

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique

Département d'Electronique

Laboratoire des Dispositifs de Communication et de Conversion Photovoltaïque

Thèse de Doctorat en Sciences

Présentée par

BOUZIDI Belkacem

***Contribution à l'amélioration du pompage
d'eau par les énergies renouvelables***

Membres du jury

M. A. KETTAB

M. M. HADDADI

Mme. O. BELMOKHTAR

M. B. BENYOUCEF

M. M. BELHAMEL

M. A. HADJ ARAB

M. C. LARBES

Professeur ENP

Professeur ENP

Professeur ENP

Professeur UAB. Tlemcen

Directeur de Recherche

Directeur de Recherche

Professeur ENP

Président

Directeur de thèse

Co-Directeur de thèse

Examineur

Examineur

Examineur

Examineur

Remerciements

Tout d'abord, mes remerciements s'adressent aux personnes qui m'ont proposé le sujet de thèse et qui m'ont encadré tout au long de ces années de thèse : Mme O. BELMOKHTAR et M. M. HADDADI, Professeurs à l'Ecole Nationale Polytechnique. Je salue aussi leur souplesse et ouverture d'esprit qui ont su me laisser une large marge de liberté pour mener ce travail de recherche.

Je tiens à exprimer mes remerciements aux membres du jury, qui ont accepté d'évaluer mon travail de thèse.

Ma profonde gratitude à M. A. KETTAB, Professeur à l'Ecole Nationale Polytechnique, qui m'a fait l'honneur de présider le jury de thèse de doctorat, pour l'intérêt et le soutien chaleureux dont il a toujours fait preuve.

Merci à M. M. BELHAMEL, Directeur de Recherche et Directeur du Centre de Développement des Energies Renouvelables, d'avoir accepté d'examiner mon mémoire et de faire partie de mon jury de thèse. Je lui exprime également ma reconnaissance pour ses encouragements et de son soutien afin que j'achève mon travail dans les meilleures conditions possibles.

Merci à M. B. BENYOUCEF, Professeur à l'Université A.B – Tlemcen, M. C. LARBES, Professeur à l'E.N.P et M. A.HADJ ARAB, Directeur de Recherche – CDER, qui m'ont fait l'honneur de participer au jury de soutenance.

Je remercie tous ceux sans qui cette thèse ne serait pas ce qu'elle est : aussi bien par les discussions que j'ai eu la chance d'avoir avec eux, leurs suggestions ou contributions. Je pense ici à tous mes collègues du « Centre » en particulier M. S. DIAF. Merci également à MM. A. MALEK, responsable de la division PV et M. HAMZA, Chef de Service informatique.

Mes remerciements vont aussi à mes très chers parents, à ma femme et mes enfants, à mes frères et sœurs, à toutes ma famille et mes amis qui, avec cette question récurrente, « Quand est-ce que tu la soutiens cette thèse ? », bien qu'angoissante en période fréquente de doutes, m'ont permis de ne jamais dévier de mon objectif final.

ملخص :

عدم وجود الطاقة الكهربائية في المناطق الصحراوية التي تمثل 80 % من الاراض الوطنية ، تواجه مشاكل عدّة لتغطية حاجة مياه الشرب. و من المفارقات، انه يوجد في بعض هذه المناطق كمية هامة من المياه الجوفية و في أعماق ضائلة. من ناحية أخرى، فان الجزائر تتميز بموارد متجددة كبيرة خاصة الطاقة الشمسية و طاقة الرياح هي الآن خيارات الحلول ذات الصلة من اجل مواجهة هذه المشكلة. في هذا السياق، نقترح دراسة و مقارنة هذين الخيارين لتطبيقات ضخ المياه في هذه المناطق المنعزلة. تقدم هذه الدراسة نظرة ثاقبة للحصول على ضخ المياه بواسطة التكنولوجيا الطاقات المتجددة مع النهج الأمثل لتكوين نظام الاعتمادية المطلوبة ، وفقا لمفاهيم احتمال فقدان الطاقة (LPSP) و تكلفة المكعب المنتج مدى حياة النظام (LCCM) .

المعلومات لتصميم و عرض في عملية التحسين هي طاقة المولد الكهروضوئي ، ممثل في عدد من الوحدات الكهروضوئية و الطاقة التخزين للمياه تعرض نتائج محاكاة على تكوينات مختلفة و مواقع مختلفة.

كلمات مفتاح : نظام كهروضوئي ، نظام طاقة الرياح، قياس مقنن للنظام ، احتمال فقدان الطاقة ، تكلفة المتر المكعب المنتج.

Résumé

En raison du manque d'énergie électrique, les régions sahariennes représentant 80 % du territoire national, affrontent de grands problèmes pour couvrir l'approvisionnement en eau potable. Paradoxalement, il existe dans certaines de ces régions une importante nappe phréatique à de faibles profondeurs. D'un autre côté, l'Algérie dispose des ressources énergétiques renouvelables considérables, en particulier les options solaire et éolienne qui constituent aujourd'hui des solutions pertinentes à ce problème. C'est dans ce contexte, que nous proposons d'étudier et de comparer ces deux options pour les applications du pompage d'eau dans ces régions isolées. Cette étude présente également une méthode d'optimisation de la configuration du système Photovoltaïque de pompage d'eau pour une fiabilité désirée, selon les concepts de la probabilité de perte d'énergie (LPSP) et du coût du mètre cube produit sur la durée de vie du système (LCCM). Les paramètres de dimensionnement introduit dans le processus d'optimisation sont la puissance du générateur PV et la capacité de stockage du réservoir d'eau. Les résultats de la simulation relative aux différentes configurations et pour différents sites sont présentés.

Mots clés : Système photovoltaïque, système éolien, dimensionnement optimal du système, probabilité de perte d'énergie, coût du mètre cube d'eau.

Abstract

Because of the electric energy lack, the Saharan areas representing 80 % of the territory main road face major problems to cover the supply drinking water. Paradoxically, there exists in certain of these areas a significant ground water with low depths. On another side, Algeria has the considerable renewable resources whose options solar and wind constitute today relevant solutions with this problem. It is in this context that we propose to study and compare these two options for the applications of the water pumping in these isolated areas. This study also presents a method of optimization of the system requirements statement of water pumping for a reliability wished, according to concepts' of the Loss of Power Supply Probability (LPSP) and of the cost of the cubic meter produced over the lifespan of system (LCCM). The parameters of the dimensioning introduced into the process of optimization are the power of generator statement and the storage capacity of the water tank. The results of simulation relative to the various configurations and for various sites are presented

Key words Photovoltaic system, wind system, optimal dimensioning of the system, probability of loss of energy, cost of the cubic meter water.

Sommaire

	Page
Résumé en langue arabe	I
Résumé en langue française	I
Résumé en langue anglaise	I
Sommaire	II
Abréviations et symboles	VIII
Liste des figures	XII
Liste des tableaux	XVII
Introduction Générale	1
Problématique	3
Objectifs	4
Méthodologie	6
Structure de la thèse	6

Chapitre 1

Situation énergétique dans le monde et en Algérie

1.1 Introduction	11
1.2 Production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde	11
1.3 Production d'électricité d'origine renouvelable dans l'Afrique du nord	13
1.4 Situation énergétique en Algérie	14
1.4.1 Gisement pétrolier et gazier	14
1.4.2 Topographie et potentiel énergétique de l'Algérie	15
1.4.2.1 Géographie et démographie	15
1.4.2.2 Topographie	16
1.4.2.3 Climat	17
1.4.3 Production d'électricité	18
1.4.3.1 Consommation d'électricité	18
1.4.3.2 Moyens de production	19
1.4.3.3 Moyens de production autonome du sud	19
1.4.4 Energies renouvelables	20
1.4.4.1 Potentiel en énergies renouvelables de l'Algérie	20
1.4.4.1.1 Potentiel de biomasse	20
1.4.4.1.2 Potentiel hydraulique	21
1.4.4.1.3 Potentiel géothermique	21
1.4.4.1.4 Potentiel éolien	21
1.4.4.1.5 Potentiel solaire	22
1.4.4.2 Principaux travaux réalisés dans le domaine des énergies renouvelables	24
1.4.4.2.1 Biomasse	24
1.4.4.2.2 Géothermie	24
1.4.4.2.3 Eolien	25
1.4.4.3 Bilan des réalisations dans le domaine des énergies renouvelables ...	26
1.4.4.4 Programme de réalisation à court terme dans le domaine des énergies renouvelables	29
1.5 Conclusion	31

Chapitre 2

Etat de l'art du pompage de l'eau par les énergies renouvelables

2.1 Introduction	35
2.2 Différents systèmes de pompage d'eau	35
2.2.1 Systèmes de pompage d'eau à motricité humaine	36
2.2.1.1 Pompes manuelles (ou à main)	36
2.2.1.2 Pompes à pédales	37
2.2.2 Pompage d'eau par groupe électrogène au diesel	39
2.2.3 Pompage d'eau par le réseau	40
2.2.4 Pompage d'eau par énergie solaire photovoltaïque	40
2.2.4.1 Description d'un système photovoltaïque de pompage d'eau	42
2.2.4.2 Stockage de l'énergie ou de l'eau dans les systèmes de pompage	42
2.2.4.2.1 Stockage électrochimique	43
2.2.4.2.2 Stockage par réservoir (pompage au fil du soleil)	43
2.2.4.3 Types de systèmes photovoltaïques de pompage d'eau	43
2.2.4.3.1 Systèmes photovoltaïques autonomes de pompage	43
2.2.4.3.2 Systèmes hybrides de pompage	43
2.2.4.3.3 Facteurs influençant les performances des systèmes de pompage	44
2.2.4.3.4 Acceptation des systèmes photovoltaïques de pompage d'eau	44
2.2.5 Pompage d'eau par énergie éolienne	45
2.2.5.1 Eolienne de pompage et aérogénérateur	45
2.2.5.1.1 Pompage éolien mécanique	46
2.2.5.1.2 Pompage éolien électrique (Aérogénérateur)	46
2.2.5.1.3 Paramètres géographiques et météorologiques à considérer	47
2.2.5.1.4 Inconvénients	48
2.3 Etat de l'art du pompage d'eau par les énergies renouvelables	48
2.3.1 Etat de l'art de la technologie du pompage d'eau par énergie solaire photovoltaïque	48
2.3.1.1 Constitution d'un générateur photovoltaïque	49
2.3.1.1.1 Module photovoltaïque	49
2.3.1.1.2 Caractéristiques d'un module PV	49
2.3.1.1.3 Générateur photovoltaïque	49
2.3.1.1.4 Technologie de fonctionnement du générateur : fixe ou « poursuite »	50
2.3.1.2 Systèmes photovoltaïques de pompage d'eau	51
2.3.1.3 Principaux composants d'un système de pompage	53
2.3.1.3.1 Types de pompe à eau	54
2.3.1.3.2 Types de moteurs	57
2.3.1.3.3 Inverseur (onduleur)	58
2.3.1.4 Examen de la littérature (performance, dimensionnement et optimisation)	58
2.3.1.4.1 Caractéristiques courant – tension	58
2.3.1.4.2 Composants du système	60
2.3.1.4.3 Dimensionnement et optimisation	64
2.3.2 Etat de l'art de la technologie du pompage d'eau par énergie éolienne	66
2.3.2.1 Pompes éoliennes	67
2.3.2.1.1 Production d'énergie mécanique	68

2.3.2.1.2	Production d'énergie électrique	69
2.3.2.2	Performances énergétiques	70
2.3.2.2.1	Fréquence des vents	70
2.3.2.2.2	Distributions de Weibull	70
2.3.2.2.3	Energie produite par une éolienne	71
2.3.2.2.4	Evolution de la vitesse du vent avec la hauteur	72
2.3.2.3	Examen de la littérature	73
2.3.3	Etat de l'art de la technologie du pompage par énergie hybride (PV- éolien)	74
2.3.3.1	Présentation du système hybride	75
2.3.3.2	Examen de la littérature	76
2.3.3.2.1	Conception et simulation	77
2.3.3.2.2	Optimisation	77
2.4	Réservoir de stockage	78
2.4.1	Considération sur la conception des réservoirs d'eau	79
2.4.2	Matériaux de construction	80
2.4.3	Hauteur et forme du réservoir de stockage	81
2.4.4	Distribution	82
2.5	Calcul de la Hauteur Manométrique Totale (HMT)	82
2.5.1	Pertes de charge	83
2.5.1.1	Pertes de charge linéaires	83
2.5.1.2	Pertes de charge singulières	84
2.6	Calcul de l'énergie hydraulique journalière requise	85
2.7	Analyse des besoins	85
2.8	Conclusion	87

Chapitre 3

Estimation du potentiel énergétique solaire et éolien

3.1	Introduction	91
3.2	Spécification des sites	91
3.3	Estimation du potentiel énergétique solaire	92
3.3.1	Origines des données météorologiques	92
3.3.2	Présentation de l'algorithme	92
3.3.2.1	Détermination des paramètres astronomiques	93
3.3.2.2	Détermination des différents types de rayonnement sur une surface horizontale	94
3.3.2.3	Détermination des différents types de rayonnement sur un plan incliné (plan du générateur PV)	96
3.3.2.4	Optimisation des angles d'inclinaison du générateur photovoltaïque	97
3.3.3	Présentation de l'organigramme	99
3.3.4	Résultats de l'étude	100
3.3.4.1	Irradiation solaire globale sur un plan horizontal	100
3.3.4.2	Irradiation solaire globale sur un plan incliné	101
3.3.4.2.1	Angle d'inclinaison égal à la latitude du lieu	101
3.3.4.2.2	Variation de l'angle d'inclinaison	102
3.4	Estimation du potentiel d'énergie éolienne	105
3.4.1	Origine des données utilisées	105
3.4.2	Modélisation de la distribution de la vitesse du vent	105
3.4.3	Etude de la variation de la vitesse du vent	107
3.4.3.1	Vitesse moyenne tri-horaires annuelle du vent	107

3.4.3.2	Vitesse du vent moyenne mensuelle	108
3.4.4	Densité de puissance éolienne	109
3.4.5	Variation en hauteur	109
3.4.5.1	Extrapolation verticale de la vitesse du vent	109
3.4.5.2	Extrapolation des paramètres de Weibull	110
3.5	Conclusion	112

Chapitre 4

Modélisation des systèmes photovoltaïque et éolien pour le pompage de l'eau

4.1	Introduction	115
4.2	Modélisation du système photovoltaïque	115
4.2.1	Générateur photovoltaïque	115
4.2.1.1	Modèles basés sur un circuit à une diode	117
4.2.1.1.1	Principaux modèles électriques à une diode	118
4.2.1.1.2	Validation des modèles et calcul d'erreurs	122
4.2.1.2	Modèle de la température de jonction	131
4.2.1.3	Facteur de forme FF	132
4.2.1.4	Rendement maximal	133
4.2.1.5	Modèle du module photovoltaïque	133
4.2.1.6	Modèle du générateur photovoltaïque	133
4.2.1.7	Facteurs limitatifs du rendement	133
4.2.1.7.1	Influence de l'éclairement	133
4.2.1.7.2	Influence de la température	134
4.2.1.7.3	Influence des résistances série R_s et parallèle R_{sh}	134
4.2.2	Modèle de l'onduleur	135
4.2.3	Modèle du groupe motopompe	137
4.2.3.1	Moteur asynchrone	137
4.2.3.1.1	Bilan des puissances	138
4.2.3.2	Pompe centrifuge	141
4.2.3.2.1	Pertes de charge	141
4.2.3.2.2	Pertes mécaniques	142
4.3	Modélisation du générateur éolien	143
4.3.1	Régulation mécanique de la vitesse d'un aérogénérateur	144
4.3.2	Modèle 1	144
4.3.3	Modèle 2	144
4.3.4	Modèle 3	145
4.3.5	Variation de la puissance produite en fonction de la hauteur	145
4.3.6	Recensement des aérogénérateurs existants de petites puissances	146
4.3.6.1	Description des aérogénérateurs sélectionnés	146
4.3.6.2	Modélisation de la puissance produite par l'aérogénérateur type Fortis-Montana 5000	146
4.4	Conclusion	150

Chapitre 5

Dimensionnement et optimisation des systèmes photovoltaïque et éolien pour le pompage de l'eau

5.1	Introduction	153
5.2	Méthodes d'optimisation des systèmes d'énergies renouvelables	153
5.3	Méthodologie adoptée dans ce travail	154

5.4 Optimisation des systèmes photovoltaïque et éolien de pompage d'eau	154
5.4.1 Configuration du système de pompage de l'eau	155
5.4.2 Optimisation fonctionnelle du générateur photovoltaïque	155
5.5 Analyse utilisée	156
5.5.1 Système photovoltaïque	157
5.5.2 Système éolien	157
5.6 Modèle de la fiabilité basé sur le concept de la probabilité de perte d'énergie	161
5.6.1 Performances du système de pompage de l'eau	161
5.6.2 Simulation du système de pompage	162
5.6.2.1 Premier scénario	163
5.6.2.2 Deuxième scénario	164
5.7 Modèle économique	166
5.7.1 Aspects généraux	166
5.7.2 Aspects de l'évaluation économique	167
5.7.3 Méthodes de l'évaluation économique	167
5.7.3.1 Analyse du coût sur le cycle de vie	168
5.7.3.1.1 Coûts d'investissement ou capital investi	169
5.7.3.1.2 Coûts de fonctionnement et de maintenance	173
5.7.3.1.3 Coûts de remplacement	174
5.7.3.2 Analyse de sensibilité	174
5.8 Conclusion	174

Chapitre 6

Résultats et discussions

6.1 Introduction	177
6.2 Modèle de la fiabilité selon le concept de la probabilité de perte d'énergie	178
6.2.1 Influence de la capacité de stockage sur la configuration du système	178
6.2.2 Influence de la LPSP sur la configuration du système	181
6.2.3 Influence de la hauteur manométrique totale sur la configuration du système	184
6.2.4 Quantité d'eau produite par le système pour les différentes configurations	185
6.2.5 Effet de la variation de l'angle d'inclinaison sur la quantité d'eau produite par le système photovoltaïque	189
6.3 Quantité d'eau produite par énergie éolienne	191
6.4 Modèle économique selon l'approche du coût du mètre cube d'eau produit sur la durée de vie du système	194
6.4.1 Systèmes étudiés et les paramètres d'entrée	194
6.4.2 Influence de la capacité de stockage sur le coût du mètre cube	195
6.4.3 Influence de la probabilité de perte d'énergie (LPSP) sur le coût du mètre cube	196
6.4.4 Quantité d'eau produite par les systèmes PV et éolien sélectionnés	197
6.4.5 Analyse de sensibilité	199
6.4.5.1 Sensibilité au taux d'escompte	199
6.4.5.2 Sensibilité au taux d'inflation	200
6.4.5.3 Sensibilité à la hauteur manométrique totale	201
6.4.5.4 Sensibilité au taux d'utilisation	201
6.4.5.5 Sensibilité à la durée de vie	202
6.5 Comparaison du coût du mètre cube d'eau produit par les systèmes photovoltaïque et éolien	202
6.6 Conclusion	203

Conclusion générale

Conclusion générale	207
----------------------------------	-----

Références bibliographiques

Références bibliographiques	211
--	-----

Annexes

Annexe 1 : Principaux logiciels utilisés dans les systèmes d'énergies renouvelables

Annexe 2 : Aérogénérateurs utilisés dans la simulation

Annexe 3 : Groupes motopompes utilisés dans la simulation

Annexe 4 : Modules PV utilisés dans la simulation

Annexe 5 : Lois et décrets

Abréviations et symboles	Désignations	Unité
LPSP	Probabilité de perte d'énergie	
LCE	Coût unitaire d'énergie	
LCCM	Coût unitaire du mètre cube	
PV	Photovoltaïque	
TWh	Térawatt-heure	
GWh	Gigawatt-heure	
Tcf	Trillions pieds cubes	
MW	Mégawatt	
TV	Turbine à vapeur	
TG	Turbine à gaz	
CC	Cycle combiné	
TH	Turbine hydraulique	
Tep	Tonne équivalent pétrole	
kWh	Kilowatt-heure	
CV	Cheval à vapeur (1 CV électrique \approx 736 W)	
W_c	Watt crête	
MEDA	Pays partenaires méditerranéens	
USAID	Agence des Etats Unis pour le Développement International	
FIDA	Fond International de Développement Agricole	
SPVP	Système photovoltaïque de pompage	
MPPT	Suiveur du point de puissance maximale	
PWM	Pulse Width Modulation ou Modulation à largeur d'impulsion – MLI	
LCC	Coût sur le cycle de vie	
DC	Courant continu	
AC	Courant alternatif	
LOLP	Probabilité de perte de charge (Loss of load probability)	
GPV	Générateur photovoltaïque	
Q	Volume d'eau	m^3/j
Hmt	Hauteur manométrique totale	m
P_{ch}	Puissance électrique maximale dans les conditions standard	W_c
V_{oc}	Tension aux bornes du module en l'absence de tout courant	V
I_{sc}	Courant débité par un module en court-circuit	A
V_{mp}	Tension à la puissance maximale	V
I_{mp}	Courant à la puissance maximale	A
P_{max}	Puissance maximale	W
U	Tension à la sortie de l'onduleur	V
f	Fréquence	Hertz
k	Facteur de forme	
c	Facteur d'échelle	
v	Vitesse du vent	m/s
P_e	Puissance produite par une éolienne	W
E_e	Energie produite par une éolienne	Wh
v_n	Vitesse nominale	m/s
v_d	Vitesse de démarrage	m/s
v_c	Vitesse de coupure	m/s
P_n	Puissance nominale	W
A_r	rugosité	m
h	hauteur	m
H_g	Hauteur géométrique	m
H_r	Hauteur d'utilisation	m
N_d	Niveau dynamique	m
P_c	Pertes de charge	m

D	Distance des conduites	m
N_s	Niveau statique	m
R_m	Rabattement	m
$\Delta P_L / \Delta h_L$	Pertes de charge linéaires	m
λ	Coefficient de perte de charge linéaire	
ρ	Masse volumique de l'eau (1000 kg/m ³)	kg/m ³
g	Attraction terrestre (9.81 m/s ²)	m/s ²
L	Longueur d'un tronçon de conduite	m
V_e	Vitesse d'écoulement	m/s
$\Delta P_s / \Delta h_s$	Pertes de charge singulières	m
ξ	Coefficient de perte de charge singulière	
CH	Constante hydraulique	kg.s.h/m ²
E_{elec}	Energie électrique	Wh
η_{mp}	Rendement du groupe motopompe	%
δ	Déclinaison solaire	Degré
n	Numéro du jour	
ω	Angle horaire	Degré
TSV	Temps solaire vrai	heure
Θ_z	Angle zénithal solaire	Degré
ω_0	Angle horaire au lever et au coucher	Degré
φ	Latitude	Degré
G_0	Rayonnement extra-terrestre	W/m ²
G_{sc}	Constante solaire (1367 W/m ²)	W/m ²
$G_{g,h}(0)$	Rayonnement global horaire sur un plan horizontal	W/m ²
$G_{df,h}(0)$	Rayonnement diffus horaire sur un plan horizontal	W/m ²
$G_{d,h}(0)$	Rayonnement direct horaire sur un plan horizontal	W/m ²
K_d	Fraction diffuse	
K_t	Indice de clarté de l'atmosphère	
$G_{g,h}$	Rayonnement global horaire sur le plan incliné	W/m ²
$G_{d,h}$	Rayonnement direct horaire sur le plan incliné	W/m ²
$G_{df,h}$	Rayonnement diffus horaire sur le plan incliné	W/m ²
$G_{r,h}$	Rayonnement réfléchi horaire sur le plan incliné	W/m ²
R_b	Facteur géométrique	
β	Angle d'inclinaison par rapport à l'horizontal	Degré
ρ_b	Albédo	
φ	Latitude	Degré
P_d	Puissance disponible	W/m ²
ρ_{air}	Densité de l'air (1.225 kg/m ³)	kg/m ³
f_i (i = 1 à N)	Fréquence d'occurrence des vitesses	
N	Nombre d'intervalles des vitesses	
z	Hauteur du moyeu	m
v_r	Vitesse du vent à la hauteur de référence	m/s
z_r	Hauteur de référence	m
α	Exposant de la loi de puissance	
T_{cell}	Température de la cellule	K
I_1	Photo-courant	A
I_0	Courant de diode	A
I_{sh}	Courant dérivé par la résistance shunt	A
R_{sh}	Résistance shunt	Ω
R_s	Résistance série	Ω
NOCT	Température de fonctionnement normalisée de la cellule	°C
A	Tension thermique	V
$I_{sc,ref}$	Courant de court-circuit aux conditions de référence	A
$V_{oc,ref}$	Tension en circuit ouvert aux conditions de références	V
$I_{mp,ref}$	Courant maximal aux conditions de référence	A

$V_{mp,ref}$	Tension maximale aux conditions de référence	V
μ_{Isc}	Coefficient de la variation du courant de court-circuit en fonction de la température	A/°C
μ_{Voc}	Coefficient de la variation de la tension en circuit ouvert en fonction de la température	V/°C
$R_{s,ref}$	Résistance série aux conditions de référence	Ω
A_{ref}	Tension thermique aux conditions de référence	V
$I_{l,ref}$	Photo-courant aux conditions de référence	A
$T_{c,ref}$	Température de la cellule aux conditions de référence	°C
E_q	Bande interdite (gap) (1.12 eV pour le silicium)	eV
n_s	Nombre de cellules dans un module photovoltaïque	
$I_{0,ref}$	Courant de diode aux conditions de référence	A
G_{ref}	Rayonnement aux conditions de référence	W/m ²
$C_1 - C_2$	Constantes	
$P_{max,ref}$	Puissance maximale aux conditions de référence	W
μ_{Pmax}	Coefficient de variation de la puissance en fonction de la température	%/°C
T_m	Température de fonctionnement du module	°C
EMR	Erreur moyenne relative	%
EMQR	Erreur quadratique relative	%
P_s	Valeur simulée de la puissance	W
P_{mes}	Valeur mesurée de la puissance	W
N_{mes}	Nombre de points	
T_a	Température ambiante	°C
NOCT	Température de fonctionnement normalisé de la cellule	°C
S	Surface de la cellule	m ²
N_{sc}	Nombre de cellules en série	
N_{pc}	Nombre de branches en parallèle	
$N_s - N_p$	Nombre de modules en série et en parallèle respectivement	
I_{pv}	Courant du générateur	A
V_{pv}	Tension du générateur	V
η_{ond}	Rendement de l'onduleur	
P_{out}	Puissance de sortie	W
P_{in}	Puissance d'entrée	W
n_s	Fréquence de rotation	Tr.s ⁻¹
p	Nombre de paires de pôles	
Ω_s	Vitesse angulaire	Rad.s ⁻¹
ϕ_{ph}	Angle de déphasage entre le courant et la tension	Degré
p_{js}	Pertes par effet Joule dans le stator	W
R	Résistance d'un enroulement	Ω
J	Intensité du courant dans un enroulement	A
p_{fs}	Pertes de fer du stator	W
P_{tr}	Puissance transmise au rotor	W
T_{em}	Moment du couple électromagnétique	N.m
P_m	Puissance mécanique totale	W
p_{jr}	Pertes par effet Joule dans le rotor	W
g	Glissement du moteur asynchrone	
p_c	Pertes collectives	W
T_p	Couple de perte	N.m
P'_u	Puissance utile	W
T_u	Moment du couple utile	N.m
η_m	Rendement du moteur	
H_{fr}	Les pertes par frottements	W
K_{fr}	Le coefficient de perte de charge	
H_{ch}	Les pertes par chocs	W
η_H	Le rendement hydraulique	

H_r	La hauteur réelle	m
H_t	La hauteur théorique	m
ΔH	Les pertes de charge dans les tuyauteries	m
η_v	Le rendement volumétrique	
P_i	Les pertes mécaniques	W
η_m	Le rendement mécanique	
P_{ha}	La puissance hydraulique absorbée	W
T	Le couple de torsion sur l'arbre du moteur	N.m
η_{pompe}	Rendement global de la pompe	
$P_u(v)$	Puissance produite par l'aérogénérateur	W
P_{pv}	Puissance produite par un générateur PV	W
S	Surface du générateur PV	m ²
Q_{def}	Quantité déficitaire journalière	m ³ /j
D_m	Demande journalière	m ³ /j
N_{pv}	Nombre de modules photovoltaïques	
C_s	Capacité de stockage	
C_n	Capacité nominale	m ³
η_c	Rendement du conditionneur de puissance	
η_{mp}	Rendement du groupe motopompe	
SOC	Etat de charge du réservoir	
E_{hyd}	Energie hydraulique	Wh
E_{max}	Energie maximale fournie par le module PV au point de puissance maximale	Wh
C_{res}	Capacité du réservoir	m ³
A_c	Valeur actuelle	DA
S_a	Somme d'argent	DA
d	Taux d'escompte	%
n_v	Durée de vie	An
C_{inv}	Coût d'investissement (frais financier)	DA
C_{maint}	Coût de la maintenance et de l'entretien	DA
C_{rempl}	Coût de remplacement	DA
e_0	Taux d'inflation	%
M_0	Coût de la maintenance et de l'entretien durant la première année	DA
C_u	Coût unitaire	DA

Liste des figures

	Page
Fig. 1	4
Fig. 1-1	12
Fig. 1-2	12
Fig. 1-3	12
Fig. 1-4	12
Fig. 1-5	13
Fig. 1-6	13
Fig. 1-7	13
Fig. 1-8	16
Fig. 1-9	16
Fig. 1-10	17
Fig. 1-11	18
Fig. 1-12	18
Fig. 1-13	19
Fig. 1-14	22
Fig. 1-15	23
Fig. 1-16	23
Fig. 1-17	25
Fig. 1-18	26
Fig. 1-19	27
Fig. 1-20	28
Fig. 1-21	29
Fig. 1-22	29
Fig. 1-23	30
Fig. 1-24	30
Fig. 2-1	36
Fig. 2-2	36
Fig. 2-3	38
Fig. 2-4	38
Fig. 2-5	39
Fig. 2-6	41
Fig. 2-7	42
Fig. 2-8	44
Fig. 2-9	46
Fig. 2-10	47
Fig. 2-11	50
Fig. 2-12	51
Fig. 2-13	51

Fig. 2-14	Les équipements les plus communs dans les systèmes de pompage	52
Fig. 2-15	Pompage au fil du soleil	54
Fig. 2-16	Pompage avec stockage batterie	54
Fig. 2-17	Groupe motopompe submersible (avec pompe volumétrique)	55
Fig. 2-18	Le débit de la pompe volumétrique est proportionnel à la vitesse	55
Fig. 2-19	Le couple de la pompe volumétrique est pratiquement constant en fonction de la vitesse	55
Fig. 2-20	Groupe motopompe submersible (avec pompe centrifuge)	56
Fig. 2-21	Cheminement de l'écoulement dans une pompe centrifuge à étages multiples	56
Fig. 2-22	Couple de la pompe centrifuge	56
Fig. 2-23	Débit de la pompe centrifuge	56
Fig. 2-24	Formes d'onde du circuit de commande pour un inverseur sinusoïdal PWM	58
Fig. 2-25	Aérogénérateur Dunlite 2 kW	67
Fig. 2-26	Eolienne à axe horizontal	68
Fig. 2-27	Eolienne à axe vertical	68
Fig. 2-28	Schéma d'un aérogénérateur à axe horizontal	69
Fig. 2-29	Répartition de la vitesse du vent en fonction de la fréquence	70
Fig. 2-30	Distribution de Weibull	71
Fig. 2-31	Courbe de puissance de l'éolienne T.A 3,6 1500 (à 10 m)	71
Fig. 2-32	Réponse en puissance d'un aérogénérateur à l'état stationnaire	72
Fig. 2-33	Présentation schématique des sources hybrides autonomes avec un générateur de secours pour des applications de pompage de l'eau	75
Fig. 2-34	Coût approximatifs des réservoirs en ciment et en PVC	81
Fig. 2-35	Différents types de formes et de tailles de hauteur de réservoir	81
Fig. 2-36	Caractéristique de la source d'eau	82
Fig. 3-1	Situation géographique des sites considérés	92
Fig. 3-2	Déclinaison du soleil en fonction du numéro du jour n de l'année	93
Fig. 3-3	Angle zénithal solaire	94
Fig. 3-4	Indice de clarté du mois de janvier – Adrar	95
Fig. 3-5	Effet de l'angle de déclinaison de modules PV sur la production énergétique pour une latitude 40°	98
Fig. 3-6	Organigramme de calcul de l'irradiation globale horaire sur un plan incliné	99
Fig. 3-7	Irradiation moyenne annuelle journalière sur une surface horizontale ...	100
Fig. 3-8	Irradiation moyenne mensuelle journalière sur une surface horizontale	100
Fig. 3-9	Irradiation globale horaire sur une surface horizontale par rapport à l'irradiation extraterrestre	101
Fig. 3-10	Irradiation globales horaires sur un plan horizontal et incliné (latitude du lieu) – Adrar	102
Fig. 3-11	Irradiation globales horaires sur un plan horizontal et incliné (latitude du lieu) – Tamanrasset	102
Fig. 3-12	Irradiations globales horaires sur le plan incliné avec une variation saisonnière deux fois par an pour la région d'Adrar pour le mois de janvier par rapport à un angle d'inclinaison fixe égal à la latitude du lieu	103
Fig. 3-13	Irradiations globales horaires sur le plan incliné avec une variation saisonnière quatre fois par an pour la région d'Adrar pour le mois de janvier par rapport à un angle d'inclinaison fixe égal à la latitude du	

	lieu	103
Fig. 3-14	Irradiations globales horaires sur le plan incliné avec une variation saisonnière deux fois par an pour la région de Tamanrasset pour le mois de janvier par rapport à un angle d'inclinaison fixe égal à la latitude du lieu	104
Fig. 3-15	Irradiations globales horaires sur le plan incliné avec une variation saisonnière quatre fois par an pour la région de Tamanrasset pour le mois de janvier par rapport à un angle d'inclinaison fixe égal à la latitude du lieu	104
Fig. 3-16	Distribution de la vitesse du vent du site d'Adrar	106
Fig. 3-17	Distribution de la vitesse du vent du site de Béchar	106
Fig. 3-18	Distribution de la vitesse du vent du site de Ghardaïa	107
Fig. 3-19	Distribution de la vitesse du vent du site de Tamanrasset	107
Fig. 3-20	Vitesse moyenne tri-horaire annuelle du vent pour les quatre sites	108
Fig. 3-21	Vitesse du vent moyenne mensuelle pour les quatre sites	108
Fig. 3-22	Densité de puissance éolienne en fonction de la hauteur	110
Fig. 3-23	Variation de la vitesse du vent en fonction de la hauteur (10 et 20 m) pour le site d'Adrar – Mois de janvier	111
Fig. 3-24	Variation de la vitesse du vent en fonction de la hauteur (10 et 30 m) pour le site d'Adrar – Mois de janvier	111
Fig. 3-25	Vitesse du vent annuelle à 20 m – sites Adrar et Tamanrasset	112
Fig. 4-1	Courbes caractéristiques I-V et P-V d'un module	116
Fig. 4-2	Circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque	118
Fig. 4-3	Banc de mesure pour la caractérisation du module PV	123
Fig. 4-4	Caractéristiques I-V mesurées et simulée avec le modèle à quatre paramètres	124
Fig. 4-5	Caractéristiques I-V mesurées et simulées avec le modèle explicite	124
Fig. 4-6	Caractéristiques I-V mesurées et simulées par les deux modèles $T_c=25^\circ\text{C}$ et $G = 636 \text{ W/m}^2$	125
Fig. 4-7	Caractéristiques I-V mesurées et simulées par les deux modèles $T_c=50.7^\circ\text{C}$ et $G = 636 \text{ W/m}^2$	125
Fig. 4-8	Caractéristiques I-V mesurée et simulées par les deux modèles $T_c=9.4^\circ\text{C}$ et $G = 997 \text{ W/m}^2$	126
Fig. 4-9	Caractéristiques V-P du module AP 7105 pour une température cellule égale à 35°C et différents rayonnements	126
Fig. 4-10	Caractéristiques V-P du module PV AP 7105 par le modèle à quatre paramètres ($T_c = 35^\circ\text{C}$ et différents rayonnements)	127
Fig. 4-11	Caractéristiques V-P du module PV AP 7105 par le modèle explicite ($T_c = 35^\circ\text{C}$ et différents rayonnements)	127
Fig. 4-12	Caractéristiques V-P du module AP 7105 pour une température cellule égale à 35°C et différents rayonnement	128
Fig. 4-13	Caractéristiques V-P du module PV AP 7105 par le modèle à quatre paramètres ($T_c = 45^\circ\text{C}$ et différents rayonnements)	128
Fig. 4-14	Caractéristiques V-P du module PV AP 7105 par le modèle explicite ($T_c = 45^\circ\text{C}$ et différents rayonnements)	129
Fig. 4-15	Caractéristiques V-V du module AP 7105 – $T_c = 55^\circ\text{C}$ et différents rayonnements	129
Fig. 4-16	Caractéristiques V-P du module PV AP 7105 par le modèle à quatre paramètres ($T_c = 55^\circ\text{C}$ et différents rayonnements)	130
Fig. 4-17	Caractéristiques V-P du module PV AP 7105 par le modèle explicite	

	($T_c = 55\text{ °C}$ et différents rayonnements)	130
Fig. 4-18	Variation de la température de la jonction en fonction de l'éclairement	132
Fig. 4-19	Influence du rayonnement et de la température sur la caractéristique I-V du module PV	134
Fig. 4-20	Caractéristique P-V du module PV AP 1206 – Astropower	135
Fig. 4-21	Filtrage de la tension par l'inductance de sortie	136
Fig. 4-22	Courbe typique de rendement d'un inverseur PWM	136
Fig. 4-23	Bilan des puissances d'un moteur asynchrone	138
Fig. 4-24	Tracé de la courbe d'interpolation Montana 5000	147
Fig. 4-25	Tracé du polynôme d'approximation Montana 5000	148
Fig. 4-26	Courbe d'interpolation et tracé du polynôme d'interpolation Montana 5000	149
Fig. 5-1	Configuration du système PV de pompage de l'eau	155
Fig. 5-2	Organigramme pour le calcul de la puissance maximale et le débit journalier produit par le système photovoltaïque	159
Fig. 5-3	Organigramme pour le calcul de la puissance et le débit produit par le système éolien	160
Fig. 5-4	Organigramme pour la détermination des couples N_{pv} et C_s pour une certaine LPSP	165
Fig. 5-5	Organigramme de la méthode suggérée « coût sur le cycle de vie » et « coût unitaire du mètre cube d'eau sur le cycle de vie »	170
Fig. 5-6	Indice des prix de détail du module PV	171
Fig. 5-7	Estimation des prix des modules polycristallins	171
Fig. 5-8	Estimation des prix de certains aérogénérateurs de différentes puissances existants dans le commerce	172
Fig. 5-9	Estimation du prix des groupes motopompes submersibles	172
Fig. 5-10	Estimation du prix des réservoirs en béton, plastic (bâche à eau) et en acier galvanisé.....	173
Fig. 6-1	Les besoins mensuels en eau	177
Fig. 6-2	Influence de la capacité de stockage sur la configuration du système – Angle d'inclinaison du générateur fixe – Site Adrar	179
Fig. 6-3	Influence de la capacité de stockage sur la configuration du système – Angle d'inclinaison du générateur fixe – Site Béchar	179
Fig. 6-4	Influence de la capacité de stockage sur la configuration du système – Angle d'inclinaison du générateur fixe – Site Ghardaïa	180
Fig. 6-5	Influence de la capacité de stockage sur la configuration du système – Angle d'inclinaison du générateur fixe – Site Tamanrasset	180
Fig. 6-6	Influence de la LPSP sur la configuration du système. Générateur fixe, Site Adrar	182
Fig. 6-7	Influence de la LPSP sur la configuration du système. Générateur fixe, Site Béchar	182
Fig. 6-8	Influence de la LPSP sur la configuration du système. Générateur fixe, Site Ghardaïa	183
Fig. 6-9	Influence de la LPSP sur la configuration du système. Générateur fixe, Site Tamanrasset	183
Fig. 6-10	Influence de la hauteur manométrique totale sur la configuration du système. Hmt = 15 m, générateur fixe – Adrar	184
Fig. 6-11	Influence de la hauteur manométrique totale sur la configuration du système. Hmt = 15 m, générateur fixe – Ghardaïa	185
Fig. 6-12	Quantité d'eau produite par le système PV – $C_s = 1$, générateur fixe –	

	Site Adrar	186
Fig. 6-13	Quantité d'eau produite par le système PV – Cs = 1, générateur fixe – Site Béchar	186
Fig. 6-14	Quantité d'eau produite par le système PV – Cs = 1, générateur fixe – Site Ghardaïa	188
Fig. 6-15	Quantité d'eau produite annuellement par le système PV – Générateur fixe – Tamanrasset	188
Fig. 6-16	Quantité d'eau produite par le système PV – Cs = 1, angle d'inclinaison du générateur variable 4 fois par an – Site Adrar	189
Fig. 6-17	Quantité d'eau produite par le système PV – Cs = 1, angle d'inclinaison du générateur variable 4 fois par an – Site Béchar	190
Fig. 6-18	Quantités d'eau produites par un aérogénérateur type « Fortis-Montana 5000 », hauteur du moyeu 12 et 18 m, site Adrar	191
Fig. 6-19	Quantités d'eau produites par un aérogénérateur type « Fortis-Montana 5000 », hauteur du moyeu 18 et 24 m, site Béchar	192
Fig. 6-20	Quantités d'eau produites par un aérogénérateur type « Fortis-Montana 5000 », hauteur du moyeu 18 et 24 m, site Ghardaïa	192
Fig. 6-21	Quantités d'eau produites par un aérogénérateur type « Fortis-Montana 5000 », hauteur du moyeu 18 et 24 m, site Tamanrasset	193
Fig. 6-22	Quantités d'eau produites par un aérogénérateur type « Fortis-Montana 5000 », hauteur du moyeu 18 et 24 m, site Béchar - Hmt=15m	193
Fig. 6-23	Coût du mètre cube d'eau produit sur le cycle de vie du système pour une LPSP = 0.01 – Sites Adrar et Ghardaïa	196
Fig. 6-24	Influence de la LPSP sur le coût du mètre cube produit pour des capacités de stockage Cs = 0.5 et 1, Site Adrar	197
Fig. 6-25	Quantité d'eau produite – Position du générateur : variable 4 positions, site Adrar	198
Fig. 6-26	Quantité d'eau produite par un aérogénérateur type Fortis-montana 5000. Hauteur du moyeu 18 m et 24 m	199
Fig. 6-27	Effet du taux d'escompte sur le coût du mètre cube d'eau produit sur le cycle de vie du système pour une LPSP = 0.01, Hmt = 45 m et Taux d'inflation = 5 %	200
Fig. 6-28	Effet du taux d'inflation sur le coût du mètre cube d'eau produit sur le cycle de vie du système – configuration optimale – Site Adrar.....	200
Fig. 6-29	Effet de la Hauteur Manométrique Total (Hmt) sur le coût du mètre cube d'eau produit sur le cycle de vie du système – Site Adrar	201
Fig. 6-30	Effet du taux d'utilisation sur le coût du mètre cube d'eau produit sur le cycle de vie du système – configuration optimale – Site Adrar	202

Liste des tableaux

		Page
Tab. 1.1	Prix du litre de carburant diesel	14
Tab. 1.2	Potentiel solaire en Algérie	22
Tab. 2.1	Paramètres de rugosité en fonction de l'environnement	73
Tab. 2.2	Besoins en eau	86
Tab. 3.1	Données géographiques des sites considérés	91
Tab. 3.2	Valeurs classiques de l'albédo	97
Tab. 4.1	Caractéristiques électriques du module AP 7105	123
Tab. 4.2	Résultats des coefficients statistiques des différents modèles	131
Tab. 4.3	Liste des aérogénérateurs sélectionnés pour la simulation	146
Tab. 4.4	Spécification techniques des deux aérogénérateurs	146
Tab. 5.1	Paramètres techniques	162
Tab. 6.1	Quantité d'eau produite annuellement par le système PV – GPV fixe – Adrar	185
Tab. 6.2	Quantité d'eau produite annuellement par le système PV – GPV fixe – Béchar	187
Tab. 6.3	Quantité d'eau produite annuellement par le système PV – GPV fixe – Ghardaïa	187
Tab. 6.4	Quantité d'eau produite annuellement par le système PV – GPV fixe – Tamanrasset	189
Tab. 6.5	Quantité d'eau produite annuellement par le système PV – GPV variable 4 fois par an – Adrar	190
Tab. 6.6	Quantité d'eau produite annuellement par le système PV – GPV variable 4 fois par an – Béchar	190
Tab. 6.7	Valeurs de base des paramètres d'entrée utilisées pour l'évaluation technico économique du système d'énergies renouvelables autonomes	195
Tab. 6.8	Coûts des équipements du système PV et éolien	195
Tab. 6.9	Coûts estimatifs du mètre cube produit par les deux systèmes PV et éolien – Site Adrar	203

Introduction générale

Problématique

La disponibilité de l'eau et la capacité d'y accéder sont les questions clés se posant à la communauté dans le monde en particulier dans les pays en développement. L'Algérie dont les régions sahariennes couvrent 80 % de sa superficie, est également concernée et souffre davantage de cet épineux problème.

Pourtant la fourniture fiable de l'eau potable propre est un besoin de base, plus d'un milliard d'habitants dans les régions rurales et sahariennes des pays en développement jouissent d'un accès non adéquat à l'eau potable pour la consommation. Une faible fourniture de l'eau potable conduit à une faible hygiène, des conditions sanitaires médiocres, les maladies portées par les eaux et dans les cas extrêmes, l'émigration de la population vers les villes déjà surchargées, créant ainsi un déséquilibre dans l'espace. Il a été estimé que 25 000 personnes meurent chaque année des maladies dues à l'eau [1].

Les besoins pour l'approvisionnement en eau domestique, l'irrigation des récoltes et l'abreuvement des animaux augmentent en fonction de la croissance de la population. En l'absence des eaux de surface, les eaux souterraines localisées dans les couches aquifères semblent être la seule alternative à ce dilemme, mais difficile pour le pompage manuel et animal.

La préservation des écosystèmes dans ces régions sahariennes ne peut être obtenue qu'avec la fixation de la population dans leurs régions par les moyens de l'amélioration et le développement de leur niveau de vie. Ce développement socio-économique de ces régions est très lié à deux facteurs principaux qui sont la présence de l'eau et la disponibilité de l'énergie [2].

Le pompage d'eau mécanisé devient la seule alternative fiable pour soulever l'eau à une certaine profondeur. Le diesel et l'essence ont été traditionnellement utilisés pour pomper l'eau dans ces régions. Leur fonctionnement nécessite un volume important de carburant lorsqu'il est disponible. Leur maintenance, entretien ainsi que leur réparation exigent des techniciens compétents, disponibles et disposant de pièces de rechange. Ce qui n'est pas toujours le cas, notamment dans les régions isolées. L'utilisation de ce type de système cause les rejets de gaz dans l'atmosphère accroissant le niveau de pollution et de nuisance pour l'environnement en plus de la pollution des eaux souterraines et au sol par le carburant et les lubrifiants.

Par contre, les énergies renouvelables, estimées non pas en terme de quantité, ni même en terme de stock, mais de flux énergétique largement supérieur au niveau actuel de consommation énergétique de l'humanité, peuvent constituer des énergies de substitution tout à fait réalistes de part leur faible impact sur l'environnement.

Parmi les différentes sources identifiables d'énergie renouvelable en Algérie, deux retiennent l'attention dans cette étude pour leur important potentiel dans les zones d'applications : il s'agit de l'énergie solaire et de l'énergie éolienne [3-8].

Les systèmes de pompage d'eau photovoltaïque et éolienne fiables émergent maintenant sur le marché et deviennent rapidement plus attrayants que les sources d'énergies

conventionnelles, sont particulièrement utiles dans les sites éloignés où une fourniture en combustible régulière est problématique.

Dans la recherche de solution à la maîtrise de l'énergie de pompage applicable aux pratiques hydro-agricoles dans les régions sahariennes, il nous paraît intéressant d'identifier la technologie la plus appropriée en tenant compte des spécificités de chaque région (Solaire ou éolien) et de connaître les bénéfices de la technique de pompage basée sur la fiabilité de deux sources renouvelables, à savoir l'énergie solaire photovoltaïque et l'énergie éolienne sous certaines conditions.

Objectifs

La plupart des régions en Algérie ont des climats appropriés au pompage d'eau par les énergies renouvelables, solaire et éolien. Une priorité doit être donnée à l'utilisation de ces ressources énergétiques notamment pour cette activité afin d'améliorer les conditions de vie de la population des régions rurales et sahariennes et freiner tant soit peu l'exode vers les centres urbains.

En l'absence des eaux de surface, les eaux souterraines constituent une source importante pour l'approvisionnement en eau potable et l'irrigation dans ces régions. En outre, la majorité de ces régions constituant le Sahara a une ressource importante en eau souterraine, à savoir la nappe albiennaise qui affleure à certains endroits [7], figure 1.

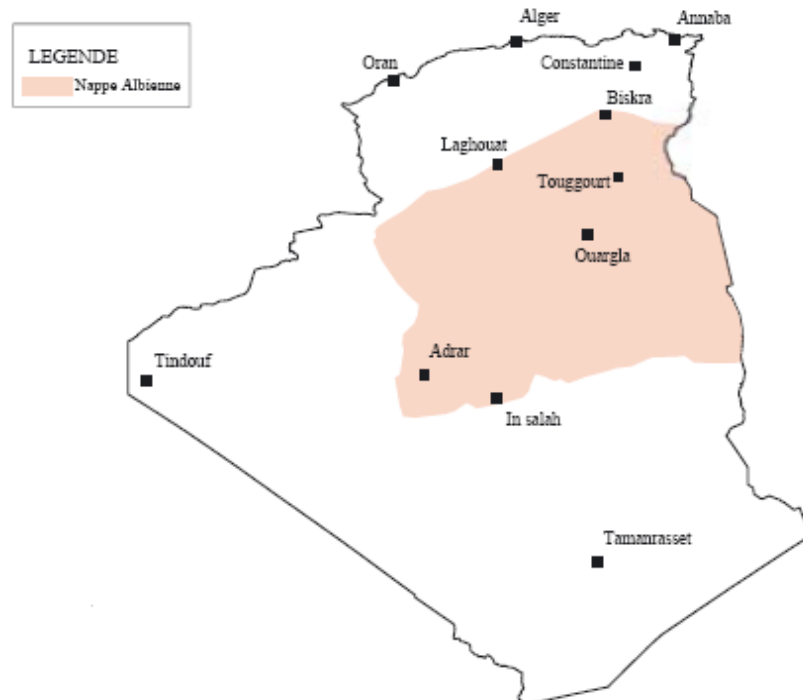


Fig. 1 : Extension du bassin aquifère de l'albien [9]

Les formations détritiques du continental intercalaire constituent un grand réservoir de 600 000 km² [9]. En Algérie, il est localisé dans la partie septentrionale du Sahara, et s'étend

jusqu'à la Tunisie et la Libye. Ce réservoir affleure au sud, il est semi libre à l'ouest et captif dans sa partie orientale [9-10].

En l'absence des moyens d'exhaure fiables, les énergies renouvelables constituent la solution la plus appropriée pour satisfaire les besoins énergétiques de la population.

Les performances des systèmes d'énergie renouvelables dépendent essentiellement des conditions météorologiques, du générateur PV ou de l'aérogénérateur, du système de conditionnement de puissance, du sous système de pompage (groupe motopompe) et de la partie stockage. Une évaluation approximative du rendement de système basé sur les valeurs moyennes des données d'entrée, peut avoir comme conséquence un système surdimensionné ou un système sous dimensionné. Dans le cas du surdimensionnement, le système ne peut pas fonctionner à pleine capacité, et les résultats affectent la durée de vie du système, qui va devenir plus courte, avec un coût plus élevé. Pour le cas d'un système sous dimensionné, ce dernier ne peut pas assurer assez de puissance pour l'utilisateur.

D'un autre côté au lieu de stocker le surplus d'énergie dans des batteries très coûteux, les systèmes de pompage stockent l'eau dans des réservoirs moins dispendieux, à utiliser lors du besoin.

Les systèmes de pompage photovoltaïque (PV) ont connu au cours de la dernière décennie un développement rapide, principalement en ce qui concerne les générateurs, le conditionnement de puissance et les groupes motopompes (GMP). Cependant, une moindre attention a été portée à l'aspect conception ou dimensionnement du réservoir d'eau et du système de distribution. Sachant que cet aspect représente très souvent plus de 30% du capital initial à investir et qu'on trouve encore des réservoirs sur dimensionnés ou, à l'inverse, qui débordent, chercher à optimiser la taille de ces derniers est devenu nécessaire.

Cet aspect crucial de la conception des systèmes de pompage est souvent basé sur le jugement de la personne en charge de la conception, ce qui fait que des ordres de grandeurs pour le volume du réservoir sont suggérés, pouvant varier de la moitié au double du débit quotidien du système.

Dans le cas d'un réservoir trop petit, il en résulte une insatisfaction des usagers lorsque des débordements de réservoir se produisent. Ce gaspillage fait subir à la population des privations en ce qui concerne la consommation personnelle et affecte la rentabilité de l'opération quand les excédents d'eau sont habituellement vendus ou destinés à l'irrigation. Lorsque le réservoir est surdimensionné, les utilisateurs ont alors à faire face à des coûts de construction trop élevés. L'optimisation de la taille du réservoir, permet ainsi de mieux évaluer les coûts et les risques de pénuries qui sont liés à l'exploitation du système de pompage.

Ce travail présente une étude relative à l'optimisation du dimensionnement de systèmes PV de pompage d'eau et du réservoir de stockage d'eau. Cette étude sera complétée par l'étude de faisabilité de système de pompage par aérogénérateurs et de pouvoir ainsi comparer la rentabilité des différents systèmes en fonction des caractéristiques des régions.

L'objectif principal repose, d'une part, sur le développement d'une nouvelle méthodologie pour l'optimisation de dimensionnement de ces types de systèmes et, d'autre part, pour

apporter une contribution à la recherche de solutions pour l'approvisionnement en eau des communautés rurales isolées. En effet, comme la fiabilité de ces systèmes dépend directement des données météorologiques de vent et de rayonnement solaire, il pourra constituer un moyen très économique pour ces régions désenclavées où l'intensité du vent (et/ou du rayonnement solaire) est relativement importante et où le réseau national d'électricité est limité seulement aux centres urbains en raison de la dispersion et de la faible densité des populations.

Les objectifs de cette étude peuvent être résumés en :

- L'estimation des ressources énergétiques solaires et éoliennes des régions faisant l'objet de cette étude et de ce fait, situer les régions favorables à l'exploitation de l'énergie solaire et/ou éolienne (toutes ces régions se trouvent dans le sud algérien, sud-ouest, sud, et sud-est),
- L'établissement des modèles énergétiques et économiques des différents éléments des systèmes de pompage,
- L'analyse comparative des coûts des systèmes sur leur durée de vie utile
- L'étude de sensibilité des différents paramètres affectant le dimensionnement et le coût des systèmes.

Méthodologie

La méthodologie d'exécution du projet peut se résumer comme suit :

- Estimation du potentiel des ressources énergétiques des régions ciblées,
- Modélisation des différents composants des systèmes (générateur PV, aérogénérateur, convertisseur, électropompe, etc.),
- Optimisation du dimensionnement du système photovoltaïque de pompage d'eau selon les deux critères de la fiabilité basée selon le concept de la probabilité de perte d'énergie (LPSP), le coût total actualisé et le coût du mètre cube d'eau produit sur la durée de vie du système.
- Comparaison technico économique entre les différents systèmes énergétiques et selon le site d'installation.

La méthodologie développée dans cette étude a été appliquée pour trouver le dimensionnement optimal des systèmes de pompage d'eau selon les caractéristiques des régions pour des besoins annuels supposés constants.

Structure de la thèse

Le travail réalisé dans cette thèse est organisé en six chapitres et présenté comme suit :

Dans le premier chapitre, après avoir présenté la problématique des systèmes d'énergies renouvelables, les objectifs à atteindre et la méthodologie suivie, le chapitre 1 donne un aperçu général sur la situation énergétique dans le monde et en Algérie. La première partie de ce chapitre est consacrée à la présentation du secteur de la production dans le monde et la part

des énergies renouvelables dans le bilan énergétique mondiale. Il présente également un comparatif sur la production d'électricité d'origine renouvelable entre les différents pays de l'Afrique du nord. Cette partie met également en valeur le coût des carburants pratiqués en Algérie, considéré comme étant un des principaux obstacles à la promotion des énergies renouvelables. La deuxième partie est relative à la situation énergétique en Algérie. Le potentiel des différentes sources d'énergies renouvelables est présenté. Les études effectuées pour chacune d'elle, les principaux travaux réalisés pour leur exploitation, le bilan des réalisations dans le domaine des énergies renouvelables et enfin, le programme de réalisation à court terme afin d'augmenter la contribution des énergies renouvelables dans le bilan énergétique nationale.

Le chapitre 2 donne un état de l'art exhaustif du pompage de l'eau par les énergies renouvelables. Les différents systèmes de pompage d'eau existants sont passés en revue dans la première partie de ce chapitre. La deuxième partie est consacrée exclusivement aux systèmes de pompage d'eau par les énergies renouvelables en l'occurrence ; les systèmes photovoltaïque, éolien et hybride (PV-éolien), ainsi qu'une analyse des facteurs qui ont un impact direct sur l'acceptation et l'utilisation à grande échelle des systèmes d'énergies renouvelables plus particulièrement photovoltaïque. Un état de l'art des systèmes d'énergies renouvelables pour le pompage d'eau est présenté, suivi d'un examen détaillé de la littérature relative à la performance, au dimensionnement et à l'optimisation des systèmes de pompage PV, éolien et hybride. Cette partie présente également les différentes considérations sur la conception des réservoirs d'eau, considérés partie intégrante pour la performance et la fiabilité du système ainsi qu'une analyse des besoins d'eau à satisfaire.

Une estimation du potentiel énergétique solaire et éolien est présentée dans le chapitre 3, considérée comme une étape primordiale du dimensionnement des systèmes d'énergies renouvelables. La première partie de ce chapitre est consacrée à l'estimation du potentiel solaire. A partir des données horaires du rayonnement global sur le plan horizontal, le rayonnement global horaire sur un plan incliné est estimé. Comme un ajustement saisonnier des angles du collecteur photovoltaïque peut avoir un apport énergétique supplémentaire (amélioration du potentiel énergétique), une estimation du rayonnement global horaire pour les différents angles d'inclinaison est effectuée en utilisant deux variations puis quatre variations de l'angle d'inclinaison du générateur PV par rapport à l'horizontal. La deuxième partie est consacrée à l'estimation du potentiel éolien. Après une analyse des données de la vitesse du vent des sites d'intérêt, une étude de la distribution de la vitesse du vent est réalisée. Pour identifier les sites favorables à l'implantation des systèmes d'énergie éolienne, la densité de puissance éolienne, considérée comme un bon indicateur du potentiel éolien disponible, est estimée pour ces différents sites. L'effet de la hauteur du moyeu sur la densité de puissance éolienne est également étudié.

La modélisation des deux systèmes d'énergies renouvelables (PV et éolien) est présentée dans le chapitre 4. Son objectif principal est d'établir des modèles mathématiques pour les différents constituants des deux systèmes pour la simulation de leur fonctionnement dans les conditions réelles de sites. La première partie est relative aux systèmes photovoltaïques. Après un bref état de l'art sur les modèles existants, le mode de fonctionnement et les

caractéristiques du module PV sont décrits succinctement. Deux modèles décrivant la caractéristique I-V et un modèle pour estimer la puissance en sortie des modules PV sont utilisés puis évalués. Cette évaluation est effectuée en utilisant un programme de calcul sous Matlab, pour déterminer la puissance de sortie pour chaque couple ; rayonnement sur le plan du générateur PV et la température ambiante. Cette évaluation est suivie par la présentation du modèle thermique. Cette partie se conclue par la présentation de la modélisation de l'inverseur et du groupe motopompe. Dans la deuxième partie, l'aérogénérateur est présenté par les différents modèles décrivant la puissance produite en fonction de la vitesse du vent. Ainsi que la modélisation de la puissance produite par certains aérogénérateurs disponibles sur le marché en adéquation avec les besoins.

L'utilisation des énergies renouvelables (solaire et/ou éolien) comme source d'énergie pour le pompage de l'eau est l'un des secteurs les plus prometteurs dans leurs applications. Mais en raison du comportement stochastique de ces sources d'énergie, le dimensionnement optimal du système de conversion d'énergie avec le stockage joue un rôle important. Dans ce contexte, le chapitre 5 présente une méthodologie pour le dimensionnement optimal des systèmes photovoltaïques de pompage de l'eau avec le stockage hydraulique. Cette approche est décrite par le modèle de la fiabilité basé sur le concept de la probabilité de perte d'énergie (LPSP – Loss of Power Supply Probability) et le modèle économique basé sur le coût du mètre cube produit par le système (LCE - Levelized Cost of Energy ou LCCM – Levelized Cost of Cubic Meter). La configuration optimale du système (nombre de modules PV constituant le générateur PV et la capacité de stockage) doit impérativement obéir à ces deux restrictions à savoir ; la fiabilité désirée et le coût minimal.

L'ensemble des résultats de la simulation sont présentés et discutés dans le chapitre 6. Ces résultats découlent de la méthodologie proposée pour l'optimisation d'un système de pompage d'eau. Ils montrent la corrélation existante entre la configuration et la fiabilité du système pour satisfaire la charge et, le coût du mètre cube d'eau produit par le système. La configuration optimale du système est donc obtenue selon le concept de la fiabilité et du coût minimal. Une étude de sensibilité du système à certains paramètres techniques et économiques est aussi présentée.

Chapitre 1

Situation énergétique dans le monde et en Algérie

1.1 Introduction

La situation énergétique mondiale reste encore fortement dominée par les trois grandes énergies fossiles : pétrole, charbon et gaz naturel. Par contraste, le nucléaire et les énergies renouvelables – hydraulique, électricité éolienne, solaire, biomasse – participent de manière encore très restreinte à la consommation (18 %) [11]. En effet, les énergies de flux restent très chères par rapport aux énergies de stock sans compter que ces dernières sont les enjeux d'intérêts très puissants, que ce soit au plan politique, économique ou financier. L'inertie structurelle du système énergétique mondial et l'inertie comportementale des consommateurs laissent prévoir que les énergies fossiles conserveront cette position prévalente dans les années à venir. Les différents scénarios que les experts formulent coïncident pour affirmer que le pétrole continuera à s'imposer bien que le gaz naturel connaîtra la croissance la plus forte, vu qu'il émet moins de gaz à effet de serre.

Synonyme de développement économique, la consommation d'énergie augmente considérablement à cause de l'industrialisation massive. Les prévisions des besoins en énergie pour les années à venir ne font que confirmer, voire amplifier cette tendance, notamment compte tenu de l'évolution démographique et du développement de certaines zones géographiques. D'autant plus, que la Chine et l'Inde apparaissent comme nouveaux et grands consommateurs d'énergie, au vu de leur développement industriel et économique.

1.2 Production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde

Les gisements des ressources énergétiques conventionnelles, d'origines principalement fossiles, ne peuvent être exploités indéfiniment, voire quelques décennies, ce qui laisse présager d'une situation de pénurie énergétique au niveau mondiale de façon imminente.

Pour subvenir aux besoins en énergie de la société actuelle, il est nécessaire de trouver des solutions adaptées et de les diversifier. Actuellement, il y a principalement deux façons possibles d'agir [12]. La première est de diminuer la consommation des récepteurs d'énergie et d'augmenter la productivité des centrales énergétiques en améliorant leur efficacité. Une deuxième méthode consiste à trouver et à développer de nouvelles sources d'énergie telles que les énergies renouvelables.

A l'échelle mondiale, principalement aux Etats Unis d'Amérique et en Europe, la production d'électricité d'origine renouvelable a atteint 3 604.4 TWh en 2007, soit 18.2 % de la production totale [11]. Cette part reste néanmoins supérieure à la production d'électricité d'origine nucléaire (13.8 % en 2007) mais largement inférieure à l'électricité produite à partir des combustibles fossiles 67.8 % [11]. Les 0.2 % restants sont apportés par la combustion des déchets qualifiés de non renouvelables [11].

L'électricité renouvelable provient de six sources distinctes [11]. L'hydroélectricité est la principale d'entre elles avec 87.3 % du total renouvelable. La biomasse qui rassemble la biomasse solide, la biomasse liquide, le biogaz et les déchets ménagers renouvelables est la seconde source avec 6 %. Suivent l'éolien (4.7 %), la géothermie (1.7 %), le solaire qui

rassemble les centrales thermiques et les centrales photovoltaïques (0.2 %), et les énergies marines (0.02 %) [11]. Les figures 1-1, 1-2, 1-3 et 1-4 montrent respectivement la structure de la production d'électricité en 2007, la structure de la production électrique d'origine renouvelable en 2007, la production d'électricité mondiale et la part des énergies renouvelables de 1997 à 2007, le taux de croissance annuel moyen (1997/2007) et le taux de croissance (2006/2007) des sources d'énergies renouvelables.

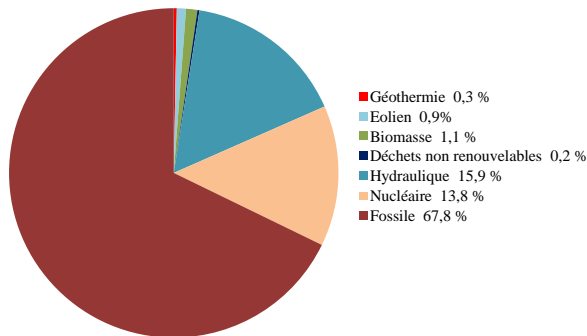


Fig. 1-1 : Structure de la production d'électricité – 2007[11]

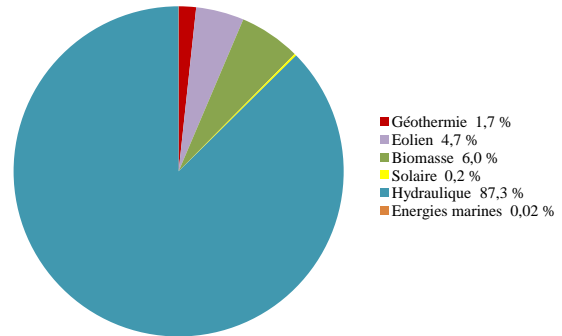


Fig. 1-2 : Structure de la production électrique d'origine renouvelable – 2007[11]

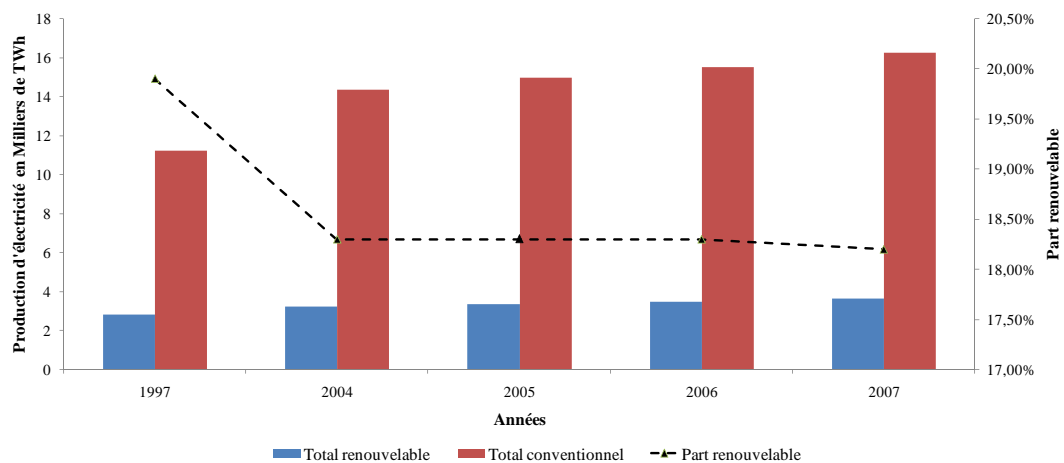


Fig. 1-3 : Production d'électricité mondiale et la part des énergies renouvelables [11]

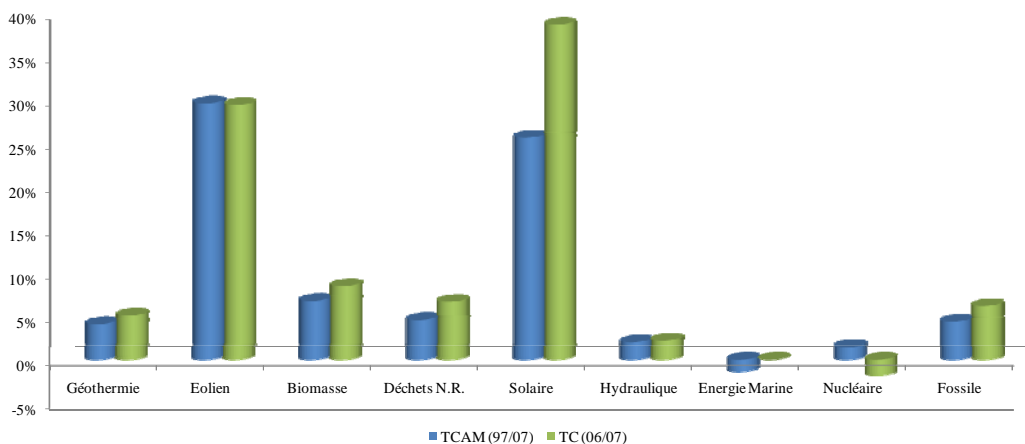


Fig. 1-4: Taux de croissance annuel moyen (1997/2007) et taux de croissance (2006/2007)[11]

1.3 Production d'électricité d'origine renouvelable dans l'Afrique du nord [11]

L'Afrique du nord, en l'absence de filière nucléaire et d'un important potentiel hydraulique, recourt essentiellement aux combustibles fossiles pour produire son électricité (92,8 % du total en 2007). L'hydroélectricité, 6,5 % de l'électricité régionale, provient principalement d'Égypte et du Maroc.

Ces deux pays sont également impliqués dans le développement d'une filière éolienne (0,7 % du total régional en 2007). La filière solaire photovoltaïque recensée (17 GWh) est celle du Maroc développée dans le cadre de l'électrification rurale décentralisée. Les figures 1-5, 1-6 et 1-7 montrent respectivement la structure de la production d'électricité en Afrique du nord en 2007, la structure de la production électrique d'origine renouvelable en Afrique du nord en 2007 et la production de l'électricité en TWh de certains pays d'Afrique du nord en comparaison avec l'Espagne. La figure 1-7 montre clairement que parmi les pays d'Afrique du nord, l'Algérie présente la plus faible part des énergies renouvelables malgré tous les atouts qu'elle possède (naturels, techniques, etc.). Cela est principalement dû au bas prix des énergies conventionnelles et à l'absence des mesures d'encouragement pour l'utilisation des énergies renouvelables (en particulier solaire et éolienne).

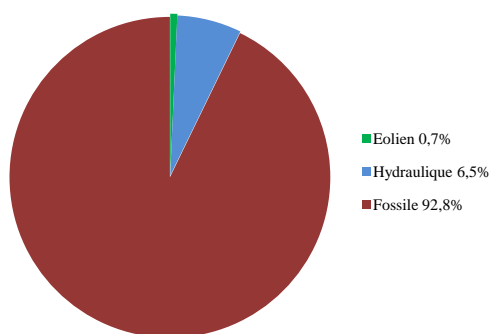


Fig. 1-5 : Structure de la production d'électricité en Afrique du nord – 2007 [11]

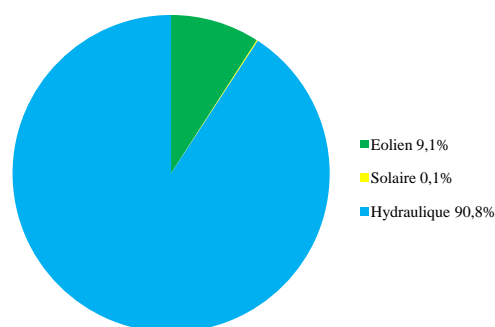


Fig. 1-6 : structure de la production électrique d'origine renouvelable en Afrique du nord – 2007 [11]

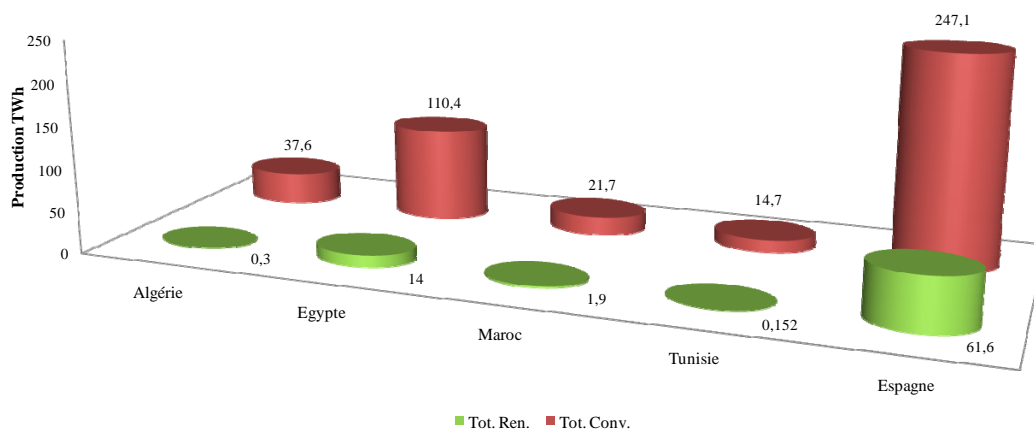


Fig. 1-7 : Production d'électricité en TWh – 2007 [11]

Le tableau 1.1 montre les prix du carburant diesel, dans certains pays dont l'Algérie (en euro). Ce tableau montre clairement que le coût du carburant en Algérie est l'un des plus faibles dans le monde, ne donnant guère l'opportunité à une utilisation à grande échelle des sources d'énergies renouvelables.

Tableau 1.1 : Prix du litre de carburant diesel.

Pays	Litre (en euro)
Afghanistan	0.35
Algérie	0.13
Angola	0.30
Egypte	0.19
Ethiopie	0.77
Belgique	1.06
France	1.10
Ghana	0.77
Italie	1.25
Jordanie	0.70
Libye	0.08
Portugal	1.13
Arabie Saoudite	0.06
Sénégal	1.02
Espagne	1.03
Soudan	0.35
Tunisie	0.49
Maroc	0.66

1.4 Situation énergétique en Algérie

Au vue des importantes réserves pétrolière et gazière, la production d'électricité en Algérie se fait essentiellement à partir des combustibles fossiles. Bien que le gisement de ce type de combustibles soit très large, il est néanmoins limité. De plus, leur renouvellement n'est pas observable à l'échelle temporelle de l'homme. Enfin l'impact environnemental de ces modes de production d'électricité est notable, comme la production de gaz à effet de serre.

A l'instar des autres pays du monde, l'Algérie commence à prendre conscience de l'effet de la consommation de ces sources d'énergies sur l'environnement. La substitution des sources d'énergies conventionnelles par d'autres sources telles que les énergies renouvelables est devenue envisageable du moins sous certaines conditions et leur promotion constitue un des grands axes de la politique énergétique et environnementale du pays.

1.4.1 Gisement pétrolier et gazier [13]

L'Algérie contiendrait 12.3 milliards de barils environ de réserves de pétrole estimées avant janvier 2007, ce qui en fait le troisième plus grand en Afrique (derrière la Libye et le Nigéria). Les réserves estimées de l'Algérie sont principalement situées dans la moitié orientale du pays. Le bassin de Hassi Messaoud (Ouargla) contient 70 % de toutes les réserves

du pays, alors que des réserves additionnelles sont situées en bassin de Berkine (340 km au sud-est de Hassi Messaoud). Bien que l'Algérie ait produit le pétrole depuis 1956, les analystes industriels considèrent le pays sous exploré, avec de grands potentiels de découvertes d'hydrocarbures.

Pour ce qui est du gaz naturel, l'Algérie possède des réserves estimées à 161.7 Trillions pieds cubes (Tcf) (4592 km³), ce qui en fait le huitième plus grand au monde. Le plus grand gisement de gaz de l'Algérie est celui de Hassi R'mel (Ouargla), découvert en 1956 et contenant des réserves estimées à 85 Tcf (2414 km³), contribuant ainsi à 25 % de la production de gaz sec naturel en Algérie. Le reste des réserves situé au sud-est du pays à côté des champs pétroliers. Le site de Rhourde Nouss (Ouargla) en est un exemple concret avec des réserves de 13 Tcf (369 km³), en plus des sites : Fouye Tabankort (Illizi) (5.1 Tcf) (145 km³), alrar (Illizi) (4.7 Tcf) (133.5 km³). D'autres sites avec moins de réserves ou récemment découverts se trouvent dans les régions de Ain Salah (Tamanrasset) et Adrar.

Au vu de ces réserves importantes en énergie fossile, et les prix actuels affichés à la consommation (voir tableau 1.1), les énergies renouvelables auront du mal à s'imposer dans un paysage énergétique favorisant l'utilisation des énergies conventionnelles, pourtant possédant tous les atouts pour émerger.

La situation géographique de l'Algérie, les moyens de production d'électricité à grande échelle, le potentiel des différentes sources d'énergie renouvelable, le bilan des réalisations ainsi que le programme à court terme, seront développés dans les prochaines sections de ce chapitre.

1.4.2 Topographie et potentiel énergétique de l'Algérie

1.4.2.1 Géographie et démographie

Située au centre de l'Afrique du nord entre 35 – 38° de latitude nord et 8 – 12° de longitude est, deuxième pays d'Afrique de part sa superficie (2 381 741 km²), l'Algérie est bordée au nord par la mer méditerranée ; à l'est par la Tunisie et la Libye ; au sud par le Niger et le Mali ; au sud-ouest par la Mauritanie et le Sahara Occidental et, à l'Ouest par le Maroc (figure 1-8).

L'Algérie compte une population de 35.6 millions d'habitants en 2010 [15]. En raison du climat, de la topographie du pays et des structures socio économiques la majorité de la population est concentrée dans les régions du nord, causant une très faible densité de la population dans les régions du sud.

La figure 1-9 donne un aperçu de la densité de la population dans certaines régions sahariennes.



Fig. 1-8 : Carte géographique de l'Algérie [14]

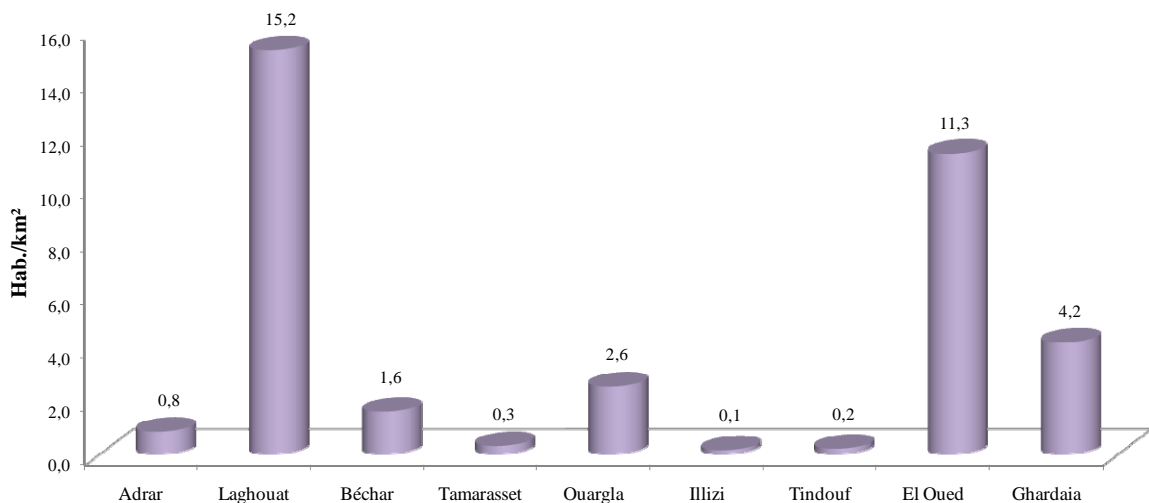


Fig. 1-9 : Densité de la population de certaines régions sahariennes [15]

1.4.2.2 Topographie

L'Algérie se compose de quatre principaux ensembles de reliefs, d'étendue très inégale, qui se succèdent du nord au sud :

- Au nord, le long de la côte méditerranéenne, s'étend l'étroite plaine du Tell algérien. Cette plaine discontinue et de largeur variable (80 km à 190 km) ainsi que les vallées attenantes, abritent la grande majorité de la population et des terres agricoles du pays.

- Limitant la plaine côtière au sud, on observe un vaste ensemble de plus hauts reliefs : deux importantes chaînes de montagnes orientées est-ouest (l'Atlas tellien au nord, l'Atlas saharien et le massif des Aurès au sud) encadrent une région de hauts-plateaux désertiques, dont le profil en cuvette explique la présence de nombreux lacs salés (chotts) collectant les eaux de surface.
- Au sud de l'Atlas saharien s'étend l'immense désert du Sahara qui représente plus de 80 % de la superficie de l'Algérie. Le Sahara se compose pour une grande part de plateaux rocheux et de plaines caillouteuses. Deux vastes régions de sable (le Grand Erg occidental et le Grand Erg oriental) constituent les principaux ensembles de reliefs dunaires du désert saharien.
- Au sud du Sahara s'étend le massif du Hoggar qui est une succession de hauts-plateaux désertiques

1.4.2.3 Climat

La région du Tell, au nord, est caractérisée par un climat méditerranéen, avec des étés chauds et secs et des hivers doux et pluvieux. Il s'agit de la zone la plus humide d'Algérie, avec des précipitations annuelles variant entre 400 et 1000 mm d'eau. Les températures moyennes estivales et hivernales sont respectivement de 25 °C et de 11 °C. En été, le sirocco, un vent sec et très chaud "chehili" souffle depuis le Sahara en direction du nord. Plus on descend vers le sud, plus le climat devient sec : les précipitations annuelles dans les hauts plateaux et l'Atlas saharien ne dépassent pas 200 à 400 mm. La Sahara est une région ventée et très aride, où les amplitudes thermiques sont souvent considérables : ces variations de températures, extrêmement élevées le jour et très basses la nuit s'expliquent par l'absence totale d'une humidité capable d'en atténuer les contrastes. La hauteur des pluies est inférieure à 130 mm dans l'ensemble du désert algérien. Les potentiels solaire et éolien de certaines régions sahariennes seront développés en détails dans les prochaines sections et dans le chapitre III du présent document. Les figures 1-10 et 1-11 donnent un aperçu de la température annuelle moyenne et des précipitations annuelles moyennes de l'Algérie [16].

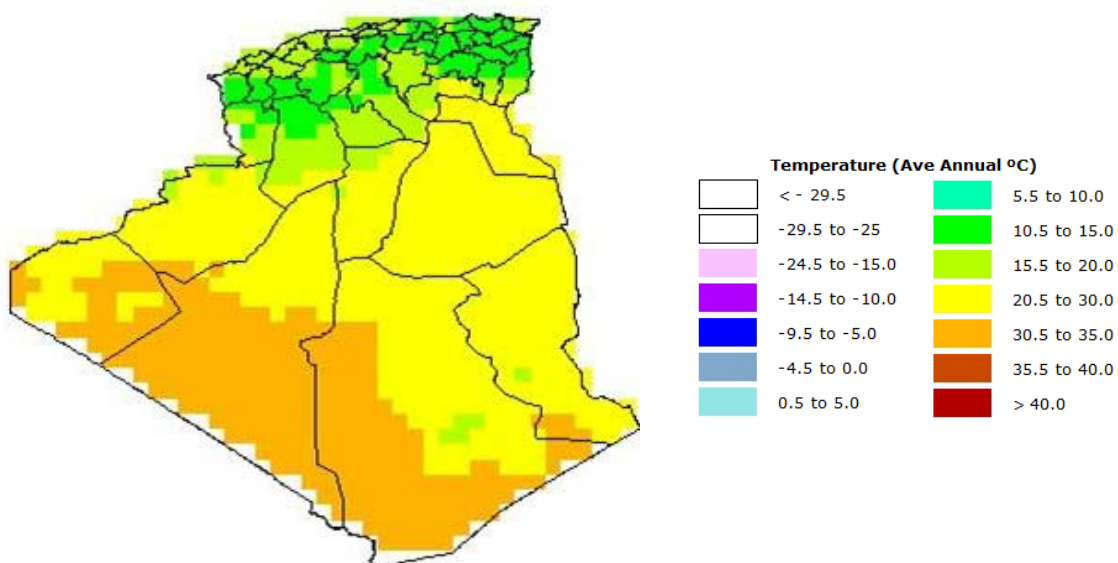


Fig. 1-10 : Température moyenne annuelle- Algérie [16]

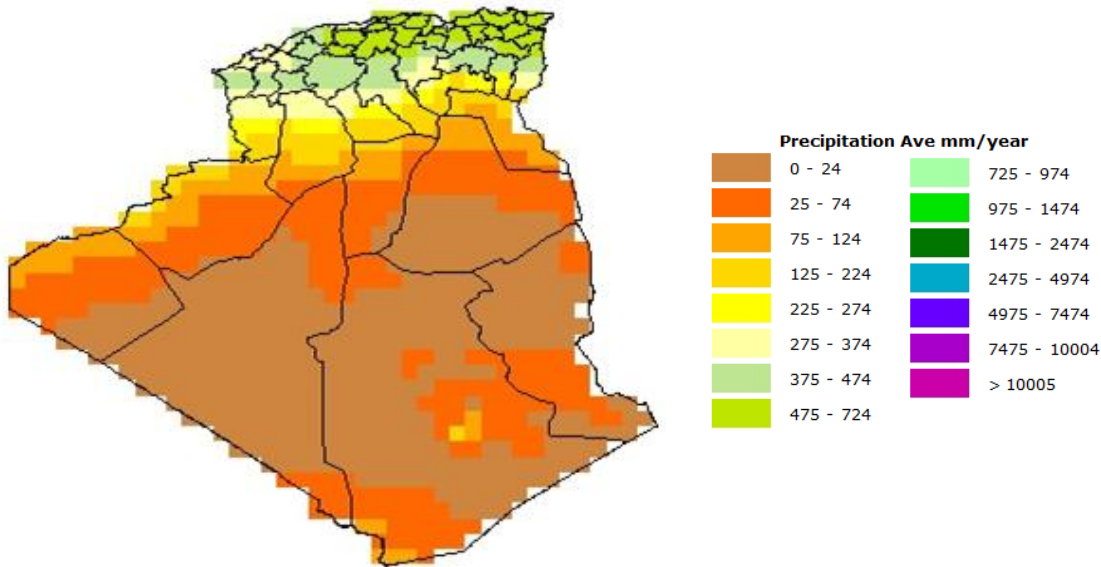


Fig. 1-11 : Précipitation moyenne annuelle – Algérie [16]

1.4.3 Production d'électricité

L'essentiel de la consommation d'énergie électrique ainsi que les plus grands centres de production électrique de type thermique vapeur se concentrent dans la partie nord du pays, où est localisée la majeure partie de la population et de l'activité économique. L'alimentation par des turbines à gaz concerne quant à elle les régions de l'intérieur et les grands sites pétroliers et gaziers du sud. Néanmoins, pour une meilleure sécurité d'exploitation, ces réseaux sont interconnectés depuis 1988 au réseau de transport électrique national.

1.4.3.1 Consommation d'électricité

La croissance de la consommation de l'électricité en Algérie a atteint son niveau le plus élevé dans les années soixante-dix, avec un taux de croissance annuel moyen de 13 % enregistré de 1970 à 1980 [17]. Durant la dernière décennie, cette croissance a été pratiquement stable autour d'un taux annuel moyen de 5.6 % [17]. L'historique de la consommation d'électricité de 1963 à 2007.

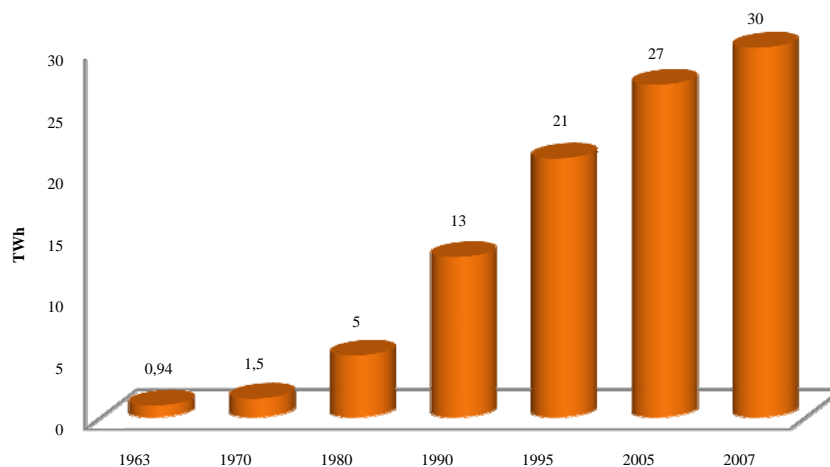


Fig. 1-12 : Historique de la consommation d'électricité 1963-2007 [17]

Le secteur des hydrocarbures est le plus gros consommateur d'électricité avec une part de 47 % de la consommation haute tension, suivi par le secteur des matériaux de construction (24 %) et le secteur des industries sidérurgiques, métallurgiques, mécaniques et électriques (21 %) [17]

1.4.3.2 Moyens de production

La puissance totale installée sur le réseau interconnecté national existante à fin 2007 était de 6 876 MW, dont 2 435 MW en turbines à vapeur (TV), 3 386 MW en turbines à gaz (TG), 825 MW en cycle combiné (CC) et 230 MW en hydraulique (TH) [17]. La répartition par filière est donnée sur la figure 1-13.

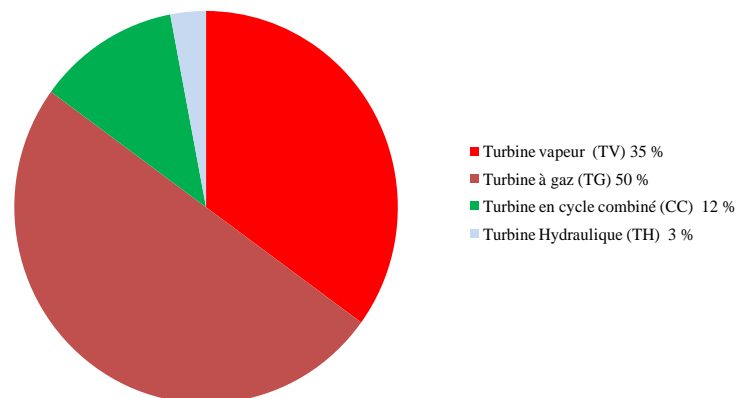


Fig. 1-13: Structure du parc de production – 2007 [17]

Le développement des moyens de production proposés a été déterminé sur la base d'une stratégie privilégiant l'utilisation du gaz naturel comme combustible principal, en cohérence avec les orientations de la politique énergétique nationale qui prévoit l'introduction des énergies solaire et éolienne, de la cogénération et du nucléaire.

1.4.3.3 Moyens de production autonome du sud

La capacité de production d'électricité installée au 31 décembre 2007 est de 440 MW, dont 253 MW en turbines à gaz et 187 MW en diesel [17].

Le parc de production d'électricité des réseaux isolés du sud est exclusivement diesel, hormis les pôles d'Adrar, Illizi, et In Salah, en raison du passage de gazoduc dans la région ; la production totale en 2007 est de 659 GWh [17].

Pour faire face à l'accroissement de la demande, le parc de production des réseaux isolés du sud à installer sur la période 2008-2013 totalise une puissance de 374 MW [17]:

- 235 MW en turbines à gaz
- 139 MW en diesel

1.4.4 Energies renouvelables

La politique de développement durable mise en place par l'Algérie (voir loi et décrets en annexe), à encourager et à améliorer, permettra une meilleure exploitation du vaste potentiel que représentent les ressources renouvelables. L'indépendance énergétique, couplée à la diminution des émissions de gaz à effet de serre et la volonté de diversifier des ressources seront les moteurs d'un développement industriel très conséquent et un marché potentiel, permettant d'initier des filières nouvelles tout en soutenant des technologies plus matures. Les perspectives économiques du domaine des énergies renouvelables sont en outre confortées par le contexte d'appauvrissement des énergies fossiles (préservées pour l'exportation).

Les énergies renouvelables représentent une alternative écologique aux combustibles fossiles et au nucléaire, elles ont toutes l'immense avantage d'être d'origines naturelles, inépuisables, non polluantes et très adaptées à la production décentralisée. Les énergies solaire, éolienne, hydraulique, géothermique et de biomasse en sont les formes les plus courantes.

1.4.4.1 Potentiel en énergies renouvelables de l'Algérie

Les principales sources existantes en Algérie se résument comme suit : biomasse, hydraulique, géothermie, éolienne et solaire. Au vu des potentiels énergétiques solaires, éoliens et géothermiques existants dans les régions, ces dernières sont généralement favorables à l'implantation des systèmes énergétiques basés sur les énergies renouvelables [3-10]. Le potentiel des différentes sources existantes en Algérie, les études effectuées pour chacune d'elle, les principaux travaux réalisés pour leur exploitation, ainsi que les principales études et réalisations futures seront développés dans les prochaines sections.

1.4.4.1.1 Potentiel de biomasse

- Potentiel de la forêt

L'Algérie se subdivise en deux parties [18]: les régions selvatiques qui occupent 25 000 000 hectares environ, soit un peu plus de 10 % de la superficie totale du pays et les régions sahariennes arides couvrant presque 90 % du territoire.

Dans la partie nord du pays, soit 2 500 10³ hectares, la forêt couvre 1 800 10³ hectares et les formations forestières dégradées en maquis 1 900 10³ hectares [18].

Le pin maritime et l'eucalyptus, sont des plantes intéressantes pour l'usage énergétique, n'occupe que 5 % de la forêt algérienne [18].

En terme énergétique, le potentiel actuel (forêt) est évalué à environ 37 millions de Tep. Le potentiel récupérable est de l'ordre de 3.7 millions de Tep. Le taux de récupération actuel est de l'ordre de 10 % [19].

- Déjections animales

La valorisation des déchets organiques et principalement des déjections animales pour la production du biogaz pourrait être considérée comme une solution économique, décentralisée et écologique avec une autonomie énergétique qui permettra un développement durable des zones rurales.

Les déchets urbains et agricoles d'une quantité de 5 millions de tonnes, qui représentent un potentiel énergétique non négligeable, ne sont pas recyclés. Ce potentiel représente un gisement de l'ordre de 1.33 millions de Tep/an [19].

1.4.4.1.2 Potentiel hydraulique

Les quantités globales tombant sur le territoire algérien sont importantes et estimées à 65 milliards de m³, mais finalement profitent peu au pays : nombre réduit de jours de précipitation, concentration sur des espaces limités, forte évaporation, évacuation rapide vers la mer [18].

Schématiquement, les ressources de surface décroissent du nord au sud et d'est en ouest. On évalue actuellement les ressources utiles et renouvelables à environ 25 milliards de m³, dont environ 2/3 pour les ressources en surface [18].

En 2009, le nombre de barrages constituant le parc des ouvrages hydrauliques était de 72, et dont la capacité de mobilisation est estimée à 7.2 milliards de mètres cube [20].

1.4.4.1.3 Potentiel géothermique

Les calcaires jurassiques du nord algérien qui constituent d'importants réservoirs géothermiques, donnent naissance à plus de 200 sources thermales localisées principalement dans les régions du nord-est et nord-ouest du pays [18].

Ces sources se trouvent à des températures souvent supérieures à 40 °C, la plus chaude étant celle de Hammam Meskhoutine (96 °C)

Ces émergences naturelles qui sont généralement les fuites de réservoirs existants, débitent à elles seules plus de 2 m³/s d'eau chaude. Ceci ne représente qu'une infime partie des possibilités de production des réservoirs.

Plus au sud, la formation du continental intercalaire, constitue un vaste réservoir géothermique qui s'étend sur plusieurs milliers de km². Ce réservoir, appelé communément « nappe albienne » est exploitée à travers des forages à plus de 4 m³/s. L'eau de cette nappe se trouve à une température moyenne de 57 °C.

Si nous associons le débit d'exploitation de la nappe albienne au débit total des sources thermales, cela représenterait, en termes de puissance, plus de 700 MW.

1.4.4.1.4 Potentiel éolien

Dû à la topographie très diversifiée du pays, la ressource éolienne en Algérie varie d'un endroit à un autre. Ainsi, au nord du pays, le potentiel éolien se caractérise par une vitesse moyenne des vents modérés (1 à 4 m/s) avec des microclimats autour d'Oran, Annaba, sur les hauts plateaux et à Biskra. Au sud, la vitesse moyenne des vents dépasse les 4 m/s, plus particulièrement au sud-ouest, avec des vitesses qui dépassent la valeur de 6 m/s dans la région d'Adrar.

Plusieurs études établies, ont montré que ce potentiel énergétique convient parfaitement à l'implantation des systèmes de pompage de l'eau (éolienne mécanique –multi pales ou aérogénérateur de faible puissance), particulièrement sur les hauts plateaux et la région du sud-ouest [4-7]. Toutefois, toute installation doit être précédée par une étude de faisabilité qui

déterminerait leur rentabilité sur un site donné par rapport à d'autre source d'énergie renouvelable, plus particulièrement solaire. La figure 1-14 présente la carte des vents de l'Algérie estimée à 10 m au-dessus du sol.

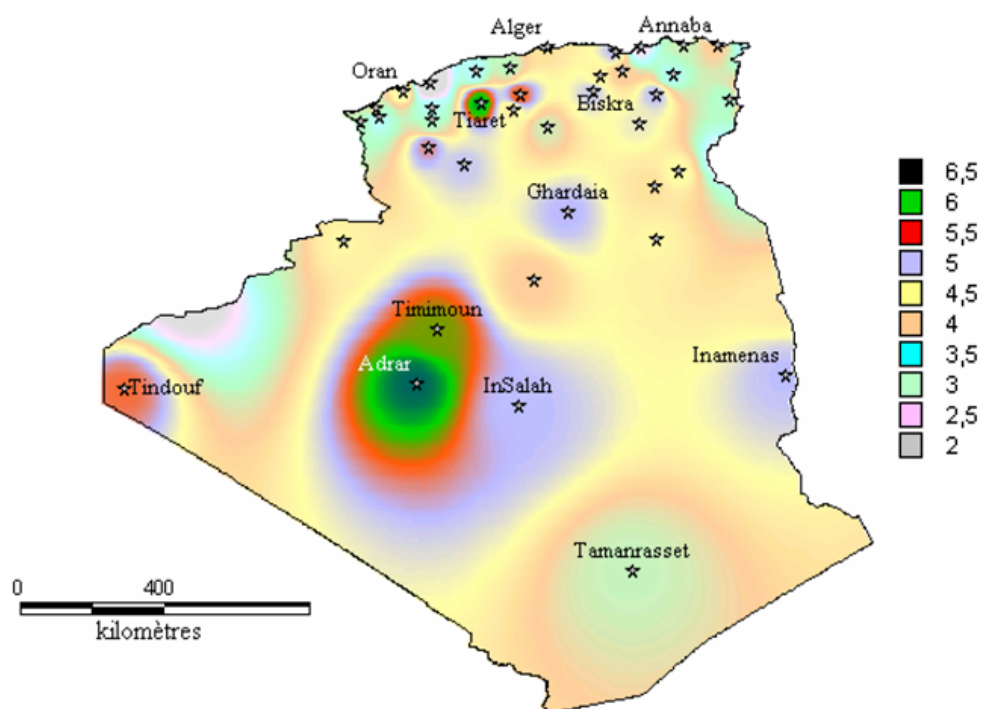


Fig. 1-14 : Atlas de la vitesse moyenne du vent de l'Algérie estimée à 10 m du sol [21]

1.4.4.1.5 Potentiel solaire

Par sa situation privilégiée, l'Algérie possède le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen et dispose d'un des gisements solaires les plus élevés au monde avec 169 440 TWh (évaluation effectuée en 2006 par l'Agence Spatiale Allemande DLR) [19].

Le temps d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national excède 2 000 h annuellement et peut atteindre 3 900 h (Sahara). L'énergie quotidiennement obtenue sur une surface horizontale de 1 m² est de 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, ou environ 1 700 kWh/m²/an pour le nord et de 2 650 kWh/m²/an pour le sud du pays [19] (voir le tableau 1-2).

Tableau 1.2 : Potentiel solaire en Algérie
(source : MEM Ministère de l'Énergie et des Mines)

Région	Côtes	Hauts plateaux	Sahara
Surface (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (heures/an)	2 650	3 000	3 500
Énergie moyenne reçue (kWh/(m ² .année))	1 700	1 900	2 650

Les figures 1-15 et 1-16 montrent l'irradiation globale journalière sur un plan horizontal aux mois de décembre et juillet respectivement.

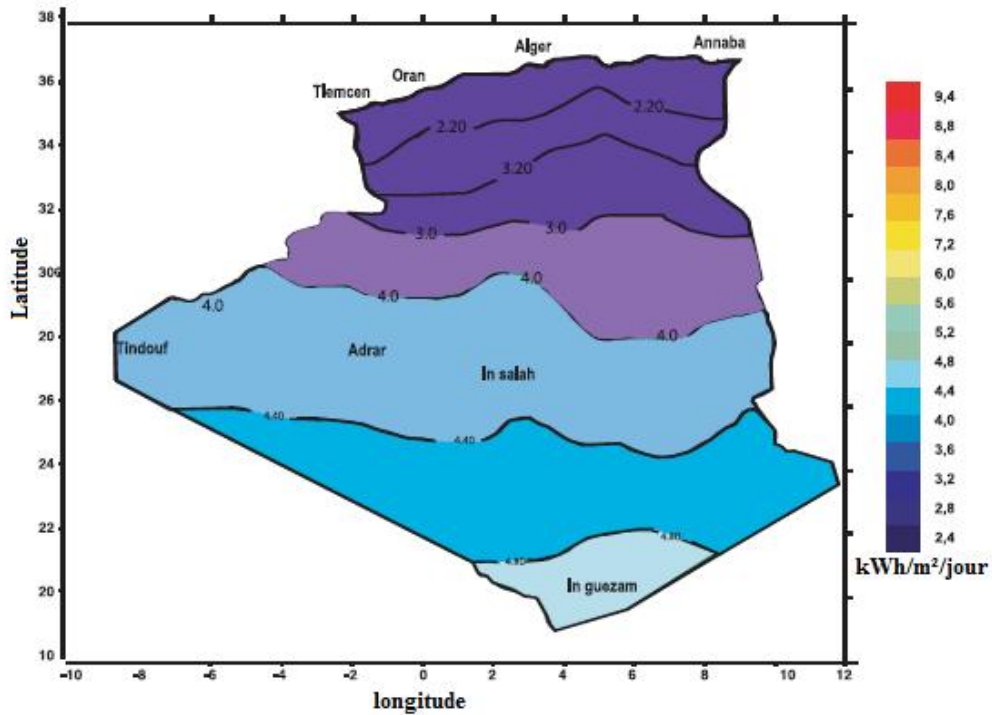


Fig. 1-15 : Irradiation globale journalière moyenne reçue sur un plan horizontal au mois de Décembre [19]

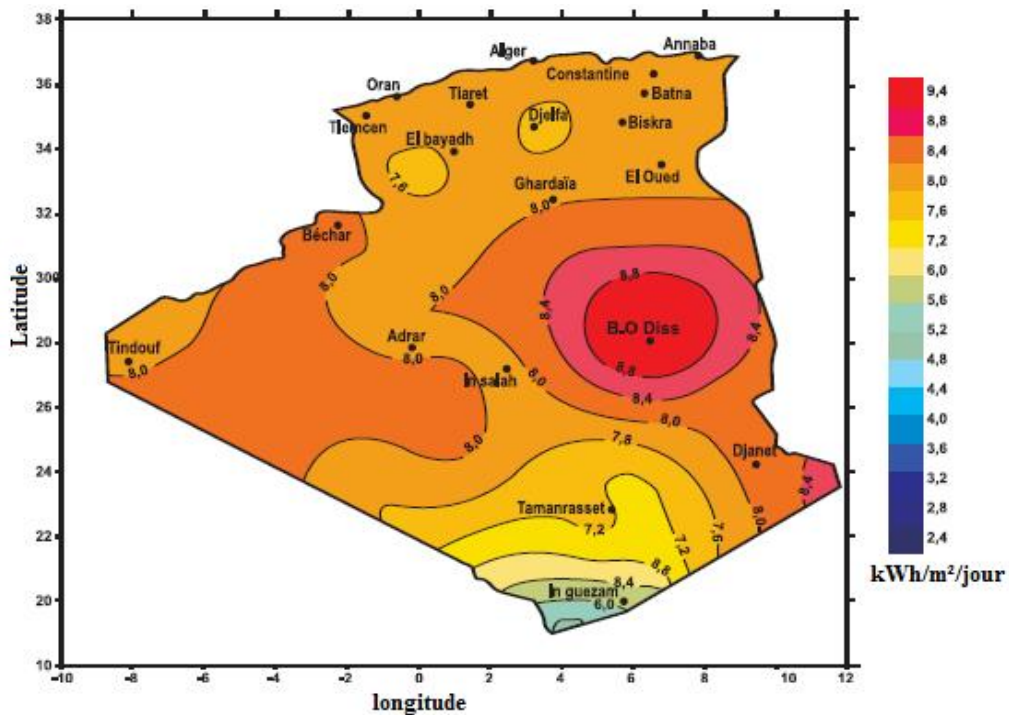


Fig. 1-16 : Irradiation globale journalière moyenne reçue sur un plan horizontal au mois de Juillet [19]

1.4.4.2 Principaux travaux réalisés dans le domaine des énergies renouvelables

1.4.4.2.1 Biomasse

Comme mentionné précédemment, la biomasse offre potentiellement de grandes promesses avec la production de 37 Millions de Tep venant des forêts et de 1.33 millions de Tep par an venant des pertes agricoles et urbaines ; cependant ce potentiel n'est pas encore renforcé et consommé [22].

La biomasse peut être brûlée directement ou elle peut être convertie en combustibles solide, liquide et gazeux en utilisant des technologies de conversion telles que la fermentation pour produire de l'alcool, la digestion des bactéries pour produire du biogaz et la gazéification pour produire un substitut de gaz naturel. Les résidus industriels, agricoles, de bétail et de forêt peuvent être utilisés comme source d'énergie de biomasse [23]. La technologie de biomasse a été présentée en Algérie dans les années 50, quand l'Institut National d'Agronomie (INA) d'El Harrach-Alger a utilisé une installation de biomasse qui a produit le gaz combustible (biogaz) par l'intermédiaire de la perte organique [24].

Bennouna et Kehal [25] démontrent le rôle des stations d'épuration des eaux ménagères dans la production des biogaz en Algérie. *Kaidi et Touzi* [26] ont suggéré de produire de l'alcool éthylique à partir des déchets de dates, riches en sucres fermentescibles (60 %).

Tou et al. [27] ont proposé la production du bio-méthane à partir des déjections animales. Ils ont constaté que cette matière organique, au niveau local, permettra de produire de l'énergie pour les applications domestiques et des engrais avec la haute valeur fertilisante pour les régions agricoles.

La biomasse peut être utilisée pour satisfaire divers besoins énergétiques, y compris la production d'électricité, le chauffage des maisons et la fourniture du processus de la chaleur pour les équipements industriels.

En Algérie les travaux relatifs à cette source énergétique est actuellement au stade de laboratoire.

1.4.4.2.2 Géothermie

Plus de deux cent (200) sources chaudes ont été inventoriées dans la partie nord du pays dont la température varie entre 22 et 98 °C. Un tiers environ (33 %) d'entre elles ont des températures supérieures à 45 °C.

Il existe des sources à hautes températures pouvant atteindre 118°C à Biskra (sud-est de l'Algérie) [28], figure 1-17. Les possibilités d'utilisation de l'énergie géothermique dépendent du niveau de la température de l'eau [29].

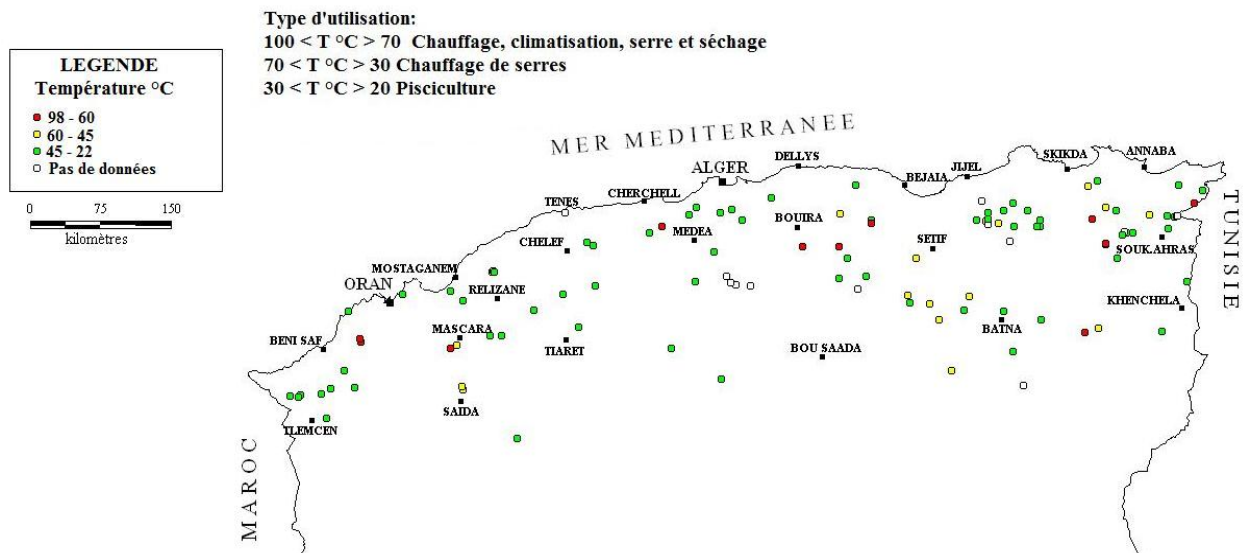


Fig. 1-17: Température des principales sources thermales du nord de l'Algérie et leurs types d'utilisations [29]

Peu d'études ont été entreprises pour évaluer le potentiel géothermique bien que l'exploration ait été commencée en 1967 [28]. *Fekraoui* [30] a passé en revue les ressources géothermiques en Algérie et leur utilisation possible. *Kedaid* [29] a décrit la base de données sur les ressources géothermiques à basse température de l'Algérie et a donné une description des ressources d'eau chaude, et les cartes thématiques.

1.4.4.2.3 Eolien

L'énergie éolienne peut être exploitée dans les régions vantées particulièrement dans les hauts plateaux et les régions du sud-ouest. En Algérie, le meilleur potentiel d'énergie éolienne est dans la région du sud-ouest où la vitesse de vent est plus grande que 5 m/s [31] comme décrit précédemment.

Youcef Ettoumi et al. [32] ont réalisé une évaluation potentielle de la puissance du vent pour cinq endroits en Algérie en utilisant neuf types de petites et moyennes turbines éoliennes de cinq fabricants. Ils ont conclu que la plupart de ces turbines sont capables de produire environ 1 000 – 10 000 MWh de l'électricité par an à 60 m d'altitude et peuvent facilement satisfaire au besoin de l'électricité de l'irrigation et des applications de ménage des régions rurales et arides. De nombreuses études ainsi que la carte des vents (Atlas de la vitesse du vent-estimé à 10 m du sol) touchant toutes les régions d'Algérie, qui ont été réalisées par le Centre de Développement des Energies Renouvelables (C.D.E.R), prouvent que les conditions climatiques en Algérie sont favorables pour l'utilisation de l'énergie éolienne [31,33-34]. Cette carte de vent montre que 50% de la superficie du pays présente une vitesse moyenne considérable du vent. Le meilleur potentiel d'énergie éolienne est dans le sud particulièrement dans la région du sud-ouest où la vitesse de vent est plus élevée que 6 m/s [3-4] [6-17] [31] comme montré dans la figure 1-18, les vitesses moyennes annuelles de vent dans certaines régions du sud-ouest et sud-est de l'Algérie.

Dans une autre étude, *Himri et al.* [35] ont présenté la caractéristique du vent en trois endroits en Algérie. Ils ont indiqué que l'énergie pourrait être aménagée pour presque 64 % du temps en utilisant des machines éoliennes avec la vitesse de démarrage de 3 m/s ou plus.

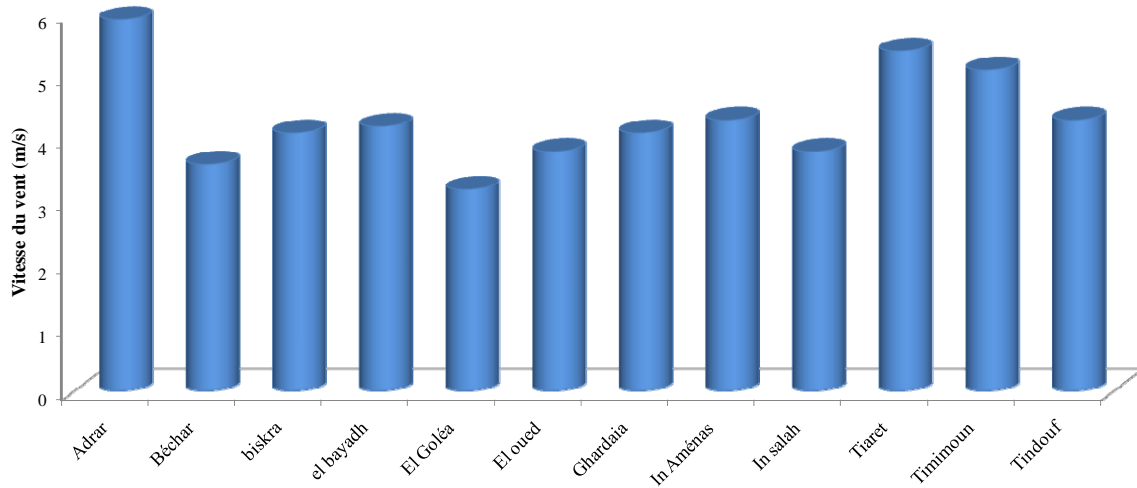


Fig. 1-18 : Vitesse moyenne annuelle du vent dans régions du sud d'Algérie [34]

1.4.4.3 Bilan des réalisations dans le domaine des énergies renouvelables

L'Algérie est dotée d'une quantité significative de ressources énergétiques renouvelables. Certaines de ces dernières, notamment le solaire et le vent, ont été utilisées commercialement, tandis que l'utilisation des autres ressources est toujours dans la phase recherche et développement. L'énergie solaire et à un degré moindre l'énergie éolienne considérées comme technologies matures, émergent pour le développement des régions rurales et sahariennes les plus isolées. Il y a beaucoup d'autres facteurs qui soutiennent ces perspectives. Parmi eux, l'éloignement des régions rurales, la pénurie de l'eau, le soleil abondant, les très faibles densités de la population, les faibles besoins énergétiques et la simplicité d'entretien des dispositifs solaires. Surtout la technologie solaire possède déjà une base bien établie dans le pays, le potentiel pour lequel a été démontré avec une étendue des applications au cours des deux dernières décennies.

Bien que plusieurs régions du pays disposent d'un potentiel d'énergie éolien intéressant, les systèmes installés pour le pompage d'eau dont le nombre est très insignifiant pour ne pas dire nul, se résument uniquement à ceux produits par l'entreprise POVAL (Entreprise de production et commercialisation des pompes et vannes). Malheureusement, la production des éoliennes de pompage fût arrêtée pour des problèmes techniques.

Pourtant, plusieurs éoliennes depuis l'époque coloniale, sont dressées à travers certaines régions d'Algérie sud-ouest et hauts plateaux notamment. Les régions du sud-ouest ont été déjà considérées comme des régions prometteuses pour l'énergie éolienne. Un aérogénérateur datant de 1953, figure 1-19, est dressé à l'intérieur de la station INRA – Adrar (Institut National de la Recherche Agronomique). Avec un pylône de 24 m surmonté d'une hélice à

trois pâles d'un diamètre de quinze mètres, cet aérogénérateur produit une puissance de 25 CV sous une vitesse de vent de 8 m/s et démarre avec une vitesse de 4 m/s. Il permet en outre d'irriguer un périmètre de 60 hectares.



Fig. 1-19 : Aérogénérateur de pompage – INRA –Adrar

Des applications photovoltaïques ont été lancées en 1985. La diffusion des systèmes PV est due aux programmes nationaux qui ont été entrepris et placés par le gouvernement. Le premier programme qui a été lancé en 1985 s'appelle ' le Programme Grand Sud d'énergie solaire '. Ce programme a couvert une période de cinq ans (1985-1989). Son but était d'installer des systèmes PV autonomes pour différentes applications. Ce programme a été réalisé par le centre de développement d'énergie renouvelable (CDER). La réalisation de ce programme a permis ce qui suit:

- L'électrification de petits villages isolés dans le désert du Sahara. La puissance totale prévue était 94 kW_c mais, seulement 67 kW_c ont été réellement installés.
- Des systèmes photovoltaïques pour le pompage de l'eau, avec une puissance totale de 85 kW_c,
- Une puissance de 30 kW_c pour l'éclairage des maisons rurales.
- Des répéteurs de télécommunication ont été également alimentés par des modules PV dans les emplacements éloignés. La puissance totale impliquée est de 80 kW_c.

Le deuxième programme qui a commencé en 1995 est ' le Programme d'Electrification Rurale du Sud '. Il fait partie du programme national d'électrification qui a couvert la période de 1995-1998 et mobilisé 24 milliards de dinars algériens. Le but de ce programme était de fournir 216 000 maisons solaires. En outre ce programme a visé à fournir plus de 300 sites

agricoles placé près des centres considérés. En outre, il a été attendu l'introduction de manière significative, de l'énergie solaire dans le modèle énergétique national de consommation. L'accomplissement de ce programme a été assigné à la Société Nationale de l'électricité et du Gaz (SONELGAZ).

En 1999, et en sus des activités de réalisation, le Programme National d'Energies Renouvelables pour la recherche a été adopté. L'énergie PV fait partie significativement de ce programme. Les matières principales sont récapitulées comme suit:

- Cellules solaires et technologies en silicium cristallin.
- Systèmes et composants PV.
- Applications PV.

Le programme concernant l'énergie éolienne ne comprenait en majorité que les études du potentiel éolien à travers les régions d'Algérie.

En outre, le programme MEDA, en consacrant des aides financières et une assistance technique aux dix pays partenaires méditerranéens (PPM) a permis la réalisation de systèmes de pompage d'une capacité de 42.5 kW entre la période 2000-2005.

Le bilan de ces réalisations est résumé dans la figure 1-20. Nous pouvons constater que la puissance totale installée est de 2 353 kW_c [18] considérée très négligeable par rapport au bilan énergétique national. Les figures 1-21 et 1-22 représentent la puissance installée par application et par ressource respectivement [18].

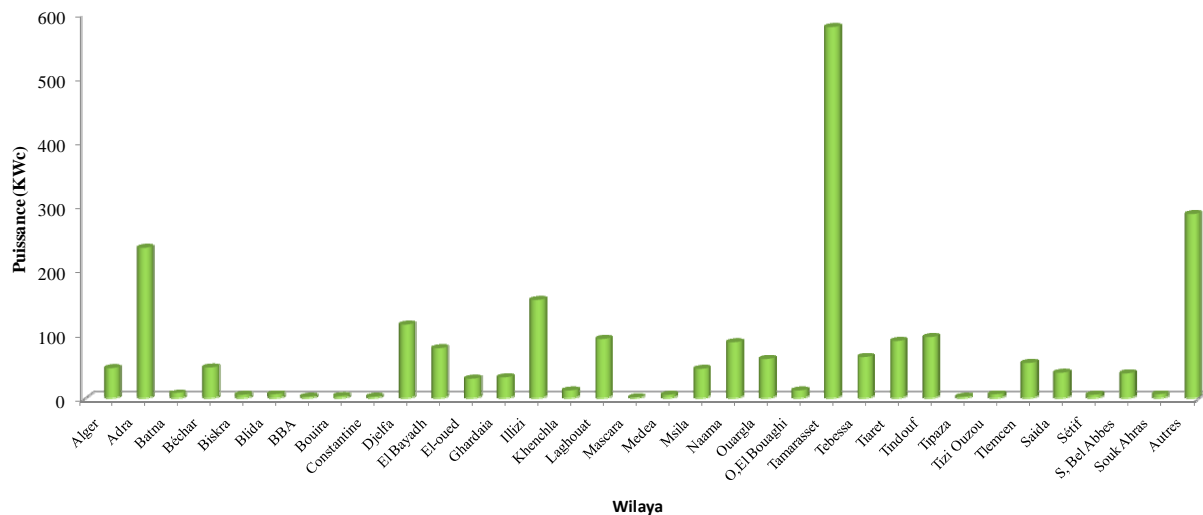


Fig. 1-20 : Bilan des réalisations par wilaya [18]

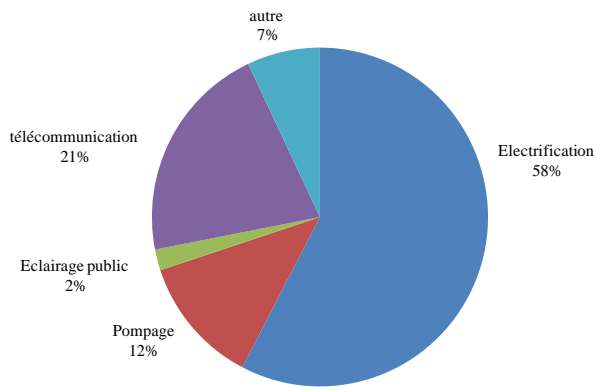


Fig. 1-21 : Puissance installée par application [18]

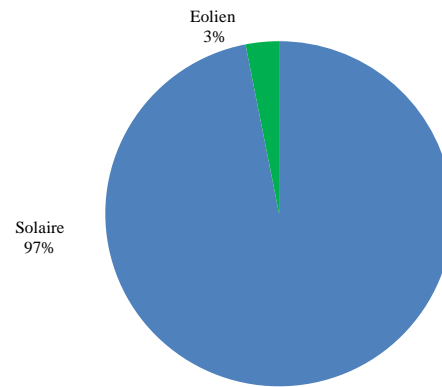


Fig. 1-22 : Puissance installée par ressources [18]

1.4.4.4 Programme de réalisation à court terme dans le domaine des énergies renouvelables

Les questions de la disponibilité, du coût des énergies fossiles et de la pollution deviennent problématiques. L'Algérie envisage aussi la substitution de ces énergies par d'autres sources. Le marché des énergies renouvelables est prometteur, et leur promotion constitue un des grands axes de la politique énergétique et environnementale du pays.

La loi relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisation précise dans son article 26 (voir en annexe 5) que des mesures d'organisation du marché nationale d'une quantité d'électricité d'origine renouvelable ou de système de cogénération, à des conditions avantageuses, en application de la politique énergétique soient indiquées. Les surcoûts découlant de ces mesures peuvent faire l'objet de dotation de l'état ou être imputés sur les tarifs.

L'introduction des énergies renouvelables selon les approches suivantes :

1. Complément à l'électrification rurale pour l'alimentation en électricité de sites isolés,
2. Hybridation des centrales existantes ou nouvelles par des systèmes photovoltaïques ou par des éoliennes, selon le site et la puissance.
3. Approche dictée par des considérations de politique énergétique, de veille technologique ou de conformité à des engagements environnementaux. Cette approche concerne notamment les filières solaire, thermique, éolienne et cogénération.

La politique énergétique préconise l'accroissement de la contribution des énergies renouvelables dans le bilan énergétique national ainsi que l'encouragement des systèmes énergétiques à haut rendement. Le scénario proposé est fondé sur une montée progressive de ces énergies dans le bilan énergétique national.

L'étude sur l'introduction de centrales décentralisées dans le parc de production national fait ressortir que la puissance totale à installer sur la période 2009-2017 est de 705 MW, dont 450 MW en cogénération [17]. La production prévue à l'horizon 2017 est de 3.7 TWh, soit 6% de la production totale [17]. L'histogramme de la figure 1-23 montre les moyens de

productions en énergies renouvelables jusqu'à l'année 2017. La figure 1-24 montre la part des énergies renouvelables dans le bilan énergétique jusqu'à l'année 2017.

Les principaux projets de réalisation dans le domaine des énergies renouvelables sont :

- La centrale hybride de cycle combiné solaire-gaz implantée à Hassi R'mel (Ouargla), d'une capacité de 150 MW
- La construction d'une tour solaire thermique en Algérie

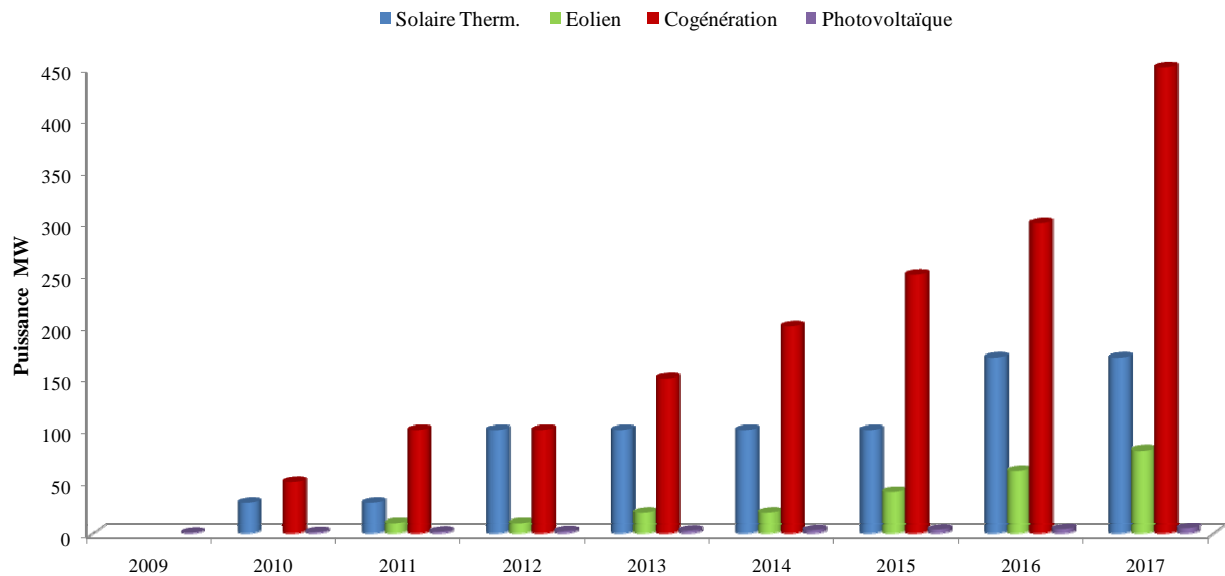


Fig. 1-23: Programme des investissements en moyens de production en énergies renouvelables [17]

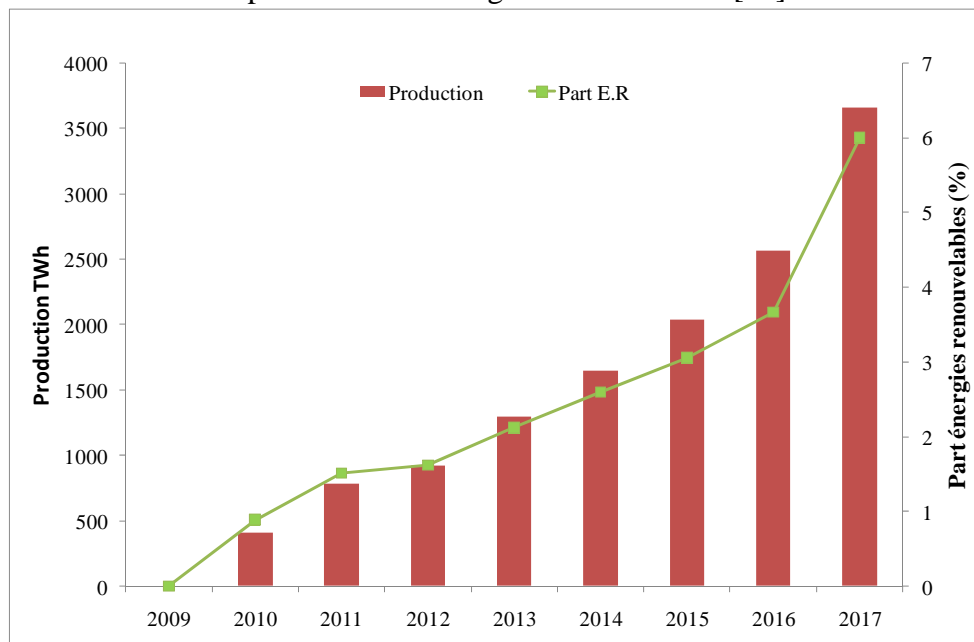


Fig. 1-24: Production en TWh et part des énergies renouvelables dans le bilan énergétique [17]

1.5 Conclusion

La plupart des régions en Algérie ont des climats appropriés à l'utilisation et l'exploitation des énergies renouvelables. Ce sont des énergies propres qui pourraient remplacer les sources conventionnelles pour les faibles besoins, notamment dans les régions rurales et sahariennes isolées. Ce sont des technologies fiables et bien perçues par les populations locales.

En tenant compte des spécificités des lieux et les besoins prioritaires de ces régions, le pompage d'eau par les énergies renouvelables devrait être encouragé, promu, investi, mis en application à grande échelle en Algérie.

Les besoins ruraux représentent un marché potentiel pour les technologies d'énergies renouvelables, plus particulièrement pour l'activité du pompage d'eau. Selon quelques évaluations, plus de cinq millions d'algériens n'ont pas accès à l'électricité du réseau [36].

Pour satisfaire leurs besoins énergétiques, la majorité de la population vivant dans ces régions utilisent des systèmes conventionnels, tels que les groupes électrogènes, avec toutes les difficultés que cela implique (ravitaillement en carburant, pollution de l'air et du sol,...).

Même si de nombreux atouts s'offre à l'Algérie pour utiliser et exploiter au mieux les énergies renouvelables, il existe malheureusement de nombreuses contraintes au développement de ces énergies alternatives.

Nous constatons que dans la plupart des cas, les projets n'en sont qu'au stade du démonstratif, d'installations ponctuelles et ne sont pas inscrits dans des projets à long terme. L'état reste l'unique client de cette source d'énergie. Le problème le plus courant reste l'inadéquation entre le coût de ces technologies d'énergies renouvelables et le faible niveau de revenu de la population.

Les besoins de base ne doivent-ils pas être pris en charge par l'état ? En particulier lorsqu'il s'agit de la santé de la population. Le cadre législatif et structurel ne suffit plus, il faudrait mettre en pratique, promouvoir et encourager réellement l'exploitation de ces sources d'énergies renouvelables.

Chapitre 2

Etat de l'art du pompage de l'eau par les énergies renouvelables

2.1 Introduction

L'eau, source de vie, couvre environ 70 % de la surface de la planète. A l'échelle planétaire, 99 % de l'eau douce sous sa forme liquide, est en effet souterraine, alors qu'elle ne représente que 3 % de la totalité de l'eau du globe [37]. Sa rareté est l'un des drames des régions rurales des pays en développement. Les principales utilisations humaines de l'eau douce sont :

- l'alimentation et l'hygiène humaine,
- l'agriculture, essentiellement pour l'irrigation, et
- l'abreuvement des animaux.

Comme mentionné précédemment, l'Algérie dispose d'importantes ressources en eau dans son sous sol, malheureusement très inégalement réparties dans l'espace (en raison de ses différences géographiques). Face à ce dilemme, une question se pose : comment alimenter les populations vivantes dans les régions sahariennes, les plus touchées par ce problème, dont l'absence d'eau est un facteur du sous développement et une des principales causes de l'exode vers les centres urbains, offrant plus de commodité ? Et une réponse s'impose : en utilisant les potentiels naturels existant sur place afin de récupérer et stocker l'eau souterraine se trouvant à des dizaines de mètres sous la terre.

Autrement dit, il ne suffit pas seulement d'avoir une eau disponible, encore faut-il pouvoir l'utiliser ; une technologie de pompage est donc nécessaire pour l'extraire.

Le choix du système de pompage doit être fait en prenant en compte non seulement les contraintes techniques (type de pompe, énergie, hauteur de refoulement, débit, turbidité de l'eau), mais aussi les contraintes liées au contexte socio-économique (système de pompage accepté, disponibilité des pièces détachées, facilité de maintenance des pompes, etc.).

Ce chapitre donne un état de l'art du pompage d'eau par les énergies renouvelables. La première partie de ce chapitre passera en revue les différents systèmes de pompage d'eau existants. La deuxième partie, sera consacrée aux systèmes de pompage par les énergies renouvelables, en l'occurrence, les systèmes photovoltaïque, éolien et hybride (photovoltaïque – éolien), les deux sources d'énergies retenues dans cette étude.

2.2 Différents systèmes de pompage d'eau

Les sources d'énergie sont généralement choisies sur la base des aspects techniques et économiques de la source d'énergie, de l'endroit, et des facteurs sociaux et institutionnels. Bien que la fiabilité de la source d'énergie soit le facteur principal, l'accessibilité du système est un autre critère de sélection important.

A ce jour, il y a plusieurs systèmes de pompage qui se sont établis dans les pays en développement, dont certains en Algérie. On distingue les systèmes de pompage selon leur source d'énergie :

- motricité humaine (manuelle et à pédales)
- groupe électrogène au diesel respectivement à l'essence
- réseau

- éolienne
- photovoltaïque
- systèmes hybrides

2.2.1 Systèmes de pompage d'eau à motricité humaine

Le pompage manuel a été la méthode la plus commune pendant plusieurs années. Bien que ces pompes exigent un entretien régulier, leur utilisation est critique à l'approvisionnement en eau, particulièrement pour la consommation humaine, dans le monde entier. Cette méthode, en fait, a été choisie par les Nations Unies comme méthode primaire dans leurs programmes pour alléger les problèmes d'approvisionnement en eau dans le monde [37].

Les pompes qui sont propulsées par la force humaine ou animale semble être à première vue les systèmes les moins chers, et les plus répandus dans beaucoup de pays africains et asiatiques et un degré moindre en Algérie. Le grand avantage de ces pompes est le coût d'investissement très bas ainsi qu'une technologie qui n'est pas très compliquée et donc disponible dans les régions concernées par le manque d'eau. Les contraintes de ces installations sont le débit faible qui ne permet de délivrer qu'une quantité limitée d'eau ainsi qu'une limitation concernant la profondeur du puits. Parmi les pompes à motricité humaine, nous citerons les pompes manuelles et les pompes à pédales.

2.2.1.1 Pompes manuelles (ou à main)

L'utilisation des pompes à main est largement diffusée pour équiper les forages et les puits, permettant de disposer d'un point d'eau propre au niveau du village.

Des modèles de pompes à main plus résistantes ont été développés pour mieux répondre aux contraintes rencontrées sur le terrain, où elles sont souvent soumises à une utilisation intensive [37]. La majorité des pompes manuelles sont des pompes volumétriques à piston immergées et commandées par une tringlerie mécanique ou hydraulique (système développé par A. Vergnet), figures 2-1 et 2-2. Certaines sont capables de refouler l'eau sur une hauteur de plus de 60 mètres.

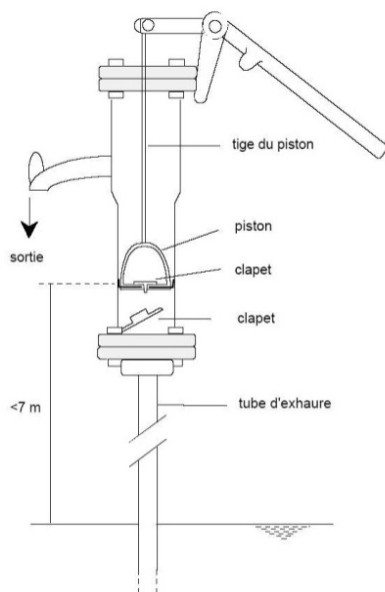


Fig. 2-1 : Pompe aspirante-manuelle

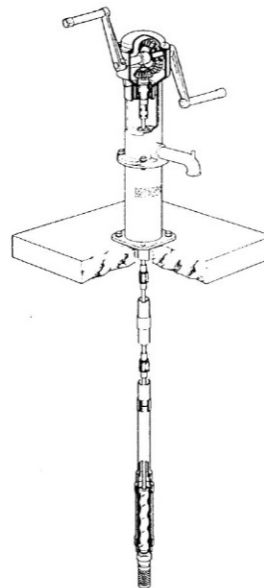


Fig. 2-2 : Pompe Monolift – manuelle

Les pompes à main sont classées en fonction de leur profondeur d'installation : les pompes aspirantes pour des niveaux dynamiques inférieurs à 7m, les pompes refoulantes pour les niveaux dynamiques supérieurs à 7 m et les pompes adaptées aux grandes profondeurs de pompage (> à 35 m).

Les pompes manuelles peuvent être idéales pour les familles simples ou quelques ménages dans des secteurs ruraux si la charge équivalente hydraulique (le produit des besoins d'approvisionnement en eau quotidiens, Q et de toute la hauteur de pompage, Hmt) est modérée.

Ces pompes fonctionnent mieux dans les puits peu profonds (jusqu'à 15 mètres). Le pompage est plus difficile avec des puits plus profonds. Selon la consommation d'eau par habitant, les pompes manuelles pourraient satisfaire une population de presque 1000 personnes dans les secteurs ruraux [37].

2.2.1.2 Pompes à pédales

Les pompes à pédales constituent l'équipement de petite irrigation le plus diffusé pour les exploitations de moins d'un demi-hectare [38]. Après avoir été mises au point au Bangladesh, en particulier par *M. Gunnar Baarnes* (pompe aspirante), elles ont été introduites et améliorées (pompe aspirante-refoulante par *Carl Bielenberg*) depuis la fin des années 80 en Afrique de l'Ouest (Sénégal, Mali, Burkina Faso, Niger, Bénin, Côte d'Ivoire) et en fin de décennie en Afrique de l'Est (Ethiopie, Zambie, Zimbabwe, Ouganda, Kenya) et du Sud. Les projets qui les ont promues, principalement financés par l'USAID (Agence des Etats Unis pour le Développement International) puis par la Banque mondiale et le FIDA (Fond International de Développement Agricole), ont permis la diffusion durable de plusieurs milliers de ces pompes. Pour les petits paysans, la pompe à pédales est souvent un premier pas vers l'irrigation à plus grande échelle avec des motopompes.

Deux points font l'originalité de la diffusion des pompes à pédales : la technique elle-même mais aussi la méthodologie de diffusion qui s'est révélée durable. En moins de cinq ans, quel que soit le pays, les artisans (ou industriels) qui ont été formés à sa fabrication continuent à les fabriquer et les vendre sans appui extérieur après la fin des projets qui ont lancé la technologie.

- **Description des pompes à pédales et de leur fabrication**

Contrairement à ce que l'on aurait pu penser s'agissant d'une technologie simple, la fabrication de pompes à pédales a évolué depuis les premières pompes fabriquées au Bangladesh. Deux types de modèles existent, soit la pompe aspirante qui refoule l'eau sans pression au niveau du tuyau de sortie, soit la pompe aspirante-refoulante qui refoule l'eau avec une faible pression. La pompe aspirante est bien adaptée aux agriculteurs qui disposent d'un petit réseau d'irrigation traditionnel comme on en rencontre au Niger, au nord du Mali (les pays du Sahel) ou au sud de l'Algérie. Les pompes refoulantes sont nécessaires pour les agriculteurs qui veulent arroser leurs plantes à partir d'un tuyau. Elles peuvent aussi alimenter

un bassin surélevé : on les utilise parfois pour alimenter un réseau de tuyaux PVC enterrés ou la micro-irrigation au goutte à goutte à faible pression, figures 2-3 et 2-4.

Le corps de la pompe à pédales est formé de deux tuyaux d'environ 30 cm placés sur une petite plateforme métallique dans lesquels couissent des pistons munis de clapets à leurs extrémités inférieures. Les deux tuyaux sont reliés à leur extrémité inférieure à un tube plongeant dans la source d'eau et à leur extrémité supérieure au tuyau de refoulement. Les deux pistons sont reliés entre eux par une corde qui passe autour d'une poulie fixée sur le bâti de la pompe. Ils sont actionnés par des tringles en acier qui sont elles-mêmes manœuvrées par des pédales en bois. Une ou deux personnes sur les pédales font monter alternativement les pistons. Par le jeu d'ouverture des clapets à la descente des pistons et de fermeture lors de leur remontée, l'eau est refoulée en permanence à la différence des pompes à un cylindre. Du fait que les clapets fonctionnent en surface, on ne peut pas pomper à plus de sept mètres sous les clapets. Ces pompes peuvent donc n'être utilisées que là où l'eau est peu profonde (moins de 7 m.)

Le débit de pompage dépend principalement de la profondeur et la hauteur de pompage ainsi que de la force de la ou les personnes qui pompent. Il dépend aussi de la qualité de la pompe. En pratique, on obtient un débit de 4 à 8 m³/heure, avec une ou deux personnes pour pomper. Ce débit est supérieur à celui des autres pompes manuelles car on utilise tout le poids du pompiste sur les pédales [38].



Fig. 2-3 : Pompe à pédales refoulante [37]



Fig. 2-4 : Une personne actionnant une pompe à pédales aspirantes [37].

2.2.2 Pompage d'eau par groupe électrogène au diesel

Dans les pays en voie de développement comme en Algérie, les systèmes de pompage d'eau dont l'alimentation électrique est assurée par les groupes électrogènes et plus particulièrement les moteurs diesel sont d'une utilisation très répandue pour l'exhaure de l'eau des puits profonds. La quasi-totalité de la population des régions sahariennes irriguent leur lopin de terre grâce à ce système d'énergie conventionnelle. Leur application est étendue, mais elle est limitée par plusieurs facteurs, y compris la dépendance à l'égard du carburant ramené parfois à de longs trajets, lorsqu'il est disponible. Lorsque le réservoir de stockage est rempli, l'utilisateur pourra utiliser le système d'alimentation par le groupe électrogène pour alimenter d'autres charges électriques telles que l'éclairage, les équipements domestiques, etc., constituant de ce fait, le principal avantage de cette source d'énergie, figure 2-5.

L'autre avantage avec les moteurs diesel est le carburant. Selon Fraenkel [39], le carburant diesel a une densité plus élevée qui le rend 18 % plus riche en énergie par litre que l'essence [39]. Les moteurs diesel peuvent fonctionner plus d'heures par jour que les moteurs à essence, et ils ont typiquement une plus longue durée de vie active [40]. De plus grands moteurs diesel sont également plus efficaces (généralement 30 % - 40 %) que les moteurs à allumage par étincelle (25 % - 30 %), mais de plus petits moteurs diesel tendent à être moins efficaces (inférieur à 15 %) [40]. Plusieurs facteurs tels que la taille, le type, la qualité de conception, et le vieillissement contribuent à l'efficacité des moteurs diesel. Leur efficacité peut être inférieure à 10 % ou supérieure à 35 % [40].

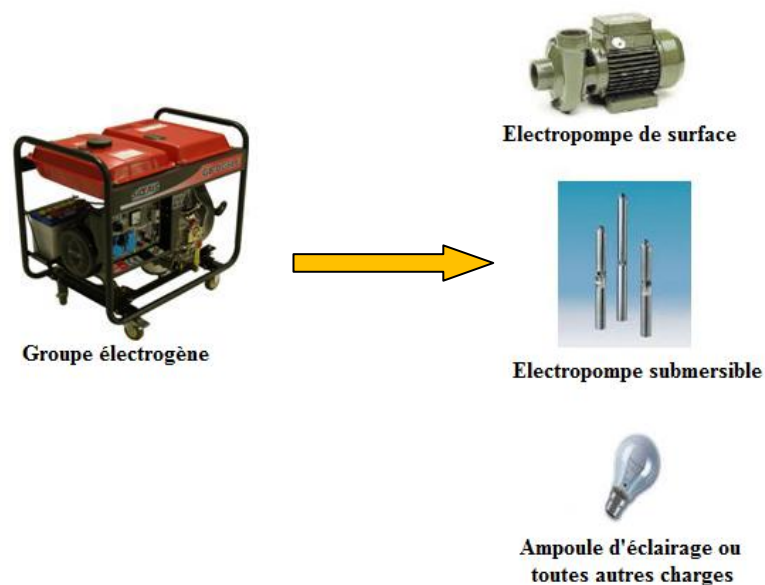


Fig. 2-5 : Système de pompage d'eau par groupe électrogène au diesel ou essence

Les moteurs diesel sont classés par catégorie, à grande vitesse ou à vitesse réduite. Les moteurs à vitesse réduite fonctionnent à 450 - 1200 t/mn, tendent à être plus lourds et plus chers, et ont de plus longues durées de vie active que les moteurs à grande vitesse [40]. Les moteurs à grande vitesse fonctionnent à 1200 - 2500 t/mn et portent rapidement, ayant pour résultat des durées de vie active plus courte [40]. Les moteurs à grande vitesse ne

fonctionnent typiquement pas plus de 10 heures par jour ; tandis que les moteurs à vitesse réduite peuvent fonctionner 24 heures par jour [40].

Cependant, le fonctionnement des groupes électrogènes au diesel ou à essence nécessite de nombreuses heures de maintenance (remplacement des filtres, remplissage des cuves de carburant, vidanges) et s'usent prématurément s'ils fonctionnent sans interruption à une puissance fixée. Le point optimum d'efficacité où le moteur consomme la moindre quantité de carburant de la plupart des moteurs est réalisée à environ 70 %-80 % de la puissance fixée [40].

2.2.3 Pompage d'eau par le réseau

La puissance du réseau est une source d'énergie centralisée qui peut être produite de l'hydro-électricité, générateur nucléaire, géothermique, diesel, charbon, gaz, biomasse, et d'autres sources d'énergie renouvelables. Le charbon, l'hydro-électricité, la géothermique, le gaz et l'énergie nucléaire sont généralement les plus utilisés.

Un obstacle important pour les sources d'énergie centralisées du réseau dans beaucoup de pays en voie de développement est le manque d'infrastructure. Le coût d'extension du réseau est très élevé \$5 000-\$10 000/km.

Il y a deux avantages principaux à utiliser les sources d'énergie du réseau pour pomper l'eau : il n'y a aucun besoin de batteries d'accumulateurs, et l'alimentation d'énergie peut être fiable à moins qu'il y ait des problèmes de production de coupure ou de fluctuation. Les coûts de maintenance sont habituellement très faibles tant que le système est conçu correctement.

Le moteur et la pompe devraient être correctement adaptés et un contrôleur pour réguler parfaitement les fluctuations de la tension. Un système de contrôle intégré de niveau d'eau doit être installé pour commander le fonctionnement à sec de la pompe. Les charges d'investissement de tels systèmes dépendent du coût d'extension du réseau et de la taille du transformateur utilisé. Habituellement la puissance des lignes de transport d'énergie à haute tension du réseau n'est pas utilisée pour de petits systèmes de pompage parce que le transformateur abaisseur est cher. Les frais d'exploitation dépendent principalement des tarifs de l'électricité contribuant aux coûts de pompage.

2.2.4 Pompage de l'eau par énergie solaire photovoltaïque

L'utilisation de la conversion photovoltaïque de l'énergie solaire pour alimenter les pompes d'eau est aujourd'hui une technologie émergente, caractérisée par des coûts graduellement en baisse et une meilleure maîtrise de la technologie. Depuis les premières installations à la fin des années 70, les systèmes photovoltaïques de pompage d'eau (SPVP) pour fournir de l'eau à usage domestique, l'approvisionnement en eau de bétail et l'irrigation dans des régions éloignées ont gagné énormément dans la fiabilité et la performance et appartiennent de nos jours aux applications les plus significatives de l'énergie solaire photovoltaïque.

L'efficacité du pompage photovoltaïque (PV) s'est considérablement améliorée. Des efficacités de système de 1-3 % en 1981 ont été augmentées jusqu'à 3,5-5 % en 1990 [41].

Les nouvelles techniques de systèmes sont disponibles avec des efficacités de plus que 5 % [42].

La Figure 2-6 montre l'évolution des rendements record des principales filières photovoltaïques actuelles. On y retrouve les différentes cellules au silicium monocristallin et poly-cristallin, les cellules au silicium amorphe, les cellules en alliage de diSélénium de Cuivre Indium Galium (noté CIGS), au tellure de cadmium (CdTe), mais aussi les cellules qui appartiennent à la catégorie des cellules multi-jonctions. A côté des filières bien établies, sont apparues de nouvelles filières, basées sur l'utilisation de colorants ou de matériaux organiques, qui n'en sont qu'à leurs balbutiements [43].

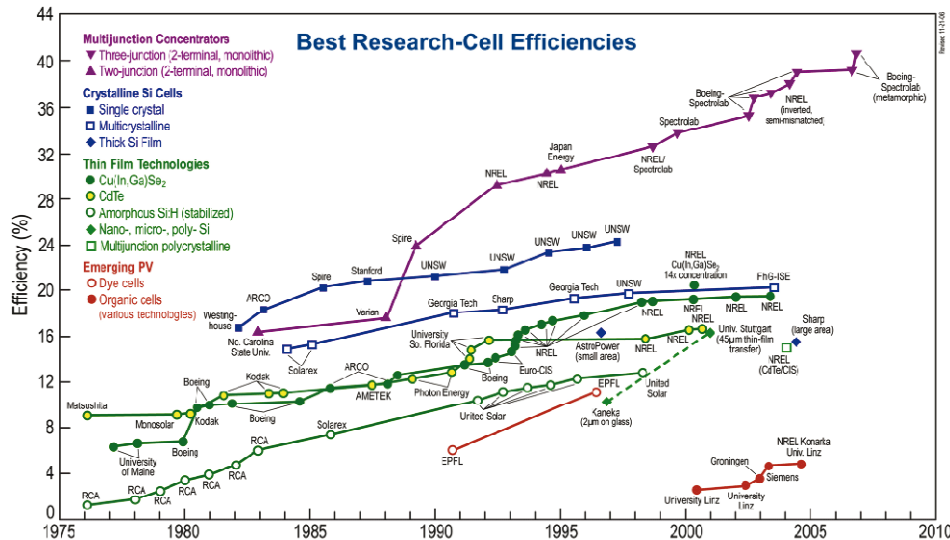


Fig. 2-6 : Rendements record de cellules photovoltaïques obtenus en laboratoire.
Source NREL [43]

La convenance de cette technologie pour couvrir la demande quotidienne de l'eau des régions isolées et désertiques avait été établie par beaucoup de projets de développement mis en application la plupart du temps en Afrique, en Asie et en Amérique du Sud. Des milliers de systèmes fonctionnant aux hauteurs de pompage dans la gamme de 0 à 120 m ont été réalisés avec succès au cours des 20 dernières années [44].

En particulier dans les régions d'une intensité solaire moyenne quotidienne de rayonnement excédant $5 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$, les profondeurs moyennes de l'eau dans la gamme 15-60 m et des besoins en eau moins de $100 \text{ m}^3/\text{jour}$ [44], les systèmes PV avaient prouvé la fiabilité et les possibilités économiques en comparaison avec les systèmes de pompage alimentés par les groupes électrogènes [45-48].

L'existence d'un potentiel énergétique solaire presque constant durant toute l'année et d'autres caractéristiques de ces régions justifient pleinement son utilisation. Ainsi :

- L'ensoleillement est abondant, soit plus de 5 kWh/m^2 par jour, avec une durée d'ensoleillement maximal d'au moins 5 heures sur tout le territoire national ;
- Les ressources en eau de surface sont limitées voire inexistantes, cependant les ressources en eau souterraine sont très importantes en particulier dans les régions sud-est et sud-ouest.

- Une partie de la population vit dans des régions éloignées et a difficilement accès aux formes d'énergie conventionnelle. L'infrastructure de transport est faible, de telle sorte que les technologies autonomes nécessitant peu d'entretien et aucun combustible extérieur, sont avantageées.

2.2.4.1 Description d'un système photovoltaïque de pompage d'eau

Un système photovoltaïque de pompage d'eau (SPVP) comprend les composants principaux suivants: le générateur photovoltaïque (PV), avec la structure de support, habituellement monté sur une structure simple et peu coûteuse orientée vers le soleil à un angle d'inclinaison égal à la latitude de l'emplacement du système, le câblage et les commandes électriques, le moteur électrique, la pompe et le système hydraulique, y compris le stockage et la distribution. Ces composants doivent être sélectionnés pour fonctionner ensemble afin de maximiser l'efficacité globale du système (ou pour optimiser le fonctionnement du système). Un conditionnement de puissance (équipement électronique) est parfois incorporé selon le type de moteurs utilisés pour améliorer les performances électriques du système. Le stockage d'énergie sous forme de batteries est rarement utilisé, car il est généralement meilleur marché, plus écologique et plus simple de stocker l'eau dans un réservoir pour couvrir les périodes de faibles rayonnements ou de demande élevée.

La figure 2-7, montre un bloc diagramme d'un système photovoltaïque de pompage d'eau, utilisant un onduleur DC/AC pour alimenter le groupe motopompe en courant alternatif.

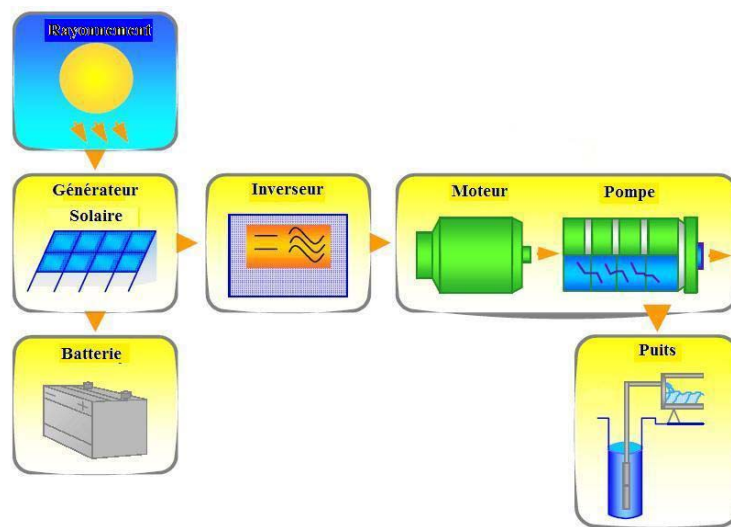


Fig. 2-7 : Bloc diagramme d'un système photovoltaïque de pompage d'eau
(Source: IBO Mayer, München, Germany; Image: Solarpraxis AG, Berlin, Germany)

2.2.4.2 Stockage de l'énergie ou de l'eau dans les systèmes de pompage

Deux solutions de conception possibles pour pomper de l'eau : La première consiste à utiliser l'énergie au fil du soleil. On parle alors de « Pompage au fil du soleil ». Cette première nécessite un stockage dans un réservoir, pour pouvoir par exemple utiliser l'eau pompée la journée. La deuxième consiste à utiliser un « stockage via des batteries électrochimiques » (voir figure 2-7).

2.2.4.2.1 Stockage électrochimique

L'utilisation de batteries comporte d'avantage de composants qui influent sur la fiabilité et le coût global du système. Les batteries sont fragiles et sont souvent les premiers éléments qui auront besoin d'être changés. Elles nécessitent en outre un entretien constant et un contrôle rigoureux de leur charge et décharge. Les contrôleurs utilisés pour régulariser la charge et la décharge des batteries vieillissent rapidement et peuvent s'avérer non fiables. Les batteries introduisent également un certain degré de perte de rendement d'environ 20 % à 30 % de la production d'énergie [49].

2.2.4.2.2 Stockage par réservoir (pompage au fil du soleil)

Le pompage au fil du soleil permet d'avoir un système photovoltaïque plus simple, plus fiable et moins coûteux qu'un système avec batterie. Le stockage se fait de manière hydraulique, l'eau étant pompée, lorsqu'il y a suffisamment d'ensoleillement, dans un réservoir au-dessus du sol. Elle est ensuite distribuée par gravité au besoin. Le réservoir peut souvent être construit localement et la capacité de stockage peut varier d'un à plusieurs jours. Ce réservoir ne requiert pas un entretien complexe et est facile à réparer localement.

2.2.4.3 Types de systèmes photovoltaïques de pompage d'eau

Dans les sites isolés, les systèmes de pompage d'eau peuvent être de différents types : les systèmes autonomes (c'est-à-dire une seule source) et les systèmes hybrides.

2.2.4.3.1 Systèmes photovoltaïques autonomes de pompage

C'est un système photovoltaïque complètement indépendant d'autres sources d'énergie et qui alimente la charge (groupe motopompe).

Dans tous les cas, un système autonome exigera un moyen de stockage (électrique et/ou hydraulique). En règle générale, les systèmes PV autonomes sont installés là où ils constituent la source d'énergie électrique la plus économique.

2.2.4.3.2 Systèmes hybrides de pompage

Les systèmes hybrides destinés au pompage de l'eau, reçoivent une partie de leur énergie d'une ou plusieurs sources complémentaires.

En pratique le générateur photovoltaïque est combiné à une éolienne ou à un groupe électrogène à combustible, ou aux deux à la fois avec des accumulateurs de stockage de l'énergie. Un tel système s'avère un bon choix pour les applications qui nécessitent une alimentation continue d'une puissance assez élevée.

Un système hybride photovoltaïque optimise l'utilisation combinée de plusieurs sources d'énergies renouvelables et, ou fossiles et des moyens de stockage associés [50]. Dans la deuxième partie de ce chapitre, les systèmes hybrides de pompage seront plus amplement analysés.

2.2.4.3.3 Facteurs influençant les performances des systèmes de pompage

Les performances des systèmes de pompage dépendent de plusieurs facteurs. Dans ce paragraphe, nous résumons brièvement quelques-uns.

- Le niveau de rayonnement qui est une mesure de l'énergie disponible du soleil.
- La surface du générateur photovoltaïque.
- L'efficacité de conversion du générateur photovoltaïque.
- La température ambiante.
- Les caractéristiques moteur-pompe-circuit hydraulique

Le débit de la pompe dépend fondamentalement de deux facteurs : la hauteur de pompage et de l'irradiation [51]. La figure 2-8 illustre un exemple parfait et montre la dépendance du débit à l'égard de la hauteur et de l'irradiation. Chaque ligne représente une hauteur différente.

L'autre caractéristique importante pour un système PV de pompage d'eau est qu'il doit y avoir assez d'irradiation pour commencer à pomper. Le seuil d'irradiation pour un système de pompage PV dépend aussi des autres composants du système [52-53].

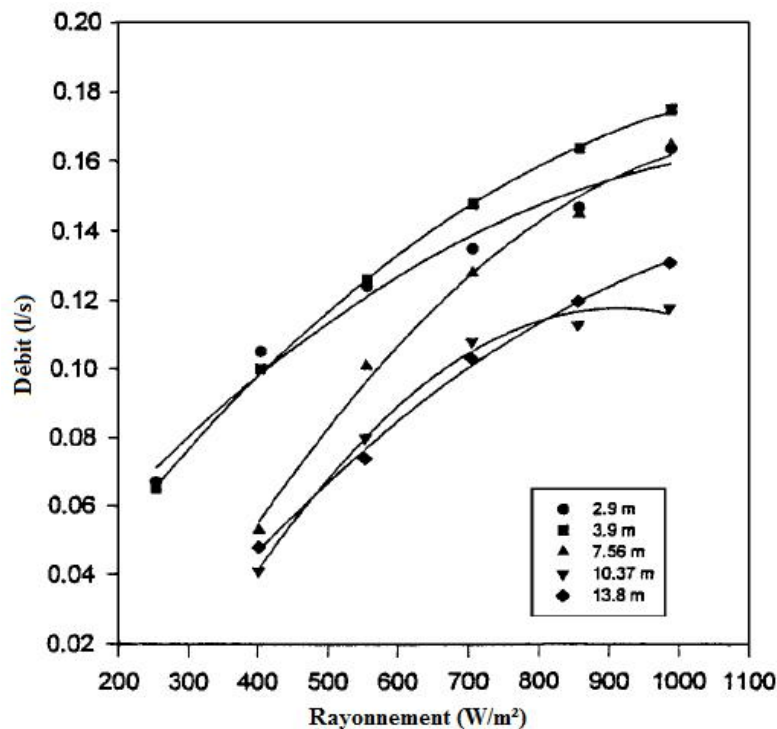


Fig. 2-8 : le débit en fonction du rayonnement à diverses hauteurs de pompage [51]

2.2.4.3.4 Acceptation des systèmes photovoltaïques de pompage d'eau

En Algérie, il y a un potentiel significatif pour le pompage de l'eau par énergie solaire photovoltaïque qui reçoit des quantités abondantes de rayonnement solaire. Les pompes d'eau alimentées par le solaire offrent plusieurs avantages par rapport à celles alimentées par groupe

électrogène, diesel ou essence, dont l'utilisation dans les régions rurales isolées et sahariennes est très répandue.

Les systèmes photovoltaïques peuvent contribuer d'une manière efficace à l'autosuffisance des besoins énergétiques de l'individu et réduisent la dépendance sur l'utilisation du carburant dont la disponibilité est aléatoire et le plus souvent très éloignée. L'utilisation du photovoltaïque dans le pompage de l'eau a un avantage qui n'est pas habituellement réalisé dans d'autres applications photovoltaïques, telles que l'éclairage et la réfrigération. Le photovoltaïque une fois utilisé pour alimenter les groupes motopompes n'exige aucune batterie de stockage, ce qui signifie une épargne énorme en termes de coût.

Étonnamment, le degré d'acceptation des systèmes de pompage solaires photovoltaïques de l'eau par les utilisateurs est très faible. Il y a plusieurs facteurs qui ont empêché l'utilisation à grande échelle de ces systèmes. Ceux-ci incluent le coût initial élevé, le manque de conscience et d'expertise technique, le manque de la connaissance sur le rendement quotidien de ces systèmes (prévisibilité). Par exemple, plusieurs systèmes de pompage solaires de l'eau ont été installés dans divers secteurs. Cependant, la plupart de ces systèmes ont éprouvé des problèmes, principalement parce que ceux-ci n'ont pas été correctement dimensionnés ou tout simplement ayant subi des actes de vandalisme.

2.2.5 Pompage d'eau par énergie éolienne

Plusieurs siècles avant notre ère, de simples moulins à vent ont été utilisés en Chine pour pomper l'eau. Mais, ce n'est que vers le début du XIX^{ème} siècle que l'essor de l'éolienne de pompage dite 'éolienne multipale', a atteint son apogée, surtout aux Etats-Unis, où pas moins de huit millions de machines de ce type ont été installées [54].

Au début du XX^{ème} siècle, ces machines sont délaissées au fur et à mesure de la compétitivité des combustibles fossiles et de l'extension du réseau électrique. Néanmoins, ces dernières décennies ont vu la réémergence de l'énergie éolienne et surtout la mise au point d'un nouveau procédé de pompage éolien dit 'pompage éolien électrique' pour garantir une livraison fiable de l'eau – soit de l'eau potable pour les habitants du village soit pour l'irrigation des champs ou encore l'hydraulique pastorale. L'énergie mécanique du rotor est d'abord transformée en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice qui alimente par la suite, une pompe électrique.

Le potentiel du vent exploitable dans certaines régions et pour des systèmes bien particuliers (bon fonctionnement à des faibles vitesses, aux environs de 3 m/s) permet une utilisation durable d'une source d'énergie non polluante (pendant la production de l'énergie, il n'y a pas d'émission de gaz effet de serre), et gratuitement disponible, à certains endroits devient même rentable [37].

2.2.5.1 Eolienne de pompage et aérogénérateur

L'énergie mécanique récupérée par les éoliennes peut servir à actionner directement la pompe, éolienne de pompage mécanique ou, à produire de l'énergie électrique nécessaire au fonctionnement d'un groupe motopompe (l'éolienne est alors appelée aérogénérateur).

La figure 2-9 montre le schéma de production de l'énergie hydraulique à partir des deux systèmes d'énergie éolienne.

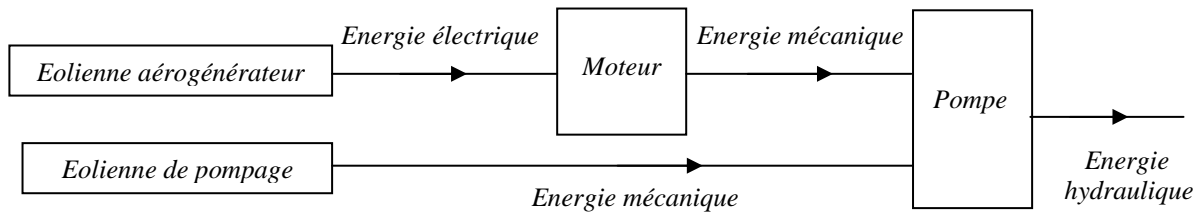


Fig. 2-9 : Schéma de production d'énergie hydraulique

2.2.5.1.1 Pompage éolien mécanique

Traditionnellement, les éoliennes pompent l'eau par une méthode mécanique. Les multiples pâles (il y en a au moins trois) servent à générer un mouvement de rotation. Grâce à une boîte d'engrenage, le mouvement de rotation est transformé en mouvement vertical alternatif. Celui-ci entraîne une pompe à piston située au fond d'un puits. Le principal inconvénient de ce type de pompe vient du fait que l'éolienne doit se situer directement au-dessus du puits.

Le principe de fonctionnement est le suivant : un rotor éolien d'une vingtaine de pales entraîne, par un système de bielle-manivelle, une pompe à piston plongée au fond du puits. C'est un système qui convient assez bien pour les zones très peu ventées, avec des besoins en eau journaliers assez faibles et des profondeurs des puits ne dépassant pas 30 m [55]. Avec des puits plus profonds, les quantités d'eau pompées seront faibles et les risques de rupture de la tringlerie de pompage sont accrus compte tenu des efforts mécaniques [54].

Les pompes éoliennes mécaniques sont divisées en trois segments en fonction de la vitesse du vent : légères, moyennes, et fortes. Les pompes légères démarrent aux vitesses de vent de 2 ou 3 m/s, les pompes moyennes à 3-4 m/s, et les pompes fortes à 4-5 m/s [40].

Ce système à la technologie éprouvée reste néanmoins très utilisé pour créer des points d'eau dans des endroits isolés (dont le raccordement au réseau est impossible ou trop cher).

- irrigation de cultures,
- drainage et assèchement,
- hydraulique villageoise (Pour les zones arides en pays tropicaux et subtropicaux).

2.2.5.1.2 Pompage éolien électrique (Aérogénérateur)

La pompe peut aussi être activée par de l'énergie électrique d'origine éolienne. C'est le type de pompe qui fait appel à la technologie la plus complexe. L'énergie mécanique créée par le rotor est transmise à une génératrice par l'intermédiaire d'un arbre de transmission et d'un multiplicateur. L'énergie électrique que l'éolienne produit peut être utilisée directement pour alimenter un groupe motopompe ou être stockée dans une batterie.

La figure 2-10 a et b, montre deux systèmes de pompage par énergie éolienne, pompage éolien mécanique et aérogénérateur respectivement.

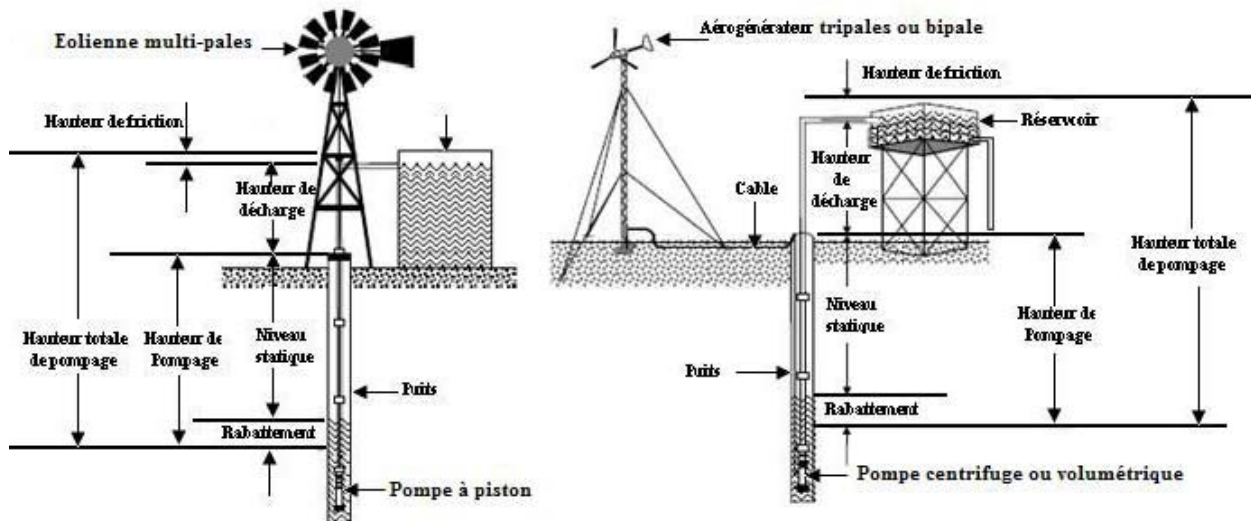


Fig. 2-10 a et b : Systèmes de pompage éolien (mécanique) et électrique (aérogénérateur)

2.2.5.1.3 Paramètres géographiques et météorologiques à considérer

Il y a des paramètres géographiques et météorologiques importants à considérer quand il s'agit de systèmes à énergie éolienne. Le régime de vent du site d'installation détermine lequel des deux systèmes de pompage est approprié. Les aérogénérateurs ont quelques avantages potentiels par rapport aux éoliennes mécaniques de pompage. Le surplus du courant électrique peut être stocké dans des batteries et utilisé pour l'éclairage ou d'autres buts aux moments utiles. L'aérogénérateur n'a pas nécessairement besoin d'être situé directement au-dessus du forage ou de s'approcher de l'emplacement où la puissance est nécessaire. Il peut être situé au meilleur endroit du régime de vent et la puissance développée de la turbine peut être câblée à l'emplacement de pompage.

Du point de vue viabilité, il est à noter que les aérogénérateurs peuvent coûter à trois fois plus par unité de secteur de rotor que les éoliennes mécaniques pour de petites éoliennes, et deux fois plus pour de grandes machines. Les éoliennes mécaniques commencent à être économiquement attrayantes pour des vitesses moyennes du vent de 2.5-3.0 m/s ; leurs contre-pompes électriques ont besoin de 5-6 m/s vitesses du vent pour être économiquement attrayantes [40].

Des deux systèmes éoliens de pompage décrits plus haut, on peut conclure que le pompage éolien électrique est nettement plus performant que le pompage éolien mécanique. Pour le cas des puits profonds et des grands débits, l'alternative pompage éolien électrique ou aérogénérateur de faible puissance (petits aérogénérateur d'une puissance approximative 1.5 à 5 kW) reste l'unique solution. En général, pour un site isolé et assez bien venté, l'utilisation de l'énergie éolienne pour le pompage de l'eau peut s'avérer très compétitive par rapport à d'autres sources d'énergie.

2.2.5.1.4 Inconvénients

Le fait que l'énergie éolienne soit une source d'énergie renouvelable, est son avantage comme c'est également son inconvénient. Il n'y a pas de garantie que la vitesse du vent soit toujours supérieure à la vitesse minimale de l'éolienne, en plus de la fluctuation de la vitesse. Ceci ne permet pas d'avoir un débit d'eau constant dans le temps, pouvant même baisser jusqu'à zéro dans certains moments et risqueront de connaître un déficit s'il n'y a pas de moyen de stockage soit par l'intermédiaire d'un stockage électrique dans des batteries ou par un réservoir. Un changement de la profondeur d'eau influence de plus la transformation de l'énergie et de ce fait le rendement de l'installation.

2.3 Etat de l'art du pompage d'eau par les énergies renouvelables

L'absence d'un réseau électrique dans les régions éloignées où le coût de raccordement est prohibitif mène souvent les divers organismes à explorer les solutions alternatives. Un système d'alimentation autonome, fournissant l'autonomie d'énergie aux consommateurs éloignés, est une des solutions la plus intéressante aux problèmes semblables d'électrification. Pendant longtemps, le choix de la production d'électricité diesel pour ces régions a été considéré comme alternative la plus économique et la plus fiable.

De nos jours en raison de plusieurs problèmes pratiques induits pour l'utilisateur (frais d'exploitation élevés, problèmes de transport de carburant, entretien compliqué, pollution de l'environnement et du sol, etc.), la production d'électricité diesel n'est pas toujours la solution la plus rentable. D'autre part, avec plus de soucis concernant les issues environnementales et le progrès régulier en technologies d'énergie renouvelable, les ressources énergétiques renouvelables semblent être une des solutions la plus efficace et la plus fiable pour le développement durable et la prévention de la pollution environnementale.

En l'absence des eaux de surface dans les régions rurales et isolées en particuliers dans le sud algérien, l'eau souterraine est considérée comme élément principal de la vie. L'existence de l'eau à différents niveaux a été connue il y a des années. Le pompage de cette eau sur la surface aidera à transformer la vie de la population errante de ces régions à la sédentariser, aussi longtemps que cette eau n'est pas entièrement épuisée.

Plusieurs moyens de pompage d'eau par les énergies renouvelables existent. En tenant compte des considérations climatiques, sociales et environnementales, on ne s'intéressera dans cette étude, au pompage d'eau utilisant les énergies solaire photovoltaïque et éolienne. Dans ce contexte, un état de l'art du pompage d'eau par les systèmes photovoltaïque, éolien et hybride (PV/éolien) sera effectué.

2.3.1 Etat de l'art de la technologie du pompage d'eau par énergie solaire photovoltaïque

L'approvisionnement en eau potable dans les régions éloignées et isolées plus particulièrement du sud algérien, constitue l'une des applications la plus attrayante de la conversion d'énergie photovoltaïque. Les expériences de sites avec de tels systèmes ces

dernières années ont montré cela selon la distance au réseau existant de l'électricité, et au niveau de la capacité de puissance, les systèmes photovoltaïques de pompage d'eau se sont déjà établis, techniquement et économiquement, comme une alternative réelle aux systèmes conventionnels.

Dans cette section, nous commençons par un rappel sur les principales caractéristiques de la source photovoltaïque. Nous présenterons ensuite les systèmes de pompage, et leurs principales variantes, ainsi que les principaux constituants de ces systèmes.

2.3.1.1 Constitution d'un générateur PV

2.3.1.1.1 Module photovoltaïque

Un module photovoltaïque se compose généralement d'un circuit de 36 cellules (silicium) en série, protégées par un capsulage de verre et de plastique. L'ensemble est ensuite muni d'un cadre et d'une boîte de jonction électrique.

Les modules en silicium mono cristallin constitue 64 % du marché avec une efficacité de conversion (énergie électrique produite / énergie solaire incidente) de l'ordre de 15 à 18 %. Les modules polycristallins, 28 % du marché avec une efficacité de conversion de l'ordre de 13 à 15 %) ou les modules au silicium amorphe, 13 % du marché avec une efficacité de conversion de l'ordre de 5 à 12 %, délivrent des tensions normalisées (12, 24, 48 V) et des puissances pouvant dépasser 150 Wc (*Watt- crête : puissance obtenue pour l'ensoleillement maximal*) [56].

2.3.1.1.2 Caractéristiques d'un module PV

Un module photovoltaïque est caractérisé par les paramètres suivants :

- La puissance crête P_c : Puissance électrique maximum que peut fournir le module dans les conditions standard (25°C et un éclairement de 1000 W/m²).
- La caractéristique I(V) : Courbe représentant le courant I débité par le module en fonction de la tension aux bornes de celui-ci.
- La tension à vide V_{oc} : Tension aux bornes du module en l'absence de tout courant, pour un éclairement " plein soleil ".
- Le courant de court-circuit I_{sc} : Courant débité par un module en court-circuit pour un éclairement " plein soleil ".
- Le point de fonctionnement optimum (V_{mp}, I_{mp}) : Lorsque la puissance de crête est maximale en plein soleil, $P_{max} = V_{mp} \cdot I_{mp}$
- Le rendement maximal : Rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiation incidente.

2.3.1.1.3 Générateur photovoltaïque

Les modules photovoltaïques peuvent être branchés en série pour augmenter leur tension d'utilisation et en parallèle pour augmenter le courant débité. Cet ensemble est appelé le champ ou générateur de modules PV (GPV) (Fig. 2-11). L'énergie fournie par le générateur peut être utilisée pour charger des batteries. Elle peut aussi être utilisée en reliant directement

les modules à la charge sans les batteries (ex. : pour une pompe solaire, l'eau sert de stockage). Il est également possible de combiner la sortie du champ PV avec d'autres sources d'énergie telles une génératrice ou une éolienne, pour constituer un système hybride, qui serviront d'appoint, si l'ensoleillement n'est pas suffisant ou pour avoir une plus grande fiabilité.

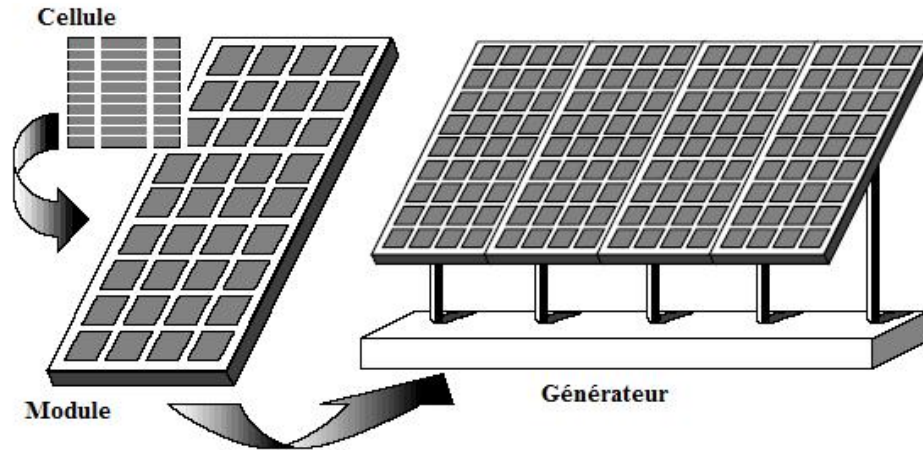


Fig. 2-11 : Constitution d'un générateur photovoltaïque [56]

2.3.1.1.4 Technologie de fonctionnement du générateur : fixe ou « poursuite »

Le choix d'une technologie de fonctionnement du générateur fixe ou d'un système de poursuite ne peut se faire sans prendre en considération le coût global de l'investissement, de la technologie du module utilisée et du site d'installation.

Le système le plus simple consiste en un générateur fixe durant toute l'année et dont l'inclinaison des modules par rapport à l'horizontal sera égale à la latitude du lieu d'installation.

Une autre configuration consiste en un générateur semi fixe, c'est-à-dire que l'angle d'inclinaison des modules sera variable en fonction des saisons (ajustement de 2 ou 4 fois par an de l'angle d'inclinaison). La variation saisonnière de l'angle d'inclinaison des modules se fait manuellement. Enfin, une configuration dont l'inclinaison est automatique le long de la journée. C'est un système qui assure la poursuite du soleil. Nous présentons ci-après les différents types de poursuite, figure 2-12 et 2-13 ;

- Suivi équatorial : L'orientation du module est fixe. Seule varie l'inclinaison par rapport à l'horizontale, de sorte qu'elle soit égale à $90-h$, où h est la hauteur du soleil (Fig. 2-12).
- Suivi azimutal : L'inclinaison du module est fixe. L'orientation du module suit l'azimut du soleil, il sera tourné vers l'Est au lever du soleil, vers le Sud à midi, et vers l'Ouest à son coucher.
- Suivi deux axes : Dans ce type de suivi, l'orientation et l'inclinaison du panneau varient. Les rayons du soleil sont toujours à la verticale des modules (Fig. 2-13).

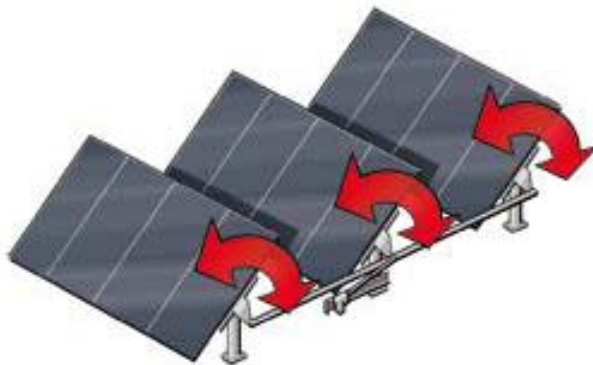


Fig. 2-12 : Générateur PV avec système de poursuite mono-axial



Fig. 2-13 : Générateur PV avec système de poursuite bi-axial

2.3.1.2 Systèmes photovoltaïques de pompage d'eau

Un système de pompage de l'eau actionné par PV est plus simple que n'importe quel autre système de pompage. Les systèmes de pompage actionnés par PV ont un générateur PV, un moteur et une pompe, et un réservoir de stockage de l'eau. Le générateur PV convertit l'énergie solaire en électricité DC, le moteur convertit l'énergie électrique en énergie mécanique et la pompe convertit l'énergie mécanique en énergie hydraulique. Par son système de distribution, le réservoir de stockage livre l'eau à son point d'utilisation. Les variantes possibles des systèmes de pompage par énergie solaire photovoltaïque sont présentées sur la figure 2-14. Une brève présentation de chaque composant constituant le système sera montrée ultérieurement.

Les éléments habituels d'un système PV de pompage de l'eau sont :

- Générateur photovoltaïque – pour fournir l'approvisionnement nécessaire en électricité pour la charge.
- Ensemble moteur-pompe (groupe motopompe)
- Batterie de stockage si utilisée – pour fournir le stockage de l'électricité et permettre de pomper dans les conditions nuageuses ou la nuit.
- Réservoir de stockage – normalement élevé, rendant l'eau disponible la nuit ou par temps nuageux.
- Conditionneur de puissance

De point de vue conception, le système de pompage peut être distingué suivant

- le type de moteur d'entraînement (moteur à courant continu à balais, moteur à courant continu sans balais et moteur à courant alternatif) et
- la manière de stockage (électrique ou hydraulique)

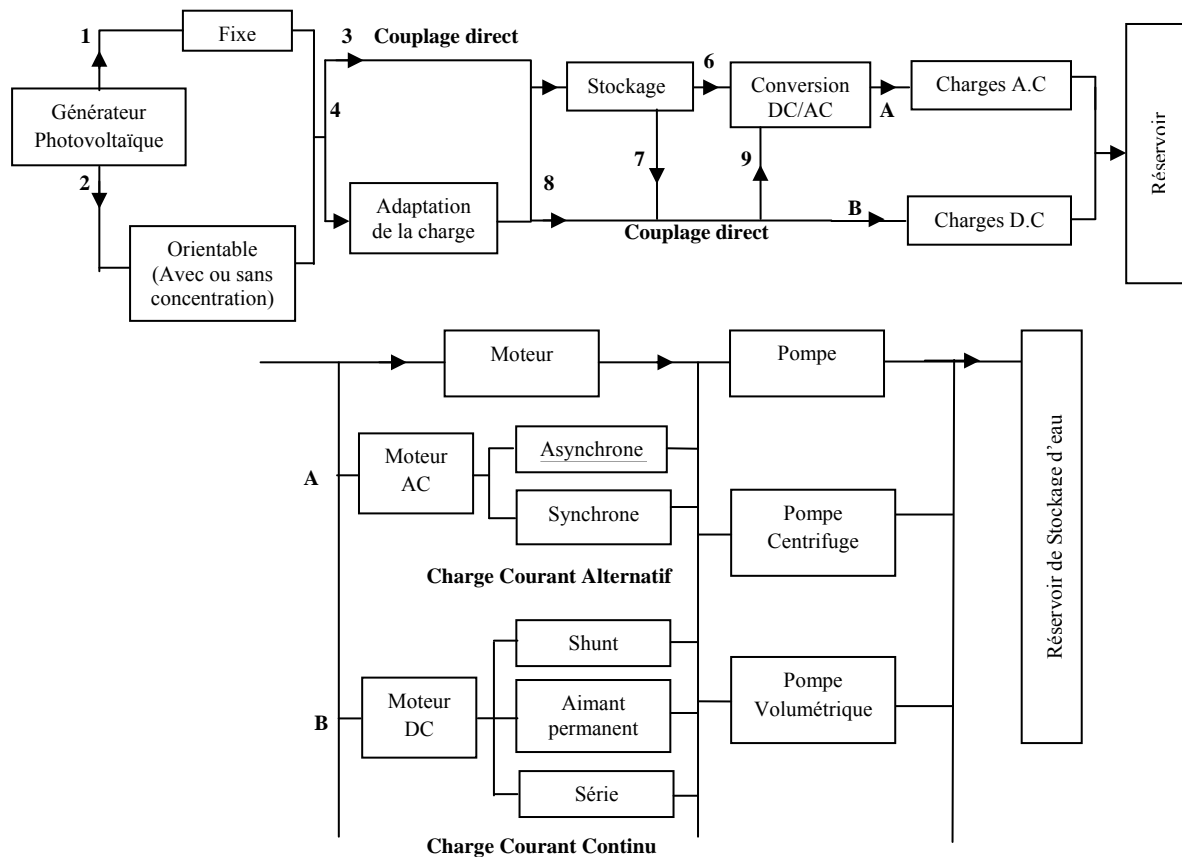


Fig. 2-14 : Les équipements les plus communs dans les systèmes de pompage

Pour les systèmes DC, trois types peuvent être utilisés.

- Le premier est constitué d'un générateur PV, fixe ou orientable, couplé directement à un groupe motopompe. Cette constitution appelé « système à couplage direct » et désignée par la filière (1-3-8). Un tel système est simple et fiable, mais ne fonctionne pas continuellement à son point optimal à la variation continue du rayonnement solaire (du point de fonctionnement I-V du générateur PV). Il faudrait alors faire appel à un adaptateur de charge, représentée par le système ci-après ;
- Le deuxième système est composé d'un générateur PV (fixe ou orientable) couplé à un groupe motopompe DC à travers un adaptateur, un convertisseur DC/DC fonctionnant en MPPT (Maximum Power Point Tracking). Ce système est représenté par la filière (1-4-8).
- Le troisième est celui qui utilise le stockage de l'énergie à l'aide des batteries électrochimiques (rarement utilisé) et représenté par la filière (1-3-7).

En tenant compte de l'utilisation de ces systèmes sous des conditions climatiques très difficiles, et malgré certains avantages que la batterie présente, il est nécessaire de reconsidérer son adjonction au système et son remplacement par un réservoir de stockage. Le problème, parmi tant d'autres, du stockage de l'énergie électrique est apparu comme un facteur limitatif sérieux. En effet, l'utilisation de batteries s'accompagne de contraintes non négligeables :

- Conditions relativement strictes des niveaux de charge et décharge pour conserver une durée de vie acceptable pour les batteries en plus des conditions de sites très sévères.
- Maintenance non nulle à laquelle s'ajoute le problème du local (aération, température ambiante, fourniture de l'eau distillée, etc.).
- Baisse du rendement énergétique de la chaîne.
- Incidence sur le prix du système complet.

Il faut noter qu'il existe une solution où le stockage de l'énergie électrique, i.e. l'utilisation de la batterie n'est pas une obligation. Dans ce cas, la charge fonctionne au fil du soleil et l'autonomie peut être réalisée dans un réservoir de stockage (stockage de l'énergie hydraulique).

Pour les systèmes AC, trois types peuvent être utilisés.

- Le premier système est composé d'un générateur PV (fixe ou orientable) couplé à un groupe motopompe AC à travers un onduleur DC/AC, représenté par la filière (1-3-8-9)
- Le deuxième est celui qui utilise le stockage de l'énergie à l'aide des batteries (il est rarement utilisé). Il est composé d'un générateur PV (fixe ou orientable) couplé à un groupe motopompe AC à travers une batterie de stockage et un onduleur DC/AC, représenté par la filière (1-3-6),
- Le troisième système utilise un générateur PV (fixe ou orientable) couplé à un groupe motopompe AC à travers un adaptateur (MPPT), et un onduleur DC/AC, représentée par la filière (1-4-9).

2.3.1.3 Principaux composants d'un système de pompage

Un système photovoltaïque de pompage se présente fondamentalement de deux manières selon qu'il fonctionne avec ou sans batterie. Alors que cette première utilise une batterie électrochimique pour stocker l'électricité produite par les modules, le système sans batterie, plus communément appelée « pompage au fil du soleil », utilise un réservoir pour stocker l'eau jusqu'au moment de son utilisation. Le système utilisant une batterie peut s'affranchir des aléas du soleil et des problèmes d'adaptation entre le générateur photovoltaïque et le groupe motopompe permettant ainsi de fonctionner à tout niveau d'ensoleillement près du point de puissance maximale. Le débit de pompage peut se faire à la demande et même permettre un pompage régulier durant toute la journée.

Dans ce dernier cas, le débit de la pompe est proportionnel aux niveaux de l'ensoleillement qui pourra varier continuellement durant la journée, pouvant même en cas de très faible ensoleillement avoir un débit très faible voire nul. Dans ce cas, l'utilisation d'un réservoir de stockage de l'eau sera nécessaire afin de pouvoir fournir ce produit précieux à la demande. Vu l'importance du réservoir de stockage sur la fiabilité et la performance du système de pompage par les énergies renouvelables en général, ce composant sera étudié ultérieurement plus en détail.

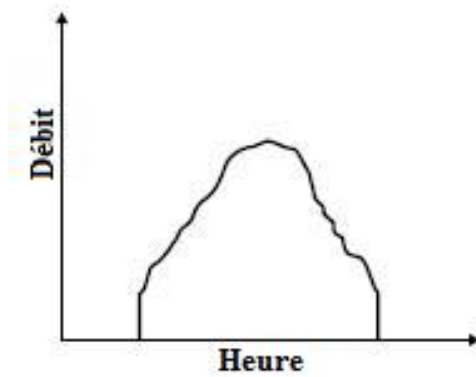


Fig. 2-15 : Pompage au Fil du soleil

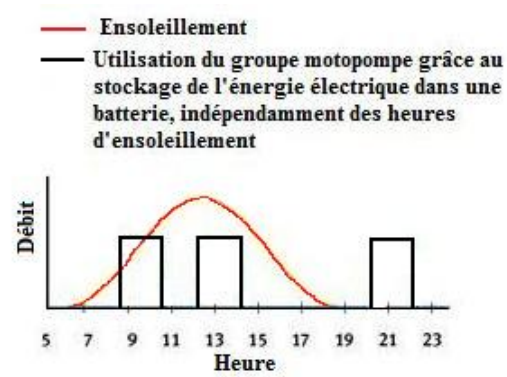


Fig. 2-16 : Pompage avec stockage batterie

Dans les figures 2-15 et 2-16, nous pouvons voir respectivement que dans le cas d'un fonctionnement au fil du soleil, le débit de la pompe a la même forme que l'ensoleillement, tandis que pour un système utilisant une batterie de stockage, le débit est régulier et sur demande.

2.3.1.3.1 Types de pompes à eau

Les pompes de variétés différentes conviennent dans un système PV de pompage. Cependant, elles tombent largement dans deux catégories, centrifuges et volumétriques, qui ont des caractéristiques en soi différentes. Outre ces deux classifications que nous décrirons ci-dessous, on distingue également deux autres types de pompes en fonction de leur emplacement physique par rapport à l'eau pompée : la pompe à aspiration et la pompe à refoulement.

La hauteur d'aspiration de n'importe quelle pompe est limitée à 6 mètres [56]. Les pompes à aspiration sont donc installées à une hauteur au plus égale à celle-ci. Elles doivent aussi être amorcées, c'est-à-dire que la section en amont de la pompe doit être remplie d'eau pour amorcer l'aspiration de l'eau, constituant un des inconvénients de ce type d'installation.

Les pompes à refoulement sont immergées dans l'eau et ont soit leur moteur immergé avec la pompe, soit le moteur en surface ; la transmission de la puissance se fait alors par un arbre reliant la pompe au moteur.

a- Pompe volumétrique

La pompe volumétrique (figure 2-17) transmet l'énergie cinétique du moteur en mouvement de va-et-vient permettant au fluide de vaincre la gravité par variations successives d'un volume raccordé alternativement à l'orifice d'aspiration et à l'orifice de refoulement. Les pompes volumétriques incluent les pompes à vis, les pompes à palettes, les pompes à piston et les pompes à diaphragme.

Le débit d'eau d'une pompe volumétrique est proportionnel à la vitesse du moteur (figure 2-18). Mais son couple varie essentiellement en fonction de la hauteur manométrique totale (HMT) et est pratiquement constant en fonction de la vitesse de rotation du moteur (figure 2-19). Le couple de démarrage est donc pratiquement indépendant du débit et sera proportionnel à la Hmt. La puissance consommée sera proportionnelle à la vitesse. C'est pourquoi ces

pompes sont habituellement utilisées pour les puits et les forages à grandes profondeurs et à faibles débits d'eau.

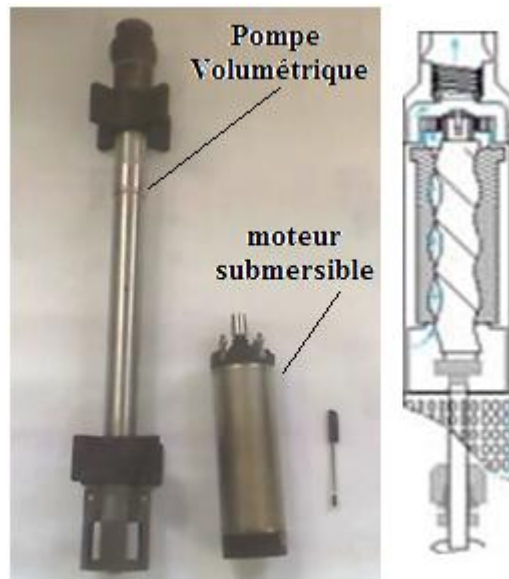


Fig. 2-17 : Groupe motopompe submersible (avec pompe volumétrique)
(Banc d'essai du CDER)

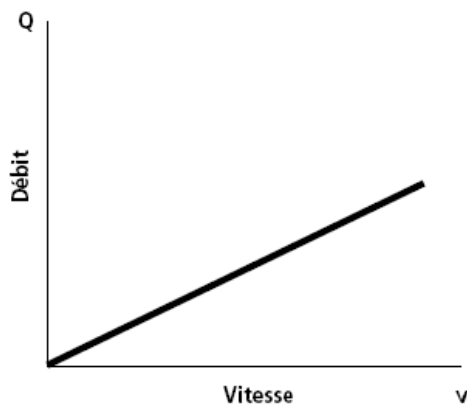


Fig. 2-18 : Le débit de la pompe volumétrique est proportionnel à la vitesse.

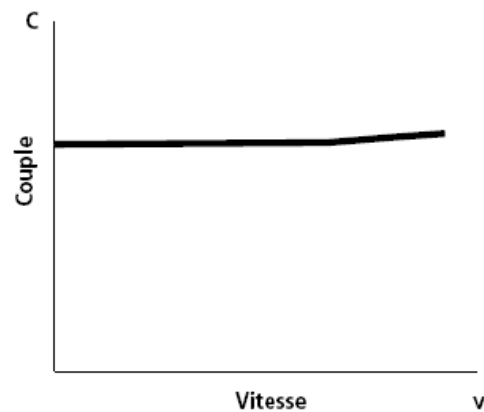


Fig. 2-19 : Le couple de la pompe volumétrique est pratiquement constant en fonction de la vitesse

b- Pompe centrifuge

La pompe centrifuge transmet l'énergie cinétique du moteur au fluide par un mouvement de rotation de roues à aubes ou d'ailettes. L'eau entre au centre de la pompe et est poussée vers l'extérieur et vers le haut grâce à la force centrifuge des aubages. Afin d'augmenter la pression, donc la hauteur de refoulement, plusieurs étages d'aubages peuvent être juxtaposés sur le même arbre de transmission. Chaque étage fait passer l'eau à l'étage suivant en relevant la pression jusqu'à l'étage final, délivrant un volume d'eau à pression élevée (Fig. 2-20 et 2-21).

La pompe centrifuge est conçue pour une H_{mt} relativement fixe. Le débit de cette pompe varie en proportion de la vitesse de rotation du moteur. Son couple augmente très rapidement en fonction de cette vitesse, et la hauteur de refoulement est fonction du carré de la vitesse du moteur. La vitesse de rotation du moteur devra donc être très rapide pour assurer un bon débit. La puissance consommée, proportionnelle à $Q \times H_{mt}$, variera donc dans le rapport du cube de la vitesse. On utilisera habituellement les pompes centrifuges pour les gros débits et les profondeurs faibles ou moyennes (10 à 100 mètres).

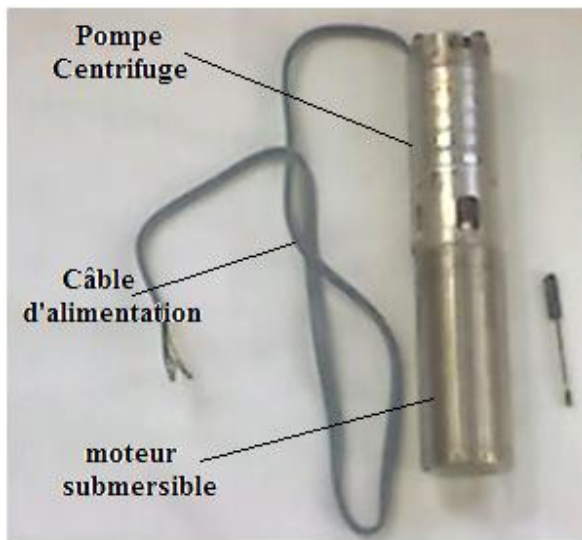


Fig. 2-20 : Groupe motopompe submersible (avec pompe centrifuge)

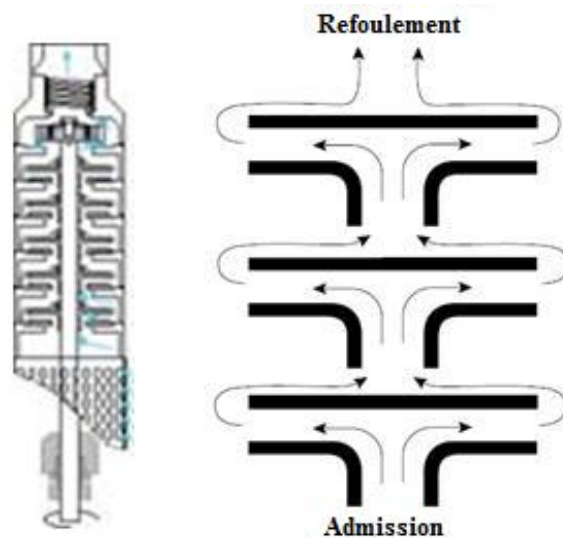


Fig. 2-21 : Cheminement de l'écoulement dans une pompe centrifuge à étages multiples

Parce que le couple de démarrage est limité au couple de frottement de la pompe à vitesse nulle (qui est plus important qu'en rotation) (figure 2-22), la pompe requiert une vitesse minimale à une H_{mt} donnée pour obtenir un débit de départ non nul (figure 2-23).

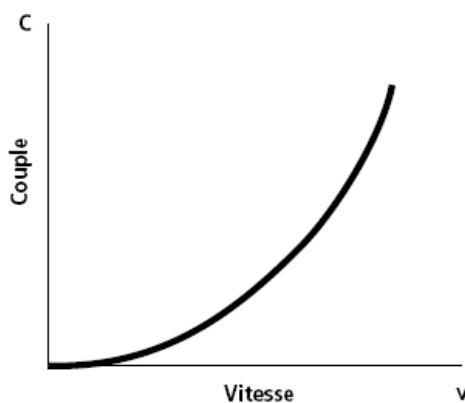


Fig. 2-22 : Couple de la pompe centrifuge (augmente très rapidement en fonction de la vitesse)

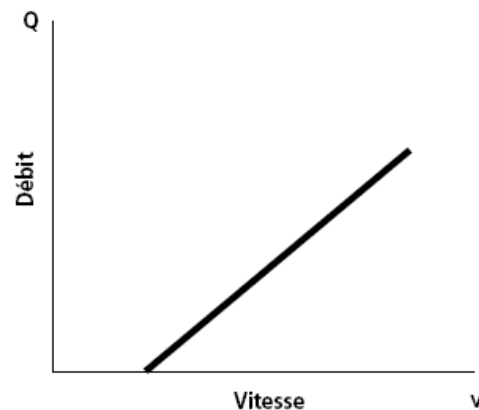


Fig. 2-23 : Débit de la pompe centrifuge (il faut une vitesse minimale à une HMT donnée pour obtenir un débit).

2.3.1.3.2 Types de moteurs

Le moteur d'un groupe motopompe convertit l'énergie électrique en énergie mécanique. Il peut être à courant continu ou alternatif. Dans ce dernier cas, un convertisseur électronique ou un onduleur est nécessaire pour convertir le courant continu DC provenant d'un générateur photovoltaïque en courant alternatif AC. Pour cette raison, le choix d'un moteur à courant continu peut sembler, de prime abord, attrayant parce que le courant produit par le générateur PV est continu. Mais l'évolution des convertisseurs électroniques efficaces permet également de choisir des moteurs alternatifs efficaces et, surtout, moins coûteux. Le choix du moteur dépend aussi de la taille requise, du besoin du moteur d'être submersible ou pas, et de la disponibilité de l'électronique de commande.

Plusieurs types de moteurs sont actuellement disponibles sur le marché, tels que les moteurs à courant alternatif AC, les moteurs à courant continu DC ; à aimant permanent, à balai, sans balai, synchrone et asynchrone et d'autres encore.

a- Moteurs à courant continu avec balai : les moteurs à courant continu utilisés pour des applications de pompage solaire sont les moteurs série. Ils ont un couple de démarrage suffisant pour vaincre la résistance de démarrage d'une pompe et bien répondre à un courant variable. Le couplage est direct ou avec optimisation du générateur. Les balais doivent être changés périodiquement. Ceci est particulièrement problématique dans le cas des pompes à moteur immergé où la pompe doit être retirée du forage pour changer les balais. Ils sont utilisés particulièrement pour le pompage dans les puits ouverts (pompes de surface). Les balais se détériorent avec le temps et doivent être remplacés (durée de vie approximative 1 000 heures à un fonctionnement nominale ou entre 2 000 à 4 000 heures de pompage) [57], ce qui signifie un entretien et des coûts supplémentaires.

b- Moteurs à courant continu sans balais (Brushless) : ce type de moteur électrique comporte non seulement les avantages des moteurs DC mais également ceux des moteurs AC : fort couple au démarrage et durée de vie élevée (due à l'absence des paliers et des balais) mais leur utilisation reste limitée à des faibles puissances [58-59].

c- Moteurs à courant alternatif : les moteurs alternatifs asynchrones (rotor à cage) sont les plus couramment utilisés pour une gamme variée d'applications industrielles. Ils sont utilisés particulièrement pour le pompage immergé dans les forages et les puits ouverts. L'arrivée d'onduleurs efficaces a permis l'utilisation de ce type de moteurs dans les applications de pompage solaire. L'utilisation d'un moteur asynchrone (AC triphasé) plus robuste et moins cher (aussi, faible besoin de maintenance) devient une solution plus économique et plus pratique même au prix d'un circuit électronique de commande plus complexe. L'utilisation d'un moteur asynchrone augmente ainsi l'autonomie et la fiabilité de l'installation. Le moteur est alimenté par un onduleur qui assure l'optimisation du générateur PV.

2.3.1.3.3 Onduleur

La fonction principale du convertisseur est de transformer le courant continu DC, produit par le générateur photovoltaïque, en courant alternatif AC monophasé ou triphasé de tension pouvant être celle du réseau électrique ou adaptée à un moteur spécifique. Le convertisseur PWM (Pulse Width Modulation ou Modulation à largeur d'impulsion – MLI) utilise des composants (commutateurs) électroniques rapides pour varier la largeur d'impulsion. A la sortie, l'onde sinusoïdale est reconstituée (figure 2-24). Ces convertisseurs sont à fréquence variable proportionnelle à l'intensité de l'ensoleillement afin de permettre une variation de la vitesse de rotation de la pompe, tandis que le rapport de la tension alternative sur la fréquence U/f est constant. Le circuit de commande de la fréquence assure le transfert optimal de la puissance entre le générateur PV et le moteur [41] [60-61].

Une deuxième fonction du convertisseur est la recherche du point de puissance maximale du générateur (MPPT). Un microprocesseur recherche à intervalles réguliers la puissance maximale disponible du générateur et fixe ainsi la tension du courant continu à l'entrée de l'onduleur.

Une troisième fonction du convertisseur est la gestion et la protection de l'installation :

- interrupteur principal incorporé,
- protection : surchauffe, surcharge, sous-charge, surtension, sous-tension, défaut à la terre, court-circuit, fonctionnement à sec, blocage groupe motopompe, inversion de polarité, réservoir plein.

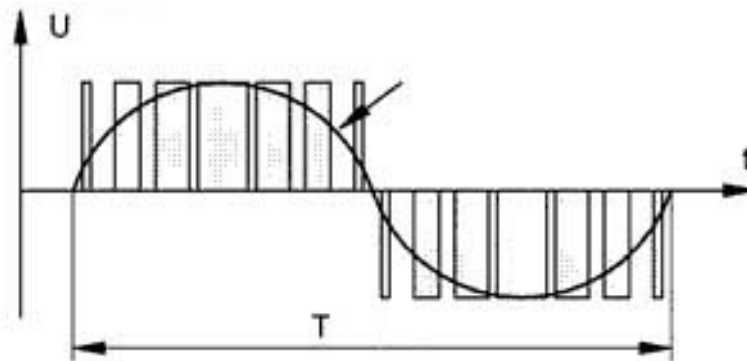


Fig. 2-24 : Formes d'onde de circuit de commande pour un onduleur sinusoïdal PWM

2.3.1.4 Examen de la littérature (performance, dimensionnement et optimisation)

2.3.1.4.1 Caractéristiques courant-tension

La difficulté principale dans l'analyse d'un DC-PVPS est que le taux volumétrique de l'eau pompée dépend de plusieurs facteurs, pouvant être décrits par des équations fortement non-linéaires [62]. Ces facteurs peuvent être classés en tant que paramètres météorologiques (intensité de rayonnement et température ambiante) du site, spécifications du générateur PV (I-V produit, surface, rendement de conversion et inclinaison), et les caractéristiques du système moteur DC- pompe-hydraulique (I-V de sortie de l'ensemble moteur-pompe, hauteur

statique et dynamique), comme remarqué par *Firatoglu et Yesilata* [63]. Les points de fonctionnement dépendent des caractéristiques courant-tension (I-V) du groupe motopompe et du générateur PV. Les caractéristiques I-V du générateur PV varient non linéairement avec l'éclairement, la température ambiante, et le courant soutiré par le moteur DC.

King et al. [64], rapportent que l'insolation incidente sur les modules photovoltaïques est optimisée par l'orientation du module par rapport au soleil. C'est parce que la réflexion de la composante directe du rayonnement solaire augmente considérablement quand l'angle d'incidence est supérieur à 60° . *Duffie et Beckmann* [65] ont montré que les modules poursuivant le mouvement du soleil augmentent la quantité du rayonnement solaire disponible. Les systèmes de poursuite bidimensionnels permettent aux modules PV d'être orientés vers le soleil, maintenant un angle d'incidence de 0° par toutes les heures du jour et en toute saison. Si la poursuite n'est pas disponible, un compromis sur l'année doit incliner les modules d'un angle par rapport à l'horizontal qui est égal à la latitude de l'emplacement, faisant face au sud (quand les modules sont placés dans l'hémisphère nord) [66]. Autrement, l'angle d'inclinaison change avec les saisons selon la déclinaison ou la position angulaire du soleil à midi solaire [67]. L'angle d'inclinaison pour chaque saison devrait être la latitude de l'emplacement, moins la déclinaison moyenne pour cette saison [68].

La température de fonctionnement des cellules, qui est causée par le support du module, l'insolation, la température ambiante, aussi bien que la vitesse du vent et la direction, joue également un rôle important dans la performance du module. *King et al.* [64]; *Meneses-Rodriguez et al.* [69] rapportent qu'à mesure que la température augmente, la tension diminue tandis que le courant augmente typiquement à un taux défini par le coefficient de la température du module. La tension cependant, est affectée considérablement, il y a ainsi une diminution globale sur la puissance de sortie et sur le rendement réel des modules [64]. *King et al.* [64] ont montré que pour différentes technologies de modules comprenant entre autres le silicium monocristallin et polycristallin, ont une dépendance forte et négative de la température. Cependant, la dépendance de la température de la puissance de sortie n'est pas franche pour les modules a-Si (silicium amorphe) [70].

Abdolzadeh et al. [71] ont montré que dans le but d'augmenter l'efficacité du système PV de pompage d'eau, il est nécessaire de garder la température de la cellule PV au silicium monocristallin ou polycristallin et la réflexion de la cellule aussi faible que possible pour améliorer les performances d'un système PV de pompage de l'eau. Après une comparaison avec les systèmes traditionnels, les résultats montrent que la puissance des cellules est améliorée en pulvérisant de l'eau sur les cellules PV. Ceci peut augmenter significativement l'efficacité du système, du sous système et le débit de la pompe quand elle fonctionne à différentes profondeurs. Ils ont indiqué aussi, que l'eau pulvérisée sur la surface du module a amélioré les performances optiques du système de 1.8 %. La diminution de la perte des performances dues à la température et à la réflexion des cellules peut également réduire le seuil du rayonnement pour le démarrage du groupe motopompe pendant les jours chauds et augmenter ainsi la fourniture de l'eau. Ils ont montré enfin que, la pulvérisation de l'eau sur les cellules augmente le rendement moyen des cellules, le rendement du sous système et le rendement total de 3.26 %, 1.40 % et 1.35 % respectivement.

Argaw [72-73] ; *Hadj Arab et al.* [74] ont montré qu'une adaptation appropriée de la charge groupe motopompe à la sortie du générateur PV est une difficulté majeure pour une meilleure performance du système et qui est essentielle pour une utilisation optimale des systèmes de pompage de l'eau. Les problèmes principaux de tels systèmes sont liés à la non linéarité, l'ensoleillement et la température de la cellule dépendant des caractéristiques de la tension et du courant du générateur PV [75].

2.3.1.4.2 Composants du système

La pompe elle-même est la question de conception la plus importante dans le pompage de l'eau photovoltaïque (PV) solaire, qui est influencée par beaucoup de paramètres, y compris des caractéristiques de système du puits, du rayonnement solaire disponible, et du profil de la demande.

Diverses études ont été faites sur le choix du système d'entraînement qui convient au GPV, le type de pompes à utiliser et les manières de commander et d'optimiser le système de pompage de l'eau. Il a été trouvé que l'énergie du GPV utilisée par la pompe centrifuge est supérieure à celle utilisée par la pompe volumétrique. *Appelbaum* [76] ; *Olorunfemi* [77] ; *Veerachary et al.* [78] ont montré que dans le cas des pompes centrifuges, le fonctionnement a lieu pendant de plus longues périodes même pour les niveaux bas d'insolation, et la caractéristique de charge est dans une proximité plus étroite au point de puissance maximale du GPV.

Les pompes d'eau sont très variées, ainsi le choix de la pompe dépend considérablement de l'application. Les pompes volumétriques offre un faible volume pour des profondeurs élevées, tandis que les pompes centrifuges sont meilleures pour de grands volumes a des profondeurs modérées (10 à 100 mètres). Les pompes flottantes et à aspiration offrent une gamme de volumes seulement aux basses hauteurs de pompage. *Michael et Khepar* [79] ont montré que les pompes submersibles sont les plus efficaces dans un système PV de pompage, car elles éliminent la canalisation d'aspiration.

Singer et Appelbaum [80] ; *Akbaba et al.* [81] ; *Mummadi* [82] ont montré que les moteurs DC à excitation séparée et à un aimant permanent sont plus appropriés aux systèmes PV de pompage de l'eau. De plus, *Pulfrey et al.* [83] ; *Hsiao et Blevins* [84] ont montré que les moteurs DC à aimant permanent peuvent se relier directement au générateur PV et sont fiables, efficaces et fonctionnent a des tensions diverses. *Roger* [85] a montré qu'un moteur DC entraînant une pompe centrifuge représente une charge bien adaptée pour un générateur PV, parce que ce système utilise la majeure partie de l'alimentation DC disponible développée par le générateur. *Singer et Appelbaum* [80] ont étudié le démarrage et les performances des différents moteurs DC et de pompes d'eau directement couplés à un générateur PV, concluant qu'un moteur DC à excitation séparée entraînant une pompe centrifuge fournit la meilleure adaptation au générateur PV. D'une façon générale, les moteurs DC souffrent du problème d'entretien [57] [86]. Pour surmonter cet inconvénient, *Barlow et al.* [57] ; *Langridge et al.* [87] ; *Singh et al.* [88] ont présenté le moteur DC sans balais. Cependant, les moteurs sans balais sont disponibles pour des applications de basse puissance [61]. Le convertisseur de

l'électronique de puissance utilisé pour adapter l'impédance électrique dynamique des moteurs DC au GPV sont en général un buck, un boost ou un buck boost [89-92].

Un système d'énergie solaire devrait chercher à fournir la combinaison optimale d'une performance efficace, bas coût initial et de fonctionnement, robustesse et longévité. *Bhat et al.* [60] ; *Yao et al.* [92] ont montré que les systèmes AC de pompage à l'aide des moteurs à induction et des onduleurs offrent une option fiable. *Bhat et al.* [60] ; *Yao et al.* [92] ; *Zaki et Eskander* [86] ; *Singh et al.* [93] ; *Eskander et Zaki* [94] et *Benlarbi et al.* [95] ont montré que par rapport aux moteurs DC, les moteurs à induction sont plus robustes, fiables et à faible entretien. *Barlow et al.* [57] ; *Bhat et al.* [60] ; *Olorunfemi* [77] ; *Zaki et Eskander* [86] ; *Yao et al.* [92] ; *Benlarbi et al.* [95] ont montré un autre avantage, la gamme des moteurs à courant alternatif AC disponibles est beaucoup plus grande et son coût est inférieur. Les systèmes AC présentent plus d'opportunités pour des améliorations d'efficacité et des stratégies de commande [77] [86]. *Odeh et Mahmoud* [96] ont présenté des résultats de performances encourageantes pour les systèmes installés en Jordanie. *Betka et Moussi* [61] ont présenté l'optimisation des performances d'un moteur asynchrone associé à un générateur PV.

Kou et al. [52] ont développé une méthode pour prévoir les performances à long terme des systèmes PV de pompage à couplage direct en utilisant l'information fournie par les fabricants des modules PV et du groupe motopompe. *Salameh et Taylor* [97] ont analysé l'effet de la configuration du générateur PV sur les performances des systèmes PV de pompage. *Koner et al.* [98] ont analysé les performances des systèmes PV de pompage en changeant les caractéristiques du moteur.

Dauda et Mahmoud [44], ont développé un modèle mathématique pour permettre d'examiner la performance du système de pompage utilisant un moteur à induction. Ce modèle permet la représentation du couple du moteur en fonction de la vitesse (et du glissement) à différentes fréquences de l'alimentation électrique, comme le débit et le rendement du système en fonction de la fréquence d'alimentation électrique et de la hauteur de pompage. Le coût élevé de l'énergie PV dicte que même une petite augmentation de pourcentage dans le rendement total du système résultera un impact économique significatif [99].

Hadj Arab et al. [100], ont analysé les performances des systèmes PV de pompage d'eau pour quatre emplacements climatiques distincts en Algérie. L'étude a été effectuée pour trois profils de capacités différentes de réservoir, deux types de modules PV, deux configurations du générateur PV et plusieurs hauteurs de pompage appliqués à deux pompes centrifuges. La performance du système est influencée par beaucoup de paramètres comme la hauteur totale de pompage, le type de motopompe, la configuration du générateur PV et l'endroit géographique.

Dans les systèmes PV de pompage de l'eau, la recherche du point de puissance maximale (MPPT) est habituellement utilisé en tant que stratégie de commande pour rechercher le point de puissance de sortie maximum de fonctionnement du GPV pour différentes conditions de fonctionnement de l'insolation et de la température du GPV. Ainsi, plusieurs commandes de stratégie d'optimisation permettant l'amélioration de l'exploitation du système photovoltaïque

de pompage de l'eau ont été appliquées pour maximiser le rendement du GPV, du moteur, ou du système entier. Par exemple, deux stratégies de commande ont été présentées dans *Eskander et Zaki* [94]. Premièrement, un système de pompage de l'eau entraîné par un moteur à induction couplé à une pompe centrifuge est commandé pour fonctionner sur la puissance maximale de la caractéristique du GPV. Deuxièmement, le moteur à induction est commandé pour fonctionner à son efficacité maximale. Une comparaison est faite, et on conclut que le MPPT n'est pas nécessairement la meilleure manière de commander un GPV dans un système de pompage de l'eau. Aussi, *Eskander et Zaki* [94] et *Yao et Ramshaw* [101] ont conclu que l'utilisation du contrôle du MPPT n'est pas un moyen systématique d'optimisation du moteur ou du rendement global du système.

Altas et Sharaf [89] ont appliqué la commande de la logique floue avec succès pour rechercher le point de puissance maximale dans les systèmes de conversion d'énergie PV, et pour transférer le maximum de puissance disponible à partir d'un GPV à un moteur à induction triphasé alimenté par l'intermédiaire d'un onduleur PWM. Les réseaux de neurones ont été utilisés également pour rechercher la puissance maximale du GPV comme il a été rapporté par *Hiyama et al.* [102], et pour identifier le point optimal du GPV alimentant par l'intermédiaire d'un découpeur (chopper) un moteur DC à excitation séparée, couplé à une pompe centrifuge ou à une pompe volumétrique. *Betka* [41] et *Akihiro Oi* [103] dans leur thèse, traitent de la conception et la simulation d'un système photovoltaïque de pompage de l'eau. Le système utilise un suiveur du point de puissance maximale (MPPT), un dispositif électronique de puissance qui augmente de manière significative l'efficacité du système. La recherche inclut la discussion de divers algorithmes de MPPT et les méthodes de contrôle. *Benlarbi* [104] a montré l'efficacité des techniques d'intelligence artificielle comparativement aux méthodes classiques, en optimisant un système de pompage de l'eau entraîné par des moteurs à courant alternatif AC et continu DC.

Yao et al. [92], *Hadia et al.* [105], ont proposé un onduleur à suiveur du point de puissance maximale (MPPT) et un contrôleur de fréquence variable pour améliorer le glissement et le rendement du moteur dans les basses conditions d'insolation. Ils ont constaté qu'une valeur optimale constante d'efficacité du moteur peut être assurée par l'ajustement approprié de la fréquence de l'onduleur.

Eskander et Zaki [94] ont discuté sur deux stratégies de commande ; (i) efficacité PV maximale en utilisant un MPPT et débit variable et (ii) efficacité maximale du moteur en contrôlant les courant – tension PV pour accommoder au courant et à la tension requis du moteur. Ils ont suggéré en utilisant un onduleur MPPT avec une commande constante de fréquence de la tension du moteur. *Salas et al.* [106], après examen des différents algorithmes pour la recherche du point de puissance maximale, ont montré que la performance du système compte sur les conditions de fonctionnement. Alors, la puissance maximale extraite à partir du générateur PV dépend fortement de trois facteurs : l'insolation, le profil de charge et la température des cellules (température ambiante).

Betka [41], a montré que par l'utilisation de la stratégie de la PWM sinusoïdale ou la technique de minimisation harmonique, toutes les performances du système de pompage

augmentent telles que la quantité d'eau quotidiennement pompée, le facteur de puissance du moteur et l'efficacité de la pompe.

Sans compter les améliorations dans le moteur et la pompe qui pourraient être effectuées, celles des dispositifs de conditionnement de puissance sont également importantes pour augmenter les performances du système de pompage PV. Mais en raison du niveau élevé de l'efficacité déjà atteint (plus de 95 %) pour de tels dispositifs comme les onduleurs ou les régulateurs DC pour les applications de pompage PV, les chances d'améliorer ces composants sont faibles et probablement possibles seulement à travers l'implémentation de nouveaux éléments de semi-conducteur.

Des efforts considérables ont été exercés pour améliorer les performances des systèmes AC de pompage. *Bhat et al.* [60] ont conclu que (i) il y a une relation optimale tension – fréquence ($U - f$) qui améliore le rendement du moteur à une certaine hauteur de pompage, (ii) la variation de la hauteur de pompage a un effet insignifiant sur le rapport $U - f$ optimal, (iii) sous le fonctionnement à hauteur variable de pompage, la puissance évaluée du moteur doit correspondre à la valeur de la hauteur de pompage minimale.

Betka et Moussi [61] ont conclu que presque une efficacité constante optimale du moteur peut être réalisée en changeant la fréquence d'onduleur et l'indice de modulation. Les performances des systèmes PV de pompage se dégradent lorsque l'insolation diminue de son point nominal de conception.

Bione et al. [107] ont proposé des systèmes PV de pompage avec poursuite du soleil et à concentration comme une alternative viable pour réduire le coût final du volume d'eau pompé. Les résultats ont montré une réduction des coûts de 19 % pour les systèmes de poursuite et de 48 % pour les systèmes à concentration, comparés à la configuration fixe. Cette configuration apparaît comme une possibilité intéressante pour augmenter le volume de l'eau pompée ou de réduire son coût par mètre cube.

Kaushika et al. [108], ont examiné les deux configurations. Une configuration dont le générateur PV est fixe et une autre muni d'un système de poursuite mono axial. En outre, une analyse du coût simple a été également effectuée, qui indique que pour le site considéré, les systèmes autonomes dont le générateur est fixe est une meilleure option que le système de poursuite mono axial. *Dunlop* [109] a expérimentalement étudié les effets des différentes méthodes de poursuite sur les performances des systèmes PV de pompage. Les caractéristiques de démarrage d'un moteur DC et de la pompe alimentés par un générateur PV avec et sans système de poursuite du point de puissance maximal (MPPT) ont été examinées par *Singer et Appelbaum* [80].

Plusieurs auteurs ont décrits les modèles mathématiques de l'onduleur, du moteur et de la pompe. Nous pouvons citer *Langridge et al.* [87] ; *Singh et al.* [93] ; *Jafar* [51], et *Badescu* [110]. Comme conditions préalables pour leur étude, ils ont supposé un seuil d'insolation critique constant, une capacité de stockage infinie et un polynôme de deuxième degré de débit avec l'insolation. *Kiatsiriroat et al.* [111], ont défini l'insolation critique de seuil comme valeur à laquelle la pompe commence à débiter de l'eau.

Jafar [51] a présenté une méthode pour modéliser le rendement d'un système PV de pompage de l'eau à échelle réduite. *Hamidat et Benyoucef* [112], ont proposé deux modèles mathématiques pour le dimensionnement du système PV de pompage. Ces modèles lient directement le courant électrique de fonctionnement au débit de l'eau de la pompe en fonction de la hauteur totale. Ces modèles sont basés essentiellement sur l'expérimentation des pompes du service de pompage d'essai PV du CDER. Deux systèmes de pompage ont été examinés : le premier utilise une pompe centrifuge et le second utilise une pompe à déplacement positif. Les performances sont calculées en utilisant les données météorologiques mesurées de différents emplacements situés dans le Sahara et les régions du littoral de l'Algérie. *Odeh et al.* [113], ont développé et validé un modèle de simulation utilisant TRNSYS pour les systèmes PV de pompage d'eau à courant alternatif AC.

Ghoneim [114] a présenté les résultats de l'optimisation des performances d'un système photovoltaïque de pompage de l'eau dans le climat du Koweït. Le système photovoltaïque de pompage de l'eau à couplage direct étudié comprend le générateur PV, un moteur DC, une pompe centrifuge, un réservoir de stockage qui atteint un objectif semblable au stockage des batteries et un suiveur du point de puissance maximale afin d'améliorer l'efficacité du système. Le programme de simulation développé afin de déterminer les performances du système proposé. Il se compose d'un modèle du générateur PV avec un suiveur du point de puissance maximale et des modèles pour le moteur DC et la pompe centrifuge.

Un certain nombre de programmes de simulation peuvent être trouvés dans la littérature pour simuler les différents composants de système de pompage PV. Cependant, la plupart des modèles sont basés sur les caractéristiques de chaque composant fournies par les fabricants, et en même temps, ils utilisent les rendements moyens des composants, c.-à-d. ces modèles ignorent les variations imposées au système par des variations solaires de la source. En outre, les méthodes disponibles d'analyse sont basées sur une pompe et un moteur spécifiques pour un emplacement spécifique.

Benlarbi et al. [95], ont présenté une optimisation par la logique floue du rendement global d'un système de pompage d'eau photovoltaïque entraîné par un moteur DC à excitation séparée, un moteur synchrone à aimant permanent, ou un moteur à induction, couplés à une pompe centrifuge. *Hadj Arab et al.* [115], ont développé un programme de calcul avec un pas horaire, qui prédit les performances des différents systèmes. Le développement de deux modèles d'unité de motopompe permet d'obtenir le point de fonctionnement du système et le débit pompé. Les deux modèles sont basés sur les résultats expérimentaux de plusieurs pompes PV, qui ont été caractérisées complètement dans le banc d'essai de pompage du CDER dans le but d'obtenir les paramètres des modèles. Les modèles sont établis pour les pompes centrifuges et à déplacement positifs avec des moteurs DC.

2.3.1.4.3 Dimensionnement et optimisation

L'étape la plus critique dans la conception est le dimensionnement et l'optimisation du système PV de pompage. Le problème consiste donc à trouver le nombre minimal de modules

PV et la capacité de stockage de telle sorte que la charge soit satisfaite avec une certaine fiabilité exigée du système.

De nombreux articles relatifs à la conception économique optimale des systèmes PV utilisant généralement un stockage électrochimique ont été édités. Habituellement, la conception optimale est effectuée en réduisant au minimum le coût global actualisé (les charges d'investissement plus, les charges récurrentes et occasionnelles escomptées du coût futur pendant la durée de vie active du système) ou en réduisant au minimum le coût unitaire d'énergie (ou du mètre cube d'eau) produite par le système (LCE : coût total du système PV de pompage divisé par l'énergie produite par le système PV). En plus, les restrictions sont habituellement incluses qui sont appliquées à la fiabilité, évaluant la même chose au moyen d'un des paramètres suivants :

- Perte de la probabilité de charge (LOLP- Loss Of Load Probability) : période de temps de panne de courant divisée par une période donnée (généralement un an).
- Perte de la probabilité d'énergie (LPSP- Loss of Power Supply Probability) : probabilité qu'une alimentation d'énergie insuffisante résultera quand le système PV ne peut pas satisfaire la demande de charge.

Le dimensionnement d'un système PV est une étape très complexe parce que plusieurs paramètres stochastiques sont impliqués ayant une contribution significative, par exemple, les données météorologiques, la variation de la demande sur la base journalière et/ou saisonnière, et des considérations économiques. Jusqu'ici, plusieurs méthodes ont été proposées dans la littérature pour le dimensionnement des systèmes photovoltaïques autonomes [116-120]. Ces méthodes se basent sur des valeurs saisonnières moyennes mensuelles du rayonnement solaire et utilisent des calculs simplifiés, ou se basent sur des valeurs mesurées horaires journalières du rayonnement solaire et incorporent des techniques de simulation.

L'objet principal en concevant un système de pompage PV (PVPS) est que la puissance de pompage exigée devrait être développée par un nombre minimum de panneaux PV afin d'améliorer la rentabilité [121]. *Odeh et al.* [113] ont développé et validé un modèle transitoire de simulation, utilisant TRNSYS pour les systèmes photovoltaïques (PV) de pompage d'eau à courant alternatif AC. Les travaux de simulation étaient portés entre autres sur la détermination de la taille optimale du générateur PV en considérant les analyses du coût sur la durée de vie.

Hadj Arab et al. [122] ont développé une méthode d'optimisation applicable à des systèmes PV autonomes comme une fonction de leur fiabilité. Le problème consiste en la détermination du couple constitué de la taille du générateur et de la capacité de stockage qui correspond à un coût total minimal du système. La méthode a été appliquée pour diverses régions d'Algérie lesquelles étaient divisées en zones en fonction de leur indice de clarté.

Elsheikh Ibrahim [123] a fait remarquer que l'exercice le plus critique en concevant les systèmes PV autonomes est le dimensionnement du générateur photovoltaïque et de la capacité de stockage pour satisfaire la charge. Ceci est réalisé sous deux contraintes : le coût sur la durée de vie (LCC) doit être minimal et la fiabilité du système (mesurée par la probabilité de perte de charge – LOLP) acceptable. Les méthodes utilisées changent des

conceptions assistées par ordinateur utilisant des données horaires du rayonnement [124] [125].

Zanesco et al. [126] ont présenté une méthode analytique pour dimensionner les systèmes autonomes au Brésil. La tâche de dimensionner un système PV consiste à trouver la surface du générateur PV et la capacité de stockage qui s'accordent parfaitement avec la demande énergétique et du comportement du rayonnement solaire pour une Probabilité de Perte de Charge (LOLP) spécifique. Le procédé a été alors appliqué pour obtenir les courbes d'autosatisfaction, c.-à-d. la capacité du générateur PV en fonction de la capacité de stockage, pour différentes LOLP désirées (degré de fiabilité).

Hadj Arab et al. [74] ont appliqué une méthode de la Probabilité de Perte de Charge (LOLP) pour estimer la configuration optimale du générateur PV ; la LOLP a été définie comme étant le rapport du nombre d'heures du déficit de l'eau sur le nombre d'heures de consommation (les couples considérés sont le courant et la tension du générateur PV et le courant nominal et la tension nominale du groupe motopompe).

Hamidat [127] a développé un programme de simulation permettant de dimensionner les systèmes photovoltaïques de pompage d'eau en utilisant les modèles des sous systèmes de pompage et la technique de la probabilité de perte de charge (LOLP) pour trouver la meilleure combinaison du générateur photovoltaïque et du réservoir de stockage d'eau en se basant sur le rayonnement moyen journalier.

Hontoria et al. [128] ont présenté une méthodologie basée sur les réseaux artificiels de neurones pour produire des courbes de LOLP pour dimensionner les systèmes PV autonomes. *Baloutkis* [129] a présenté une méthode de dimensionnement des systèmes PV autonomes pour une certaine fiabilité de fonctionnement du système pour satisfaire la charge et l'économie des composants. L'approche utilisée étant celle de la LOLP.

Benghanem et Hadj Arab [130] ont présenté une méthodologie appliquée aux systèmes de pompage de l'eau opérant dans différents emplacement en Algérie. Diverses configurations de dimensionnement ont été simulées et les courbes d'autosatisfactions ont été déterminées.

Bucciarelli [131] ; *Klein et Beckmann* [132] ; *Abouzahr et Ramkumar* [133] ; *Kaushika et al.* [134] sans faire une analyse détaillée du coût du système et de l'énergie produite, ont introduit un paramètre de conception pour le système PV autonome basé sur le concept de la fiabilité de l'alimentation d'énergie à la charge, qui est mesuré par la Probabilité de Perte d'Énergie (LPSP).

2.3.2 Etat de l'art de la technologie du pompage d'eau par énergie éolienne

Le vent a été une source d'énergie traditionnelle pendant des siècles et est encore utilisé dans beaucoup de régions isolées des pays en voie de développement.

De petites pompes éoliennes, faites de bois, ont été utilisées en France, au Portugal, et en Espagne pour que l'eau de mer de pompage produise le sel [40]. Les ressources en eau superficielles trop limitées ont amené les utilisateurs au perfectionnement des systèmes d'élévation de l'eau pour le pompage des eaux souterraines. Les pompes éoliennes sont ainsi devenues rapidement la principale source d'énergie à usage général utilisée à cet effet. Le développement agricole aux Etats-Unis a contribué au développement des ateliers et des

usines de fabrication des pompes éoliennes. Des programmes importants de recherche et de développement ont été entrepris, certains ont été subventionnés par le Gouvernement des Etats-Unis. Ces programmes de recherche ont pour objet de perfectionner les pompes éoliennes destinées aussi bien à l'irrigation que pour l'alimentation en eau potable [135]. Pendant 100 ans, plus de 8 millions de moulins à vent ont été fabriqués aux Etats-Unis, et la conception a été si couronnée de succès qu'elle a été copiée à travers le monde. Aujourd'hui plus de 1 million de moulins à vent sont en service [135], la plupart du temps aux Etats-Unis, Argentine, et Australie. Dans les régions où le vent est favorable, ce type de machine constitue une meilleure alternative à l'utilisation d'un système d'énergie photovoltaïque pour l'entraînement des pompes d'irrigation [135]. Un autre domaine d'utilisation de l'énergie éolienne a pris de l'essor vers la fin des années 1920 et au début des années 1930, à savoir celui des générateurs éoliens ou des aérogénérateurs pouvant produire du courant continu (DC) ou alternatif (AC). Des milliers de petits générateurs éoliens, tel que le générateur australien Dunlite (figure 2-25), ont été mis en service pour charger les accumulateurs devant servir à l'éclairage et en particulier à l'alimentation des postes de radiocommunication, dans les zones rurales isolées. Vu l'important essor pris par cette source énergétique, la puissance éolienne cumulée dans le monde en 2008 a atteint 120 824 MW [11], toutes activités confondues (autonome, injection dans le réseau, etc.).

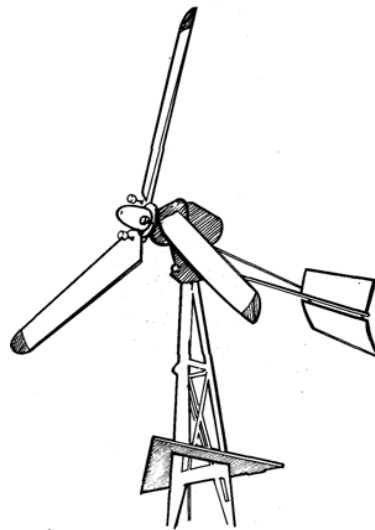


Fig. 2-25 : Aérogénérateur Dunlite 2 kW

2.3.2.1 Pompes éoliennes

L'énergie éolienne a été utilisée comme moyen de pomper l'eau depuis le treizième siècle. Des éoliennes typiques peuvent être conçues pour tourner horizontalement ou verticalement (figures 2-26 et 2-27).

Les types à axe horizontal sont actuellement les plus pratiques. Un des avantages principaux avec l'axe vertical est qu'elles acceptent le vent de n'importe quelle direction. Les types les plus communs de moulins à vent à axe vertical, sont les dispositifs différentiels de drague de *Panemone*, le rotor de *Savonius* (ou S-rotor), et la turbine de vent de *Darrieus*. Des dispositifs différentiels de drague de *Panemone* ont été utilisés en Perse antique pour les grains de meulage. L'inventeur finlandais, Sigurd Savonius, a développé le rotor de *Savonius*,

avec un axe vertical en forme de S, en 1924. Les S-rotors, comme le moulin à vent de ferme, extraient moins de 15% de l'énergie éolienne, et en raison de cette limitation, les rotors de *Savonius* n'ont jamais été commercialement réussis [40].

Le choix d'une solution technique pour une éolienne dépend en grande partie de l'utilisation prévue de l'énergie qui y sera produite et du site d'installation. On distingue généralement deux types d'utilisation :

- L'utilisation directe de l'énergie mécanique produite par l'éolienne,
- la conversion mécanique-électrique de l'énergie produite par l'éolienne



Fig. 2-26 : Eolienne à axe horizontal



Fig. 2-27 : Eolienne à axe vertical (type Savonius)

2.3.2.1.1 Production d'énergie mécanique

Les utilisations traditionnelles des éoliennes ont été, des siècles durant, le pompage direct de l'eau et le broyage des grains. Aujourd'hui encore, la production d'énergie mécanique par le vent est essentiellement destinée au pompage de l'eau. Cette application, bien que très ancienne, continue à être utilisée et connaît même un regain d'intérêt avec les économies d'énergies. Le principe est d'associer l'éolienne à une pompe à piston placée dans un forage ou dans un puits, et entraînée par un train de tiges mû par un système bielle-manivelle solidaire de la roue éolienne. Mais plusieurs problèmes limitent l'essor de cette technique de pompage ; on peut citer les faits suivants :

- Les problèmes d'emplacement : Le premier inconvénient dont a souffert le pompage éolien direct est celui de l'emplacement du site. En effet, le dispositif de pompage doit être placé au-dessus de la source d'eau et cet emplacement n'est pas nécessairement le plus adéquat.
- Les problèmes de régulation : Le principal inconvénient des éoliennes multi pales est de posséder une régulation par tout ou rien du fait que le dispositif d'entraînement mécanique, bielle-manivelle-tige de commande de la pompe, ne supporte pas la survitesse. En effet, au-delà d'une certaine vitesse, le rotor se place dans le lit du vent et le dispositif s'arrête.

Ce qui fait que le système de pompage présente l'inconvénient de ne fonctionner ni pour les vents faibles, ni pour les vents plutôt forts. Ceci pourrait avoir des conséquences dramatiques pour certaines périodes de l'année (printemps) pour la population habitant dans le sud ouest algérien où à certaines périodes les vents sont ou forts ou très faibles, ne permettant pas à l'éolienne de démarrer.

- Les problèmes de limitation de la Hauteur Manométrique Totale (HMT) : Les contraintes mécaniques auxquelles est soumise la tige de commande limitent la hauteur manométrique totale à une valeur maximale donnée par le constructeur. Des profondeurs des puits ne doivent pas dépasser 30 m [55]. Avec des puits plus profonds, les quantités d'eau pompées sont faibles et les risques de rupture de la tringlerie de pompage sont accrus compte tenu des efforts mécaniques [54].
- Les problèmes de régularisation du couple résistant : L'énergie fournie par l'éolienne n'est absorbée que pendant la remontée du piston, la descente de celui-ci se faisant sous son propre poids. Ceci a une répercussion directe sur la vitesse de démarrage ; il faudra en effet un couple plus fort pour faire démarrer l'éolienne, donc une vitesse de vent plus élevée. Même si de nos jours il existe des systèmes de compensation de cette contrainte, il n'en demeure pas moins vrai que ces dispositifs induisent des contraintes mécaniques dont il faut tenir compte.

2.3.2.1.2 Production d'énergie électrique

Pour s'affranchir de certaines limitations de l'utilisation directe de l'énergie mécanique produite dont en particulier le fonctionnement pour tous les vents dont la vitesse est supérieure ou égale à la vitesse de démarrage, le pompage à des profondeurs supérieures à 100 m et la possibilité de mettre l'aérogénérateur sur un site favorable (même si c'est à une certaine distance du point d'eau, puisqu'en général les points d'eau sont dans la partie basse du relief alors que les sites éoliens sont sur les parties hautes), une technologie plus prometteuse que les pompes éoliennes mécaniques a été développée : les aérogénérateurs (générateurs électriques éolien) (figure 2-28).

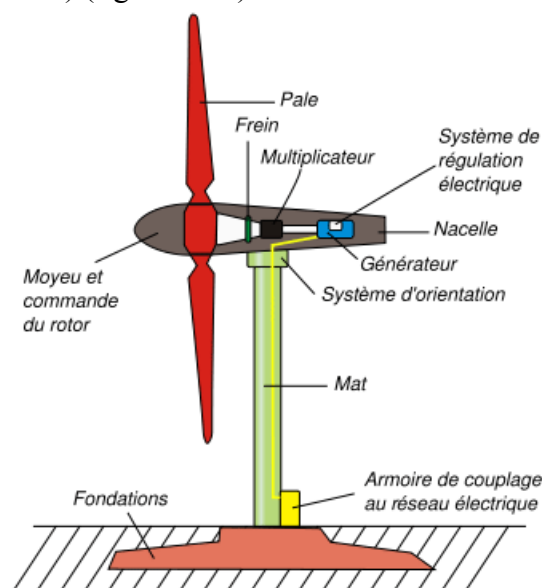


Fig. 2-28 : Schéma d'un aérogénérateur à axe horizontal

Les générateurs éoliens modernes peuvent produire le courant électrique AC ou DC et peuvent être utilisés pour pomper l'eau directement lorsqu'ils sont reliés aux moteurs AC ou DC. Des pompes centrifuges sont utilisées pour cette technologie. Bergey Windpower a développé cette idée innovatrice en association avec le ministère de l'agriculture des États-Unis (l'USDA). Cette technologie élimine l'utilisation des batteries et des onduleurs par le raccordement direct de la turbine de vent avec un moteur à courant alternatif, qui entraîne alors la pompe centrifuge à la vitesse variable.

Le pompage éolien à partir d'aérogénérateur présente plus d'avantages que le pompage éolien mécanique surtout, en ce qui concerne la hauteur de pompage et les quantités d'eau pompées [136].

2.3.2.2 Performances énergétiques

Les performances énergétiques sont déterminées à partir des courbes de puissances de chaque éolienne (fournies par le fabricant) et de la répartition des fréquences des vents.

2.3.2.2.1 Fréquence des vents

La fréquence des vents d'un lieu est obtenue en divisant le nombre d'observations dans une classe donnée par le nombre d'observations totales sur la période considérée. Une distribution typique a l'apparence suivante (figure 2-28, cas du site Adrar).

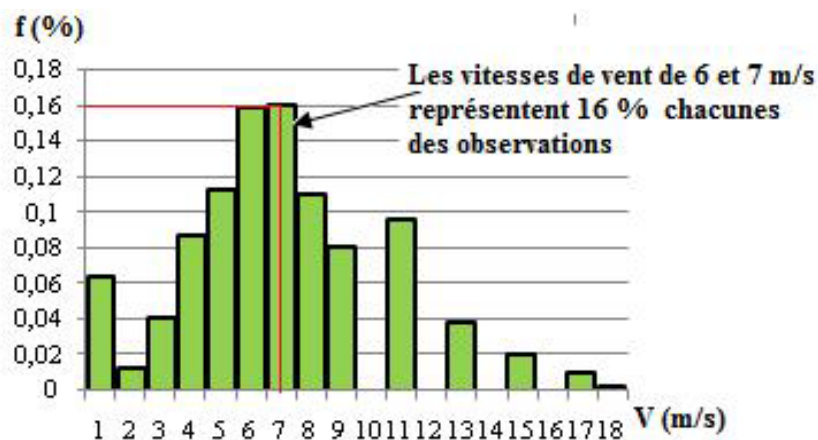


Fig. 2-29 : Répartition de la vitesse du vent en fonction de la fréquence (site d'Adrar)

2.3.2.2.2 Distributions de Weibull²

La caractéristique la plus importante est la distribution statistique de Weibull (figure 2-30). Elle s'est révélée la plus adéquate pour l'emploi dans l'éolien. Elle modélise avec succès la probabilité de l'occurrence des vitesses de vent du gisement éolien [137-140].

² Ernst Hjalmar Waloddi Weibull (18 juin 1887 – 12 octobre 1979 à Annecy) est un ingénieur et mathématicien suédois

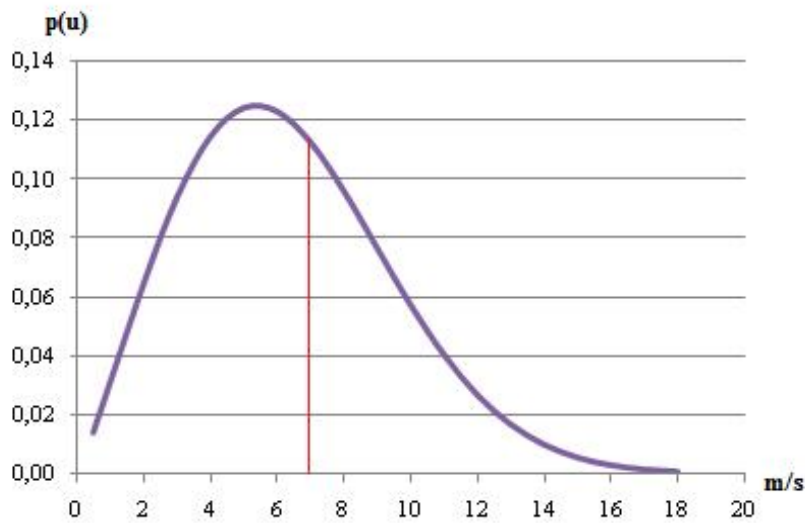


Fig. 2-30 : Distribution de Weibull

Cette figure est obtenue grâce à l'expression (2.1) qui présente la fonction de distribution statistique de Weibull. Les paramètres k et c sont respectivement le facteur de forme (sans dimension) et le facteur d'échelle en m/s. Habituellement, le facteur de forme qui caractérise la symétrie de la distribution est dans l'éolien égal à $k = 2$. Le facteur d'échelle est très proche de la vitesse moyenne de la vitesse du vent v

$$P(v) = \frac{k}{c} \times \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \times e^{-(v/c)^k} \quad (2.1)$$

2.3.2.2.3 Energie produite par une éolienne

La capacité de production d'une éolienne se caractérise par sa courbe de puissance. Celle-ci fournit sa capacité de production (puissance en Watt) en fonction de sa vitesse de vent moyenne au niveau du moyeu. La figure 2-31, montre la forme de la puissance produite par une éolienne.

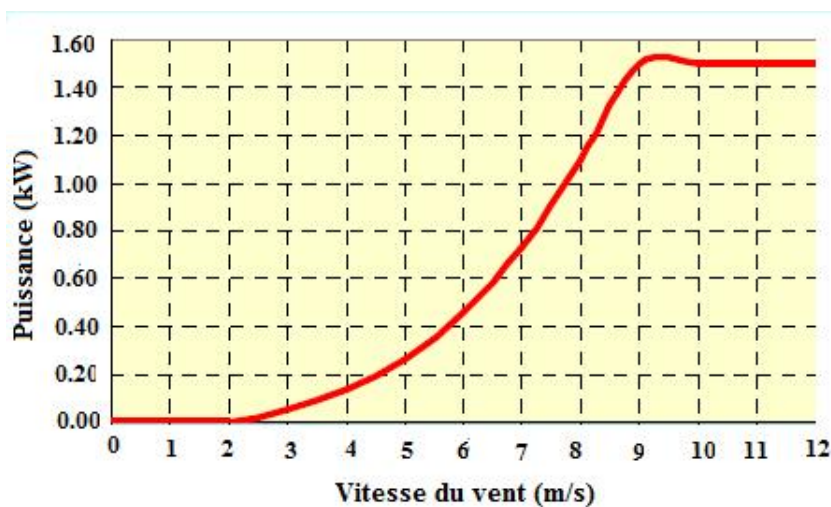


Fig. 2-31 : Courbe de puissance de l'éolienne T.A 3,6 1500 (à 10 m)
TRAVERE INDUSTRIES S.A.S [140]

Cette courbe de puissance dépend de la température moyenne annuelle du site, de l'altitude du site. Les conditions standard dans lesquelles elle est fournie : un mât de 12 mètres, altitude de 300 m au dessus de la mer et un facteur de turbulence égal à 10 % [141].

Dès lors, l'énergie produite est l'intégration sur le temps de la courbe de puissance de l'éolienne. Cela s'exprime en fonction de la courbe de puissance P_e d'une éolienne et de la distribution v de vitesse par :

$$E_e = \int P_e(v(t))dt \quad (2.2)$$

En se basant sur les équations régissant la puissance produite par une éolienne, nous pouvons constater que la puissance produite est indéfiniment croissante en fonction de la vitesse du vent, ce qui n'est pas le cas dans la réalité. Les dispositifs de sécurité de la machine éolienne font en sorte à avoir l'expression de la puissance répartie sur différentes gammes de vitesses du vent (Fig. 2-32).

Les vitesses v_n , v_d et v_c définissent quatre zones sur le diagramme de la puissance utile en fonction de la vitesse du vent [142] :

- la zone '1', où $P = 0$ (la turbine ne fonctionne pas),
- la zone '2', dans laquelle la puissance fournie sur l'arbre dépend de la vitesse du vent v ,
- la zone '3', où la vitesse de rotation est maintenue constante et où la puissance P_e fournie reste égale à P_n ,
- la zone '4', dans laquelle le système de sûreté de fonctionnement arrête le transfert de l'énergie.

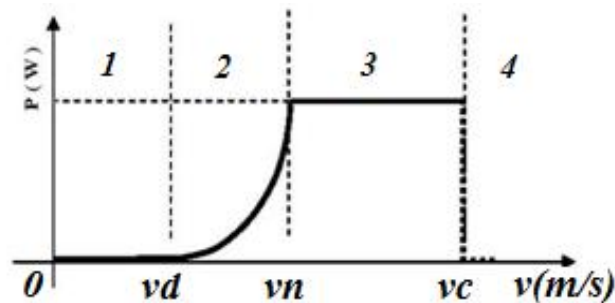


Fig. 2-32 : Réponse en puissance d'un aérogénérateur à l'état stationnaire

Les caractéristiques de l'aérogénérateur (P_n , v_n , v_d et v_c) ont une influence très importante sur la puissance utile délivrée par l'aérogénérateur et donc sur la quantité journalière de l'eau pompée par le système

2.3.2.2.4 Evolution de la vitesse du vent avec la hauteur

Le choix géographique d'un site éolien est primordial dans un projet de production d'énergie. Les caractéristiques du vent vont déterminer la quantité de l'énergie qui pourra être effectivement extraite du gisement éolien. Pour connaître les propriétés d'un site, des mesures de la vitesse du vent ainsi que de sa direction, sur une grande période du temps, sont nécessaires (un à dix ans) [143].

En effectuant la caractérisation d'un site éolien, il est impératif de connaître la hauteur sur laquelle les mesures sont prises et ensuite adapter les résultats à la hauteur de mât de l'éolienne. En effet, la vitesse du vent augmente selon la hauteur [144-147]. L'expression (2.3) [148-153], donne la méthode de ce calcul et le tableau 2.1, les valeurs de la rugosité A_r en fonction du caractère des obstacles dans l'environnement proche [143]. On précise que h est la hauteur du mat et h_{mes} la hauteur des appareils de mesure.

$$v(h) = v(h_{mes}) \times \frac{\ln(h/A_r)}{\ln(h_{mes}/A_r)} \quad (2.3)$$

Tableau 2.1 : Paramètres de rugosité en fonction de l'environnement

Nature du sol	Paramètre de rugosité
- Surface d'un plan d'eau	0.0002
- Terrain vague avec surface lisse (piste de décollage, gazon entretenu.)	0.0024
- Zone agricole sans barrière ni haie, parsemée d'habitations éparses sur un relief de collines douces.	0.03
- Zone agricole avec quelques maisons et hautes haies (d'une hauteur de 8 mètres maximum) espacées d'environ 1250 m.	0.055
- Zone agricole avec quelques maisons et hautes haies (d'une hauteur de 8 mètres maximum) espacées d'environ 500 m.	0.1
- Zone agricole avec de nombreux bâtiments, ou de haies de 8 mètres espacées de 250 m.	0.2
- Villages, petites villes, zones agricoles avec de nombreuses haies, forêts et terrains très accidentés.	0.4
- Grandes villes avec des hauts bâtiments	0.8
- Très grandes villes avec de grands immeubles et gratte-ciel	1.6

2.3.2.3 Examen de la littérature

Kasbadji-Merzouk et al. [4] [7] ; *Daaou-Nedjari et al.* [6] ont montré que certaines régions de l'Algérie sont favorables à l'implantation des systèmes de pompage éolien.

Hamane et al. [153], ont estimé la puissance annuelle produite par une éolienne en utilisant et en comparant trois modèles basés sur le couplage de la courbe de puissance caractéristique de l'éolienne et de la loi de distribution décrivant le comportement de la vitesse du vent. Deux types de système de conversion de l'énergie éolienne à axe horizontal ont été considérés pour être appliqués à cinq sites situés dans le grand Sud de l'Algérie. La puissance annuelle produite ainsi que le facteur de puissance ont été évalués à plusieurs altitudes afin d'optimiser la hauteur d'emplacement de l'hélice de l'éolienne.

Kasbadji-Merzouk et al. [7], ont présenté les résultats d'une étude préliminaire sur l'utilisation de l'énergie éolienne pour le pompage de l'eau appliquée dans une première étape à la région d'Adrar, y compris Timimoun. Le but de cette étude porte sur les perspectives d'installation d'éoliennes de pompage dans six localités du sud de l'Algérie. Une étude comparative entre une éolienne de pompage mécanique et des aérogénérateurs de différentes puissances nominales a été effectuée. Les résultats montrent aussi que certains sites se prêtent

parfaitement à de telles installations alors que d'autres nécessitent des systèmes hybrides tels que PV- Eolien.

Maouedj et al. [154] ont présenté dans une première partie une modélisation et une simulation d'un système de conversion éolienne et donc une estimation du potentiel énergétique éolien (puissances disponible, récupérable et utile) sur des sites Algériens (régions sahariennes: Tindouf, In Salah et In Amenas) et dans une deuxième partie une présentation d'un système de pompage éolien par des aérogénérateurs de caractéristiques différentes (Puissance nominale P_n , vitesse de démarrage v_d , vitesse nominale v_n et la vitesse d'arrêt de la machine v_c).

Guerri et al. [55], ont présenté les résultats d'une étude préliminaire sur l'utilisation de l'énergie éolienne pour le pompage de l'eau appliquée à la région d'Adrar. Les quantités d'eau moyennes fournies par différents aérogénérateurs de petites puissances sont évaluées en se basant sur les données caractéristiques de la région, les vitesses de vent disponibles et les caractéristiques des forages en cours d'exploitation ainsi que sur les caractéristiques de production de quelques aérogénérateurs.

Hamane [33] a proposé une estimation du potentiel énergétique éolien de l'Algérie, pour l'identification des régions ventées. Une étude théorique de l'application d'une éolienne a été entreprise permettant le choix et le dimensionnement d'un système de conversion de l'énergie éolienne en fonction des besoins énergétiques et du potentiel éolien disponible.

2.3.3 Etat de l'art de la technologie du pompage d'eau par énergie hybride (PV/éolien)

Le système hybride de production de l'énergie dans sa vue la plus générale, est celui qui combine et exploite plusieurs sources disponibles facilement mobilisables. De ce fait, nous pouvons citer différents systèmes, tels que PV-Diesel [155], le générateur PV-propane [156], le générateur PV-kérosène [157], PV-essence ou le moteur diesel [158], le générateur de puissance PV-biogaz [159] et le générateur éolien-Diesel [160]. Cependant, dans cette étude, et vues les caractéristiques environnementale et climatique du pays, nous ne nous intéressons qu'aux systèmes qui incorporent le PV et un générateur éolien.

La recherche pour une meilleure fiabilité et un moindre coût de système d'énergie renouvelable a amené à l'utilisation hybride de deux sources d'énergie : l'énergie solaire et éolienne. Malheureusement, un inconvénient, commun au vent et aux options solaires, est leur nature imprévisible et dépendance à l'égard du temps et les changements climatiques. Heureusement, les problèmes peuvent être partiellement surmontés en intégrant les deux ressources dans une combinaison appropriée pour former un système hybride, en utilisant les forces d'une source pour surmonter la faiblesse de l'autre. Il est évident, en réalisant le fait que dans certaines régions plus de radiation solaire et moins de vent sont disponibles les mois d'été, et simultanément, plus de vent et moins de radiation solaire sont disponibles durant l'hiver. Cependant, la complexité, provoquée en utilisant les deux ressources différentes ensemble, rend les systèmes hybrides plus difficiles à analyser [161].

2.3.3.1 Présentation du système hybride

Les systèmes hybrides peuvent être une combinaison des technologies d'énergie renouvelables (principalement vent et solaire) et des systèmes conventionnels tels que le diesel, les raccordements au réseau, et les batteries d'accumulateurs. La combinaison des systèmes renouvelables avec la puissance du réseau pour un système de pompage de l'eau n'est pas habituellement la meilleure option (excepté comme des démonstrations) parce que la puissance du réseau est habituellement fiable et l'option « meilleur marché » pour des applications de pompage de l'eau. Dans la plupart des cas, les systèmes hybrides de production d'électricité PV, éolien, et diesel sont utilisés pour le pompage de l'eau et deviennent plus attrayants pour des applications autonomes [40].

Pendant que les technologies éolienne et PV avancent, les systèmes hybrides deviennent plus prometteurs et meilleur marché que les systèmes autonomes éolien ou PV [40]. Les systèmes hybrides peuvent ainsi fournir une source d'énergie fiable pour une communauté entière dans beaucoup de pays en voie de développement. Les systèmes hybrides possibles pour des applications de pompage de l'eau sont :

- éolien et batteries d'accumulateurs avec un générateur diesel de secours,
- éolien et PV avec des batteries,
- PV et batteries, ou
- éolien avec des batteries.

La figure 2-33 est une présentation schématique des sources d'énergies hybrides autonomes pour des applications de pompage de l'eau. Puisque les sources d'énergie (vent et solaire) sont mutuellement indépendantes, les systèmes hybrides offrent une plus grande fiabilité pour un système de pompage de l'eau que l'une des technologies éolien ou PV. Par exemple, en hiver quand l'énergie solaire est faible, assez d'énergie éolienne est habituellement disponible pour compenser.

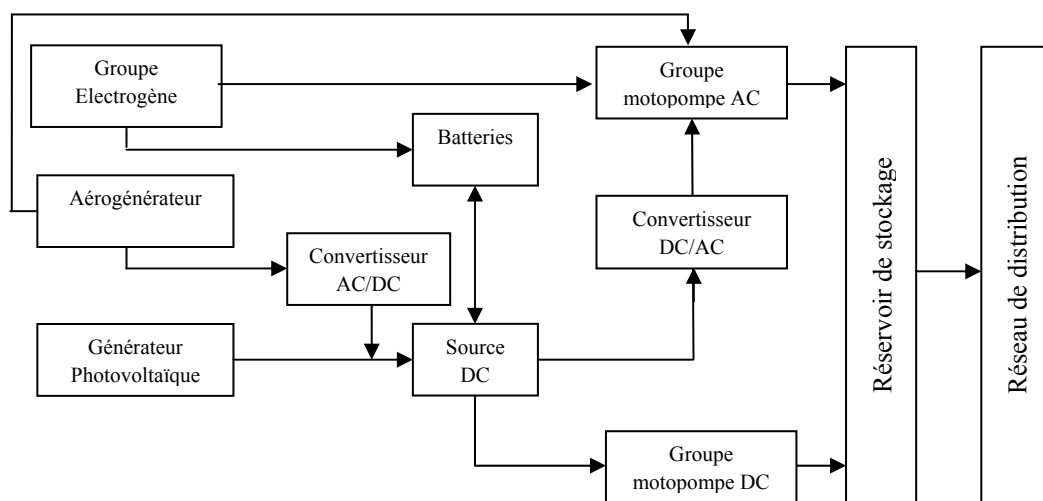


Fig. 2-33 : Présentation schématique des sources hybrides autonomes avec un générateur de secours pour des applications de pompage de l'eau

Les systèmes hybrides n'ont pas besoin d'être conçus pour les pires scénarios parce que la puissance ne vient pas d'une source simple. Ils permettent l'utilisation de plus petites tailles des composants qui diminue de ce fait, le coût du système. Cependant, bien que ces systèmes améliorent la fiabilité et réduisent la taille globale du système d'alimentation, leurs coûts initiaux sont encore élevés en raison des coûts des unités centrales de conversion, des systèmes de contrôle et de puissance (comme pour les convertisseurs DC/DC, des onduleurs DC/AC et des redresseurs AC/DC, en plus des convertisseurs des sources d'énergies renouvelables PV et éolien). Quoique ces systèmes d'énergie de petite taille développent relativement peu de puissance, ils peuvent de manière significative contribuer à l'amélioration de la qualité de la vie dans des sites éloignés dans les pays en voie de développement.

2.3.3.2 Examen de la littérature

Le fait que l'énergie électrique requise pour les applications isolées peut être trop grande pour permettre l'utilisation rentable de systèmes simples PV ou Eolien, a motivé les chercheurs à développer des systèmes plus efficaces combinant ces sources de puissance pour former un système hybride. La performance du système et l'optimisation de tels systèmes hybrides ont été l'objet de recherche dans ce domaine.

Dans leur article *Muselli et al.* [158] ; *Bagen Billington* [162], ont montré que les systèmes hybrides Photovoltaïque/éolien/diesel sont plus fiables que les systèmes photovoltaïque – seul / éolien – seul, et représentent souvent la meilleure solution pour l'électrification des régions éloignées. Le générateur diesel réduit le composant photovoltaïque / éolien tandis que les systèmes photovoltaïque / éolien diminuent le délai de fonctionnement du générateur, réduisant ainsi les coûts de fonctionnement du générateur diesel.

Markvart [163] a montré que l'aspect important de la conception d'un système hybride PV/éolien est le dimensionnement. Un dimensionnement correct des systèmes d'énergie solaire PV autonome et éolien apparaît comme crucial, si le système doit fournir une alimentation d'électricité satisfaisante à un coût optimal. Aussi, il propose une procédure basée sur une construction graphique, pour déterminer la configuration optimale des deux générateurs PV et éolien qui satisfasse la demande. *Markvart* [163] a aussi montré que la principale raison pour laquelle le système hybride est moins cher que le générateur PV ou la turbine éolienne seule est le fait que l'énergie produite par le système hybride peut être adaptée plus fermement à la charge.

Celik [164] ; *Bernal-Augustin et Dufo-Lopez* [165] ont montré qu'une combinaison optimale du système d'énergie hybride photovoltaïque - éolien fourni une plus grande performance du système que chacun des systèmes seuls pour le même coût.

Elhadidy et Shaahid [166] a montré que les systèmes électriques renouvelables hybrides dans des applications hors réseau sont économiquement viables, particulièrement dans des sites éloignés. En outre, le climat peut rendre un type du système hybride plus profitable qu'un

autre. Par exemple, les systèmes hybrides photovoltaïques (batterie –diesel – photovoltaïque) sont idéaux dans les secteurs avec les climats chauds [167].

D' autre part, divers modèles mathématiques des éléments qui composent ces systèmes ont été utilisés, aussi bien que les divers modèles de conception et de simulation. La complexité des modèles des composants des systèmes hybrides dépend principalement du type d'application (simulation, conception, etc.).

Les systèmes hybrides PV – diesel, PV – éolien – diesel, et éolien – diesel avec stockage de l'énergie dans des batteries ont été étudiés par divers auteurs. En premier lieu, ceux qui se sont concentrés sur la conception (sans optimisation) et la simulation, et puis d'autres qui ont étudié les stratégies possibles pour la commande des systèmes hybrides.

2.3.3.2.1 Conception et simulation

McGowan et Manwell [168] décrivent les derniers développements dans les systèmes hybrides PV – éolien – diesel – batteries, en utilisant les données des systèmes hybrides dans divers endroits dans le monde. En plus, les outils de simulation appliqués à ces systèmes sont décrits (principalement se concentrant sur le logiciel HYBRID2).

Karaki et al. [169] présentent une série d'algorithmes de simulation des installations PV – éolien – batteries, en évaluant économiquement les systèmes hybrides.

Certains auteurs ont étudié la performance des installations des systèmes PV – éolien – diesel - batteries. *Elhadidy* [170] a étudié la performance des variances possibles de ces systèmes ;

2.3.3.2.2 Optimisation

De nombreux articles ont été écrits concernant les conceptions économiques optimales des systèmes PV et/ou Eolien et/ou Diesel avec le stockage d'énergie.

Habituellement, la conception optimale est effectuée en réduisant au minimum le coût global actualisé ou en réduisant au minimum le coût unitaire de l'énergie (ou du mètre cube d'eau pompé). En plus, les restrictions sont aussi appliquées à la fiabilité, au moyen d'un des paramètres suivants :

- Probabilité de Perte de Charge (LOLP),
- Probabilité de Perte de l'alimentation d'énergie (LPSP).

Dans ce sens, *Chedid et Saliba* [171] proposent une méthode pour la conception optimale des systèmes hybrides autonomes PV – Eolien – Diesel – Batterie au moyen de l'optimisation économique du système, en appliquant la programmation linéale. *Seeling-Hochmuth* [172] effectue l'optimisation (minimisation du coût global actualisé NPC) d'un système hybride PV – Eolien – Diesel – Batterie au moyen d'algorithme génétique. *Protogeropoulos et al.* [173] effectuent l'optimisation des systèmes PV – Eolien – Batteries, en modifiant la taille des batteries jusqu'à ce qu'une configuration qui assure l'autonomie suffisante soit réalisée. *Kellogg et al.* [174] présentent une méthode itérative d'optimisation pour les systèmes PV – Eolien - Batterie.

Koutroulis et al. [175] présentent un papier sur l'optimisation économique au moyen d'algorithmes génétiques sur des systèmes PV – Eolien – Batterie. Le LCE de toutes les combinaisons des composants possibles est évalué.

Yang et al. [176-177] présentent une méthode pour l'optimisation des systèmes PV – Eolien – Diesel – Batterie qui réduisent au minimum le LCE. L'optimisation est effectuée en essayant des combinaisons des composants : changer le nombre de modules PV, l'orientation du module PV, la puissance évaluée de la turbine éolienne, la hauteur de la tour de la turbine éolienne, et la capacité de la batterie de stockage.

Diaf et al. [178] présentent une application des systèmes hybride PV – Eolien – Batterie qui réduit au minimum le LCE pour une certaine fiabilité par l'approche de la LPSP.

Dalton et al. [179] effectuent l'optimisation (minimisation de NPC) au moyen du logiciel HOMER dans un système PV – Eolien – Diesel – Batterie en Australie. En outre, des simulations du système optimal sont effectuées, en utilisant les logiciels HOMER et HYBRIDS à cette fin, en comparant les simulations obtenues à chacun des deux programmes.

En annexe 1 sont cités les principaux logiciels de simulation et de dimensionnement des systèmes d'énergies renouvelables.

2.4 Réservoir de stockage

L'un des plus urgent problèmes auquel ont à faire face plusieurs pays en développement est l'accès à l'eau potable. La plus grande partie de la population touchée par ce problème se retrouve en milieu rural, éloignée des grands réseaux de distribution d'électricité. Pour tenter de résoudre cette crise, l'introduction de systèmes de pompage par les énergies renouvelables PV/éolien, offre une solution attrayante pour satisfaire les besoins en eau, en terme d'autonomie, de fiabilité et de performance.

En l'absence de sources d'énergies renouvelables pendant un certain temps, l'utilisateur de ces systèmes de pompage doit bénéficier de ce service (satisfaction de ces besoins). De ce fait, deux solutions de conception sont possibles. La première consiste à utiliser l'énergie au fil de la ressource énergétique. On parle alors de « Pompage au fil de la ressource énergétique ». Cette première nécessite un stockage dans un réservoir, pour pouvoir l'utiliser au besoin. La deuxième consiste à utiliser un « stockage d'énergie via des batteries électrochimiques ».

Le type de batterie d'acide de plomb approprié aux systèmes d'énergies renouvelables PV/éolien est une batterie de cycle profond, différente de celle utilisée pour des automobiles, elle est plus chère et pas largement disponible. La durée de vie de la batterie dans les systèmes PV/éolien est en général de trois à huit ans, mais ceci se réduit en général de deux à six ans dans le climat chaud puisque la température ambiante élevée augmente considérablement le taux de la corrosion interne [180]. L'utilisation des batteries exige la construction d'un local, un entretien régulier et se dégradent très rapidement si l'électrolyte n'est pas refait à plein et si la charge n'est pas maintenue. Elles réduisent l'efficacité globale du système dû à la perte de

puissance pendant la charge et la décharge. L'efficacité typique de la batterie est autour de 85% mais pourrait descendre en dessous de 75 % dans un climat chaud [180].

Au lieu de stocker les surplus d'énergie produite dans des dispendieux accumulateurs (batteries), ce sont les surplus d'eau pompée que l'on emmagasine dans un réservoir. Ce système, dit « au fil de la ressource énergétique », a obtenu d'excellentes performances en conditions réelles de fonctionnement.

Si pour les systèmes d'énergie conventionnelle, la taille des réservoirs d'eau dépend seulement du pic et des besoins d'approvisionnement moyens en eau quotidiens. Cependant, pour les pompes PV et éolien, les conditions atmosphériques locales sont également des considérations importantes.

A la différence des systèmes de pompage conventionnels, les systèmes de pompage PV/éolien exigent la considération détaillée de chaque composant y compris le réservoir de stockage de l'eau et du système entier.

Cependant, avec les méthodes de conception actuelles, la taille du réservoir est souvent grossièrement estimée. Dans le cas d'un réservoir trop petit, il en résulte une insatisfaction des usagers lorsque des débordements de réservoir se produisent. Ce gaspillage fait subir à la population des privations en ce qui concerne la consommation personnelle et affecte ainsi la rentabilité du système quand les excédents d'eau sont habituellement vendus ou destinés à l'irrigation. Lorsque le réservoir est surdimensionné, les villageois ont alors à faire face à des coûts de construction trop élevés. L'optimisation de la taille du réservoir, permet ainsi de mieux évaluer les coûts et les risques de pénuries qui sont liés à l'exploitation d'un système de pompage par les énergies renouvelables.

Cependant, une moindre attention a été portée à l'aspect génie civil (réservoir d'eau et système de distribution). Sachant que cet aspect représente très souvent plus de 30 % du capital initial à investir et qu'on trouve encore des réservoirs surdimensionnés ou, à l'inverse, qui débordent, chercher à optimiser la taille de ces derniers est devenu nécessaire.

Cet aspect crucial de la conception des systèmes de pompage par les énergies renouvelables est souvent basé sur le jugement de la personne en charge de la conception, ce qui fait que des ordres de grandeurs pour le volume du réservoir sont suggérés, pouvant varier de la moitié au double du débit quotidien du système.

2.4.1 Considération sur la conception des réservoirs d'eau

Certains des facteurs les plus importants à considérer en concevant des réservoirs d'eau sont les suivants :

- Le type de source d'énergie. La taille du réservoir d'eau devrait être plus grande pour les systèmes de pompage de l'eau PV et/ou éolien que pour les systèmes conventionnels en raison de la nature intermittente de la source d'énergie. La taille des réservoirs d'eau pour les systèmes conventionnels dépend seulement des besoins d'approvisionnement en eau quotidiens de crête et de moyenne. Cependant, dans le cas des pompes PV et éoliennes, la taille des réservoirs d'eau dépend de ces facteurs et des conditions météorologiques locales.

- L'endroit géographique du système. L'endroit géographique est très important pour un système de pompage PV/éolien. Les régions ensoleillées et/ou ventées rendent les pompes PV/éoliennes meilleur marché et leur utilisation est idéale dans certains endroits. De même, la taille des réservoirs d'eau peut être plus petite dans de tels endroits. D'autre part, la taille des réservoirs d'eau devrait être beaucoup plus grande pour les régions à faible rayonnement solaire ou de bas vent.
- Le type d'application. Les réservoirs d'eau conçus pour l'irrigation devraient être très grands comparés à ceux pour d'autre approvisionnement en eau. Les réservoirs d'eau conçus pour l'abreuvement du bétail et l'utilisation de la communauté dépendent typiquement de la consommation d'eau par habitant. Néanmoins une plus grande attention doit être accordée au réservoir destiné à la consommation humaine.
- Les conduites d'eau. Les pertes de charge occasionnées par la conduite d'eau entre la pompe et le réservoir peuvent être importantes si cette conduite est trop longue, trop étroite ou si plusieurs accessoires sont utilisés. Afin de minimiser ces pertes, il faut installer le réservoir le plus près possible et le relier le plus directement à la pompe. La largeur de la conduite doit être dimensionnée afin que, pour le débit demandé, la perte de charge exprimée en hauteur dynamique soit petite ($< 5\%$) comparée à la hauteur géométrique totale. Les pertes pouvant être engendrées par les conduites d'eau seront traitées dans la prochaine section de ce chapitre.

2.4.2 Matériaux de construction

Les réservoirs de stockage de l'eau pour l'approvisionnement en eau domestique peuvent être faits en acier, chlorure polyvinylique (PVC), fibre de verre, béton, ou maçonnerie. Les réservoirs de l'eau en acier inoxydable, la fibre de verre, et de PVC sont utilisés la plupart du temps pour les systèmes PV/éolien. De petits et moyens réservoirs d'eau en béton et en maçonnerie peuvent également être utilisés, mais sont chers comparés aux réservoirs à eau en fibre de verre, en acier, et en PVC prêts à l'emploi. De plus grands réservoirs d'eau de béton et de maçonnerie sont habituellement plus pratiques pour de plus grands générateurs d'approvisionnement en eau.

L'autre problème avec les réservoirs en acier est que l'eau peut devenir chaude pendant le jour. Dans des climats chauds, l'eau à l'intérieur des réservoirs en acier chauffe plus rapidement que dans les réservoirs en béton ou en maçonnerie, pouvant de ce fait augmenter le risque de croissance de bactéries et de maladies hydriques. Les prix approximatifs des réservoirs en béton et en PVC sont indiqués dans la figure 2-34.

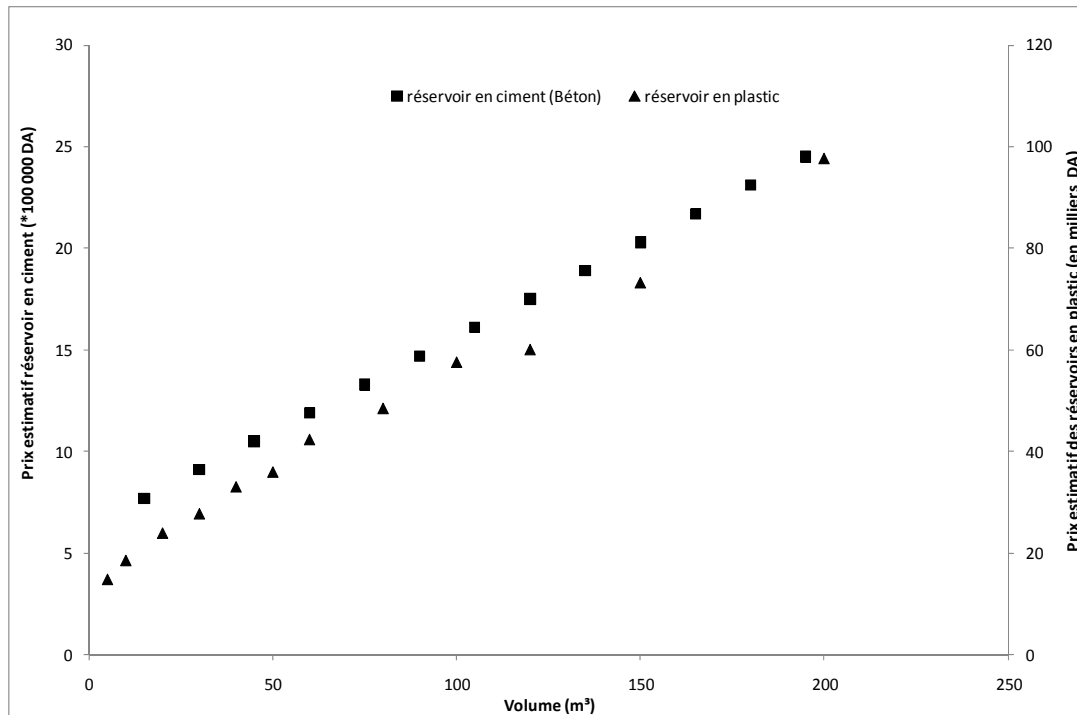


Fig. 2-34 : Coûts approximatifs des réservoirs en ciment et en PVC.

2.4.3 Hauteur et forme du réservoir de stockage

La hauteur du réservoir, liée au volume et à la forme, va donner non seulement une charge supplémentaire mais aussi déterminer la Hauteur manométrique totale (Hmt) de la pompe (la part liée à la hauteur de la tuyauterie de remplissage par rapport au sol) si le remplissage s'effectue à la partie supérieure. Du côté production, une hauteur excessive de réservoir favorise la distribution, mais pénalise la Hmt et donc le débit de la pompe.

Si on peut avoir le choix dans la forme (cas des réservoirs en béton), on aura intérêt à avoir une large surface au sol pour, à volume égal, limiter la hauteur maximale du réservoir. Dans la figure 2-35, sont illustrés les différents types de formes et de tailles de réservoir de stockage.

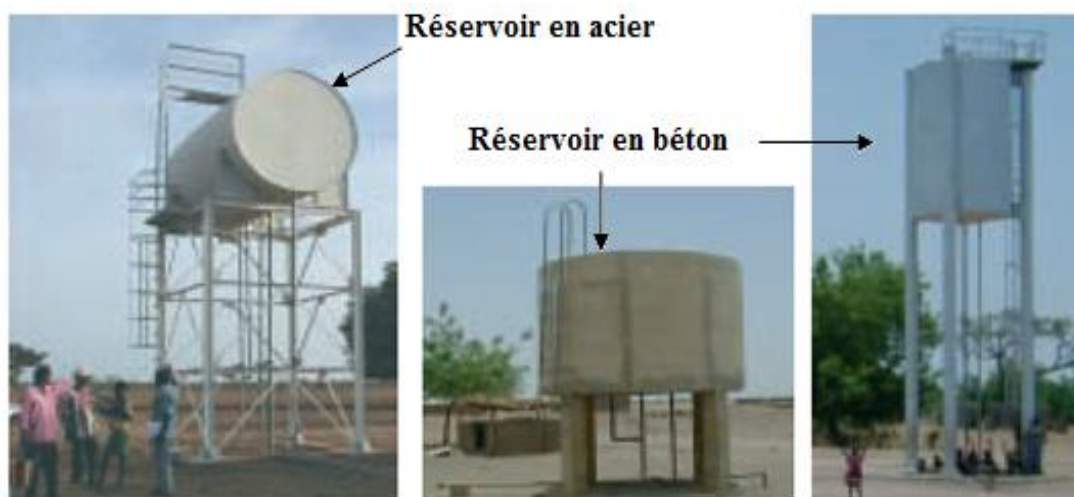


Fig. 2-35 : Différents types de formes et de tailles de hauteur de réservoir

2.4.4 Distribution

Pour distribuer l'eau à la communauté rurale, l'eau est pompée d'abord dans le réservoir et est distribuée ensuite en utilisant la pesanteur. De cette façon, assez de pression peut être accumulée au réservoir d'eau pour distribuer l'eau par gravitation.

Dans beaucoup de systèmes de pompage de l'eau par éolien et/ou PV installés pour l'irrigation, l'eau est distribuée par des canaux de la terre (rigole). Cependant, au moins 40 %-50 % de l'eau pompée est gaspillée par infiltration dans le sol et par évaporation. Là où les coûts sont directement proportionnels à la quantité d'eau utile, les pertes d'une telle grandeur sont inacceptables, ainsi il semble raisonnable de construire des canaux garnis du ciment ou de la terre pour réduire au minimum l'infiltration. Les méthodes les plus communes pour l'irrigation sont par canal, égouttement, inondation, aspersion, et irrigation de tuyau et de bassin. L'irrigation par égouttement est la méthode la plus efficace avec les pertes d'eau minimum (efficacité autour de 85 %).

2.5 Calcul de la Hauteur Manométrique Totale (Hmt)

La connaissance exacte de la hauteur manométrique totale constitue un des paramètres importants pouvant influencer la performance et la fiabilité du système de pompage. Elle permet aussi l'évaluation de l'énergie hydraulique nécessaire à la pompe. Un système de pompage est constitué de différents éléments tels que le convertisseur de la source d'énergie (PV/éolien), le conditionnement de la puissance, le groupe motopompe et la tuyauterie. La tuyauterie (refoulement de l'eau du puits et distribution vers les utilisateurs) est constituée de tubes et différents accessoires, doit bénéficier du même intérêt que les autres composants du système.

La hauteur manométrique totale dépend de la hauteur géométrique d'élévation et des pertes de charge. Les pertes de charge dites de friction (linéaire) dépendent du diamètre, de la longueur, de la rugosité de la conduite, et du débit, tandis que les pertes de charge singulières sont dues à la présence d'accidents sur la canalisation tels que les vannes, les coudes, clapet, les filtres, les débitmètres, etc. Le schéma de la figure 2-36, montre les principales caractéristiques d'une source d'eau

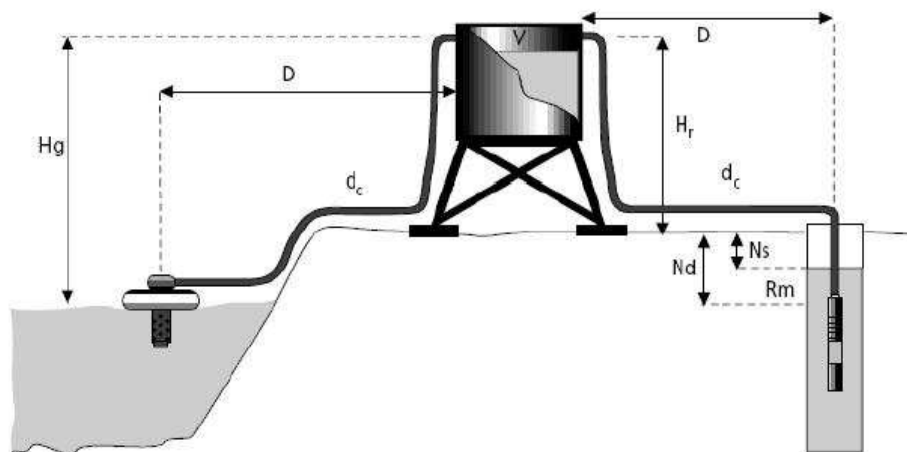


Fig. 2-36 : Caractéristique de la source d'eau

La hauteur manométrique totale (Hmt) d'une pompe est la différence de pression en mètres de colonne d'eau entre les orifices d'aspiration et de refoulement.

Cette hauteur peut être calculée comme suit :

$$Hmt = H_g + P_{ch} \quad (2.4)$$

Avec :

H_g = hauteur géométrique entre la nappe d'eau pompée (niveau dynamique) et le plan d'utilisation (**H_r+N_d**). Pour une pompe de surface sur un plan d'eau, H_g sera choisie en fonction de la hauteur de la pompe à son niveau le plus bas.

P_c = pertes de charge produites par le frottement de l'eau sur les parois des conduites. Ces pertes sont fonction de la distance des conduites (**D**), de leur diamètre (**dc**) et du débit de la pompe (**Q**) et s'expriment en mètres d'eau. Le diamètre des conduites doit être calculé afin que ces pertes de charge correspondent au plus à 5 % de la hauteur géométrique totale.

Le niveau statique N_s : Le niveau statique (**N_s**) d'un puits ou d'un forage est la distance du sol à la surface de l'eau avant le pompage.

Le niveau dynamique N_d : Le niveau dynamique (**N_d**) d'un puits ou d'un forage est la distance du sol à la surface de l'eau pour un pompage à un débit donné. Pour le calcul de la Hmt, le niveau dynamique est calculé pour un débit moyen.

Le rabattement R_m : C'est la baisse (en mètres) du niveau d'eau dans le puits pendant le pompage. Il varie en fonction du débit et désigne la profondeur maximale acceptable avant de stopper la pompe. C'est la différence entre le niveau dynamique et le niveau statique

$$R_m = N_d - N_s \quad (2.5)$$

2.5.1 Pertes de charge

Elles sont dues au frottement de l'eau sur les parois intérieures des conduites. Elles s'expriment en mètres d'eau et représentent très généralement environ 5 % de la hauteur géométrique. Elles sont de deux types et leurs valeurs dépendent du débit et de la forme des conduites ; il s'agit des pertes linéaires et des pertes singulières de charge.

2.5.1.1 Pertes de charge linéaires

Les pertes de charge linéaires, appelées aussi pertes de charge régulières dues aux frottements et à l'interaction entre le fluide en déplacement et la paroi de la conduite plus ou moins rugueuse.

La forme générale de la perte de charge linéaire en pression ΔP_L est donnée par l'expression 2.6 [181] :

$$\Delta P_L = \lambda \times \rho \times \frac{L}{D} \times \frac{V_e^2}{2g} \quad (2.6)$$

Où

λ : le coefficient de perte de charge linéaire pour un tronçon de conduite donné,

ρ : la masse volumique de l'eau (kg/m^3),
 L : la longueur d'un tronçon de conduite (m),
 D : le diamètre d'un tronçon de conduite (m),
 g : l'accélération de la pesanteur ($g = 9.8 \text{ m/s}^2$),
 V_e : la vitesse d'écoulement dans la conduite (m/s).

On peut l'exprimer aussi en hauteur de fluide Δh_L :

$$\Delta h_L = \lambda \times \frac{L}{D} \times \frac{V_e^2}{2g} \quad (2.7)$$

La vitesse d'écoulement V_e dans la conduite a comme expression :

$$V_e = \frac{4 \times Q}{\pi \times D^2} \quad (2.8)$$

La perte de charge par frottement peut aussi s'écrire en fonction du débit :

$$\Delta h_L = \frac{8\lambda L}{g\pi^2 D^5} \times Q^2 \quad (2.9)$$

Pour n tronçons en série (système hydraulique complet), la perte de charge linéaire totale est donnée par l'expression suivante :

$$\Delta h_L = \sum_{i=1}^n \lambda_i \frac{L_i}{D_i} \times \frac{V_i^2}{2g} \quad \text{ou} \quad \Delta h_L = \frac{8}{g \times \pi^2} \sum_{i=2}^n \frac{\lambda_i L_i}{D_i^5} \times Q_i^2 \quad (2.10)$$

2.5.1.2 Pertes de charge singulières

Les pertes de charge singulières apparaîtront donc à chaque changement de direction (coude), de vitesse (élargissement, rétrécissement), à chaque séparation ou jonction, et enfin à chaque entrée/sortie.

La perte de charge singulière en pression ΔP_S est donnée par l'expression 2.11 [181] :

$$\Delta P_S = \rho \times \xi \times \frac{V^2}{2g} \quad (2.11)$$

On l'exprime aussi en hauteur de colonne de fluide Δh_S :

$$\Delta h_S = \xi \times \frac{V^2}{2g} \quad \text{ou} \quad \Delta h_S = \xi \times \frac{8}{g\pi^2 D^4} \times Q^2 \quad (2.12)$$

Où

ξ : Coefficient de perte de charge singulière dont la valeur change suivant la nature de l'accessoire (sans dimensions).

Pour m éléments, les pertes de charges singulières totales sont données par l'expression suivante :

$$\Delta h_s = \sum_{j=1}^m \xi_j \times \frac{V_j^2}{2g} \quad \text{ou} \quad \Delta h_s = \frac{8}{g\pi^2} \sum_{j=2}^m \xi_j \times \frac{Q_j^2}{D_j^4} \quad (2.13)$$

La hauteur manométrique totale est alors égale à la somme de la hauteur géométrique entre la nappe d'eau pompée (niveau dynamique) et le plan d'utilisation, H_g et les pertes de charges linéaires et singulières, Δh_L et Δh_S respectivement.

$$H_{mt} = H_g + \Delta h = H_g + \Delta h_L + \Delta h_S \quad (2.14)$$

2.6 Calcul de l'énergie hydraulique journalière requise

L'énergie nécessaire pour soulever une certaine quantité d'eau sur une certaine hauteur pendant une journée est calculée à partir des données de débit et de Hmt requises et est exprimée en watt-heure. Ce calcul est fonction d'une constante hydraulique (CH) et est inversement proportionnel au rendement du groupe motopompe utilisé.

$$E_{elec} = \frac{\text{Constante hydraulique} \times \text{le débit journalier} \times \text{la Hmt}}{\text{Rendement du groupe motopompe}}$$

$$E_{elec} = \frac{C_H \times Q(m^3/j) \times Hmt(m)}{\eta_{mp}} \quad (2.15)$$

Où

E_{elec} est exprimé en Wh

$$C_H = g \times \rho = \frac{9.81 (m/s^2) \times 10^3 (kg/m^3)}{3600 (s/h)} = 2.725 (kg.s.h/m^2) \quad (2.16)$$

Où

- g : Constante de la gravité (9.81 m/s²),
- ρ : Densité de l'eau (1000 kg/m³),
- η_{mp} : Rendement du groupe motopompe
- Q : Quantité d'eau que la pompe peut fournir durant un intervalle de temps donné. En pompage par les énergies renouvelables (PV/éolien), le débit (ou le besoin en eau) est souvent exprimé en m³ par jour.

2.7 Analyse des besoins

L'analyse des besoins et des conditions d'exploitation doivent permettre d'évaluer la puissance et le type de groupe motopompe pour une situation donnée.

Il y a trois paramètres techniques qui délimitent cette évaluation :

- La quantité d'eau requise par jour,
- la disponibilité de l'eau,
- la ressource solaire

L'estimation de la ressource d'énergie renouvelable, solaire et éolienne sera traitée dans le prochain chapitre « Evaluation du potentiel énergétique ».

Par contre, l'évaluation de la quantité d'eau requise et la disponibilité de l'eau sont la plupart du temps difficiles à estimer et varient souvent de saison en saison et d'année en année. Les facteurs comme l'accroissement et la vie sociale d'une population dans un village, et un niveau dynamique variable du puits ou du forage, selon le débit et les saisons, compliquent ce qui au premier abord, peut paraître simple.

• Estimation des besoins en eau

La boisson, la cuisine, la lessive et la toilette constituent les principaux usages de l'eau pour les besoins humains. Les animaux aussi ont besoin d'eau pour leur survie. La demande en eau est également primordiale dans les domaines de l'agriculture et de l'industrie, quelle qu'en soit leur ampleur. Les études sur la consommation en eau en milieu rural concluent à une quantité d'eau consommée de 20 à 50 litres par jour et par personne. Ces chiffres sont cependant loin d'être vérifiés sur le terrain. En effet, les rares mesures effectuées sur site révèlent que, dans des lieux identiques en apparence (même région, même style de vie, etc.), la quantité d'eau consommée est extrêmement variable.

Le tableau 2.2 montre approximativement les besoins en eau pour les humains, les animaux et la petite irrigation pour les régions rurales des pays en développement [56].

Tableau 2.2 : Besoins en eau

Humains	
5 l/jour	Survie
10 l/jour	Minimum admissible
30 l/jour	Conditions de vie normales
Animaux	
Bœuf	40 l/jour
Mouton, chèvre	5 l/jour
Cheval	40 l/jour
Ane	20 l/jour
Chameau	20 l/jour (réserve de 8 jours)
Irrigation	
Cultures à l'échelle du village	60 m ³ /jour/ha
Riz	100 m ³ /jour/ha
Graines	45 m ³ /jour/ha
Cannes à sucre	65 m ³ /jour/ha
Coton	55 m ³ /jour/ha

D'où l'existence de trois normes pour le calcul des besoins en eau :

1. la norme relative à la quantité minimale pour la survie ;
2. l'objectif actuel des organismes de financement : 20 l/jour/personne qui n'inclut pas le bétail et le maraîchage ;
3. la quantité minimale nécessaire au développement économique de 50 l/jour/personne, incluant :
 - 20 l/jour/personne : pour les besoins personnels,
 - 20 l/jour/personne : 0,5 tête de bétail par personne,
 - 10 l/jour/personne : 2 m² de maraîchage par personne.

Les normes 2 et 3 sont souvent sélectionnées comme « hypothèse de base » et « hypothèse d'amont » dans l'estimation des besoins en eau pour les programmes d'approvisionnement en eau des villages.

2.8 Conclusion

Le développement des systèmes d'énergies renouvelables (solaire et éolien) grâce aux différents travaux de recherche entrepris en Algérie et à travers le monde, fait qu'ils ont atteint un degré de maturité et de fiabilité important. De ce fait, et vu la superficie importante qu'occupe les régions arides et semi arides (plus de 80 % du territoire national) et un potentiel d'énergies renouvelables (particulièrement solaire), l'utilisation à grande échelle de ces sources alternatives doit être promue et encouragée notamment dans ces régions d'Algérie. Cela permettra d'une part d'améliorer les conditions de vie de la population vivante dans ces régions, et de diminuer l'effet des gaz à effet de serre et la pollution des sols d'autre part.

Chapitre 3

Estimation du potentiel énergétique solaire et éolien

3.1 Introduction

La prédiction du comportement des systèmes d'énergies renouvelables sur un site donné exige la prise en considération du caractère aléatoire des ressources énergétiques solaire et éolien, dépendant des caractéristiques des sites d'installation et des saisons. Le fonctionnement des systèmes photovoltaïque (PV) et éolien dépendent de plusieurs paramètres, appelés grandeurs d'influence entre autres ; l'irradiation globale sur le plan des modules PV, la température des modules PV pour les systèmes d'énergie solaire photovoltaïque, la vitesse du vent à la hauteur du moyeu pour les systèmes d'énergie éolienne.

L'énergie solaire peut être directement convertie en électricité utilisant les cellules photovoltaïques (PV). Bien que le rayonnement de la surface du soleil soit raisonnablement constant avant qu'il n'atteigne la surface terrestre, il est fortement variable en raison de l'absorption et de la dispersion dans l'atmosphère terrestre (ciel clair et nuageux : rayonnements diffus et direct).

L'intensité du rayonnement solaire qui atteint un générateur PV dépend de l'angle du soleil sur le générateur, de l'endroit du générateur, des effets de l'orbite terrestre autour du soleil, et des effets de la rotation de la terre sur son axe. L'irradiation solaire varie donc selon la position géographique du site, les saisons, et l'angle d'inclinaison du générateur par rapport à l'horizontal.

Le rendement de puissance d'une éolienne est proportionnel au cube de la vitesse du vent, même une petite augmentation de la vitesse du vent donnera une importante augmentation de rendement de puissance. En utilisant une plus grande tour, aidera à surmonter l'effet de l'aspérité est l'un des moyens les plus rentables d'utiliser la ressource du vent disponible.

Ce chapitre présente donc les méthodes d'estimation du potentiel énergétique solaire sur le plan des modules PV pour différents angles d'inclinaison par rapport à l'horizontal, et du potentiel énergétique éolien pour différentes hauteurs de moyeu, afin de simuler le fonctionnement probable du système énergétique. Et de caractériser ainsi les sites favorables à l'implantation et à l'utilisation d'une énergie par rapport à l'autre (sous certaines conditions technico économique).

3.2 Spécification des sites

Comme étude de cas, quatre sites représentant les régions du sud algérien (sud-ouest, centre et sud-est) présentées dans le tableau 3.1 et la figure 3-1 (sites représentés par une étoile)

Tableau 3.1 : Données géographiques des sites considérés

Sites	Adrar	Béchar	Ghardaïa	Tamanrasset
Altitude (m)	279	772	468	1377
Latitude (degré)	27.49	31.37	32.24	22.47
Longitude (degré)	0.11	2.14	3.48	5.31
Topographie	Sable	Sable	Sable	Sable
albédo	0.35	0.20	0.30	0.30



Fig. 3-1 : Situation géographique des sites considérés

3.3 Estimation du potentiel énergétique solaire

La première partie de ce chapitre est consacrée à l'estimation du potentiel solaire. L'énergie produite par le générateur PV dépend du rayonnement solaire incident sur le plan des modules PV. Le rayonnement solaire global horaire sur un plan incliné sera estimé en se basant sur les données du rayonnement global horaire sur un plan horizontal.

Comme un ajustement saisonnier des angles du collecteur PV peut avoir un apport énergétique très important, une estimation du rayonnement global pour différents angles d'inclinaison est effectuée en utilisant deux variations puis quatre variations de l'angle d'inclinaison du générateur PV par rapport à l'horizontal.

3.3.1 Origines des données météorologiques

Les données météorologiques heure/heure du rayonnement global sur le plan horizontal et les températures ambiantes des quatre sites étudiés proviennent de la base de données « Meteonorm ».

3.3.2 Présentation de l'algorithme

Deux parties distinctes sont traitées, dans un premier temps, le disque solaire propre à chaque site est déterminé. Cette partie nécessite une étude théorique des paramètres astronomiques afin de connaître la position du soleil à un moment donné de l'année. Une fois ces paramètres connus, il est alors possible de déterminer les différentes parties du rayonnement global ; les rayonnements diffus et direct sur un plan horizontal, en utilisant les corrélations tirées de la littérature. Dans cette étude, le rayonnement diffus était considéré

comme isotrope, le rayonnement arrivant sur une surface inclinée se décompose alors en trois parties : le rayonnement diffus de la voûte céleste, le rayonnement direct, et l'albédo.

Le pas de temps pour le calcul de tous les paramètres est l'heure

3.3.2.1 Détermination des paramètres astronomiques

La première étape consiste en la détermination des différents paramètres astronomiques, et plus précisément la position du soleil quelque soit le moment de l'année.

Le premier paramètre à déterminer est la déclinaison solaire qui est l'angle par rapport à la direction du soleil et le plan équatorial terrestre et qui ne dépend que du lieu, et de la date.

- La déclinaison solaire : sa valeur en degré est donnée par l'équation de *Cooper* (1969) [182].

$$\delta = 23.45 \times \sin\left(2\pi \frac{284 + n}{365}\right) \quad (3.1)$$

n : Numéro du jour de l'année compté à partir du 1^{er} janvier (varie de 1 à 365 ou 366 selon l'année,

δ : varie entre deux valeurs extrêmes : -23.45° (le 21 décembre) et $+23.45^\circ$ (le 21 juin), (figure 3-2)

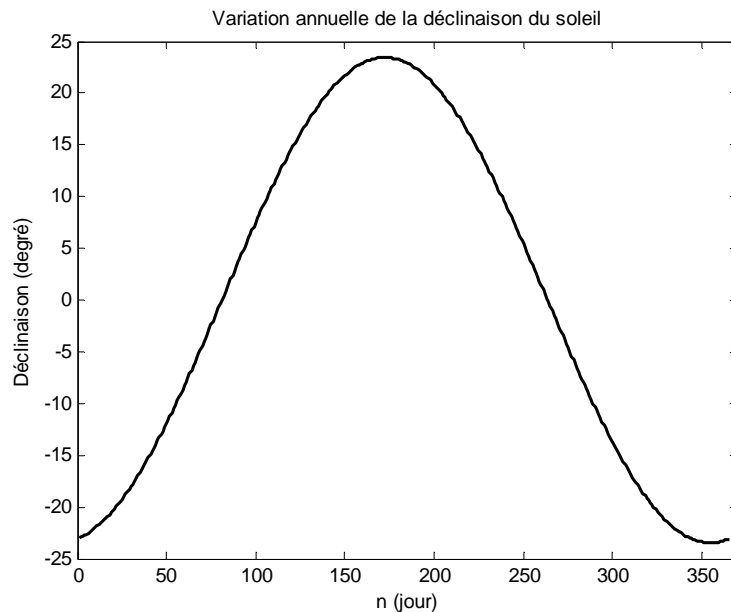


Fig. 3-2 : Déclinaison du soleil en fonction du numéro du jour n de l'année

- Le temps solaire vrai : la notion de temps solaire est directement reliée à celle d'angle solaire ou angle horaire. Cette trajectoire est de 360° en 24h donc $15^\circ/\text{heure}$. La valeur 0° correspond à midi solaire.

$$\omega = 15 \times (12 - TSV) \quad (3.2)$$

- Angle zénithal solaire : c'est l'angle entre le zénith local et la ligne joignant l'observateur et le soleil (figure 3-3).

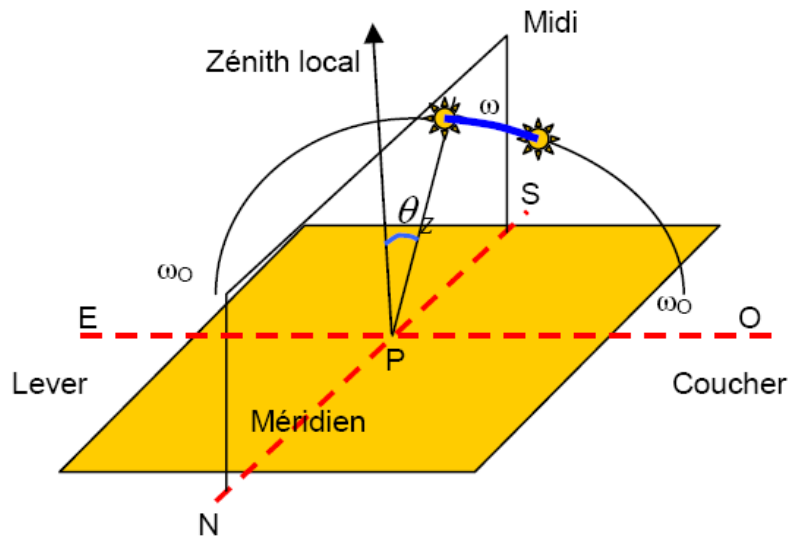


Fig. 3-3 : Angle zénithal solaire

Avec

θ_z : Angle zénithal solaire (degré)

ω : Angle horaire

ω_0 : Angle horaire au lever et au coucher

$$\cos\theta_z = \cos\delta \times \cos\varphi \times \cos\omega + \sin\delta \times \sin\varphi \quad (3.4)$$

3.3.2.2 Détermination des différents types de rayonnement sur une surface horizontale

Une fois les paramètres astronomiques utiles déterminés, il est possible de calculer un premier rayonnement à savoir le rayonnement extraterrestre sur un plan horizontal. En effet, le rayonnement extraterrestre ne dépend d'aucun paramètre météorologique et, est donc théoriquement prévisible. De sa connaissance découlera celle des rayonnements diffus et direct sur un plan horizontal.

Le rayonnement extraterrestre à la limite supérieure hors atmosphère, sur une surface horizontale, est calculé à partir de la constante solaire G_{sc} et du facteur de correction de la distance [65]

$$G_0 = G_{sc} \left(1 + 0.033 \cos \frac{2\pi \times n}{365} \right) (\cos\varphi \times \cos\delta \times \cos\omega + \sin\varphi \times \sin\delta) \quad (3.5)$$

G_{sc} : Constante solaire (1367 W/m²),

n : Numéro du jour de l'année.

Pour la suite des calculs (détermination des rayonnements diffus et direct sur un plan horizontal), il est nécessaire de faire intervenir les données réelles d'ensoleillement en Wh/m² sur un plan horizontal (rayonnement global sur un plan horizontal).

- **Estimation de la composante directe et diffuse du rayonnement horizontal à partir du rayonnement global horaire.**

Le rayonnement global horaire $G_{g,h}(0)$ sur un plan horizontal peut être divisé en une composante diffuse $G_{df,h}(0)$ et une composante directe $G_{d,h}(0)$.

La composante diffuse du rayonnement global sur un plan horizontal se calcule à partir de la corrélation existante entre la fraction diffuse, K_d et l'indice de clarté de l'atmosphère, K_t [127] (figure 3-4). La fraction diffuse et l'indice de clarté sont définis respectivement par les relations suivantes.

$$K_d = \frac{G_{df,h}(0)}{G_{g,h}(0)} \quad (3.6)$$

$$K_t = \frac{G_{g,h}(0)}{G_{0,h}(0)} \quad (3.7)$$

$G_{df,h}(0)$: Rayonnement diffus horaire sur un plan horizontal,

$G_{g,h}(0)$: Rayonnement global horaire sur un plan horizontal,

$G_{0,h}(0)$: Rayonnement horaire extraterrestre.

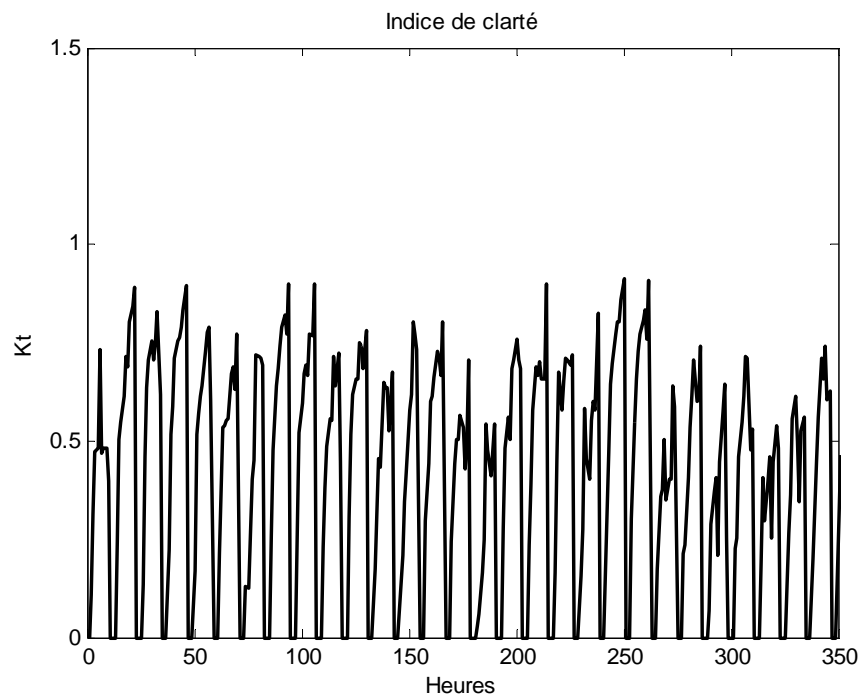


Fig. 3-4: Indice de clarté du mois de Janvier - Adrar

En vue des conclusions de l'étude effectuée par *Hamidat* [127], le modèle de *Macagnan* [183] a été adopté pour déterminer en fonction de l'indice de clarté, la fraction diffuse et donc le rayonnement diffus sur un plan horizontal.

La corrélation est donnée comme suit :

Pour l'intervalle $K_t < 0.18$

$$K_d = 0.942 \quad (3.8)$$

Pour l'intervalle $0.18 \leq K_t \leq 0.79$

$$K_d = 0.974 + 0.326 \times K_t - 3.896 \times K_t^2 + 2.661 \times K_t^3 \quad (3.9)$$

Pour l'intervalle $K_t > 0.79$

$$K_d = 0.115 \quad (3.10)$$

Une fois la composante diffuse déterminée, la composante directe est déduite de la relation suivante

$$G_{d,h}(0) = G_{g,h}(0) - G_{df,h}(0) \quad (3.11)$$

3.3.2.3 Détermination des différents types de rayonnement sur un plan incliné (plan du générateur PV)

Afin de calculer le rayonnement reçu par les modules PV du générateur incliné avec un angle d'inclinaison β par rapport à l'horizontal, la relation de *Duffie et Beckmann* (1991) [65] a été utilisée.

$$G_{g,h} = G_{d,h} + G_{df,h} + G_{r,h} \quad (3.12)$$

Le rayonnement direct sur un plan incliné est égal :

$$G_{d,h} = G_{d,h}(0) \times R_b \quad (3.13)$$

Avec

$$R_b = \frac{\cos(\varphi - \beta) \times \cos\delta \times \cos\omega + \sin(\varphi - \beta) \times \sin\delta}{\cos\varphi \times \cos\delta \times \cos\omega + \sin\varphi \times \sin\delta} \quad (3.13)$$

R_b : Facteur géométrique reliant le rayonnement direct sur un plan incliné à celui sur un plan horizontal.

Le rayonnement diffus sur un plan incliné est égal :

$$G_{df,h} = G_{df,h}(0) \times \frac{(1 + \cos\beta)}{2} \quad (3.14)$$

Le rayonnement réfléchi est égal :

$$G_{r,h} = G_{g,h}(0) \times \rho_b \frac{(1 - \cos\beta)}{2} \quad (3.15)$$

ρ_b Etant l'albédo du lieu d'installation

L'albédo est spécifique à chaque site et type de revêtement au sol. Le tableau 3.2 donne les valeurs « classiques » de l'albédo.

Tableau 3.2 : Valeurs classiques de l'albédo

Type de surface	Autres caractéristiques	Albédo
Métal poli		0.90 – 0.99
Eau	Faible angle zénithal de visée	0.03 – 0.10
	Fort angle zénithal de visée	0.10 – 0.50
Neige	Ancienne	0.40 – 0.70
	Fraîche	0.45 – 0.95
Glace	De mer	0.30 – 0.40
	De glacier	0.20 – 0.40
Sable nu	Sec	0.35 – 0.45
	Humide	0.20 – 0.30
Sol nu	Argileux sec	0.20 – 0.35
	Argileux humide	0.10 – 0.20
	Sol humide avec chaumes	0.05 – 0.07
Surfaces artificielles	Béton	0.17 – 0.27
	Route goudronnée	0.05 – 0.10
Surfaces agricoles	Prairies	0.16 – 0.26
	Culture : blé, riz, etc.	0.10 – 0.25
	Vergers	0.15 – 0.20
forêts	A feuilles caduques	0.10 – 0.20
	Conifères	0.05 – 0.15

Le rayonnement global sur un plan incliné est alors donné par la relation suivante

$$G_{g,h} = G_{d,h}(0) \times R_b + G_{df,h}(0) \times \frac{(1 + \cos\beta)}{2} + G_{g,h}(0) \times \rho_b \frac{(1 - \cos\beta)}{2} \quad (3.16)$$

3.3.2.4 Optimisation des angles d'inclinaison du générateur photovoltaïque

L'ajustement des angles d'inclinaison du générateur PV par rapport à l'horizontal peut avoir une influence importante sur l'apport énergétique. Cette contribution va être exposée, suivie des résultats de simulation pour des angles d'inclinaison variable.

Le calcul des angles d'inclinaison des modules PV est basé sur l'hypothèse que les modules seront perpendiculaires aux rayons du soleil à midi solaire [184]. Le midi solaire est le moment où le soleil est le plus haut possible dans le ciel.

Plusieurs méthodes peuvent être appliquées pour l'ajustement des angles d'inclinaison du générateur PV par rapport à l'horizontal. L'ajustement automatique de l'angle d'inclinaison peut être réalisé par un héliostat (système énoncé dans le chapitre 2). Ce système complexe et onéreux pour les systèmes de pompage pourrait augmenter le coût de l'investissement et de ce fait, augmenter le coût du litre d'eau délivré par le système. Le moyen le plus simple pour réaliser cet ajustement est le moyen manuel avec un ajustement saisonnier. C'est ce moyen qui sera abordé dans cette étude en procédant avec des ajustements saisonniers, le premier avec deux ajustements saisonniers et le deuxième avec quatre ajustements saisonniers. Les

irradiations solaires des différents ajustements seront confrontées à celle avec un angle d'inclinaison fixe égal à la latitude du lieu.

L'ajustement manuel se fait de la manière suivante [184-185]

- a- Installation fixe : angle d'inclinaison (β) = latitude du site d'installation (φ)
- b- Installation avec des ajustements saisonniers (deux fois par an)
 - Equinoxe printemps (20, 21 ou 22 mars) : angle d'inclinaison (β) = latitude (φ) – 11.75°,
 - Equinoxe d'automne (23 ou 24 septembre) : angle d'inclinaison (β) = latitude (φ) + 11.75°,
- c- Installation avec des ajustements saisonniers (quatre fois par an)
 - Equinoxe printemps (20, 21 ou 22 mars) : angle d'inclinaison (β) = latitude (φ)
 - Equinoxe d'automne (23 ou 24 septembre) : angle d'inclinaison (β) = latitude (φ)
 - Solstice d'été (21 ou 22 juin) : angle d'inclinaison (β) = latitude (φ) - 23.5°
 - Solstice d'hiver (21 ou 22 décembre) : angle d'inclinaison (β) = latitude (φ) + 23.5°

L'apport énergétique, en ajustant l'angle d'inclinaison du générateur PV, peut être signifié par la figure 3-5, qui montre les allures énergétiques de trois types d'adaptations [185]. La courbe 1 est la quantité d'énergie solaire qu'on peut obtenir chaque jour si le module est fixé à l'angle d'hiver avec un angle d'azimut zéro (les modules face au sud). La courbe 2 montre l'apport d'énergie en ajustant l'inclinaison quatre fois par an. La courbe 3, montre l'énergie qu'on peut avoir avec un héliostat à deux axes de rotation, qui dirige toujours le module directement au soleil.

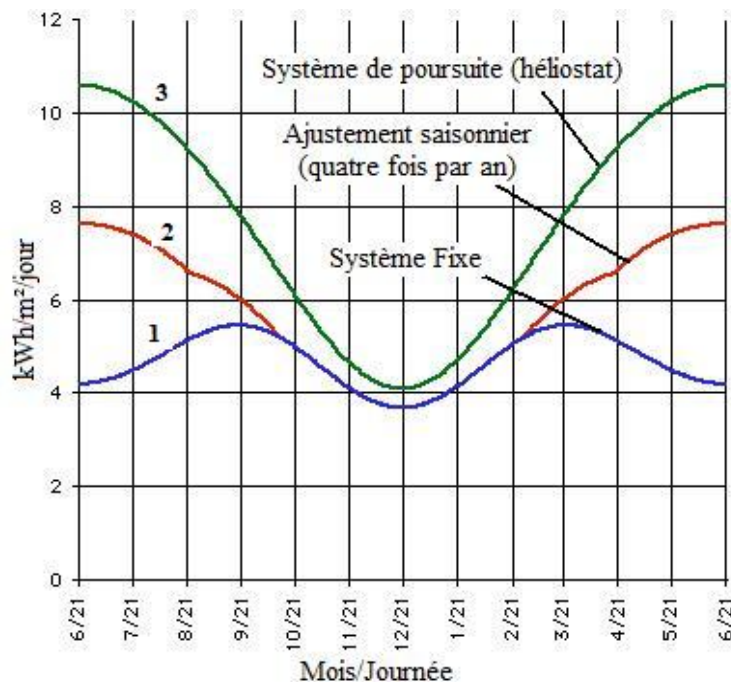


Fig. 3-5 : Effet de l'angle de déclinaison de modules PV sur la production énergétique pour une latitude 40° [185]

3.3.3 Présentation de l'organigramme

La figure 3-6, présente un organigramme pour le calcul de l'irradiation globale horaire sur le plan du générateur photovoltaïque.

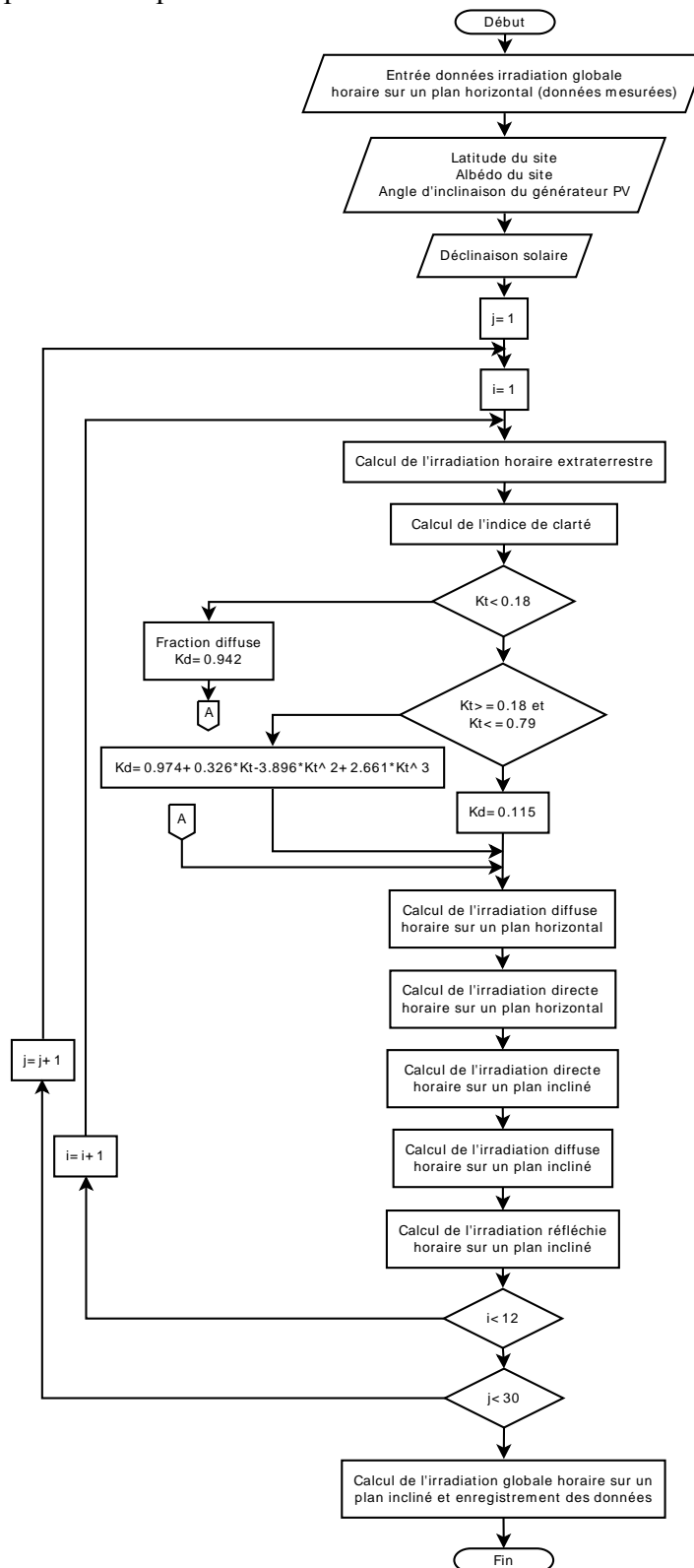


Fig. 3-6 : Organigramme de calcul de l'irradiation globale horaire sur un plan incliné

3.3.4 Résultats de l'étude

3.3.4.1 Irradiation solaire globale sur un plan horizontal

Comme il a été noté dans le chapitre 2, l'Algérie dispose d'un potentiel solaire important et adéquat pour l'utilisation des systèmes d'énergie solaire, notamment dans les régions du sud (régions sahariennes).

En se basant sur les données de l'irradiation globale horaire sur une surface horizontale, nous remarquons que les sites concernés présentent une moyenne annuelle journalière supérieure à 5.5 kWh/m²/j. Toutefois le site de Tamanrasset présente le meilleur potentiel avec une irradiation moyenne annuelle journalière égale à 6.5 kWh/m²/j, figure 3-7.

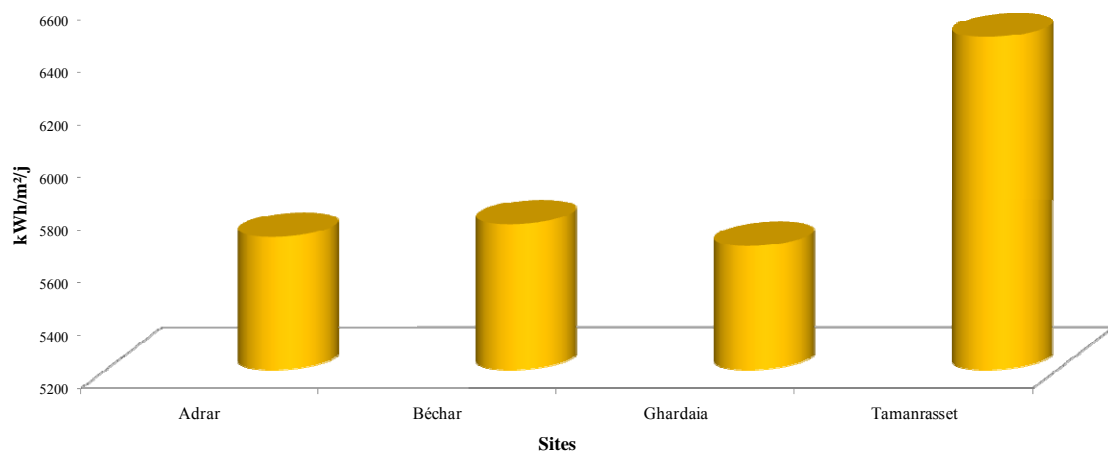


Fig. 3-7 : Irradiation moyenne annuelle journalière sur une surface horizontale

L'évolution de l'irradiation globale moyenne mensuelle journalière est présentée dans la figure 3-8.

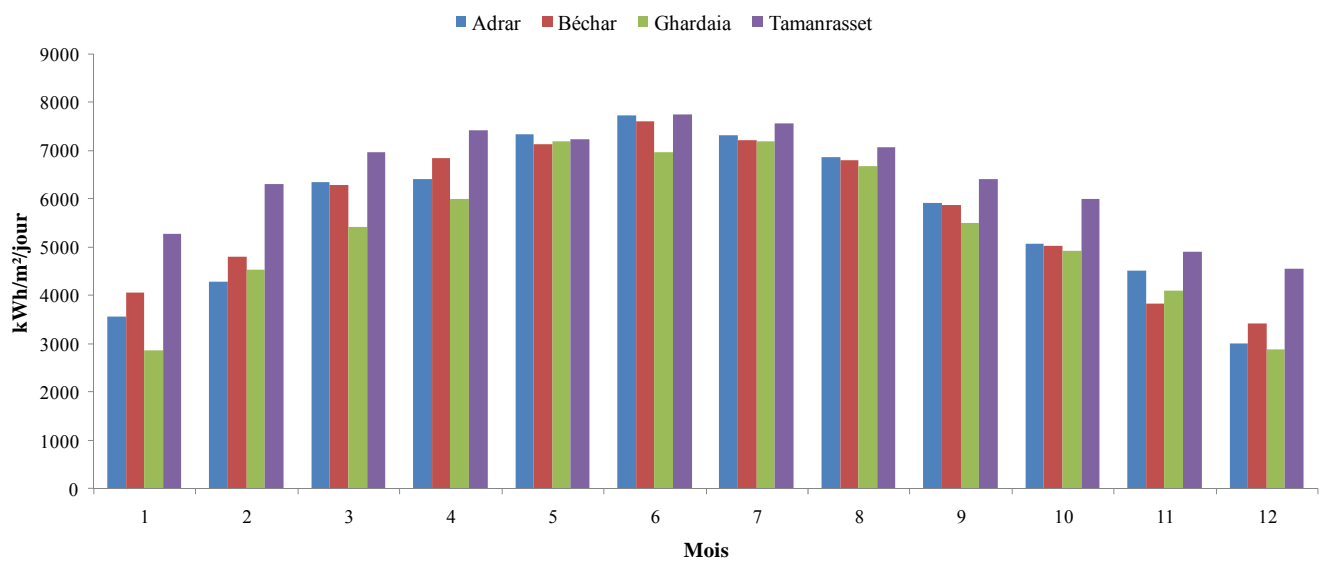


Fig. 3-8 : Irradiation globale moyenne mensuelle journalière sur une surface horizontale

La figure 3-8, montre que la période hivernale présente moins de potentiel solaire pour les sites Adrar, Béchar et Ghardaïa dont l'irradiation globale moyenne mensuelle journalière varie entre 3 kWh/m²/j et 4 kWh/m²/j avec un avantage pour la région de Béchar. Par contre la région de Tamanrasset durant la même période varie de 4.5 kWh/m²/j à 5 kWh/m²/j.

L'irradiation solaire devient très importante entre les mois de mars et octobre où l'irradiation globale moyenne mensuelle journalière varie de 5.5 kWh/m²/j à 7.5 kWh/m²/j, où la région de Tamanrasset présente le plus fort taux d'insolation. La figure 3-9 montre l'importance de l'irradiation globale horaire sur une surface horizontale durant le mois de janvier pour la région de Tamanrasset par rapport à l'irradiation extraterrestre où les valeurs varient de 600 à 800 Wh/m².

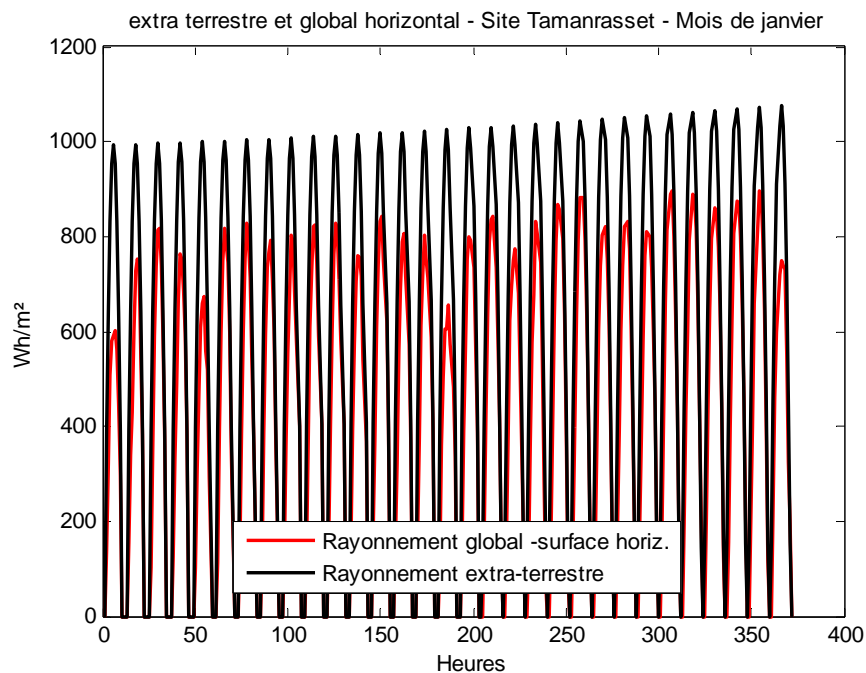


Fig. 3-9 : Irradiation globale horaire sur une surface horizontale par rapport à l'irradiation extraterrestre

3.3.4.2 Irradiation solaire globale sur un plan incliné

3.3.4.2.1 Angle d'inclinaison égal à la latitude du lieu.

L'irradiation globale sur un plan incliné (sur le plan du générateur photovoltaïque) constitue un paramètre important pour le dimensionnement des systèmes PV. A partir de l'irradiation globale horaire sur un plan horizontal, l'irradiation globale horaire sur un plan incliné est déterminée. Les figures 3-10 et 3-11 représentent les irradiances globales sur les plans horizontal et incliné, avec l'angle d'inclinaison étant égal à la latitude du lieu, pour les régions d'Adrar et de Tamanrasset. Pour le mois de janvier, considéré parmi les mois les plus défavorables (avec le mois de décembre), nous pouvons remarquer que la région de Tamanrasset présente de meilleures dispositions pour l'utilisation des systèmes d'énergie solaire dont l'irradiation horaire varie de 600 à 850 Wh/m².

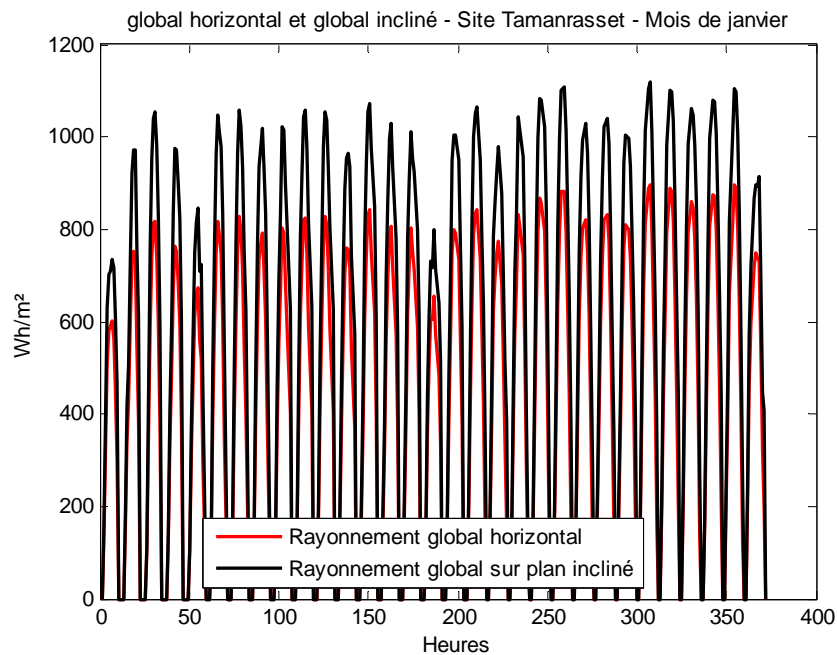
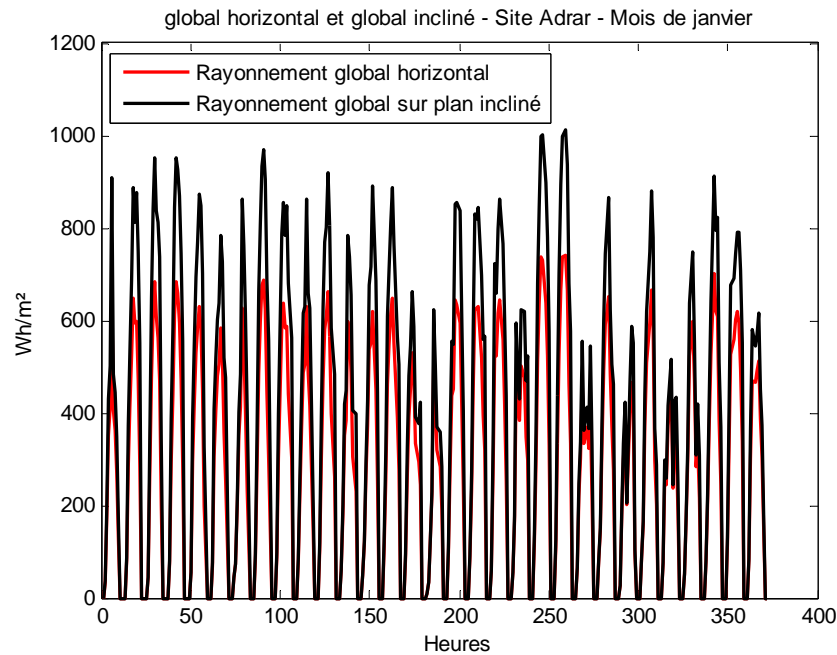


Fig. 3-10 et 3-11 : Irradiations globales horaires sur un plan horizontal et incliné (latitude du lieu) pour les régions d'Adrar et Tamanrasset

3.3.4.2.2 Variation de l'angle d'inclinaison.

Dans le but d'augmenter la quantité de l'irradiation globale horaire incidente, l'angle d'inclinaison a été changé en utilisant des variations saisonnières deux fois puis, quatre fois par an. Nous pouvons constater dans les figures 3-12 à 3-15, une augmentation significative

en faisant une variation de quatre fois par an. Dans la région d'Adrar, nous pouvons remarquer que cette augmentation n'est pas très importante, par contre elle est environ de 40% pour la région de Béchar.

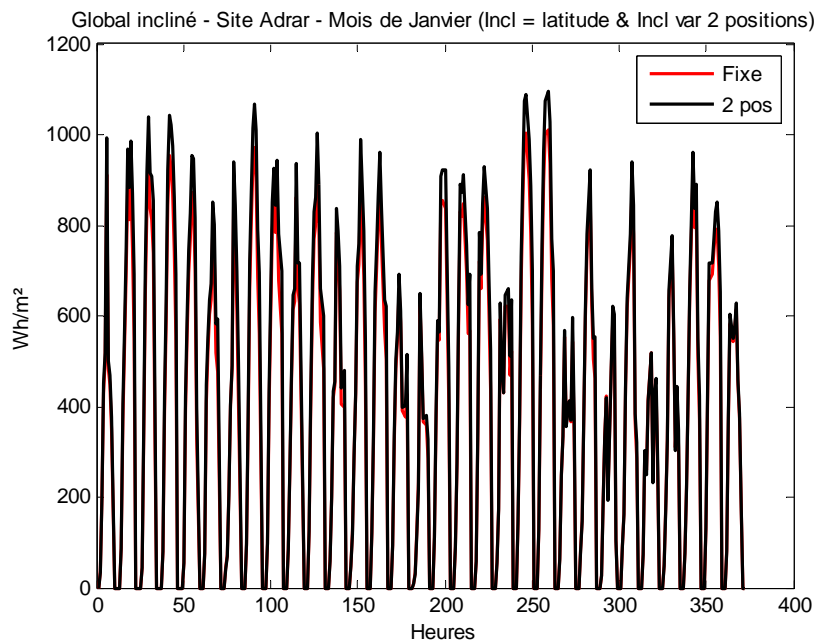


Fig. 3-12 : Irradiances globales horaires sur le plan incliné avec une variation saisonnière deux fois par an pour la région d'Adrar pour le mois de janvier par rapport à un angle d'inclinaison fixe égal à la latitude du lieu

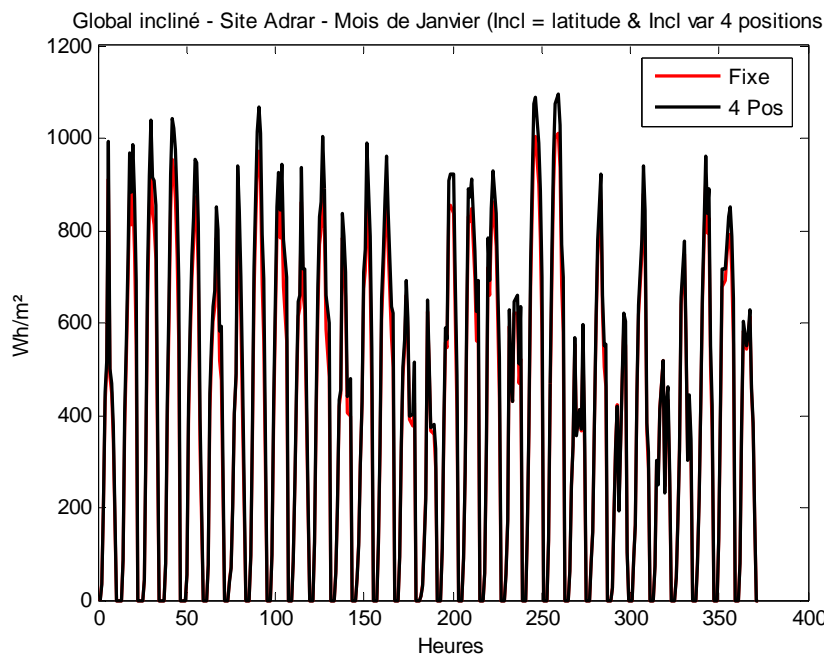


Fig. 3-13 : Irradiances globales horaires sur le plan incliné avec une variation saisonnière quatre fois par an pour la région d'Adrar pour le mois de janvier par rapport à un angle d'inclinaison fixe égal à la latitude du lieu

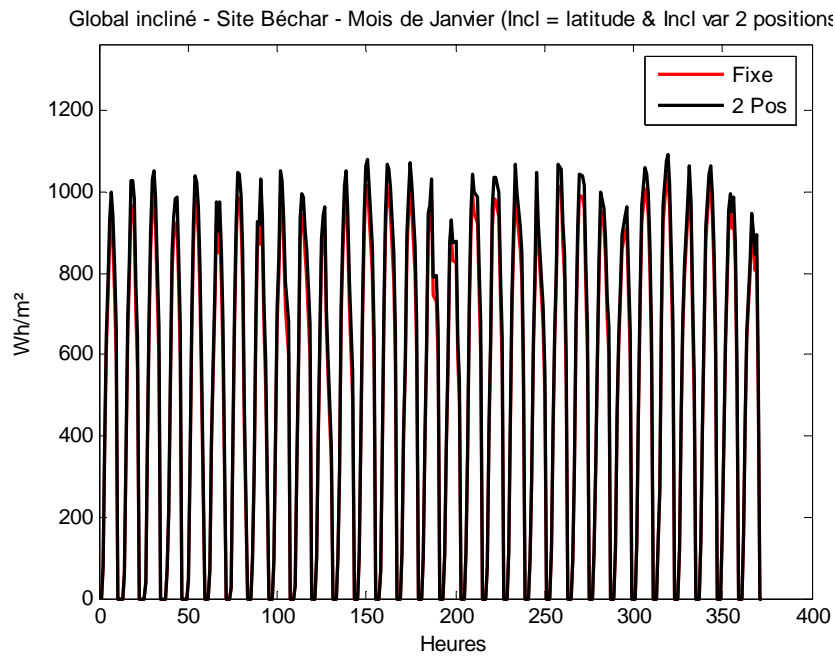


Fig. 3-14 : Irradiations globales horaires sur le plan incliné avec une variation saisonnière deux fois par an pour la région de Béchar pour le mois de janvier par rapport à un angle d'inclinaison fixe égal à la latitude du lieu

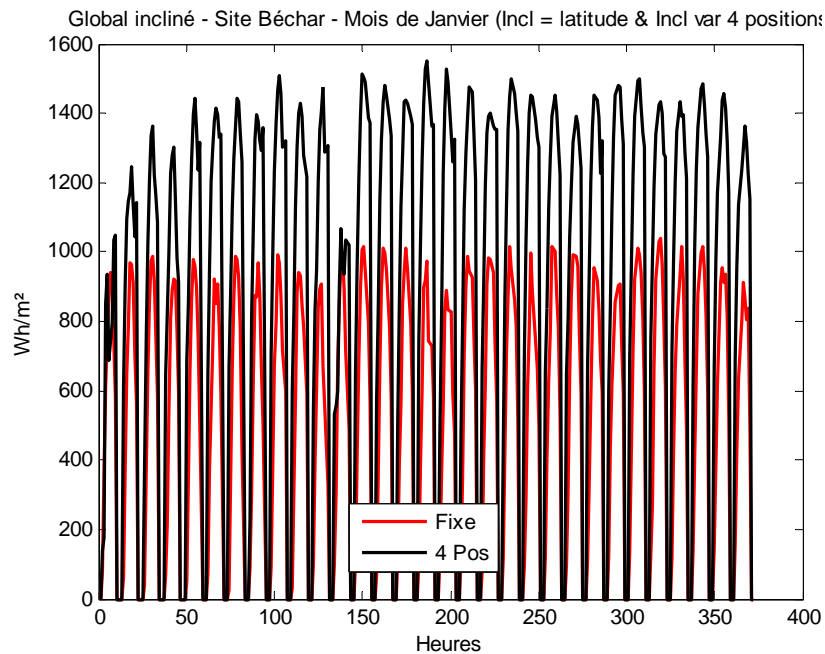


Fig. 3-15 : Irradiations globales horaires sur le plan incliné avec une variation saisonnière quatre fois par an pour la région de Béchar pour le mois de janvier par rapport à un angle d'inclinaison fixe égal à la latitude du lieu

Dans le chapitre 5, nous pourrions voir l'effet de ces variations sur la quantité d'eau journalière délivrée par le système photovoltaïque de pompage de l'eau dans chacun des sites.

3.4 Estimation du potentiel d'énergie éolienne

Avant d'envisager l'installation des systèmes d'exploitation de cette source d'énergie, il est primordial d'estimer le potentiel énergétique éolien des sites d'intérêt.

La deuxième partie de ce chapitre est donc consacrée à l'estimation du potentiel d'énergie éolienne des sites considérés : Adrar, Béchar, Ghardaïa et Tamanrasset. Et en la localisation des régions pouvant être favorables à l'exploitation de cette source d'énergie.

3.4.1 Origine des données utilisées

Les données utilisées dans cette étude consistent en des données de la distribution de fréquence de la vitesse du vent, des données de la vitesse moyenne annuelle tri-horaire, des données de la vitesse moyenne mensuelle du vent journalière obtenues à partir des données tri-horaires des vitesses de vents mesurées à 10 mètres au dessus du sol dans l'Atlas vent de l'Algérie établi par l'Office National de la Météorologie [34] et des données horaires de la base de données « Meteonorm ».

3.4.2 Modélisation de la distribution de la vitesse du vent

Pour évaluer les performances de fonctionnement d'un aérogénérateur à un emplacement donné, sa production énergétique est d'abord exprimée en termes de vitesse de vent. Parmi les nombreux modèles mathématiques utilisés dans les études de puissance de vent, la distribution statistique cumulative de Weibull est la plus appropriée pour décrire les variations de la vitesse du vent. Elle est donnée par [140,186] :

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right) \quad (3.17)$$

Où $f(v)$ est la probabilité pour que le vent souffle à la vitesse v , k le facteur de forme, sans dimension, qui caractérise la dissymétrie de la distribution, c est le facteur d'échelle.

Les figures 3-16 à 3-19 montrent la distribution de la vitesse du vent des sites sélectionnés pour cette étude.

En étudiant la distribution de cette vitesse dans les différents sites, nous pouvons remarquer que :

- Sur le site de Tamanrasset, 61,5 % des vitesses de vent sont inférieures ou égales à 4 m/s, suivi de Béchar 54.0 % et de Ghardaïa 44.9 %, contre 20,5 % sur le site d'Adrar.
- Sur le site de Tamanrasset, 35 % des vitesses de vent sont comprises entre 5 à 9 m/s (représentant la vitesse adéquate pour les aérogénérateurs), suivi de Ghardaïa 44.4 % et de Béchar 36.0 %, contre 62.5 % sur le site d'Adrar.

- Sur le site de Tamanrasset, 3.5 % des vitesses de vents supérieures à 10 m/s (vitesse nominale de la plupart des aérogénérateurs de moyenne puissance), suivi de Ghardaïa 10.7 % et de Béchar 10.0 %, contre 17 % sur le site d'Adrar.

Ainsi, nous remarquons que les vitesses supérieures à 10 m/s sont très rares au niveau de tous les sites. Par conséquent, les aérogénérateurs de moyenne puissance ne travailleront presque jamais à leur vitesse nominale. Seule la région d'Adrar, pourrait constituer une région favorable à l'exploitation de l'énergie éolienne par les petits systèmes.

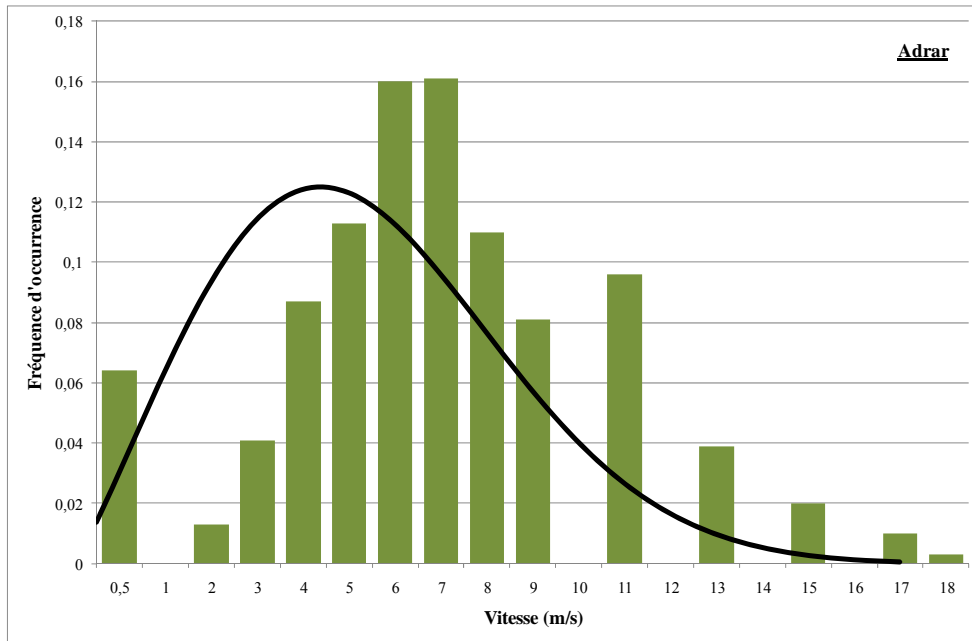


Fig.3-16 : Distribution de la vitesse du vent du site d'Adrar

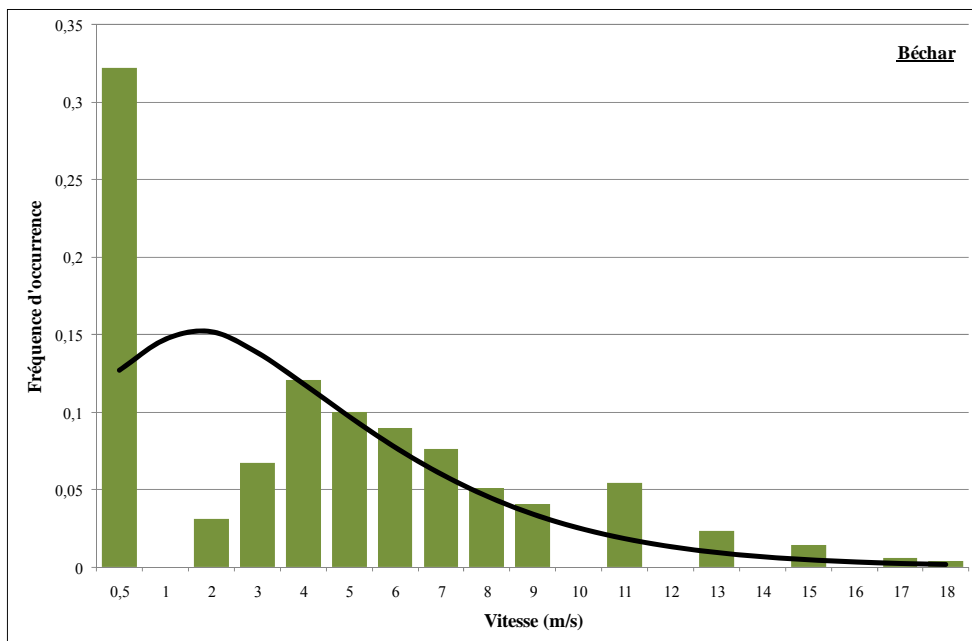


Fig. 3-17 : Distribution de la vitesse du vent du site de Béchar

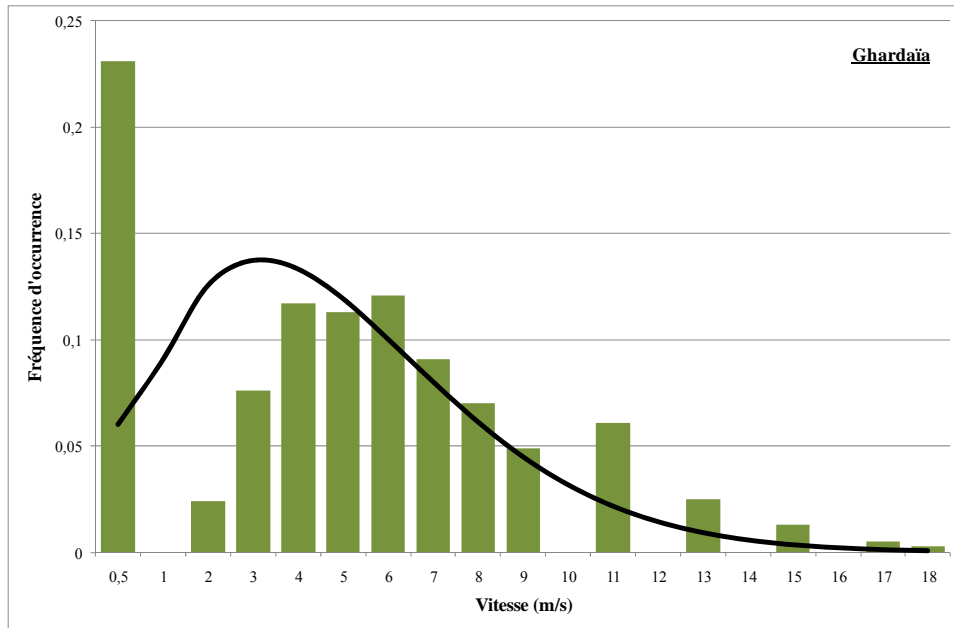


Fig. 3-18 : Distribution de la vitesse du vent du site de Ghardaïa

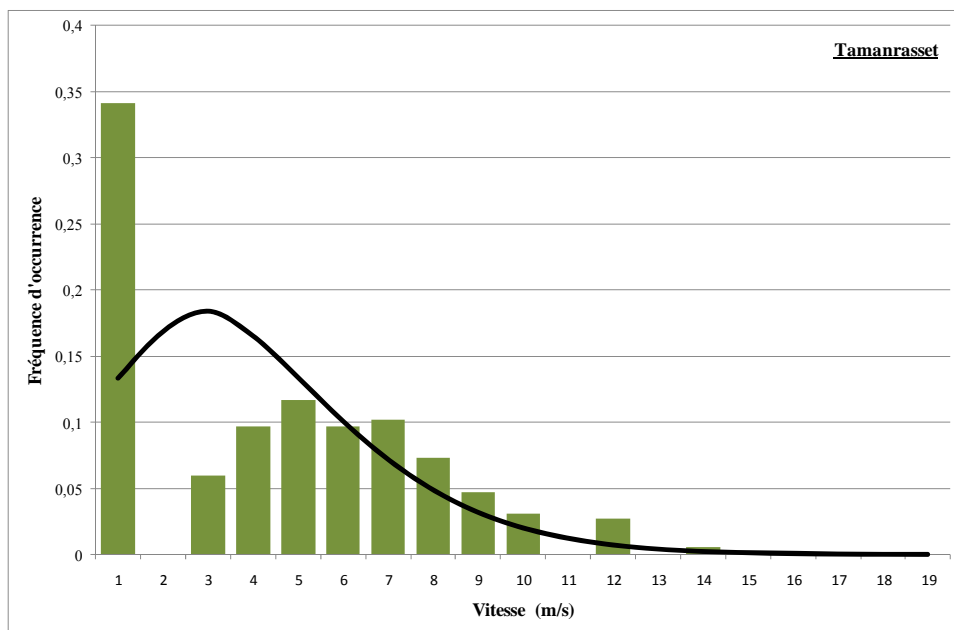


Fig. 3-19 : Distribution de la vitesse du vent du site de Tamanrasset

3.4.3 Etude de la variation de la vitesse du vent

Sur la base des données publiées dans l'Atlas vent de l'Algérie établi par l'Office National de la Météorologie [34], les vitesses moyennes tri-horaire annuelle et les vitesses moyennes mensuelles du vent des quatre sites sont représentées sur les figures 3-20 et 3-21.

3.4.3.1 Vitesse moyenne tri-horaires annuelle du vent

La figure 3-20 montre la variation de la vitesse moyenne tri-horaire annuelle du vent des quatre sites. Nous remarquons une augmentation de la vitesse durant la journée, à partir de 09h00 pour les sites de Béchar, Ghardaïa et Tamanrasset et une diminution durant la nuit à

compter de 18h00. La figure montre aussi que le site d'Adrar présente un potentiel éolien assez important relativement aux autres sites dont la vitesse est supérieure ou égale à 5 m/s durant toute la journée

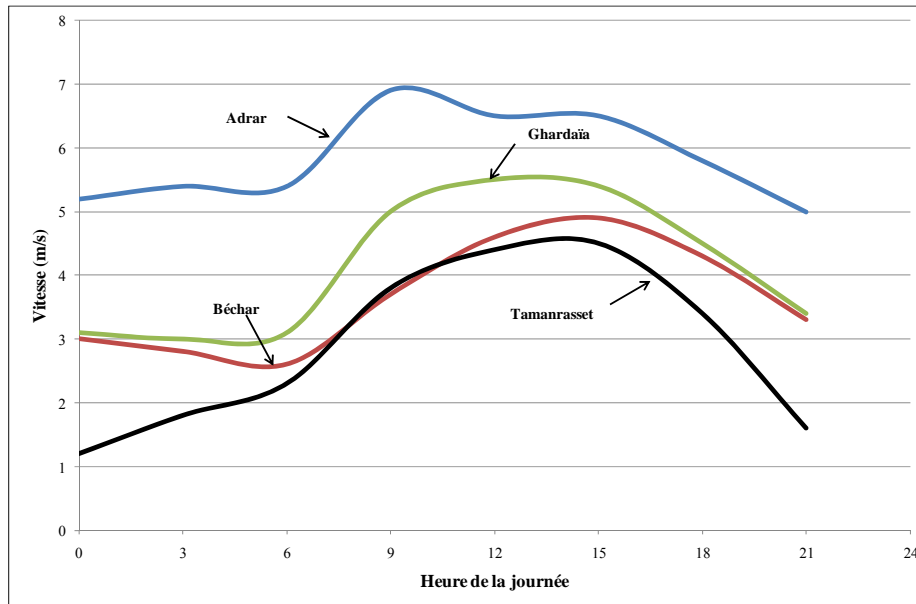


Fig. 3-20 : Vitesse moyenne tri-horaire annuelle du vent pour les quatre sites

3.4.3.2 Vitesse du vent moyenne mensuelle

La figure 3-21 montre la variation de la vitesse moyenne mensuelle du vent pour les quatre sites. Hormis le site d'Adrar présentant une vitesse moyenne presque constante durant l'année, les trois autres sites, Béchar, Ghardaïa et Tamanrasset dont la vitesse croit du mois de mars pour décroître au mois de septembre (période hivernale).

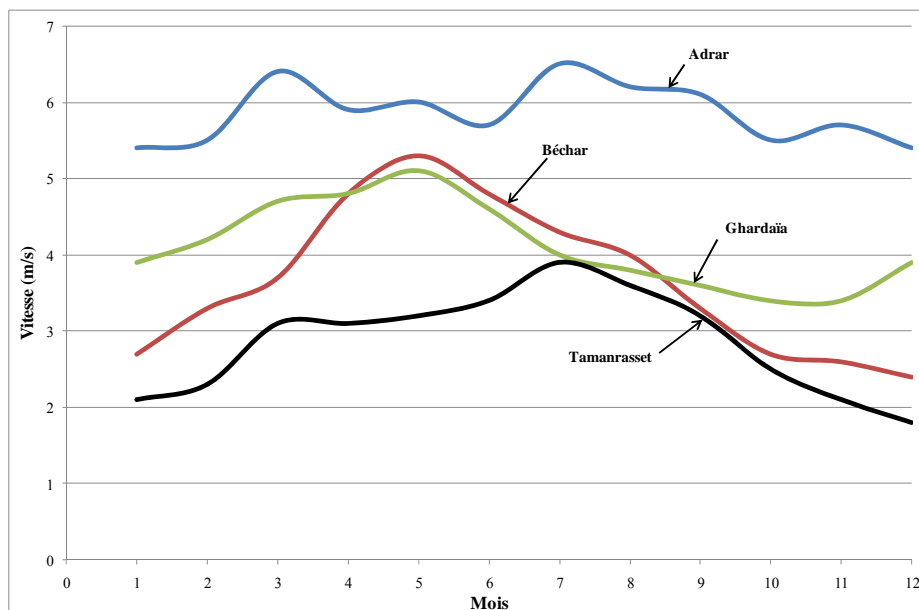


Fig. 3-21 : Vitesse du vent moyenne mensuelle pour les quatre sites

3.4.4 Densité de puissance éolienne

La densité de puissance éolienne disponible, permet une meilleure évaluation du potentiel énergétique sur un site donné. Elle dépend de la distribution des fréquences de la vitesse du vent.

La densité d'énergie instantanée ou puissance disponible dans un écoulement d'air passant à travers une section de surface unité perpendiculaire à sa direction est donnée par (*Justus*, 1978) [137,139]:

$$P_d [W/m^2] = \frac{1}{2} \times \rho_{air} \times v^3 \quad (3.18)$$

Où ρ_{air} est la densité ou la masse volumique de l'air, et prend pour valeur nominale 1.225 kg/m³ au dessus du niveau de la mer pour une température de 15°C, et v étant la vitesse instantanée en (m/s).

En considérant que la densité de l'air est constante, la densité de puissance éolienne moyenne disponible est donnée par (*Justus*, 1978) [137,139]:

$$\overline{P_d} = \frac{1}{2} \times \rho_{air} \times \overline{v^3} \quad (3.19)$$

La moyenne du cube de la vitesse du vent représentant le moment d'ordre 3 de la distribution de la vitesse du vent, peut-être déterminée de deux méthodes.

1- Lorsqu'on dispose d'un échantillon de données de mesure, elle est donnée par [33] :

$$\overline{v^3} = \sum_{i=1}^N f_i \times v_i^3 \quad (3.20)$$

Où f_i représente la fréquence d'occurrence des vitesses appartenant au i^{eme} intervalle de vitesse, N est le nombre d'intervalles de vitesse.

$$\overline{P_d} = \frac{1}{2} \times \rho_{air} \times \sum_{i=1}^N f_i \times v_i^3 \quad (3.21)$$

2- En utilisant les paramètres de Weibull k et c , la densité de puissance éolienne peut être exprimé comme suit

$$P = \frac{1}{2} \times \rho_{air} \times c^3 \times \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (3.22)$$

3.4.5 Variation en hauteur

3.4.5.1 Extrapolation verticale de la vitesse du vent

Les données vent disponibles sont des résultats de mesures effectuées à 10 m a.d.s (au-dessus du sol). Comme la vitesse du vent augmente avec l'altitude [55], [144-147], une

relation empirique est appliquée pour l'extrapolation de ces données à la hauteur du moyeu. Sa forme de base est :

$$\frac{v}{v_r} = \left(\frac{z}{z_r}\right)^\alpha \quad (3.23)$$

Où v est la vitesse du vent à la hauteur z du moyeu (la hauteur du moyeu de la turbine a.d.s), m/s ; v_r est la vitesse du vent mesurée à la hauteur de référence z_r (10 m suivant la base des données) ; α est l'exposant de la loi de puissance. α varie avec des paramètres tels que l'altitude, l'heure, la saison, la nature du terrain, la vitesse du vent, la température, et les divers paramètres thermiques et mécaniques [176]. La détermination de α devient très importante. La valeur de 1/7 est habituellement prise [176].

3.4.5.2 Extrapolation des paramètres de Weibull

L'extrapolation des paramètres de Weibull d'un niveau de référence à un autre niveau, permet de déterminer la densité de puissance éolienne disponible sur les différents sites et à différentes hauteurs. Les expressions utilisées pour l'extrapolation de ces paramètres sont [7, 33, 55] :

$$k(H) = \frac{k(10)}{1 - 0.088 \times \ln\left(\frac{H}{10}\right)} \quad (3.24)$$

$$c(H) = c(10) \times \left(\frac{H}{10}\right)^\alpha \quad (3.25)$$

$$\alpha = 0.37 - 0.088 \times \ln c(10) \quad (3.24)$$

La figure 3-22, montre la densité de puissance éolienne disponible sur les sites d'Adrar, Béchar, Ghardaïa et Tamanrasset pour trois hauteurs différentes (10 m, 20 m et 30 m).

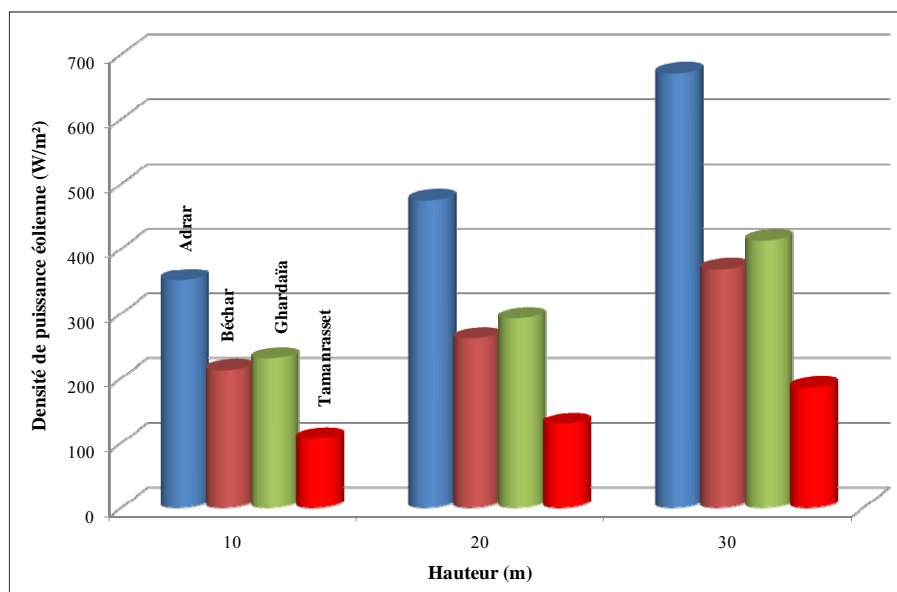


Fig. 3-22 : Densité de puissance éolienne en fonction de la hauteur.

Nous remarquons une augmentation significative de la densité de puissance en fonction de la hauteur du moyeu. Sur le site d'Adrar, la densité augmente de 35 % à 20 m et de 90 % à 30 m.

Les figures 3-23 et 3-24, montre la variation de la vitesse du vent sur le site d'Adrar pour deux hauteurs différentes 20 m et 30 m par rapport à la hauteur de référence 10 m.

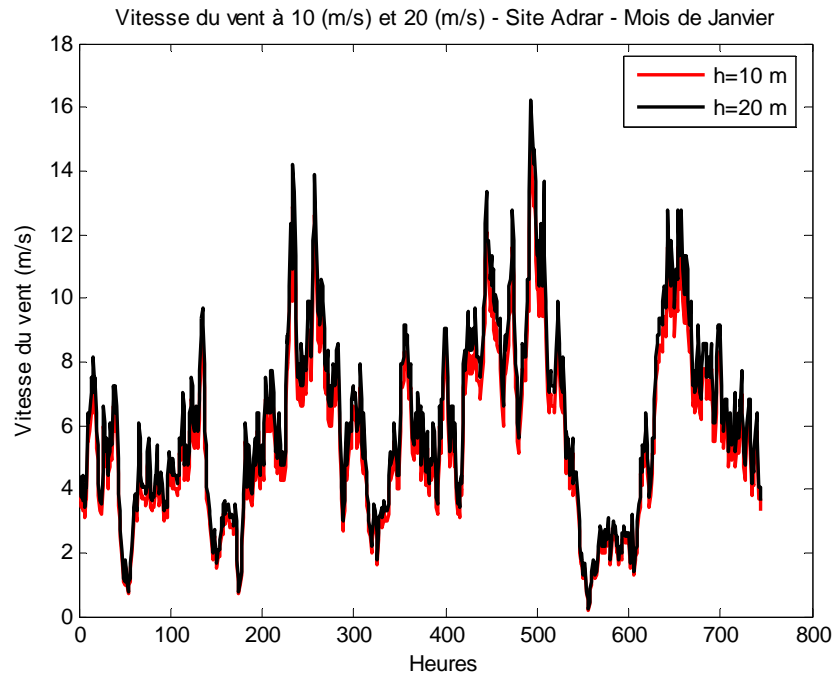


Fig. 3-23 : Variation de la vitesse du vent en fonction de la hauteur (10 et 20 m) pour le site d'Adrar – Mois de Janvier

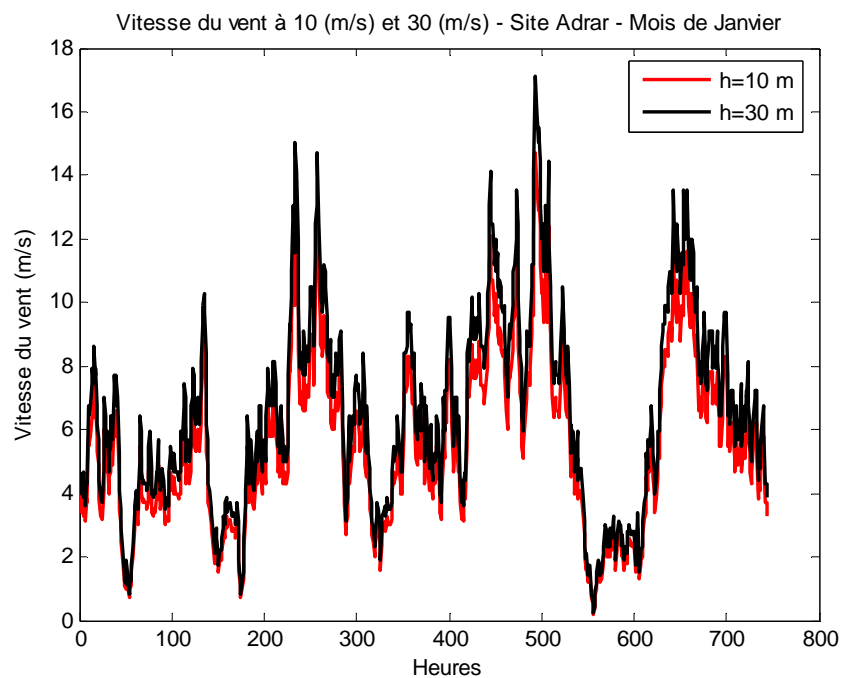


Fig. 3-24 : Variation de la vitesse du vent en fonction de la hauteur (10 et 30 m) pour le site d'Adrar – Mois de Janvier

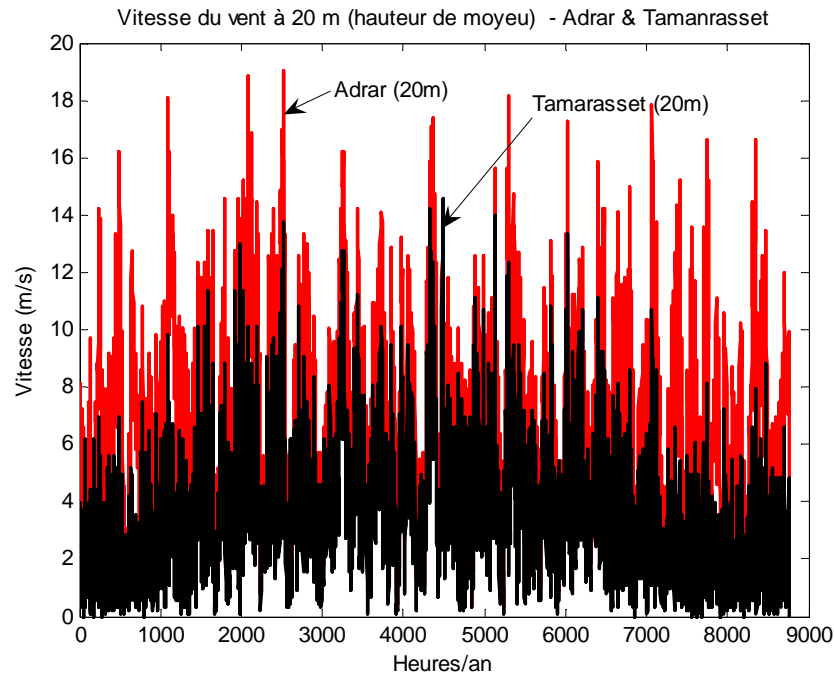


Fig.3-25 : Vitesse du vent annuelle à 20 m (hauteur du moyeu)
Sites Adrar et Tamarasset

La figure 3-25 montre l'importance relative du potentiel éolien dans la région d'Adrar par rapport aux autres régions (sur la figure la région de Tamarasset). Nous pouvons remarquer que la vitesse moyenne à cette hauteur est de 8 m/s, par contre dans la région de Tamarasset, elle avoisine 3 m/s

3.5 Conclusion

Une estimation du potentiel énergétique solaire et éolien est présentée dans ce chapitre, représentant une étape primordiale du dimensionnement de tous les systèmes d'énergies renouvelables.

De part son climat et l'occupation de la superficie par le Sahara (80 %), l'Algérie dispose d'un potentiel énergétique considérable, particulièrement solaire, avec une moyenne de 5 kWh/m²/jour sur l'ensemble du territoire national. Tous les sites, le sud par excellence, offrent les meilleures conditions pour l'exploitation de l'énergie solaire. Dans le but d'augmenter la quantité de l'irradiation solaire globale horaire incidente, l'angle d'inclinaison a été changé en utilisant des variations saisonnières deux fois et quatre fois par an. Cette variation de l'angle d'inclinaison, notamment quatre fois par an, s'est fait ressentir positivement dans le site de Béchar, où l'irradiation a augmenté de presque 40 % par rapport à une inclinaison annuelle fixe égale à la latitude du lieu.

Concernant le potentiel éolien, toutes les régions ont des vitesses moyennes du vent assez faibles ne permettant pas l'utilisation de grande envergure de cette source d'énergie. Seule la région d'Adrar, pourrait constituer une région favorable à l'exploitation de l'énergie éolienne par les petits systèmes. Dans le but d'avoir une meilleure densité de puissance éolienne, une étude à différentes hauteurs du moyeu a été réalisée. Cette étude en hauteur a montré une augmentation significative de la densité de puissance particulièrement sur le site d'Adrar, qui enregistre une augmentation de la densité de puissance éolienne de 35 % à 20 m et de 90 % à 30 m au dessus du sol, par rapport à la hauteur de référence de 10 m.

Chapitre 4

Modélisation des systèmes photovoltaïque et éolien pour le pompage de l'eau

4.1 Introduction

Les systèmes de pompage de l'eau par les énergies renouvelables sont principalement les systèmes photovoltaïque et éolien.

Le système photovoltaïque de pompage de l'eau se compose essentiellement de trois composants : le générateur PV, l'onduleur et le groupe motopompe (AC triphasé). Chaque composant a ses propres caractéristiques de fonctionnement, qui sont les caractéristiques I-V pour le générateur PV, le rendement du convertisseur DC/AC, les caractéristiques couples-vitesse et le rendement du groupe motopompe. Le moteur entraîne la pompe dont les conditions de couple changent avec la vitesse à laquelle elle est entraînée. Le moteur AC est alimenté par la puissance développée à partir du générateur PV, via le convertisseur DC/AC, dont les caractéristiques I-V dépendent de façon non linéaire aux variations du rayonnement solaire et du courant soutiré par le moteur.

Les modules PV peuvent fournir la puissance maximale seulement aux niveaux spécifiques de tension et de courant. Ainsi, pour le générateur PV, il y a un point unique sur la courbe I-V à laquelle la puissance est à sa valeur maximale, et pour une utilisation optimale, le point de fonctionnement du générateur devrait coïncider avec ce point. Cependant, puisque le point de puissance maximale change avec l'éclairement et la température, il est difficile de maintenir cet état à tous les niveaux de l'éclairement.

Afin d'améliorer les performances du système PV de pompage, un convertisseur DC/DC connu sous le nom de suiveur du point de puissance maximale (MPPT-Maximum Power Point Tracker) est utilisé pour asservir sans interruption les caractéristiques de sortie du générateur PV aux caractéristiques d'entrée du moteur et forcer de ce fait, le générateur PV à fonctionner à son point de puissance maximale. Dans de telles conditions, le MPPT améliorera le rendement du système, en plus d'un ajustement saisonnier (manuel) de l'angle d'inclinaison du générateur PV et une orientation plein sud pour recevoir la majorité du rayonnement solaire incident.

Dans la modélisation des turbines éoliennes, la hauteur du moyeu est un facteur important qui influence de manière significative les performances de fonctionnement des turbines éoliennes. Avec la vitesse du vent à la hauteur du moyeu (voir la méthode de calcul dans le chapitre 3) et l'équation décrivant le modèle de la turbine d'intérêt, la puissance est facilement obtenue.

4.2 Modélisation du système photovoltaïque

4.2.1 Générateur photovoltaïque

La modélisation des modules PV consiste en la détermination de leurs caractéristiques électriques sous diverses conditions de rayonnement et de température des cellules PV (T_{cell}). Nous citerons entre autres ici, les travaux réalisés par *Kou et al.* (1998) [52], *Duffie et Beckman* (1991) [65], *Buresch* (1983) [118], *Rauschenbach* (1980) [187], dont les modèles physiques et numériques ont visé par une approche fine de la photo-conversion, à accéder aux champs de températures et de puissances radiatives incidentes au sein de la cellule PV et à la

définition de la courbe caractéristique courant-tension. Cependant, vu le niveau de modélisation adopté et les objectifs majeurs de cette étude, nous limitons notre travail à l'analyse détaillée, du comportement électrique des modules PV et de leur productivité électrique sous diverses conditions de température et de rayonnement.

Afin de mener à bien cette étape, en amont de la présentation de l'état de l'art sur les modèles électriques existants, ce paragraphe décrit succinctement le mode de fonctionnement et les caractéristiques électriques d'un module PV. Ainsi, le module photovoltaïque peut fonctionner selon toute combinaison de courant et de tension présente sur sa courbe caractéristique courant-tension (figure 4-1).

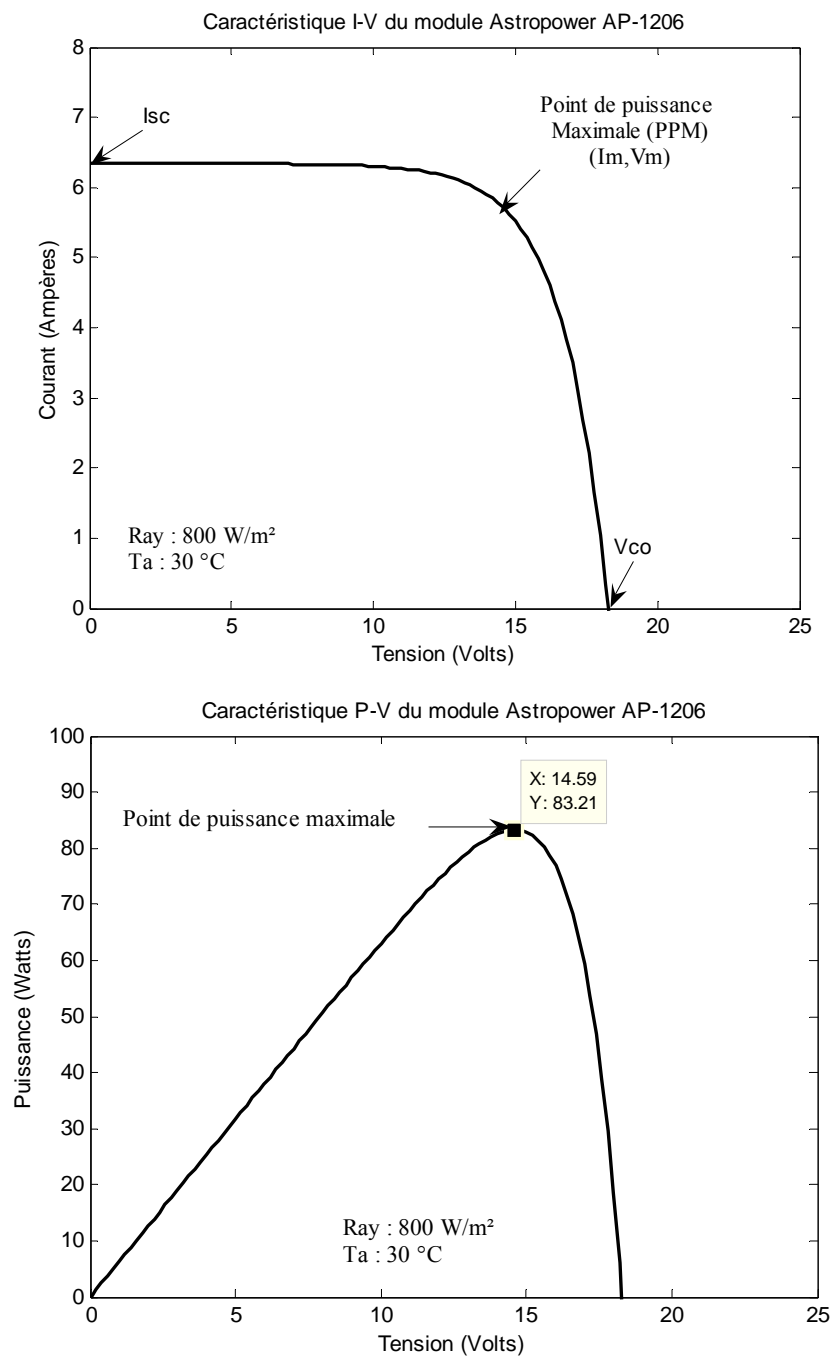


Fig. 4-1 : Courbes caractéristiques I-V et P-V d'un module photovoltaïque (AP-1206 Astropower) (Rayonnement : 800 W/m², Température ambiante : 30 °C)

Cependant, à un instant donné, il fonctionne selon une seule combinaison de courant et de tension qui est définie par les caractéristiques électriques du circuit auquel il est raccordé. La tension présente dans le cas où aucun courant ne circule dans le module PV est appelée « tension en circuit ouvert » notée V_{oc} . Par contre, le courant mesuré lorsque la tension est nulle aux bornes du module est appelée « courant de court-circuit » noté I_{sc} . La tension atteint son point maximal en circuit ouvert, alors que le courant est à son point le plus élevé dans les conditions de court-circuit.

Une combinaison de courant et de tension permet la production d'une puissance électrique variant en fonction de certains paramètres, plus particulièrement, le rayonnement incident et la température de fonctionnement des modules PV. Cette puissance électrique produite est nulle au point de tension maximale (c'est-à-dire, en circuit ouvert V_{oc}) et au point d'intensité de courant maximal (soit dans les conditions de court-circuit I_{sc}). La meilleure combinaison correspond au « point de puissance maximale P_{max} ». La tension et le courant correspondants à ce point sont appelés tension nominale (ou tension à puissance maximale), V_{mp} et courant nominal (ou courant à puissance maximale), I_{mp} . Le point de puissance maximale permet de déterminer la puissance et le rendement nominaux d'un module PV. Ces caractéristiques électriques des modules PV sont fournies par le fabricant dans les conditions de référence ($T_{cell} : 25 \text{ °C}$ et $G_{ref} : 1000 \text{ W/m}^2$).

La recherche menée dans la littérature a montré que la plupart des modèles électriques actuels sont basés sur des circuits équivalents à une diode, à deux diodes ou plus simplement sur l'équation de la diode idéale.

Comme le fonctionnement et la performance d'un générateur PV sont liés par la puissance maximale, les modèles décrivant la performance du module PV avec la détermination de la puissance maximale et ceux décrivant le comportement de la puissance de sortie maximale sont les plus utilisés et les plus pratiques. Dans ce qui suit, deux modèles décrivant la caractéristique I-V et un modèle pour estimer la puissance en sortie des modules PV sont utilisés puis évalués. Cette évaluation est effectuée en utilisant un programme de calcul sous Matlab pour déterminer la puissance de sortie pour chaque couple : rayonnement sur la surface inclinée-température ambiante. En plus de ces données environnementales, s'ajoutent celles du fabricant en tant que paramètres d'entrée des différents modèles.

4.2.1.1 Modèles basés sur un circuit à une diode

Le modèle idéal à une diode a été développé par *Rauschenbach* en 1980 [187] et amélioré par *Roger et Maguin* [188] en 1982. Ce modèle à une diode est caractérisé par des circuits à une diode basés sur quatre ou cinq paramètres suivant le type de cellules PV auquel il s'applique. Ainsi, le circuit à « quatre paramètres » est adapté aux cellules en silicium monocristallin ou polycristallin, ce qui correspond aux modules PV utilisés dans les systèmes photovoltaïques de pompage de l'eau. Le modèle à une diode est basé sur le schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque comportant un générateur de courant, une diode et deux résistances (figure 4-2). Le modèle fournit le courant délivré par les modules PV pour une tension donnée, en fonction de l'éclairement et de la température de la cellule PV. La puissance électrique délivrée par les modules PV dépend donc des conditions

météorologiques du site d'installation, c'est-à-dire le rayonnement solaire reçu et la température de la cellule.

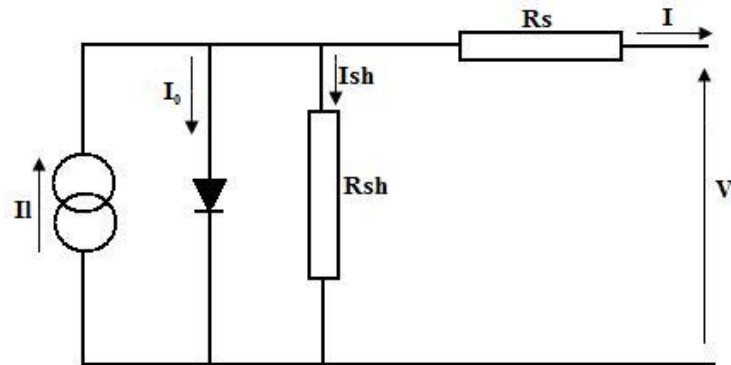


Fig. 4-2 : Circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque

I_l : Photo-courant créé par les cellules (proportionnel au rayonnement incident)

I_0 : Courant de diode, représentant le courant de fuite interne à une cellule, causée par la jonction p-n de la cellule

I_{sh} : Courant dérivée par la résistance shunt (R_{sh})

R_{sh} : Résistance shunt, représentant un autre courant de fuite, présent notamment pour les cellules amorphes.

R_s : Résistance série, représentant les pertes provoquées notamment par le contact électrique des cellules entre elles.

I et V : Courant et tension disponibles aux bornes du module photovoltaïque.

4.2.1.1.1 Principaux modèles électriques à une diode

Plusieurs modèles électriques distincts basés sur un circuit équivalent à une diode existent dans la littérature. Parmi eux, le modèle *Ahmed et al.* [189], le modèle *Risø* [190], le modèle *Duffie et Beckman*, (1991) [65].

Ces modèles se différencient par le système d'équations développé. Ces modèles proposent de calculer la température des cellules PV soit à partir des données standard NOCT, soit en fonction de la température ambiante [189] ou en fonction de la température ambiante et de la vitesse du vent [189]. Cette température NOCT (*Normal Operating Cell Temperature*) est la température de fonctionnement du module PV non couplé à une charge électrique, pour une vitesse de vent de 1 m/s, un ensoleillement de 800 W/m² et une température ambiante de 20°C.

Ces divers modèles à une diode ont tous le même niveau de modélisation. Ils se distinguent, cependant par le procédé de calcul, le nombre de paramètres intervenant pour calculer la caractéristique I-V et l'exactitude des résultats.

• Modèle à quatre paramètres

Un bilan électrique sur le schéma de la figure 4-2, permet de calculer l'intensité I en fonction de la tension V aux bornes d'un module, et par extension aux bornes du capteur PV (équation 4.1) :

$$I = I_l - I_0 \left\{ \exp \left(\frac{V + IR_s}{A} \right) - 1 \right\} - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (4.1)$$

Où,

I_l est le courant photo-généré des modules PV, I_0 le courant de saturation inverse, I le courant de fonctionnement, R_s et R_{sh} sont les résistances série et parallèle respectivement, qui dépendent de l'irradiation solaire incidente et de la température de la cellule et A la tension thermique.

Kou et al. (1998) [52] et d'autres auteurs, proposent le modèle avec quatre paramètres en supposant que la résistance parallèle R_{sh} est infinie. A cet effet, l'équation (4.1) devient

$$I = I_l - I_0 \left\{ \exp \left(\frac{V + IR_s}{A} \right) - 1 \right\} \quad (4.2)$$

La modélisation sera basée sur la détermination des quatre paramètres (I_l, I_0, R_s, A). Puisqu'il y a quatre paramètres inconnus, quatre conditions du courant I et de la tension V sont nécessaires. Cependant, les fabricants fournissent habituellement la caractéristique I-V du module PV relative aux conditions de référence (un rayonnement à 1000 W/m² et une température cellule à 25 °C) : le courant de court-circuit $I_{sc,ref}$, la tension en circuit ouvert $V_{oc,ref}$, et le point de la puissance maximale $V_{mp,ref}$ et $I_{mp,ref}$. La quatrième condition vient de la connaissance de μ_{Isc} et μ_{Voc} , respectivement le coefficient de la variation du courant de court-circuit en fonction de la température et le coefficient de la variation de la tension en circuit-ouvert en fonction de la température.

Les équations (4.3) à (4.6) sont utilisées pour calculer ces paramètres dans les conditions de référence basées sur les données expérimentales fournies par le fabricant [52]

$$R_{s,ref} = \frac{A_{ref} \times \ln \left(1 - \frac{I_{mp,ref}}{I_{l,ref}} \right) - V_{mp,ref} + V_{oc,ref}}{I_{mp,ref}} \quad (4.3)$$

$$A_{ref} = \frac{\mu_{Voc} \times T_{c,ref} - V_{oc,ref} + E_g \times n_s}{\frac{T_{c,ref} \times \mu_{Isc}}{I_{l,ref}} - 3} \quad (4.4)$$

E_g et n_s étant la bande interdite (gap) de silicium (1.12 eV) et le nombre de cellules dans un module photovoltaïque, respectivement.

Le fait que la résistance série R_s est très petite comparée à la résistance interne de la diode, le courant de court-circuit peut être plus proche du courant photo-généré. Par conséquent, nous pouvons admettre l'égalité entre ces deux courants [52].

$$I_{sc,ref} = I_{l,ref} \quad (4.5)$$

$$I_{0,ref} = \frac{I_{l,ref}}{\exp \left(\frac{V + I \times R_s}{A} \right)} \quad (4.6)$$

Les indices oc, sc, mp et ref se rapportent respectivement au circuit-ouvert, au court-circuit, à la puissance maximale et à la condition de référence. Ces paramètres de la cellule peuvent être déterminés pour d'autres conditions de température et d'éclairement à partir des équations suivantes [52]:

$$I_l = \left(\frac{G}{G_{ref}} \right) \{ I_{l,ref} + \mu_{Isc} (T_c - T_{c,ref}) \} \quad (4.7)$$

$$I_0 = I_{0,ref} \left(\frac{T_c}{T_{c,ref}} \right)^3 \exp \left\{ \left(\frac{n_s \times E_g}{A_{ref}} \right) \left(1 - \frac{T_{c,ref}}{T_c} \right) \right\} \quad (4.8)$$

$$R_s = R_{s,ref} \quad (4.9)$$

Dans ce modèle, la résistance R_s est supposée indépendante de la température [52].

$$A = A_{ref} \frac{T_c}{T_{c,ref}} \quad (4.10)$$

La résolution mathématique de l'équation (4.2) décrivant le comportement d'une cellule photovoltaïque donne l'équation suivante :

$$I = \frac{R_s \times I_l - A \times LambertW \left(\frac{R_s \times I_0 \times \exp \left((V + R_s \times I_l + R_s \times I_0) / A \right)}{A} \right) + R_s \times I_0}{R_s} \quad (4.11)$$

LambertW est la fonction W de Lambert, définie par $W(x) \times e^{W(x)} = x$.

• Modèle explicite

Pour déterminer la puissance électrique délivrée par le module photovoltaïque, plusieurs modèles basés sur la caractéristiques I-V ont été développés. Parmi ces modèles nous pouvons citer celui développé par *Borrowy et Salamah* [191]. Ce modèle permet de déterminer la puissance maximale délivrée par le module photovoltaïque en utilisant les paramètres caractéristiques du module fournis par le fabricant dans les conditions de référence.

La caractéristique courant-tension I-V du module photovoltaïque est exprimée par les équations (4.12) à (4.14) ci-dessous. Pour définir cette courbe, nous avons déjà mentionné que nous avons besoin des trois points suivants :

- Tension à vide (circuit ouvert) V_{oc} .
- Courant de court-circuit I_{sc} .
- Point de puissance maximale (I_{mp} et V_{mp}).

$$I = I_{sc} \left\{ 1 - C_1 \left(\exp \left(\frac{V}{C_2 \times V_{oc}} \right) - 1 \right) \right\} \quad (4.12)$$

Avec

$$C_2 = \frac{\frac{V_{mp}}{V_{oc}} - 1}{\ln\left(1 - \frac{I_{mp}}{I_{sc}}\right)} \quad (4.13)$$

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_{mp}}{I_{sc}}\right) \exp\left(\frac{-V_{mp}}{C_2 \times V_{oc}}\right) \quad (4.14)$$

C_1 et C_2 sont des constantes dépendantes des paramètres caractéristiques du module PV.

Une fois ces paramètres connus, et en appliquant le modèle de *Sandstrom* [100] les équations (4.15) à (4.20) sont utilisées pour translater la caractéristique I-V à d'autres conditions de fonctionnement (T_{c2} et G_2).

$$I_{sc2}(G_2, T_{c2}) = I_{sc1}(G_1, T_{c1}) \times \frac{G_2}{G_1} + \mu_{Isc} \times \Delta T \quad (4.15)$$

$$V_{oc2}(G_2, T_{c2}) = V_{oc1}(G_1, T_{c1}) + mV_t \times \ln\left(\frac{G_2}{G_1}\right) + \mu_{Voc} \times \Delta T \quad (4.16)$$

Avec

$$\Delta T = T_{c2} - T_{c1} \quad (4.17)$$

- I_{sc} : Courant de court-circuit.
- V_{oc} : Tension en circuit ouvert.
- G_1, T_{c1} : Eclairement et température de la cellule dans les conditions de mesure.
- G_2, T_{c2} : Eclairement et température de la cellule dans les conditions désirées.
- μ_{Isc} : Coefficient de variation du courant en fonction de la température (A/°C).
- μ_{Voc} : Coefficient de variation de la tension en fonction de la température (V/°C).

Les équations de translation qui donnent les nouvelles valeurs du courant et de la tension pour les nouvelles conditions de fonctionnement sont obtenues à partir des équations (4.18) et (4.19).

$$I_2 = I_1 + \Delta I_{sc} \quad (4.18)$$

$$V_2 = V_1 + \Delta V_{oc} \quad (4.19)$$

Où

$$\Delta I_{sc} = I_{sc2} - I_{sc1} \quad (4.20)$$

$$\Delta V_{oc} = V_{oc2} - V_{oc1} \quad (4.21)$$

La puissance maximale pouvant être débitée par le module PV est obtenue par l'équation suivante :

$$P_{max} = V_{mp} \times I_{mp} \quad (4.22)$$

• Modèle de la puissance

Dans le modèle à une diode, la puissance maximale P_{max} disponible aux bornes du module PV pourrait être calculée par une seule équation empirique (Equation 4.23) en fonction des caractéristiques du module, dans les conditions d'ensoleillement et de température considérées [192].

$$P_{max} = \frac{G}{G_{ref}} \times \{P_{max,ref} + \mu_{Pmax} \times (T_m - T_{m,ref})\} \quad (4.23)$$

Où

- G : Eclairement solaire global du lieu considéré (W/m^2) ;
- G_{ref} : Eclairement solaire dans les conditions standard (ou de référence) ($1000 W/m^2$) ;
- $P_{max,ref}$: Puissance maximale du module dans les conditions de référence ;
- μ_{Pmax} : Coefficient de variation de la puissance en fonction de la température ($\%/^{\circ}C$)
- T_m : Température de fonctionnement du module en fonction de l'éclairement et de la température ambiante.
- $T_{m,ref}$: Température du module dans les conditions standard ($25^{\circ}C$).

4.2.1.1.2 Validation des modèles et calcul d'erreurs

Le but principal de cette évaluation est de spécifier, par l'utilisation des données du fabricant, le domaine de représentativité de chaque modèle, afin de les utiliser efficacement pour prévoir les performances des systèmes photovoltaïques. A cet effet, nous avons constitué un banc d'essai pour caractériser un module photovoltaïque en fonction du rayonnement et de la température.

Ce banc d'essai est composé des équipements suivants (Figure 4-3) :

- Une structure en aluminium (1) ;
- Une cellule de référence (type Silicon Pyranometer, SOZ : 03, valeur calibrée $93.4 mV@1000 W/m^2$) (2) ;
- Un module photovoltaïque type AP 7105 – Astro Power (3) ;
- Une charge électronique (type PVPM 2540 C) (4).



Fig. 4-3: Banc de mesure pour la caractérisation du module PV

Les caractéristiques techniques du module PV AP 7105 – Astro Power dans les conditions de références, sont données dans le tableau 4.1.

Tableau 4.1 : Caractéristiques électriques du module AP 7105 –Astro power

Puissance nominale	P_{\max}	75 W _c
Courant de court-circuit	I_{sc}	4.80 A
Tension en circuit ouvert	V_{oc}	21.00 V
Courant au point de puissance maximale	I_{mp}	4.40 A
Tension au point de puissance maximale	V_{mp}	17.00 V
Coefficient de la variation du courant de court-circuit en fonction de la température	μ_{Isc}	2.3 mA/°C
Coefficient de la variation de la tension en circuit ouvert en fonction de la température	μ_{Voc}	-76 mV/°C
Coefficient de la variation de la puissance en fonction de la température	μ_{Pm}	-0.46%/°C
Résistance shunt	R_{sh}	220 Ω
Résistance série	R_s	0.18 Ω
Courant de saturation	I_{0ref}	122 nA

Afin de balayer les différents rayonnements et températures, nous étions obligés de modifier manuellement l'inclinaison et l'orientation des modules et produire un effet d'ombrage pour modifier la température de la cellule.

Les caractéristiques I-V mesurées du module PV ainsi que celle simulées par les deux modèles (à quatre paramètres et explicite) pour les différents rayonnements et températures sont représentées sur les figures 4-4 et 4-5.

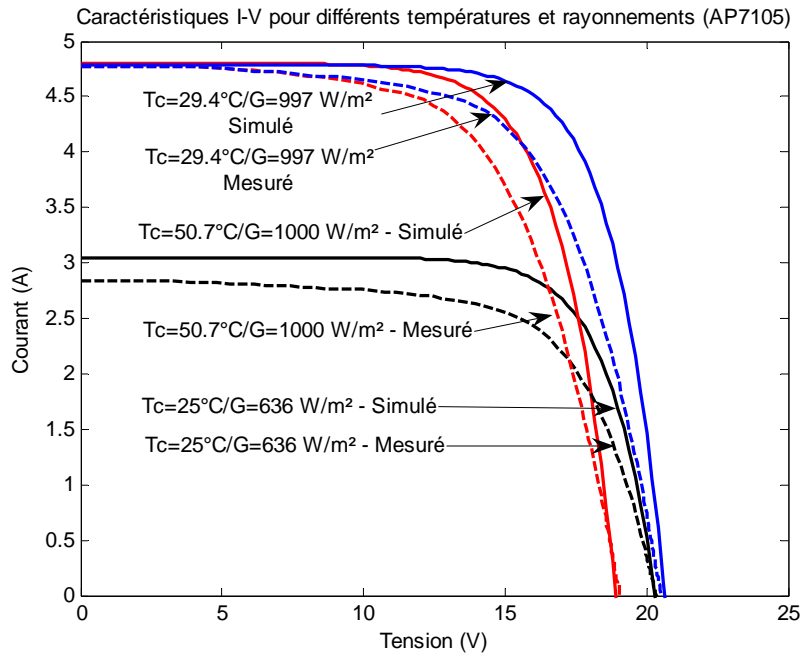


Fig. 4-4 : Caractéristiques I-V mesurées et simulée avec le modèle à 4 paramètres (module AP 7105 – Astro Power)

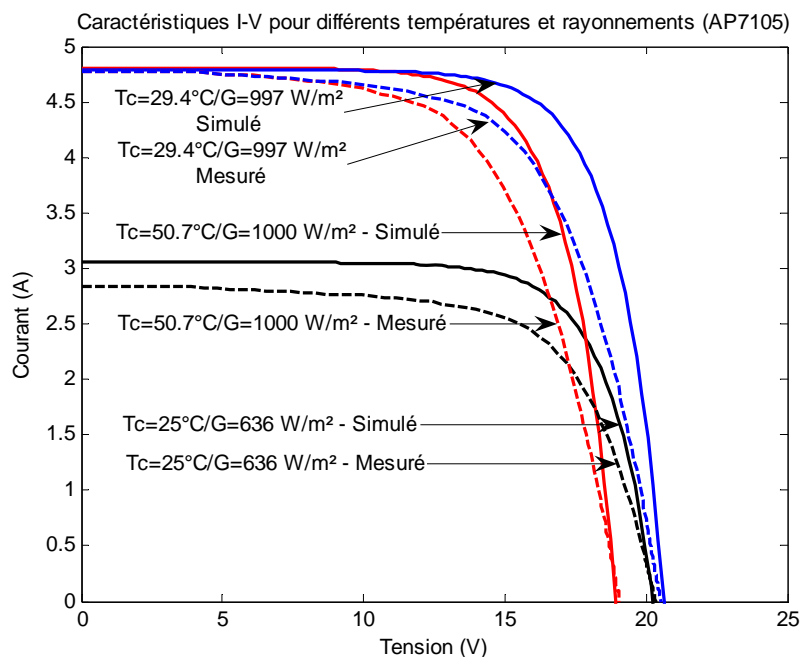


Fig. 4-5 : Caractéristiques I-V mesurées et simulées avec le modèle explicite (module AP 7105 – Astro Power)

Si les caractéristiques I-V mesurées et simulées sont confondues au niveau du courant de court circuit et de la tension en circuit ouvert, par contre elles sont assez dispersées au niveau du point de puissance maximale, et cela pour les deux modèles en question. Cela est probablement dû au fait que la mesure du rayonnement et de la température se faisait au niveau de la cellule de référence et non pas directement sur le module PV sujet de la mesure, entraînant des erreurs de mesure.

Les figures 4-6 à 4-8, montrent une assez grande similitude entre les caractéristiques I-V simulées par les deux modèles (modèle à 4 paramètres et explicite). Nous pouvons voir une très grande dispersion au niveau du point de puissance maximale.

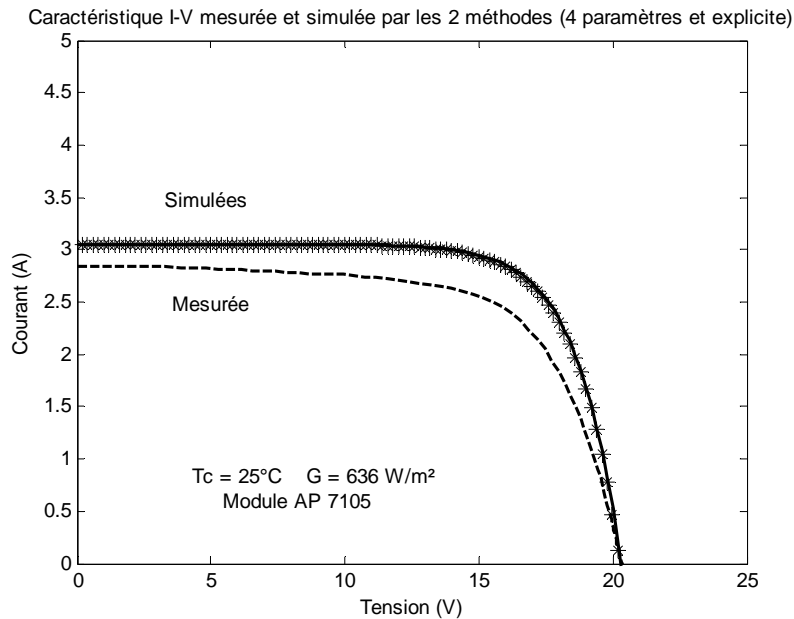


Fig. 4-6 : Caractéristiques I-V mesurées et simulées par les deux modèles $T_c = 25^\circ\text{C}$ et $G = 636 \text{ W/m}^2$

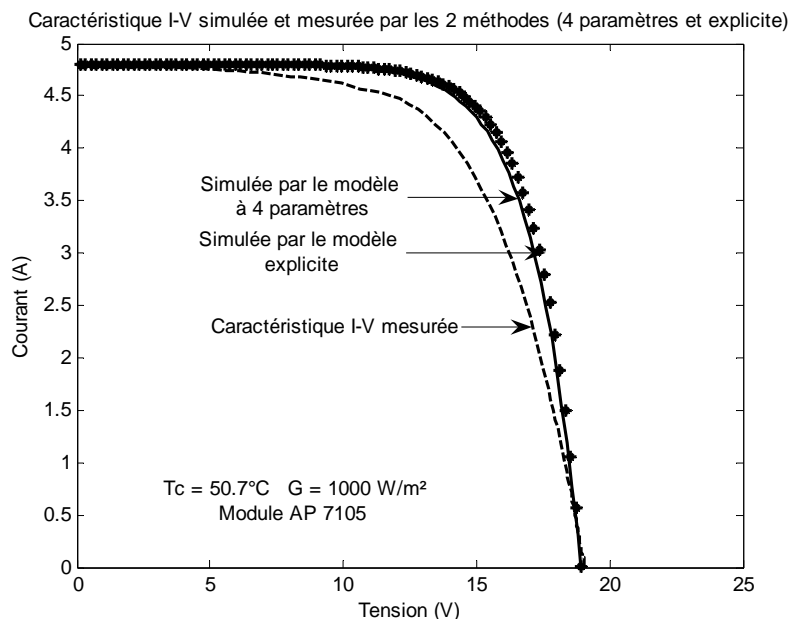


Fig. 4-7 : Caractéristiques I-V mesurées et simulées par les deux modèles $T_c = 50.7^\circ\text{C}$ et $G = 636 \text{ W/m}^2$

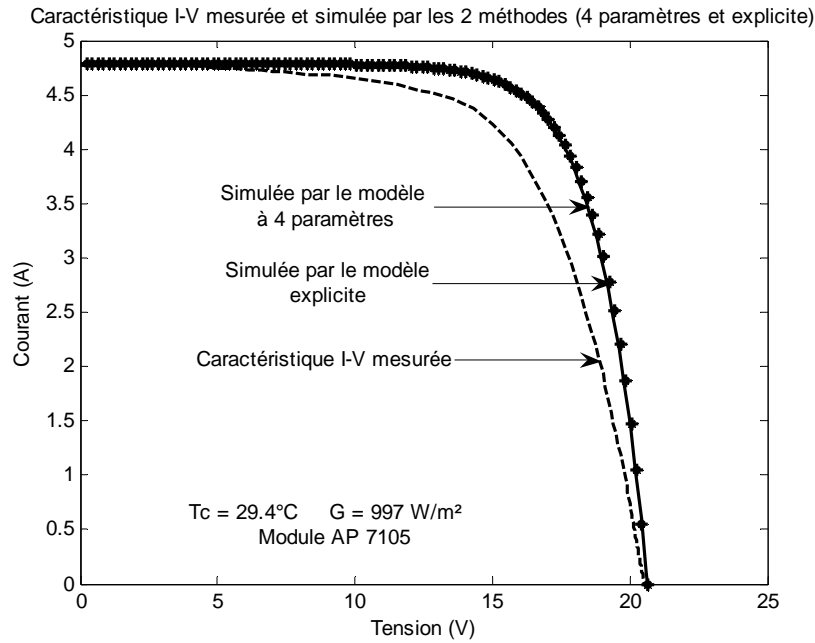


Fig. 4-8 : Caractéristiques I-V mesurée et simulées par les deux modèles $T_c = 29.4 \text{ }^\circ\text{C}$ et $G = 997 \text{ W/m}^2$

Pour confirmer les performances de ces modèles, nous avons pris comme exemple les caractéristiques du même module figurant dans la base de données du logiciel de simulation « PVSYST » [193]. La caractéristique V-P est représentée pour les différents rayonnements et températures. La démarche entreprise consiste en la comparaison entre ces caractéristiques et celles issues des deux modèles, pour différents rayonnements et températures. La figure 4-9, représente les caractéristiques V-P du module PV AP 7105, issues du logiciel de simulation PVSYST ($T_c = 35 \text{ }^\circ\text{C}$ et différents rayonnements).

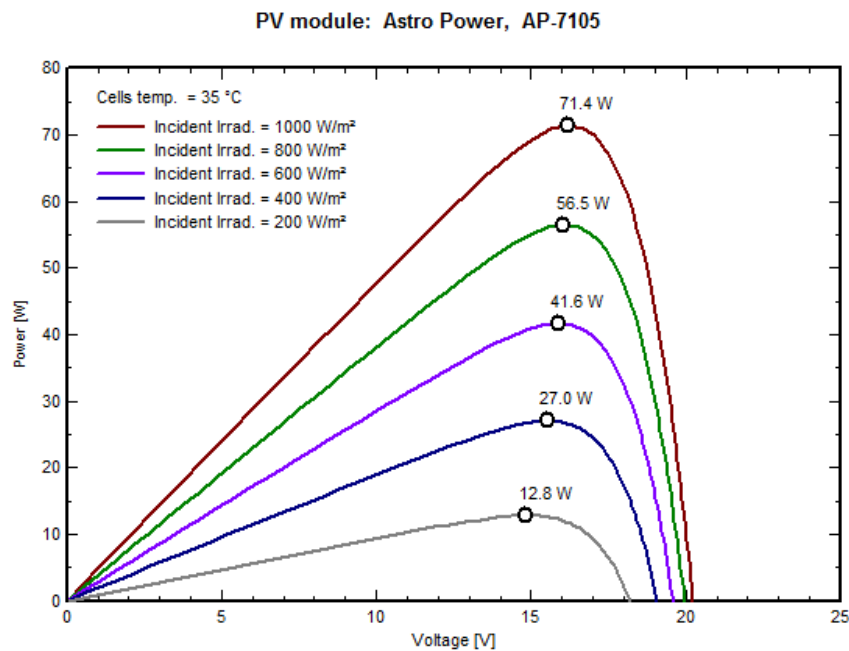


Fig. 4-9 : Caractéristiques V-P du module AP 7105 pour une température cellule égale à $35 \text{ }^\circ\text{C}$ et différents rayonnements [193]

Les figures 4-10 et 4-11 représentent les caractéristiques V-P, du même module, issues des deux modèles à 4 paramètres et explicite respectivement et pour les mêmes conditions de fonctionnement ($T_c = 35\text{ °C}$ et $G = 1000\text{ W/m}^2, 800\text{ W/m}^2, 600\text{ W/m}^2, 400\text{ W/m}^2, 200\text{ W/m}^2$).

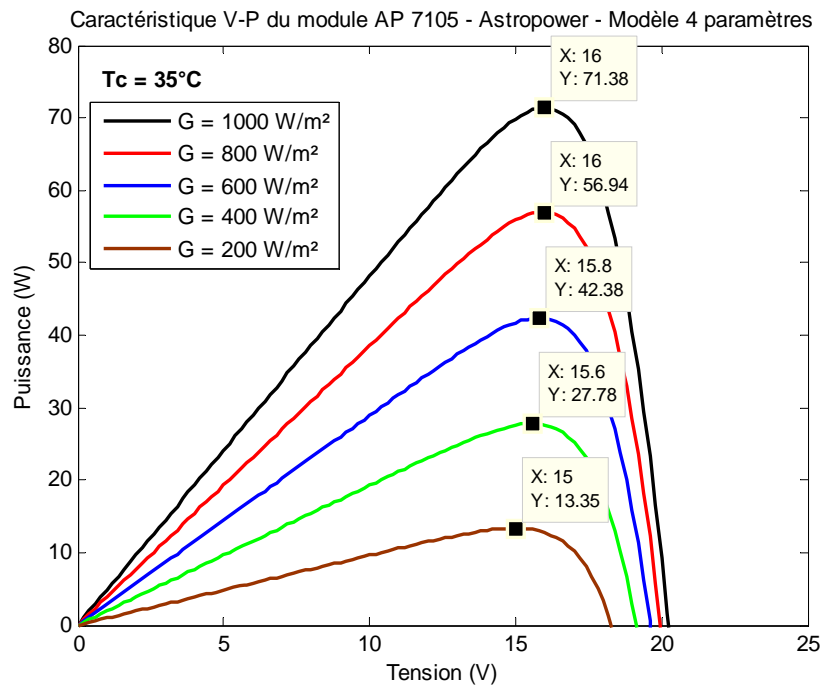


Fig. 4-10 : Caractéristiques V-P du module PV AP 7105 par le modèle à 4 paramètres ($T_c = 35\text{ °C}$ et différents rayonnements)

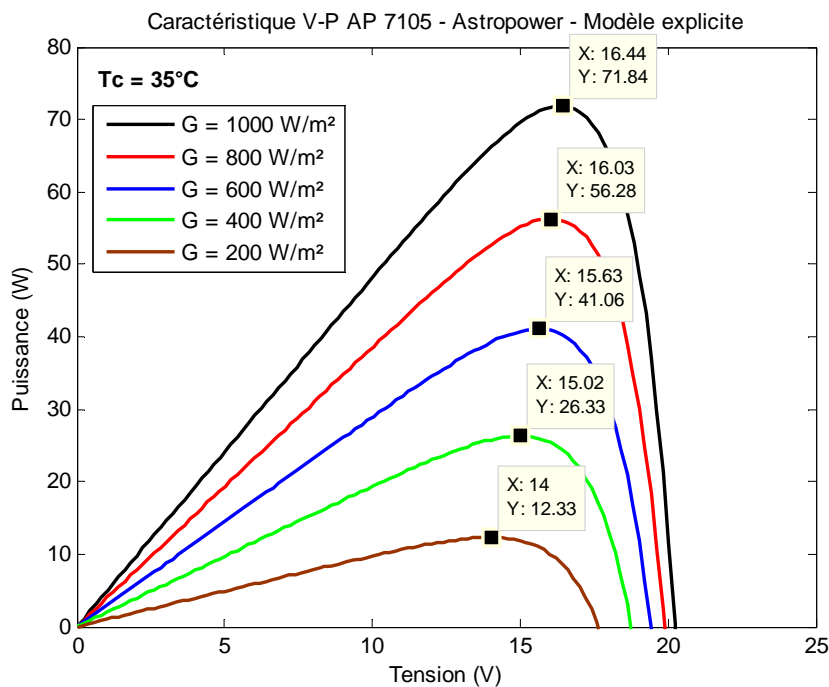


Fig. 4-11 : Caractéristiques V-P du module PV AP 7105 par le modèle explicite ($T_c = 35\text{ °C}$ et différents rayonnements)

La figure 4-12, représente les caractéristiques V-P du module PV AP 7105, issues du logiciel de simulation PVSYST (Tc = 45 °C et différents rayonnements).

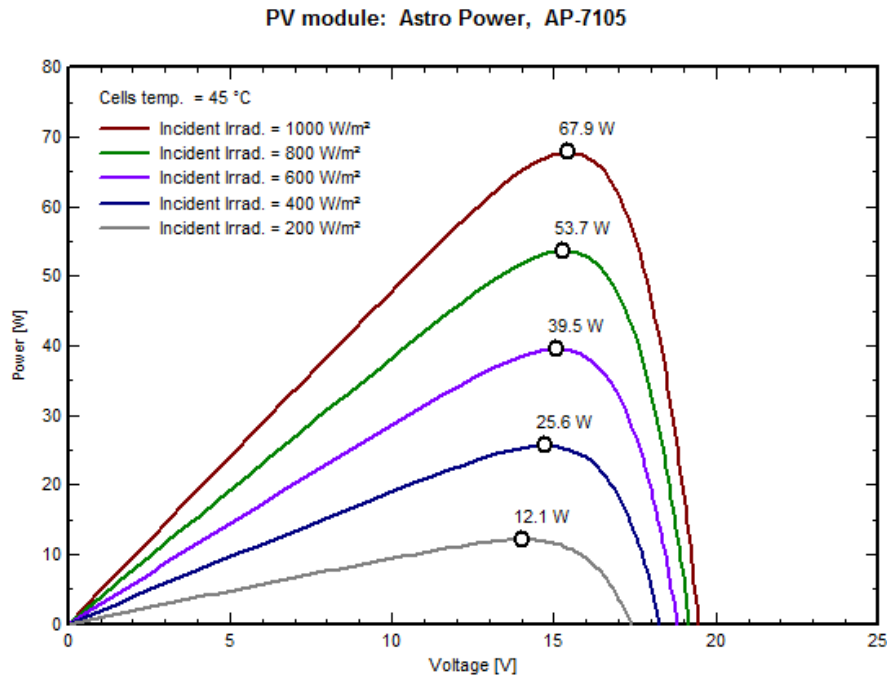


Fig. 4-12 : Caractéristiques V-P du module AP 7105 pour une température cellule égale à 35 °C et différents rayonnements [193]

Les figures 4-13 et 4-14 représentent les caractéristiques V-P, du même module, issues respectivement des deux modèles à 4 paramètres et explicite et pour les mêmes conditions de fonctionnement (Tc = 45 °C et G = 1000 W/m², 800 W/m², 600 W/m², 400 W/m², 200 W/m²).

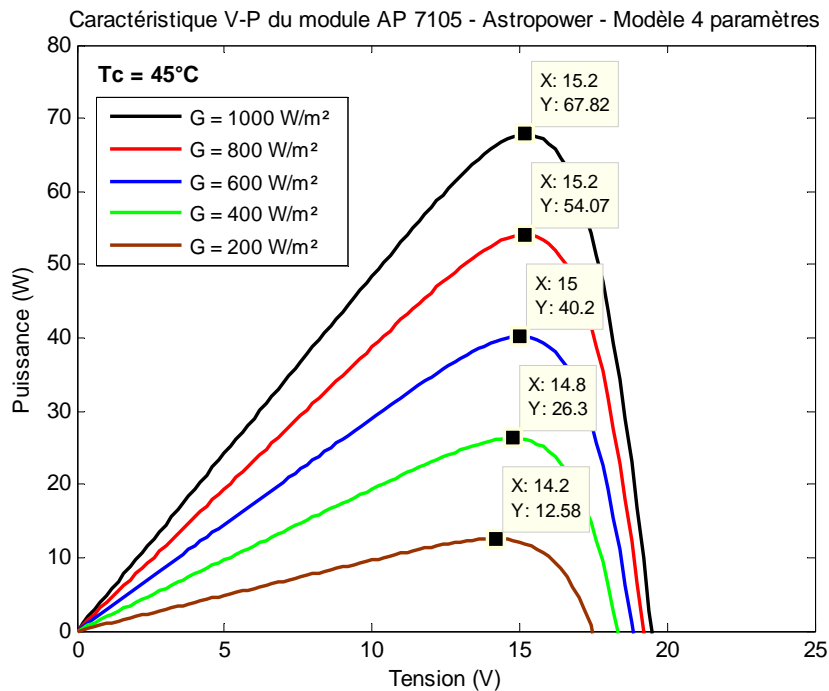


Fig. 4.13 : Caractéristiques V-P du module PV AP 7105 par le modèle à 4 paramètres (Tc = 45 °C et différents rayonnements)

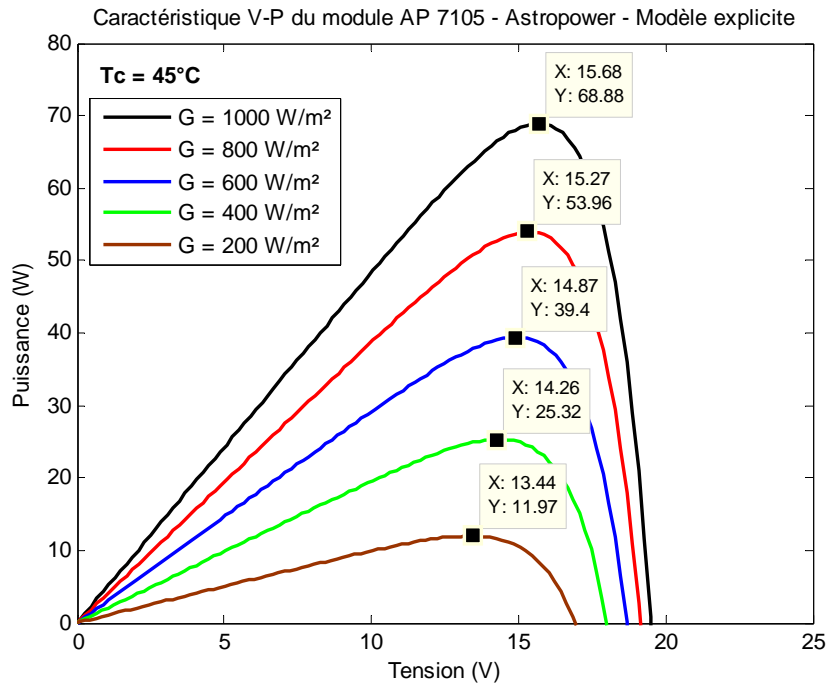


Fig. 4-14 : Caractéristiques V-P du module PV AP 7105 par le modèle explicite (Tc = 45 °C et différents rayonnements)

La figure 4-15, représente les caractéristiques V-P du module PV AP 7105, issues du logiciel de simulation PVSYS (Tc = 55 °C et différents rayonnements).

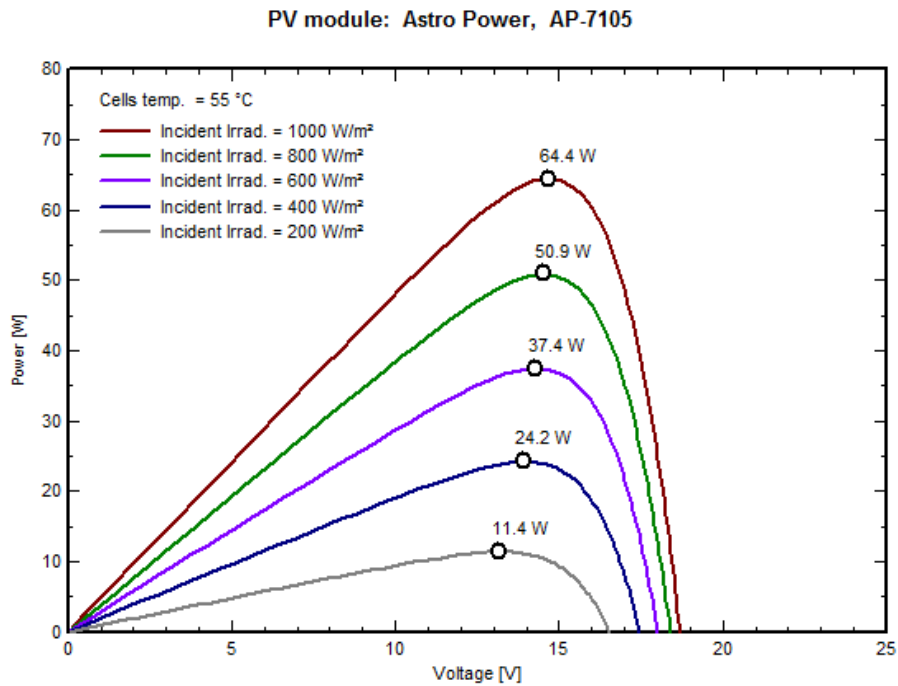


Fig. 4-15 : Caractéristiques V-P du module AP 7105 pour une température cellule égale à 55 °C et différents rayonnements [193]

Les figures 4-16 et 4-17 représentent les caractéristiques V-P, du même module, issues respectivement des deux modèles à 4 paramètres et explicite respectivement et pour les mêmes conditions de fonctionnement ($T_c = 55\text{ °C}$ et $G = 1000\text{ W/m}^2, 800\text{ W/m}^2, 600\text{ W/m}^2, 400\text{ W/m}^2, 200\text{ W/m}^2$).

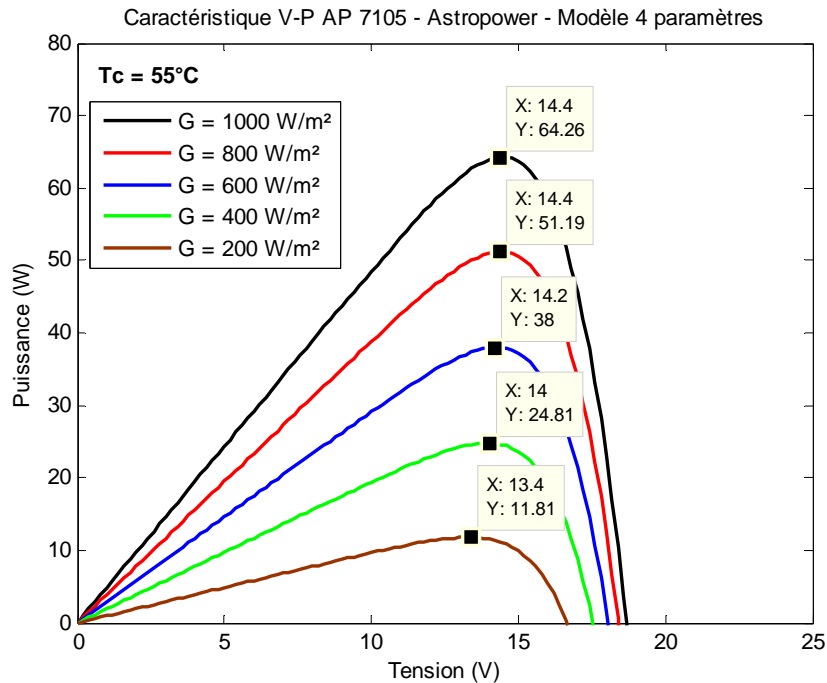


Fig. 4-16 : Caractéristiques V-P du module PV AP 7105 par le modèle à 4 paramètres ($T_c = 55\text{ °C}$ et différents rayonnements)

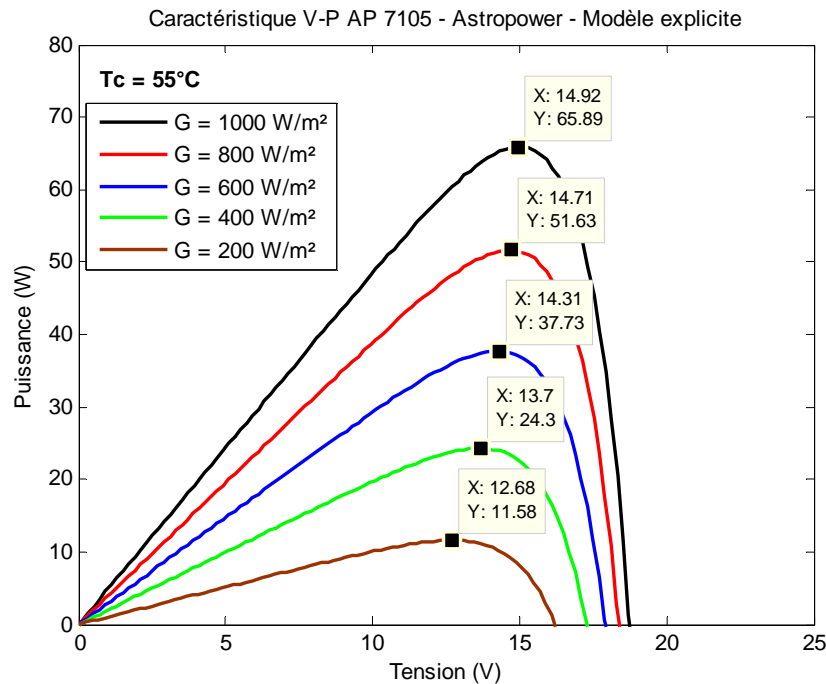


Fig. 4-17 : Caractéristiques V-P du module PV AP 7105 par le modèle explicite ($T_c = 55\text{ °C}$ et différents rayonnements)

Nous pouvons constater que les caractéristiques P-V issues des deux modèles, coïncident assez bien avec les points de puissance maximale utilisées dans le logiciel de simulation PVSYS.

Les critères d'erreurs utilisés pour déterminer les performances des modèles utilisés sont l'erreur moyenne relative (EMR) et l'erreur quadratique relative (EMQR). Les relations de l'erreur moyenne relative et l'erreur quadratique relative sont données par les expressions suivantes :

$$EMR = \left(\sum_{i=1}^n (P_s - P_{mes}) \right) / (N_{mes} \times \overline{P_{mes}}) \quad (4.24)$$

$$EMQR = \left[\left(\sum_{i=1}^n (P_s - P_{mes})^2 / N_{mes} \right)^{1/2} \right] / \overline{P_{mes}} \quad (4.25)$$

Avec

P_s : Valeur simulée de la puissance,

P_{mes} : Valeur mesurée de la puissance,

$\overline{P_{mes}}$: Valeur moyenne mesurée de la puissance et,

N_{mes} : Nombre de points.

Les résultats des deux coefficients statistiques pour les trois modèles sont donnés dans le tableau 4.2.

Tableau 4.2 : Résultats des coefficients statistiques des différents modèles

Modèles	EMR (%)	EMQR (%)
Modèle à 4 paramètres	1.49	5.78
Modèle explicite	0.75	2.93
Modèle de la puissance maximale	13.20	51.08

D'après l'analyse du tableau 4.2, nous pouvons constater que le modèle explicite possède une meilleure concordance des résultats de simulation relative à la puissance maximale. L'erreur quadratique relative (EMQR) est de 2.93 %. Le modèle de la puissance maximale présente des écarts significatifs entre les résultats mesurés et simulés.

En conclusion, et concernant la prédiction de la puissance maximale du module PV étudié, le modèle explicite, en plus de sa simplicité donne une assez bonne approximation avec des erreurs acceptables dans un système photovoltaïque de pompage de l'eau.

4.2.1.2 Modèle de la température de jonction

A cause de sa dispersion dans le générateur, la mesure de la température de fonctionnement du module photovoltaïque est relativement complexe et manque de précision.

Des études, faites sur plusieurs types de modules, ont montré que la différence ($T_c - T_a$) est proportionnelle à l'insolation. En général, elle est approchée par l'équation (4.26) [141].

$$T_c = T_a + \gamma \times G \quad (4.26)$$

Où T_c et T_a sont les températures de la cellule et la température ambiante (°C) respectivement.

Le facteur de proportionnalité γ dépend de plusieurs paramètres tels que l'implantation du module (inclinaison fixe ou variable, la distance par rapport au sol), le type d'encapsulation, la vitesse et la direction du vent. Il peut être calculé pour la température de cellule normalisée NOCT (Normal Operating Cell Temperature) et le module en circuit ouvert [76, 190]. Le facteur γ est alors calculé par l'expression suivante (Equation 4.27) :

$$\gamma = \frac{NOCT - 20}{800} \quad (4.27)$$

La figure 4-18, montre la variation de la température de la jonction en fonction de l'éclairement pour un module type Astro Power – AP1206 avec le NOCT = 47 °C.

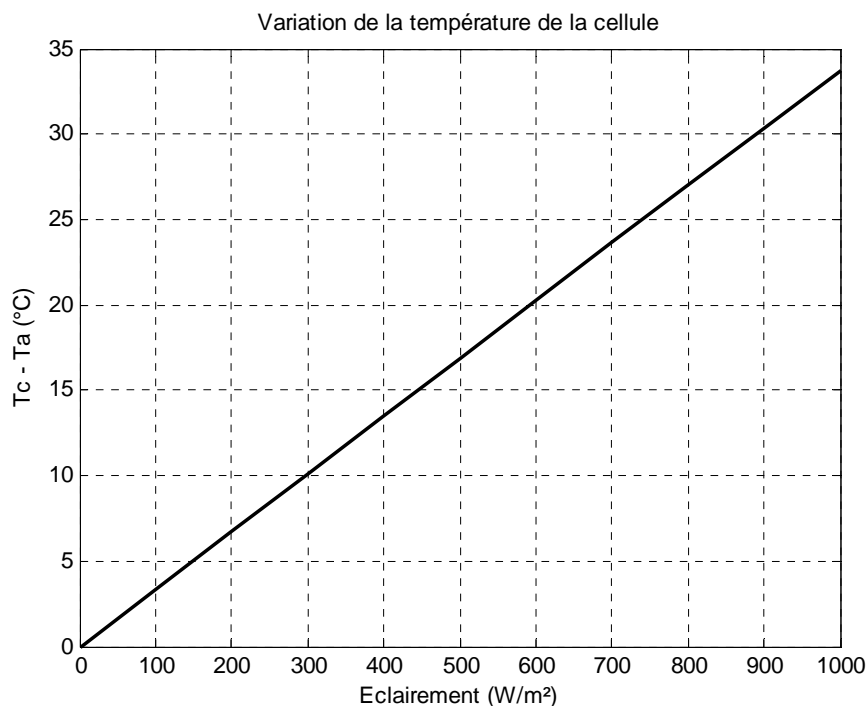


Fig. 4-18 : Variation de la température de la jonction en fonction de l'éclairement

Cette brève synthèse bibliographique nous a montré que la plupart des modèles recensés utilisent les conditions standard NOCT pour déterminer la température des cellules PV intervenant dans le bilan énergétique.

4.2.1.3 Facteur de forme FF

C'est le rapport entre la puissance maximale (P_{max}) et le produit du courant de court-circuit (I_{SC}) et la tension en circuit ouvert (V_{OC}). Ce facteur indique la performance de la

cellule ; plus il s'approche de l'unité plus la cellule est performante. Il est de l'ordre de 0.7 pour les cellules performantes et diminue avec la température.

$$FF = \frac{V_{mp} \times I_{mp}}{V_{OC} \times I_{SC}} \quad (4.28)$$

4.2.1.4 Rendement maximal

Le rendement maximal est le rapport entre la puissance (P_{max}) et la puissance du flux lumineux incident (surface S de la cellule multipliée par l'éclairement G).

$$\eta = \frac{P_{max}}{S \times G} = \frac{I_{mp} \times V_{mp}}{S \times G} \quad (4.29)$$

4.2.1.5 Modèle du module photovoltaïque

Le module PV est un regroupement de cellules solaires, capsulées dans un matériel protecteur contre les conditions environnementales. Le rassemblement des cellules dans un module est constitué de N_{SC} cellules en séries, qui forment une branche, et N_{PC} branches en parallèles. Le courant I et la tension V débités par un module PV sont donnés par les équations suivantes :

$$I = N_{PC} \times I \quad (4.30)$$

$$V = N_{SC} \times V \quad (4.31)$$

4.2.1.6 Modèle du générateur photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque est un ensemble de modules montés en série N_S et en parallèle N_P . Si nous supposons que les modules sont identiques et l'éclairement est uniforme sur tous les modules, alors le courant et la tension du générateur PV peuvent être exprimés par :

$$I_{PV} = N_P \times I_M \quad (4.32)$$

$$V_{PV} = N_S \times V_M \quad (4.33)$$

4.2.1.7 Facteurs limitatifs du rendement

4.2.1.7.1 Influence de l'éclairement

L'augmentation de l'ensoleillement (flux lumineux) se traduit par un déplacement de la caractéristique $I=f(V)$ suivant l'axe des courants. L'accroissement du courant de court-circuit est beaucoup plus important que celui de la tension en circuit ouvert étant donné que le courant de court-circuit est une fonction linéaire de l'éclairement, alors que celle de la tension en circuit ouvert est logarithmique [5]. L'influence du flux lumineux sur la caractéristique I-V de la cellule solaire est représentée sur la figure (4.19).

4.2.1.7.2 Influence de la température

Si la température de la cellule augmente, le photo-courant I_l augmente également due principalement à la diminution de la largeur de la bande interdite du matériau. Cette augmentation est de l'ordre de 0.1 % par degré Celsius. Le courant direct de la jonction augmente aussi, mais beaucoup plus rapidement, entraînant une diminution de la tension en circuit ouvert de l'ordre de 2 mV/°C [5]. L'influence de la température sur la caractéristique de la cellule solaire est représentée sur la figure 4-19.

4.2.1.7.3 Influence des résistances série R_s et parallèle R_{sh}

La résistance série R_s caractérise les pertes par effets Joule de la résistance propre du semi conducteur et les pertes à travers les grilles de collectes et les mauvais contacts ohmiques de la cellule. Les contacts semi conducteur – électrodes à résistance élevée abaissent appréciablement la tension et le courant de sortie ce qui va limiter le rendement de conversion.

La résistance parallèle (ou shunt) R_{sh} caractérise les pertes par recombinaison des porteurs dues aux défauts structuraux du matériau épaisseurs des régions N et P et de la zone de charge et d'espace. L'existence de fissures et de défauts de structures complexes devient le siège de phénomènes physique assimilables aussi à une résistance parallèle. L'ordre de grandeur de la résistance shunt R_{sh} pour une cellule au Si : $R_{sh} = 10^2$ à $10^4 \Omega$. R_{sh} augmente avec un groupement série de cellules solaires et diminue avec un groupement parallèle.

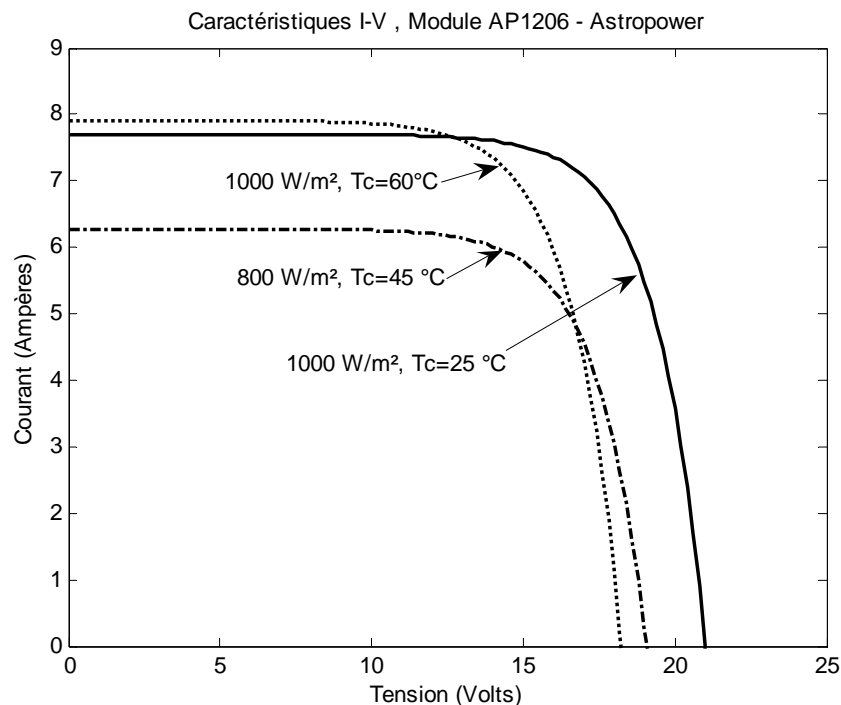


Fig. 4-19 : Influence du rayonnement et de la température sur la caractéristique I-V du module PV.

4.2.2 Modèle de l'onduleur

Les onduleurs destinés aux systèmes photovoltaïques plus particulièrement de pompage sont quelques peu différents des onduleurs classiques, mais l'objectif de conversion DC/AC est le même.

La principale caractéristique de l'onduleur dans les systèmes PV est la recherche du meilleur point de fonctionnement du système. En effet, le générateur (ensemble de modules PV) a une courbe caractéristique I-V non linéaire (figure 4-19). La tension en circuit ouvert est sensible à la température et diminue quand la température augmente. Le courant de court-circuit est quand à lui proportionnel à l'éclairement : il augmente si l'éclairement augmente.

Le meilleur point de fonctionnement du système correspond au point de cette courbe où la puissance, produit de la tension et du courant, est optimisée (figure 4-20).

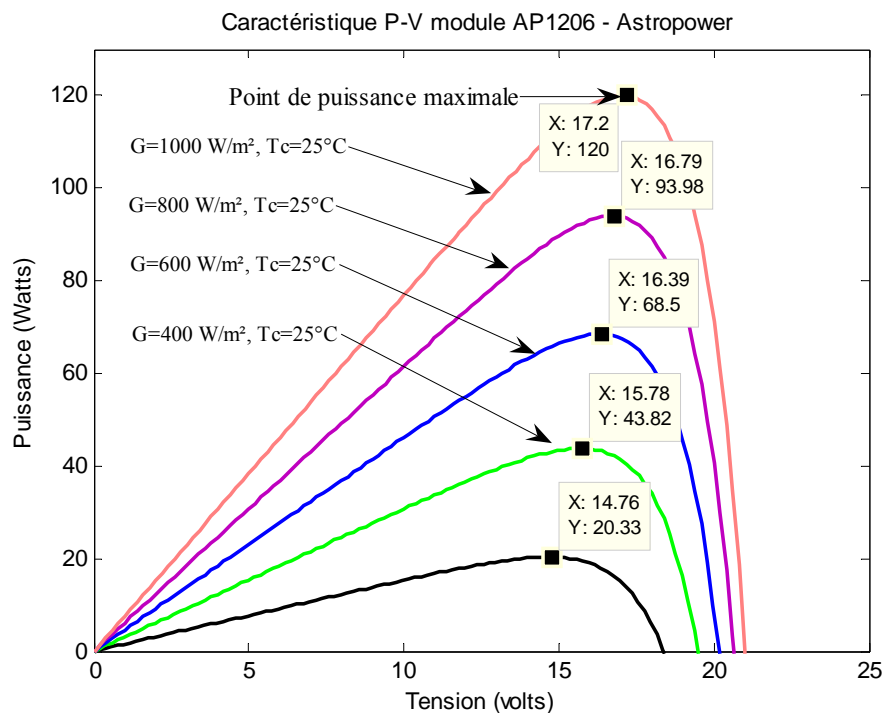


Fig. 4-20 : Caractéristique P-V du module PV AP1206 – Astropower

L'onduleur de tension utilisé impose à sa sortie un système de tensions sous formes de créneaux modulés en largeur d'impulsions (MLI) ou (PWM : *Pulse Width Modulation*). A chaque sortie de l'onduleur est insérée une inductance jouant le rôle de filtre permettant ainsi à l'onduleur de fournir des courants quasi sinusoïdaux (figure 4-21).

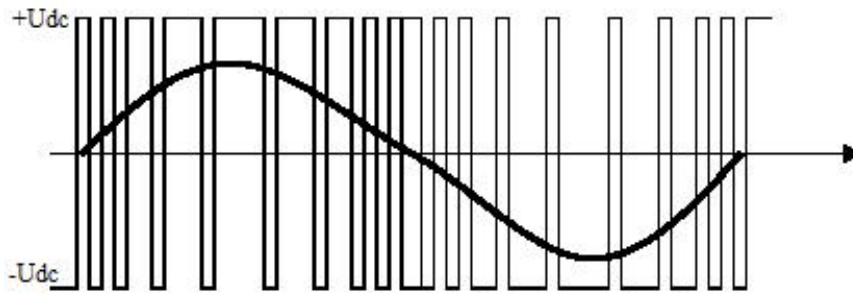


Fig. 4-21 : Filtrage de la tension par l'inductance de sortie

La technique de commutation PWM peut donner un rendement de l'inverseur proche de l'unité (0.98) et peut optimiser divers objectifs, tels que la réduction des harmoniques de tension, l'obtention des pertes minimales dans le moteur, la réduction de la pulsation de couple et la réduction au minimum du bruit acoustique produit [84].

Ce type d'inverseur a presque un rendement constant même à 10 % de la charge (0.96) [84, 187], figure 4-22.

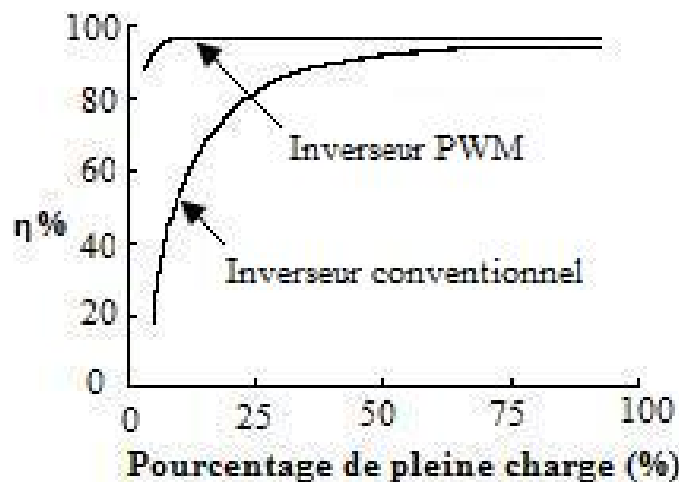


Fig. 4-22 : Courbe typique de rendement d'un inverseur PWM [84]

Comme mentionné auparavant, l'utilisation d'une unité MPPT force le générateur PV à fonctionner à son point de puissance maximale pour tout niveau d'éclairement. En négligeant les pertes MPPT, nous obtenons pour chaque valeur du niveau d'éclairement, la relation suivante :

$$P_{max} = I_{mp} \times V_{mp} = I_l \times V_l \quad (4.34)$$

Où

P_{max} : Puissance maximale du générateur PV.

I_{mp} : Courant à puissance maximale.

V_{mp} : Tension à puissance maximale.

I_l : Courant de charge.

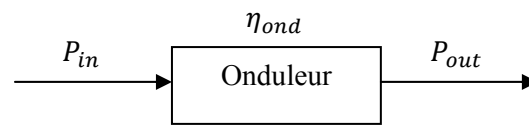
V_l : Tension de charge

Le bloc onduleur (MPPT inclus) transforme donc chaque point de fonctionnement de la charge (I_l, V_l), au point de fonctionnement approprié du générateur PV (I_{mp}, V_{mp}) et converti la tension DC en tension triphasée pour alimenter le groupe motopompe submersible.

La tension d'entrée de l'onduleur produit par le générateur PV fluctue selon le niveau de l'éclairement et de la température ambiante, qui a comme conséquence la variation de la tension et de la fréquence de sortie tout en forçant le rapport de la fréquence sur la tension à demeurer constant. Le rendement de l'onduleur est donné par :

$$\eta_{ond} = \frac{P_{out}}{P_{in}} = \frac{V_{out} \times I_{out}}{V_{in} \times I_{in}} \quad (4.35)$$

Où les courant et tension d'entrée sont les sorties du générateur PV



4.2.3 Modèle du groupe motopompe

4.2.3.1 Moteur asynchrone

Un moteur asynchrone est formé de :

- un stator constitué de trois enroulements identiques décalés de $(2\pi/3p)$ radians les uns par rapport aux autres. L'ensemble de ces enroulements constituent le bobinage statorique.

Les conducteurs de ces enroulements sont logés dans les encoches à la périphérie du stator. Lorsqu'ils sont alimentés par un réseau triphasé, ces enroulements créent un champ tournant multipolaire. Le stator constitue l'inducteur du moteur et a pour rôle de constituer un champ tournant dans l'entrefer de la machine.

(p est le nombre de paires de pôles correspondant au nombre de bobines qui constituent une phase de la machine).

Les enroulements sont alimentés par des tensions triphasées de fréquence, f , qui produisent ainsi un champ magnétique tournant \vec{B} à la fréquence de rotation, n_s , appelée fréquence de synchronisme.

$$n_s = \frac{f}{p} \quad (4.36)$$

- n_s : Fréquence de rotation du champ \vec{B} en tours par seconde [tr.s^{-1}].
- f : Fréquence des tensions d'alimentation en Hertz [Hz].
- p : Nombre de paires de pôles du rotor.

Une autre relation se déduit de la précédente :

$$\Omega_s = 2 \times \pi \times n_s = 2 \times \pi \times \frac{f}{p} \quad (4.37)$$

Ω_s : Vitesse angulaire du champ \vec{B} , en radians par seconde [rad.s^{-1}].

- un **rotor** cylindrique formé par l'empilage sur l'arbre de disques ferromagnétiques. Dans ses encoches tournées vers l'entrefer est logé un bobinage polyphasé mis en court-circuit.
- l'**entrefer** est la partie d'air entre le stator et le rotor et doit être très étroit pour éviter les pertes de flux.

4.2.3.1.1 Bilan des puissances

Le bilan des puissances décline toutes les puissances, depuis la puissance absorbée d'origine électrique jusqu'à la puissance utile de nature mécanique.

Le bilan, peut être résumé à l'aide du schéma (figure 4-23) suivant [181,194]:

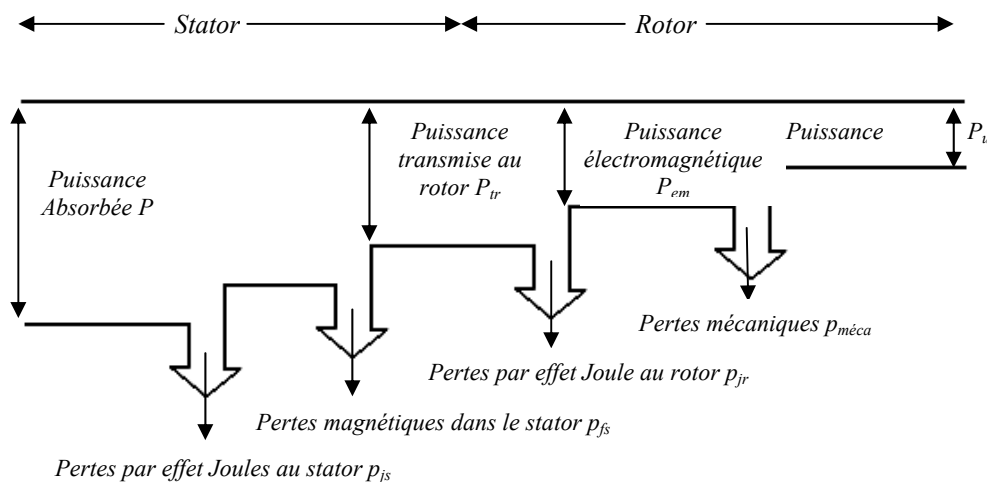


Fig.4-23 : Bilan des puissances d'un moteur asynchrone [194].

Toutes les puissances mises en jeu dans ce bilan peuvent être calculées à partir des relations qui suivent [194]:

- *Puissance électrique absorbée* (puissance d'entrée du moteur)

$$P = U \times I \times \sqrt{3} \times \cos\varphi_{ph} \quad (4.38)$$

P : Puissance électrique absorbée [W]

U : Tension entre deux phases [V]

I : Intensité du courant de ligne [A]

φ_{ph} : Angle de déphasage entre le courant et la tension [degré]

- *Pertes par effet Joule dans le stator* (puissance dissipée dans la résistance)

1^{er} cas : la résistance R est donnée entre deux bornes de phase

$$p_{js} = \frac{3}{2} \times R \times I^2 \quad (4.39)$$

p_{js} : Pertes par effet Joule dans le stator [W]

R : Résistance d'un enroulement [Ω]

I : Intensité du courant de ligne [A]

2^{ème} cas : la résistance R' est celle d'un enroulement

- Couplage étoile

$$p_{js} = 3 \times R' \times I^2 \quad (4.40)$$

R' : Résistance d'un enroulement [Ω]

- Couplage triangle

$$p_{js} = 3 \times R' \times J^2 \quad (4.41)$$

J : Intensité du courant dans un enroulement [A]

- *Pertes dans le fer du stator*

$$p_{fs} = P_{magnétique} \quad (4.42)$$

Les pertes magnétiques, dans les tôles de l'armature du stator sont pratiquement indépendantes de la charge. Elles sont liées à la valeur efficace U et à la fréquence de la tension composée $u(t)$.

- *Puissance transmise au rotor*

C'est la puissance électromagnétique transmise du stator vers le rotor à travers l'entrefer. Elle est égale à la puissance absorbée moins les pertes du stator.

$$P_{tr} = P - p_{js} - p_{fs} \quad (4.43)$$

P_{tr} : Puissance transmise au rotor [W]

- *Moment du couple électromagnétique*

Les forces qui s'exercent sur les conducteurs du rotor tournent à la vitesse Ω_s : elles glissent sur le rotor qui, lui, ne tourne qu'à la vitesse Ω . L'action de l'ensemble des forces électromagnétiques se réduit à un couple électromagnétique résultant de moment T_{em} .

$$T_{em} = \frac{P_{tr}}{\Omega_s} \quad (4.44)$$

T_{em} (N.m) ; P_{tr} (W) ; Ω_s (rad.s⁻¹).

- *Puissance mécanique totale*

Le couple électromagnétique de moment T_{em} entraîne le rotor à la vitesse Ω . Il lui communique donc la puissance mécanique totale P_m . Cette puissance comprend la puissance utile et les pertes mécaniques

$$P_m = T_{em} \times \Omega = P_{tr} \frac{\Omega}{\Omega_s} = P_{tr}(1 - g) \quad (4.45)$$

- *Pertes fer au rotor : P_{fr}* (ces pertes sont négligeables)

- *Pertes joules au rotor*

$$p_{jr} = P_{tr} - P_m - p_{fr} = P_{tr} - P_{tr} \times (1 - g) = g \times P_{tr} \quad (4.46)$$

p_{jr} : Pertes par effet Joule dans le rotor [W]

g : Glissement du moteur asynchrone [sans unité]

P_{tr} : Puissance transmise au rotor [W]

- *Pertes collectives*

$$p_c = p_{fs} + p_m \quad (4.47)$$

- *Couple de perte*

Le couple de perte est une grandeur constante quelle que soit la vitesse et la charge du moteur.

$$T_p = \frac{p_c}{\Omega_s} \quad (4.48)$$

- *Puissance utile*

Les pertes mécaniques p_m se retranchent de la puissance mécanique P_m

$$P'_u = P_m - p_m \quad (4.49)$$

- *Moment du couple utile*

$$T_u = \frac{P'_u}{\Omega} \quad (4.50)$$

- *Bilan complet*

Le bilan met en évidence le fait que la puissance absorbée est obligatoirement la puissance la plus importante, elle ne cesse de diminuer en progressant vers la puissance utile qui est évidemment la plus faible.

$$P = P'_u + \sum \text{pertes} = P'_u + p_{js} + p_{jr} + p_c \quad (4.51)$$

- *Rendement*

Le rendement est le rapport entre la puissance mécanique utile et la puissance électrique absorbée.

$$\eta_m = \frac{P'_u}{P} \quad (4.52)$$

4.2.3.2 Pompe centrifuge

La pompe représente la charge mécanique du moteur à induction et sa taille identifie les estimations de puissance des autres composants du système, y compris la puissance maximale délivrée par le générateur PV. Elle consomme une puissance supérieure à celle qu'elle fournit. Le rendement d'une telle machine est le rapport de la puissance hydraulique acquise par le fluide à celle disponible sur l'arbre (fournie par le moteur):

$$\eta_p = \frac{\rho \times g \times Q \times Hmt}{P} \quad (4.53)$$

Avec

Hmt : Hauteur manométrique totale (m)

Q : Débit (m³/h)

P : Puissance fournie par le moteur (W)

Le rendement d'une telle pompe tient compte de trois types de pertes qui règnent à l'intérieure de la machine :

4.2.3.2.1 Pertes de charge

Ces pertes sont de nature hydrodynamique, exprimées comme fonction quadratique du débit Q . Elles se divisent en [5] [181]:

- *Pertes par frottements*, ayant lieu dans le rotor et dans les parties fixes. Ces pertes sont exprimées par :

$$H_{fr} = K_{fr} \times Q^2 \quad (4.54)$$

K_{fr} : Coefficient de perte de charge relatif à la pompe.

- *Pertes par chocs*, ayant lieu à l'entrée de la roue (au contact du liquide avec les aubes), et à l'entrée du diffuseur. Ces pertes peuvent être exprimées comme suit :

$$H_{ch} = K_c(Q - Q_0)^2 \quad (4.55)$$

Avec

$$Q_0 = 2 \times \pi \times k_1 \times R_1 \times b_1 \times \operatorname{tg}(\beta_1) \times \omega \quad (4.56)$$

K_c : Coefficient de perte de charge relatif à la pompe.

k_1 : Coefficient correcteur dépendant des dimensions de la pompe.

Q_0 : Débit pour lequel ces pertes sont pratiquement nulles, il est proportionnel à la vitesse de la pompe. Plus le débit s'éloigne de cette valeur, ces pertes de charge deviennent proportionnelles au carré de la différence de ces débits.

Le rendement hydraulique est défini par l'expression suivante:

$$\eta_H = \frac{H_r}{H_t} = \frac{H_r}{H_r + \Delta H} \quad (4.57)$$

H_r : Hauteur réelle (m)

H_t : Hauteur théorique (m)

ΔH : Pertes de charges dans les tuyauteries d'aspiration et de refoulement (voir chap. 2).

- *Pertes par fuites* : Dû à une différence de pression, il y a un retour (fuite) du fluide entre la partie mobile et la partie fixe. Le débit de fuites ne dépasse guère 2 à 6% du débit au point d'adaptation, et peut être approximé par [2] :

$$q = K_f \times A_f \times \sqrt{3(U_2^2 - U_1^2)} \quad (4.58)$$

Avec

K_f : Coefficient de débit

A_f : Section de passage de la garniture d'étanchéité.

U_1, U_2 : Vitesses linéaires d'entraînement à l'entrée et à la sortie de la roue, respectivement.

Le rendement volumétrique est alors défini par l'expression suivante :

$$\eta_v = \frac{Q}{Q + q} \quad (4.59)$$

4.2.3.2.2 Pertes mécaniques

Lors de la rotation de la roue, les frottements au niveau des paliers et dans les presse-étoupes absorbent une certaine puissance P_{ex} appelée pertes externes. A ces pertes viennent s'ajouter les pertes par frottement P_i se produisant entre le fluide et les surfaces extérieures des flasques. Ces pertes mécaniques ne dépassent pas 2 à 3 % de la puissance absorbée au point d'adaptation, et sont exprimées par [181] :

$$P_i = K_i \times \rho \times \omega \times R_2^3 \quad (4.60)$$

Avec

K_i : Constante fonction du nombre de Reynolds.

Le rendement mécanique est alors défini par :

$$\eta_m = \frac{P_{ha}}{P_{ha} + P_{ex} + P_i} \quad (4.61)$$

Avec

P_{ha} : Puissance hydraulique absorbée

En tenant compte de la puissance délivrée par le moteur, l'Equation (4.59) pourra s'écrire

$$\eta_m = \frac{\rho \times g \times Hmt \times (Q + q)}{T \times \omega} \quad (4.62)$$

Avec

T : Couple de torsion sur l'arbre du moteur [N.m].

ω : Vitesse angulaire de la pompe [rad.s⁻¹].

Le rendement global de la pompe est alors défini par :

$$\eta_{pompe} = \eta_H + \eta_V + \eta_m \quad (4.63)$$

Le rendement global de la pompe peut aussi être défini par l'expression suivante :

$$\eta_{pompe} = \frac{\rho \times g \times Q \times Hmt}{T \times \omega} = \frac{\rho \times g \times Q \times Hmt}{P_u} \quad (4.64)$$

La hauteur manométrique totale Hmt est alors égale à la somme de la hauteur géométrique entre la nappe d'eau pompée (niveau dynamique) et le plan d'utilisation, H_g et les pertes de charges linéaires et singulières, Δh_L et Δh_S respectivement (voir chapitre 2 –Etat de l'art du pompage de l'eau par les énergies renouvelables).

4.3 Modélisation du générateur éolien

La distribution de la vitesse du vent ainsi que les caractéristiques techniques d'une éolienne sont les principaux paramètres caractérisant un générateur éolien. Il y a plusieurs expressions analytiques décrivant l'allure de la variation de la puissance produite par l'éolienne en fonction de la vitesse du vent du site sélectionné, entre différents intervalles de fonctionnement du générateur, plus particulièrement entre la vitesse de démarrage et la vitesse nominale.

Dans cette section nous présentons quelques modèles mathématiques décrivant la puissance produite en fonction de la vitesse du vent. D'autre part et vu la difficulté de dimensionner et le manque de moyens pour la réalisation de ce type de machine, une procédure inverse a été entreprise, c'est-à-dire la sélection d'un aérogénérateur existant sur le marché pour l'appliquer aux besoins et au site d'intérêt.

4.3.1 Régulation mécanique de la vitesse d'un aérogénérateur.

D'après l'équation (3.19) dans le chapitre 3, nous avons vu que la puissance produite pourrait être indéfiniment croissante en fonction de la vitesse du vent, ce qui n'est pas le cas dans la réalité. Les dispositifs de sécurité de la machine éolienne font en sorte à avoir l'expression de la puissance répartie sur différentes gammes de vitesses du vent.

Un aérogénérateur est dimensionné pour développer une puissance nominale P_n à partir d'une vitesse de vent nominale v_n . Pour des vitesses de vent supérieures à v_n , l'aérogénérateur doit modifier ses paramètres aérodynamiques afin d'éviter les surcharges mécaniques (turbines, mat et structure), de sorte que la puissance récupérée par la turbine ne dépasse pas la puissance nominale pour laquelle l'éolienne a été conçue. Il y a d'autres grandeurs dimensionnantes : v_d la vitesse du vent à partir de laquelle l'aérogénérateur commence à fournir de l'énergie et v_c la vitesse maximale de vent au-delà de laquelle l'aérogénérateur doit être arrêté pour des considérations de sécurité. Le diagramme de la puissance utile est donné dans le chapitre 2.

La puissance nominale P_n , la vitesse de démarrage v_d , la vitesse nominale v_n et la vitesse de coupure v_c doivent être choisies de telle sorte à optimiser l'énergie produite par une quantité de vent disponible [186].

4.3.2 Modèle 1

Le modèle le plus simplifié pour simuler le rendement de puissance d'une turbine éolienne [176], peut être décrit par :

$$P_u(v) = \begin{cases} P_n \times \frac{v - v_d}{v_n - v_d} & v_d \leq v \leq v_n \\ P_n & v_n \leq v \leq v_c \\ 0 & v \leq v_d \quad v \geq v_c \end{cases} \quad (4.65)$$

Où P_n est la puissance électrique nominale ; v_d la vitesse du vent de démarrage ; v_n la vitesse nominale et v_c est la vitesse de coupure.

4.3.3 Modèle 2

L'expression de la puissance utile est donnée par [195]

$$P_u(v) = \begin{cases} 0 & v_d \geq v \\ a + b \times v^k & v_d < v \leq v_n \\ P_n & v_n \leq v \leq v_c \\ 0 & v_c \leq v \end{cases} \quad (4.66)$$

Après intégration de la relation (4.66), nous obtenons

$$P = \int_0^{\infty} P_u \times f(v) \cdot dv \quad (4.67)$$

$$P = \int_{v_d}^{v_n} (a + b \times v^k) \times f(v) \cdot dv + P_n \int_{v_n}^{v_c} f(v) \cdot dv \quad (4.68)$$

$$P = P_n \times F_c \quad (4.69)$$

Où F_c est le facteur de forme donné par l'expression suivante

$$F_c = \frac{\exp[-(v_d/c)^k] - \exp[-(v_n/c)^k]}{(v_n/c)^k - (v_d/c)^k} - \exp\left[-\left(\frac{v_c}{c}\right)^k\right] \quad (4.70)$$

Où k et c représente respectivement le facteur de forme et le facteur d'échelle.

4.3.4 Modèle 3

En plus des paramètres caractéristiques de l'aérogénérateur (v_d, v_n, v_c et P_n), ce modèle tient compte des paramètres de Weibull caractérisant la distribution de la vitesse du vent $f(v)$. La puissance produite par l'aérogénérateur aura comme expression [153] :

$$P_u(v) = \begin{cases} P_n \times \frac{v^k - v_d^k}{v_n^k - v_d^k} & v_d < v < v_n \\ P_n & v_n \leq v < v_c \\ 0 & v \leq v_d \quad v \geq v_c \end{cases} \quad (4.71)$$

k étant le facteur de forme

En utilisant la distribution de *Rayleigh* pour les vitesses du vent, caractérisée par un facteur de forme égal à 2, l'expression (4.71) pourra être décrite par l'expression :

$$P_u(v) = \begin{cases} P_n \times \frac{v^2 - v_d^2}{v_n^2 - v_d^2} & v_d < v < v_n \\ P_n & v_n \leq v < v_c \\ 0 & v \leq v_d \quad v \geq v_c \end{cases} \quad (4.72)$$

4.3.5 Variation de la puissance produite en fonction de la hauteur

Comme il a été montré dans le chapitre 3, la vitesse du vent augmente en fonction de la hauteur. Afin d'éviter toutes les turbulences dues à la surface, il est plus intéressant d'avoir des moyeux plus grand que la hauteur standard (10 mètres au dessus du sol) afin de capter le maximum d'énergie du vent.

La variation du régime du vent en fonction de la hauteur est donnée par deux modèles d'extrapolation à savoir le modèle d'extrapolation verticale de la vitesse du vent et le modèle d'extrapolation verticale du facteur de forme k et du facteur d'échelle c (extrapolation des paramètres de Weibull). Ces deux modèles ont été étudiés dans le chapitre 3 (Estimation du potentiel énergétique solaire et éolien).

4.3.6 Recensement des aérogénérateurs existants de petites puissances

Afin d'avoir une étude beaucoup plus concrète et précise, nous avons sélectionné certains aérogénérateurs avec des paramètres caractéristiques tels que la puissance nominale P_n , la vitesse de démarrage v_d et la vitesse nominale pour les appliquer aux besoins et aux sites sélectionnés. A cet effet, seuls les aérogénérateurs d'une puissance comprise entre 5 et 10 kW ont été pris en compte, ce qui correspond approximativement à des aérogénérateurs dont le rayon des pales varie de 1 m à 3 m.

4.3.6.1 Description des aérogénérateurs sélectionnés

Parmi les aérogénérateurs existants, 09 modèles de 06 sociétés différentes ont fait l'objet d'une fiche produit (voir tableau 4.3 et annexe).

Tableau 4.3 : Liste des aérogénérateurs sélectionnés pour la simulation

Société	Type	Type de rotor	Puissance (kW)	Nbre de pales	Longueur de pale (m)
<i>Auroville Energy</i>	<i>AEP 5000</i>	<i>Axe Hor.</i>	<i>05</i>	<i>03</i>	<i>2.5</i>
<i>Products</i>	<i>AEP 10000</i>	<i>Axe Hor.</i>	<i>10</i>	<i>03</i>	<i>3.5</i>
<i>Eoltec</i>	<i>Sirocco 5.5-6</i>	<i>Axe Hor.</i>	<i>6</i>	<i>02</i>	<i>2.75</i>
<i>Fortis</i>	<i>Montana 5000</i>	<i>Axe Hor.</i>	<i>5.8</i>	<i>03</i>	<i>2.4</i>
<i>Windenergy</i>	<i>Alize 10000</i>	<i>Axe Hor.</i>	<i>10</i>	<i>03</i>	<i>3.3</i>
<i>Vergnet</i>	<i>GEV 6/5</i>	<i>Axe Hor.</i>	<i>05</i>	<i>02</i>	<i>3</i>
<i>WestWind Energy</i>	<i>Westwind 5.5</i>	<i>Axe Hor.</i>	<i>5.5</i>	<i>03</i>	<i>2.55</i>
	<i>Westwind 10</i>	<i>Axe Hor.</i>	<i>10</i>	<i>03</i>	<i>3.1</i>
<i>Provenenergy</i>	<i>WT6000</i>	<i>Axe Hor.</i>	<i>6</i>	<i>03</i>	<i>2.75</i>

Les puissances produites par tous les aérogénérateurs figurant dans le tableau 4.3 ont été modélisées et ont fait partie du programme de simulation. Nous allons donner dans ce qui suit la méthode suivie pour modéliser la puissance produite par l'aérogénérateur Fortis-Montana 5000 de la société Fortis Windenergy, qui sera seul concerné par l'étude d'optimisation et techno-économique du projet.

Les spécifications techniques de l'aérogénérateur sont montrées dans le tableau 4.4.

Tableau 4.4 : Spécifications techniques de l'aérogénérateur Fortis-Montana 5000

	Montana 5000
Puissance maximale (kW)	5.8
Surface (m ²)	19.65
Vitesse de démarrage (m/s)	2.5
Vitesse de coupure (m/s)	nc

4.3.6.2 Modélisation de la puissance produite par l'aérogénérateur type Fortis-Montana 5000

La figure 4-24 montre la caractéristique de la puissance produite donnée par le constructeur à 10 m au dessus du sol. Le problème consiste donc à interpoler cette fonction sur un ensemble de points plus importants. Du fait que les courbes de puissance produites par

les différents aérogénérateurs sont données par les constructeurs, elles peuvent être rapprochées en utilisant une interpolation cubique.

L'équation de la puissance de sortie de l'aérogénérateur peut être exprimée par l'expression 4.73

$$P_u(v) = \begin{cases} 0 & v_d \geq v \\ a_1 + b_1 \times v + c_1 \times v^2 + d_1 \times v^3 & v_d < v < v_1 \\ a_2 + b_2 \times v + c_2 \times v^2 + d_2 \times v^3 & v_1 < v < v_2 \\ \dots & \dots \\ a_n + b_n \times v + c_n \times v^2 + d_n \times v^3 & v_n < v < v_{nom} \\ P_{nom} & v_{nom} \leq v < v_c \\ 0 & v \geq v_c \end{cases} \quad (4.73)$$

Où $P_u(v)$ est la puissance produite par l'aérogénérateur, v , v_d , v_n , et v_c la vitesse du vent, la vitesse de démarrage, la vitesse nominale et la vitesse de coupure, respectivement. a , b , c , d sont les coefficients polynômiaux des fonctions cubiques d'interpolation.

Après avoir tracé la courbe d'interpolation en se basant sur les puissances produites par l'aérogénérateur Fortis-Montana 5000 en fonction de la vitesse du vent (données fournies par le constructeur), comme représenté dans la figure 4-24, nous avons besoin d'avoir un ou plusieurs polynômes pour modéliser le plus fidèlement la courbe caractéristique de cet aérogénérateur et d'avoir ainsi pour chaque vitesse du vent, la puissance qui lui est correspondante.

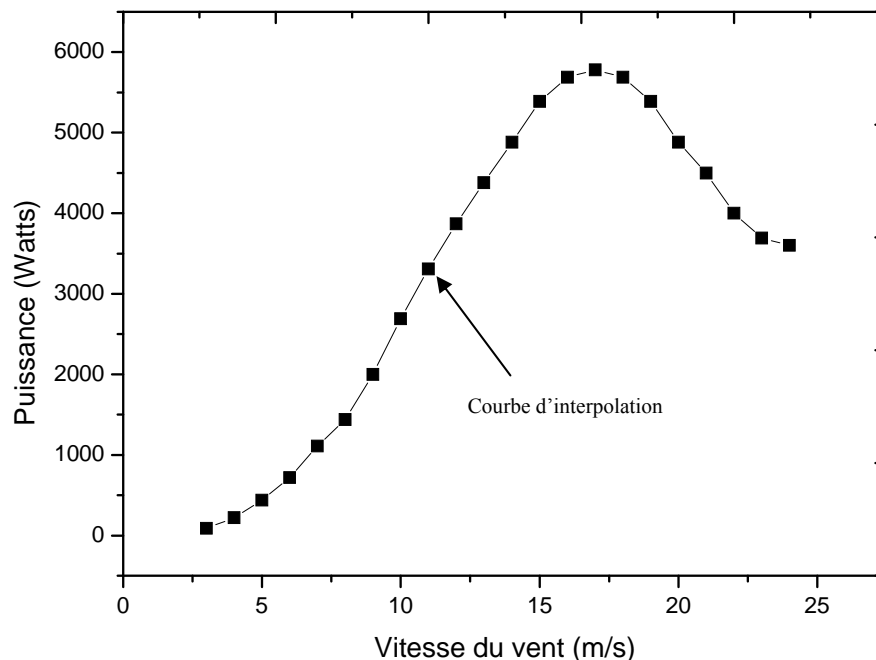


Fig. 4-24 : Tracé de la courbe d'interpolation de l'aérogénérateur Fortis-Montana 5000

La figure 4-25 montre la courbe du polynôme d'interpolation dans le cas d'une seule équation représentant la caractéristique de la puissance de l'aérogénérateur. Nous pouvons remarquer que le tracé du polynôme d'interpolation ne passe pas par tous les points introduisant de ce fait, des erreurs d'estimation sur la puissance produite pour certaines vitesses du vent. Pour cela, nous avons utilisé un programme sous Matlab pour établir le modèle mathématique et approcher la courbe par un ou plusieurs polynômes cubiques, dont les coefficients optimaux sont ceux qui minimisent la variance de l'erreur d'interpolation.

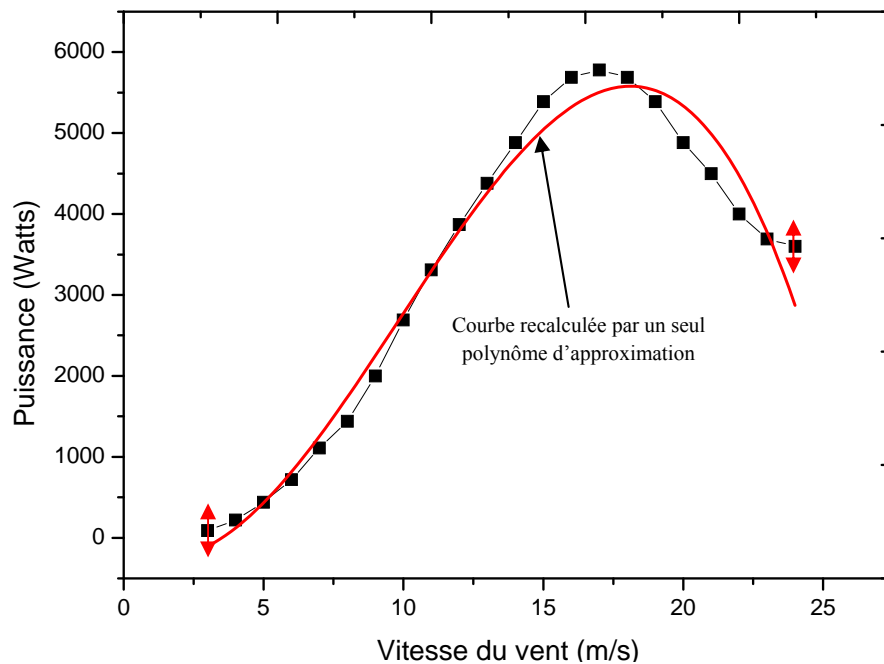


Fig. 4-25 : Tracés de la courbe d'interpolation et du polynôme cubique d'interpolation – Aérogénérateur Fortis-Montana 5000

Le programme ci-dessous trace la courbe d'interpolation et calcule le polynôme d'approximation en tout point X_i entre deux ordonnées $Y_1 - Y_2$.

```
%Calcul des coefficients de la fonction polynômiale cubique
xi = [3 4 5 6 7 8]; %Vitesse du vent
y = [90 220 440 720 1110 1440 2000 2690]; %Puissance produite par la %machine – données constructeur
xi = 3:0.1:8;
yi=spline(x,y, xi);
plot(x, y, 'o', xi, yi); %tracé de la courbe d'interpolation
P3 = polyfit(x, y, 3) %fonction polynômiale cubique
plot(x, y, 'o', xi, polyval(P3,xi), '-') %fonction « polyval » utilisée pour recalculer le polynôme %d'approximation en tout point xi
```

Pour approcher correctement la courbe caractéristique de la puissance basée sur les puissances fournies par le constructeur, nous avons divisé l'intervalle des points en quatre zones, correspondant à quatre polynômes cubiques, jugés suffisants pour ce cas.

Sur la figure 4-26, nous pouvons remarquer que les quatre polynômes cubiques d'approximation approchent assez correctement la courbe d'interpolation en passant par tous les points de vitesses donnés par le constructeur.

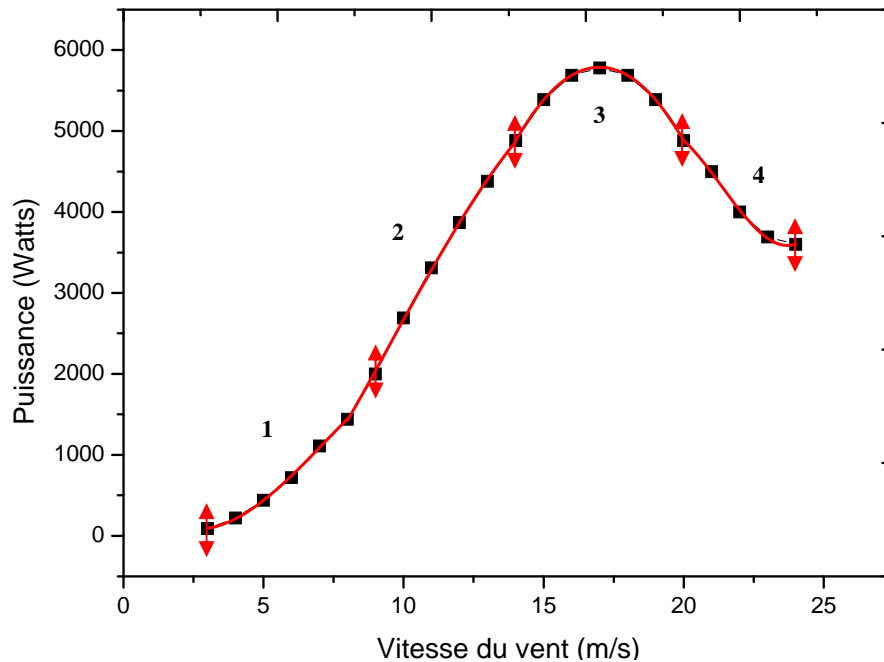


Fig. 4-26 : Tracés de la courbe d'interpolation et des quatre polynômes d'approximation de l'aérogénérateur Fortis-Montana 5000.

Les polynômes cubiques d'approximation sont donnés par les expressions suivantes :

- Intervalle 1

$$P_1 = 735.7 - 528.9 \times v + 121.6 \times v^2 - 5.555 \times v^3 \quad (4.74)$$

- Intervalle 2

$$P_2 = -822.1428 - 260,2381 \times v + 94.2857 \times v^2 - 3.3333 \times v^3 \quad (4.75)$$

- Intervalle 3

$$P_3 = -23317.8571 + 3424.2857 \times v - 100.7143 \times v^2 - 0.3499 \times v^3 \quad (4.76)$$

- Intervalle 4

$$P_4 = -261516 + 38286.666 \times v - 1815 \times v^2 + 28.3333 \times v^3 \quad (4.77)$$

Avec le coefficient de détermination $R^2 = 0.99$, R étant le coefficient de corrélation d'échantillonnage de Bravais-Pearson.

Au vu de la courbe caractéristique de l'aérogénérateur Montana 5000 (données du constructeur), et des polynômes cubiques d'approximation, la puissance $P_u(v)$ produite aura comme expression :

$$P_u(v) = \begin{cases} 0 & v < 3 \\ 735.7 - 528.9 \times v + 1321.6 \times v^2 - 5.555 \times v^3 & 3 \leq v < 8 \\ -821.1428 - 260.2381 \times v + 94.2857 \times v^2 - 3.3333 \times v^3 & 8 \leq v < 14 \\ -23317.8571 + 3424.2857 \times v - 100.7143 \times v^2 - 0.3499 \times v^3 & 14 \leq v < 20 \\ -261516 + 38286.666 \times v - 1815 \times v^2 + 28.3333 \times v^3 & 20 \leq v \leq 24 \end{cases} \quad (4.78)$$

4.4 Conclusion

La modélisation des deux systèmes d'énergies renouvelables est présentée dans ce chapitre. Son objectif principal est d'établir des modèles mathématiques pour les différents constituants des deux systèmes pour la simulation de leur fonctionnement dans les conditions réelles de sites.

Pour le générateur photovoltaïque, la modélisation est orientée vers le modèle explicite du fait qu'il présente une bonne concordance de la puissance maximale avec celle simulée par d'autres auteurs, en plus de sa simplicité (un nombre minimal de paramètres).

Le choix de cette alternative est d'ordre purement pratique, au regard des erreurs de mesure constatées lors de la comparaison entre les puissances mesurées au niveau de notre banc d'essai et simulées par les deux modèles.

L'inverseur PWM est modélisé par un modèle simple qui tient compte du rendement.

Le modèle du groupe motopompe (moteur asynchrone et pompe centrifuge) tient compte des différentes pertes engendrées et du rendement. A cet effet, un bilan des puissances du moteur asynchrone a été dressé.

Pour l'aérogénérateur, différents modèles sont présentés pour la simulation de la puissance produite. Vu qu'il n'existe aucun modèle s'appliquant à tous les types d'aérogénérateurs, nous avons opté pour la modélisation d'aérogénérateurs disponibles sur le marché. Cela en adéquation avec les besoins et les conditions du site d'installation.

Chapitre 5

Dimensionnement et optimisation des systèmes photovoltaïque et éolien pour le pompage de l'eau

5.1 Introduction

L'utilisation des énergies renouvelables (solaire et/ou éolien) comme source d'énergie pour le pompage de l'eau est l'un des secteurs les plus prometteurs dans leurs applications. Mais en raison du comportement stochastique de ces sources d'énergie, le dimensionnement optimal du système de conversion d'énergie avec le stockage joue un rôle important à cet égard.

Il est commun de dimensionner de tels systèmes d'énergies renouvelables pour les périodes les plus défavorables (généralement le plus mauvais mois du point de vue énergie disponible). Il est prouvé, cependant, que les scénarios du plus mauvais mois mènent au surcoût et, par conséquent, à un système non optimal en terme technico économique.

Dans ce contexte, le présent chapitre présente une méthodologie pour le dimensionnement optimal des systèmes photovoltaïques de pompage avec le stockage hydraulique. La méthodologie adoptée doit suggérer, parmi un ensemble de composants des systèmes, le nombre et le type optimaux d'unités en termes de concepts techniques et économiques ; la Probabilité de perte d'énergie (LPSP) et le coût d'énergie ou du mètre cube d'eau sur la durée de vie du système (LCE - Levelized Cost of Energy ou LCCM – Levelized Cost of Cubic Meter).

Le dimensionnement optimal des systèmes d'énergies renouvelables (PV, éolien) est une issue tout à fait complexe parce que plusieurs paramètres stochastiques sont impliqués ayant une contribution significative plus particulièrement, les données météorologiques et les considérations économiques. A cet effet, certains paramètres appelés variables de décisions seront incluses dans l'étude d'optimisation du dimensionnement du système de pompage. Ces variables de décisions dans un système de pompage de l'eau sont : le nombre de modules PV, l'angle d'inclinaison des modules PV, et la capacité du réservoir de stockage

Comme application, nous présenterons également une méthodologie appliquée aux systèmes de pompage de l'eau photovoltaïque et éolien opérant dans les différents emplacements de l'Algérie (Béchar, Adrar, Ghardaïa et Tamanrasset) comme étude de cas.

La deuxième partie de ce chapitre sera consacrée à l'étude économique des différents systèmes étudiés en utilisant l'approche du coût sur la durée de vie (LCC – life Cycle Cost) et le coût d'énergie ou du mètre cube d'eau sur la durée de vie du système (LCE ou LCCM).

5.2 Méthodes d'optimisation des systèmes d'énergies renouvelables

L'exercice le plus critique en concevant les systèmes d'énergies renouvelables est leur dimensionnement. Dans la littérature plusieurs études de dimensionnement et d'optimisation des systèmes à sources renouvelables sont présentées. Beaucoup de ces méthodes utilisent le concept de la fiabilité du système par l'approche de la Probabilité de Perte de Charge ou d'Énergie (LOLP, LPSP), représentant le déficit énergétique du système à satisfaire la charge.

Plusieurs auteurs utilisent ce type de méthodologie pour dimensionner les systèmes d'énergies renouvelables concernant les systèmes photovoltaïques autonomes [116,122,126-130]. Une telle approche, bien que fournissant la solution optimale, manque malheureusement de la capacité de fournir une compréhension générale au sujet de la façon dont tous les coûts du système varient avec la taille des paramètres de conception.

Dans ce contexte, de nouvelles méthodes sont actuellement utilisées intégrant à la fois les critères techniques et économiques permettant de donner une évaluation plus réaliste et une meilleure configuration du système [74,113,123]. La conception optimale est effectuée en réduisant au minimum le coût net actuel (NPC – Net Present Cost : les charges de placement plus, les valeurs actuelles escomptées du coût futur pendant la durée de vie du système) ou en réduisant au minimum le coût d'énergie sur la durée de vie du système (LCE – Life Cost Energy : le coût total sur la durée de vie du système d'énergie renouvelable divisé par l'énergie produite par ce système sur toute la durée de vie).

En plus, des restrictions habituellement incluses et qui sont appliquées à la fiabilité du système par les paramètres susmentionnés (LOLP ou LPSP).

5.3 Méthodologie adoptée dans ce travail

Le but de l'analyse est de présenter des courbes d'auto satisfaction donnant le nombre optimal de modules PV composant le générateur pouvant fournir un certain volume d'eau lequel obéit à une certaine perte d'énergie. Ce volume d'eau sera stocké dans un ou plusieurs réservoirs. Il nous faut donc évaluer l'investissement, le coût du kWh d'énergie ou du mètre cube d'eau produit sur la durée de vie du système, ainsi que l'estimation du déficit ou du surplus de la production de l'eau pour chaque mois de l'année. Une comparaison sera effectuée entre deux installations PV et éolien pour identifier le système le plus adéquat au site d'installation en tenant compte des variables de décisions les plus significatives (nombre de modules PV, angle d'inclinaison du module, pour le système PV, la hauteur du moyeu pour l'aérogénérateur et la capacité de stockage pour le réservoir).

5.4 Optimisation des systèmes photovoltaïque et éolien de pompage d'eau

Les systèmes de pompage de l'eau par les énergies renouvelables, photovoltaïque et éolien, ont connu ces dernières décennies un développement rapide, principalement en ce qui touche le rendement et la fiabilité des différents composants du système (module PV, aérogénérateur, conditionneur de puissance, groupe motopompe, etc.). Cependant un des composants du système en l'occurrence le génie civil (le réservoir de stockage de l'eau), n'a pas bénéficié du même intérêt que les autres composants, bien que cet aspect représente une part considérable du capital investi d'une part, et constitue un des maillons de la fiabilité du système de pompage d'autre part.

5.4.1 Configuration du système de pompage de l'eau

Les systèmes photovoltaïque et éolien de pompage de l'eau sont utilisés principalement dans deux types d'application : l'approvisionnement en eau des villageois et l'irrigation de petits périmètres. La majorité des systèmes installés tombent dans la première catégorie, bien qu'une nette tendance soit perceptible vers l'implantation de systèmes appartenant à la seconde catégorie. De nombreuses installations produisent de l'eau qui est utilisée pour ces deux fins.

Afin de satisfaire les besoins en eau des consommateurs des régions isolées, le système photovoltaïque de pompage, similaire à celui de la figure 5-1 est proposé. Il se compose d'un générateur PV dont l'angle d'inclinaison est ajusté manuellement, un bloc onduleur PWM (avec MPPT inclus) transforme chaque point de fonctionnement de la charge (I_L, V_L), au point de fonctionnement approprié du générateur PV (I_{mp}, V_{mp}) et convertit la tension DC en tension triphasée pour alimenter le groupe motopompe. Le groupe motopompe du type submersible est défini selon les exigences du débit et de la hauteur manométrique totale. Et enfin le réservoir de stockage dont la capacité nominale dépend des besoins journaliers et de la fiabilité du système.

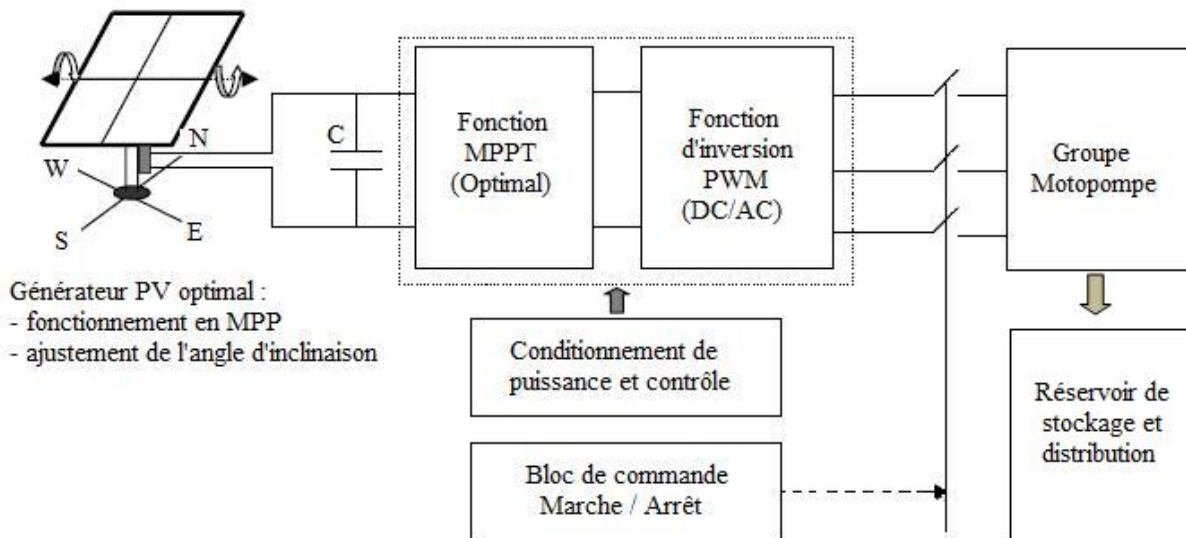


Fig. 5-1 : Configuration du système PV de pompage de l'eau

5.4.2 Optimisation fonctionnelle du générateur photovoltaïque

L'orientation et l'angle d'inclinaison des modules PV doivent optimiser l'énergie incidente sur le générateur solaire [161]. La puissance produite par un générateur P_{pv} de surface S (m^2) sous l'effet d'un éclairement incident global $G_{\alpha\beta}$ sur sa surface, ayant pour azimut α , un angle d'inclinaison β , et un rendement η_{pv} est donnée par l'expression suivante :

$$P_{pv} = \eta_{pv} \times S \times G_{\alpha\beta} \quad (5.1)$$

L'équation (5.1) montre clairement la relation de proportionnalité entre la puissance produite par le générateur P_{pv} et l'éclairement incident global $G_{\alpha\beta}$ (le calcul de $G_{\alpha\beta}$ est donné dans le chapitre 3).

Les modules PV reçoivent plus de rayonnement quand ils sont orientés directement vers le soleil. D'après l'équation (5.1), il est important d'installer les modules PV perpendiculairement aux rayons provenant du soleil de sorte qu'ils produisent plus de puissance électrique. Le problème est que le soleil se déplace constamment par rapport au générateur PV stationnaire, ce qui demande des ajustements journaliers et saisonniers à cette infrastructure [68] [185].

Afin de réaliser la pleine utilisation d'un système PV de pompage, un héliostat d'axes de rotation dont l'un suit le faisceau du soleil pendant toute la journée et l'autre fait l'adaptation saisonnière du nord au sud du champ PV devrait être utilisé. L'addition d'une telle unité a comme conséquence des coûts sensiblement plus élevés, une plus grande complexité et une structure moins fiable du système particulièrement dans les régions arides dont le climat est très rude. Nous proposons donc ici d'utiliser un système de poursuite manuel simple de telle sorte que l'inclinaison du générateur (β) peut être ajustée mécaniquement seulement deux ou quatre fois par an suivant le cas. Ce type de système peut être facilement réalisé avec un coût insignifiant.

Pour étudier cette approche et voir l'effet de l'angle d'inclinaison du générateur sur la quantité de l'eau pompée, nous avons examiné trois cas possibles :

- une inclinaison optimale constante annuelle qui est égale à la latitude du lieu considéré,
- une inclinaison variable (ajustement saisonnier) deux fois par an et,
- une inclinaison variable (ajustement saisonnier) quatre fois par an.

Nous avons examiné ces différents cas d'inclinaisons optimales en terme de rayonnement solaire incident horaire sur la surface du générateur et les résultats ont été exposés dans le chapitre 3 relatif à l'estimation du potentiel énergétique solaire et éolien, pour les quatre sites proposés.

5.5 Analyse utilisée

La connaissance et l'utilisation des données fiables sur les conditions physiques, tels que l'ensoleillement, la température, les caractéristiques du puits (la profondeur du puits, le rabattement et la capacité de la nappe phréatique) et le milieu humain (afin d'évaluer les quantités d'eau utilisées) jouent un rôle important dans le dimensionnement et la fiabilité du système.

L'utilisation des données horaires plutôt que moyennes journalières ou mensuelles, permet de mieux apprécier la variation des conditions climatiques d'ensoleillement, de la vitesse du vent, de la température ambiante et la production du système.

5.5.1 Système photovoltaïque

Après la détermination de l'irradiation globale horaire durant toute l'année sur le plan incliné avec un angle d'inclinaison variable selon les cas étudiés (fixe, ajustement saisonnier à deux positions et ajustement saisonnier à quatre positions) pour tous les sites proposés (Béchar, Adrar, Ghardaïa et Tamanrasset), les caractéristiques courant-tension (I-V) peuvent ensuite être déterminées en utilisant ces paramètres et les caractéristiques électriques du module PV pour trouver la puissance maximale fournie par le module donc par le générateur. Le débit du groupe motopompe, Q , pour chaque heure de la journée est ensuite estimé.

L'organigramme de calcul de la puissance maximale fournie par le module PV ainsi que le débit produit quotidiennement est montré à la figure 5-2.

Il est rappelé que la puissance maximale et le débit produit sont calculés pour différents ajustements de l'angle d'inclinaison β du module PV. Cette quantité d'eau produite par le système PV sera ensuite comparée à celle produite par le système éolien dans le même site. La variation de la hauteur du moyeu, considérée comme variable de décision, sera appliquée au système de pompage éolien, objet de la prochaine section.

5.5.2 Système éolien

La puissance produite par un aérogénérateur dépend de la densité de l'air, de la surface qui capte le vent et de la vitesse du vent. Par conséquent, augmenter un de ces paramètres augmentera la puissance de vent disponible et de ce fait, augmenter la puissance produite par le système éolien (la puissance récupérable par une éolienne est liée à la fois à la surface du rotor et au cube de la vitesse du vent).

Dans ce contexte, et en se basant sur les vitesses horaires du vent mesurées à la hauteur de 10 mètres au dessus du sol (hauteur de référence), nous avons calculé les vitesses horaires du vent à différentes hauteurs standard (18 m, 24 m et 36 m), considérées comme variables de décision. Un organigramme pour le calcul de la vitesse du vent à différentes hauteurs ainsi que le débit produit par un aérogénérateur type Fortis-Montana 5000, en fonction de la vitesse du vent est montré à la figure 5-3.

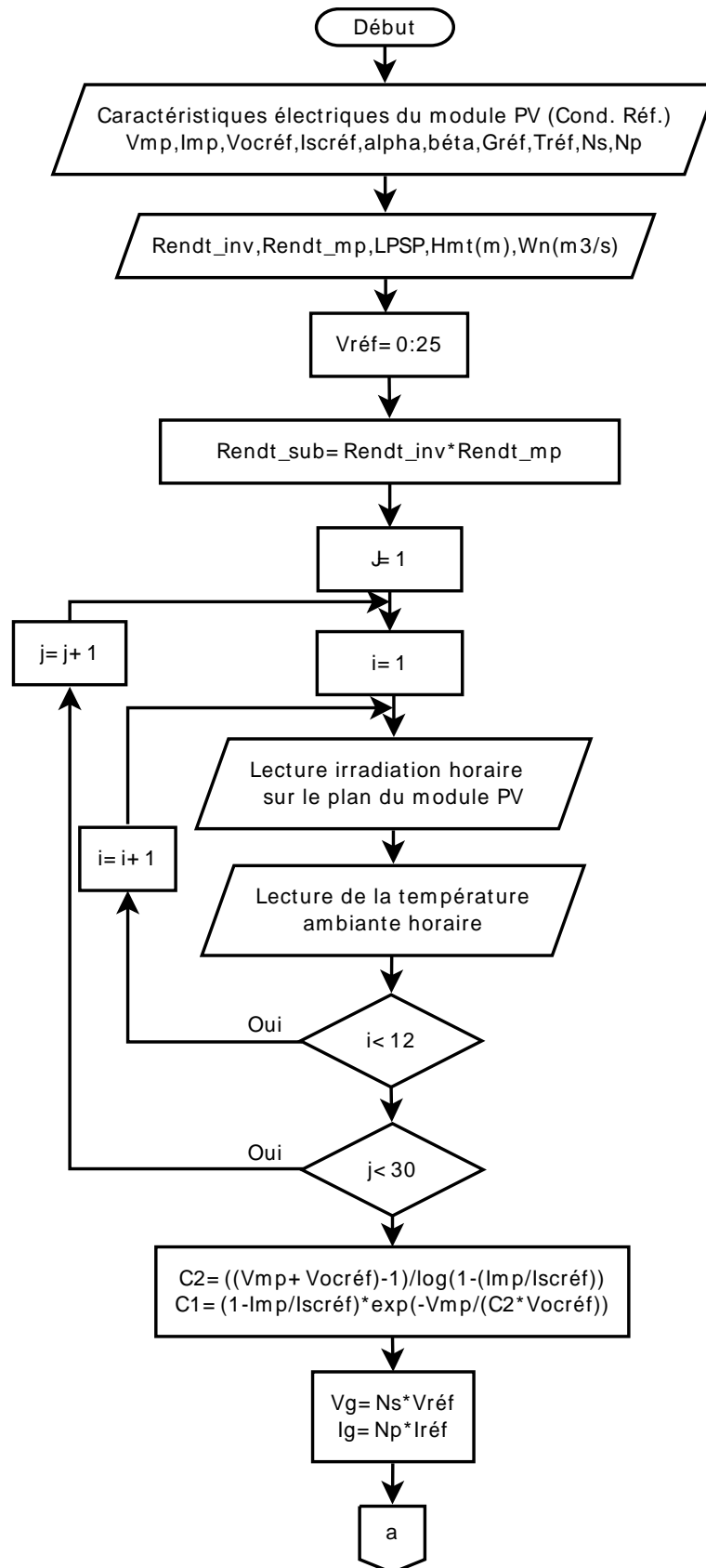


Fig. 5-2 : Organigramme pour le calcul de la puissance maximale et le débit journalier produit par le système photovoltaïque

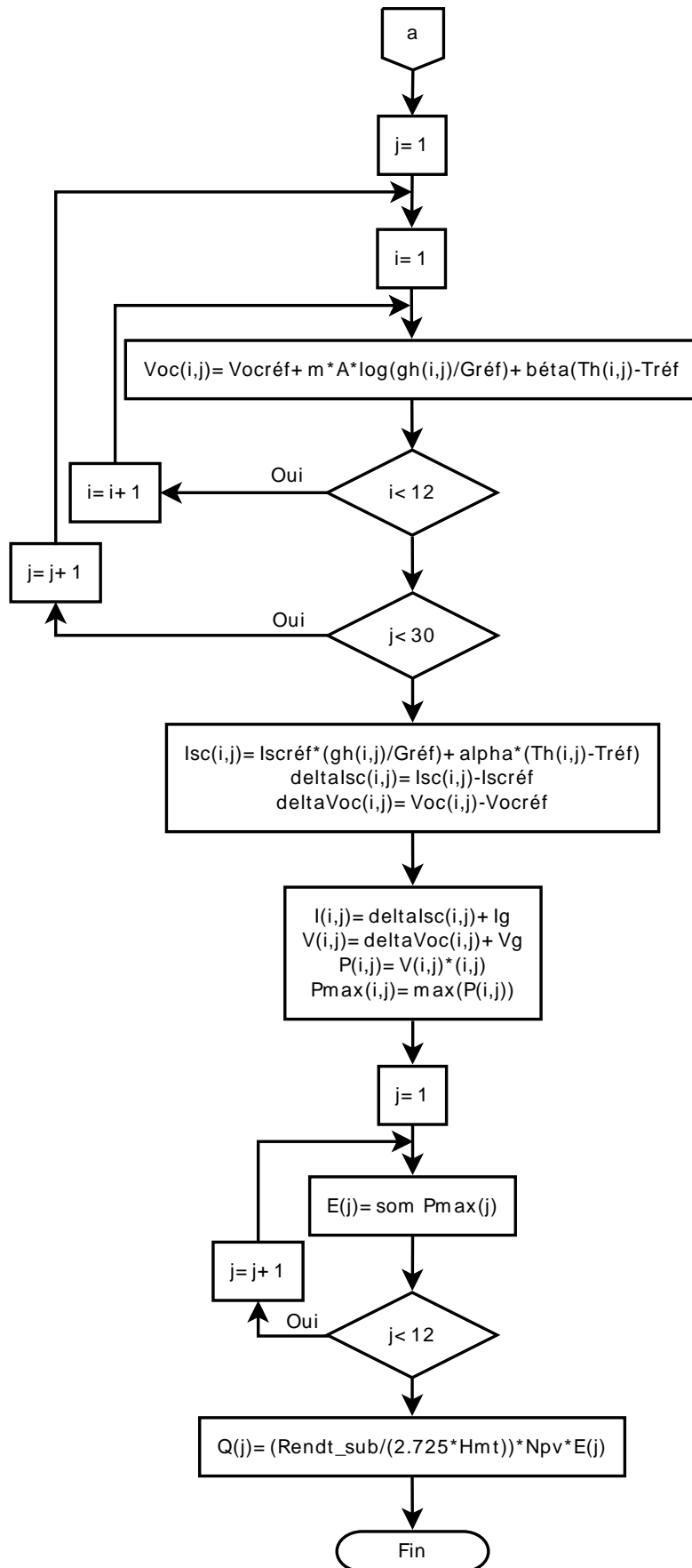


Fig. 5-2 : Organigramme pour le calcul de la puissance maximale et le débit journalier produit par le système photovoltaïque (suite).

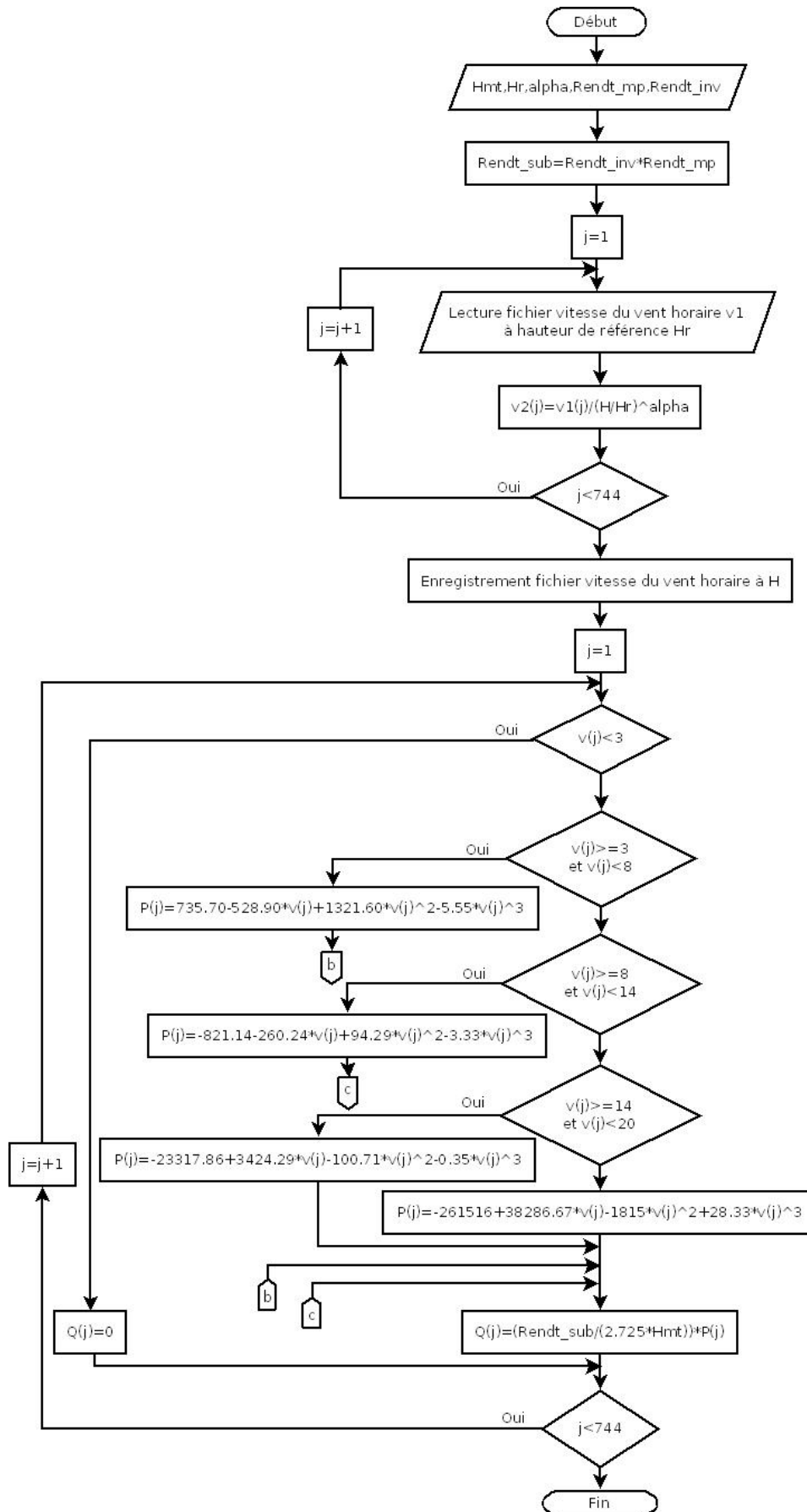


Fig. 5-3 : Organigramme pour le calcul de la puissance et le débit produit par le système éolien

5.6 Modèle de la fiabilité basé sur le concept de la probabilité de perte d'énergie

En raison du caractère aléatoire du rayonnement solaire se répercutant sur la production énergétique, le dimensionnement des systèmes photovoltaïques autonomes est le plus souvent très complexe pour garantir une certaine fiabilité de ses performances. De ce fait, deux définitions de la probabilité sont souvent utilisées pour exprimer la fiabilité de l'alimentation d'énergie du système. La première est la probabilité de perte de charge (LOLP) définie comme la période de temps de panne (ou d'arrêt) du système divisée par la période estimée T et l'autre est la probabilité de perte d'énergie (LPSP) qui est la probabilité qu'une alimentation d'énergie insuffisante résulte quand le système PV de pompage de l'eau (générateur PV et réservoir de stockage) ne peut pas satisfaire la demande.

5.6.1 Performances du système de pompage de l'eau

L'approche utilisée pour estimer la configuration optimale du système PV de pompage de l'eau et d'évaluer ses performances est basée sur la méthode de la probabilité de perte d'énergie (LPSP). A un jour donné, il est possible que le volume de l'eau exigé par la population soit supérieur au volume disponible, i.e. le volume délivré par la pompe et celui stocké dans le réservoir. Dans ces conditions, le besoin n'est pas complètement satisfait et il y a un déficit de l'eau. Dans ce cas, la probabilité de perte d'énergie est définie comme étant le rapport entre le volume total du déficit en eau et le volume d'eau exigé. Ceci est calculé sur la période où le système a été en service. Le modèle du dimensionnement du système PV est développé en utilisant la technique de la LPSP exprimée par la relation (5.2) :

$$LPSP = \frac{\sum_t Q_{def}(t)}{\sum_t D_m(t)} \quad (5.2)$$

t étant la période de fonctionnement, Q_{def} la quantité déficitaire journalière en eau, D_m la demande journalière.

Comme mentionné auparavant, le but d'optimiser la taille du système PV de pompage de l'eau est atteint en faisant un compromis entre le coût et la fiabilité. Dans ce cas, pour dimensionner un système, il est nécessaire de déterminer les deux éléments suivants : le nombre de modules PV (N_{pv}) et la capacité de stockage du réservoir (C_s). Par analogie avec les systèmes PV autonomes utilisant une batterie de stockage électrochimique, nous utilisons les valeurs, N_{pv} et C_s , nombre de modules PV et capacité de stockage respectivement.

La capacité de stockage est définie comme étant le volume maximal de l'eau pouvant être extrait du réservoir de stockage ou, la capacité nominale du réservoir de stockage, C_n , divisée par le volume de l'eau demandé.

$$C_s = \frac{C_n}{D_m} \quad (5.3)$$

Ainsi, pour chaque pair (N_{pv} et C_s), le programme de calcul utilisé calcule la LPSP correspondante. Le problème consiste donc à déterminer les pairs (N_{pv} et C_s) qui satisfassent la LPSP désirée (dans cette étude, nous estimons la LPSP = 10^{-1} ; 5×10^{-2} ; 10^{-2} et 0.00).

5.6.2 Simulation du système de pompage

La méthode proposée est basée sur les simulations détaillées de fonctionnement du système PV de pompage de l'eau, qui sont réalisées sur toute une année, sur la base horaire et journalière. Les différents paramètres d'entrée utilisés dans le programme de simulation sont donnés dans le tableau 5.1.

Tableau 5.1 : Paramètres techniques

Paramètres	Symboles	Unité	Valeur
Hauteur manométrique totale	hmt	m	45
Besoins journaliers en eau	Q	m ³	60
Rendement du conditionneur de puissance	η_c		95%
Rendement du groupe moto pompe	η_{mp}		40%
<u>Caractéristiques électriques du module PV</u>			
<u>Astropower AP 1206</u>			
Puissance crête		W _p	120
Tension en circuit ouvert	V _{oc}	V	21
Tension à la puissance maximale	V _{mp}	V	16.9
Courant de court circuit	I _{sc}	A	7.7
Courant à la puissance maximale	I _{mp}	A	7.1
Coefficient de température – courant de court circuit	μ_{isc}	mA/°C	+0.6
Coefficient de température – tension en circuit ouvert	μ_{voc}	V/°C	-0.08
Nominal operating cell temperature	NOCT	°C	45

La procédure de simulation retenue pour cette étude implique les étapes suivantes :

- obtention du rayonnement horaire sur une surface horizontale durant une année,
- détermination du rayonnement horaire sur le plan du générateur (surface inclinée) durant une année sur la base du rayonnement horaire sur une surface horizontale, pour un angle d'inclinaison variable (trois positions : égal à la latitude du lieu et fixe toute l'année ; ajustement saisonnier de deux fois par an et ajustement saisonnier de quatre fois par an),
- calcul de l'énergie maximale horaire délivrée par le module PV,
- détermination de l'état de charge journalier du réservoir de stockage ($SOC(j)$), des déficits journaliers ($Q_{def}(j)$) et des valeurs journalières de la LPSP durant l'année.

L'énergie hydraulique du système de pompage est donnée par l'expression suivante

$$E_{hyd} = \eta_{mp} \times \eta_c \times N_{PV} \times E_{max} \quad (5.4)$$

η_{mp} , η_c : Rendements de la motopompe et du conditionnement de puissance respectivement

E_{max} : Energie maximale fournie par le module PV au point de puissance maximale utilisant un MPPT

N_{PV} : Nombre de modules du générateur PV

Le volume de l'eau journalier délivré par le système PV de pompage est donné par l'équation (5.5).

$$Q(j)[m^3] = \frac{\eta_{mp} \times \eta_c}{2.725 \times hmt} \times N_{PV} \times E_{max}(j) \quad (5.5)$$

La capacité journalière du réservoir, $C_{res}(j)$, est donnée par l'expression suivante :

$$C_{res}(j) = C_{res}(j - 1) + Q(j) - D_m \quad (5.6)$$

$C_{res}(j - 1)$: Capacité du réservoir au jour (j-1).

D_m : Besoins journaliers en eau de la population.

En divisant l'équation par la capacité nominale du réservoir, C_n , donnée par l'équation (5.3), nous obtenons :

$$\frac{C_{res}(j)}{C_n} = \frac{C_{res}(j - 1)}{C_n} + \frac{Q(j) - D_m}{C_n} \quad (5.7)$$

$$\frac{C_{res}(j)}{C_n} = SOC(j) \quad (5.8)$$

$SOC(j)$ étant l'état de charge journalier du réservoir au jour j.

L'équation (5.7) pourra être réécrite comme suit :

$$SOC(j) = SOC(j - 1) + \frac{Q(j) - D_m}{C_n} \quad (5.9)$$

L'état de charge du réservoir varie entre deux états : un état vide (0) et un état plein (1). Donc l'intervalle de variation de l'état de charge du réservoir aura comme expression :

$$0 \leq SOC(j) \leq 1 \quad (5.10)$$

Ou

$$SOC(j) = \text{Min} \left[SOC(j - 1) + \frac{Q(d) - D_m}{C_n}, 1 \right] \quad (5.11)$$

Pour définir les conditions de déficit de l'eau, nous procédons par deux scénarios :

5.6.2.1 Premier scénario

La quantité d'eau disponible et produite dans le réservoir de stockage est égale ou supérieure à la quantité d'eau journalière demandée (cas où le déficit journalier de l'eau est nul, $Q_{def}(j) = 0$)

$$C_{res}(j) \geq D_m \quad (5.12)$$

En divisant par la capacité nominale, C_n , nous aurons

$$\frac{C_{res}(j)}{C_n} \geq \frac{D_m}{C_n} \rightarrow SOC(j) \geq \frac{1}{C_s} \quad (5.13)$$

5.6.2.2 Deuxième scénario

La quantité d'eau disponible et produite dans le réservoir de stockage est inférieure à la quantité d'eau journalière demandée (cas où le déficit journalier de l'eau n'est pas nul, $Q_{def}(j) \neq 0$)

$$C_{res}(j) < D_m \quad (5.14)$$

Le déficit journalier est donné par l'expression suivante

$$Q_{def}(j) = C_n - C_{res}(j) \quad (5.15)$$

En divisant par la capacité nominale du réservoir C_n , nous obtenons :

$$\frac{Q_{def}(j)}{C_n} = \frac{C_n}{C_n} - \frac{C_{res}(j)}{C_n} \rightarrow \frac{Q_{def}(j)}{C_n} = 1 - SOC(j) \quad (5.16)$$

De l'équation (5.3), nous pouvons écrire

$$\begin{aligned} C_n &= C_s \times D_m \\ Q_{def}(j) &= D_m(j) - [C_{res}(j-1) + Q(j)] \\ &= D_m(j) - [C_s \times D_m(j) \times SOC(j-1) + Q(j)] \end{aligned} \quad (5.17)$$

La probabilité de perte d'énergie 'LPSP' pour une période d'analyse T, est le rapport de la somme de toutes les valeurs de perte de la quantité d'eau $Q_{def}(j)$ pour la même période sur la quantité totale demandée. La probabilité de perte d'énergie 'LPSP' est alors définie par la relation suivante :

$$LPSP = \frac{\sum_{j=1}^T Q_{def}(j)}{\sum_{j=1}^T D_m(j)} \quad (5.18)$$

T étant la période d'analyse (dans l'étude T = 365).

Nous déterminons ainsi les différents couples (N_{pv}, C_s) qui satisfont une certaine valeur de la LPSP. Dans cette étude, nous avons fait varier la capacité de stockage, C_s , de 0.25 à 4 avec un pas de 0.25 et le nombre de modules PV formant le générateur, de 1 à 200, avec un pas de un (la puissance d'un module PV est 120 W_c), i.e. le pas du générateur PV, N_{pv} , est de 120 W_c. Un organigramme de la simulation pour la détermination des couples N_{pv} et C_s pour une certaine LPSP est montré à la figure 5-4.

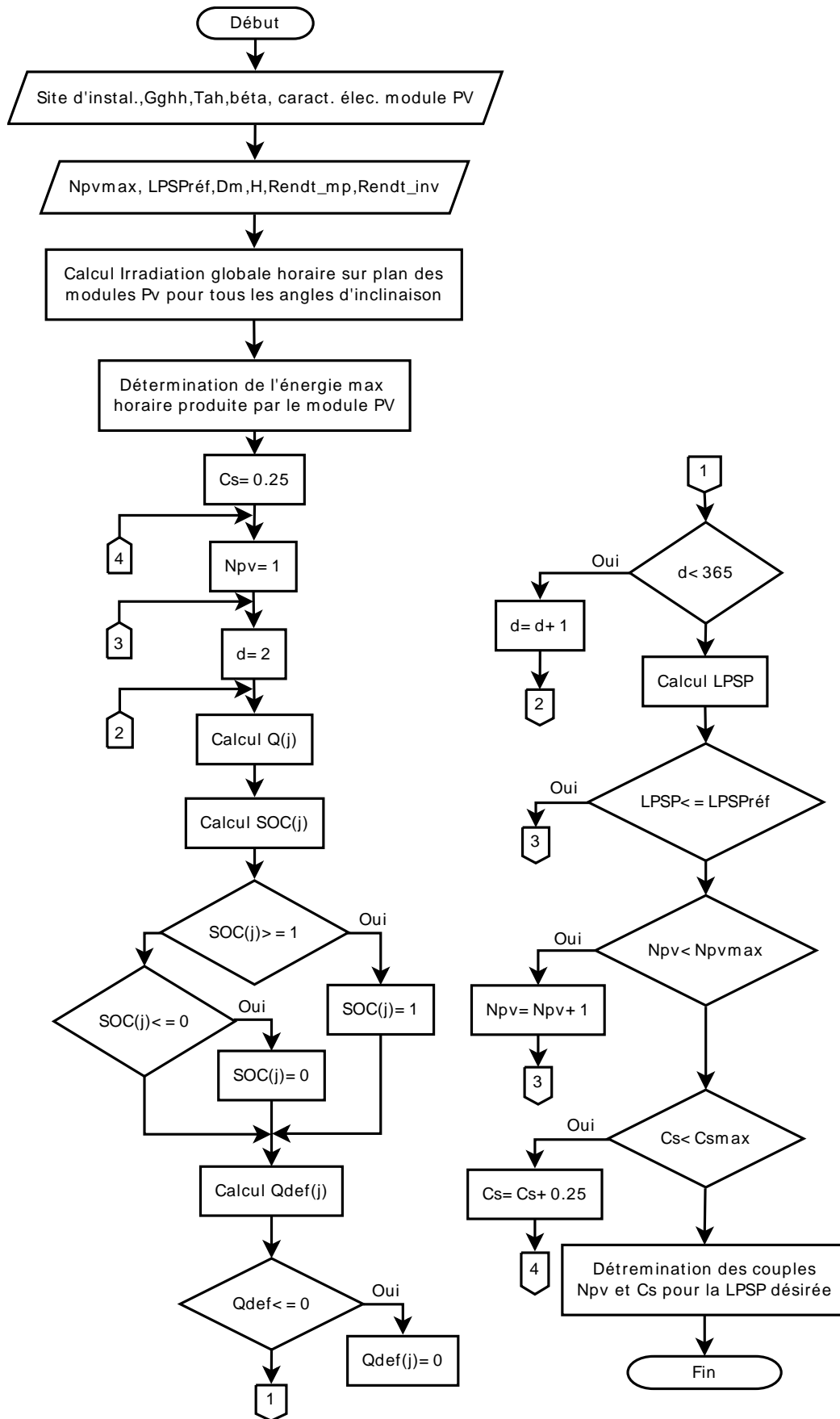


Fig. 5-4 : Organigramme pour la détermination des couples N_{pv} et C_s pour une certaine LPSP.

5.7 Modèle économique

La viabilité financière des systèmes d'énergies renouvelables vis-à-vis des options conventionnelles, électriques ou groupe électrogène diesel, pour le pompage de l'eau est la barrière principale contre sa large adoption. Dans cette partie une tentative de développer une structure simple pour une évaluation technico économique de ses systèmes est dressée. Dans cette section la structure pour l'estimation du coût des différents systèmes sur leur cycle de vie ainsi que du coût unitaire du mètre cube d'eau délivré par le système est présentée. Les hypothèses principales (de base) et les paramètres d'entrée seront discutés dans le chapitre 6.

5.7.1 Aspects généraux

L'installation de n'importe quel système de pompage exige un engagement financier à long terme, et il est important d'évaluer certains paramètres qui affectent la viabilité économique et financière du système.

Concernant les aspects techniques, le système de pompage quelque soit sa nature, doit être fiable et doit satisfaire les besoins d'approvisionnement en eau. Dans la plupart des cas, la ressource en eau peut être le paramètre principal pour déterminer le type de système de pompage approprié. Si le taux de régénération du puits (rendement) est faible, la seule possibilité est d'utiliser les petites pompes (systèmes beaucoup plus orientés vers les pompes manuelles). Dans ce cas-ci, le rendement du puits est le paramètre de limitation primaire.

Lorsqu'une ressource en eau est adéquate, i.e. un bon rendement du puits, le paramètre principal pour choisir un système de pompage mécanisé peut être la ressource énergétique, qui a un aspect économique. Pour les aérogénérateurs ou les éoliennes mécaniques, le paramètre de détermination dans le choix est la disponibilité du vent. Pour les systèmes photovoltaïques, le paramètre de détermination est la disponibilité d'un niveau d'irradiation solaire. La disponibilité du carburant dans un village éloigné et isolé des centres urbains peut être également un paramètre de détermination pour le système à groupe électrogène. La viabilité économique de tels systèmes peut être grandement affectée en raison du manque de carburant ou même dans certains cas d'entretien. Un autre paramètre important est le coût du forage ou du puits. Le forage est souvent cher dans les sites éloignés, et il est recommandé d'utiliser une pompe de plus grande capacité dans un forage de rendement élevé, plutôt qu'une petite pompe dans le même forage. Dans ce cas, la quantité d'eau pompée sera inversement proportionnelle au coût du mètre cube d'eau produit par le système. Ainsi, la source d'énergie serait le thème principal en choisissant le type de système le plus adéquat. Par conséquent, divers paramètres devraient être considérés dans les options de pompage.

Une évaluation économique est fondamentalement un moyen d'identifier laquelle des options de pompage, réalise un maximum d'avantages au moindre coût. Tous les avantages ne peuvent pas être réduits aux strictes limites monétaires ; la décision finale devrait être basée sur les impacts techniques, économiques, et autres externes.

Une évaluation économique des systèmes de pompage de l'eau est établie sur les valeurs monétaires du système, où tous les coûts (investissement, récurrent et remplacement) et

revenu produit du système sont enregistrés, basées sur la valeur actualisée de l'argent. Ces coûts sont alors évalués pour déterminer le système le plus viable comparativement à toutes les solutions de rechange disponibles. La méthode d'évaluation d'impacts externes s'applique seulement aux valeurs non monétaires qui peuvent directement ou indirectement affecter le système de pompage choisi.

5.7.2 Aspects de l'évaluation économique

Puisque choisir une alternative exige toujours une décision, une prise de décision économique peut résulter seulement si des solutions de rechange ont été établies.

La sélection d'une source d'énergie alternative pour les régions isolées dépend de plusieurs facteurs. Les facteurs principaux incluent le coût, la fiabilité et la qualité du service rendu, les heures de fonctionnement pour satisfaire la demande et la convenance de l'opération. Les solutions de rechange décentralisées les plus viables dans les régions du Sahara algérien sont les générateurs diesel, les systèmes photovoltaïques et un degré moindre l'éolien qui dépend du site d'installation (voir chapitre 3 relatif à l'estimation du potentiel énergétique solaire et éolien). Les comparaisons du moindre coût entre l'approvisionnement du réseau et les sources isolées ne sont pas faciles en raison de la quantité d'approvisionnement et de la difficulté de mesurer ces sources en terme monétaires.

D'un autre côté, les investissements dans des projets à long terme sont caractérisés par des incertitudes concernant la durée de vie du projet, les coûts de fonctionnement et de maintenance, les revenus et d'autres facteurs qui affectent les économies du projet. Parce que les valeurs futures de ces facteurs variables sont habituellement imprévisibles, il est difficile de faire des évaluations économiques fiables lorsqu'il s'agit notamment de sources d'énergies renouvelables.

5.7.3 Méthodes de l'évaluation économique

Les coûts actualisés de la pompe permettent de comparer les coûts entre différentes options. Son importance est liée au fait que certaines options nécessitent de gros investissements de départ et des frais d'exploitation et de maintenance relativement faibles, alors que d'autres présentent la situation inverse. Dans ces conditions, une analyse des coûts devra inclure le coût du financement du capital ainsi que la valeur actualisée des coûts d'exploitation, d'entretien et de remplacement sur la durée de vie prévue du système de pompage.

Afin de généraliser un système de pompage par les énergies renouvelables, son coût doit être moins élevé ou comparable aux coûts des systèmes alternatifs, plus particulièrement les systèmes diesel qui connaissent une utilisation très répandue dans les régions du sud d'Algérie. L'analyse du coût sur le cycle de vie (LCC), présentée par plusieurs auteurs [40,42,48,56,119,177], est considérée comme la méthode la plus largement adoptée pour évaluer le coût d'un système désiré. Cette analyse présente le coût global du système de pompage de l'eau comprenant tous les frais encourus au cours du cycle de vie du système, et il est utile pour comparer les coûts des différentes conceptions de système.

5.7.3.1 Analyse du coût sur le cycle de vie

Avant de faire un choix en vue d'acquérir et d'utiliser un système énergétique, il est très important d'établir un comparatif du coût sur le cycle de vie de l'option choisie et celui d'autres systèmes alternatifs devant produire le même service.

Un système de pompage durera un certain temps avant qu'il ait besoin de remplacement. Dans un système photovoltaïque, les modules devraient durer 20 ans [48,56,164], tandis que les autres composants du système (motopompe, inverseur, etc.) doivent être remplacés un certain nombre de fois que c'est nécessaire durant le cycle de vie du système. Le « cycle de vie du système » est la durée de vie des composants avec le plus long intervalle de remplacement (dans un système photovoltaïque le plus long intervalle est celui des modules PV).

Dans l'analyse du coût sur le cycle de vie du système, la valeur actuelle nette de tout le capital (équipement et installation), des coûts de remplacement et des coûts récurrents est calculée. La valeur actuelle (A_c) d'une future somme d'argent (S_a) en année donnée (n_v) à un taux d'actualisation donné (d) est exprimée par l'équation (5.19) :

$$A_c = \frac{S_a}{(1 + d)^{n_v}} \quad (5.19)$$

De ce fait, certaines données sont nécessaires pour l'évaluation du coût d'un système

- Economique
 - La période de l'analyse (habituellement égale à la vie du composant la plus longue).
 - Le taux d'actualisation.
 - Le taux d'inflation différentiel pour certains articles.
- Technique
 - Le cycle de vie de chaque composant principal en années.
- Coûts
 - Les frais financiers (capital) du système complet.
 - Les frais financiers des composants de remplacement.
 - Les coûts récurrents (entretien – réparation, exploitation, etc.).

Donc le coût sur le cycle de vie d'un système de pompage peut être calculé en utilisant l'équation suivante :

$$LCC = C_{inv} + C_{maint} + C_{rem} \quad (5.20)$$

Les frais financiers (C_{inv}), d'un système incluent les dépenses du capital initial pour les équipements, l'étude et l'installation du système. Ce coût est toujours considéré comme paiement se produisant dans l'année initiale de l'installation du système ou par annuités (dont le nombre d'annuités est égal au cycle de vie du système). Le coût de la maintenance et de l'entretien (C_{maint}), est la somme de tous les coûts programmés annuellement de fonctionnement et d'entretien. Le coût de remplacement (C_{rem}) est la somme de tous les

coûts de remplacement des équipements prévus au cours du cycle de vie du système se produisant seulement en années spécifiques.

L'objectif de cette étude est de faire une comparaison de coût relative à deux options de pompage à installer dans des régions différentes dans le sud algérien telles que définies dans le chapitre 3. Ces régions sont Béchar, Adrar, Ghardaïa et Tamanrasset. Cette étude nous permettra de définir laquelle des options est viable dans un site donné. La comparaison sera beaucoup sera donc accentuée entre le photovoltaïque et l'éolien. Cependant, dans la plupart des cas les systèmes d'énergie renouvelables de pompage de l'eau ne peuvent en aucun cas fournir autant d'eau que les systèmes conventionnels. Pour cette raison, il est nécessaire de faire des comparaisons en termes de coût unitaire d'énergie ou de mètre cube d'eau produit par les différents systèmes plutôt que l'option de pompage la moins couteuse.

Le coût unitaire du mètre cube d'eau produit par le système de pompage sur son cycle de vie (LCCM – Levelized Cost of Cubic Meter) est donné par l'expression suivante :

$$LCCM = \frac{LCC}{Q(an) \times n_v} \quad (5.21)$$

LCC : Coût sur le cycle de vie du système de pompage

$Q(an)$: Volume d'eau annuel produit par le système de pompage

n_v : Durée du cycle de vie du système de pompage en année.

Pour étudier l'effet de la configuration des systèmes d'énergies renouvelables, photovoltaïque et éolien sur les performances du système, la variation de l'angle d'inclinaison du générateur PV est prise en compte (égal à la latitude du site, ajustement saisonnier deux fois par an et ajustement saisonnier quatre fois par an) et la variation de la hauteur du moyeu pour les systèmes éoliens cela, pour chaque site considéré. La méthode d'analyse suggérée dans le cadre de ce projet est résumée par l'organigramme de la figure 5-5.

5.7.3.1.1 Coûts d'investissement ou capital investi

Les frais financiers (C_{inv}), d'un système incluent les dépenses du capital initial pour les équipements, l'étude et l'installation du système. Ce coût est toujours considéré comme paiement se produisant dans l'année initiale de l'installation du système. Il est ventilé en fonction du système utilisé.

- **Système photovoltaïque de pompage de l'eau**

Les principaux composants constituant un système photovoltaïque de pompage de l'eau sont les suivants :

- Un générateur composé de modules photovoltaïques.
- Un inverseur DC/AC.
- Un groupe motopompe, dont les caractéristiques dépendent de celles de la source d'eau.
- Une structure servant de support au générateur PV.

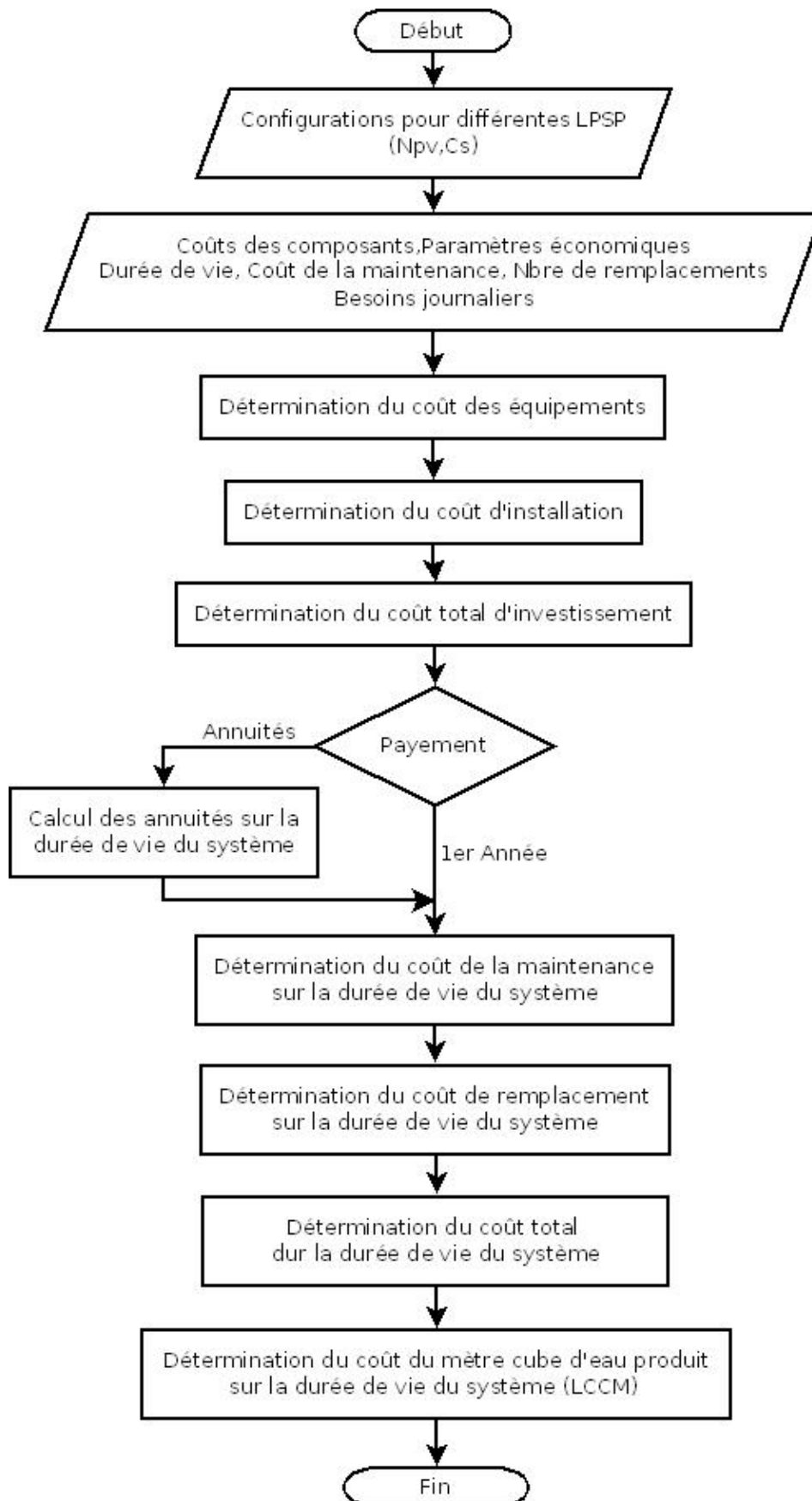


Fig. 5-5 : Organigramme de la méthode suggérée « Coût total et Coût unitaire du mètre cube d'eau sur le cycle de vie »

Malgré la chute du prix du module durant la dernière décennie (figure 5-6), il demeure toujours un des principaux éléments significatif dans la ventilation du coût total. En effet, le prix du module photovoltaïque représente autour de 50 % du coût total du système de pompage installé, constituant de ce fait un élément principal du coût d'investissement.



Fig. 5-6 : Indice des prix de détail du module PV [solarbuzz]

La figure 5-7, montre une estimation des prix des modules polycristallins commercialisés en fonction de la puissance crête.

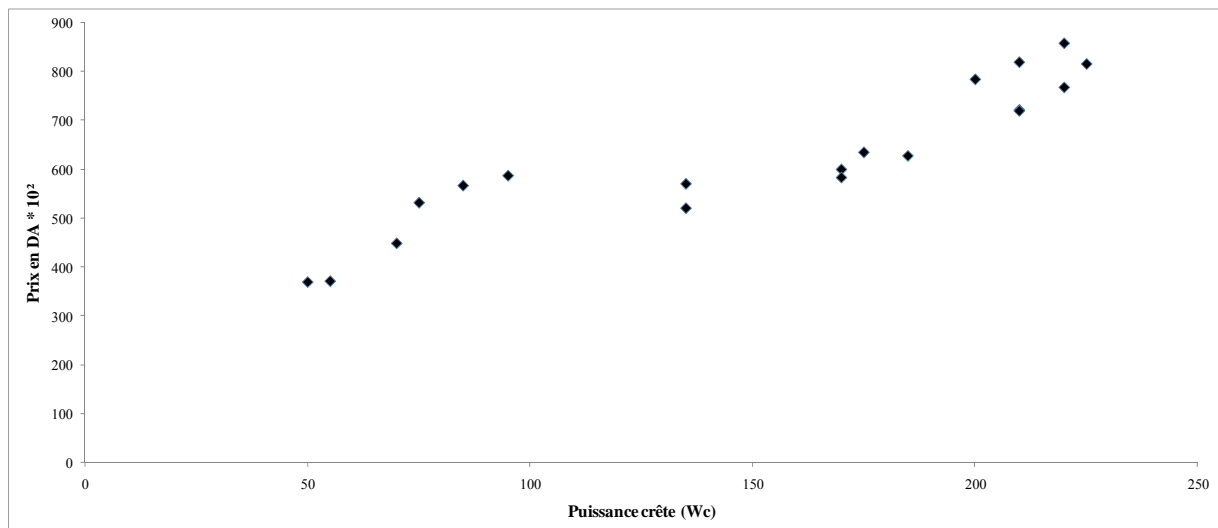


Fig. 5.7 : Estimation des prix des modules polycristallins.

- **Système éolien « aérogénérateur » pour le pompage de l'eau**

Mis à part les convertisseurs d'énergies, les systèmes éoliens pour le pompage de l'eau se composent généralement des mêmes constituants que les systèmes photovoltaïques. Nous trouvons donc :

- Un aérogénérateur, dont la hauteur du moyeu dépend des vents disponibles dans le site d'installation

- Un contrôleur
- Un inverseur
- Un groupe motopompe, dont les caractéristiques dépendent de celles de la source d'eau.

La figure 5-8, montre une estimation des prix de certains aérogénérateurs commercialisés en fonction de la puissance produite

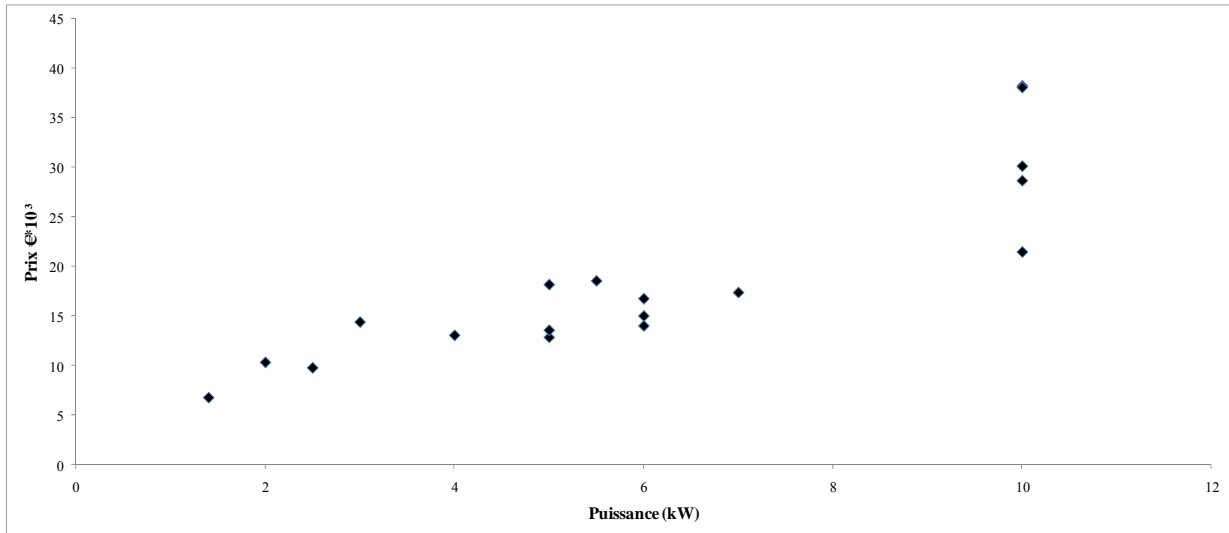


Fig. 5-8 : Estimation des prix de certains aérogénérateurs de différentes puissances existants dans le commerce.

• Groupe motopompe

L'organe commun entre les différents systèmes de pompage de l'eau est le groupe motopompe. Il est le plus souvent du type alternatif triphasé. Pour des raisons de fiabilité, de sécurité et de contrainte environnementales, ce groupe motopompe doit être submersible. La figure 5-9, montre une estimation de certains groupes motopompes en fonction de la hauteur manométrique totale et du débit nominal produit.

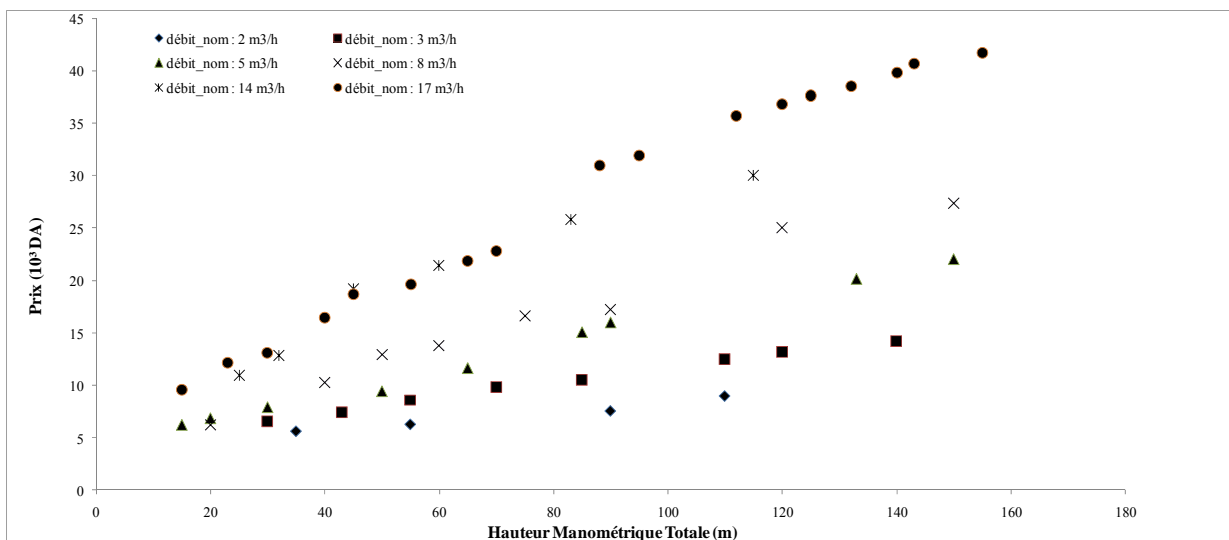


Fig. 5-9 : Estimation du prix des groupes motopompes submersibles

• **Réservoir de stockage**

Le choix du type du réservoir de stockage de l'eau dépend de la destination que prendra cette eau. Pour un approvisionnement humain, animal ou tout simplement pour l'irrigation de la parcelle de terre. La conception du réservoir et son importance a été largement commentée dans le chapitre 2.

La figure 5-10, montre une estimation des prix des différents types de réservoir (Béton, plastic – bêche à eau et en acier galvanisé) en fonction de leur capacité nominale. Etant donné le prix extrêmement élevé des réservoirs, la capacité de stockage ou la capacité nominale doit être rigoureusement sélectionnée. Nous rappelons que la détermination de la capacité de stockage du réservoir est calculée dans le dimensionnement comme expliqué dans le modèle de la fiabilité basé sur le concept de la probabilité de perte d'énergie au même titre que le nombre de modules PV constituant le générateur.

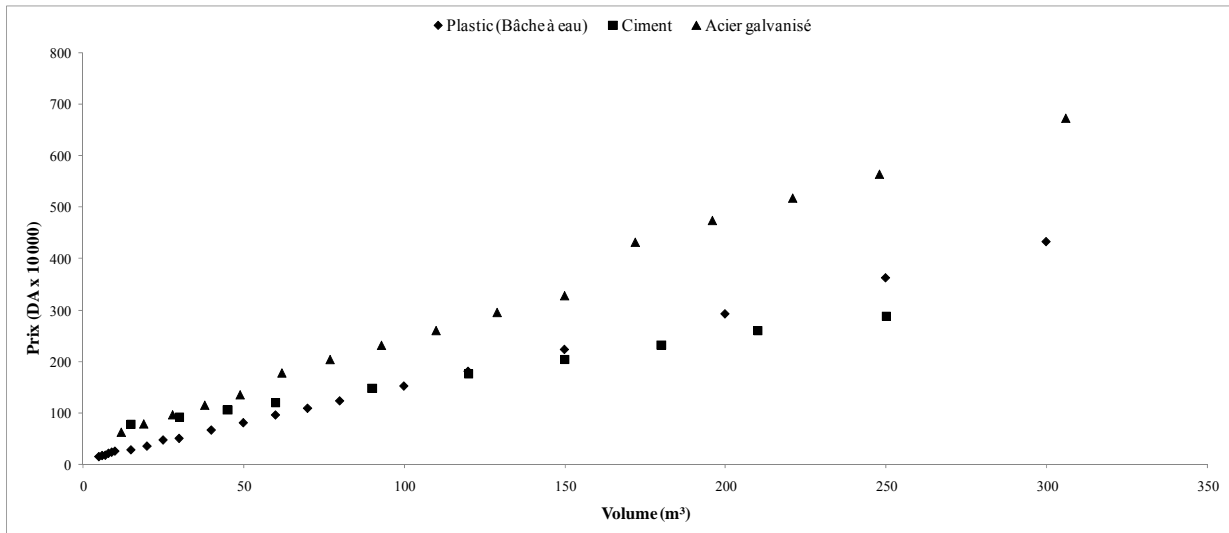


Fig. 5-10 : Estimation du prix des réservoirs en Béton, Plastic (bêche à eau) et en acier galvanisé.

5.7.3.1.2 Coûts de fonctionnement et de maintenance

Les coûts de fonctionnement et de la maintenance aussi certains coûts récurrents, sont généralement spécifiés comme un pourcentage du coût du capital initial. Tous les coûts sont soumis à un taux d'inflation annuel (e_0) et un taux d'actualisation (d).

Les coûts de fonctionnement et de maintenance sur la durée de vie (n_v années) sont exprimés par les équations 5.22 et 5.23 [48] [119].

$$C_{maint} = M_0 \times \left(\frac{1 + e_0}{d - e_0} \right) \left[1 - \left(\frac{1 + e_0}{1 + d} \right)^{n_v} \right] \text{ si } d \neq e_0 \tag{5.22}$$

$$C_{maint} = M_0 \times N \text{ si } d = e_0 \tag{5.23}$$

M_0 étant le coût de fonctionnement et d'entretien durant la première année.

5.7.3.1.3 Coûts de remplacement

Outre les coûts de remplacement des convertisseurs d'énergies tels que le générateur photovoltaïque et l'aérogénérateur (système éolien) qui sont considérés comme nuls, leur durée de vie étant supposée égale à 20 ans, les coûts de remplacement concernent particulièrement les inverseurs (conditionnement de puissance) et le groupe motopompe, dont les durées de vie sont inférieures à celle du convertisseur d'énergie, ce qui nécessite leur remplacement périodique.

Le coût de remplacement de chaque composant du système est principalement fonction du nombre de remplacements sur la durée de vie, sa valeur actualisée est donnée par l'équation suivante [142]:

$$C_{rem} = C_u \times \sum_{j=1}^n \left(\frac{1 + e_1}{1 + d} \right)^{((n_v \times j) / (n+1))} \quad (5.24)$$

C_u : Coût unitaire du composant à remplacer

e_1 : Taux d'inflation des coûts des composants de remplacement

n : Nombre de remplacement sur le cycle de vie du système

5.7.3.2 Analyse de sensibilité

Les prix des divers composants constituant le système, l'insolation, le taux d'inflation, le taux d'escompte, les coûts d'exploitation et du travail changent avec le temps et l'endroit d'application. Leur valeur affecte directement la viabilité du système de pompage. Une étude économique conduite pour une certaine localisation à un temps particulier ne peut pas être applicable pour d'autres localisations ou d'autres conditions. Pour généraliser les résultats pour différentes circonstances, l'effet de ces paramètres sera étudié dans le prochain chapitre.

5.8 Conclusion

La méthodologie d'optimisation du système de pompage de l'eau est présentée dans ce chapitre. Cette méthodologie est basée sur le concept de la probabilité de perte d'énergie (LPSP) et le modèle économique développé en utilisant le modèle du coût du mètre cube d'eau produit sur le cycle de vie du système (LCCM).

En utilisant ce concept, nous avons évalué un ensemble de configurations du système, satisfaisant la demande avec la fiabilité désirée. L'optimisation du système consiste à choisir la configuration, N_{pv} et C_s , nombre de modules PV et capacité de stockage respectivement, représentant le coût minimal.

Les résultats de la simulation des différentes configurations menant à l'optimisation des systèmes de pompage de l'eau par les deux sources d'énergies, solaire et éolien, ainsi que de l'analyse économique par l'approche du coût du mètre cube d'eau produit sur le cycle de vie des systèmes sont présentés dans le prochain chapitre.

Chapitre 6

Résultats et discussions

6.1 Introduction

Une bonne performance d'un système autonome est apparentée à un dimensionnement correct. La tâche du dimensionnement d'un système photovoltaïque dans cette étude, consiste à trouver le nombre de modules PV constituant le générateur et la capacité de stockage qui concordent parfaitement avec la demande (les besoins en eau) et le potentiel énergétique pour une probabilité de perte d'énergie (LPSP) ou fiabilité spécifique. Pour atteindre ce but, un programme de calcul a été développé pour simuler le fonctionnement d'un système autonome avec une demande en eau telle que montrée sur la figure 6-1.

Les besoins en eau considérés dans cette simulation s'élèvent à 60 mètres cube à satisfaire quotidiennement ($21\,900\text{ m}^3/\text{an}$) à partir d'un puits dont la hauteur manométrique totale est de 45 mètres.

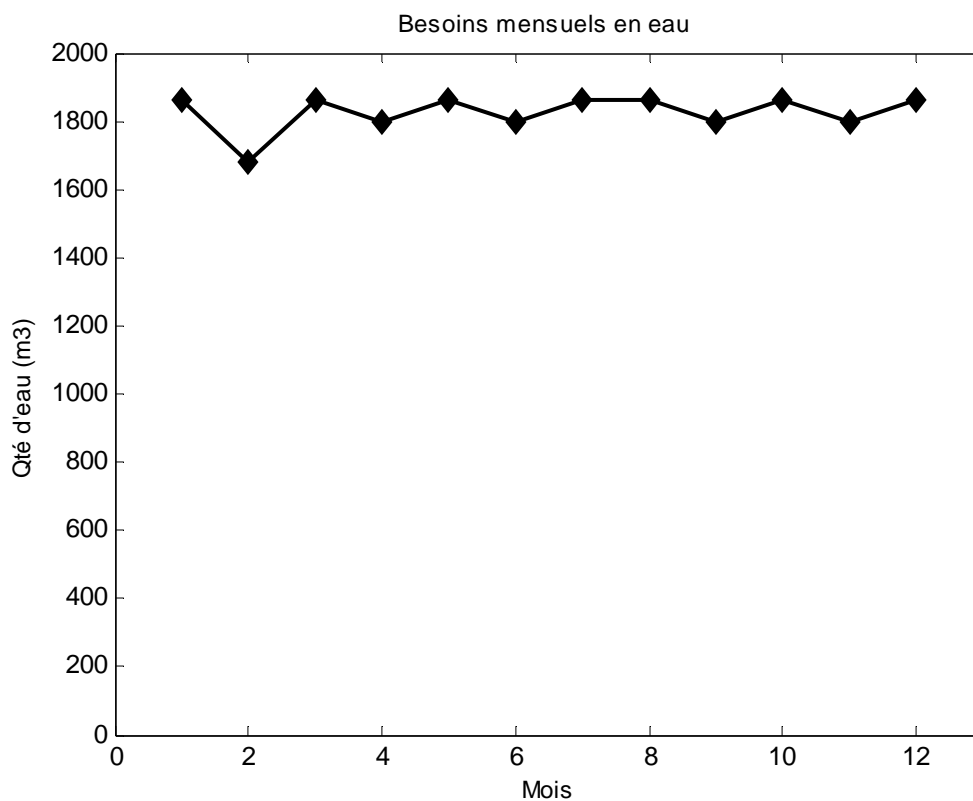


Fig. 6-1 : Les besoins mensuels en eau

La période de la simulation s'étend sur une année en utilisant les données horaires de l'irradiation globale, de la vitesse du vent et de la température ambiante. L'emploi des données horaires a permis une analyse plus fine du comportement des systèmes photovoltaïque et éolien que celles habituellement utilisées dans la conception, où on utilise plutôt des moyennes journalières annuelles. La recherche de l'angle d'inclinaison optimal du générateur PV est effectuée en faisant varier manuellement l'orientation. Trois angles d'inclinaison ont été retenus ; angle d'inclinaison égal à la latitude du site, angle d'inclinaison

ajusté deux fois par an et enfin angle d'inclinaison ajusté quatre fois par an. Concernant le système éolien (aérogénérateur) dont le résultat de la simulation servira à comparaître les quantités d'eau produite par les deux systèmes énergétiques, la hauteur du mât est variée de 12 à 24 m suivant le site.

La simulation s'est portée plus particulièrement sur deux paramètres de dimensionnement qui sont ; la taille du générateur photovoltaïque, i.e. le nombre de modules PV constituant le générateur PV et la capacité de stockage. Toutes les relations liant ces deux paramètres avec la probabilité de perte d'énergie (LPSP) et le coût du mètre cube d'eau produit pour les différentes LPSP (0.1, 0.05, 0.01, 0.00) sont analysées. La procédure est alors appliquée pour obtenir les courbes d'auto satisfaction, i.e. le nombre de modules PV comme une fonction de la capacité de stockage, pour les quatre LPSP. Cette approche a été retenue pour les quatre sites (Béchar, Adrar, Ghardaïa et Tamanrasset), considérés comme représentatifs du sud algérien. Dans ce qui suit les principaux résultats de la simulation sont présentés.

6.2 Modèle de la fiabilité selon le concept de la probabilité de perte d'énergie

En utilisant ce modèle, plusieurs simulations ont été réalisées en se basant sur les différents scénarios de la fiabilité (LPSP) exigée du système énergétique. Le nombre de modules PV du générateur est dans l'intervalle 1 – 200, avec un pas de 01 module. La puissance crête de chaque module PV est de 120 W_c. La capacité de stockage est définie comme étant la capacité nominale sur le volume demandé. Elle est de 0.25 à 4, avec un pas de 0.25. Plusieurs variables sont calculés durant la simulation du comportement du système. Cependant il est intéressant d'étudier l'impact des différents paramètres sur le dimensionnement du système d'une part, et sur la quantité d'eau produite d'autre part.

6.2.1 Influence de la capacité de stockage sur la configuration du système

Les résultats de la simulation présentés dans les figures 6-2 à 6-5 relatives aux sites de Béchar, Adrar, Ghardaïa et Tamanrasset, montrent les courbes d'auto satisfaction désignant la configuration du système en fonction d'une certaine fiabilité. Chaque point d'une courbe d'auto satisfaction représente une certaine configuration c'est-à-dire le nombre de modules PV et la capacité de stockage (N_{pv} , C_s). L'ensemble des points d'une même courbe correspond à des configurations pour lesquelles nous avons une même probabilité de perte d'énergie.

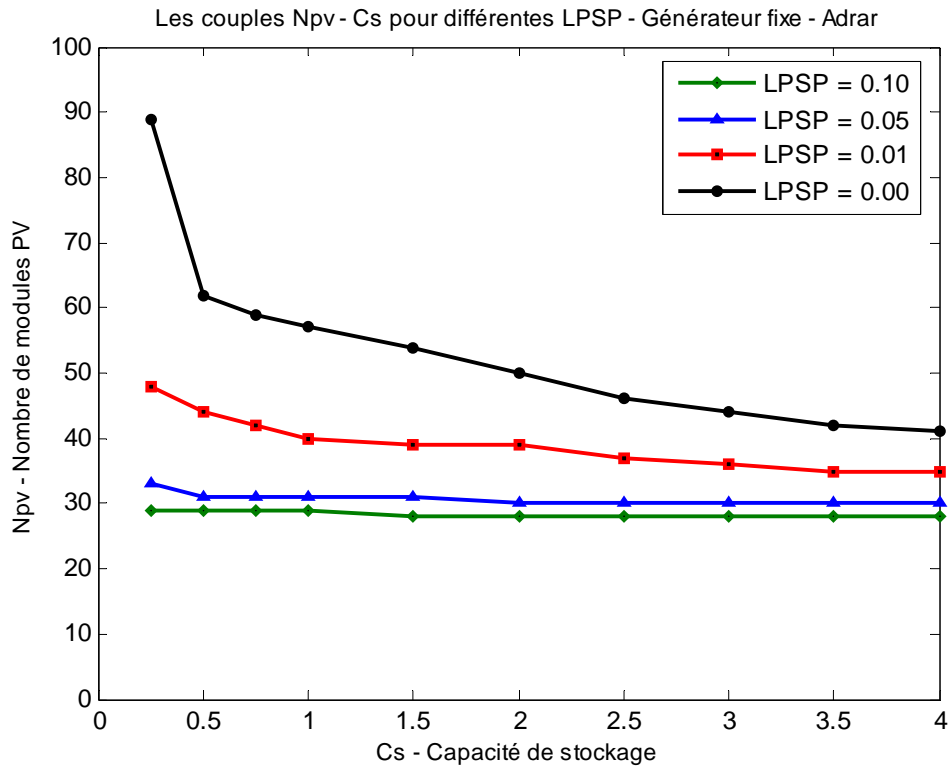


Fig. 6-2 : Influence de la capacité de stockage sur la configuration du système – Angle d’inclinaison du générateur fixe – Site Adrar

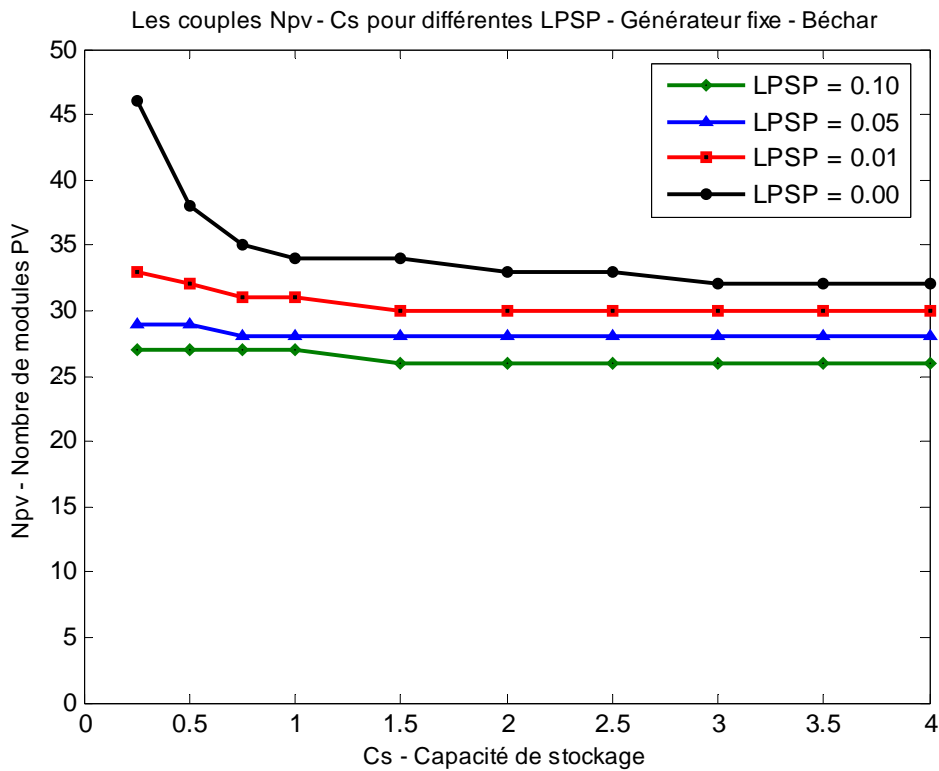


Fig. 6-3 : Influence de la capacité de stockage sur la configuration du système – Angle d’inclinaison du générateur fixe – Site Béchar

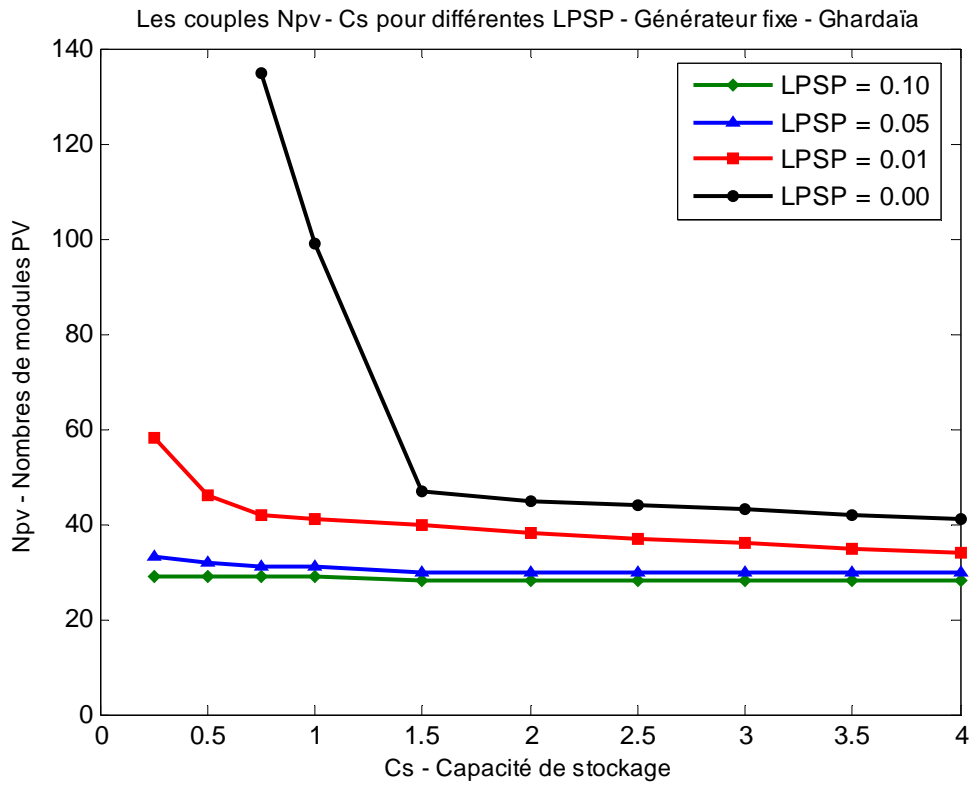


Fig. 6-4 : Influence de la capacité de stockage sur la configuration du système – Angle d’inclinaison du générateur fixe – Site Ghardaïa

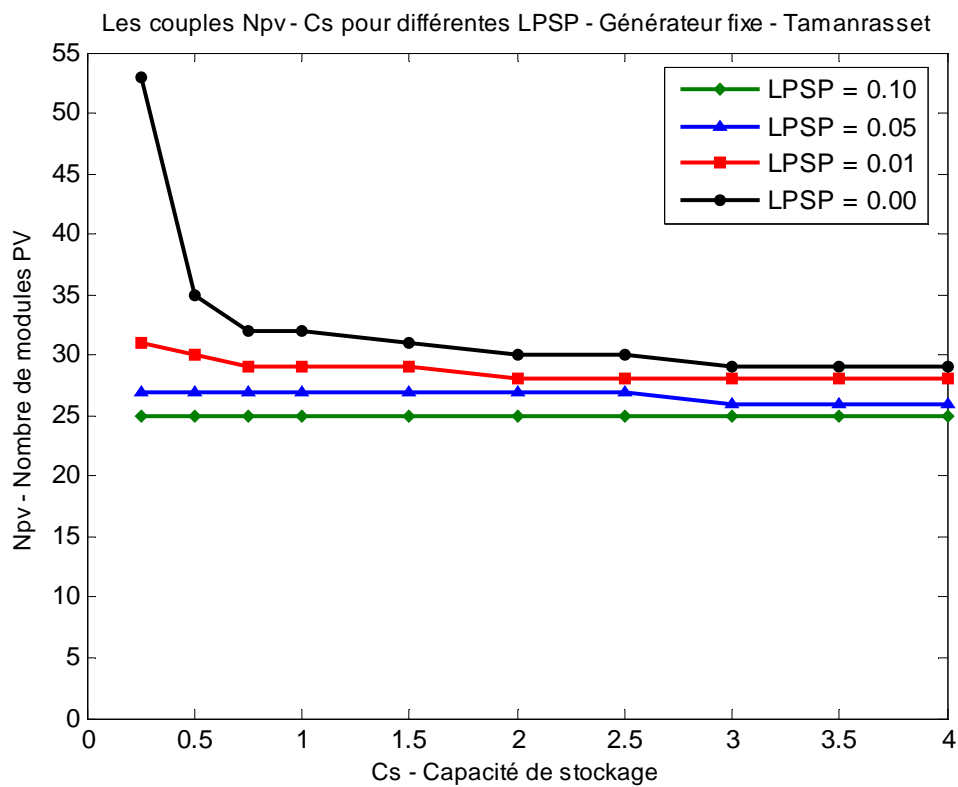


Fig. 6-5 : Influence de la capacité de stockage sur la configuration du système – Angle d’inclinaison du générateur fixe – Site Tamanrasset

Sur les graphes nous remarquons des courbes correspondantes à une $LPSP = 0.00$. Elles sont appelées courbes d'autonomie du système. Chaque point de cette courbe représente un couple (N_{pv}, C_s) qui assure une autonomie complète du système de pompage.

Chaque courbe divise le plan en deux zones distinctes. Dans la région au dessous de la courbe, les grandes valeurs de la $LPSP$ impliqueraient les conditions de déficit. Par contre, la région au dessus de la courbe avec des faibles $LPSP$ montrent les conditions du surdimensionnement.

Nous pouvons remarquer que pour les faibles capacités de stockage, il y a plus de déficit d'eau à combler par un apport plus grand en modules PV pour satisfaire les besoins. Par exemple pour le site d'Adrar, pour une $LPSP = 0.00$, la paire $(N_{pv}, C_s) = (89, 0.25)$ indique que pour atteindre la fiabilité proposée, la taille du générateur sera grande et celle du réservoir petite. D'un autre côté pour la même fiabilité, la paire $(N_{pv}, C_s) = (54, 1.5)$ mène à un générateur PV plus réduit et un plus grand réservoir.

Nous constatons que pour une capacité donnée, le nombre de modules PV (N_{pv}) varie très peu, ainsi ce paramètre peut être considéré comme indépendant de la capacité de stockage. Par conséquent, il ne semble pas nécessaire de choisir un système ayant une capacité de stockage supérieure à 1.5 ($C_s > 1.5$) car au-delà, l'influence du stockage sur la surface du générateur devient négligeable.

Malgré que les sites soient situés au sud, nous constatons une différence significative entre le nombre de modules PV proposés pour une certaine $LPSP$, plus particulièrement pour les faibles capacités de stockage (C_s).

6.2.2 Influence de la $LPSP$ sur la configuration du système.

Les résultats de la simulation présentés dans les figures 6-6 à 6-9, montrent clairement la dépendance de la taille du système avec la probabilité de perte d'énergie ($LPSP$).

Les courbes présentées dans ces figures sont caractérisées par deux parties distinctes ; une partie correspondant aux faibles valeurs de la $LPSP$, elle est caractérisée par une variation importante du nombre de modules PV en fonction de la $LPSP$.

Dans la deuxième partie, le nombre de module PV (N_{pv}) diminue graduellement avec l'augmentation de la $LPSP$. Pour tous les sites, nous pouvons remarquer que les courbes peuvent être divisées en trois groupes en fonction de la $LPSP$. Pour le premier groupe dont la $LPSP$ varie de 0.00 à 0.01, le nombre de module varie significativement d'une capacité de stockage à une autre. Pour le deuxième groupe dont la $LPSP$ varie de 0.01 à 0.05, nous remarquons une faible variation du nombre de modules PV. Par contre, concernant le troisième groupe dont la $LPSP$ varie de 0.05 à 0.1, les courbes sont pratiquement confondues pour toutes les capacités de stockage

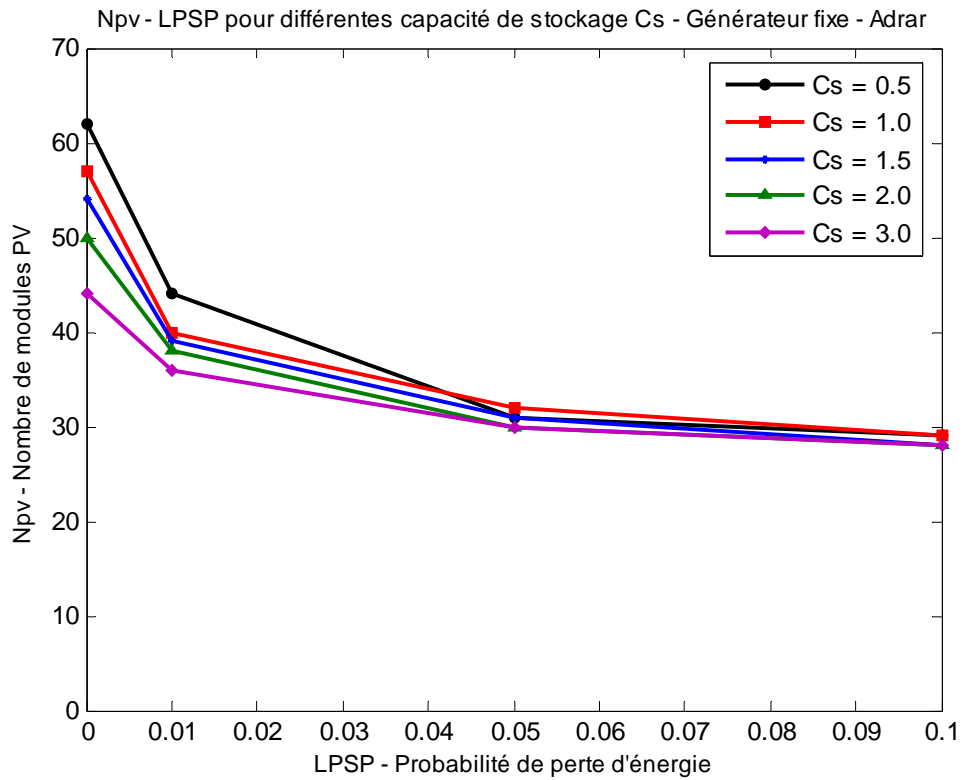


Fig. 6-6 : Influence de la LPSP sur la configuration du système
Générateur fixe – Site Adrar

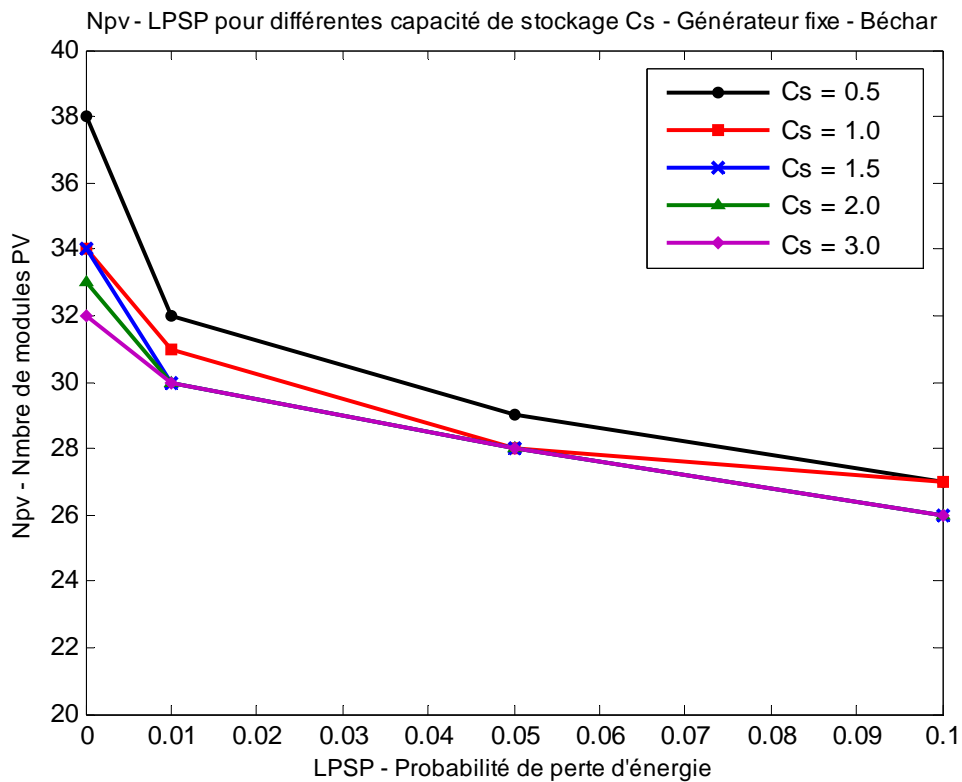


Fig. 6-7 : Influence de la LPSP sur la configuration du système
Générateur fixe – Site Béchar

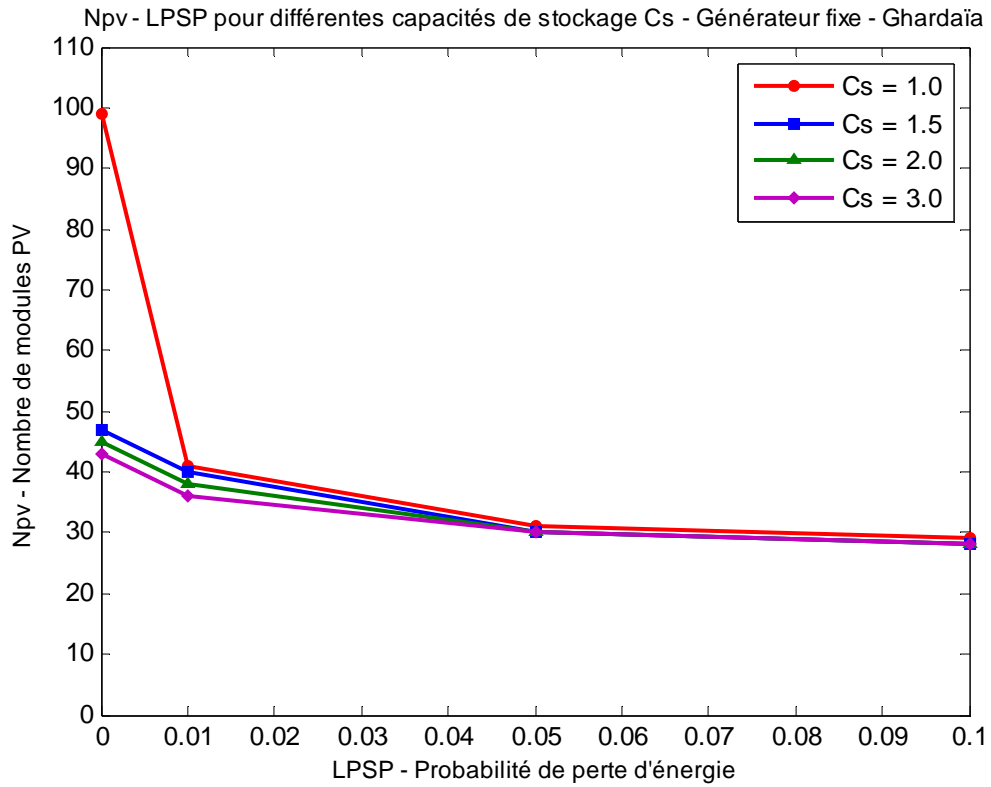


Fig. 6-8 : Influence de la LPSP sur la configuration du système
Générateur fixe – Site Ghardaïa

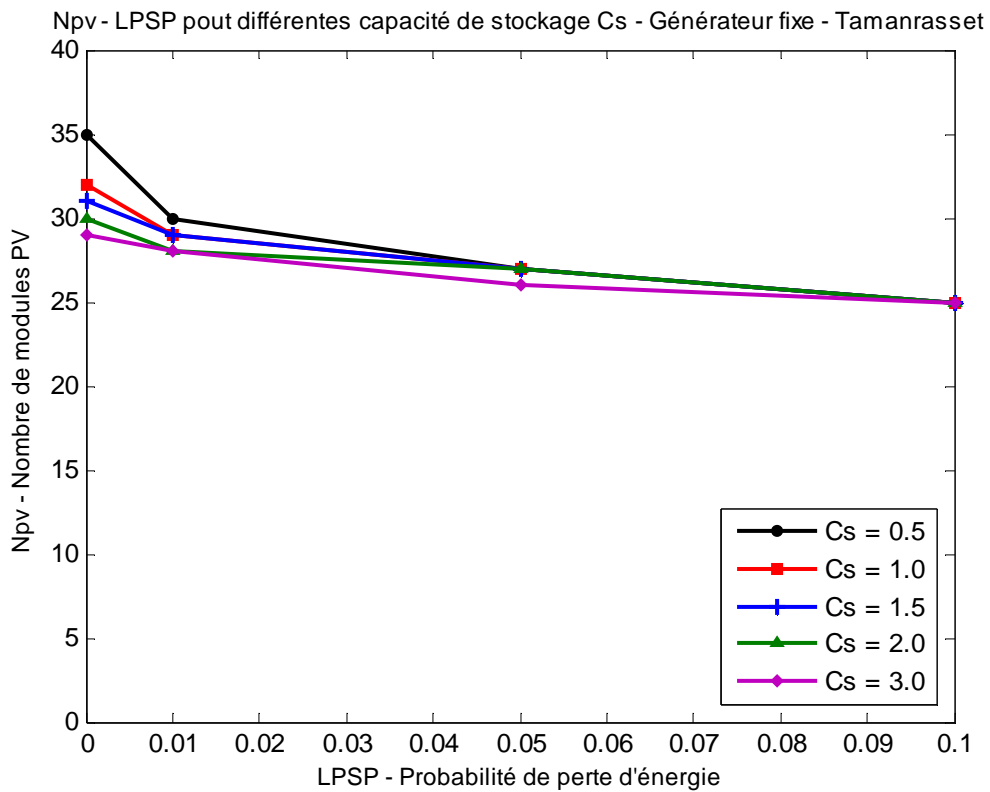


Fig. 6-9 : Influence de la LPSP sur la configuration du système
Générateur fixe – Site Tamanrasset

6.2.3 Influence de la hauteur manométrique totale sur la configuration du système

La hauteur de pompage constitue un paramètre important pour la configuration du système. Vu que l'énergie hydraulique est proportionnelle avec la hauteur, il en est de même pour l'énergie produite par le générateur photovoltaïque. Les figures 6-10 et 6-11 montrent l'influence de la hauteur manométrique totale sur la configuration du système.

Nous remarquons sur la figure 6-10 concernant le site d'Adrar, que pour une hauteur de 15 mètres, le nombre de modules PV (N_{pv}) nécessaire pour satisfaire les mêmes besoins pour la même fiabilité (LPSP = 0.00) et pour la même capacité de stockage ($C_s = 0.25$) est de 31 contre 89 pour une hauteur de 45 mètres (situation de base).

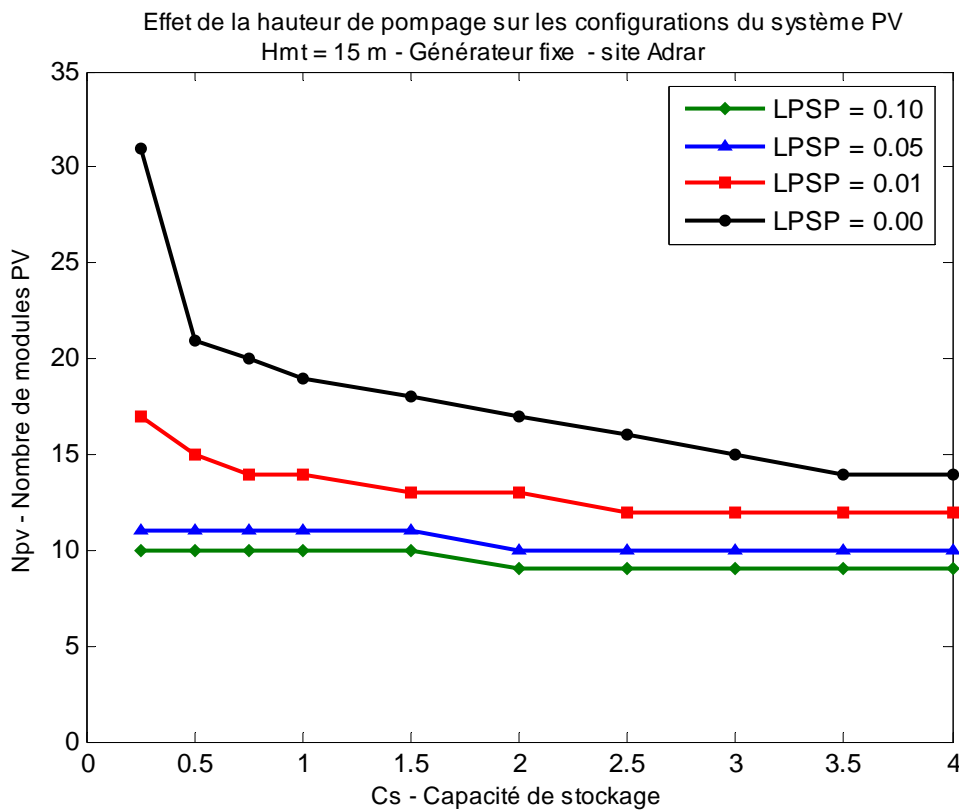


Fig. 6-10 : Influence de la hauteur manométrique totale sur la configuration du système. Hmt = 15 m – Générateur fixe – Adrar

Sur la figure 6-11 concernant le site de Ghardaïa, nous remarquons que pour une hauteur manométrique totale de 15 m, pour une capacité de stockage égale à l'unité ($C_s = 1$) et une LPSP = 0.00, le nombre de modules PV nécessaire est de 31, contre 99 modules PV pour les conditions de base (hauteur = 45 m). Pour des LPSP de 0.05 et 0.10, nous remarquons que les courbes sont pratiquement confondues.

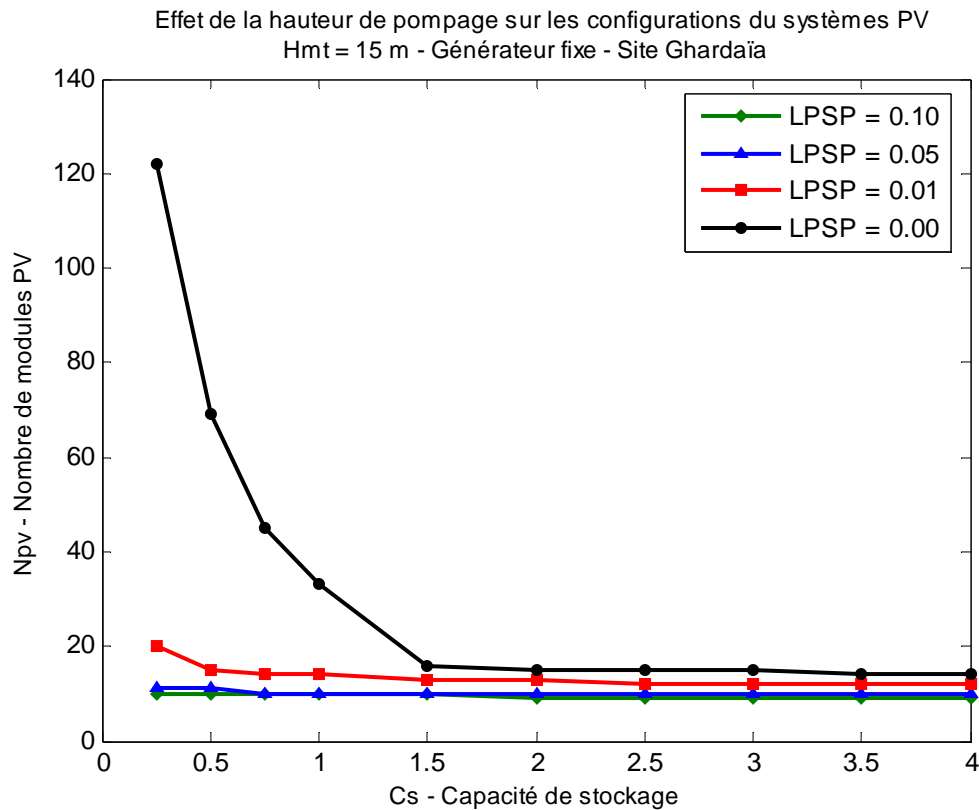


Fig. 6-11 : Influence de la hauteur manométrique totale sur la configuration du système. Hmt = 15 m – Générateur fixe – Ghardaïa

6.2.4 Quantité d'eau produite par le système pour les différentes configurations

Suivant le nombre de modules PV (N_{pv}) calculé pour les différentes capacités de stockage (C_s) devant assurer les besoins en eau pour une certaine probabilité de perte d'énergie, les quantités d'eau pouvant être produites mensuellement sont calculées, comme montré sur les figures 6-12 à 6-15 concernant les quatre sites sélectionnés.

Nous remarquons d'après les résultats que toute la demande est satisfaite pour une $LPSP = 0.00$ et cela quelque soit la capacité de stockage et le site d'installation. Pour une $LPSP = 0.01$ et une capacité de stockage égal à l'unité ($C_s = 1$), pour le site d'Adrar (figure 6.12), le déficit concerne le mois de Décembre considéré comme le mois le plus défavorable du point de vue potentiel énergétique solaire. Pour une $LPSP = 0.05$, le déficit concerne particulièrement les mois de janvier, février et le mois de décembre.

Le tableau 6.1, résume les quantités d'eau produites annuellement par le système pour $C_s = 1$ et pour différentes $LPSP$ (site d'Adrar).

Tableau 6.1 : Quantité d'eau produite annuellement par le système PV –
Générateur fixe - Adrar

LPSP	0.10	0.05	0.01	0.00	Besoins
Qté /An (m^3)	20 047	21 430	27 652	39 404	21 900

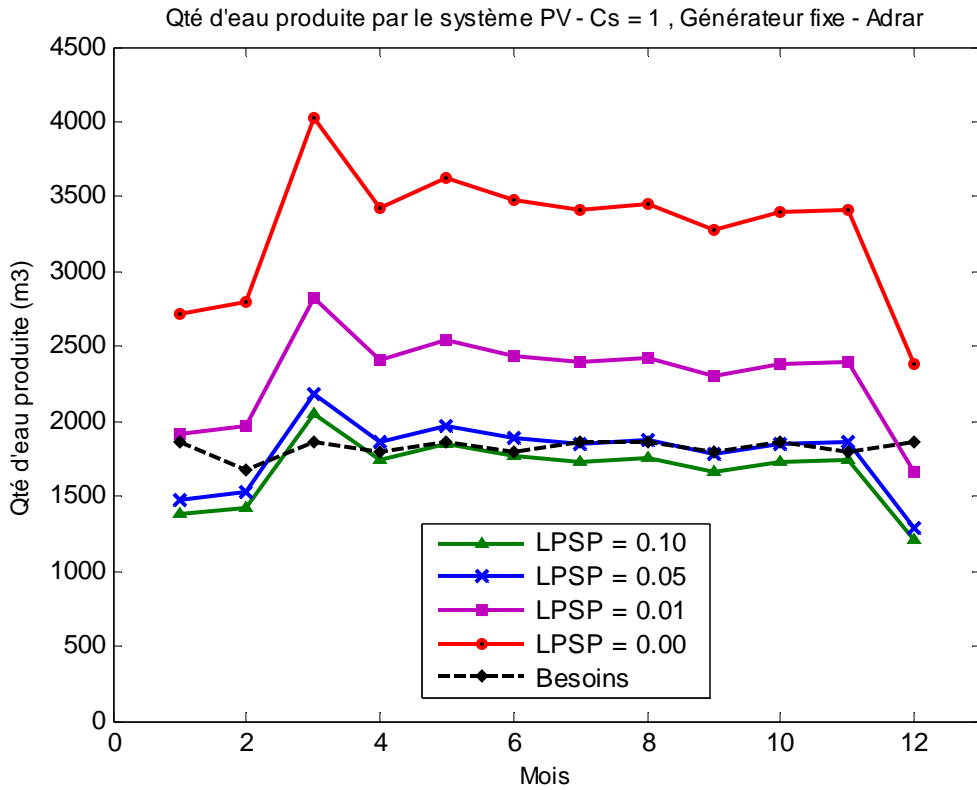


Fig. 6-12 : Quantité d'eau produite par le système PV – Cs = 1
Générateur Fixe – Site Adrar

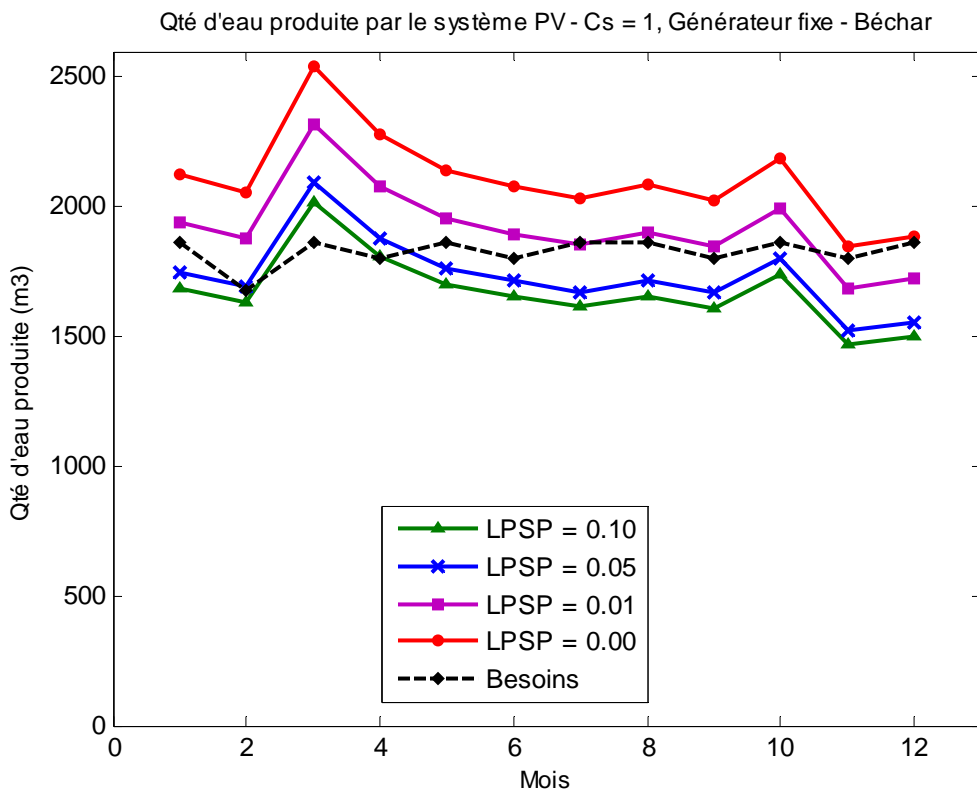


Fig. 6-13 : Quantité d'eau produite par le système PV – Cs = 1
Générateur Fixe – Site Béchar

Concernant le site de Béchar dont les quantités produites par le système PV sont représentées dans la figure 6-13. Nous remarquons que pour une LPSP = 0.01, le système assure une autonomie totale (tout le besoin est satisfait). Pour une LPSP = 0.10, nous remarquons un déficit au niveau des mois de novembre et décembre où il y a un faible potentiel énergétique. Pour une LPSP = 0.05, le déficit mensuel est plus répétitif, pratiquement 9 mois sur l'année.

Le tableau 6.2, résume les quantités d'eau produites annuellement par le système pour $C_s = 1$ et pour différentes LPSP (site de Béchar).

Tableau 6.2 : Quantité d'eau produite annuellement par le système PV –
Générateur fixe - Béchar

LPSP	0.10	0.05	0.01	0.00	Besoins
Qté /An (m^3)	20 085	20 829	23 060	25 292	21 900

La figure 6-14 montre les quantités d'eau produites mensuellement par le système PV, pour $C_s = 1$ et différentes LPSP relatives au site de Ghardaïa.

Nous remarquons pour une LPSP = 0.00, une quantité annuelle trop importante (68 073) par rapport aux besoins annuels (21 900). Cela est dû, au grand nombre de modules PV devant assurer une LPSP = 0.00, se répercutant ainsi sur la quantité d'eau produite par le système, conduisant ainsi à un surdimensionnement. Pour une LPSP = 0.01, nous enregistrons une quantité annuelle pouvant satisfaire la demande avec un faible déficit au mois de janvier.

Le tableau 6.3, résume les quantités d'eau produites annuellement par le système, pour $C_s=1$ et pour différentes LPSP (site de Ghardaïa).

Tableau 6.3 : Quantité d'eau produite annuellement par le système PV –
Générateur fixe - Ghardaïa

LPSP	0.10	0.05	0.01	0.00	Besoins
Qté /An (m^3)	19 941	21 316	28 192	68 073	21 900

Concernant le site de Tamanrasset, la figure 6-15 montre les quantités d'eau produite mensuellement par le système PV, pour $C_s = 1$ et pour différentes LPSP. Comme pour les autres sites, nous remarquons que pour une LPSP = 0.00, le système assure une autonomie totale (tout le besoin est satisfait). Pour une LPSP = 0.01, un déficit est enregistré au mois de décembre. Pour une LPSP = 0.05, le déficit concerne presque la moitié de l'année.

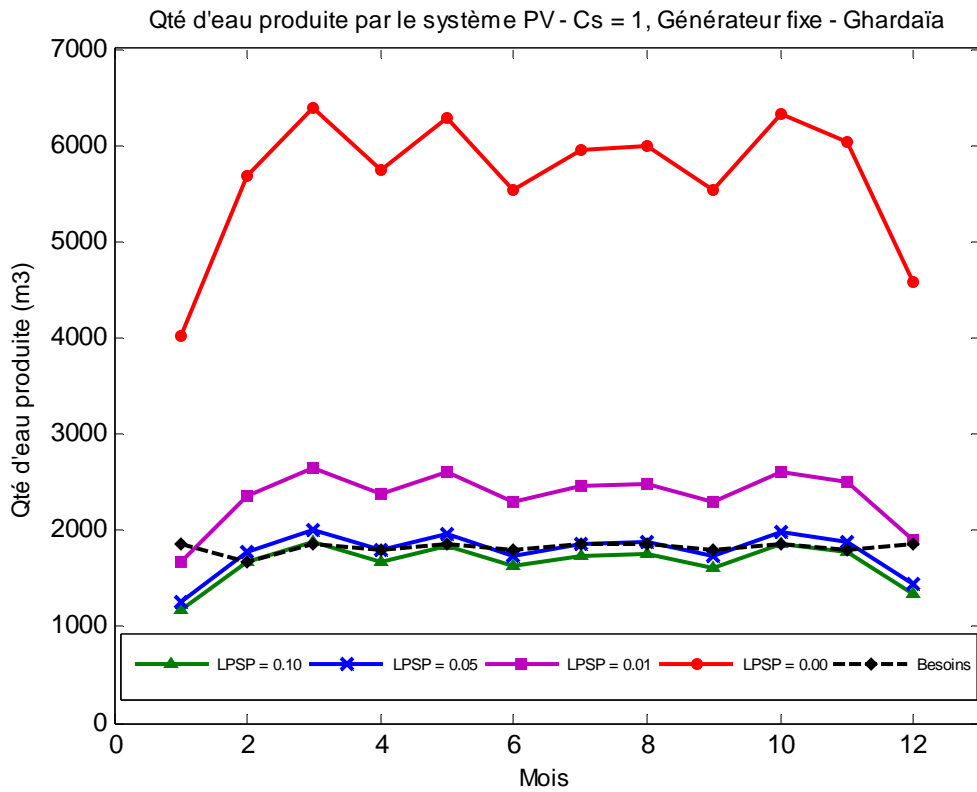


Fig. 6-14 : Quantité d'eau produite par le système PV – $C_s = 1$
Générateur Fixe – Site Ghardaïa

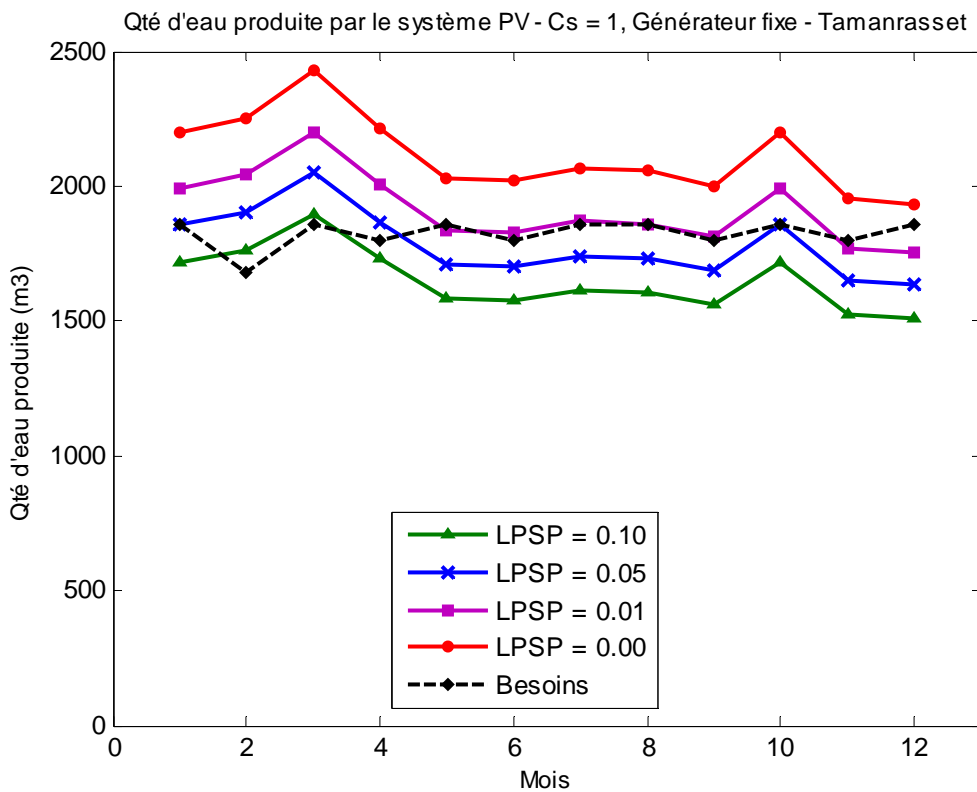


Fig. 6-15 : Quantité d'eau produite par le système PV – $C_s = 1$
Générateur Fixe – Site Tamanrasset

Le tableau 6.4, résume les quantités d'eau produites annuellement par le système, pour $C_s=1$ et pour différentes LPSP (site de Tamanrasset).

Tableau 6.4 : Quantité d'eau produite annuellement par le système PV –
Générateur fixe - Tamanrasset

LPSP	0.10	0.05	0.01	0.00	Besoins
Qté /An (m^3)	19 941	21 316	28 192	68 073	21 900

6.2.5 Effet de la variation de l'angle d'inclinaison sur la quantité d'eau produite par le système photovoltaïque

Les figures 6-16 et 6-17 montrent l'effet d'un ajustement saisonnier de l'angle d'inclinaison du générateur PV quatre fois par an concernant les sites Adrar et Béchar. Nous remarquons une amélioration de la quantité d'eau produite au niveau de tous les sites concernés.

La figure 6-16, montre l'effet de la variation de l'angle d'inclinaison du générateur PV sur les quantités produites concernant le site d'Adrar. Il y a une légère amélioration de la quantité produite annuellement, 28 249 m^3 contre 27 652 m^3 pour une LPSP = 0.01 et 39 548 m^3 contre 39 404 m^3 pour une LPSP = 0.00. Par contre une légère diminution pour les LPSP = 0.05 et LPSP = 0.10.

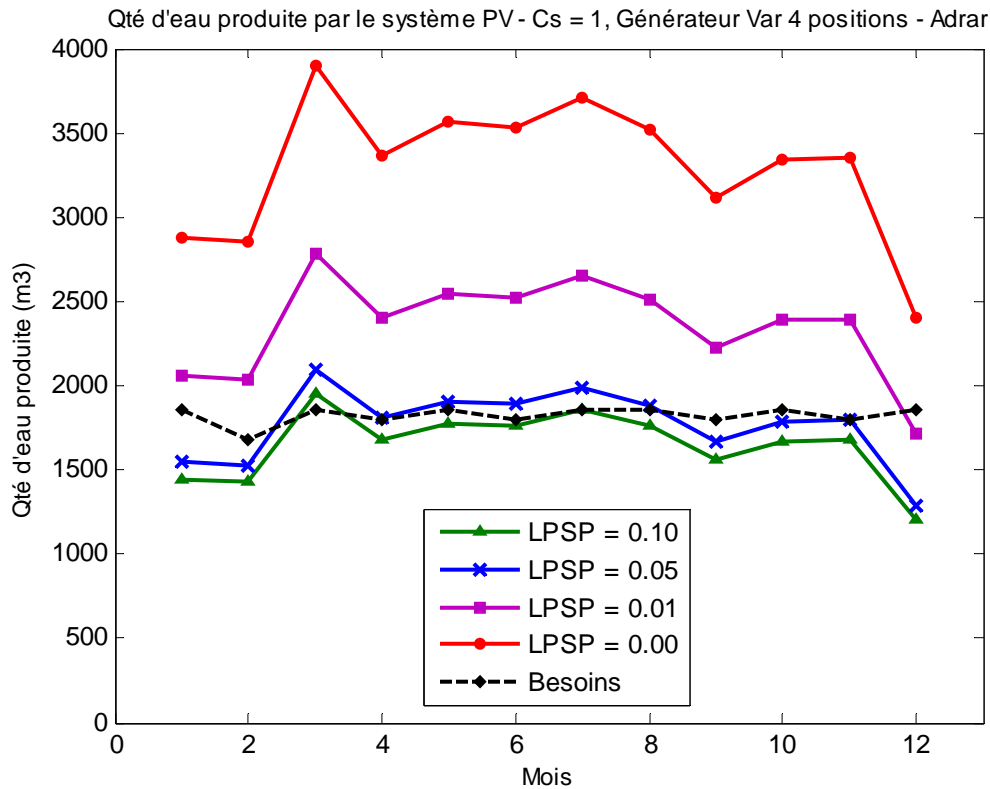


Fig. 6-16 : Quantité d'eau produite par le système PV – $C_s = 1$
angle d'inclinaison du générateur variable 4 fois par an – Site Adrar

Le tableau 6.5, résume les quantités d'eau produites annuellement par le système PV (site Adrar), pour $C_s = 1$ et pour différentes LPSP et un ajustement de l'angle d'inclinaison quatre fois par an.

Tableau 6.5 : Quantité d'eau produite annuellement par le système PV – Générateur Variable 4 fois par an – Adrar.

LPSP	0.10	0.05	0.01	0.00	Besoins
Qté /An (m^3)	19 774	21 187	28 249	39 548	21 900

La figure 6-17 et le tableau 6-6 relatifs au site de Béchar, montrent une sensible augmentation de la quantité d'eau produite par le système de pompage, sous l'effet d'un ajustement saisonnier de l'angle d'inclinaison du générateur PV de quatre fois par an et cela, pour toutes les LPSP par rapport à un système dont l'angle d'inclinaison du générateur PV est fixe toute l'année (angle d'inclinaison égal à la latitude du lieu).

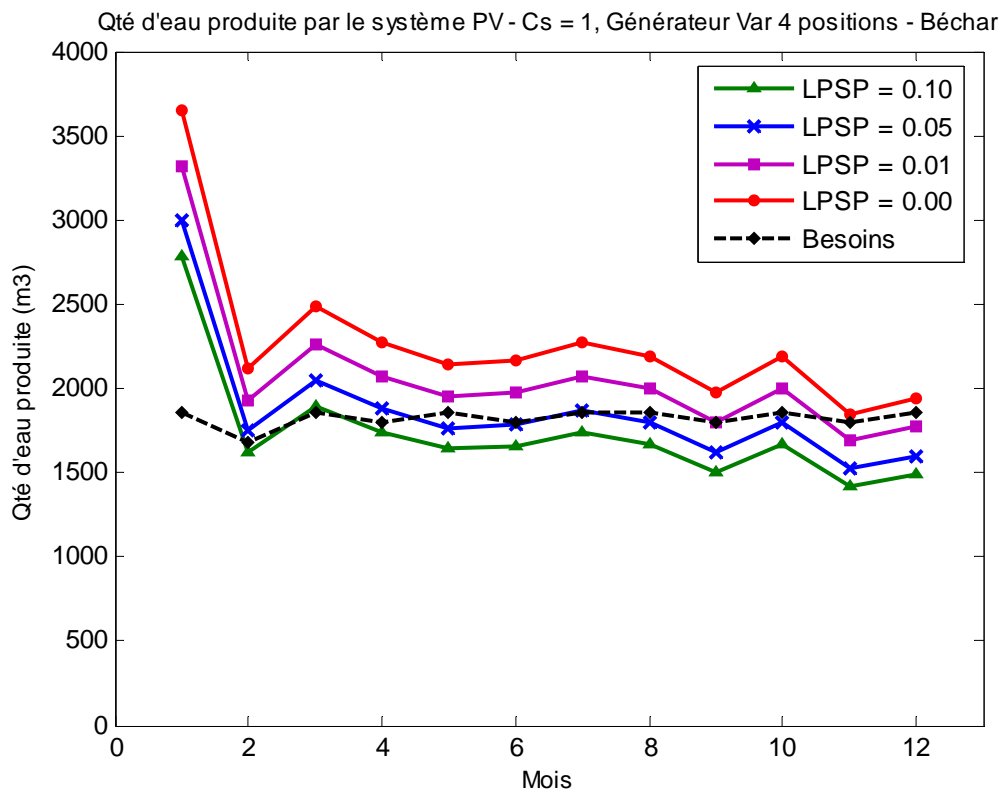


Fig. 6-17 : Quantité d'eau produite par le système PV – $C_s = 1$, angle d'inclinaison du générateur variable 4 fois par an – Site Béchar.

Tableau 6.6 : Quantité d'eau produite annuellement par le système PV – Générateur Variable 4 fois par an – Béchar.

LPSP	0.10	0.05	0.01	0.00	Besoins
Qté /An (m^3)	20 833	22 435	24 839	27 242	21 900

6.3 Quantité d'eau produite par énergie éolienne

La qualité potentielle solaire ou éolienne dans un site candidat est un des paramètres les plus importants définissant l'énergie et le convertisseur d'énergie (système) approprié ainsi que son dimensionnement. Les figures 6-18 à 6-22, montrent les quantités d'eau qui peuvent être produites par un aérogénérateur type « Fortis - Montana » d'une puissance de 5 000 Watts.

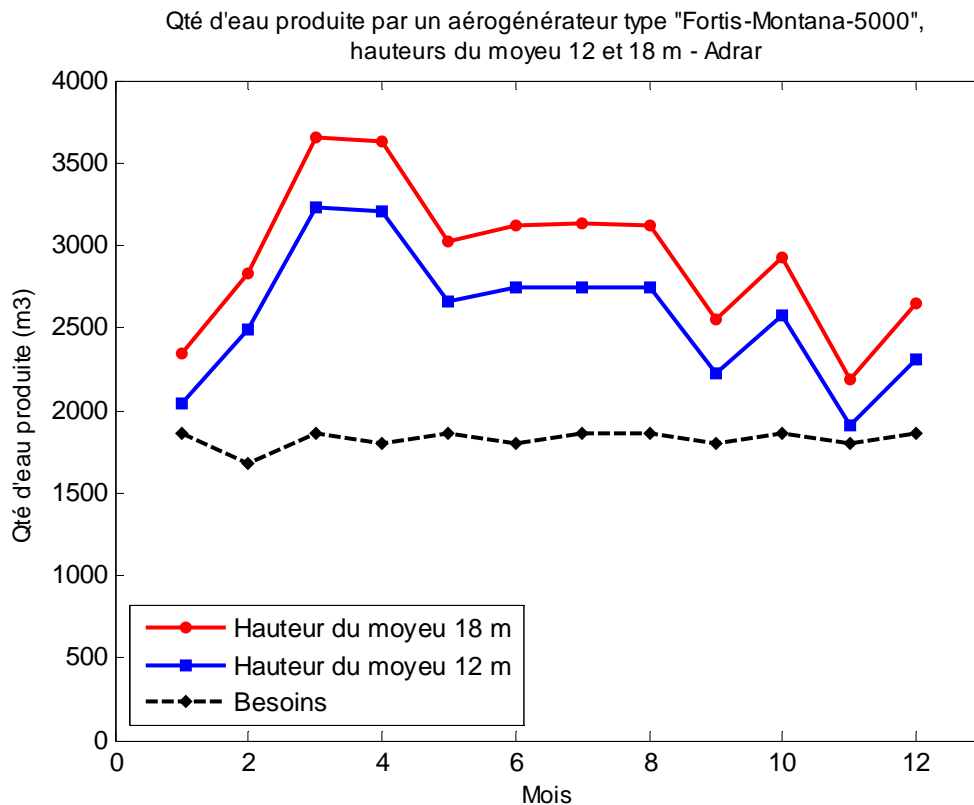


Fig. 6-18 : Quantités d'eau produites par un aérogénérateur type « Fortis – Montana – 5000 », hauteurs du moyeu 12 et 18 m, site Adrar.

Nous pouvons remarquer qu'outre le site d'Adrar, bénéficiant d'un potentiel énergétique éolien modéré, les autres sites ne sont pas du tout appropriés pour ce genre de système. Malgré le fait d'augmenter en hauteur pour avoir un maximum de densité de puissance, le déficit étant trop important.

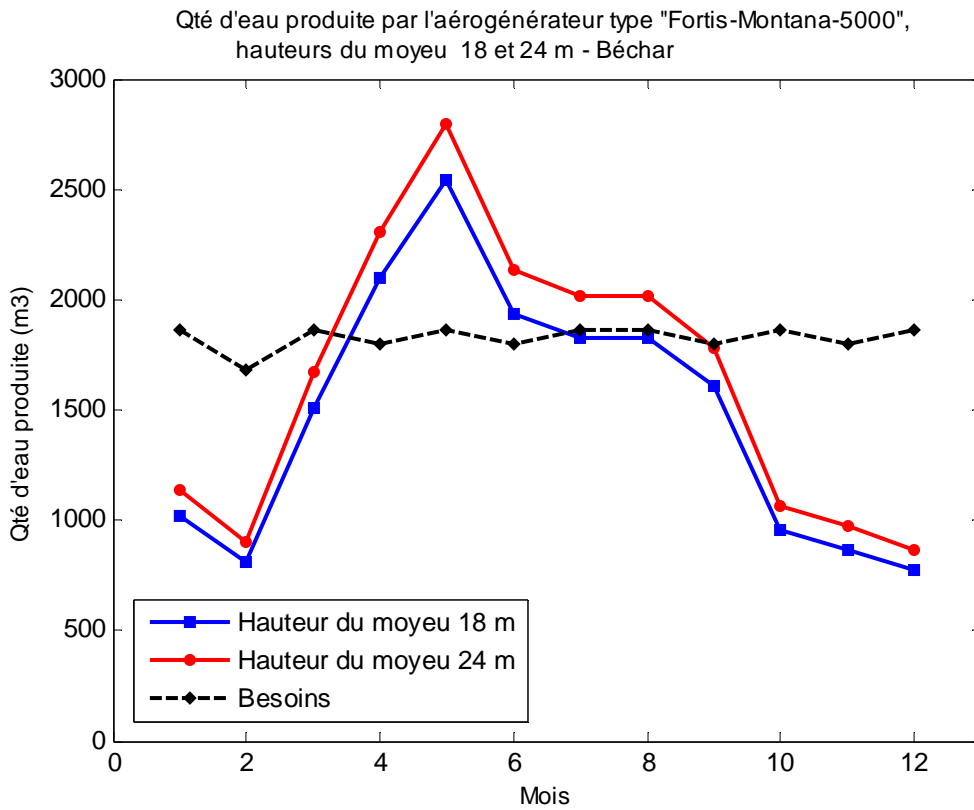


Fig. 6-19 : Quantités d'eau produites par un aérogénérateur type « Fortis – Montana – 5000 », hauteurs du moyeu 18 et 24 m, site Béchar.

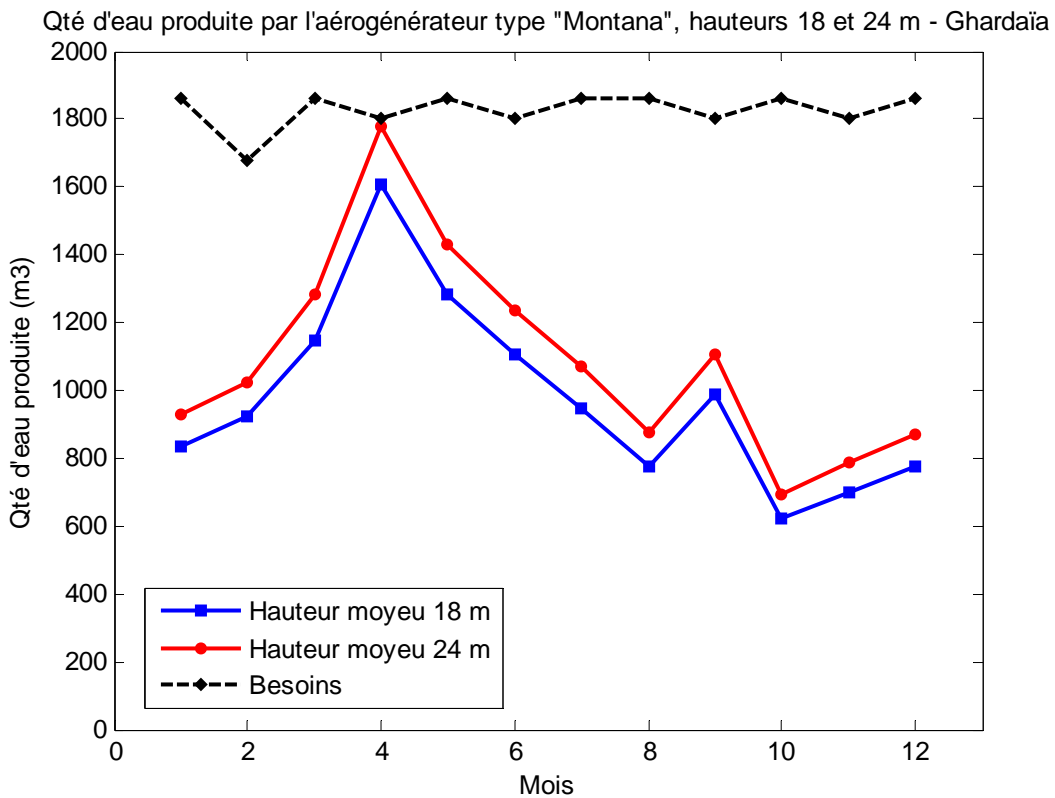


Fig. 6-20 : Quantités d'eau produites par un aérogénérateur type « Fortis – Montana – 5000 », hauteurs du moyeu 18 et 24 m, site Ghardaïa.

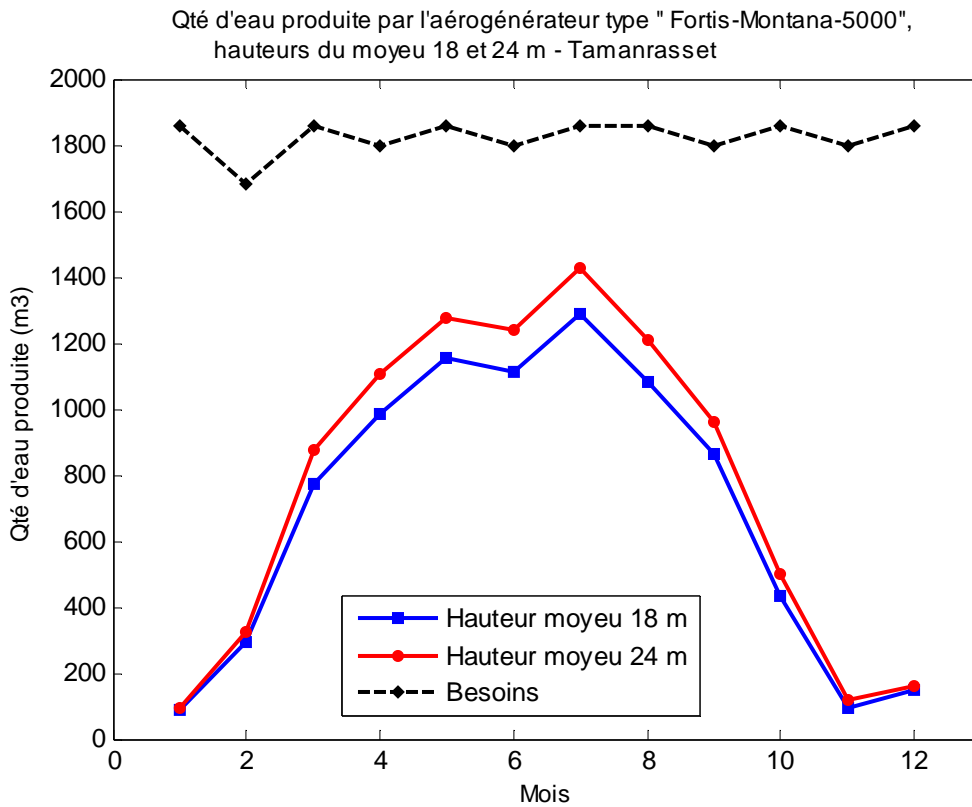


Fig. 6-21 : Quantités d'eau produites par un aérogénérateur type « Fortis – Montana – 5000 », hauteurs du moyeu 18 et 24 m, site Tamanrasset.

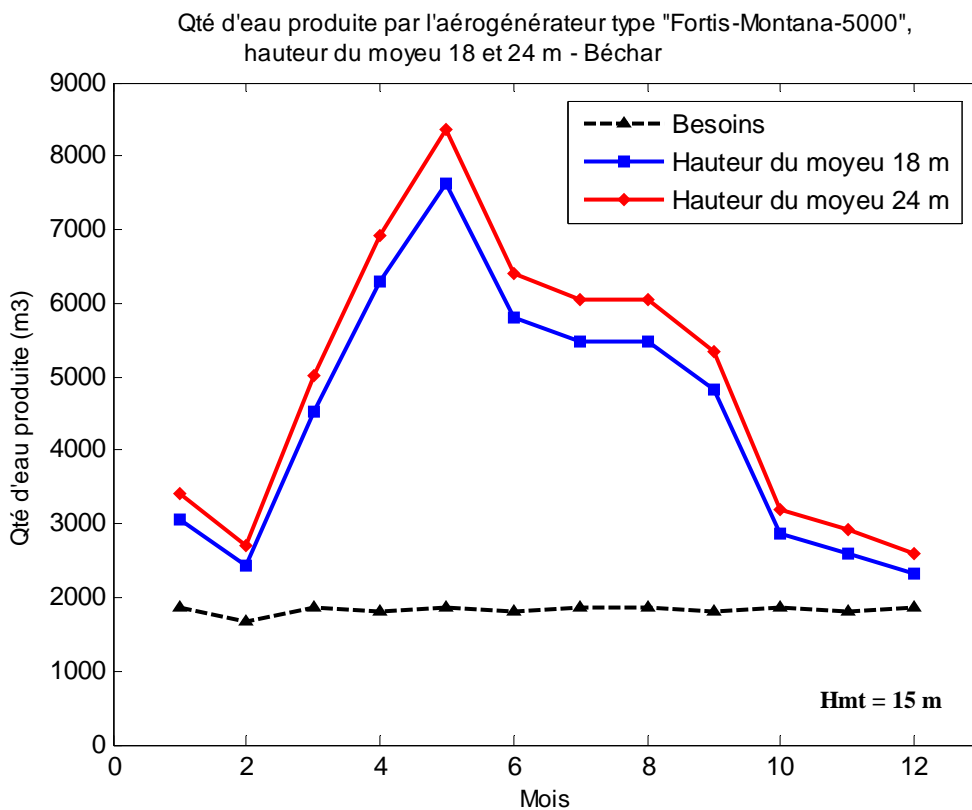


Fig. 6-22 : Quantités d'eau produites par un aérogénérateur type « Fortis – Montana – 5000 », hauteurs du moyeu 18 et 24 m, Béchar - Hmt = 15 m.

La figure 6-22 montre les quantités d'eau qui peuvent être produites mensuellement par le même aérogénérateur type « Fortis-Montana 5 000 Watts mais pour une hauteur manométrique totale égale à 15 m. Nous pouvons remarquer que les besoins peuvent être satisfaites dans ces conditions.

L'analyse économique pour déterminer le coût du mètre cube d'eau produit par le système PV sur sa durée de vie, ainsi qu'une comparaison économique entre les deux systèmes de pompage photovoltaïque et éolien particulièrement pour le site d'Adrar, feront l'objet de la prochaine section.

6.4 Modèle économique selon l'approche du coût du mètre cube d'eau produit sur la durée de vie du système

Après la détermination des courbes d'auto satisfactions donnant la configuration physique du système de pompage de l'eau pour les différentes probabilités de perte d'énergie, la seconde étape concerne l'optimisation du système du point de vue économique. Le travail consiste donc à choisir, parmi l'ensemble de configurations satisfaisant la LPSP désirée, la configuration qui présente le coût minimal.

Le modèle économique est utilisé selon le concept du coût sur la durée de vie (LCC) et du coût unitaire du mètre cube d'eau produit sur le cycle de vie du système de pompage (LCCM – Levelized Cost of Cubic Meter) où plusieurs simulations sont effectuées.

6.4.1 Systèmes étudiés et les paramètres d'entrée

Les systèmes de pompage étudiés dans ce travail sont particulièrement, les systèmes photovoltaïques et les systèmes éoliens (aérogénérateurs).

Les paramètres d'entrée utilisés pour l'évaluation économique sont les suivants : les coûts estimatifs des différents composants constituant les systèmes, les besoins journaliers, les taux d'escompte et d'inflation, la durée de vie des systèmes de pompage PV et éolien, les valeurs de récupération, les coûts de la maintenance et d'entretien ainsi que les coûts de remplacement de certains sous ensemble.

La période d'analyse est supposée égale à 20 ans à un taux d'actualisation de 10 % et un taux d'inflation de 5 % concernant les coûts de la maintenance et du remplacement des différents équipements. Le tableau 6.7 présente les paramètres d'entrée pour une évaluation économique.

Tableau 6.7 : Valeurs de base des paramètres d'entrée utilisées pour l'évaluation technico économique du système d'énergies renouvelables autonomes :

Paramètres d'entrée	Unité	Valeur
Coût de la maintenance annuelle comme fraction du coût d'investissement	Fraction	0.01
Besoins journaliers	m ³	60
Taux d'actualisation	Fraction	0.10
Taux d'inflation	Fraction	0.05
Durée de vie de la maintenance et de l'entretien	Année	20
Durée de vie du générateur PV	Année	20
Durée de vie de l'aérogénérateur	Année	20
Durée de vie de l'inverseur	Année	10
Durée de vie du contrôleur	Année	10
Durée de vie du groupe motopompe	Année	10
Valeur de récupération		0

Le coût de l'installation des systèmes (génie civil, assemblage des structures, installation du groupe motopompe à l'intérieur du puits, mise en marche, etc.) est supposé égal à 3 % du coût total des équipements. Le coût de la maintenance des équipements lors de la première année est pris égal à 1 % du coût total des équipements. Les valeurs de récupération pour tous les composants des deux systèmes de pompage sont supposées être égales à 0.

Les sous-systèmes tels que les conditionneurs d'énergie (contrôleur et inverseur) ainsi que le groupe motopompe sont remplacé après une période de 10 ans.

Le tableau 6.8 présente les coûts des équipements des deux systèmes de pompage d'eau ; photovoltaïque et éolien (aérogénérateur).

Tableau 6.8 : Coûts des équipements du système PV et éolien

Système de pompage	Coûts des équipements en 10 ³ DA)
Photovoltaïque	2 445
Eolien (aérogénérateur)	1 692

Afin de préserver la qualité de l'eau pour un approvisionnement de la population en eau potable, le réservoir choisi est du type en ciment, de forme évasée et aérien.

6.4.2 Influence de la capacité de stockage sur le coût du mètre cube

Les résultats relatifs à la variation du coût du mètre cube d'eau produit par le système photovoltaïque de pompage sont présentés dans la figure 6-23 concernant les sites d'Adrar et Ghardaïa.

Ces résultats montrent une nette augmentation du coût du mètre cube d'eau proportionnellement avec la capacité de stockage du réservoir à partir de $C_s = 1$, i.e. la capacité nominale du réservoir est égale à la demande journalière et cela, pour les deux sites

d'Adrar et de Ghardaïa. Pour une probabilité de perte d'énergie (LPSP) égale à 0.01, la figure montre une configuration optimale pour une capacité de stockage du réservoir de 0.5 avec un coût du mètre cube d'eau égal à 10.02 DA pour le site d'Adrar ($N_{pv} = 43$; $C_s = 0.5$). Une capacité de stockage de 3 entraîne une augmentation du coût de 25 %. Pour le site de Ghardaïa, la configuration optimale est obtenue pour le couple ($N_{pv} = 39$; $C_s = 0.75$), le coût du mètre cube d'eau est égal à 9.86 DA. Nous pouvons aussi remarquer, qu'au-delà de la capacité de stockage $C_s = 1$, les deux courbes de coûts (Adrar et Ghardaïa) sont presque confondues.

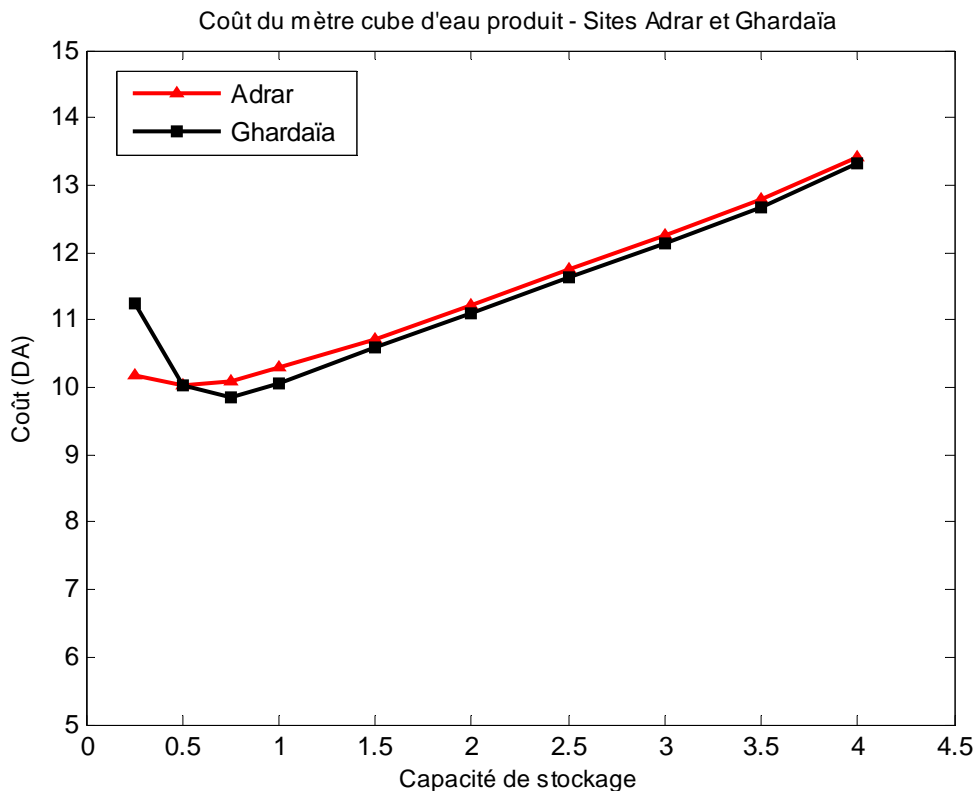


Fig. 6-23 : Coût du mètre cube d'eau produit sur le cycle de vie du système pour une LPSP = 0.01 – Sites Adrar et Ghardaïa

Vu le coût élevé des réservoirs de stockage une attention particulière doit leur être accordée, et une utilisation optimale s'impose. Nous constatons sur la figure 6-23, que le réservoir de stockage dans les systèmes d'énergies renouvelables présente un élément déterminant du coût du mètre cube d'eau produit.

6.4.3 Influence de la Probabilité de perte d'énergie (LPSP) sur le coût du mètre cube

La méthode proposée consiste en la détermination du coût du mètre cube d'eau produit par le système pour les différentes probabilités de perte d'énergie. La figure 6-24, montre l'influence de la LPSP sur le coût du mètre cube d'eau produit.

En effet, nous pouvons voir que le coût est inversement proportionnel à la LPSP. Une plus grande fiabilité exige un coût élevé. Pour une LPSP égale à 0.01, le coût du mètre cube d'eau

est de 10.02 ($C_s = 0.5$). Le coût chute de 15 % environ pour une LPSP égale à 0.05 est de 18 % pour une LPSP égale à 0.1.

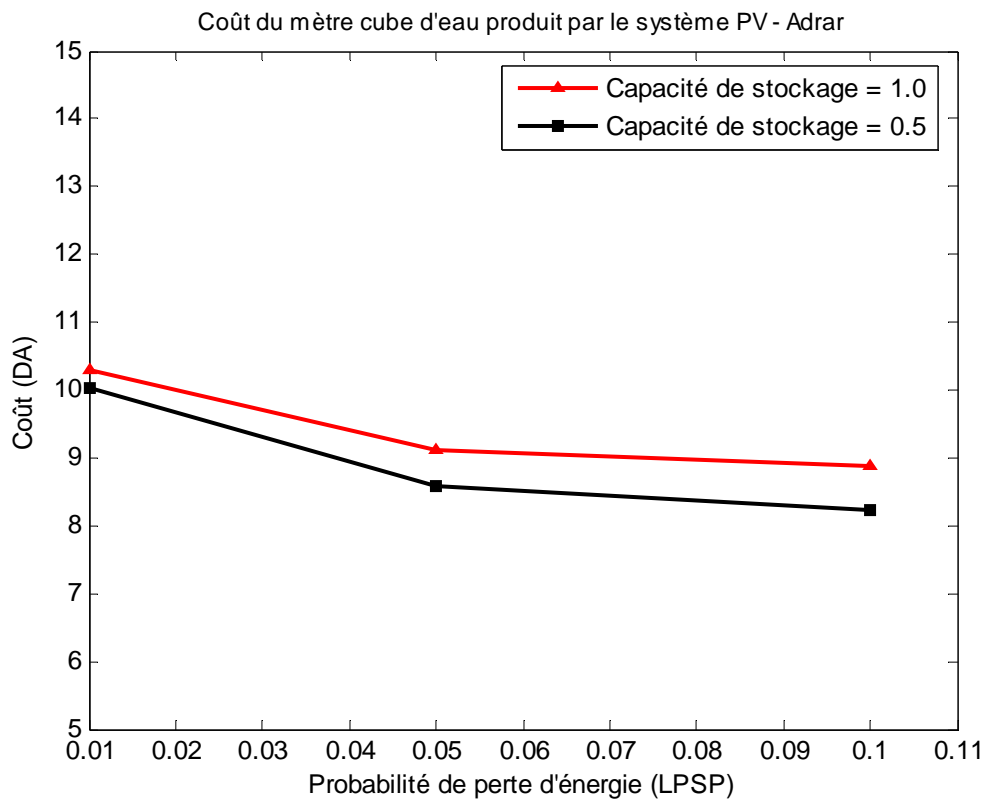


Fig. 6-24 : Influence de la LPSP sur le coût du mètre cube produit pour des capacité de stockage $C_s = 0.5$ et $C_s = 1$; Site Adrar

6.4.4 Quantité d'eau produite par les systèmes PV et éolien sélectionnés

La quantité d'eau produite par les différentes configurations du système photovoltaïque discutée précédemment, nous pouvons remarquer que cette quantité n'est qu'une hypothèse de ce que pourrait produire de tel système avec la taille du générateur calculé. En réalité, il faudrait faire intervenir le groupe électropompe dans le dimensionnement.

Dans ce qui suit nous tentons de représenter dans la réalité, la quantité d'eau que pourrait produire un tel système ayant la taille déjà calculée avec un groupe électropompe sélectionné tout en tenant compte de la variation de son rendement en fonction de la puissance électrique transmise par le générateur PV tout le long de la journée (voir en annexe les performances des groupes motopompes étudiés). La hauteur est supposée constante.

La figure 6-25 représente la quantité d'eau produite par deux groupes motopompes pour une configuration optimale du générateur PV qui satisfait la charge avec une probabilité de perte d'énergie (LPSP) égale à 0.01 (Nombre de modules PV = 43) avec un ajustement du générateur de 4 fois par an. Nous remarquons que le système ayant le groupe motopompe SP8A-10 (débit nominal $8 \text{ m}^3/\text{h}$) peut produire une quantité d'eau annuellement de $25\,645 \text{ m}^3$, approximativement égale à la valeur trouvée ($27\,652 \text{ m}^3$). Le système présente un déficit durant le mois de décembre considéré comme étant le mois le plus défavorable (très faible irradiation journalière).

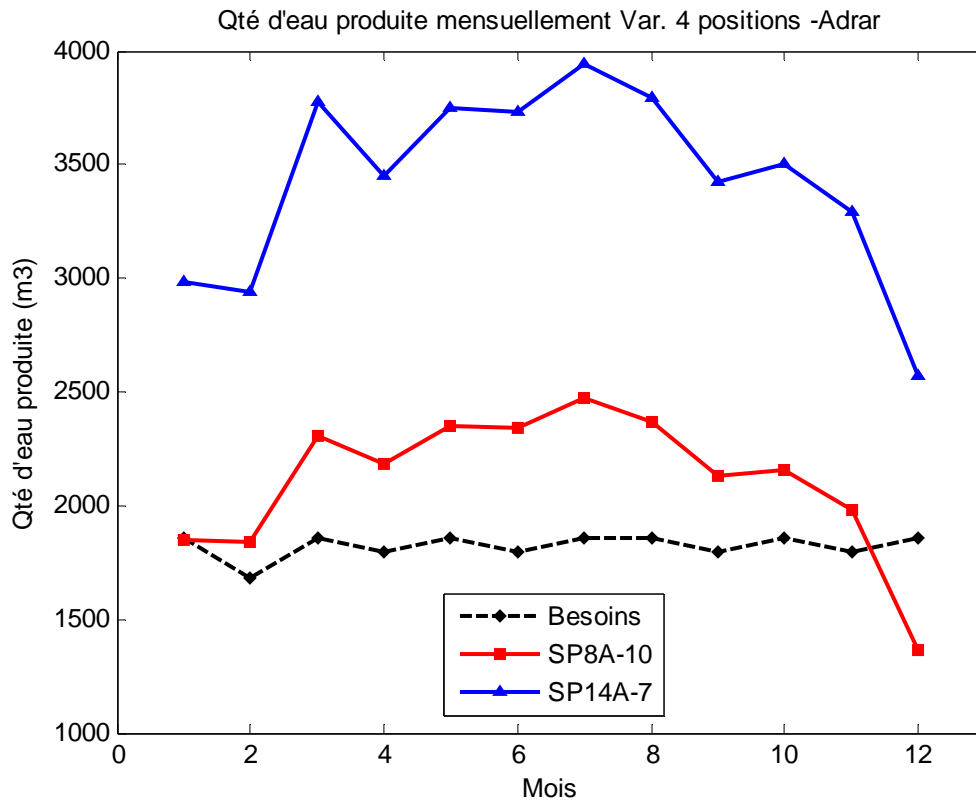


Fig. 6-25: Quantité d'eau produite
Position du générateur : Variable 4 positions, Site : Adrar

D'un autre côté, La quantité d'eau pouvant être produite mensuellement avec un aérogénérateur type Fortis-montana 5000 W, utilisant séparément trois groupes motopompes différents, pour les hauteurs 18 m et 24 m, et en tenant compte de la variation du rendement du groupe motopompe avec la puissance délivrée par l'aérogénérateur, est représentée dans la figure 6-26.

Nous remarquons que le système éolien avec le groupe motopompe SP8A-12 (débit nominal 8 m³/h) à une hauteur du moyeu de 18 m présente un surplus important (33 386 m³/an). Le système avec le groupe motopompe SP5A-12 (débit nominal 5 m³/h) et une hauteur du moyeu de 18 m présente un léger déficit pour les mois de janvier et décembre (24 922 m³/an). Par contre le système avec le groupe motopompe SP5A-12 et une hauteur du moyeu de 24 m n'enregistre aucun déficit (26 335 m³/an).

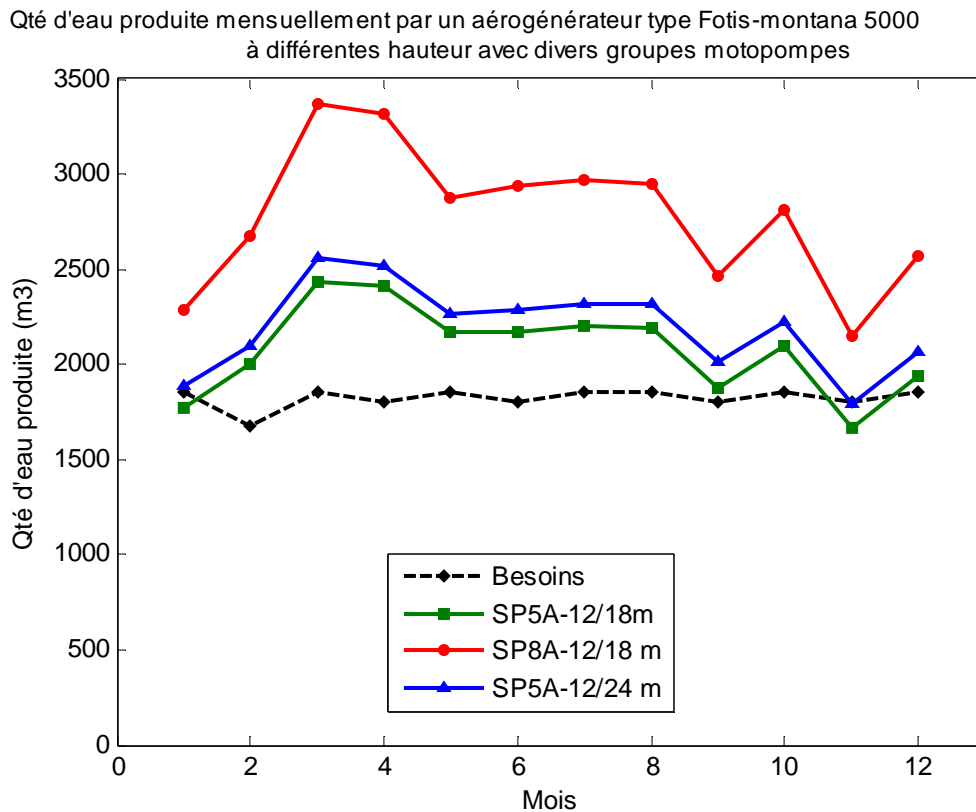


Fig. 6-26: Quantité d'eau produite par un aérogénérateur type Fortis-montana 5000. Hauteur du moyeu 18 m et 24 m – Adrar.

6.4.5 Analyse de sensibilité

Dans l'analyse économique, une analyse de sensibilité peut être employée pour évaluer les effets de l'incertitude quand les paramètres d'entrée tels que le taux d'actualisation, le taux d'inflation, la durée de vie, le taux d'utilisation, les caractéristiques de la source d'eau sont variés d'une certaine quantité de la valeur prévue. L'analyse de sensibilité est utilisée pour mesurer les conséquences économiques d'un changement imprévisible des paramètres importants. Elle concerne en particulier :

- Sensibilité au taux d'actualisation.
- Sensibilité au taux d'inflation.
- Sensibilité à la hauteur manométrique totale.
- Sensibilité au taux d'utilisation.
- Sensibilité à la durée de vie.

6.4.5.1 Sensibilité au taux d'actualisation

En raison de l'inexistence du coût d'exploitation, et que le paiement total se fait lors de la première année, l'augmentation du taux d'escompte agit positivement sur le coût du mètre cube d'eau produit. Dans ce contexte, la figure 6-27 montre l'effet du taux d'actualisation sur le coût pour la configuration optimale pour une LPSP égale à 0.01 ($N_{pv} = 43$; $C_s = 0.5$). Nous pouvons remarquer que plus le taux d'actualisation augmente, le coût du mètre cube diminue. Le taux d'inflation est constant égal à 0.05.

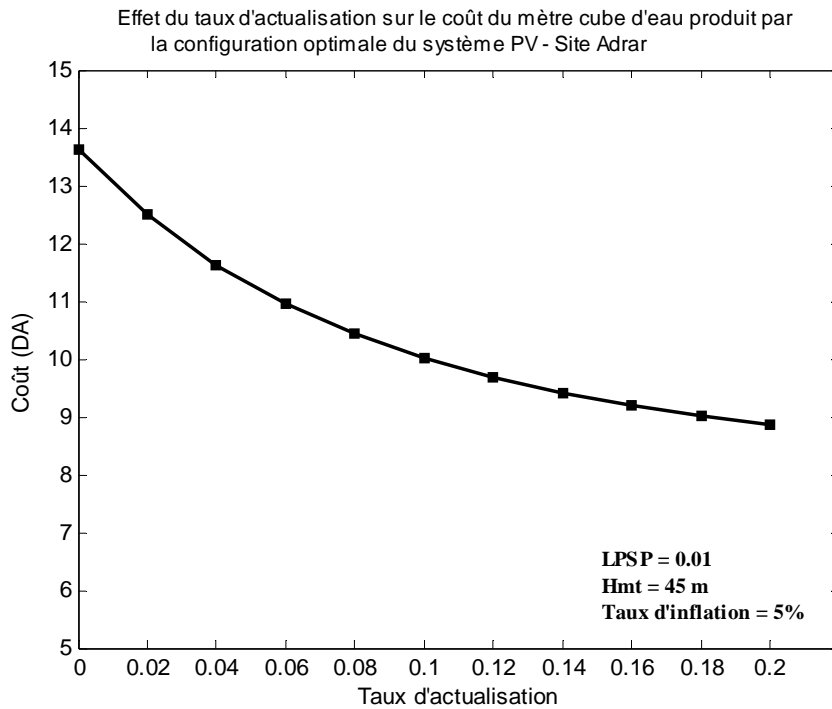


Fig. 6-27 : Effet du taux d'actualisation sur le coût du mètre cube d'eau produit sur le cycle de vie du système. PSP = 0.01, Hmt = 45 m - Taux d'inflation = 5 %

6.4.5.2 Sensibilité au taux d'inflation

A l'inverse du taux d'escompte, l'augmentation du taux d'inflation fait augmenter le coût du mètre cube d'eau produit par le système. La figure 6-28 montre l'effet du taux d'inflation sur le coût du mètre cube produit par le système pour la configuration optimale pour une LPSP égale à 0.01 ($N_{pv} = 43$; $C_s = 0.5$).

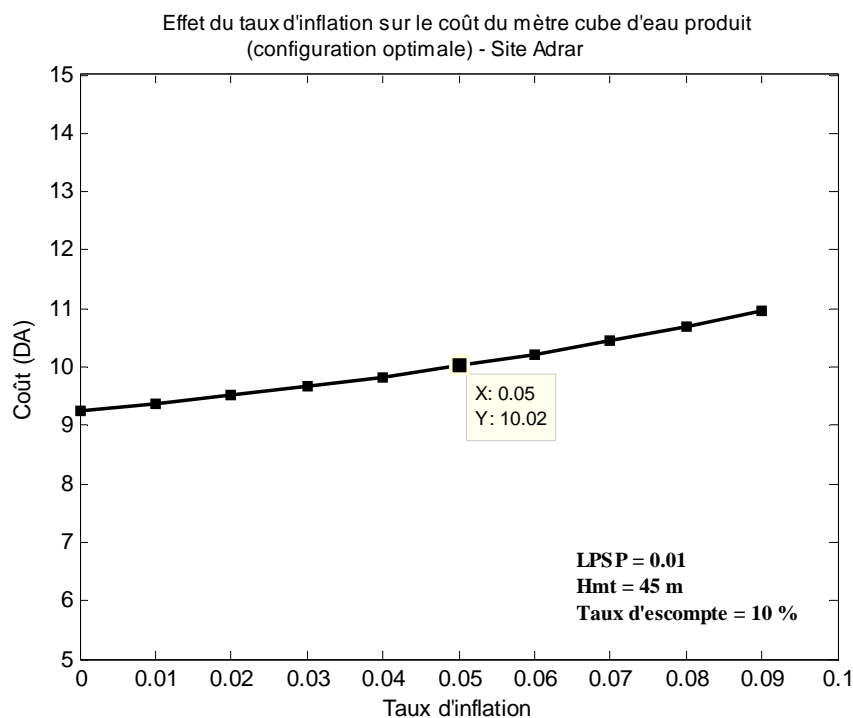


Fig. 6-28 : Effet du taux d'inflation sur le coût du mètre cube d'eau produit sur le cycle de vie du système – configuration optimale – Site Adrar

Nous pouvons remarquer que pour un taux d'inflation de 09 %, le coût du mètre cube d'eau augmente de presque 10 %.

6.4.5.3 Sensibilité à la hauteur manométrique totale (Hmt)

La hauteur manométrique totale (Hmt) joue un rôle important sur la taille du générateur. En effet, une hauteur plus importante exigerait une puissance aussi importante pour satisfaire la charge. Dans ce contexte, la figure 6-29 montre l'effet de la hauteur manométrique totale sur le coût du mètre cube d'eau produit par le système pour la configuration optimale. La courbe du dessus représente les différents coûts pour une LPSP égale à 0.01 et une Hmt de 45 m (situation de base). Le coût afférant à la configuration optimale est égal à 10,02 DA. La courbe en dessous représente les différents coûts pour une même LPSP égale à 0.01 mais une hauteur de 15 m. le coût afférant à la configuration optimale dans ce cas serait égal à 6.69 DA. La capacité de stockage est égale à 0.5. En d'autres termes, en diminuant la Hmt, revient à diminuer la taille du générateur, donc le coût d'investissement.

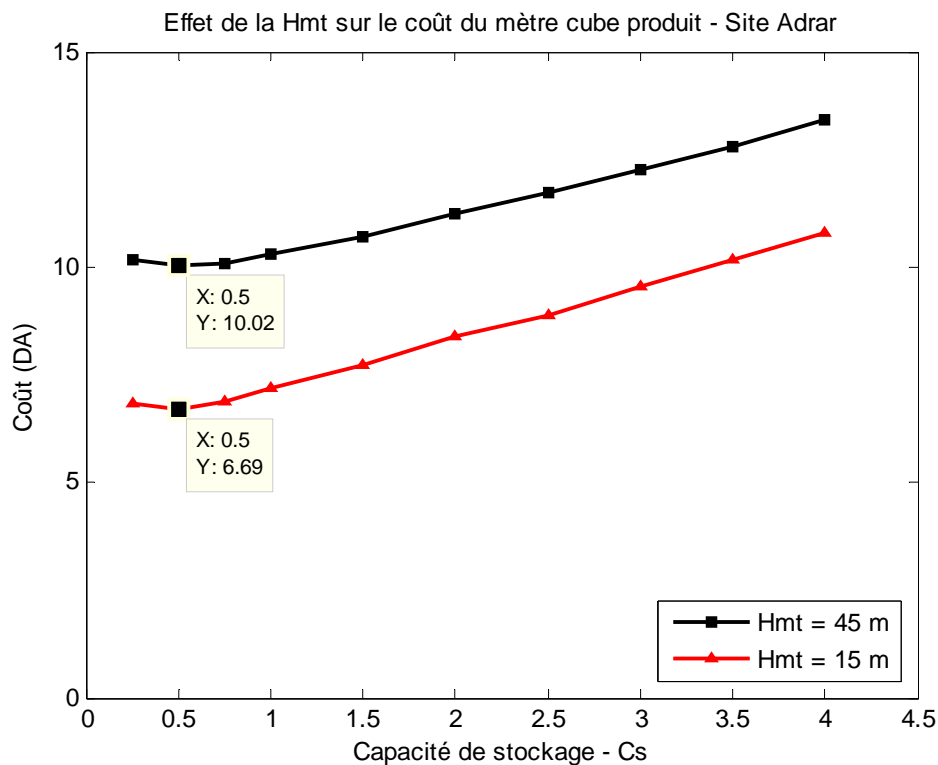


Fig. 6-29 : Effet de la Hauteur Manométrique Total (Hmt) sur le coût du mètre cube d'eau produit sur le cycle de vie du système – Site Adrar

6.4.5.4 Sensibilité au taux d'utilisation

Afin de rentabiliser au maximum un système de pompage par les énergies renouvelables, il est important d'avoir un groupe motopompe capable de débiter un volume d'eau maximal. La figure 6-30 montre l'effet du taux d'utilisation sur le coût du mètre cube produit par le système. Nous pouvons voir que le coût peut être approximativement doublé si le taux d'utilisation chute à 50 %. Par conséquent, à un coût du mètre cube égal, la viabilité du système impose un groupe motopompe de plus grand débit.

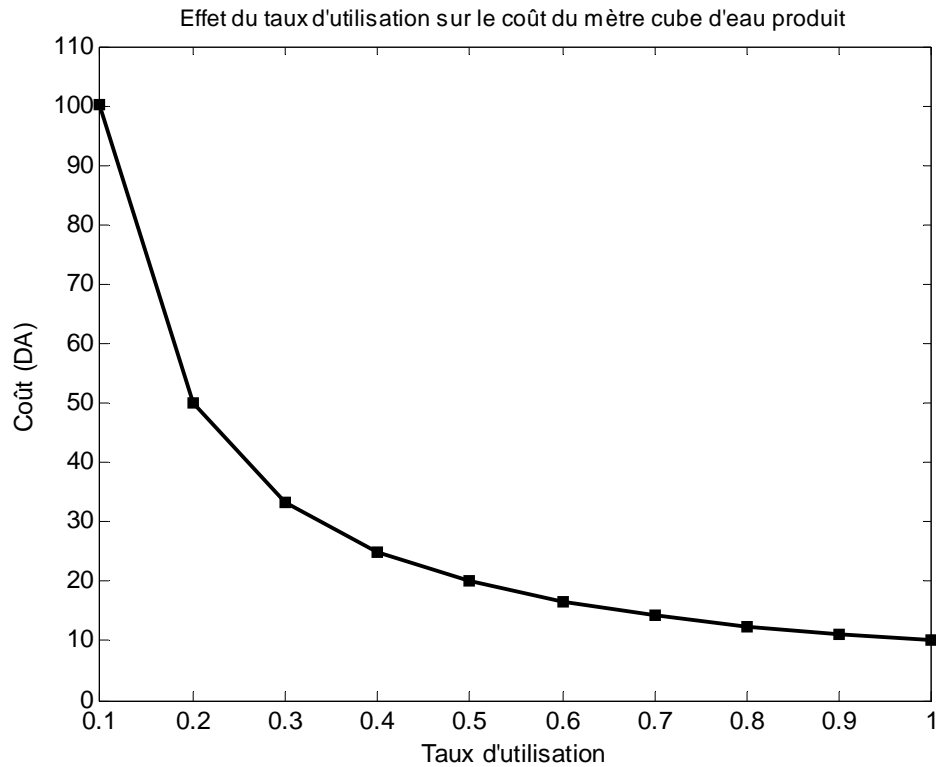


Fig. 6-30 : Effet du taux d'utilisation sur le coût du mètre cube d'eau produit sur le cycle de vie du système – configuration optimale – Site Adrar

6.4.5.5 Sensibilité à la durée de vie

Dans ce cas, l'effet de la durée de vie du système n'a pas d'influence significative sur le coût, en raison du scénario choisi, où le paiement se fait la première année.

6.5 Comparaison du coût du mètre cube d'eau produit par les systèmes photovoltaïque et éolien

L'un des objectifs de ce travail est compte tenu des caractéristiques des différents sites étudiés, est de déterminer quelle forme d'énergie conviendrait à qui et en vue de quelles fins. En d'autres termes, il s'agira essentiellement d'identifier les sites appropriés à l'exploitation d'une source d'énergie par rapport à une autre tout en respectant la fiabilité de satisfaire le besoin au moindre coût. Dans ce contexte, une étude du potentiel énergétique est effectuée dans le chapitre 3. Les sites concernés sont Tamanrasset, Ghardaïa, Béchar et Adrar. Si pour les deux premiers sites, Tamanrasset et Ghardaïa, l'étude a montré que ces deux sites ne sont pas du tout appropriés pour l'installation d'un système éolien, même pour de grandes hauteurs. Le site de Béchar, offre des avantages sous certaines conditions, pour l'emploi des systèmes éoliens pouvant concurrencer les systèmes photovoltaïques, telles que la hauteur du moyeu et la charge à satisfaire.

Par contre le site d'Adrar, et compte tenu de cette étude, il apparaît être plus avantageux d'utiliser un aérogénérateur dont la hauteur du moyeu serait égale à 18 m. Nous remarquons que ce système peut satisfaire les besoins demandés, avec une plus grande fiabilité, une meilleure sécurité et surtout à moindre coût. Ci-dessous, le tableau 6.9 présente une estimation des coûts du mètre cube d'eau produit par les deux systèmes photovoltaïque et éolien (aérogénérateur).

Tableau 6.9 : Coûts estimatifs du mètre cube d'eau produit par les deux systèmes PV et éolien – Site Adrar

Systèmes	Coûts du mètres cube d'eau produit (DA)
Photovoltaïque	10.02
Eolien (Aérogénérateur), hauteur du moyeu 18 m	9.98

Nous pouvons remarquer pour le site d'Adrar, que le système de pompage par un système éolien (aérogénérateur) présente le moindre coût du mètre cube d'eau produit égal à 9.98 DA contre 10.02 pour le système photovoltaïque (configuration optimale).

6.6 Conclusion

Optimiser un dimensionnement d'un système PV de pompage consiste à trouver la taille minimale du champ photovoltaïque et la capacité de stockage du réservoir qui satisfont la charge avec une certaine fiabilité (LPSP) et un coût minimal du mètre cube d'eau produit. Les simulations sont portées pour les différentes configurations mettant en exergue certains paramètres de décision tels que la fiabilité, la variation de l'angle d'inclinaison du générateur PV, la hauteur du moyeu de l'aérogénérateur etc.

Les résultats relatifs à la fiabilité du système PV montrent que

- La capacité de stockage du réservoir constitue un élément important dans le dimensionnement du système. Elle a une relation étroite avec la taille du générateur pour satisfaire une fiabilité désirée.
- Vu le potentiel énergétique solaire important dans les régions du sud, les besoins peuvent être satisfaits par des faibles capacités de stockage du réservoir.
- Pour les très faibles capacités de stockage, il y a plus de déficit d'eau à combler par un apport important en modules PV pour satisfaire la charge pour une même LPSP. Au-delà de $C_s=1$, il n'y a aucune influence sur la taille du générateur PV.
- La taille du générateur est inversement proportionnelle à la capacité de stockage du réservoir.
- La hauteur manométrique totale agit positivement sur la taille du générateur. Pour une faible Hmt, la taille du générateur PV est petite.
- Pour les grandes capacités de stockage les courbes d'auto satisfactions sont presque confondues.

- Pour une LPSP = 0.01, les quantités d'eau pouvant être produites mensuellement par le système PV enregistrent un déficit durant le mois décembre, considéré comme mois le plus défavorable. Ce déficit coïncide avec les faibles besoins saisonniers en eau.
- Une variation de l'angle d'inclinaison quatre fois par an contribue à une augmentation non négligeable de la quantité d'eau produite par le système.
- Lors du dimensionnement du système et le calcul de la quantité d'eau produite, il faudrait tenir compte du groupe motopompe

Les résultats relatifs à la simulation des systèmes de pompage par énergie éolienne montrent que les sites de Ghardaïa et Tamanrasset ne sont pas du tout favorable à l'exploitation de tels systèmes. La région de Béchar pourrait être favorable à condition que la hauteur de pompage soit faible (inférieure à 15 m) et la hauteur du moyeu dépassant 18 m. Compte tenu de son potentiel éolien, la région d'Adrar constitue un site favorable à l'exploitation de l'énergie éolienne pour le pompage d'eau.

Les résultats relatifs à l'aspect économique montrent que :

- Pour une LPSP = 0.01, la configuration menant à un coût minimal a été trouvée pour C_s variant de 0.5 et 0.75.
- Le coût du mètre cube d'eau est proportionnel à la fiabilité du système PV.
- Dans la région d'Adrar, le système de pompage par énergie éolienne (aérogénérateur) est plus viable qu'un système de pompage par énergie solaire photovoltaïque.
- Afin de rentabiliser au mieux le système, un groupe motopompe de fort débit présentant un coût du mètre cube sensiblement égal, est conseillé.
- La viabilité du système de pompage est inversement proportionnelle au taux d'utilisation.

Conclusions Générales

L'objectif de ce travail est de développer une nouvelle méthodologie d'optimisation du dimensionnement des systèmes photovoltaïques de pompage d'eau dans les régions sahariennes, représentant une superficie significative du territoire national (environ 80 %) et où la disponibilité de l'eau constitue un problème majeur pour leur développement et auquel font face depuis toujours. La méthodologie d'optimisation des systèmes PV présentée repose sur deux concepts, le concept de la probabilité de perte d'énergie liée à la fiabilité du système par lequel la configuration du système représentée par la puissance du générateur PV et la taille du réservoir de stockage, est optimale. Le deuxième concept est celui du coût du mètre cube d'eau produit. En d'autres termes déterminer laquelle des configurations devant satisfaire la charge avec la même fiabilité, et présentant un coût du mètre cube d'eau minimal.

Ce travail est complété par une étude de faisabilité de système de pompage par énergie éolienne (aérogénérateur) afin de pouvoir ainsi comparer la rentabilité (fiabilité et coût) les différents systèmes de pompage par les sources d'énergies renouvelables en fonctions des sites d'installation.

Cette étude nous a permis de :

- Calculer les irradiances solaires horaires sur le plan du générateur photovoltaïque à partir des irradiances horaires sur le plan horizontal des différents sites sélectionnés et, pour différents angles d'inclinaison du générateur PV.
- Estimer la puissance produite par le générateur PV à différents angles d'inclinaison par rapport à l'horizontal.
- Calculer le potentiel éolien disponible des sites sélectionnés à différentes hauteurs du moyeu.
- Déterminer la configuration optimale du système PV (la puissance du générateur et la taille du réservoir de stockage)
- Estimer la quantité d'eau produite par la configuration optimale du système PV
- Estimer la quantité d'eau pouvant être produite par le système éolien sur les différents sites sélectionnés.

Les résultats de la simulation montrent que :

- Un ajustement saisonnier de l'angle d'inclinaison quatre fois par an permet d'avoir un apport énergétique non négligeable et améliorer ainsi le rendement du système.
- Vu que le potentiel solaire est important dans les régions du sud, les systèmes PV sont en général appropriés
- Pour la plupart des sites, la configuration optimale du système PV satisfaisant les besoins avec une LPSP égal à 0.01, produit un déficit durant les périodes de faibles ensoleillement (décembre et janvier en particulier) et un excédent assez important durant les autres périodes. Le déficit coïncide avec les périodes où le besoin en eau est faible.
- Le coût du mètre cube d'eau produit par le système PV dépend de plusieurs paramètres techniques et économiques, tels que les caractéristiques de la source d'eau et du site, les taux d'escompte et d'inflation, etc.

- La viabilité du système PV de pompage est proportionnelle au volume d'eau produit et à son taux d'utilisation
- Les sites de Ghardaïa, Tamanrasset ne sont pas du tout appropriés pour les systèmes éoliens. Le site de Béchar peut éventuellement être candidat à l'exploitation de la source d'énergie éolienne mais, sous certaines conditions : la hauteur manométrique totale doit être faible (inférieure à 15 m) et la hauteur du moyeu au minimum égale à 18 m.
- Le site d'Adrar présente de très bonne disposition pour l'exploitation de l'énergie éolienne. Le système de pompage par aérogénérateur présente un coût du mètre cube d'eau plus faible que celui produit par le système PV.
- La capacité de stockage du réservoir constitue un élément important dans le dimensionnement du système PV. Elle a une relation étroite avec la taille du générateur PV pour satisfaire une fiabilité désirée.
- Compte tenue du potentiel solaire des régions du sud, et pour la viabilité du système de pompage, la taille du réservoir de stockage doit être au maximum égale à la demande.

A partir de cette étude, une méthodologie d'optimisation du dimensionnement des systèmes de pompage par énergie solaire photovoltaïque est effectuée en tenant compte des aspects technique et économique. D'un autre côté, il est devenu nécessaire que la question de l'énergie se pose en de termes nouveaux. En lieu et place des communes mesures pour toutes les formes d'énergie, on propose qu'il s'agisse désormais de se demander, compte tenu des circonstances, quelle forme d'énergie conviendrait à qui et en vue de quelles fins. En d'autres termes, il s'agira essentiellement de développer un nouvel esprit, une nouvelle attitude qui seraient fondés sur la détermination, au cas par cas, de la ressource énergétique appropriée. Cela pourrait permettre d'avoir une autre vision de l'utilisation et de la viabilité des énergies renouvelables.

Références bibliographiques

- [1] R. Posorski. *Photovoltaïque water pumps, an attractive tool for rural drinking water supply*. Solar Energy, Vol. 58, N° 4-6, pp. 155-163, 1996.
- [2] R. Maouedj. *Application de l'énergie photovoltaïque au pompage hydraulique sur les sites de Tlemcen et de Bouzaréah*. Mémoire de Magister, Université Abou Bekr Belkaïd, Tlemcen, Algérie, Décembre 2005.
- [3] N. Kasbadji Merzouk . *Wind Energy Potential of Algeria*. International Journal of Renewable 21, pp. 553-562, 2000.
- [4] N. Kasbadji Merzouk. *Perspectives d'utilisation de systèmes éoliens de pompage sur des sites sahariens*. SIPE4, Béchar, septembre 1998.
- [5] N. Kasbadji Merzouk, M. Merzouk. *Useful Wind Powers Machine Estimation, Application to Water Pumping Systems in South of Algeria*. 9 International Congress on Mechanization and Energy Agriculture, 27 International Conference on CIGR, Izmir, Turquie, septembre 2005.
- [6] Daaou Nedjari H., S. Haddouche et N. Kasbadji Merzouk. *Utilisation de l'énergie éolienne pour le pompage de l'eau dans les hauts plateaux* », JITH2005, Tanger, Maroc, novembre 2005.
- [7] N. Kasbadji Merzouk, M. Merzouk. *Perspectives du pompage éolien en Algérie*. Colloque International sur les ressources en eau souterraine dans le Sahara, Ouargla, Algérie, Décembre 2005.
- [8] R. Mefti. Evaluation du potentiel énergétique solaire. Bulletin des énergies renouvelables, N° 2, Décembre 2002.
- [9] F.Z. Kedaid. Les perspectives d'utilisation de l'énergie géothermique au sud de l'Algérie. Bulletin des Energies Renouvelables, N° 5, Juin 2004.
- [10] A. Fekraoui A. et F.Z. Kedaid. *Geothermal Resources and uses in Algeria : A Country Updata Report* . Proceedings World Geothermal Congress 2005, Antalya, Turkey, 24-29 April 2005
- [11] http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat_baro/barobilan/barobilan8.pdf.
- [12] A. Mirecki. *Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance*. Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, Avril 2005.
- [13] <http://www.energiezoom.com>
- [14] <http://www.guide-site-touristique.com/Images/carte-algerie.jpg>
- [15] <http://www.ons.dz>
- [16] <http://www.fao.org>
- [17] http://www.mem-algeria.org/fr/statistiques/Programme_indicatif_Electricit_2008-2017.pdf
- [18] Guide des Energies Renouvelables. Ministère de l'Energie et des Mines - RA.D.P. Edition 2007.
- [19] <http://www.mem-algeria.org>
- [20] A.Kettab. *De quoi sera fait demain ; l'eau en Algérie*. www.djazairiess.com/fr/lexpression/58612.
- [21] N. Kasbadji Merzouk. *Evaluation du gisement énergétique éolien contribution à la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie*. Thèse de Doctorat - Université Abou Bekr Belkaid - Tlemcen, 2006
- [22] A. Boudghene Stambouli. *Overview and perspectives of the Algerian renewable energy*. Programme environnement 2007 conference, 2007.
- [23] A. Mustafa Omer. *Renewable energy resources for electricity generation in Sudan*. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol. 11, pp.1481–1497, 2007
- [24] Ministère de l'Aménagement du territoire de l'Environnement. Direction Générale de l'Environnement. Projet national ALG/98/G31 Elaboration de la stratégie et du plan

- d'action national des changements climatiques; Mars 2001.
- [25] M. Bennouna et S. Kehal. *Production de Méthane à partir des Boues des Stations d'épuration des Eaux Usées Potentiel existant en Algérie*. Numéro Spécial Biomasse Production et Valorisation Alger; pp. 18–22, juin 20–21, 2001.
- [26] F. Kaidi et A. Touzi. *Production de Bio-alcool à Partir des Déchets de Dattes*. Rev. Energ. Ren. Production et Valorisation – Biomasse ; pp. 75–78, 2001
- [27] I. Tou, S. Igoud et A. Touzi. *Production de Bio-méthane à Partir des Déjections Animales*. Numéro Spécial Biomasse Production et Valorisation –Alger, pp. 60–63, juin 20– 21, 2001.
- [28] D. Semmar. Application Directe de l'Energie Géothermique en Algérie. Bulletin des Energies Renouvelables, N° 5 juin 2004.
- [29] F.Z. Kedaid. *Database on the geothermal resources of Algeria*. Geothermics, Vol. 36, pp.265–275, 2007
- [30] A. Fekraoui. *Geothermal resources in Algeria and their possible use*. Geothermics, Vol. 17, pp.515–519, 1988
- [31] Y. Himri. *Optimisation de certains paramètres d'un Aérogénérateur situé dans le Sud Ouest de l'Algérie*. Mémoire de magister, Université de Béchar – Algérie, Mai 2005.
- [32] F. Youcef Ettoumi, A. Adane, M. Lassaad Benzaoui, N. Bouzergui. *Comparative simulation of wind park design and setting in Algeria*. Renewable Energy 33, pp.2333–2338, 2008.
- [33] L. Aïche . *Contribution à l'élaboration de la carte du gisement énergétique éolien de l'Algérie*, Mémoire de magister, Blida, Algérie – Janvier 2003.
- [34] R. Hammouche. *Atlas Vent de l'Algérie*. Office National de la Météorologie. date
- [35] Y. Himri, B. Draoui, S. Himri. *Wind characteristics of Algeria*. The 2008 NSTI, nanotechnology conference and trade show.
- [36] Y. Himri, A. Boudghene Stambouli, B. Draoui, S. Himri. Review of wind energy use in Algeria. Renewable and Sustainable Energy Reviews Vol.13, pp. 910–914, 2009.
- [37] T. Bossmann. *Le pompage d'eau en Afrique – Comparaison de différentes sources d'énergie*. USTL Lille1, janvier 2005.
- [38] <http://www.t-z-c.org/agridoc.pompeapedale.pdf>
- [39] P. Fraenkel. *Water Pumping Devices: A Handbook for Users and Choosers*. Prepared by arrangement with the Food and Agriculture Organization of the United Nations (UNFAO). Radford Mill, Nottingham, UK: IT Publications Ltd. (1986).
- [40] N. Argaw. R. Foster and A. Ellis. *Renewable Energy for Water pumping Application in Rural Villages*. NREL/SR-500-30361. July 2003
- [41] A.Betka. Perspectives for the sake of photovoltaic pumping development in the south. Thesis submitted for the award of the degree of Doctor d'Etat Es-Science – University of Batna, 2005.
- [42] N. Argaw. *Renewable Energy Water Pumping Systems Handbook*. NREL/SR-500-30481. July 2004
- [43] S. Petibon. *Nouvelles architectures de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques*. Thèse de Doctorat – Université de Toulouse – France – Janvier 2009.
- [44] A.K. Dauda, M.M. Mahmoud. *Solar powered induction motor-driven water pump operation on a desert well, simulation and field tests*. Ren. Energy 30, pp. 701-714, 2005.
- [45] M.M. Mahmoud. *Experience results and techno-economic feasibility of using photovoltaic generators instead of diesel motors for water pumping from rural desert wells in Jordan*. IEE proceedings. Part C. Generation, transmission and distribution. Vol. 137, N°6, pp. 391-394 (3 ref.), 1990

- [46] B. Bouzidi, A. Malek et M. Haddadi. *Rentabilité économique des systèmes de pompage photovoltaïque*. Rev. Energ. Ren. Vol. 9(3), pp. 187-197, 2006.
- [47] B. Bouzidi, M. Haddadi et O. Belmokhtar. *La viabilité économique des systèmes de pompage d'eau*. *International Revue on Electronics Engineering – RIGEL–* Vol. 0, pp. 15-25, January 2009
- [48] B. Bouzidi, M. Haddadi et O. Belmokhtar. *Assessment of a photovoltaic pumping system in the area of the Algerian Sahara*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol. 13(4), pp. 879-886, 2009.
- [49] A. Labonne. *Alimentation d'une pompe à eau au Burkina Faso*. Laboratoire Electrotechnique Grenoble, 2007.
- [50] S. M. Alghuwainem. *Steady State Operation Of DC Motors Supplied From Photovoltaic Generators With Step Up Converters*. IEEE Trans. on Energ. Conv., Vol.7, N° 2, pp. 267-271, 1992
- [51] M. Jafar. A model for small-scale photovoltaic solar water pumping. *Ren. Energy* 19, pp. 85-90, 2000
- [52] Q. Kou, S. A. Klein and W. A. Beckman. *A method for estimating the long-term performance of direct-coupled PV pumping systems*. *Solar Energy* Vol. 64, N° 1–3, pp. 33–40, 1998.
- [53] E.H. Amer and M.A. Younes. Estimating the monthly discharge of a photovoltaic water pumping system: Model verification. *Energy conversion and Management* 47, pp. 2092-2102, 2006
- [54] K. Ameer. *Le pompage éolien*. Bulletin des énergies renouvelables N° 2 Décembre 2002
- [55] O. Guerri, K. Ameer, A. Kaabache, S. Moussa et A. Harhad. *Pompage de l'Eau à l'Aide d'un Aérogénérateur Utilisation de L'Energie Eolienne pour le Pompage de l'Eau dans la Région d'Adrar*. *Rev.Energ Ren.: Zones Arides*, pp.63-68, 2002.
- [56] J. Royer, T. Djiako, E. Schiller et B. Sada Sy. *Le Pompage Photovoltaïque*. Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens. Institut de l'énergie des pays ayant en commun l'usage du français, 1998
- [57] R. Barlow, B. McNellis and A. Derrick. *Solar Pumping. An Introduction and Update on the Technology, Performance, Costs and Economics*. World bank Technical Paper Number 168. London: Intermediate Technology Publications, 1993.
- [58] G.R. Whitfield, R.W. Benley, J.D. Burton and F. Ibanez. *Increasing the Performance of Small Solar Photovoltaic Water Pumping Systems*. Solar World Congress. ISES 1995. Harare, Zimbabwe. 11-16 September. Oxford: Elsevier.
- [59] B. Wichert. *Optimisation of a Solar Pumping System*. Master Eng Thesis, Curtin University, Australia, 1994.
- [60] S. Bhat, A. Pittet, B. Sonde. *Performance optimization of induction motor–pump system using photovoltaic energy source*. IEEE Transactions on Industry Applications 23 (6), 995–1000, 1987
- [61] A. Betka, A. Moussi. Performance optimization of a photovoltaic induction motor pumping system. *Renewable Energy* 29, 2167–2181, 2004
- [62] P.K. Koner. *Optimization techniques for a photovoltaic water pumping system*. *Renewable Energy*, Vol.6, pp. 53–62, 1995
- [63] Z. Abidin Firatoglu, B. Yesilata. *New approaches on the optimization of directly coupled PV pumping systems*. *Solar energy* 77, pp. 81-93, 2004
- [64] D.L. King, W. E. Boyson, and J. A. Kratochvil. *Analysis of factors influencing the annual energy production of photovoltaic systems*. Photovoltaic Specialist Conference, 2002. Conference Record of the Twenty-ninth IEEE. New Orleans, Louisiana. 1356-1361. Available at:

- <http://ieeexplore.ieee.org/iel5/8468/26685/01190861.pdf?tp=&arnumber=1190861&isnumber=26685>
- [65] J.A. Duffie and W. A. Beckman. *Solar engineering of thermal processes*, 2nd Edition. New York, USA: John Wiley & Sons, Inc, 1991.
- [66] E. Williamson. *Solar power water pump studies for small scale irrigation*. A thesis submitted to McGill University, Master of science – Montreal – Canada – 2006.
- [67] G. Lewis. *Optimum tilt of a solar collector*. Solar and Wind Technology. Vol. 4(3), pp.407-410, 1987.
- [68] M. Djarallah. Contribution à l'étude des systèmes PV résidentiels couplés au réseau électrique. Thèse de Doctorat en Sciences, Université de Batna – Algérie, janvier 2008.
- [69] D. Meneses-Rodriguez, P. P. Horley, J. Gonzalez-Hernandez, Y. V. Vorobiev, and P. N. Gorley. *Photovoltaic solar cells performance at elevated temperatures*. Solar Energy 78, pp. 243-250, 2005.
- [70] Y. Hishikawa and S. Okamoto. *Dependence of the I-V characteristics of amorphous silicon solar cells on illumination intensity and temperature*. Solar Energy Materials and Solar Cells. Vol. 33, pp. 157-168, 1994
- [71] M. Abdolzadeh and M. Ameri. *Improving the effectiveness of a photovoltaic water pumping system by spraying water over the front of photovoltaic cells*. Renewable Energy, Vol 34, pp 91-96, 2009.
- [72] N. Argaw. *Optimization of photovoltaic water pumps coupled with an interfacing pulse width modulated DC/AC inverter power conditioning device*. First WCPEC, Dec. 5-9, 1994, Hawaii.
- [73] N. Argaw. *Optimal load matching in photovoltaic water pumps coupled with DC/AC inverter*. International Journal of Solar Energy 18, pp. 41–52, 1995
- [74] A. Hadj Arab, F. Chenlo, M. Benghanem. *Loss-of-load probability of photovoltaic water pumping systems*. Solar Energy 76, pp. 713-723, 2004.
- [75] Y. Kame and L. Khouzas. *A new approach to analyse the matching of direct-coupled electro-mechanical loads and a PV array*. 22nd IEEE Phot. Spec. Conf. Vol. 1, pp. 733-738, 1991
- [76] J. Appelbaum. *Starting and steady state characteristic of DC motor powered by solar cell generator*. IEEE Trans. Energ. Convers. 1 (1), pp. 17–27, 1986
- [77] O. Olorunfemi. *Analyses of current source induction motor drive fed from photovoltaic energy source*. IEEE Trans. Energ. Convers. 6 (1), pp. 99–106, 1991
- [78] M. Veerachary and N.Yadaiah. *ANN based peak power tracking for PV supplied DC motors*. Sol. Energ. 69 (4), pp. 343–350, 2000
- [79] A. M. Michael and S. D. Khepar. 1989. *Water well and pump engineering*. New Delhi: Tata McGraw-Hill Publishing Company Limited.
- [80] S. Singer, J. Appelbaum. *Starting characteristics of direct current motors powered by solar cells*. IEEE Trans Energy Convers Vol. 8(1), pp.47–53, 1993
- [81] M. Akbaba, I. Qamber, A. Kamal. *Matching of separately excited dc motors to photovoltaic generators for maximum power output*. Solar Energ. Vol. 63 (6), pp. 375–385, 1998
- [82] V.C. Mummadi. *Steady state and dynamic performances analysis of PV supplied DC motors fed from intermediate power converter*. Sol. Energ. Sol. Cells Vol. 61, pp.365–381, 2000
- [83] D.L. Pulfrey, P. R. B. Ward, and W. G. Dunford. *A photovoltaic-powered system for medium-head pumping*. Solar Energy. Vol. 38(4), pp. 255-265, 1987
- [84] Y. R.Hsiao and B. A. Blevins. *Direct coupling of photovoltaic power source to water pumping system*. Solar Energy. Vol. 32, pp. 489-498, 1984

- [85] J.A. Roger. *Theory of the direct coupling between DC motors and photovoltaic solar arrays*. Solar Energy, Vol. 23, pp. 193–8, 1979
- [86] A. Zaki et M. Eskander. *Matching of photovoltaic motor– pump systems for maximum efficiency operation*. Renewable Energy Vol. 7 (3), pp. 279–288, 1996
- [87] W. Langridge, W. Lawrance and B. Wichert, B. *Development of a photovoltaic pumping system using a brushless DC motor and helical rotor pump*. Solar Energy Vol. 56, pp.151–160, 1996
- [88] B. Singh, C. Swamy and B.P. Singh. *Analysis and development of a low-cost permanent magnet brushless DC motor drive for PV-array fed water pumping system*. Solar Energy Materials and Solar Cells. Vol. 51, pp. 55–67, 1997
- [89] I. H. Altas and A.M. Sharaf. *A novel fuzzy logic for maximum power extraction from a PV array driving a three phase induction motor*. Proceeding of IEEE Transactions on Energy Conversion, pp. 853–856, 1994
- [90] D.C. Martins. *Water pumping system from photovoltaic cells using a current fed parallel resonant push–pull inverter*. In: Proceeding of IEEE power Electronics Specialists Conference, Vol. 2. pp. 1892–1898, 1998
- [91] C. Hua and C. Shen. *Study of maximum power tracking techniques and control of dc/dc converter for photovoltaic power system*. In: Proceeding of IEEE power Electronics Specialists Conference, Vol. 1. pp. 86–93, 1998
- [92] Y. Yao, P. Baustamente and R.S. Ramshaw. *Improvement of induction motor drive systems supplied by photovoltaic array with frequency control*. IEEE Transactions of Energy Conversion, Vol. 8 (1), pp. 47–52, 1994
- [93] B. Singh, N. Singh, B.P. Singh, A. Chandra and K. Haddad. *Optimized performance of solar powered variable speed induction motor drive*. IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems for Industrial Growth, Vol.1, pp.58–66, 1996
- [94] M. Eskander and A. Zaki. *A maximum efficiency photovoltaic-induction motor pump system*. Renew. Energ, Vol. 10 (1), pp. 53–60, 1997
- [95] K. Benlarbi, L. Mokrani and M. Nait-Said. *A fuzzy global efficiency optimization of a photovoltaic water pumping system*. Solar Energy, Vol. 77, pp. 203–216, 2004.
- [96] I. Odeh and M. Mahmoud. *Field results of photovoltaic water pumping systems*. Applied Solar Energy, Vol. 31 (3), pp. 20–29,1995
- [97] Z. Salameh Z and D. Taylor. *Step-up maximum power point tracker for photovoltaic arrays*. Solar Energy, Vol. 44, pp. 44:57–61, 1990.
- [98] P.K. Koner, J.C. Joshi and K.L. Chopra. *Matching analysis of photovoltaic powered DC motors and centrifugal pumps by varying motor constant*. Int J Energy Res, Vol. 16, pp. 301–313, 1992.
- [99] K.Y. Khouzam. *The load matching approach to sizing photovoltaic systems with short-term energy storage*. Solar Energy, Vol. 53(5), pp. 403–409, 1994
- [100] A. Hadj Arab, F. Chenlo K. Mukadam and J.L. Balenzategui. *Performance of PV water pumping systems*. Renewable Energy, Vol. 18, pp.191-204, 1999.
- [101] Y. Yao, R. Ramshaw, R. *Optimized DC motor output in a photovoltaic system*. Electr. Comp. Eng. 20 (2), 79–84, 1995
- [102] T. Hiyama, S. Kouzuma, T. Imakubo. *Identification of optimal operating point of PV modules using neural network for real time maximum power tracking control*. IEEE Trans. Energ. Convers, Vol.10 (2), pp. 360–367, 1995
- [103] Akihiro Oi. *Design and simulation of photovoltaic water pumping system*. Master of science, Faculty of California Polytechnic State university, San Luis Obispo, September 2005.
- [104] K. Benlarbi. *Fuzzy, Neuronal and Neuro-fuzzy Optimization of a A photovoltaic Water*

- Pumping System driven by DC an AC Motors*. Master Thesis . University of Batna, Algeria, 2003.
- [105] H. Hadia, S. Tokudab et S. Rahardjo. *Evaluation of performance of photovoltaic system with maximum power point (MPP)*. Solar Energy Materials & Solar Cells, Vol. 75, pp. 673–678, 2003.
- [106] V. Salas, E. Olias, A. Barrado, A. Lazaro. *Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems*. Solar Energy Materials & Solar Cells, Vol. 90, pp. 1555–1578, 2006
- [107] K. Bione, O.C. Vilela, N. Fraidenraich. *Comparison of the performance of PV water pumping systems driven by fixed, tracking and V-trough generators*. Solar Energy, Vol. 76, pp. 703–711, 2004.
- [108] N.D. Kaushika, Nalin K. Gautam, K. Kaushik. *Simulation model for sizing of stand-alone solar PV system with interconnected array*. Solar Energy materials and cells, Vol. 85, N°4, pp. 499-519, 2005.
- [109] J.P. Dunlop. *Analysis and design optimization of photovoltaic water pimping systems*. In: Proc of the 20th IEEE PVSC, Las Vegas, September 26–30, pp.1182-1187, 1988
- [110] V.Badescu. *Time dependent model of a complex PV water pumping system*. Renew Energy, Vol. 28(4), pp. 543–60, 2003.
- [111] T. Kiatsiriroat, P. Nampkakai and J. Hiranlabh. *Performance estimation of a PV waterpumping systems utilizability function*. International Journal of Energy Research, Vol. 17, pp. 305–310, 1993.
- [112] A. Hamidat, B. Benyoucef . *Mathematic models of photovoltaic motor-pump systems*. Renewable Energy, Vol. 33, Issue 5, pp. 933-942, 2008
- [113] I. Odeh, Y.G. Yohanis, B. Norton. *Influence of pumping head, insolation and PV array size on PV water pumping system performance*. Solar Energy, Vol. 80, pp. 51–64, 2006.
- [114] A.A. Ghoneim .*Design optimization of photovoltaic powered water pumping systems*. Energy Conversion and Management, Vol. 47, pp. 1449–1463, 2006.
- [115] A. Hadj Arab, M. Benghanem and F. Chenlo. *Motor-pump system modelization*. Renewable energy, Vol.31 Issue 7, pp. 905-913, 2006.
- [116] L. Barra, S. Catalanotti, F. Fontana, and F. Lavorante. *An analytical method to determine the optimal size of a photovoltaic plant*. Solar Energy, vol. 33, N° 6, pp. 509–514, 1984.
- [117] H. Saha. *Design of a photovoltaic electric power system for an indian village*. Solar Energy, vol. 27, N°. 2, pp. 103–107, 1981.
- [118] M. Buresch, Photovoltaic Energy Systems: *Design and Installation*, McGraw-Hill, New York, NY, USA, 1983.
- [119] P. P. Groumpos and G. Papageorgiou. *An optimal sizing method for stand-alone photovoltaic power systems*. Solar Energy, vol. 38, N°. 5, pp. 341–351, 1987.
- [120] E. Ofry and A. Braunstein. *The loss of power supply probability as a technique for designing stand-alone solar electrical (photovoltaic) systems*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 102, pp. 1171–1175, 1983.
- [121] D.W. Landridge, W. Lawrance, B. Wichert. *Development of a photovoltaic pumping system using a brushless D.C. motor and helical rotor pump*. Solar Energy, Vol. 56, pp.151–160, 1996.
- [122] A. Hadj Arab, B. Ait Driss, R. Amimeur, and E. Lorenzo. *Photovoltaic systems sizing for Algeria*. Energy, Vol 54, N° 2, pp 99-104, 1995
- [123] O.E. Elsheikh Ibrahim. *Sizing Stand-Alone Photovoltaic Systems for Various Locations in Sudan*. Applied Energy, Vol. 52, pp. 133-140, 1995.
- [124] Ph. Tsalides and A. Thanailakis. *Loss-of-load probability and related parameters in*

- optimum computer-aided design of stand-alone photovoltaic systems*. Solar Cells, Vol.18, pp. 115-127, 1986.
- [125] C. Soras and V. Makios. *A novel method for determining the optimum size of stand-alone photovoltaic system*. Solar Cells, Vol. 25, pp. 127-142, 1988.
- [126] I. ZanESCO, A. Moehlecke, G. S. Medeiros, A. P. Mallmann, S. Ponce-Alcantara, *Analytic Method for Sizing Stand-Alone PV Systems in Brazil*. In: Proceedings 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Paris (2004).
- [127] A. Hamidat. *Simulation des systèmes de pompage photovoltaïques destinés pour l'alimentation en eau potable et pour la petite irrigation*. Thèse de Doctorat, Université de Tlemcen – Algérie, 2004.
- [128] L. Hontoria, J. Aguilera, P. Zufiria. *A new approach for sizing stand alone photovoltaic systems based in neural networks*. Solar Energy, Vol. 78, pp. 313–319, 2005.
- [129] T. Balouktsis, D. Karapantsios, A. Antoniadis, D. Paschaloudis, A. Bezergiannidou, and N. Bilalis. *Sizing stand-alone photovoltaic system*. International Journal of Photoenergy, Article ID 73650, Pages 1–8, Vol. 2006
- [130] M. Benghanem, A. Hadj Arab. *Photovoltaic water pumping systems for Algeria*. Desalination, Vol. 209, pp. 50–57, 2007.
- [131] L.L. Bucciarelli Jr. *Estimating loss-of-power probabilities of stand-alone photovoltaic solar energy systems*. Sol. Energy, Vol. 32 (2), 205, 1984.
- [132] S.A. Klein, W.A. Beckman. *Loss-of-load probabilities for stand-alone photovoltaic systems*, Sol. Energy, Vol. 39 (6), 499, 1987.
- [133] I. Abouzahr, R. Ramkumar, *Loss of power supply probability of stand-alone photovoltaic systems: a closed form solution approach*. IEEE Trans. Energy Conversion, Vol. 6 (1), 1, 1991.
- [134] N.D. Kaushika, Nalin K. Gautam, K. Kaushik. *Simulation model for sizing of stand-alone solar PV system with interconnected array*. Solar Energy materials and cells, Vol. 85, N°4, pp. 499-519, 2005
- [135] www. Fao.org/docrep/010/ah810f/AH810F. htm
- [136] O. Badran. *Wind Turbine Utilization for Water Pumping in Jordan*. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, Vol. 91, N°10, pp. 1203 - 1214, 2003.
- [137] C.G. Justus, W. R. Hargraves et Ali Yalcin. *Nationwide Assessment of potential output from wind-powered generators*. Journal of Applied Meteorology, Vol. 15, No.7, pp. 673-678, 1978.
- [138] A. Z. Sahin et A. Akskal. *Wind power energy potential at the northeastern region of Saudi Arabia*. Renewable Energy, Vol.14, No. 1-4, pp. 435-440, 1998.
- [139] C.G. Justus. *Vent et performances des éoliennes*”, Ed SCM, Paris, 1978.
- [140] A.N. Celik. *Energy Output Estimation for Small-Scale Wind Power Generators Using Weibull -Representative Wind Data*. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, Vol. 91, pp. 693 -707, 2003.
- [141] TRAVERE Industrie SAS – www.travere-industries.com
- [142] O. Gergaud. *Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur*. Thèse de Doctorat – Ecole Normale Supérieure de Cachan – Décembre 2002.
- [143] A. Mirecki. *Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance*. Thèse de Doctorat – Institut National Polytechnique de Toulouse, Avril 2005.
- [144] L. Hamane et A. Khellaf (a). *Evaluation des ressources énergétiques éoliennes de l'Algérie*. In :Proc. CHEMSS 2000, pp. 374-379, Alger, 2000.
- [145] A. S. Mikhaeil et C.G. Justus. *Comparison of Height Extrapolation Models and*

- Sensitivity Analysis*. Wind Engineering, Vol.5, N°2, pp. 91-106 , 1981.
- [146] A. S. Mikhaeil. *Height Extrapolation of Wind Data*. Journal of Solar Energy Engineering, Vol.107, pp. 10-14, Feb. 1985
- [147] N. Kasbadji Merzouk. *Carte des Vents de l'Algérie. Résultats Préliminaires*. JNVER99, Tlemcen, 1999, Algérie.
- [148] A. Ilinka, E. McCarthy, J.L. Chaumel, J.L. Retiveau. *Wind potential assessment of Quebec Province*. Renewable Energy, Vol. 28 (12), pp. 1881–1897, 2003
- [149] H. Yang, L. Lu, W.Zhou. *A novel optimization sizing model for hybrid solar wind power generation system*. Solar energy, Vol. 81, pp. 76-84, 2007
- [150] E. Kavak Akpinar, S. Akpinar. *An assessment on seasonal analysis of wind energy characteristics and wind turbine characteristics*. Energy Conversion & management, Vol. 146, pp. 1848-1867, 2005.
- [151] S. Ahmed Shata, R. Hanitsch. *Evaluation of wind energy potential and electricity generation on the coast of Mediterranean Sea in Egypt*. Renewable Energy, Vol. 31, pp. 1183-1202, 2006.
- [152] T.J. Chang, Y.T. Wu, H.Y. Hsu, C.R. Chu, C.M Liao. *Assessment of wind characteristics and wind turbine characteristics in Taiwan*. Renewable Energy, Vol. 28, pp.851-871, 2003.
- [153] L. Hamane, A. Khellaf et N. Ait Messaoudène. *Estimation de la puissance annuelle de sortie d'une éolienne*. SIPE 5 -5^{ème} Séminaire International sur la Physique Energétique – Béchar – Algérie, 07-09 Novembre 2000
- [154] R. Maouedj, S. Bousalem et B. Benyoucef. *Optimisation d'un système de pompage éolien. Application aux sites sahariens*. Revue des Energies Renouvelables, Vol.11 N° 2, pp. 239-250, 2008.
- [155] Ashari M, Nayar CV. *An optimum dispatch strategy using set points for a PV (PV)–diesel–battery hybrid power system*. Solar Energy, Vol. 66(1), pp.1–9, 1999.
- [156] Peterson AJ, Perez R, Bailey B, Elsholz K. *Operational experience of a residential PV hybrid system*. Solar Energy, Vol. 65(4), pp. 227–235, 1999.
- [157] Kattakayam TA, Srinivasan K. *Uninterrupted power supply for autonomous small refrigerators*. Solar Energy, Vol. 39(1–2), pp.21–6, 1998
- [158] Muselli M, Notton G, Louche A. *Design of hybrid-PV power generator, with optimisation of energy management*. Solar Energy, Vol. 65(3), pp. 143–157, 1999.
- [159] Rana S, Chandra R, Singh SP, Sodha M. *Optimal mix of renewable energy resources to meet the electrical energy demand in villages of Madhya Pradesh*. Energy Convers Mgmt, Vol. 39(3–4), pp.203–216, 1998.
- [160] Elhadidy MA, Shaahid SM. *Optimal sizing of battery for hybrid (wind+Diesel) power systems*. Renewable Energy, Vol. 18, pp.77–86, 1999.
- [161] Yang Hongxing, Zhou Wei, Lou Chengzhi. *Optimal design and techno-economic analysis of a hybrid solar–wind power generation system*. Applied Energy, Vol 86, issue 2, 163-169, February 2009
- [162] R. Bagen Billinton. *Evaluation of different operating strategies in small standalone power systems*. IEEE Trans Energy Convers, Vol. 20(3), pp. 654–60, 2005.
- [163] T. Markvart. *Sizing of hybrid photovoltaic-wind energy systems*. Solar Energy, Vol. 57, N°4, pp. 277-281, 1996.
- [164] A.N. Celik. *Optimisation and techno-economic analysis of autonomous PV-Wind energy systems in comparison to single PV and wind systems*. Energy Conversion and Management, Vol. 43, pp. 2453-2468, 2002.
- [165] José L. Bernal-Agustin, Rodolfo Dufo-Lopez. *Simulation and optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems*. Renewable and Sustainable Energy Review, Vol 13, Issue 8, 2111-2118, October 2009.

- [166] M.A. Elhadidy, S.M. Shaahid. *Parametric study of hybrid (wind + solar + diesel) power generating systems*. Renew Energy, Vol.21(2), pp.129–139, 2000.
- [167] S.M. Shaahid, M.A. El hadidy. *Opportunities for utilization of stand-alone hybrid (photovoltaic + diesel + battery) power systems in hot climates*. Renew Energy, Vol. 28(11), pp.1741–53, 2003
- [168] J.G. McGowan, J.F. Manwell. *Hybrid wind/PV/diesel system experiences*. Renew Energy, Vol. 16(1–4), pp. 928–33, 1999
- [169] S.H. Karaki, R.B. Chedid, R. Ramadan. *Probabilistic performance assessment of autonomous solar-wind energy conversion systems*. IEEE Trans Energy Convers. Vol. 14(3), pp.766–72,1999
- [170] M.A. Elhadidy. *Performance evaluation of hybrid (wind/solar/diesel) power systems*. Renew Energy, Vol. 26(3), pp.401–13, 2002.
- [171] R. Chedid, Y. Saliba. *Optimization and control of autonomous renewable energy systems*. Int J Energy Res, Vol. 20(7), pp. 609–624, 1996.
- [172] G.C. Seeling-Hochmuth. *A combined optimisation concept for the design and operation strategy of Hybrid–PV energy systems*. Solar energy, Vol. 61(2), pp. 77–87, 1997.
- [173] C. Protogeropoulos, B.J. Brinkworth, R.H. Marshall. *Sizing and techno-economical optimization for hybrid solar photovoltaic/wind power systems with battery storage*. Int J Energy Res, Vol. 21(6), pp. 465–79, 1998
- [174] W.D. Kellogg, M.H. Nehrir, G. Venkataramanan, V. Gerez. *Generation unit sizing and cost analysis for stand-alone wind photovoltaic and hybrid wind/PV systems*. IEEE Trans Energy Convers, Vol. 13(1), pp. 70–75, 1998.
- [175] E. Koutroulis, D. Kolokotsa, A. Potirakis, K. Kalaitzakis. *Methodology for optimal sizing of stand-alone photovoltaic/wind-generator systems using genetic algorithms*. Solar Energy, Vol. 80(9), pp. 1072–1088, 2006
- [176] H. Yang, L. Lu, W. Zhou. *A novel optimization sizing model for hybrid solar-wind power generation system*. Solar Energy, Vol. 81(1), pp.76–84, 2007.
- [177] H. Yang, W. Zhou, C. Lou. *Optimal design and techno-economic analysis of a hybrid solar–wind power generation system*. Applied Energy, Vol. 86(2), pp. 163–9, 2009
- [178] S. Diaf, G. Notton, M. Belhamel, M. Haddadi, A. Louche. *Design and techno economical optimization for hybrid PV/wind system under various meteorological conditions*. Appl Energy, Vol. 85(10), pp. 968–987, 2008.
- [179] G.J. Dalton, D.A. Lockington, T.E. Baldock. *Feasibility analysis of stand-alone renewable energy supply options for a large hotel*. Renew Energy, Vol. 33 (7), pp.1475–1490, 2008
- [180] Thompson, Marry A. *Reverse-Osmosis Desalination of Seawater Powered by Photovoltaics Without Batteries*. Doctoral Thesis, Loughborough University, 2003.
- [181] Techniques de l'ingénieur. *Circulation des fluides, parties des Pertes de charge et Tuyauteries*. N° J, Génie Electrique. Paris.
- [182] Capderou, *Atlas solaire de l'Algérie*. Office des Publications Universitaires, Tome 1 et 2 – Algérie 1986.
- [183] M.H. Macagnan. *Caracreization de la radiation solar par aplicaciones fotovoltaicas en el caso de Madrid*. Tesis Doctoral, E.T.S.I de Telecomunication. Universidad Politécnica de Madrid, pp. 194, 1993.
- [184] M. Djarallat. *Contribution a l'étude des systèmes photovoltaïques résidentiels couplés au réseau électrique*. Thèse de Doctorat en sciences. Université de Batna , Algérie – 2008
- [185] C.R. landau. *Optimum orientation of solar panels*. Disponible sur <http://www.macslab.com/optosolar.html>

-
- [186] C.J. Justis, '*Wind and Wind System Performance*', Franklin Institute Press, Philadelphia, 1978.
- [187] H.S. Rauschenbach. *Solar Cell Array Design Handbook : The principles and Technology of Photovoltaic Energy Conversion*. New York, Etats-Unis: Van Nostrand Reinhold, 1980.
- [188] J.A. Roger, C. Maguin. *Photovoltaic panels including dynamic Thermal effects*. Solar Energy, 1982, Vol. 29, n°3, pp 245-256.
- [189] G.E. Ahmed, H.M.S. Hussein, H.H. El-Ghetany. *Theoretical analysis and experimental verification of PV modules*. Renewable Energy, 2003, Vol.28, pp.1159-1168.
- [190] A.D. Hansan, P.Sorensen, L.Hansen. *Models for stand-alone PV system*. Roskilde: Risø National Laboratory, 2000.
- [191] B.S. Borowoy, Z.M. Salameh. *Optimum PV array size for a hybrid wind/PV system*. IEEE Transactions on Energy Conversion 1994; 9(3): 482-488.
- [192] J. Labbé. *L'hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'électricité pour systèmes photovoltaïques isolés*. Thèse. Ecole des Mines de Paris, 2006.
- [193] PVSyst _5.05 – Université de Genève – Version démo
- [194] <http://www.physique-appliquée.net/phyapp/phyapp09.html>
- [195] B.S. Borowoy, Z.M. Salameh. *Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and PV array in a wind/PV hybrid system*. IEEE Transactions on Energy Conversion 1996; 11(2): 367-375.

Annexes

ANNEXE 1

Principaux logiciels utilisés dans les systèmes d'énergies renouvelables


- RETScreen [www.retscreen.net] est un outil unique d'aide à la décision développé par RETScreen International en collaboration avec de nombreux experts de l'industrie. Offert gratuitement, il peut être utilisé partout à travers le monde pour évaluer la production et les économies d'énergies, le coût, les réductions des émissions, la viabilité financière et le risque de différentes technologies d'énergie renouvelable et d'efficacité énergétique. Le logiciel inclut des bases de données de produit, de projets, hydrologiques et climatiques.
- PVSyst est un logiciel pour le dimensionnement des systèmes d'énergies renouvelables. Développé par A. Mermoud, 1998 (Université de Genève) se décompose en 2 parties. La première sert à faire un dimensionnement rapide de l'installation à partir des données météorologiques, de la charge, de l'orientation des modules PV, de la profondeur de décharge maximale des batteries à installer. Dans la seconde partie, une simulation du fonctionnement de l'installation solaire peut être faite à partir de ces premiers résultats de simulation qui prend en compte des facteurs comme les pertes de puissances dues aux régulateurs, aux câbles. Le logiciel fonctionne aussi bien en simulation qu'en pré-dimensionnement. Il peut être utilisé pour des installations autonomes ou connectés au réseau.
- HOMER (modèle d'optimisation pour les énergies renouvelables électriques hybride) (disponible sur <http://www.nrel.gov/HOMER>). Il est développé par NREL (National Renewable Energy Laboratory – U.S.A). C'est un logiciel d'optimisation le plus utilisé pour les systèmes hybrides. Il peut optimiser les systèmes hybrides se composant d'un générateur photovoltaïque, des batteries, des turbines éoliennes, des turbines hydrauliques, des générateurs A.C, des piles à combustible, des électrolyseurs, des réservoirs d'hydrogène, des convertisseurs – bidirectionnels DC – AC. Les charges peuvent être A.C, D.C, et/ou charges d'hydrogène, aussi bien que les charges thermiques. La simulation est effectuée en utilisant des intervalles d'une heure, pendant lesquels tous les paramètres (la charge, la puissance d'entrée et de sortie par les composants, etc.) restent constants. Il peut être téléchargé et utilisé gratuitement.
- HYBRID2 (disponible sur <http://www.ceere.org/erl/projects/software/hybrid2/>) a été développé par le laboratoire de recherche en matière d'énergie renouvelable (RERL) de l'université du Massachusetts. C'est un logiciel de simulation de système hybride. Les systèmes hybrides peuvent inclure trois types de charges électriques, turbines éoliennes, générateurs photovoltaïques, générateurs diesel, stockage des batteries, et quatre types de dispositifs de conversion de puissance. D'autres composants, tel, par exemple, la pile à combustible ou les électrolyseurs, peuvent être modélisés dans logiciel. Les possibilités en ce qui concerne les stratégies de commande sont très nombreuses. NREL recommande l'optimisation du système avec HOMER et puis, une fois le système optimal est obtenu, la conception est améliorée en utilisant HYBRID2. Il peut être téléchargé et utiliser gratuitement.
- HOGA (Hybrid Optimization by Genetic Algorithms) disponible sur <http://www.unizar.es/rdufo/hoga-eng.htm>. C'est un programme d'optimisation de système hybride développé par le département de technologie électrique de l'université de Zaragoza (Espagne). L'optimisation est effectuée au moyen d'algorithmes génétiques, et peut être Mono-Objective ou multi Objectif. Elle permet la linéarisation des systèmes hybrides se composant d'un générateur photovoltaïque, des batteries, des turbines éolienne, d'une turbine hydraulique, d'un générateur A.C, des piles à combustible, d'un

électrolyseur, d'un réservoir d'hydrogène, d'un redresseur, et d'un inverseur. Les charges peuvent être A.C, D.C, et/ou charges d'hydrogène. La simulation est effectuée en utilisant les intervalles d'une heure, pendant lesquels tous les paramètres demeurent constants. Les stratégies de commande sont optimisées en utilisant des algorithmes génétiques. Il peut être téléchargé et utilisé gratuitement.

- TRNSYS (The Transient Energy System Simulation Tool) disponible sur <http://sel.me.wisc.edu/trnsys/>. C'est un logiciel de simulation de système d'énergie, développé en Fortran par l'université du Wisconsin et l'université du Colorado (Etats-Unis) et disponible dans le commerce depuis 1975. Il a été au commencement développé pour simuler les systèmes thermiques, mais, au cours des années, il est également devenu un simulateur de système hybride, y compris les systèmes photovoltaïques et thermiques. La bibliothèque standard de TRNSYS inclut plusieurs des composants généralement trouvés dans les systèmes d'énergie renouvelable thermiques et électriques. La simulation est effectuée avec une grande précision, permettant le visionnement des graphiques avec un grand détail et une bonne précision. Cependant, il ne permet pas la mise en œuvre des optimisations. Il n'est pas gratuit.
- RAPSIM (Remote Area power Supply simulator) disponible sur <http://www.comm.murdoch.edu.au/synergy/9803/rapsim.html>. Il a été créé à l'université de Murdoch à Perth, Australie. Ce logiciel est utilisé pour sélectionner les systèmes hybrides PV – Eoliens – Diesel – Batterie. Les coûts totaux sur la durée de vie sont calculés. L'utilisateur peut modifier les composants afin de voir l'effet sur le coût total. C'est fondamentalement un logiciel de simulation (bien que le coût sur la durée de vie du système soit obtenu). Il n'est pas gratuit.


ANNEXE 2

Aérogénérateurs utilisés dans la simulation

AUROVILLE - AEP 5000	
Commentaire : éolienne à axe horizontal. Uniquement installée en Inde. Voir site : www.aurovillewindsystems.com .	
Rotor	
Type de rotor	Axe horizontal
Nombre de pales	3
Vitesse de rotation	N.C.
Surface balayée	19,63 m ²
Hauteur/Largeur	-
Vent de démarrage	3,3 m/s
Vent d'arrêt	-
Vent extrême	55 m/s
Type de régulation	Régulation passive
Poids	280 kg
Pales	
Longueur	2,5 m
Matériau	N.C.
Poids	N.C.
Génératrice	
Puissance nominale	5 kW
Tension nominale	24/48 V
Type	Permanent Magnet Alternator
Vitesse de rotation	N.C.
Poids	N.C.
Système d'orientation	
Type	Passif
Freinage	
Conception	Freinage absent
Tour / Support	
Hauteur	18 m, 21 m et 23 m
Encombrement au sol	-
Poids	N.C.
Autres	
Fabricant	Auroville Energy Product, Inde
Fournisseur	-
Caractéristiques de puissance	
Vitesse vent [m/s]	Puissance* [W]
3	0
4	170
5	420
6	750
7	1080
8	1580
9	2080
10	2670
11	3500
12	4080
13	4670
14	5000
15	5000
16	1170
17	1000
18	1080
19	1160
20	1200
21	-
22	-
23	-
24	-
25	-
* puissance non garantie	
Photographie	
	
(Turbine, Tour, Batterie, Inverter)	

EOLTEC - SIROCCO 5.5-6

Commentaire : constructeur français. Eolienne bipale. Aucune éolienne visible en France. Une éolienne en fonctionnement à l'étranger (Ecosse). Néanmoins commercialisée.

<u>Rotor</u>		<u>Fabricant</u>	
Type de rotor	Axe horizontal	Eoltec – Nice - France www.eoltec.com	
Nombre de pales	2		
Vitesse de rotation	80-245 tr/min		
Surface balayée	23,76 m ²		
Hauteur/Largeur	-		
Vent de démarrage	Inférieure à 3 m/s		
Vent d'arrêt	N.C.		
Vent extrême	60 m/s		
Type de régulation	Décrochage		
Poids	202 kg		
<u>Pales</u>		<u>Caractéristiques de puissance</u>	
Longueur	2,75 m	Vitesse vent [m/s]	Puissance* [W]
Matériau	Fibre de verre et Epoxy	3	140
Poids	N.C.	4	340
		5	670
		6	1160
		7	1810
		8	2710
		9	3820
		10	5000
		11	5700
		12	6000
		13	6000
		14	6000
		15	6000
		16	6000
		17	6000
		18	6000
		19	6000
		20	6000
		21	-
		22	-
		23	-
		24	-
		25	-
		* puissance non garantie	
<u>Génératrice</u>		<u>Photographie</u>	
Puissance nominale	6 kW		
Tension nominale	N.C.		
Type	Synchrone, entraînement direct		
Vitesse de rotation	N.C.		
Poids	N.C.		
<u>Système d'orientation</u>			
Type	Passive par gouvernail aval		
<u>Freinage</u>			
Conception	N.C.		
<u>Tour / Support</u>			
Hauteur	18, 24, 30 m		
Encombrement au sol	N.C.		
Poids	N.C.		

FORTIS - MONTANA 5000

Commentaire : Fortis est une société néerlandaise créée en 1997. Un des leaders européens dans la fourniture d'éoliennes de petite puissance.

Rotor	
Type de rotor	Axe horizontal
Nombre de pales	3
Vitesse de rotation	N.C.
Surface balayée	19,62 m ²
Hauteur/Largeur	-
Vent de démarrage	3 m/s
Vent d'arrêt	N.C.
Vent extrême	N.C.
Type de régulation	N.C.
Poids	N.C.

Pales	
Longueur	2,4 m
Matériau	Fibre de verre et Epoxy
Poids	N.C.

Génératrice			
Puissance nominale			5800 W
Tension nominale			N.C.
Type	Permanent	magnet	Sycom
Vitesse de rotation			120 – 450 tr/min
Poids			N.C.

Système d'orientation	
Type	Passif par gouvernail arrière

Freinage	
Conception	N.C.

Tour / Support	
Hauteur	18 m
Encombrement au sol	N.C.
Poids (de la tête de la tour)	280 kg

Fabricant	Fortis – Pays-Bas www.fortiswindenergy.com
Fournisseur	N.C.

Caractéristiques de puissance		
Vitesse vent [m/s]	Puissance [*] [W]	
3		90
4		220
5		440
6		720
7		1110
8		1440
9		2000
10		2690
11		3310
12		3870
13		4380
14		4880
15		5390
16		5690
17		5780
18		5690
19		5390
20		4880
21		4500
22		4000
23		3690
24		3600
25		3690


* puissance non garantie

Photographie



FORTIS - ALIZE 10000

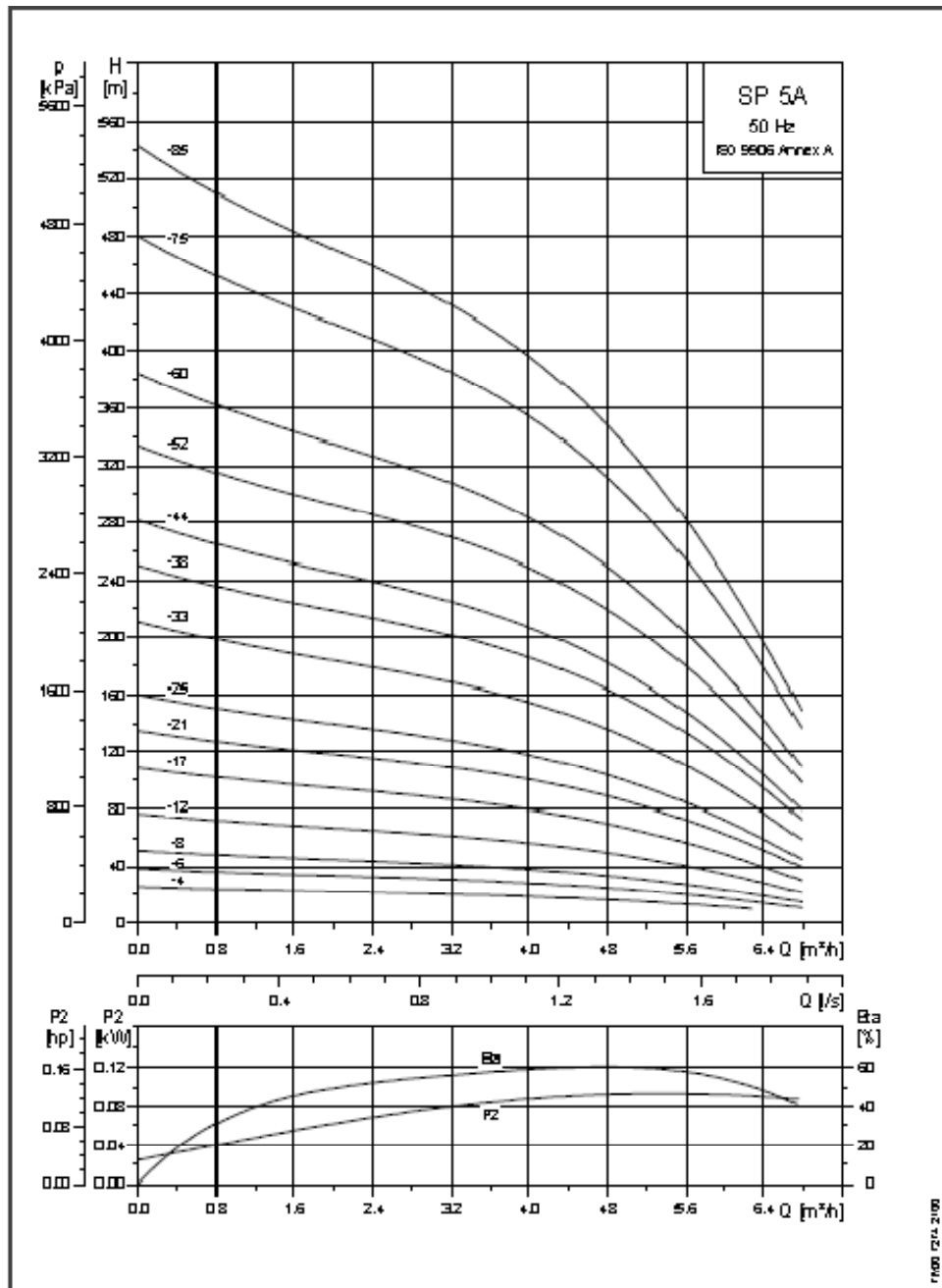
Commentaire : Fortis est une société néerlandaise créée en 1997. Un des leaders européens dans la fourniture d'éoliennes de petite puissance.

Rotor		Fabricant	Fortis – Pays-Bas www.fortiswindenergy.com
Type de rotor	Axe horizontal	Fournisseur	N.C.
Nombre de pales	3	Caractéristiques de puissance	
Vitesse de rotation	N.C.	Vitesse vent	Puissance*
Surface balayée	38,5 m ²	[m/s]	[W]
Hauteur/Largeur	-	3	0
Vent de démarrage	3 m/s	4	500
Vent d'arrêt	N.C.	5	1000
Vent extrême	N.C.	6	1800
Type de régulation	N.C.	7	2700
Poids	N.C.	8	4000
		9	5200
		10	6700
		11	8500
		12	9800
		13	10000
		14	10000
		15	9800
		16	3850
		17	3200
		18	3300
		19	3400
		20	3500
		21	3700
		22	3850
		23	4050
		24	4400
		25	4650
		* puissance non garantie	
Pales		Photographie	
Longueur	3,3 m		
Matériau	Fibre de verre et Epoxy		
Poids	N.C.		
Génératrice			
Puissance nominale	10000 W		
Tension nominale	N.C.		
Type	Permanent magnet Sycom		
Vitesse de rotation	25 – 300 tr/min		
Poids	N.C.		
Système d'orientation			
Type	Passif par gouvernail arrière		
Freinage			
Conception	N.C.		
Tour / Support			
Hauteur	18 - 36 m		
Encombrement au sol	N.C.		
Poids (de la tête de la tour)	500 kg		

ANNEXE 3

Groupes motopompes utilisés dans la simulation

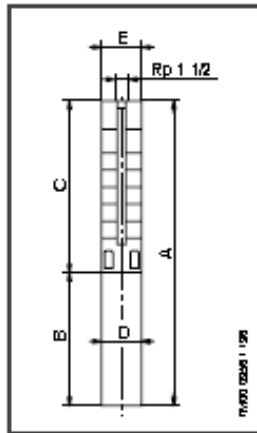
Courbes de performances

Pompes immergées
SP 5A

Caractéristiques techniques

Pompes immergées
SP 5A

Dimensions et poids



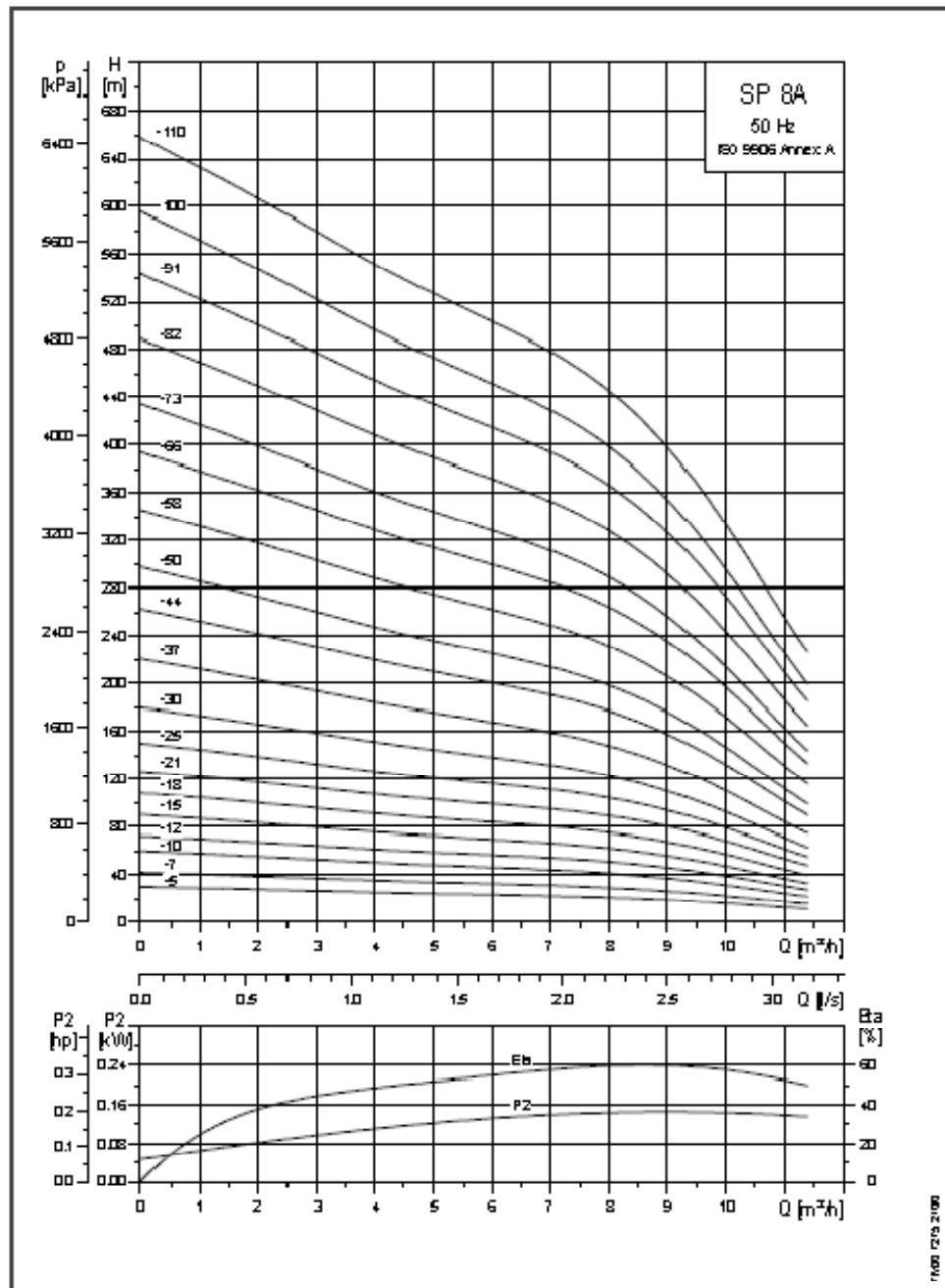
Les SP 5A-7.5 et SP 5A-8.5 sont montés dans des chemises avec raccordement R1.14.

Type de pompe	Moteur		Dimensions [mm]							Poids Net [kg]	
	Type	Puissance [kW]	C	B		A		D	E	1x230V	3x230V 3x400V
				1x230V	3x230V 3x400V	1x230V	3x230V 3x400V				
SP 5A-4	MS 402	0,37	240	295	226	496	496	96	101	10	8
SP 5A-4N	MS 4000R	2,2	284	573		857		96	101	25	
SP 5A-4M	MS 4000R	0,75	284		368		682	96	101		17
SP 5A-6	MS 402	0,55	282	291	241	573	523	96	101	11	10
SP 5A-6M	MS 4000R	2,2	326	573		856		96	101	26	
SP 5A-6N	MS 4000R	0,75	326		368		724	96	101		18
SP 5A-8	MS 402	0,75	324	305	276	630	600	96	101	13	11
SP 5A-8M	MS 4000R	2,2	368	573		941		96	101	27	
SP 5A-8N	MS 4000R	0,75	368		368		766	96	101		19
SP 5A-12	MS 402	1,1	408	346	306	754	714	96	101	15	13
SP 5A-12M	MS 4000R	2,2	452	573		1025		96	101	28	
SP 5A-12N	MS 4000R	1,1	452		413		866	96	101		21
SP 5A-17	MS 402	1,5	513	346	346	889	859	96	101	17	16
SP 5A-17M	MS 4000R	2,2	567	573		1130		96	101	29	
SP 5A-17N	MS 4000R	1,5	567		413		970	96	101		22
SP 5A-21	MS 4000	2,2	597	573		1170		96	101	27	
SP 5A-21M	MS 402	2,2	597		346		943	96	101		18
SP 5A-21N	MS 4000R	2,2	641	573	453	1214	1094	96	101	30	26
SP 5A-25	MS 4000	2,2	681	573		1254		96	101	28	
SP 5A-25M	MS 402	2,2	681		346		1027	96	101		19
SP 5A-25N	MS 4000R	2,2	725	573	453	1298	1178	96	101	32	27
SP 5A-33	MS 4000	3,0	848		483		1342	96	101		26
SP 5A-33M	MS 4000R	3,0	883		483		1386	96	101		30
SP 5A-36	MS 4000	4,0	968		573		1571	96	101		26
SP 5A-36M	MS 4000R	4,0	968		573		1571	96	101		26
SP 5A-44	MS 4000	4,0	1124		573		1687	96	101		38
SP 5A-44M	MS 4000R	4,0	1124		573		1687	96	101		38
SP 5A-52	MS 4000	5,5	1292		673		1986	96	101		46
SP 5A-52M	MS 4000R	5,5	1292		673		1986	96	101		46
SP 5A-60	MS 4000	5,5	1480		673		2133	96	101		46
SP 5A-60M	MS 4000R	5,5	1480		673		2133	96	101		46
SP 5A-52	MS 6000	5,5	1354		541		1856	138	138		60
SP 5A-52M	MS 6000R	5,5	1354		541		1856	138	138		60
SP 5A-60	MS 6000	5,5	1522		541		2063	138	138		63
SP 5A-60M	MS 6000R	5,5	1522		541		2063	138	138		63
SP 5A-75	MS 6000	7,5	2146		571		2717	138	140		85
SP 5A-85	MS 6000	7,5	2366		571		2927	138	140		92

E = Diamètre max de la pompe comprenant le protégé-câble et le moteur.

Courbes de performances

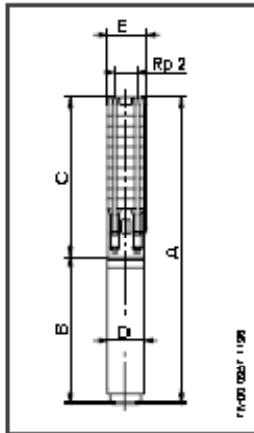
Pompes immergées
SP 8A



Caractéristiques techniques

Pompes immergées
SP 8A

Dimensions et poids



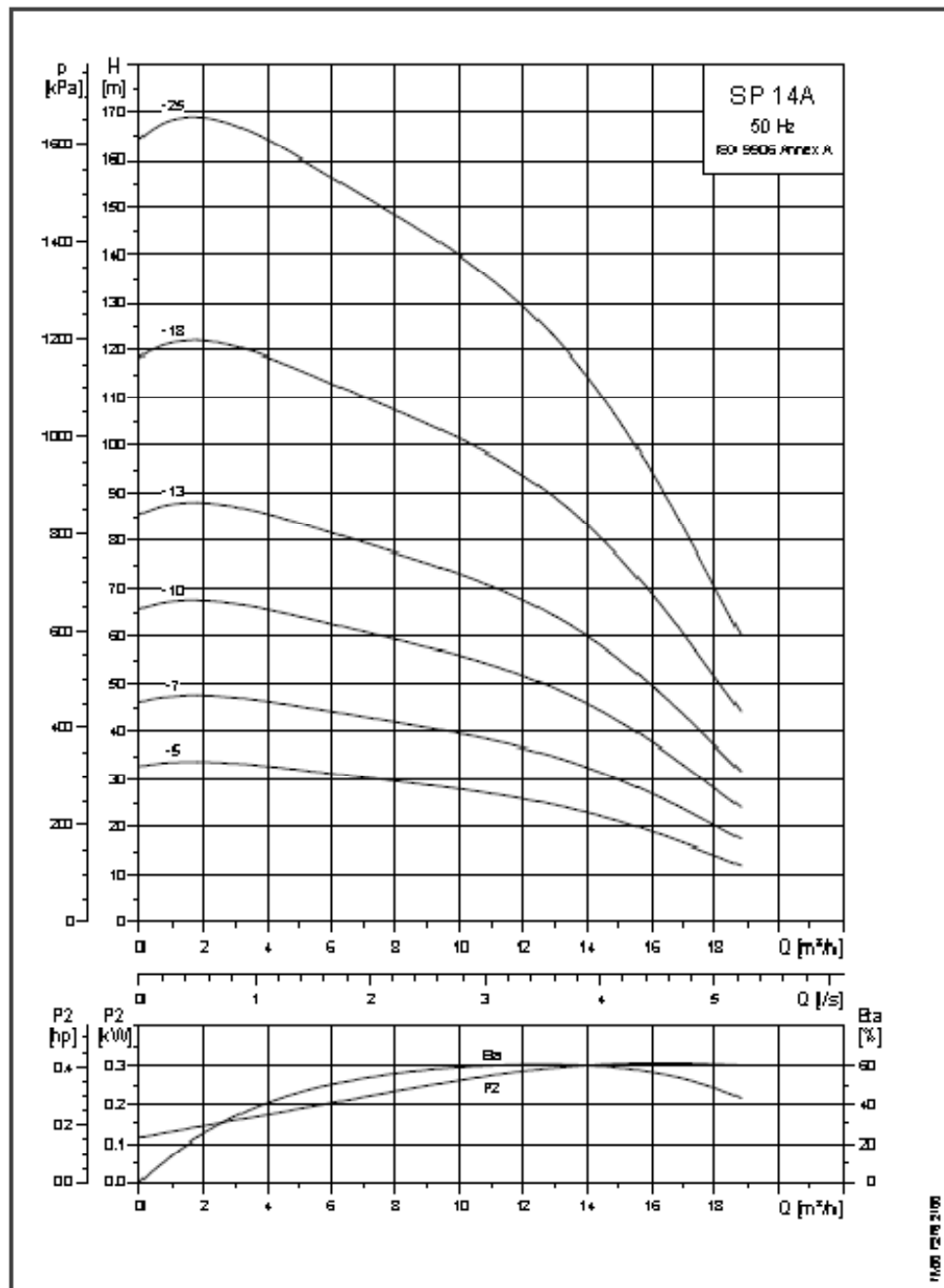
Les SP 8A-55 (N) et SP 8A-110 (N) sont montés dans des chemises avec raccordement R2.

Type de pompe	Moteur		Dimension c [mm]						Poids Net [kg]		
	Type	Puissance [W]	C	B		A		D	E	1x230V	3x230V 3x400V
				1x230V	3x230V 3x400V	1x230V	3x230V 3x400V				
SP 8A-5	MRS 402	0,75	409	306	276	715	635	95	101	5	13
SP 8A-5N (R)	MRS 4000R	2,2	409	513		932		95	101	27	
SP 8A-5N (R)	MRS 4000R	0,75	409		366		807	95	101		9
SP 8A-7	MRS 402	1,1	463	346	306	839	759	95	101	17	16
SP 8A-7 N (R)	MRS 4000R	2,2	463	513		1056		95	101	28	
SP 8A-7 N (R)	MRS 4000R	1,1	463		413		905	95	101		21
SP 8A-10	MRS 402	1,5	619	346	346	955	855	95	101	9	9
SP 8A-10N (R)	MRS 4000R	2,2	619	513		1152		95	101	30	
SP 8A-10N (R)	MRS 4000R	1,5	619		413		1032	95	101		23
SP 8A-12	MRS 4000	2,2	703	513		1276		95	101	30	
SP 8A-12 (R)	MRS 402	2,2	703	346		1049		95	101		21
SP 8A-12N (R)	MRS 4000R	2,2	703	513	463	1276	1156	95	101	30	25
SP 8A-15	MRS 4000	2,2	829	513		1402		95	101	32	
SP 8A-15 (R)	MRS 402	2,2	829		346		1175	95	101		23
SP 8A-15N (R)	MRS 4000R	2,2	829	513	463	1402	1282	95	101	32	27
SP 8A-18	MRS 4000	3,0	866		463		1448	95	101		28
SP 8A-18N (R)	MRS 4000R	3,0	866		463		1448	95	101		25
SP 8A-21	MRS 4000	4,0	1081		513		1854	95	101		35
SP 8A-21N (R)	MRS 4000R	4,0	1081		513		1854	95	101		35
SP 8A-25	MRS 4000	4,0	1249		513		1822	95	101		37
SP 8A-25N (R)	MRS 4000R	4,0	1249		513		1822	95	101		37
SP 8A-30	MRS 4000	5,5	1459		513		2132	95	101		45
SP 8A-30N (R)	MRS 4000R	5,5	1459		513		2132	95	101		45
SP 8A-37	MRS 4000	5,5	1753		513		2426	95	101		46
SP 8A-37 N (R)	MRS 4000R	5,5	1753		513		2426	95	101		46
SP 8A-30	MRS 6000	5,5	1521		541		2052	138	138		56
SP 8A-30N	MRS 6000R	5,5	1521		541		2052	138	138		56
SP 8A-37	MRS 6000	5,5	1815		541		2395	138	138		60
SP 8A-37 N	MRS 6000R	5,5	1815		541		2395	138	138		60
SP 8A-44	MRS 4000	7,5	2051		773		2524	95	101		60
SP 8A-44N	MRS 4000	7,5	2051		773		2524	95	101		60
SP 8A-44	MRS 6000	7,5	2109		511		2580	138	138		65
SP 8A-44N	MRS 6000R	7,5	2109		511		2580	138	138		65
SP 8A-50	MRS 4000	7,5	2303		773		3076	95	101		64
SP 8A-50N	MRS 4000	7,5	2303		773		3076	95	101		64
SP 8A-50	MRS 6000	7,5	2351		511		2932	138	138		70
SP 8A-50N	MRS 6000R	7,5	2351		511		2932	138	138		70
SP 8A-55	MRS 6000	9,2	3013		601		3614	138	140		104
SP 8A-55N	MRS 6000R	9,2	3013		601		3614	138	140		104
SP 8A-66	MRS 6000	11,0	3349		631		3680	138	140		114
SP 8A-66N	MRS 6000R	11,0	3349		631		3680	138	140		114
SP 8A-73	MRS 6000	11,0	3543		631		4274	138	140		120
SP 8A-73N	MRS 6000R	11,0	3543		631		4274	138	140		120
SP 8A-82	MRS 6000	13,0	4021		661		4882	138	140		131
SP 8A-82N	MRS 6000R	13,0	4021		661		4882	138	140		131
SP 8A-91	MRS 6000	15,0	4369		695		5085	138	140		143
SP 8A-91N	MRS 6000R	15,0	4369		695		5085	138	140		143
SP 8A-100	MRS 6000	15,0	4777		695		5473	138	140		150
SP 8A-100N	MRS 6000R	15,0	4777		695		5473	138	140		150
SP 8A-110	MRS 6000	18,5	5197		751		5948	138	140		164
SP 8A-110N	MRS 6000R	18,5	5197		751		5948	138	140		164

E = Diamètre max de la pompe comprenant le protégé-câble et le moteur.

Courbes de performances

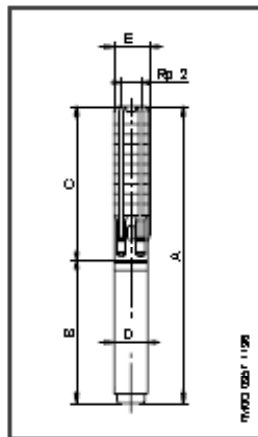
Pompes immergées
SP 14A



Caractéristiques techniques

Pompes immergées
SP 14A

Dimensions et poids



Type de pompe	Moteur		Dimension c (mm)						Poids Net (kg)		
	Type	Puissance (kW)	C	B		A		D	E	1x230V	3x230V 3x400V
				1x230V	3x230V 3x400V	1x230V	3x230V 3x400V				
SP 14A5	MIS 402	1,5	510	346	346	896	896	96	101	18	17
SP 14A7	MIS 400	2,2	640	573		1213		96	101	29	
SP 14A7	MIS 402	2,2	640		346		966	96	101		19
SP 14A10	MIS 400	3,0	836		493		1328	96	101		27
SP 14A13	MIS 400	4,0	1030		573		1603	96	101		33
SP 14A18	MIS 400	5,5	1395		673		2128	96	101		41
SP 14A25	MIS 400	7,5	1810		773		2584	96	101		67
SP 14A18	MIS 600	5,5	1417		541		1968	138	138		52
SP 14A25	MIS 600	7,5	1872		571		2443	138	138		60

E = Diamètre max de la pompe comprenant le protégé-câble et le moteur.

ANNEXE 4

Modules PV utilisés dans la simulation

AP-6105/AP-7105 PHOTOVOLTAIC MODULES

AstroPower's AP-6105/AP-7105 modules are based on high-efficiency five-inch single crystal solar cells. Crystalline solar cell technology is the industry standard, in use for over two decades in hundreds of thousands of application sites throughout the world. The five-inch AstroPower solar cells build on this extensive experience base, but capture the cost advantages inherent to larger size solar cells.

AP-6105/AP-7105 modules utilize industry standard construction techniques to ensure long life even in the most severe environments. Every module is covered by a comprehensive twenty year warranty, and meets all applicable industry and consumer standards for safety and reliability.

The lower cost and high performance of these modules makes them suited to an extremely wide range of PV applications. Conventional industrial systems such as telecommunication and navigation aids will benefit from the high performance and durability of this design. Price-sensitive applications such as rural electrification (water pumping, village power, home lighting systems, etc.) will benefit from the extra value which these modules afford without the need to compromise quality or performance.

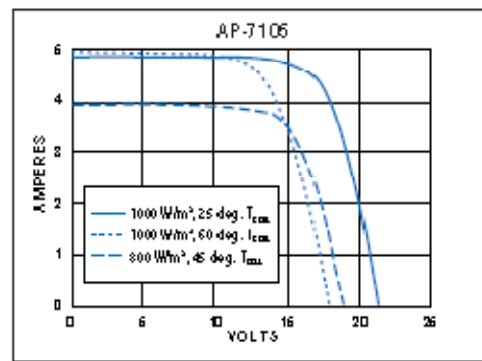
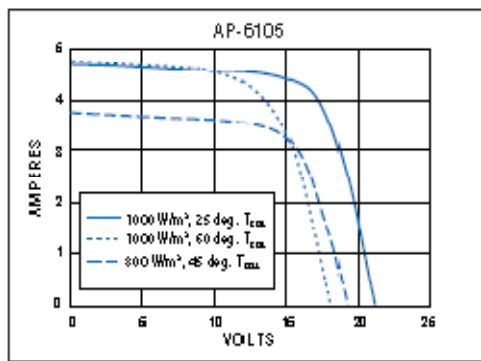


MODULE FEATURES

- Each module contains 36 series-connected single crystal silicon solar cells for optimum battery charging performance in hot weather or low light levels.
- Power output of 65-75 watts meets the range of greatest market demand.
- Over 4.0 amps of charging current in full sunlight.
- Heavy duty anodized frame provides strength and convenient mounting access.
- Module width and mounting hole pattern conform to industry standards – fits existing mounting racks and trackers.
- Weather resistant junction box, including protective diodes, allows for easy and safe field interconnection.
- UL Listed / IEC1215 / CECS03 / TÜV.
- Twenty year warranty.
- Also available in black frame/blue tedlar designed specifically to enhance the appearance of residential rooftop installations.



ELECTRICAL/MECHANICAL CHARACTERISTICS



TYPICAL ELECTRICAL/MECHANICAL PARAMETERS

Nominal Operating Cell Temp. (NOCT)	42°C ① Ambient Air: Irradiance = 800 W/m²; cell temperature = 27°C; wind speed = 1 m/s
Short Circuit Temp. Coefficient	+0.2mV/°C
Open Circuit Voltage Coefficient	-0.08 V/°C
Typical Fill Factor	69% (AP-6105) 74% (AP-7105)
High Voltage Standoff Potential	2200 Volts
Ground Continuity of Frame	< 1 ohm
Weight (Wind) Bearing Potential	50 lbs/ft² (125 mph equiv.) 6.4kN/ft² (29.1 kPa equiv.)
Hailstone Impact Resistance	1" @ 50 mph (25 mm @ 80 kph)

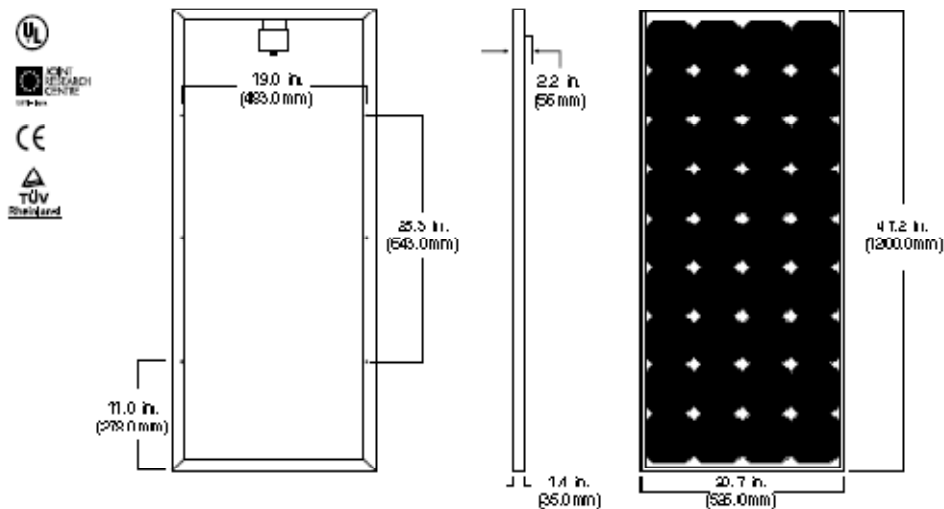
TYPICAL OUTPUT SPECIFICATIONS

① Standard Test Conditions (defined as: Irradiance = 1000 W/m²; cell temperature = 25°C; solar spectral irradiance per ASTM E892 (air mass = 1.5))

	AP-6105	AP-7105
Peak Power* (W _p)	65 Watts	75 Watts
Open Circuit Voltage (V _{oc})	20.5 Volts	21.0 Volts
Max. Power Voltage (V _{mpp})	16.3 Volts	17.0 Volts
Short Circuit Current (I _{sc})	4.6 Amps	4.8 Amps
Max. Power Current (I _{mp})	4.0 Amps	4.4 Amps
Weight	18.1 lbs. (8.2 kg)	
Dimensions	47.2 x 20.7 x 1.4 in. (1210.0 x 526.0 x 35.0 mm)	

*Total power tolerance ±10%

AP-6105/AP-7105 PHYSICAL SPECIFICATIONS



Note: Mounting hole diameter is .26" (6.6 mm)

4/99



AstroPower, Inc., Solar Park, Newark, DE 19716-2000 USA
tel 302-366-0400 fax 302-368-6474 www.astropower.com

AP-1106/AP-1206 PHOTOVOLTAIC MODULES

AstroPower's AP-1106/AP-1206 modules utilize the AP-106 high-efficiency six-inch single crystal solar cell, the largest solar cell commercially available today. Over the last two decades, single crystal silicon has become the industry standard—accounting for more than twice the installed capacity compared to any other PV technology. AstroPower's six-inch single crystal solar cells extend this proven technology and capture significant economies of scale during manufacturing and installation.

The high power of these modules means that fewer units need to be lifted, installed and interconnected, compared to lower-output competitive products. This is especially relevant to emerging utility connected applications and commercial/industrial projects where large array sizes and low installation costs are desirable. Yet the module weight has been kept low enough so that a single person can easily handle one safely.

The AP-1106/AP-1206 modules utilize industry standard construction techniques for high strength and durability. Every module is covered by a comprehensive twenty-year warranty and meets all applicable industry and consumer standards for safety and reliability.

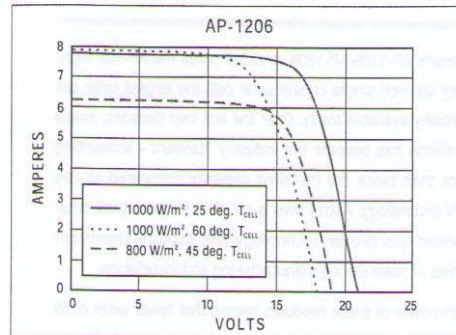
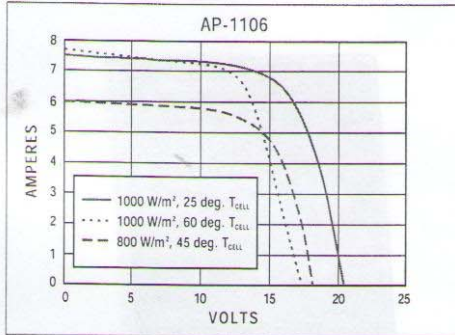


MODULE FEATURES

- Each module contains 36 series-connected single crystal silicon solar cells for optimum battery charging performance in hot weather or low light levels.
- Over 6.5 amps of charging current in full sunlight.
- Dual high-capacity bypass diodes built in for superior protection in case of temporary local shading conditions.
- Anti-reflective coating applied to solar cell front surface enhances output and provides improved optical matching to glass and encapsulant.
- 100% of all solar cells and modules are electronically tested to assure quality and performance.
- Heavy duty anodized frame provides strength and convenient mounting access.
- Module width and mounting hole pattern conform to industry standards – fits existing mounting racks and trackers.
- Weather resistant junction box, including protective diodes, allows for easy and safe field interconnection.
- UL Listed / IEC1215 / CEC503 / TÜV.
- Twenty year warranty.
- Also available in black frame/blue tedlar designed specifically to enhance the appearance of residential rooftop installations.

ASTROPOWER
 21KOBOMEN

ELECTRICAL/MECHANICAL CHARACTERISTICS



TYPICAL ELECTRICAL/MECHANICAL PARAMETERS

Nominal Operating Cell Temp. (NOCT)	45°C <small>(Determined under: Irradiance = 800 W/m²; ambient temperature = 20°C; wind speed = 1m/s)</small>
Short Circuit Temp. Coefficient	+0.6mA/°C
Open Circuit Voltage Coefficient	-0.08 V/°C
Typical Fill Factor	71% (AP-1106) 74% (AP-1206)
High Voltage Standoff Potential	2200 Volts
Ground Continuity of Frame	< 1 ohm
Weight (Wind) Bearing Potential	50 lbs/ft ² (125 mph equiv.) <small>(2400 N/m² (200 kph equiv.))</small>
Hailstone Impact Resistance	1" @ 50 mph (24 mm @ 80 kph)

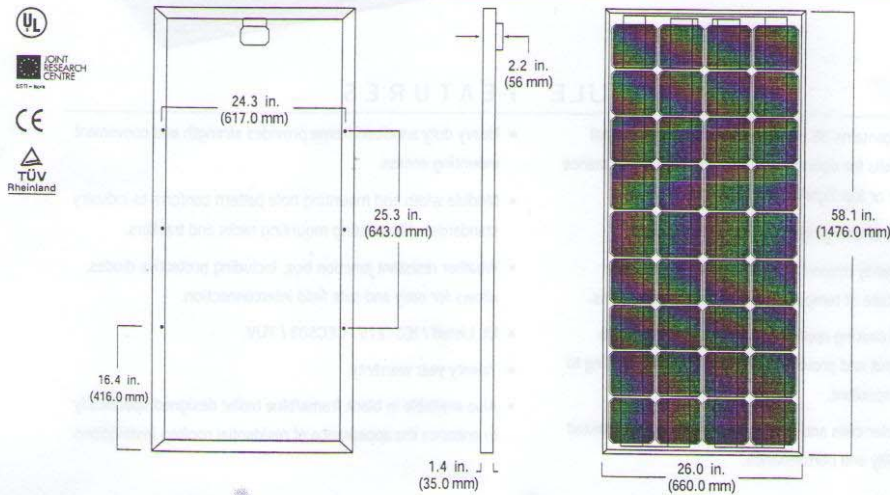
TYPICAL OUTPUT SPECIFICATIONS

@ Standard Test Conditions (defined as: Irradiance = 1000 W/m²; cell temperature = 25°C; solar spectral irradiance per ASTM E892 (air Mass = 1.5))

	AP-1106	AP-1206
Peak Power *(W _p)	110 Watts	120 Watts
Open Circuit Voltage (V _{oc})	20.7 Volts	21.0 Volts
Max. Power Voltage (V _{mp})	16.7 Volts	16.9 Volts
Short Circuit Current (I _{sc})	7.5 Amps	7.7 Amps
Max. Power Current (I _{mp})	6.6 Amps	7.1 Amps
Weight	26.1 lbs. (11.9 kg)	
Dimensions	58.1 x 26.0 x 1.4 in. (1476.0 x 660.0 x 35.0 mm)	

*rated power tolerance = ±10%

AP-1106/AP-1206 PHYSICAL SPECIFICATIONS



Note: Mounting hole diameter is .26" (6.6 mm).
4/99



AstroPower, Inc., Solar Park, Newark, DE 19716-2000 USA
 tel 302-366-0400 fax 302-368-6474 www.astropower.com

Annexes 5 – Lois et décrets

Décret exécutif : coûts de diversification de la production d'électricité

Décret exécutif n° 04-92 du 4 Safar 1425 correspondant au 25 mars 2004 relatif aux coûts de diversification de la production d'électricité

Le Chef du Gouvernement Sur le rapport du ministre de l'énergie et des mines,

Vu la Constitution, notamment ses articles 85-4° et 125 (alinéa 2) ;
Vu l'ordonnance n° 75-59 du 26 septembre 1975, modifiée et complétée, portant code de commerce ;
Vu la loi n° 83-17 du 16 juillet 1983, modifiée et complétée, portant code des eaux ;
Vu la loi n° 84-17 du 7 juillet 1984, modifiée et complétée, relative aux lois de finances ;
Vu la loi n° 90-08 du 7 avril 1990 relative à la commune ;
Vu la loi n° 90-09 du 7 avril 1990 relative à la wilaya ;
Vu la loi n°90-22 du 18 août 1990, modifiée et complétée, relative au registre de commerce ;
Vu la loi n°90-29 du 1er décembre 1990, modifiée, relative à l'aménagement et à l'urbanisme ;
Vu la loi n° 91-11 du 27 avril 1991 fixant les règles relatives à l'expropriation pour cause d'utilité publique ;
Vu la loi n° 98-04 du 20 Safar 1419 correspondant au 15 juin 1998 relative à la protection du patrimoine culturel ;
Vu la loi n° 99-09 du 15 Rabie Ethani 1420 correspondant au 28 juillet 1999 relative à la maîtrise de l'énergie ;
Vu l'ordonnance n° 01-03 du Aouel Joumada Ethania 1424 correspondant au 20 août 2001 relative au développement de l'investissement ;
Vu la loi n° 01-20 du 27 Ramadhan 1422 correspondant au 12 décembre 2001 relative à l'aménagement et au développement durable du territoire ;
Vu la loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisation, notamment ses articles 9, 21, 26, 28, 95, 97, 98,128 et 178 ;
Vu l'ordonnance n° 03-03 du 19 Joumada El Oula 1424 correspondant au 19 juillet 2003 relative à la concurrence ;
Vu la loi n° 03-10 du 19 Joumada El Oula 1424 correspondant au 19 juillet 2003 relative à la protection de l'environnement dans le cadre du développement durable ;
Vu le décret présidentiel n° 03-208 du 3 Rabie El Aouel 1424 correspondant au 5 mai 2003 portant nomination du Chef du Gouvernement ;
Vu le décret présidentiel n° 03-215 du 7 Rabie El Aouel 1424 correspondant au 9 mai 2003, modifié, portant nomination des membres du Gouvernement ;

Décrète :

Article 1er. — En application des dispositions de la loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002, susvisée, le présent décret a pour objet de définir les coûts de diversification de l'électricité produite à partir des énergies renouvelables et /ou de la cogénération, dans le cadre du régime spécial, ainsi que les conditions de production, de transport et de raccordement aux réseaux de l'électricité produite. Il a également pour objectif de préciser les mécanismes d'éligibilité des producteurs d'électricité au dispositif du régime spécial défini à l'article 3 ci-dessous.

Art. 2. — Au sens du présent décret, on entend par :

Loi : La loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisation.

Commission : La commission de régulation de l'électricité et du gaz, telle que prévue par la loi suscitée, organisme chargé d'assurer le respect de la réglementation technique, économique et

environnementale, la protection des consommateurs, la transparence des transactions et la non-discrimination entre opérateurs.

Energies Renouvelables : sont définies comme énergies renouvelables toutes les énergies provenant de sources : hydraulique, solaire thermique, éolienne, géothermique, solaire rayonnante, ainsi que les énergies issues de la cogénération et de la valorisation des déchets.

Cogénération : La production combinée d'électricité et de chaleur.

Exploitant de réseau de distribution : toute personne physique ou morale chargée de l'exploitation, de l'entretien du réseau de distribution dans les termes de la concession accordée pour le réseau en question.

Société de développement : personne morale dont l'objet est le développement de projets utilisant des énergies renouvelables.

Producteur : toute personne physique ou morale qui produit de l'électricité.

Régime spécial : L'organisation par dérogation au régime commun du marché pour l'écoulement normal d'un volume minimal d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables et/ou de système de cogénération, à un prix minimal comme spécifié à l'article 26 de la loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002, susvisée.

Art. 3. — Le présent décret couvre l'ensemble des activités de la production d'électricité, du raccordement aux réseaux, de transport ou de distribution dans le cadre du régime spécial.

A ce titre, la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et/ou de cogénération bénéficie des primes prévues à l'article 95 de la loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002, susvisée, ainsi que des autres mesures visant à la prise en charge des surcoûts de transport et de distribution constituant les coûts de diversification prévus par la loi au titre de la promotion des énergies renouvelables

Art. 4. — Est considérée comme production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et/ou de cogénération, au titre du présent décret :

- l'électricité produite par tout producteur d'électricité dans le cadre du régime spécial, à partir d'installations existantes de production d'électricité, sous réserve que ces installations soient préalablement et totalement rénovées après autorisation de la commission, et à partir de toutes nouvelles unités de production.
- l'électricité produite dans des installations réalisées ou exploitées pour le compte de producteurs, de collectivités territoriales, d'associations ou de particuliers.

Art. 5. — Les producteurs voulant bénéficier du dispositif du régime spécial doivent souscrire aux conditions du cahier des charges relatif à l'écoulement sur le marché tel que prévu à l'article 26 de la loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002, susvisée, et visant l'encouragement des énergies renouvelables notamment aux conditions suivantes :

- de livraison au réseau de toute l'énergie excédentaire produite par les installations de cogénération et de toute l'énergie produite par les installations de production d'électricité à partir des énergies renouvelables, ceci en bénéficiant de la prime définie à l'article 10 ci-dessous ;
- d'alimentation pour leur utilisation propre des installations ci-dessus évoquées, à partir des réseaux de distribution ou de transport électrique ;
- des normes de sécurité et règlements techniques pour les installations de production ;
- des normes d'exploitation des installations selon les normes techniques de production ;
- des normes d'entretien des installations ;
- du respect scrupuleux des conditions de protection du milieu ambiant.

Art. 6. — Le cahier des charges, prévu à l'article 77 de la loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002, susvisée, doit prévoir l'obligation faite au gestionnaire du réseau de

distribution de connecter à son réseau les installations de production d'électricité à partir des énergies renouvelables et/ou de cogénération visées à l'article 3 du présent décret.

Dans le cas où l'électricité produite dans le cadre du régime spécial est connectée au réseau de transport de l'électricité, le gestionnaire du réseau de transport de l'électricité assurera cette connexion selon les dispositions prévues à l'article 34 de la loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002, susvisée.

Cette connexion est réalisée par le gestionnaire du réseau de distribution ou de transport selon le cas.

Les coûts découlant de cette connexion font partie des coûts de diversification.

La connexion sera assurée par le gestionnaire du réseau de distribution ou de transport d'électricité dont les installations techniques sont les plus près de l'installation de production électrique ci-dessus définie ; il sera tenu compte de la taille des installations de production électrique à partir d'énergies renouvelables et/ou de cogénération concernées.

Les installations de production électrique, ci-dessus définies, sont raccordées comme suit :

- pour les puissances inférieures à 120 KW, le raccordement se fait en basse tension,
- pour les puissances inférieures à 10 MW, le raccordement se fait sur le réseau 10 à 30 KV,
- pour les puissances entre 10 et 40 MW, le raccordement se fait sur le réseau 60 KV,
- pour les puissances supérieures à 40 MW, le raccordement se fait sur le réseau 220 KV.

La connexion pourrait prévoir, si nécessaire, une extension du réseau pour permettre le raccordement de cette production d'électricité. Cette extension doit cependant rester dans des limites économiquement acceptables. Les cas litigieux seront soumis à la commission.

Art. 7. — En cas d'appel d'offres infructueux, et dans le but de respecter les objectifs arrêtés pour le niveau de contribution des énergies renouvelables et/ou de système de cogénération dans le profil de consommation global énergétique, la commission peut fixer un quota de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et/ou de système de cogénération, pour chaque producteur opérant sous le régime commun.

Cette disposition sera précisée dans le cahier des charges, pour la réalisation de nouvelles capacités de production d'électricité conventionnelle, mentionné à l'article 27 de la loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002, susvisée.

Art. 8. — Conformément à la politique énergétique nationale et en application du présent décret, la commission arrêtera chaque année les quotas de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables.

Elle veillera à l'organisation de la prise en charge des surcoûts liés aux énergies renouvelables et/ou de système de cogénération dans le cadre du régime spécial.

Art. 9. — La commission dresse annuellement, au cours du mois de janvier pour l'année écoulée, le bilan de production pour chaque producteur d'électricité dans le cadre du régime spécial.

Le bilan devra faire apparaître l'énergie commercialisée et l'énergie autoconsommée.

La commission veille à ce que les transactions intervenues sur la base du mécanisme de soutien aux énergies renouvelables ne remettent pas en cause les quotas fixés dans les conditions figurant à l'article 8 ci-dessus.

Art. 10. — L'électricité produite dans le cadre du régime spécial bénéficie des avantages mentionnés dans les articles 95, 97 et 98 de la loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002, susvisée, et dans les conditions figurant aux articles 12, 13, 14, 15, 16 et 17 du présent décret.

Art. 11. — Afin de couvrir les surcoûts découlant de la production d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables et au titre des coûts de diversification, il est attribué aux producteurs d'électricité à partir des énergies renouvelables, une prime pour chaque kWh produit, commercialisé ou consommé.

Le cumul des avantages découlant des mesures contribuant à la promotion des énergies renouvelables, telles que définies dans le présent décret, est autorisé

Art. 12. — Pour l'électricité produite à partir d'installations utilisant de l'énergie solaire thermique par des systèmes hybrides solaire-gaz, la prime s'élève à 200% du prix par kWh de l'électricité élaboré par l'opérateur du marché défini par la loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002 susvisée, et ceci quand la contribution minimale d'énergie solaire représente 25% de l'ensemble des énergies primaires.

Pour les contributions de l'énergie solaire inférieure à 25%, la dite prime est servie dans les conditions ci-après :

- pour une contribution solaire 25% et plus : la prime est de 200%,
- pour une contribution solaire 20 à 25% : la prime est de 180%,
- pour une contribution solaire 15 à 20% : la prime est de 160% ,
- pour une contribution solaire 10 à 15% : la prime est de 140% ,
- pour une contribution solaire 5 à 10% : la prime est de 100% ,
- pour une contribution solaire 0 à 5% : la prime est nulle.

Art. 13. — Pour l'électricité produite à partir d'installations de valorisation de déchets, la prime est de 200% du prix par kWh de l'électricité tel qu'élaboré par l'opérateur du marché défini par la loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002, susvisée.

Art. 14. — Pour l'électricité produite à partir de l'hydraulique, la prime est de 100% du prix par kWh de l'électricité tel qu'élaboré par l'opérateur du marché défini par la loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002, susvisée.

Art. 15. — Pour l'électricité produite à partir d'éolienne, la prime est de 300% du prix par kWh de l'électricité tel qu'élaboré par l'opérateur du marché défini par la loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002, susvisée.

Art. 16. — Pour l'électricité produite à partir d'énergie solaire rayonnante ou thermique exclusivement, la prime est de 300% du prix par kWh de l'électricité tel qu'élaboré par l'opérateur du marché tel que défini par la loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002, susvisée.

Art. 17. — Pour l'électricité produite à partir d'installation de cogénération de vapeur et/ou d'eau chaude, le montant s'élève à 160% du prix par kWh de l'électricité tel qu'élaboré par l'opérateur du marché défini par la loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002, susvisée, en tenant compte d'une production d'énergie thermique utilisable de 20% de l'ensemble des énergies primaires utilisées.

Les capacités de production en électricité ne doivent pas dépasser les 50 MW.

Pour les installations produisant moins de 20% d'énergie utilisable, la prime sera réduite de 25% par tranche, de 5% d'énergie thermique en dessous de 20% en tenant compte d'un minimum de production d'énergie thermique de 10% :

- pour une production d'énergie utilisable de 15 à 19% la prime sera de 120%,
- pour une production d'énergie utilisable de 10 à 15% la prime sera de 80%,
- pour une production d'énergie utilisable inférieure à 10% la prime sera nulle.

Art. 18. — Le présent décret sera publié au Journal officiel de la République algérienne démocratique et populaire.

Fait à Alger, le 4 Safar 1425 correspondant au 25 mars 2004.

Ahmed OUYAHIA