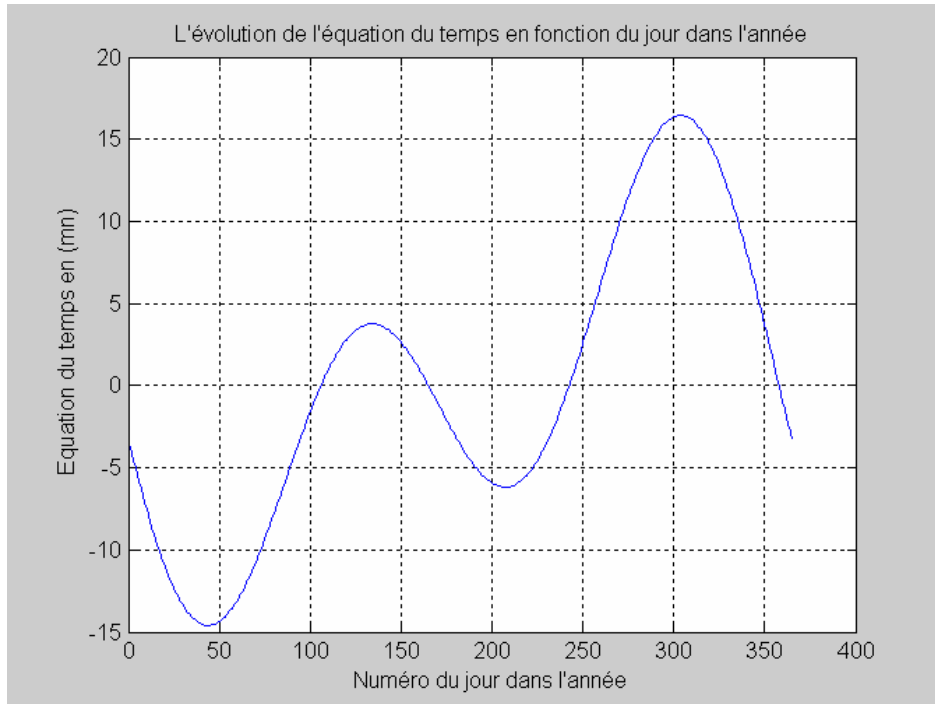


Fig. G.1.6 : Evolution de l'équation du temps au cours de l'année

Annexe G2 : Rayonnement solaire à l'extérieur de l'atmosphère

L'intérieur du soleil étant inaccessible à l'observation, à cet effet on fait recours à des études théoriques pour décrire les phénomènes qui s'y produisent pour décrire sa structure interne. Ces études ont mis en évidence que l'intérieur du soleil est divisé en trois zones : le noyau, la zone radiative et la zone convective. Le noyau est la partie dans laquelle l'énergie du soleil est créée grâce à des réactions nucléaires. La température y est extrêmement élevée, environ 15 millions de kelvins. Cette région représente environ 25% du diamètre du soleil et, du fait de sa grande densité, contient près de 60% de la masse totale du soleil.

Autour du noyau vient ensuite la zone radiative qui représente 55% du rayon du soleil. Dans cette région, l'énergie créée dans le noyau est transportée vers l'extérieur par des photons. Ce mode de transport est très lent car les photons sont constamment absorbés puis réémis par toutes les particules présentes. On estime que le temps mis par un photon pour sortir du soleil est de plusieurs centaines de milliers d'années, alors qu'il suffirait de quelques secondes s'il n'y avait pas d'obstacles en chemin.

Finalement, on arrive à la couche extérieure, la zone convective, qui représente 30% du diamètre solaire et où la température descend sous le million de kelvins. Dans cette couche, le transport d'énergie se fait par convection, c'est à dire par des mouvements d'ensemble de la matière présente. Le gaz chaud des profondeurs remonte ainsi vers la surface, libère de l'énergie en se refroidissant, puis replonge vers l'intérieur et ainsi de suite.

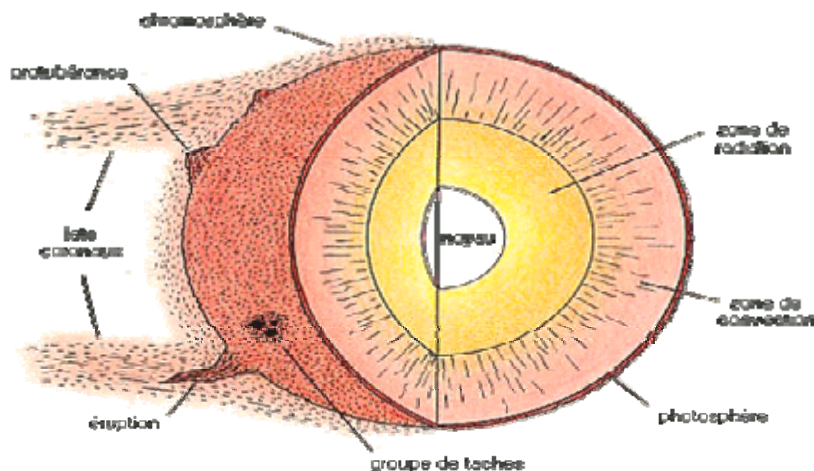


Fig. G.2.1 : Anatomie du soleil

G.2.1 Nature du rayonnement solaire

Le soleil est composé de 80% d'hydrogène et 19% d'hélium, le 1% restant étant un mélange de plus de 100 éléments, soit pratiquement tous les éléments chimiques connus. Il est généralement accepté que la source d'énergie du soleil est une réaction thermonucléaire hydrogène – hélium ; les détails de cette réaction sont peu connus et jamais encore observés en laboratoire. Mais en ce qui concerne, le soleil rayonne à peu de chose près comme s'il s'agissait d'un corps noir ayant un diamètre de $1.3.9 \cdot 10^6$ Km et porté à une température de 5762°k .

Cette température dite apparente du soleil ne correspond pas à la réalité physique, car on estime en effet, que dans les couches gazeuses internes, les températures peuvent atteindre 10 à $20 \cdot 10^6\text{K}$. Cependant, l'observation de l'intensité du flux solaire et sa distribution spectrale conduit à la définition de la température apparente.

La puissance est donc à peu près égal à $\pi \cdot D^2 \cdot \sigma \cdot T^4$ soit 3.7910^{26} . Seule une puissance de l'ordre de $1.7 \cdot 10^{17}\text{W}$ est interceptée par la terre ; 30% de ce flux est réfléchi vers l'espace, 47% est absorbée et réémis vers l'espace sous forme de rayonnement infrarouge, 23% sert de source d'énergie au cycle d'évaporation et de précipitation de l'atmosphère et 0.5% se trouve sous forme de photosynthèse dans les plantes.

G.2.2 Rayonnement :

Le transfert de chaleur par rayonnement a lieu lorsque le transfert d'énergie sera sous forme d'onde électromagnétique émise par une surface et absorbée par une autre. Cette énergie est appelée énergie thermique lorsque les longueurs d'ondes λ mises en jeu sont comprises entre 0.1 et $100\mu\text{m}$.

G.2.3 Corps noir :

C'est un corps ou une surface qui a une température donnée, émettrait le maximum du flux par rayonnement. Un corps noir est une abstraction dont on peut s'approcher plus ou moins en pratique.

G.2.4. La constante solaire

Le flux solaire moyen (I_0) reçu sur un plan perpendiculaire à la direction des rayons et placé en dehors de l'atmosphère terrestre est appelé constante solaire et est notée I_0 .

Annexes

Etant mesurée par divers moyens. La valeur de la constante solaire la plus probable et qui est actuellement retenues est de 1367 W/m^2 .

I_0 est déterminé par l'intégration du spectre solaire, donner sur la figure suivante :

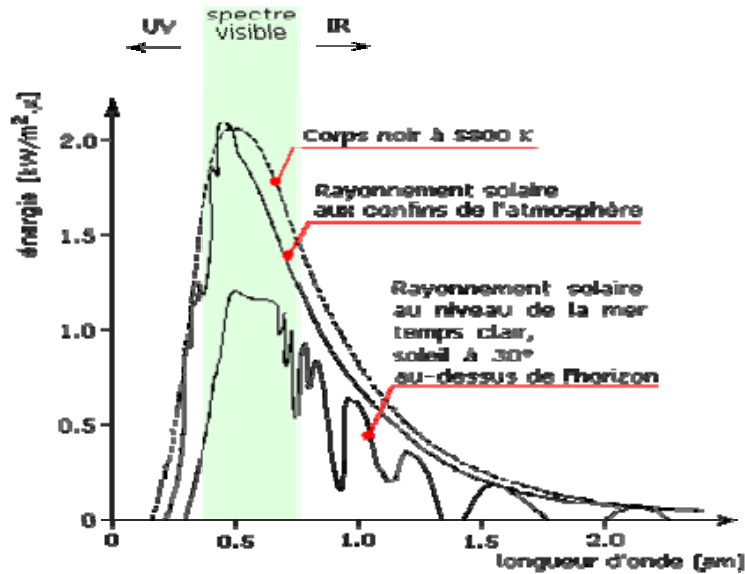


Fig. G.2.2 : Spectre énergétique du rayonnement solaire

C'est la valeur moyenne sur l'année du flux extra-terrestre. En effet la trajectoire de la terre autour du soleil étant elliptique, il s'en suit une variation saisonnière de $\pm 1.6\%$ de la distance terre soleil et donc une variation de ce flux. Cette variation est due à l'excentricité de la trajectoire de la terre autour du soleil.

La correction de la constante solaire dû à la variation de la distance terre-soleil se calcule par les expressions suivantes :

$$CDTS = 1 + \cos\left(\frac{360}{365} * j\right) \tag{G.2.1}$$

Ainsi la constante solaire corrigée est donnée par :

$$I_{0j} = I_0 * CDTS \tag{G.2.1.a}$$

La variation annuelle de I_{0j} est donnée sur la figure G.2.3.

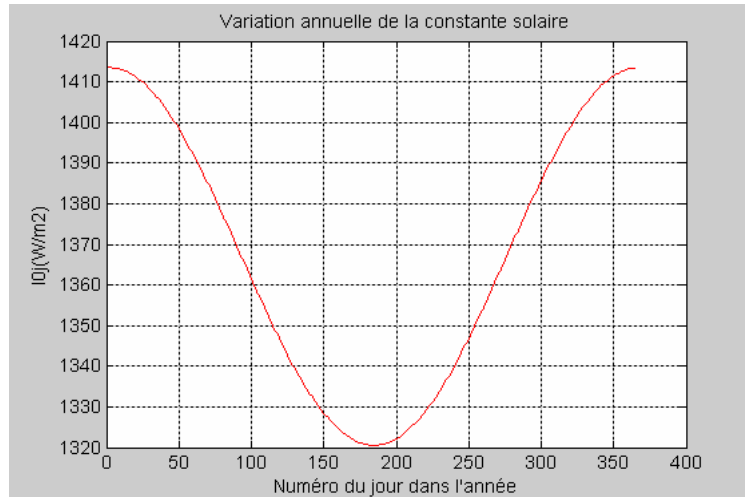


Fig. G.2.3 : Variation annuelle de la constante solaire

G.2.5 Eclairage solaire extraterrestre sur un plan horizontal

L'éclairage solaire incident sur un plan horizontal est la composante du flux solaire perpendiculaire à la surface considérée

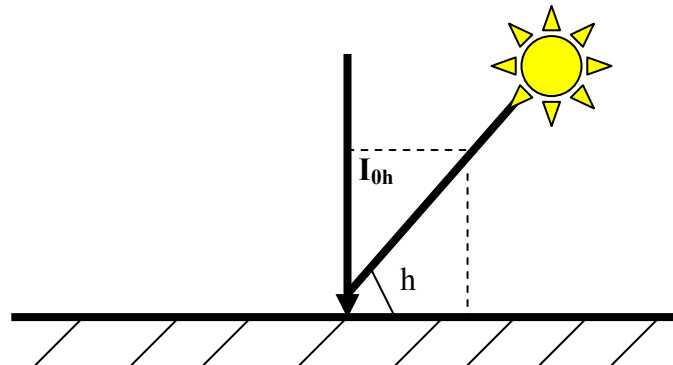


Fig.G.2.4 : Représentation de l'éclairage solaire extraterrestre sur un plan horizontal

Son expression est la suivante :

$$I_{0h} = I_0 * CDT S * \sin h \quad \text{G.2.2}$$

G.2.6 Eclairage solaire extraterrestre sur un plan incliné

L'éclairage solaire incident sur un plan incliné est la composante parallèle à la normale du plan considéré.

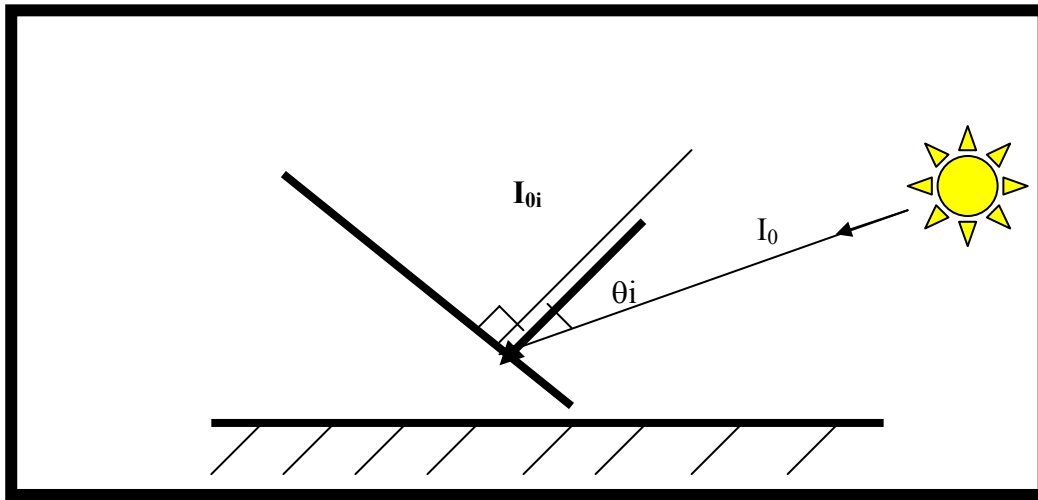


Fig. G.2.5 : Représentation de l'éclairement solaire sur un plan horizontal

$$I_{0i} = I_0 \cos(\theta_i) \quad \text{G.2.3.a}$$

Avec θ_i l'angle d'incidence du rayonnement solaire sur un plan incliné. Il est donné par la relation suivante :

$$\cos\theta_i = (\sin\varphi \cdot \cos\beta - \cos\varphi \cdot \sin\beta \cdot \cos\gamma) \cdot \sin\delta + (\cos\varphi \cdot \cos\beta + \sin\varphi \cdot \sin\beta \cdot \cos\gamma) \cdot \cos\delta \cdot \cos\omega + \cos\delta \cdot \sin\beta \cdot \sin\omega \quad \text{G.2.3b}$$

Et en tenant compte de la variation distance terre soleil l'éclairement extraterrestre sur un plan incliné se calcul par la relation suivante :

$$I_{oi} = I_0 \cdot CDTS \cdot \cos \theta_i \quad \text{G.2.4}$$

G.2.7 Irradiation extraterrestre journalière sur un plan horizontal

L'irradiation extraterrestre durant une journée est l'intégrale de la composante de la constante solaire sur un plan horizontal entre le lever et le coucher du soleil :

$$H_0(j) = \int_{\omega_l}^{\omega_c} I_0 \cdot CDTS \cdot \sin\delta \, d\omega \quad \text{G.2.5}$$

Ce qui entraîne :

$$H_0(j) = \frac{24}{\Pi} \cdot I_0 \cdot CDTS \cdot (\cos\varphi \cdot \cos\delta \cdot \sin\omega_s + \sin\varphi \cdot \sin\delta) \quad \text{G.2.5.a}$$

Annexes

où ω_s , donnée cette fois en degrés, est définie par

$$\omega_s = \text{Arccos}(-\text{tg}\varphi * \text{tg}\delta) \quad \text{G.2.5.b}$$

L'évolution de l'irradiation extraterrestre journalière sur un plan horizontal, pour différentes latitudes, en fonction du numéro du jour dans l'année est représentée sur les diagrammes suivants :

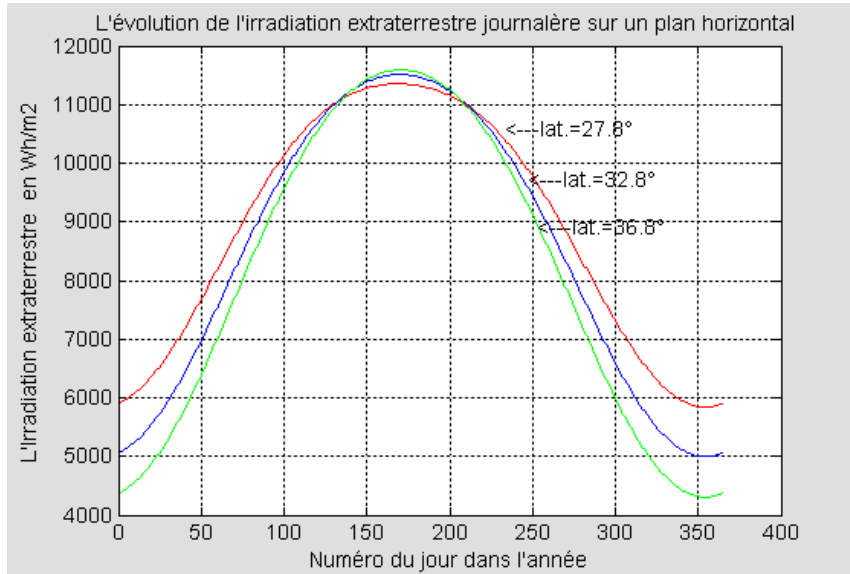


Fig. G.2.6 : Evolution de l'irradiation extraterrestre sur un plan horizontal

En conclusion, Il apparaît que dans ce cas, la puissance et l'énergie solaires recueillies par la surface horizontale sont régies par des lois astronomiques et géométriques faisant intervenir :

- La latitude du lieu ;
- La déclinaison.

G.2.8 Irradiation extraterrestre journalière sur un plan incliné orienté plein sud

Dans le cas d'un plan orienté plein sud et incliné d'un certain angle β , on trouve :

$$H_{oi} = \frac{24}{\pi} * CDTS * \left[\cos(\varphi - \beta) * \cos \delta * \sin \omega_s + \omega_s * \frac{\pi}{180} * \sin(\varphi - \beta) * \sin \delta \right] \quad \text{G.2.6}$$

où ω_s définie par :

$$\omega_s = \min(\omega_s, \omega'_s) \quad \text{G.2.6.a}$$

Avec ω'_s définie par :

$$\omega_s = \text{Arccos}(-\text{tg}(\varphi - \beta) * \text{tg}\delta) \quad \text{G.2.6.b}$$

Annexe G3 : Atténuation du rayonnement solaire par les constituants de l'atmosphère

Au cours de sa traversée de l'atmosphère, le rayonnement solaire subit une atténuation, par absorption et diffusion par les différents constituants de l'atmosphère.

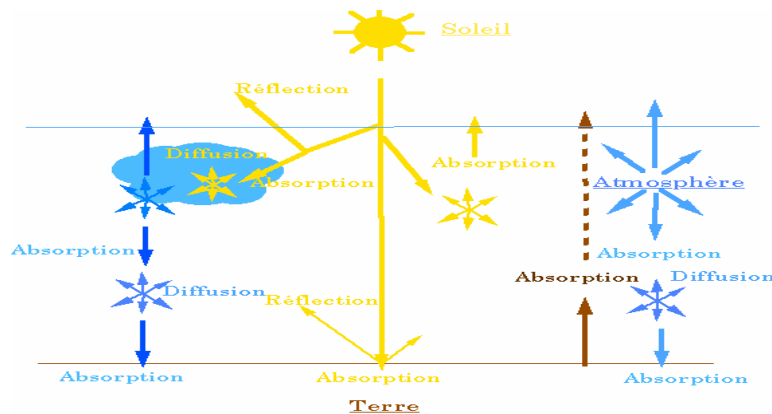


Fig. G.3.1 : Processus de transferts d'énergie entre le soleil, l'atmosphère et la surface terrestre

3.1 Absorption du rayonnement solaire par les différents constituants de l'atmosphère

L'atmosphère gazeuse est composée principalement d'azote, d'oxygène et divers autres composants dont le gaz carbonique, l'oxygène (O_2), des gaz rares, de la vapeur d'eau (H_2O), d'ozone (O_3) et les aérosols (particules en suspension).

Chaque constituant a des propriétés absorbantes plus ou moins prononcées et qui dépendent de la longueur d'onde (voir figure G.3.2).

La couche d'ozone est située dans les hautes altitudes de l'atmosphère. Ramenée au niveau du sol, elle représente en moyenne une couche d'environ deux à cinq millimètres d'épaisseur.

Cette couche absorbe la totalité le rayonnement solaire de longueur d'onde inférieure à $0.3\mu m$ (l'ultra violet), mais l'absorption est faible pour les longueurs d'ondes comprise $0.3\mu m$ et $0.7\mu m$ (visible)

La vapeur d'eau contenue dans l'atmosphère est caractérisée par la hauteur d'eau condensable définie comme étant l'épaisseur de la couche d'eau liquide qui se formerait après

Annexes

condensation de toutes la vapeur d'eau contenu dans l'atmosphère située au dessus du lieu considéré.

Elle peut être quantifiée par la relation de Hann ,valable uniquement pour les moyennes mensuelles :

$$W = 0.20.e_1 \tag{G.3.1}$$

e_1 étant la tension maximale de vapeur d'eau donnée par la relation de Goff & Gratch:

$$\log(e_1) = 10.79574 \left(1 - \frac{T_{a1}'}{T_a'} \right) - 5.02800 \cdot \log \left(\frac{T_a'}{T_{a1}'} \right) + 1.50475 \left(1 - 10^{-8.2969 \left(\left(\frac{T_a'}{T_{a1}'} \right) - 1 \right)} \right) + 0.42873 \left(10^{4.76955 \left(1 - \left(\frac{T_a'}{T_{a1}'} \right) \right)} \right) 10^{-3} + 0.78614 \tag{G.3.1.a}$$

Où e_1 est exprimé en millibars et T_{a1}' est la température de l'air sous abri exprimée en degrés kelvin.

L'oxygène et le gaz carbonique possèdent des bandes d'absorption étroite réparties à travers le spectre solaire.

Pour l'oxygène, ces étroites bandes sont centrés à 0.69 μ m.

Le gaz carbonique représente des bandes d'absorption situées dans les grandes longueurs d'ondes. Les bandes faibles et étroite sont centrées à 1.4 μ m et 2 μ m, alors que celles centrées sur 2.75 μ m sont assez fortes et bien marquées.

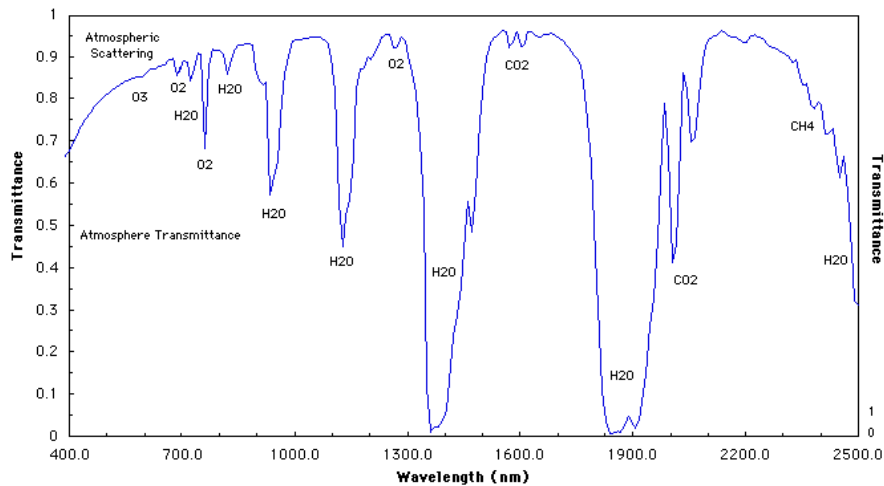


Fig. G.3.2 : Transmittance spectrale dans l'atmosphère entre 400 nm et 2500 nm

Après absorption par les différents constituants de l'atmosphère

3.2 Diffusion du rayonnement solaire par les différents constituants de l'atmosphère

La diffusion du rayonnement solaire est due à la diffraction et la réflexion du rayonnement solaires par les molécules gazeuses et les aérosols rencontrés dans leurs trajets optiques.

Annexes

Le rayonnement solaire est ainsi diffusé et dispersé pour être redistribué dans toutes les directions de l'espace, et ne disparaît pas en totalité comme c'est le cas la partie absorbé par les molécules gazeuses.

3.2.a Diffusion moléculaire (Rayleigh)

La diffusion du rayonnement électromagnétique par les molécules gazeuses est d'autant plus importante que la longueur d'onde est petite.

Selon la taille et les caractéristiques thermo physiques des particules gazeuses, le rayonnement solaire est plus au moins diffusé.

Le coefficient d'extinction du rayonnement solaire par diffusion moléculaire $DR(\lambda)$ peut être calculé par la relation suivante :

$$DR(\lambda)=0.085\lambda^{-4.09} \quad \text{G.3.2}$$

Le coefficient de transmission du rayonnement solaire après diffusion moléculaire s'écrit d'après :

$$\tau_R(\lambda) = \exp(-DR(\lambda).ma) \quad \text{G.3.3}$$

Où ma : la masse d'air, définie si après

Cette loi implique qu'une extinction du rayonnement solaire sera plus forte dans les courtes longueurs d'ondes que dans les grandes longueurs d'ondes.

3.2.b Diffusion par les aérosols

Outre les molécules gazeuses, l'atmosphère comporte des particules en suspension tels que des grains de sable, des grains de pollen, des débris de météorites, etc. Leurs dimensions sont sensiblement supérieures à celles des molécules, et varient de quelques microns à quelques dixièmes de millimètres.

Le coefficient d'extinction dû à la diffusion par les aérosols, est donnée par :

$$DA(\lambda) = \beta a \lambda^{-p} \quad \text{G.3.4}$$

L'exposant p varie selon les dimensions des particules et reste compris entre 4 (pour la diffusion moléculaire) et 0 (pour les grosses particules).

Pour les régions tempérées, la valeur $p=1.3$ a été proposée par Angström, après examen de plusieurs mesures pyréliométriques.

βa est appelé coefficient de trouble d'Angström et caractérise la quantité d'aérosols contenue à la verticale du lieu considéré.

Annexes

Le coefficient de transmission après diffusion par les aérosols $\tau_A(\lambda)$ est donnée par la relation :

$$\tau_A(\lambda) = \exp(-DA(\lambda)ma) \quad \text{G.3.5}$$

3.2.c Notion de masse d'air ma

La masse d'air est le trajet optique parcouru par les particules énergétiques solaires lors de leur traversée de la couche atmosphérique.

Le trajet unité ($ma=1$) correspond à une traversée verticale de l'atmosphère ce qui correspond à la position du soleil au zénith d'un lieu situé au niveau de la mer.

En supposant que l'atmosphère est représentée par un empilement de couches horizontales et homogènes (c.a.d. en négligeant la courbure de l'écorce terrestre), la masse atmosphérique ne dépend que de la hauteur du soleil h au dessus de l'horizon, soit :

$$ma = \frac{1}{\sinh} \quad \text{G.3.6.a}$$

Lorsque le lieu considéré n'est pas situé au niveau de la mer, il y a lieu d'apporter une correction. En suppose que la pression diminue de 10% tous les 1000 mètres, alors à une altitude z , l'expression (G.25a) s'écrit :

$$ma = \frac{1 - 0.1z}{\sinh} \quad \text{G.3.6.b}$$

Mais cette expression manque quelque peu de précision car la pression atmosphérique dépend aussi de la température et de la densité de l'air environnant le lieu considéré, ce qui peut être pris en compte par l'expression suivante :

$$ma = \frac{P_{az}}{P_{amer} \cdot \sinh} \quad \text{G.3.6.c}$$

Où P_{az} est la pression atmosphérique à une altitude z et p_{amer} la pression atmosphérique au niveau de la mer.

Cette expression n'est valable que pour les grandes valeurs de la hauteur du soleil, pour les faibles valeurs de cette dernière on peut utiliser l'expression suivante :

$$ma = \frac{P_{az}}{P_{amer} \cdot \sinh + 0.15(h+3.885)^{-1.253}} \quad \text{G.6.d}$$

Annexe G4 : Rayonnement solaire au sol

Après avoir traversé la couche atmosphérique le rayonnement solaire fini par atteindre le sol sous forme :

- D'éclairement dû au rayonnement direct ;
- D'éclairement dû au rayonnement diffus ;
- D'éclairement dû au rayonnement global.

Nous donnons ainsi ci-dessous respectivement un exemple d'enregistrement de ces trois éclairements pour une journée claire et une journée partiellement claire. Il est à noter que ces enregistrements ont été fait sur le site de Bouzaréah.

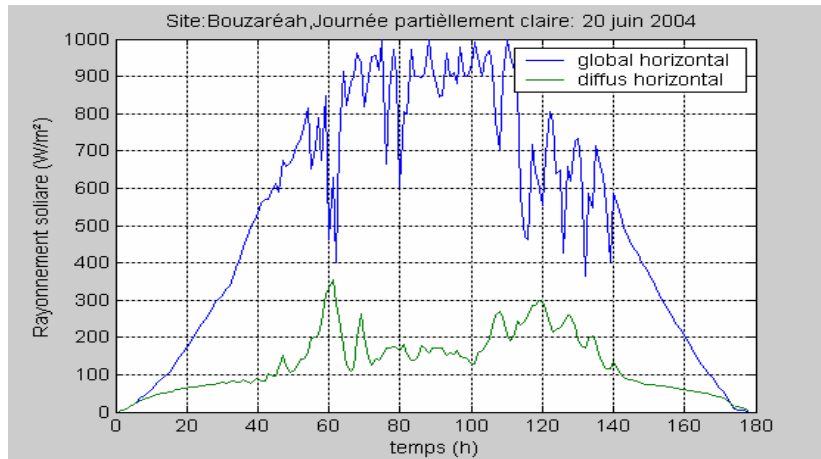


Fig. G.4.1 : variation du rayonnement solaire durant une journée partiellement claire

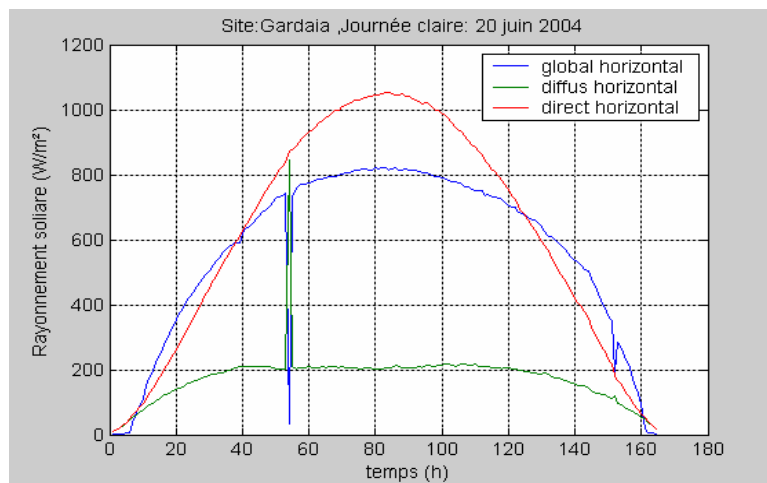


Fig. G.4.2 : variation du rayonnement solaire durant une journée claire

Annexe H-1 : Conditions techniques pour le raccordement des générateurs décentralisés au réseau électrique

Au niveau du principe, les contraintes à respecter lors d'un raccordement au réseau sont liées à la sécurité des utilisateurs, du public et des travailleurs, l'innocuité vis-à-vis du réseau électrique et l'intégration à la construction.

H.1.1- Prescriptions relatives à une installation électrique raccordée au réseau

A- Règles générales d'une installation électrique

Les règles générales d'une installation électrique sont :

- D'éviter les contacts directs et indirects avec des pièces du générateur sous tension.
- D'éviter d'alimenter un défaut ou de laisser sous tension un ouvrage en défaut.
- De permettre les déclenchements et ré-enclenchements manuels du générateur.
- D'éviter d'alimenter les équipements de l'installation à une tension ou fréquence anormale.

Ceci passe notamment, par la mise en oeuvre des dispositifs suivants :

- Mise en place d'obstacles physiques sur toutes les parties actives du générateur.
- Mise en place de signalisations adéquates.
- Mise en place d'organes de protection adaptés : disjoncteurs industriels, domestiques ou Dispositifs Différentiels à courant Résiduel (DDR) au départ de chaque branche à protéger, y compris celle de l'onduleur.
- Mise en place de dispositifs de sectionnement pendant les interventions de maintenance (adaptés au courant continu en amont de l'onduleur, et adaptés au courant alternatif en sortie de l'onduleur).
- Mise en place de dispositifs de protection vis-à-vis du courant de plus forte intensité et compatibles avec les temps de commutation normalisés.

B- Protection de découplage

La protection de découplage doit permettre que :

- Les machines de production ne soient couplées au réseau public de distribution que si celui-ci est en service et sans défaut.
- Les défauts HTA à la terre soient détectés.
- Les défauts entre phases pour la HTA et entre conducteurs pour la BT soient détectés

Annexes

- Les risques de faux couplage soient détectés.
- Les défauts sur le réseau HTB amont soient détectés.

Selon la puissance des installations connectées au réseau, la fonction de protection de découplage pourra donc être :

- Intégrée à l'onduleur, pour les petites sources de production d'électricité équipées d'un onduleur de puissance inférieure à 5 kVA. Il est en effet admis que cette fonction de protection de découplage soit assurée par un sectionneur automatique (généralement intégré dans l'onduleur). Seule la norme allemande DIN VDE 0126 est aujourd'hui reconnue. Mais souvent, pour atteindre une sécurité maximale, deux dispositifs indépendants sont placés en série avec pour chacun un organe de déconnexion. Ce dispositif surveille constamment la qualité du réseau par mesure de tension, de fréquence et d'impédance. La conception redondante et un test quotidien automatique de chaque protection rendent le fonctionnement sûr. En effet, les organes de déconnexion du réseau (relais et transistors) sont testés automatiquement avant chaque mise en route de l'onduleur (au moins une fois par jour). Au cas où l'un des tests échoue (relais collé, transistor défectueux...), la procédure est recommencée depuis le début. Si le test échoue de nouveau, les onduleurs sont mis hors service automatiquement et ne peuvent être remis en service que par un personnel compétent.
- Externe à l'onduleur, pour les installations d'une puissance supérieure à 5 kVA. La fonction de protection de découplage est alors assurée par des relais de mesure indépendants à l'onduleur. Trois types de protections sont actuellement reconnus pour les générateurs décentralisés raccordés au réseau public, dont les paramètres principaux sont résumés dans le tableau suivant :

Découplage des générateurs	Pc<5kVA Introduction dans l'onduleur	Pc< 10kVA Câblage avec relais spécifique type 2.2	Pc>10 kVA Câblage avec relais spécifique type 2.1
Critères de la fonction de découplage	Tension < 85% de 230V instantanés	Tension < 85% de 230V instantanés	Tension < 85% de 230V instantanés
	Tension >110% de 230V instantanés	Tension >110% de 230V instantanés	Tension >110% de 230V instantanés
	Fréquence < 49.5Hz instantanés		Fréquence < 49.8Hz instantanés
	Fréquence > 50.5Hz instantanés		Fréquence > 50.2Hz instantanés

C- Mise à la terre

Les règles de mise à la terre des générateurs sont établies selon des considérations de sécurité des biens et des personnes. La règle générale est que le neutre ne doit pas être relié à la terre dans l'installation du producteur tant que celle-ci est raccordée au réseau. Si l'installation fonctionne en réseau séparé, un dispositif doit permettre d'asservir le couplage et la mise à la terre du neutre. Toutefois, si le réseau électrique le permet, la connexion du neutre du réseau BT à la terre dans l'installation de production est possible, après accord du gestionnaire du réseau de distribution.

Dans le cas d'un générateur photovoltaïque, en ce qui concerne le champ, on prendra donc les dispositions suivantes :

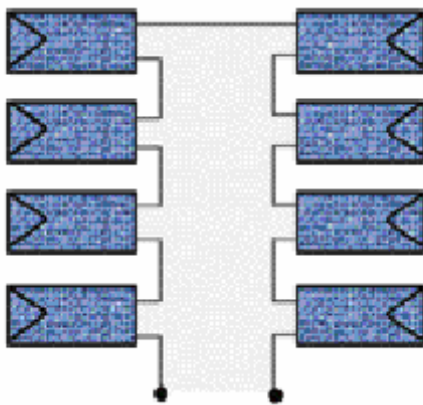
- Une mise à la terre commune de la carcasse métallique des modules (si existante), ainsi que des structures de support.
- Une compatibilité des régimes de neutre entre l'amont et l'aval de l'onduleur en fonction des régimes de neutre mis en place, c'est-à-dire la mise en place de transformateurs d'isolement et de Dispositifs Différentiels à courant Résiduel adaptés ou de Contrôleurs Permanents d'Isolement (CPI), selon les régimes de neutre.
- Pour les installations (domestiques ou collectives) dont on ne connaît pas précisément le plan de câblage, il conviendra de s'assurer de la bonne mise à la terre du générateur coté consommation.
- On s'assurera sur plan ou par une mesure, de la qualité de la mise à la terre et de la compatibilité des dispositifs de protections retenus.

D- Protection contre la foudre

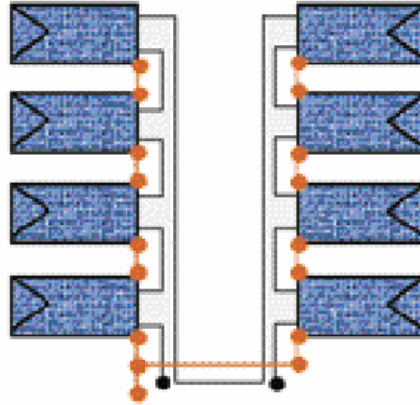
Pour se protéger contre la foudre, il est recommandé de mettre en place les dispositions suivantes :

- Une protection spécifique sur les autres lignes extérieures (téléphone...).
- Une interconnexion des masses par conducteur cuivre 25 mm² et une mise à la terre des masses unique.
- Une interconnexion avec dispositifs d'écoulement du courant lors d'impacts directs (si existant) : descente de paratonnerre, fils tendus, etc.).
- Un contrôleur permanent d'isolement (généralement intégré à l'onduleur).
- Une liaison champ photovoltaïque/onduleur renforcée.
- Un câblage champ photovoltaïque flottant, c'est-à-dire non relié à la terre.
- Une limitation des surfaces offertes des boucles de câblage au rayonnement électromagnétique.

Le câblage joue en effet un rôle majeur dans la protection contre les surtensions et surintensités liées à la foudre. Il convient de limiter autant que possible les boucles de câblage (conducteur de phase, de protection ou masse) :

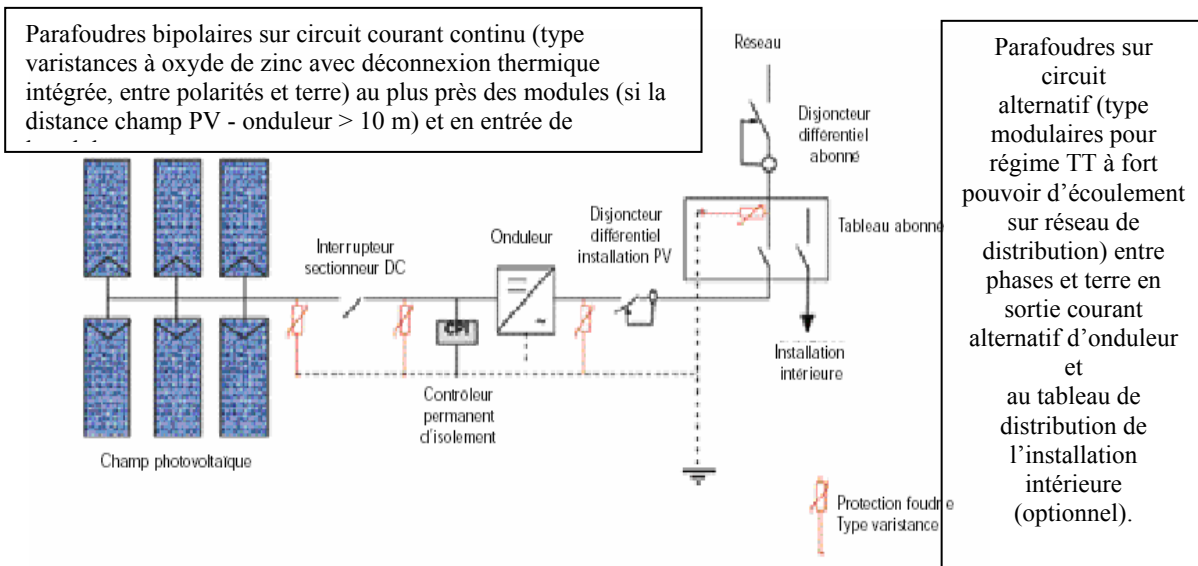


Mauvais câblage car il y a une boucle induite entre polarités.



Bon câblage car il y a une limitation des aires de boucle induite

- Un ensemble de parafoudres de 2 à 5 kA.



E- Risques d'incendies

Ce paragraphe couvre principalement les risques d'incendies liés à l'échauffement des circuits consécutif à l'apparition d'une surintensité. Chaque source de surintensité, liée principalement à l'apparition d'un court circuit, doit être protégée par :

- L'emploi de sections de conducteurs adaptées.
- L'emploi de protections de surintensité adaptées (fusibles ou disjoncteurs, en fonction des sections de conducteurs).
- La mise en place au plus près des sources de surintensités.

Dans le cas d'un générateur photovoltaïque, on prendra les dispositions suivantes :

Annexes

- Du côté courant continu, on utilisera des câbles doublement isolés et on mettra en place des dispositifs contre les court circuits du champ photovoltaïque, les court circuits du parc de stockage.
- Du côté courant alternatif, on mettra en place des dispositifs contre les court circuits en sortie d'onduleur (il est nécessaire de connaître la puissance de court-circuit et la réponse en courant de court-circuit de l'onduleur) et contre les court circuits du réseau (il est nécessaire de connaître la puissance de court circuit du réseau).

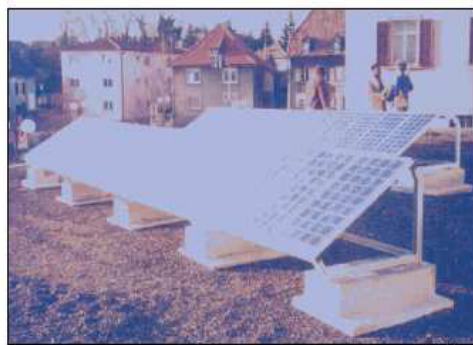
H.1.2 Prescriptions relatives à l'intégration au bâti

En matière d'intégration architecturale, plusieurs règles sont à respecter en matière de :

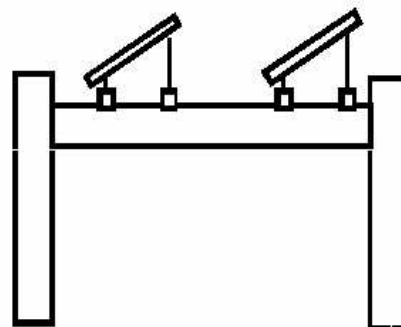
- Prévention au risque sismique.
- Protection des travailleurs pour l'hygiène, la sécurité et les conditions de travail notamment dans les cas de mise en oeuvre de courant électrique.
- Sécurité contre l'incendie.
- Solidité d'une construction (résistance aux chocs...)
- D'intégration dans une façade (étanchéité, éléments porteurs, qualité acoustique...)

Selon l'intégration au bâti choisie, la pose d'une installation photovoltaïque doit prendre en compte certains problèmes.

A- Pour la pose en toiture-terrasse



source Phébus



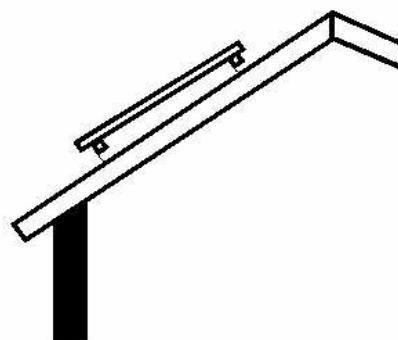
Problèmes à résoudre :	Solution :
préserver l'étanchéité (pas de percement) tout en assurant un bon ancrage; poids (plots, ballast,...)	fixation sur les parties verticales (acrotères, façade,...)
veiller à ce que les rangées de panneaux ne se fassent pas d'ombre les unes aux autres	écarter suffisamment les rangées

Annexes

B- Pour la pose par-dessus la couverture classique



source Phébus

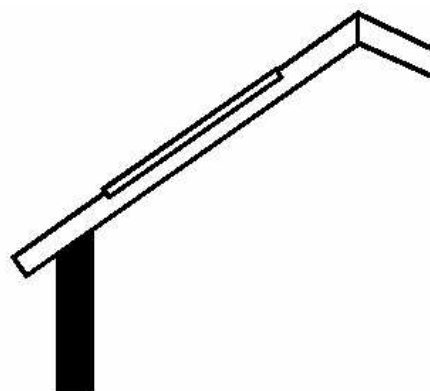


Problèmes à résoudre :	Solution :
assurer une fixation suffisante sans toucher à la couverture (étanchéité)	pattes inox au gabarit se glissant sous les tuiles pour venir se fixer sur les chevrons
assurer une circulation d'air suffisante en face arrière des panneaux	écarter les panneaux de la couverture d'au moins 5 ou 10 cm

C- Pour la pose en couverture intégrée



source Phébus



Problèmes à résoudre :	Solution :
Étanchéité des jonctions entre panneaux et de la reprise entre panneaux et couverture (zinguerie)	faire appel à un professionnel ; utiliser des produits spéciaux (tuiles ou ardoises solaires, capteurs intégrés, mais attention aux surcoûts...)

Annexe H-2 : Prescriptions relatives à l'exploitation d'une installation électrique

Les prescriptions relatives à l'exploitation concernent notamment la protection et la non perturbation du réseau électrique. Il existe en effet des normes qui fixent les conditions de découplage et de caractéristiques du courant nécessaires à protéger le réseau.

H.2.1 Au niveau des caractéristiques du courant

• La tension et la fréquence : La tension du système photovoltaïque doit être compatible avec celle du réseau électrique. Les impacts de tensions et de fréquence ne doivent pas dépasser les écarts suivants en régime permanent et lors du couplage/découplage :

Ecart au point de livraison	Machines synchrones	Machines asynchrones
Ecart en tension	±10%	6%
Ecart en fréquence	±0.1Hz	
Ecart en phase	±10°	
A-coup de tension lors du couplage	5% en moins de 0.5s	

• Les harmoniques : En général, les valeurs limites des harmoniques de tension et de courant sont:

	Tension	Courant
Distorsion harmonique totale	5%	2%
Maximum pour chaque harmonique	1%	

Annexe H-3 : Référentiel normatif des générateurs décentralisés raccordés au réseau

H.3.1 Référentiel normatif spécifique à l'industrie

Norme	Description
IEC 61173 Ed1.0	Protection des surtensions pour les systèmes photovoltaïques
IEC 61194 Ed1.0	Paramètres caractéristiques des systèmes photovoltaïques autonomes
IEC 61277 Ed 1.0	Systèmes photovoltaïques terrestres
IEC 61683	Systèmes photovoltaïques –conditionneurs de puissance : méthode de mesure du rendement
IEC 61724 Ed 1.0	Suivi des performances des systèmes photovoltaïques –guide pour la mesure l'acquisition et l'échange des données
IEC 61725 Ed 1.0	Expression analytique des profils solaires journaliers
IEC 61727 Ed. 1.0	Systèmes photovoltaïques –caractéristique de l'interface avec le réseau
IEC 61829 Ed 1.0	Systèmes photovoltaïques en silicium cristallin -mesure sur site des courbes IV
IEC61836 1 &2	Systèmes à énergie solaire photovoltaïque Termes et symboles parties 1&2
IEC/ PAS 62111 Ed 1.0	Spécifications techniques pour l'emploi des énergies renouvelables pour l'électrification rurale décentralisée
IEC 61427	Batteries et cellules secondaires pour systèmes à énergie solaire photovoltaïque –recommandations générales et méthodes de test
IEC 61723	Guide de sécurité pour les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau montés sur les bâtiments
IEC 62078	Programme de certification et d'accréditation pour les composants et les systèmes photovoltaïques : guide pour une qualité totale
IEC 62109	Sécurité électrique des onduleurs statiques et des chargeurs de batteries à usage photovoltaïque
IEC 61124	Systèmes photovoltaïque autonomes : qualification de la conception et homologation
IEC61721 Ed. 1.0	Résistance d'un module photovoltaïque à une détérioration par impact accidentel
IEC 61701 Ed 1.0	Test de corrosion en brouillard sain des modules photovoltaïques
IEC 61646	Modules photovoltaïques à couches minces pour usage terrestre : qualification de la conception et homologation
IEC 61345	Test UV pour modules photovoltaïques
IEC 61215	modules photovoltaïque en silicium cristallin : qualification de la conception et homologation
IEC 60904	Dispositif photovoltaïque partie 10: mesure de la non linéarité
IEC 60904	Dispositifs photovoltaïques partie 9. : exigences de performances des simulateurs
IEC 60904	Dispositifs photovoltaïque partie 8 : mesure de la réponse spectrale d'un dispositif photovoltaïque

Annexes

IEC 60904	Dispositifs photovoltaïque partie 7 : calcul de l'erreur de mis match introduite dans le test des dispositifs photovoltaïques
IEC 60904	Dispositifs photovoltaïque partie 6 : exigence pour les modules de référence premier amendement.
IEC 60904	Dispositifs photovoltaïque partie 4 : détermination de la température équivalente pour la Annexes 5 mesure de la tension de circuit ouvert
IEC 60904	Dispositifs photovoltaïque partie 3 : principe de la mesure des dispositifs photovoltaïques par référence aux données de l'ensoleillement spectral
IEC 60904	Dispositifs photovoltaïque partie 2 : exigences pour les cellules solaires de référence premier amendement.
IEC 60904	Dispositifs photovoltaïque partie 2 : mesure des courbes courant tension caractéristiques des dispositifs photovoltaïques.
IEC 60891	Procédures de correction de température et d'ensoleillement des courbes IV caractéristiques des dispositifs photovoltaïques amendement 1.

H.3.2 Référentiel normatif spécifique au raccordement d'une installation au réseau Basse Tension

Norme générique	Description
NFC 15100	Installations électriques basse tension
NFC EN 50091	Alimentation sans interruption : prescriptions générales de sécurité
CEI 947.1&2	Les disjoncteurs industriels
NFC 61.410	Disjoncteurs domestiques
NFC 61.420	Disjoncteurs différentiels à courant résiduel
UTE C 15104	Méthode simplifiée pour la détermination des sections des conducteurs et choix des dispositifs de protection
NFC 53.228	Convertisseur à semi-conducteur (onduleur ASI)
NFC 42.810	Procédures d'essai des redresseurs
NFC 42.810	Alimentation sans interruption de puissance nominale inférieure à 3 kVA
NFC 54.100	Condensateurs shunts de puissance non auto générateurs destinés à être utilisés sur des réseaux à courant alternatif de tension non assignée inférieure à 660 V
NFC 58.311	Procédure d'essai de type des ensembles redresseurs chargeurs batteries
IEC 60529	Degrés de protection

H.3.3 Référentiel normatif de protection du réseau

Norme	Description
EN 50160	Compatibilité électromagnétique (EMC) Général
IEC 60255	Relais électriques
VDE DIN 126	Dispositif de découplage automatique pour les générateurs photovoltaïques de puissance nominale inférieure ou égale à 4.6 kW et branchement monophasé au réseau public à basse tension à l'aide d'un onduleur
NF EN 50160	Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution
CEI 61000	Compatibilité électromagnétique : généralités
NF EN 50081	Normes génériques d'émission pour environnements résidentiels, commerciaux ou résidentiels

Annexes

NF EN 0091.2	Exigences CEM pour ASI
NF EN 60555	Définition des harmoniques , inter harmoniques et flicker
NF EN 61038	Exigences CEM pour relais temporels de contrôle de charge ou de tarification
NF EN 61547	Exigences CEM pour équipements de protection foudre
NF EN 60269	Exigences CEM pour fusibles basse tension
NF EN 60521	Exigences CEM pour Wattmètres alternatifs

H.3.4 Référentiel normatif de protection contre la foudre

Norme générique	Description
NFC 15100	Installations électriques basse tension
NFC 15100.44	Protection contre les surtensions
NFC 1510053	Surintensités et surtensions
NFC 15100.54	Mise à la terre
NFC 1510060	Vérification et protection des installations
NFC 17100	Protection des structures contre la foudre
NFC 17102	Protection des structures et des zones ouvertes contre la foudre par paratonnerre à dispositif d'ancrage
NFC 61740	Parafoudre pour installation basse tension
IEC 61173	Protection de surtension pour générateurs photovoltaïques
IEC 61024.1.1	Protection des structures contre la foudre : choix de niveau de protection
IEC 61312.1	Protection contre l'impulsion électromagnétique générée par la foudre
IEC 61622	Evaluation des risques de dommages liés à la foudre
IEC 61643.12	Guide d'installation des parafoudres basse tension
IEC 60364	Installation électrique des bâtiments