

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة أبي بكر بلقايد - تلمسان

Université Aboubakr Belkaïd – Tlemcen –
Faculté de TECHNOLOGIE



MEMOIRE

Présenté pour l'obtention du **diplôme** de **MASTER**

En : Electrotechnique

Spécialité : Commande des machines électriques

Par :

Wail Riyad MAAMERI

Sidi Mohammed El Mehdi BENAMAR

Sujet

Etude et simulation d'une installation solaire photovoltaïque pour le pompage et l'irrigation destinée à la ferme pilote Belaidouni Mohamed

Soutenu publiquement, le 08 / 06 / 2024 , devant le jury composé de :

A.MECHERNENE	MCA	Université de Tlemcen	Président
M A. BRIXI NIGASSA	MAA	Université de Tlemcen	Examineur
Y. DRIS	MAB	Université de Tlemcen	Encadreur
M. LOUCIF	MCA	Université de Tlemcen	Co-Encadreur

Année universitaire : 2023 /2024

Dedicaces 1

Avec l'aide de Dieu tout puissant, nous avons achevé ce modeste travail que je dédie :

- à mes très chers parents, pour leur soutien matériel et moral, en espérant que je puisse leur rendre le minimum de bonheur qu'ils m'ont offert ;
- à mes très chers frères Alae, Nadir et Abdealim ;
- à toute ma famille ;
- à mes très chers amis : Khalil, Boumediene, Youcef ;
- Enfin à toute la promotion Electrotechnique, option Commande électrique de l'année 2019-2020 .

Sidi Mohammed El Mehdi BENAMAR
Tlemcen, le 28 Mai 2024

Dedicaces 2

JE dédie ce modeste travail à tout ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce présent projet, ainsi je le dédie à :

- à mes parents ;
- à mes chères frères : Mehdi,youcef,Hamza ;
- à toutes ma familles ;
- à mon très cher ami Mohammed BENFRID ;

Wail Riyad MAAMERI
Tlemcen, le 28 Mai 2024

Remerciements

Ce document présente les travaux effectués dans le cadre de notre projet de fin d'étude de Master au Département de Génie Électrique et Électronique de la Faculté de Technologie de l'Université Abou Bekr Belkaïd de Tlemcen.

Avant tout. Je remercie Dieu tout-puissant qui m'a permis de faire ce travail et m'a donné la force, le courage et la foi pour le mener à bien de la meilleure façon.

Je profite de l'occasion pour remercier tous ceux qui ont contribué à la réussite de mon travail de thèse

En premier lieu, nous tenons à exprimer notre gratitude à nos encadrants, les Docteurs Younes DRIS et Mourad LOUCIF, pour nous avoir proposé et dirigé ce travail, nous les remercions pour nous avoir fait profiter de leur expérience, pour orientations qui nous ont permis de mener à bien ce travail.

Je tiens également à remercier Monsieur Abdelkader MECHERNENE, Monsieur Sidi Mohammed MELIANI et Monsieur Mohamed Choukri BENHABIB, Professeurs à l'Université de Tlemcen, Je vous remercie pour tous vos conseils et votre aides et votre expérience pour avoir placé l'installation de pompage PV constructifs qui m'ont permis de mener à bien ce travail. Je vous remercie pour votre sympathie et vos précieuses qualités humaines.

Enfin, nous tenons également à adresser nos vifs remerciements au Professeur Monsieur Abdelkader MECHERNENE, Maître de Conférences à l'Université Abou Bekr Belkaïd, nous le remercions chaleureusement pour avoir accepté d'examiner le présent mémoire et pour ses observations et remarques pertinentes et constructives.

Wail Riyad MAAMERI Sidi Mohammed El Mehdi BENAMAR
Tlemcen, le 28 Mai 2024

TABLE DES MATIÈRES

DEDICACES 1	i
DEDICACES 2	ii
REMERCIEMENTS	iii
NOMENCLATURE	xii
GLOSSAIRE	xiv
INTRODUCTION GÉNÉRALE	1
I GÉNÉRALITÉ	3
I.1 INTRODUCTION	5
I.2 LES ENERGY RENOUVLABLES	5
I.3 LES DIFFÉRENTS TYPES DES ÉNERGIES RENOUVELABLES	5
I.4 ENERGIE SOLAIRE EN ALGÉRIE	6
I.5 ENERGIE SOLAIRE EN TLEMCCEN	6
I.6 TYPES DES SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUE	8
I.6.1 Système autonome	8
I.6.1-a Système autonome avec stockage	9
I.6.1-b Système autonome sans stockage	9
I.6.2 Système photovoltaïque raccordé au réseaux	9
I.6.3 Système hybride	9
I.7 MÉTHODES DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE	9
I.7.1 Pompage au fil du soleil	9
I.7.2 Pompage avec batteries	10
I.8 DIFFÉRENTS COMPOSANTS D'UN SYSTÈME DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE	10
I.9 GÉNÉRATEUR PHOTOVOLTAÏQUE	11
I.10 CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE	11
I.11 PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT D'UNE CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE	11
I.12 TECHNOLOGIE D'UNE CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE	12
I.13 MODÈLE ÉLECTRIQUE D'UNE CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE	13
I.13.1 Modèle à une diode	13
I.13.2 Modèle à deux diodes	14

I.14	CARACTÉRISTIQUES D'UNE CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE	15
	I.14.0-a Résistance série R_s	16
	I.14.0-b Résistance parallèle R_{sh}	16
	I.14.1 Puissance crête (P_c)	17
	I.14.2 Tension à circuit ouvert V_{oc}	17
	I.14.3 Courant de court-circuit I_{cc}	17
	I.14.4 Rendement de conversion (η)	17
	I.14.5 Facteur de forme FF	17
I.15	ASSOCIATION DES CELLULES PHOTOVOLTAÏQUE	18
	I.15.1 Association en série	18
	I.15.2 Association en parallèle	18
	I.15.3 Association mixte(Série+Parallèle)	19
I.16	EFFET DES CONDITIONS MÉTÉOROLOGIQUES SUR LE FONCTION- NEMENT DU MODULE PEIMAR SF400M(9BB)(BF)	19
	I.16.1 Influence de l'éclairement	19
	I.16.2 Influence de la température	20
I.17	GROUPE MOTO POMPE	21
	I.17.1 Pompe électrique	21
	I.17.1-a Classification selon la conception de la pompe [42]	22
	I.17.1-b Pompes centrifuges	22
	I.17.1-c Pompes volumétriques	22
	I.17.1-d Classification selon la position de la pompe [42]	23
	I.17.1-e Pompes de surface	23
	I.17.1-f Pompes immergées	24
	I.17.2 Moteur	25
	I.17.2-a Moteur à courant continu	26
	I.17.2-b Moteur à courant alternatif	26
I.18	L'ÉLECTRONIQUE DE PUISSANCE ET DE CONTRÔLE	27
	I.18.1 Convertisseur DC/DC Hacheur	27
	I.18.2 Convertisseur DC/AC Onduleur	27
	I.18.3 Commande MPPT (Maximum Power Point Tracking) [19]	28
I.19	IRRIGATION	29
I.20	IMPORTANCE DE L'IRRIGATION	29
I.21	MÉTHODES D'IRRIGATION	29
	I.21.1 Irrigation de surface	30
	I.21.2 Irrigation par goutte à goutte	30
	I.21.3 Irrigation par aspersion	31
I.22	CONCLUSION	31
II	FERME PILOTE DE MED BELAIDOUNI	33
	II.1 INTRODUCTION	34
	II.2 L'AGRICULTURE EN ALGÉRIE	34
	II.3 INFORMATIONS SUR L'AGRICULTURE EN ALGÉRIE	34
	II.4 L'AGRICULTURE DANS LA RÉGION (TLEMCCEN)	36
	II.5 BELAIDOUNI-MED/ALGÉRIE FERME PILOTE	36

II.6 PRÉSENTATION DE L'AGRICULTEUR ET DES PARTIES PRENANTES CONCERNÉES	37
II.7 SITUATION ET CLIMAT	38
II.8 TAILLE DE L'EXPLOITATION ET TYPE DE CULTURES	38
II.9 MODÈLES D'ENTREPRISE EXISTANTS (SOURCES DE REVENUS, DÉPENSES PAR CATÉGORIE)	40
II.10 UTILISATION DE L'ÉNERGIE ET DE L'EAU DANS LES EXPLOITATIONS AGRICOLES	41
II.11 DÉFIS IDENTIFICATIONS	43
II.12 EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	44
II.13 SOLUTION HYBRID	44
II.14 POSSIBILITÉS OPTIMALES D'UTILISATION DE L'EAU	44
II.15 MAXIMISATION DE L'EFFICACITÉ DE L'UTILISATION DE L'EAU DANS L'IRRIGATION	45
II.16 STOCKAGE	46
II.17 CONCLUSION	46
III DIMENSIONNEMENT DU SYSTÈME DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE	47
III.1 INTRODUCTION	48
III.2 PRÉSENTATION DE LOGICIEL DE SIMULATION PVSYST	48
III.3 SYSTÈME DE POMPAGE	48
III.4 CONCEPTION DU PROJET	49
III.5 NOTION HYDRAULIQUE	50
III.6 DIMENSIONNEMENT D'UN SYSTÈME DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE	52
III.7 ESTIMATION DES BESOINS EN EAU	52
III.8 CALCUL DE L'ÉNERGIE HYDRAULIQUE QUOTIDIENNE REQUISE	52
III.9 CALCUL DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE QUOTIDIENNE REQUISE	53
III.10 DÉTERMINATION DE L'ÉNERGIE SOLAIRE DISPONIBLE	53
III.11 TAILLE DU GÉNÉRATEUR PHOTOVOLTAÏQUE	53
III.12 DIMENSIONNEMENT DE LA POMPE [34]	54
III.13 CONCLUSION	55
IV ETUDE DE CAS	56
IV.1 INTRODUCTION	57
IV.2 CALCUL ANALYTIQUE	57
IV.2.1 Besoin d'eau	57
IV.2.2 Calculer la HMT	57
IV.2.3 Débit	58
IV.2.4 Energie hydraulique	59
IV.2.5 Energie électrique	59
IV.2.6 Puissance électrique	60
IV.2.7 Nombre de modules	61
IV.2.7-a Nombre de modules en série	61
IV.2.7-b Nombre de module en parallèle	62

IV.2.8	Résultats corrigés	62
IV.3	DIMENTIENNEMNT A L'AIDE DE LOGICIELE PVSYST	62
IV.3.1	Étapes du dimensionnement	62
IV.3.1-a	Identification du projet	62
IV.3.1-b	Définition du nom du fichier et projet	63
IV.3.1-c	Définition du site du projet	63
IV.3.1-d	Orientation des panneaux photovoltaïques	64
IV.3.1-e	Circuit hydraulique	64
IV.3.1-f	Définition des besoins en eau	65
IV.3.1-g	Identification du projet	65
IV.3.1-h	Identification des caractéristiques de la pompe de l'installation du pompage	65
IV.3.1-i	Conception du sous-champ de l'installation du pompage solaire	66
IV.3.2	Interprétations des résultats du dimensionnement de l'installation du pompage solaire	67
IV.4	RÉSULTATS CORRIGÉS DU CALCUL ANALYTIQUE	70
IV.5	ETUDE FINONCIERE	70
IV.5.1	Coût d'installation du système de pompage PV	70
IV.5.1-a	Panneaux photovoltaïques	70
IV.5.1-b	Structure métallique galvanisé thermo-laqué	71
IV.5.1-c	Kit de Pompage	71
IV.5.1-d	Compteur d'eau et Filtre à disque de pompe	71
IV.5.1-e	Onduleur de pompe 7.5KW	71
IV.5.1-f	Accessoires	71
IV.5.1-g	Coût total d'installation	71
IV.5.2	Étude des dépenses liées au pompage diesel	72
IV.5.2-a	Coût du carburant diesel	72
IV.5.2-b	Coût de l'entretien et de la maintenance	72
IV.5.2-c	Coût des lubrifiants et des additifs	73
IV.5.2-d	Coût des pièces détachées	73
IV.5.2-e	Coût annuel total	73
IV.5.3	Comparaison entre l'installation diesel et solaire	73
IV.5.3-a	Période de récupération de l'investissement	73
IV.5.3-b	Avantages du pompage solaire	74
IV.6	CONCLUSION	74
V	MÉTHODOLOGIE DE SIMULATION D'UN SYSTÈME DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE MATLAB	75
V.1	INTRODUCTION	76
V.2	OBJECTIFS DE LA SIMULATION	76
V.3	ETAPE DE LA SIMULATION	76
V.3.1	simulation d'un champ photovoltaïque de 24 panneaux	76
V.3.2	Simulation du hacheur DC/DC Boost	77
V.3.3	MPPT (Algorithme perturbation et observation (P&O))	78

V.3.4	Simulation du champ photovoltaïque + hacheur DC/DC Boost + MPPT(P&O)	79
	V.3.4-a Résultats	80
V.3.5	Modélisation de la MAS dans le plan triphasé abc	80
V.3.6	Les équations de la machine [5]	81
	V.3.6-a commande scalaire de la machine asynchrone [5]	82
V.3.7	Convertisseurs DC-AC	83
V.3.8	Commande de l'onduleur par la stratégie triangula-sinusoidale	84
V.3.9	Simulation du moteur asynchrone (MAS) avec la commande sca- laire et l'onduleur	85
V.3.10	Simulation du système	87
V.3.11	partie hydraulique (couple)	88
V.3.12	Résultats de Simulation	88
	V.3.12-a Résultats (Irradiance :800,Température :25)	88
	V.3.12-b Résultats ((irradiance :300,température :25))	89
	V.3.12-c Résultats (Irradiance :800,Température :60)	90
V.3.13	Interprétation des résultats	91
V.4	CONCLUSION	91
	CONCLUSION GÉNÉRALE	92
	BIBLIOGRAPHIE	97
	ANNEXE A : FICHE DE DONNÉES PV	1
	ANNEXE B : ONDULEUR HSP7500H	3
	ANNEXE C : RAPPORT PVGIS	4
	ANNEXE D : Rapport PVSYS	6

TABLE DES FIGURES

I.1	Les différents types des énergies renouvelables	6
I.2	Sites potentiels pour la fourniture d'électricité solaire [45]	7
I.3	Température moyenne/Heures de jour Tlemcen, Algeria	8
I.4	Classification des systèmes photovoltaïques	8
I.5	Schéma de principe d'un système PV autonome sans stockage pompage au fil du soleil	10
I.6	Composantes d'un champ de modules photovoltaïques	11
I.7	Description d'une photopile ou cellule PV [43]	12
I.8	différentes technologies d'une cellule photovoltaïque [43]	13
I.9	Schéma équivalent d'une cellule PV modèle à une diode [43]	13
I.10	Schéma équivalent d'une cellule PV modèle à deux diodes [43]	14
I.11	Caractéristique du panneau PV (I-V)	15
I.12	Influence de la résistance série sur la courbe V-I	16
I.13	Influence de la résistance parallèle sur la courbe V-I	16
I.14	Cellules identiques en série [32]	18
I.15	Cellules identiques en parallèle [32]	18
I.16	Caractéristique(I-V) résultante d'un groupement de cellules iden- tiques [10]	19
I.17	Caractéristique (I-V) du module pour différentes irradiations solaires	20
I.18	Caractéristique (P-V) du module pour différentes irradiations so- laires	20
I.19	Caractéristique (I-V) du module pour différentes température	21
I.20	Caractéristique (P-V) du module différentes température	21
I.21	Classification des pompes	22
I.22	Pompe submersible centrifuge à étages multiples [40]	22
I.23	Caractéristiques d'une pompe centrifuge [40]	23
I.24	Pompe volumétrique (grandes profondeurs et petits débits d'eau) [40]	23
I.25	Caractéristiques d'une pompe volumétrique [40]	24
I.26	Pompe de surface [40]	24
I.27	Pompe immergée [40]	25
I.28	Classification du Moteurs	25
I.29	Moteur à courant continu avec balais [42]	26
I.30	Moteur à courant alternatif	27
I.31	Caractéristique V-I d'une charge résistive et du générateur PV [19]	28
I.32	Diagramme du générateur PV commandé par la technique MPPT [19]	28

I.33	Les Méthodes d'irrigation	30
I.34	Méthodes d'irrigation de surface	30
I.35	Irrigation goutte à goutte	31
I.36	Irrigation par aspersion	31
II.1	L	
II.2	L'agriculture dans la région (Ferme BELAIDOUNI-Med)36figure.2.2	
II.3	Situation géographique de la wilaya de Tlemcen	37
II.4	Site géographique de la ferme BELAIDOUNI	38
II.5	Oliveraies et champ de céréales - Ferme BELAIDOUNI-Med	39
II.6	Géomembrane (5000m ³) et source d'eau (1 L/s) Ferme pilote BELAIDOUNI-Med/Algérie	42
II.7	Irrigation par aspersion, Stockage de diesel	43
II.8	Motopompes et tuyauteries d'irrigation	43
III.1	Different modes de fonctionnement du PVSYST	49
III.2	Conception du projet de PVSYST	49
III.3	Interface de la partie pompage du PVSYST	50
III.4	Données de base d'une pompe	51
III.5	Tableau des pertes de charges	51
IV.1	Influence de la résistance parallèle sur la courbe V-I	58
IV.2	Définition du nom du fichier et du nom du projet	63
IV.3	Définition du site du projet	63
IV.4	Identification du site du projet sur la map du PVSYST	63
IV.5	Identification et enregistrement du coordonnées géographiques du site	64
IV.6	L'inclinaison et l'orientation du plan	64
IV.7	Identification de circuit hydraulique du pompage	65
IV.8	Identification des caractéristiques de la pompe	66
IV.9	Conception du sous-champ de l'installation	67
IV.10	Énergie utile produite par la centrale PV	67
IV.11	Indice de performance de la centrale PV	68
IV.12	Diagramme des pertes dans le système PV sur l'année entière	69
V.1	Caractéristiques des panneaux PV	77
V.2	Principe de la MPPT avec la méthode P&O [18]	78
V.3	Organigramme de la méthode P&O [28]	79
V.4	Schéma de simulation d'un système photovoltaïque avec MPPT et hacheur DC/DC Boost	79
V.5	P PV	80
V.6	Représentation des enroulements statoriques et rotoriques [5]	80
V.7	Déplacement de la caractéristique Couple-vitesse en fonction de la fréquence d'alimentation [5]	82
V.8	Schéma de la commande scalaire pour le moteur asynchrone [5]	83

V.9 Schéma d'un onduleur de tension triphasée alimentant le stator de la MAS	84
V.10 Principe de la MLI Sinus-Triangle (DC/AC) [24]	84
V.11 Simulation de la commande MLI	85
V.12 régulation de vitesse de la MAS en commande scalaire	86
V.13 Vitesse du MAS régler avec commande scalaire	87
V.14 Simulation du système pompage PV	88
V.15 Bloc partie hydraulique	88
V.16 Vitesse obtenue en (irradiance :800,température :25)	88
V.17 Puissance obtenue en (irradiance :800,température :25)	89
V.18 Tension PV en (irradiance :800,température :25)	89
V.19 Puissance produite en (irradiance :300,température :25)	89
V.20 Tension de PV en (irradiance :300,température :25)	90
V.21 Puissance produite en (Irradiance :800,Température :60)	90
V.22 Tension de PV en (Irradiance :800,Température :60)	90
V.23 Vitesse du MAS en (Irradiance :800,Température :60)	91

Nomenclature

Les principales notations et abréviations utilisées dans cette thèse sont explicitées ci-dessous, sous leur forme la plus couramment employée dans le domaine du génie électrique.

Indices et exposants

Symbole	Signification
V_g	Volume de la géomembrane
V_L	Volume du Source
N_M	Nombre totale des modules
N_{MS}	Nombre de modules en série
N_{MP}	Nombre des modules en parallèle

Constantes

Nom	Symbole	Valeur	Unité
Gravité de la Terre	g	9.81	m/s^2
Pertes de charges dans les tuyaux	P_c	0.02	/
Masse volumique de l'eau	ρ	1000	Kg/m^3

Paramètres

Nom	Symbole	Unité
Résistance série	R_s	Ω
Résistance parallèle	R_{sh}	Ω
Courant de saturation	I_{sref}	nA
Courant fournie par la cellule	I_{out}	A
Tension aux bornes de la jonction	V_{out}	V
Courant produit par la photopile	$I_{ph}(\phi)$	A
Courant de court-circuit	I_{sc}	A
Flux lumineux référence	ϕ_{ref}	W/m ²
Température de la cellule	T_{ref}	K
Coefficient de température de court-circuit	$\mu_{I_{cc}}$	A/K
Flux lumineux	ϕ	W/m ²
Température nominale de fonctionnement cellule	N_{oct}	K
Puissance crête	P_c	Wc
Tension à circuit ouvert	V_{oc}	V
Courant de court-circuit	I_{cc}	A
Rendement de conversion	(η)	/
Facteur de forme	FF	/
Tension a Pmax	V_{mp}	V
Courant a Pmax	I_{mp}	A
Débit	Q	m ³ /jour
Hauteur manométrique totale	HMT	m
Hauteur entre niveau d'eau et l'aspiration de la pompe	H_a	m
Hauteur entre le refoulement et le point d'utilisation	H_r	m
Pression résiduelle au robinet	P_r	Bar
L'énergie hydraulique	E_h	kWh/jour
L'énergie électrique	E_e	kWh/jour
Rendement du group motopompe	η_{MP}	/
Rendement d'onduleur	η_{ond}	/
Rendement du générateur	η_g	/
Puissance de sortie du générateur dans STC	P_{elec}	Wc
Rendement moyen journalier du générateur	η_{PV}	/
Irradiation moyenne journalière	G_d	Wh/j
Facteur de couplage	F_m	/
Température de cellule	γ	K
Puissance du module photovoltaïque	P_M	W
Tension requise à l'entrée du convertisseur de puissance	V_{ch}	W
Tension maximale fournie par le module photovoltaïque	V_m	W
Puissance hydraulique	P_h	W

Glossaire

Acronyme	Signification
AIC	Algorithme Incrément de la Conductance
MPPT	Maximum Power Point Tracking
PV	Panneau photovoltaïque
MCC	Moteur à courant continu
STC	Standard Test Conditions
MAS	Machine asynchrone
(P&O)	Perturbation & Observation
MLI	Modulation de largeur d'impulsion
.....

Introduction générale

Face à l'augmentation croissante de la demande énergétique et aux impacts environnementaux des combustibles fossiles, l'exploration de sources d'énergie alternatives est devenue un impératif. Parmi les solutions prometteuses, l'énergie solaire se distingue par son abondance naturelle et son faible impact écologique. Ce mémoire s'intéresse spécifiquement au pompage photovoltaïque (PV), une application clé de l'énergie solaire dans l'agriculture et l'approvisionnement en eau.

En s'appuyant sur l'étude de cas de la ferme pilote Med Belaidouni en Algérie, ce mémoire explore les différentes composantes des systèmes de pompage PV, leur fonctionnement, leurs caractéristiques techniques et leur intégration pour une utilisation efficace dans l'irrigation agricole. Il met en lumière les avantages et les défis de cette technologie, soulignant son importance croissante dans l'accès à l'eau dans les zones isolées ou peu desservies par les réseaux électriques traditionnels.

Le mémoire s'articule autour de cinq chapitres qui abordent les aspects théoriques et pratiques du dimensionnement, de la sélection des équipements, de la conception et de la simulation de systèmes de pompage PV.

Le chapitre 1 présente les principes fondamentaux du pompage PV, en explorant les différentes composantes d'un système de pompage PV, notamment les panneaux solaires, les convertisseurs de puissance, les pompes et les systèmes de contrôle. Il examine également les avantages et les défis de cette technologie dans le contexte de l'irrigation agricole et de l'accès à l'eau.

Le chapitre 2 offre un aperçu de la ferme pilote Med Belaidouni, un exemple concret d'adoption de technologies agricoles modernes en Algérie. Il présente l'agriculture locale, le projet de pompage PV à installer dans la ferme, les acteurs impliqués et l'environnement climatique de la région.

Le chapitre 3 se concentre sur le processus de dimensionnement et de sélection des équipements pour une installation de pompage PV efficace. Il présente le logiciel PVSYST comme un outil essentiel pour ce processus et détaille les critères et les étapes nécessaires à un dimensionnement adéquat, en mettant l'accent sur le choix des modules solaires et de la pompe appropriés.

Le chapitre 4 applique la méthodologie de dimensionnement décrite au chapitre 3 au cas concret de la ferme pilote Med Belaidouni. Il détaille le processus de dimensionnement analytique et l'utilisation de PVSYST pour optimiser la sélection des

modules solaires et de la pompe en fonction des besoins spécifiques de la ferme.

En raison de contraintes budgétaires, la mise en uvre d'un système réel n'a pas pu être finalisée. Le chapitre 5 se concentre donc sur la simulation d'un système de pompage PV adapté aux besoins de la ferme Med Belaidouni à l'aide du logiciel MATLAB.

Ce mémoire apporte une contribution précieuse à la compréhension et à la mise en uvre de systèmes de pompage PV pour l'irrigation agricole. Il fournit des connaissances théoriques et pratiques sur le dimensionnement, la sélection des équipements, la conception et la simulation de ces systèmes. L'étude de cas de la ferme pilote Med Belaidouni démontre la faisabilité et les avantages de cette technologie dans un contexte réel.

SOMMAIRE

I.1	INTRODUCTION	5
I.2	LES ENERGY RENOUVLABLES	5
I.3	LES DIFFÉRENTS TYPES DES ÉNERGIES RENOUVELABLES	5
I.4	ENERGIE SOLAIRE EN ALGÉRIE	6
I.5	ENERGIE SOLAIRE EN TLEMCEN	6
I.6	TYPES DES SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUE	8
I.6.1	Système autonome	8
I.6.2	Système photovoltaïque raccordé au réseaux	9
I.6.3	Système hybride	9
I.7	MÉTHODES DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE	9
I.7.1	Pompage au fil du soleil	9
I.7.2	Pompage avec batteries	10
I.8	DIFFÉRENTS COMPOSANTS D'UN SYSTÈME DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE	10
I.9	GÉNÉRATEUR PHOTOVOLTAÏQUE	11
I.10	CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE	11
I.11	PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT D'UNE CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE	11
I.12	TECHNOLOGIE D'UNE CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE	12
I.13	MODÈLE ÉLECTRIQUE D'UNE CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE	13
I.13.1	Modèle à une diode	13
I.13.2	Modèle à deux diodes	14
I.14	CARACTÉRISTIQUES D'UNE CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE	15
I.14.1	Puissance crête (P_c)	17
I.14.2	Tension à circuit ouvert V_{oc}	17
I.14.3	Courant de court-circuit I_{cc}	17
I.14.4	Rendement de conversion (η)	17
I.14.5	Facteur de forme FF	17
I.15	ASSOCIATION DES CELLULES PHOTOVOLTAÏQUE	18
I.15.1	Association en série	18
I.15.2	Association en parallèle	18
I.15.3	Association mixte(Série+Parallèle)	19
I.16	EFFET DES CONDITIONS MÉTÉOROLOGIQUES SUR LE FONCTIONNEMENT DU MODULE PEIMAR SF400M(9BB)(BF)	19
I.16.1	Influence de l'éclairement	19
I.16.2	Influence de la température	20
I.17	GROUPE MOTOPOMPE	21
I.17.1	Pompe électrique	21

I.17.2	Moteur	25
I.18	L'ÉLECTRONIQUE DE PUISSANCE ET DE CONTRÔLE	27
I.18.1	Convertisseur DC/DC Hacheur	27
I.18.2	Convertisseur DC/AC Onduleur	27
I.18.3	Commande MPPT (Maximum Power Point Tracking) [19]	28
I.19	IRRIGATION	29
I.20	IMPORTANCE DE L'IRRIGATION	29
I.21	MÉTHODES D'IRRIGATION	29
I.21.1	Irrigation de surface	30
I.21.2	Irrigation par goutte à goutte	30
I.21.3	Irrigation par aspersion	31
I.22	CONCLUSION	31

I.1 Introduction

Au cours du dernier siècle, l'humanité a été témoin d'une croissance exponentielle de la consommation d'énergie, principalement alimentée par l'essor de l'industrialisation à grande échelle. Cette expansion économique a cependant eu des répercussions majeures sur notre environnement et notre sécurité énergétique. Pour répondre à ces défis, l'exploration de sources d'énergie alternatives, en particulier les énergies renouvelables, est devenue impérative. Parmi celles-ci, l'énergie solaire a émergé comme une solution prometteuse, offrant à la fois une abondance naturelle et une empreinte écologique réduite. Dans ce chapitre, nous approfondissons notre analyse en nous concentrant spécifiquement sur le pompage photovoltaïque (PV), une application clé de l'énergie solaire dans le domaine de l'agriculture et de l'approvisionnement en eau. Nous explorerons en détail les différentes composantes de ces systèmes, notamment les panneaux solaires, les convertisseurs de puissance, le groupe motopompe, et les systèmes de contrôle. Cette étude nous permettra de comprendre pleinement le fonctionnement et les caractéristiques techniques de chaque élément, ainsi que leur intégration harmonieuse au sein d'un système de pompage photovoltaïque efficace.

En mettant en lumière les avantages et les défis de cette technologie, nous mettrons en évidence son importance croissante dans le contexte de l'irrigation agricole et de l'accès à l'eau dans les régions éloignées ou peu desservies par les réseaux électriques traditionnels. En effet, le pompage photovoltaïque offre une solution rentable, écologique et fiable pour répondre aux besoins en eau des exploitations agricoles, contribuant ainsi à accroître la productivité agricole et à garantir la sécurité alimentaire dans le monde entier.

I.2 Les energy renouvelables

Les énergies renouvelables représentent une facette importante de notre quête pour une transition énergétique durable. Elles désignent les ressources naturelles telles que le soleil, le vent, l'eau et la biomasse, qui se régénèrent constamment et qui sont, de ce fait, considérées comme inépuisables à l'échelle humaine. Contrairement aux combustibles fossiles, les énergies renouvelables n'épuisent pas les réserves limitées de la planète et sont essentielles pour réduire les émissions de gaz à effet de serre responsables du changement climatique. Leur utilisation intelligente et croissante constitue un pilier fondamental de la transition vers une économie mondiale plus propre et plus durable [30].

I.3 Les différents types des énergies renouvelables

Les énergies renouvelables sont multiples et diverses, offrant une palette variée d'options pour répondre à nos besoins énergétiques tout en préservant l'environnement. Parmi les principales sources d'énergie renouvelable, on trouve [35] :

- Énergie solaire,
- Énergie éolienne,
- Énergie hydraulique,

- Énergie biomasse,
- Énergie géothermique.

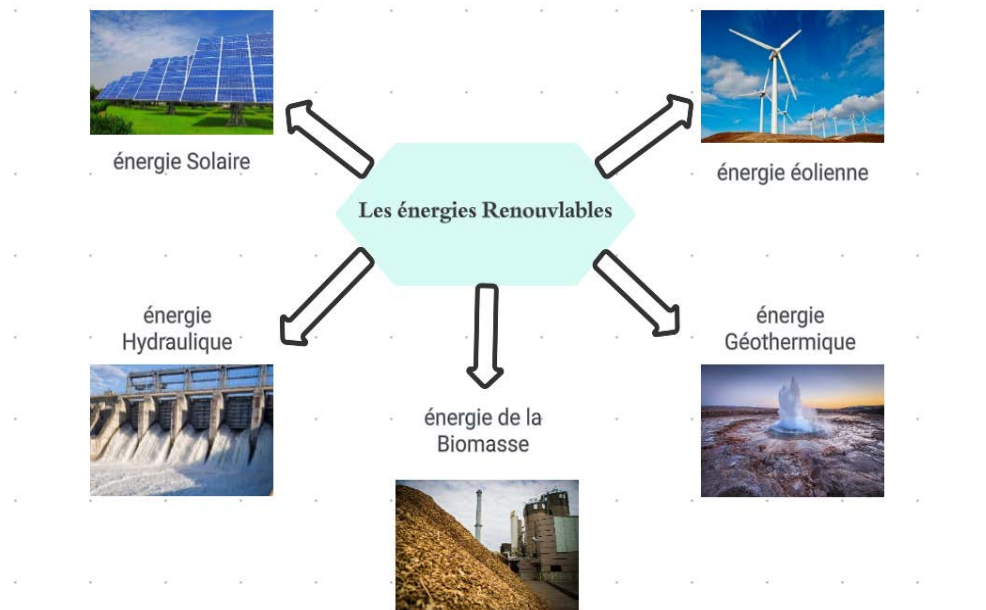


FIGURE I.1 – Les différents types des énergies renouvelables

Ces technologies sont au cur de la transition vers un avenir énergétique durable, offrant des alternatives essentielles aux énergies fossiles tout en réduisant les émissions de gaz à effet de serre et en préservant les ressources naturelles de la planète.

I.4 Énergie solaire en Algérie

Parmi les différentes sources d'énergie renouvelable, l'énergie solaire photovoltaïque est largement reconnue comme une solution prometteuse pour la production d'électricité. En effet, le soleil offre une abondance d'énergie lumineuse à la Terre. L'énergie photovoltaïque résulte de la transformation directe de la lumière du soleil en énergie électrique à l'aide des cellules photovoltaïques (PV) basée sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque. L'Algérie dispose d'un des plus grands potentiels solaires à l'échelle mondiale, évalué à environ 13,9 térawattheures par an. Sur une superficie de plus de 2 millions de kilomètres carrés, le pays bénéficie d'une exposition annuelle au soleil équivalente à 2 500 kWh/m² [27]. Le potentiel journalier d'énergie solaire varie de 4,66 kWh/m² dans le nord à 7,26 kWh/m² dans le sud [45].

I.5 Énergie solaire en tlemcen

Tlemcen, située au nord d'Algérie, est décrite selon la classification climatique de Köppen comme une zone Csa. Cette classification représente un climat méditerranéen

TABLE I.1 – Potentiel solaire en Algérie [45]

Places	Zone côtière	Haut plateau	Sahara
Surface	04	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement d'ensoleillement heures/ans	265	3000	3500
Énergie moyenne reçue KWh/m ² /ans	1700	1900	2650

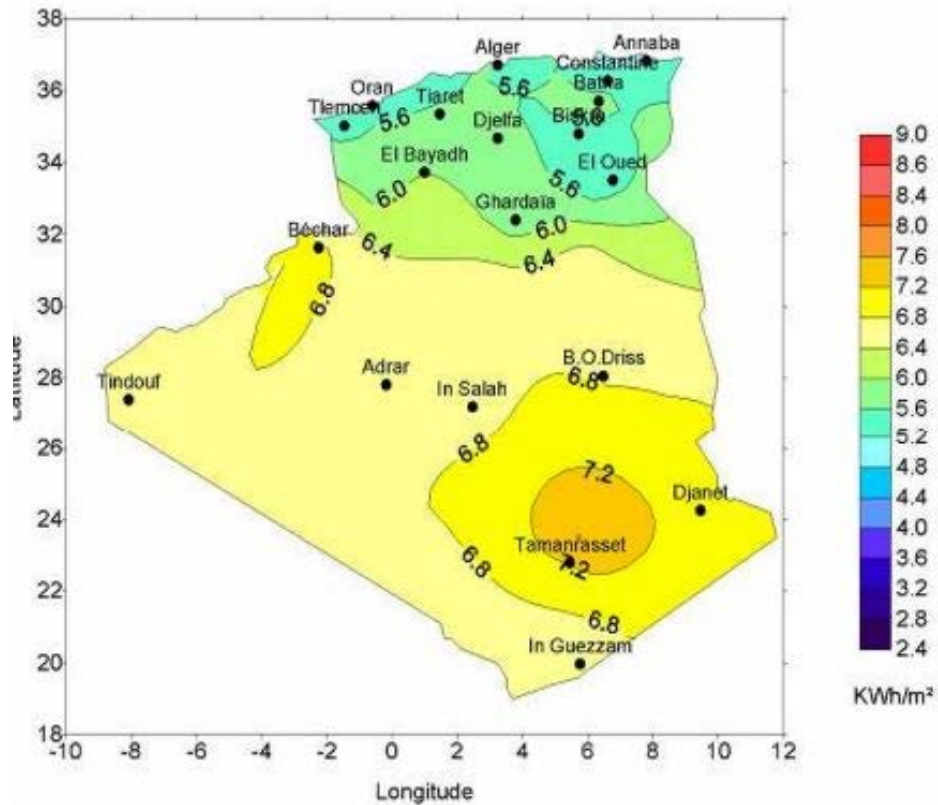


FIGURE I.2 – Sites potentiels pour la fourniture d'électricité solaire [45]

avec des étés chauds. Les conditions climatiques annuelles présentent des variations notables entre les paramètres, les extrêmes distinguant Tlemcen des autres villes de la même classification climatique [46]. Les observations dans la figure II.6 montrent que les températures moyennes élevées sont de 36,4°C pendant les mois les plus chauds et descendent à 13,2°C pendant les mois les plus frais. Le climat de Tlemcen se caractérise par un ensoleillement impressionnant, avec une moyenne de 7,2 heures à 11,9 heures par jour.

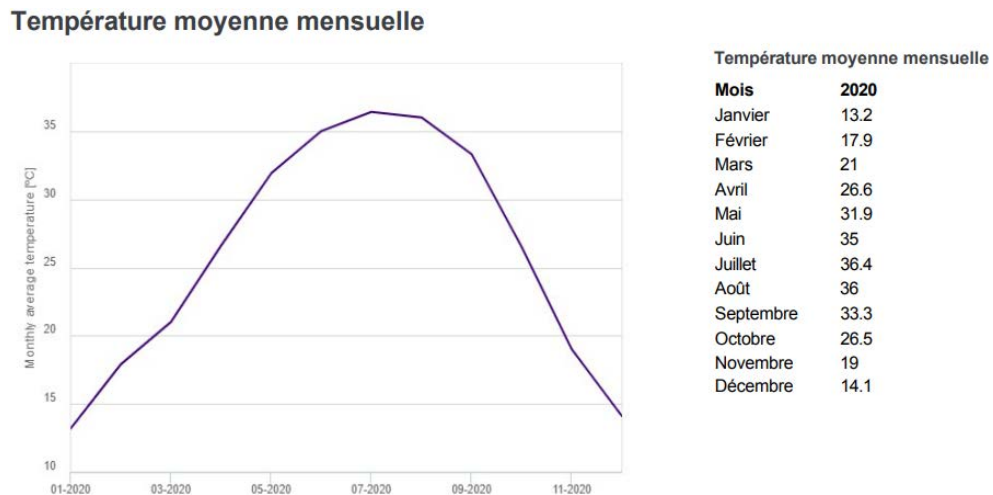


FIGURE I.3 – Température moyenne/Heures de jour Tlemcen, Algeria

I.6 Types des systèmes photovoltaïque

Trois catégories de systèmes photovoltaïques sont généralement identifiées : les systèmes autonomes, les systèmes hybrides et les systèmes interconnectés au réseau [1].

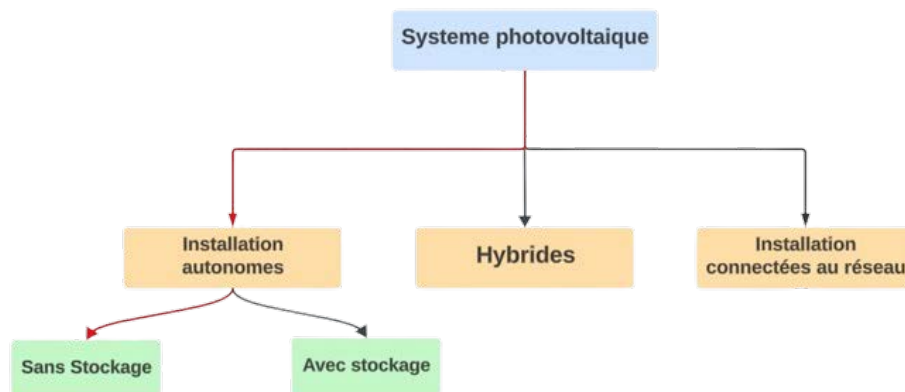


FIGURE I.4 – Classification des systèmes photovoltaïques

I.6.1 Système autonome

Ces systèmes photovoltaïques sont conçus pour fonctionner de manière autonome, sans dépendre d'autres sources d'énergie. Elles sont principalement déployées dans des zones éloignées ou isolées du réseau électrique [42]. Il existe deux grandes sous-catégories de systèmes photovoltaïques autonomes :

I.6.1-a Système autonome avec stockage

Le système autonome avec stockage est le type le plus courant. Son composant de stockage permet d'emmagasiner de l'énergie et de la restituer à la charge lorsque l'ensoleillement est faible ou inexistant, notamment pendant la nuit. Les batteries électrochimiques sont parmi les composants de stockage les plus répandus dans ce type de système [42].

I.6.1-b Système autonome sans stockage

Dans ces conditions, un dispositif alimenté ne fonctionnera que lorsque l'éclairage solaire sera suffisant pour le faire démarrer. Cette approche est utile pour les applications qui ne nécessitent pas de fonctionner dans l'obscurité et où les besoins en énergie correspondent à la présence de rayonnement solaire. Le pompage photovoltaïque est un bon exemple de ce type de système autonome, où le stockage de l'eau dans des réservoirs est généralement préféré au stockage électrique [42].

I.6.2 Système photovoltaïque raccordé au réseaux

Ces installations permettent de réduire la dépendance à l'égard de l'électricité du réseau public et dans certains cas d'injecter l'énergie excédentaire dans le réseau. Dans ce scénario, aucune batterie n'est nécessaire. Toutefois, les systèmes raccordés au réseau sont souvent moins économiques en raison du coût élevé de la technologie photovoltaïque par rapport aux sources d'énergie traditionnelles [25].

I.6.3 Système hybride

Les systèmes hybrides fonctionnent également de manière autonome, sans dépendre des réseaux de distribution d'électricité. Ils se composent généralement d'un générateur photovoltaïque intégré à une éolienne ou à un générateur à combustible, voire aux deux à la fois. Ce type de configuration est particulièrement adapté aux applications qui nécessitent une alimentation continue d'une puissance relativement élevée, notamment en l'absence de lumière solaire, ou pour minimiser les coûts en réduisant l'investissement dans les panneaux solaires et les batteries de stockage [42].

I.7 Méthodes de pompage photovoltaïque

Le pompage photovoltaïque se présente fondamentalement de deux façons selon qu'elle fonctionne avec ou sans batterie :

I.7.1 Pompage au fil du soleil

Lors de l'utilisation de cette méthode, l'eau pompée devient la ressource stockée pendant les périodes de grand ensoleillement. C'est ce qu'on appelle le stockage hydraulique. Le réservoir d'eau retient l'eau à une altitude spécifique, ce qui permet sa distribution par gravité selon les besoins. Les agriculteurs peuvent facilement construire et entretenir ce réservoir, avec un minimum d'entretien requis. Selon le

modèle spécifique, la capacité de stockage peut aller d'un jour à plusieurs jours [8]. Le système de pompage au fil du soleil offre une solution plus simple, plus fiable et moins coûteuse tout en offrant une meilleure efficacité énergétique. En conséquence, cela permet d'économiser sur les coûts de batterie et de réduire les dépenses globales [8].

I.7.2 Pompage avec batteries

Le pompage avec batteries consiste à stocker l'énergie dans des batteries au cas d'absence d'ensoleillement. Pendant les périodes ensoleillées, l'énergie générée par les cellules photovoltaïques est utilisée pour pomper efficacement l'eau. Ce processus de pompage peut être lancé à chaque fois que les utilisateurs le souhaitent. Il est toutefois important de noter que l'entretien et le remplacement des batteries tous les 5 à 7 ans engendrent des dépenses importantes. De plus, l'introduction de batteries dans le système entraîne une perte de production [42]. De plus, le coût global du système photovoltaïque est considérablement élevé ce qui veut dire que cette méthode est défavorable.

I.8 Différents composants d'un système de pompage photovoltaïque

L'étude des différents composants du système de pompage photovoltaïque est cruciale pour son efficacité et sa durabilité. Elle inclut les Générateurs photovoltaïque, L'électronique de puissance et de contrôle, Le groupe motopompe, et un réservoir [9]. chacun devant être sélectionné et dimensionné en fonction des besoins spécifiques du projet.

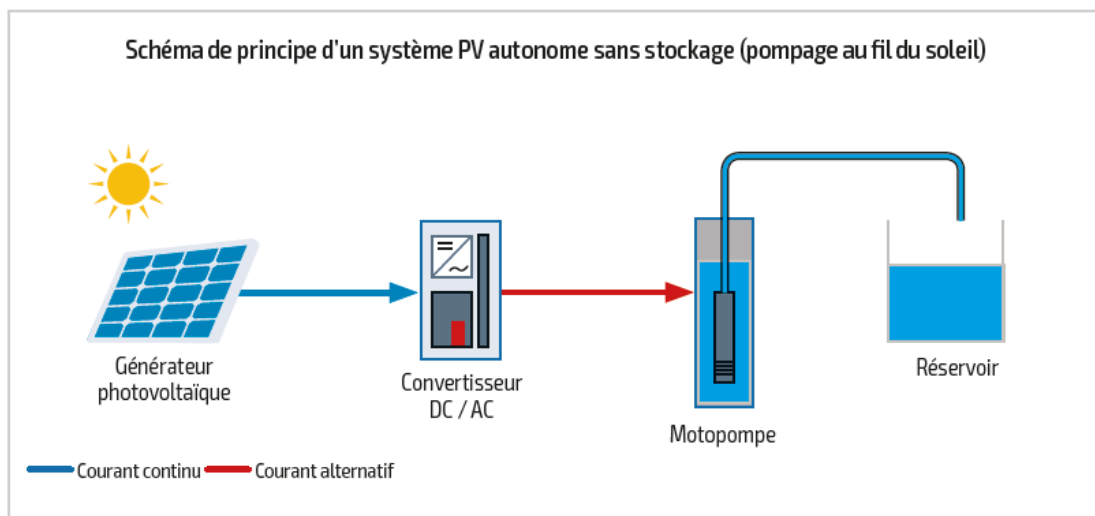


FIGURE I.5 – Schéma de principe d'un système PV autonome sans stockage pompage au fil du soleil

I.9 Générateur photovoltaïque

Le générateur PV est constituée d'un champ photovoltaïques , Ce dernier est généralement composés de plusieurs cellules photovoltaïques(module) connectées en série ou en parallèle pour produire de l'électricité [12].Son objectif dans le système est de convertir l'énergie solaire en énergie électrique.

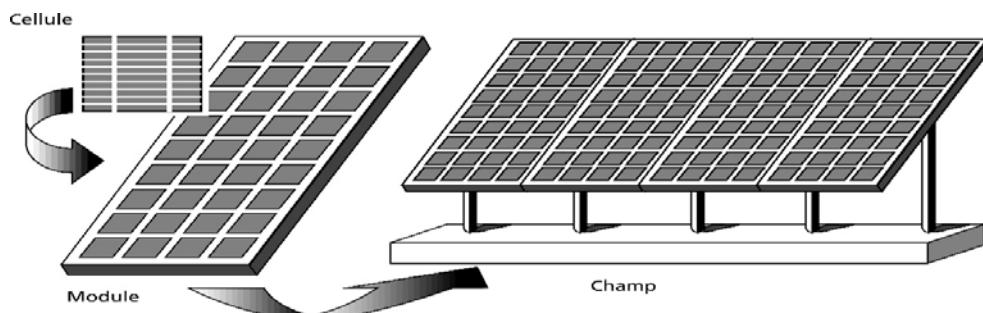


FIGURE I.6 – Composantes d'un champ de modules photovoltaïques

I.10 Cellule photovoltaïque

Les cellules photovoltaïques, également appelées photopiles, sont des dispositifs électroniques qui convertissent la lumière du soleil en électricité directe par l'effet photovoltaïque.elles sont généralement fabriquées à partir de matériaux semi-conducteurs tels que le silicium [47]. Lorsque la lumière du soleil incidente atteint la cellule photovoltaïque, les photons sont absorbés par le matériau semi-conducteur, induisant ainsi un courant électrique.Ce courant peut ensuite être utilisé pour alimenter des appareils électriques ou être stocké dans des batteries pour une utilisation ultérieure.

I.11 Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

La cellule PV fonctionne comme une sorte de petite diode plate sensible à la lumière. Quand un rayon de lumière frappe un atome sur la partie négative de la diode, cela donne un coup de pouce à un électron, le libérant de sa place. Ce nouvel électron libre peut alors voyager dans la cellule photovoltaïque, mais il doit d'abord parcourir un chemin précis à travers un circuit externe avant de rejoindre un atome chargé positivement [43].C'est ce processus qui génère de l'électricité dans la cellule. La cellule photovoltaïque génère de l'électricité en courant continu [32], mais la performance énergétique dépend principalement de l'intensité lumineuse reçue par la photopile, comme illustré dans la figure suivante :

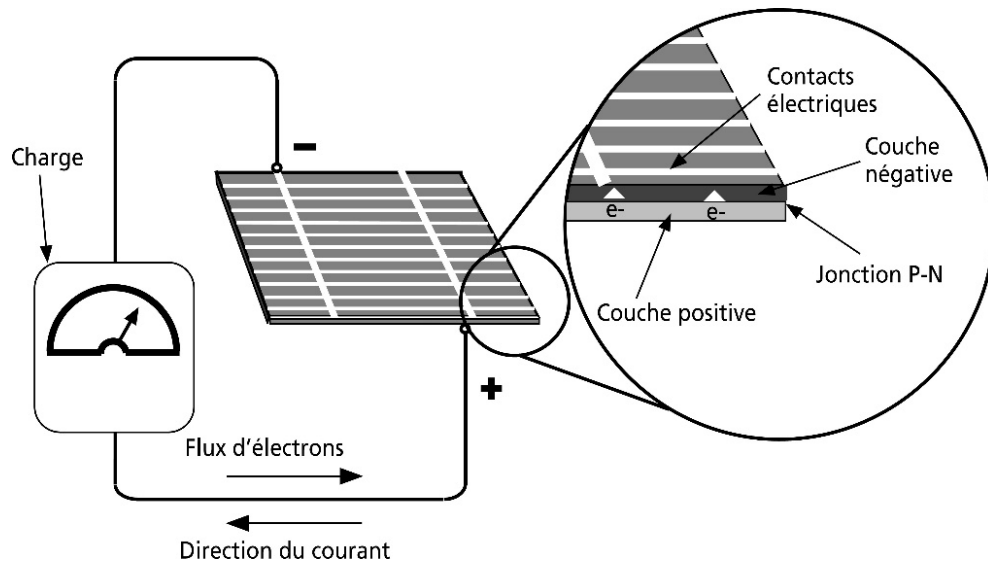


FIGURE I.7 – Description d'une photopile ou cellule PV [43]

I.12 Technologie d'une cellule photovoltaïque

Il existe différents types de cellules solaires ou cellules photovoltaïques. Chaque type de cellule est caractérisé par un rendement et un coût qui lui sont propres. Cependant, quel que soit le type, le rendement est entre 8 et 23% de l'énergie que les cellules reçoivent [8].

La comparaison des différentes technologies de fabrications est représentée au tableau suivante :

TABLE I.2 – Différents Technologie d'une cellule photovoltaïque [3][43]

Matériaux	rendement	Caractéristiques	Principales Utilisation
Silicium mono cristallin	12% a 18% (24.7% en laboratoire)	-Efficacité élevée -Durabilité robuste -Meilleure performance sous faible luminosité	-Applications résidentielles haut de gamme -Application hors réseau
Silicium poly cristallin	11% a 15% (19.8% en laboratoire)	-Efficacité légèrement inférieure -Moindre performance par faible luminosité -Besoin de plus d'espace	-Application résidentielle -grande projets solaires
Amorphe	5% a 8% (13% en laboratoire)	-Tolérance à la chaleur -temps de vieillissement plus long -Faible coût de production	-Les appareils électronique (calculatrice, portable) -Les lampes solaire de jardin

La figure I.8 présente les différentes technologies d'une cellule photovoltaïque :



FIGURE I.8 – différentes technologies d'une cellule photovoltaïque [43]

I.13 Modèle électrique d'une cellule photovoltaïque

Afin d'établir le modèle d'un module photovoltaïque, il est nécessaire de commencer par introduire le schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque (PV). Plusieurs schémas électriques ont été élaborés pour représenter leur comportement hautement non linéaire [20]. Nous examinerons deux schémas électriques courants utilisés pour modéliser les modules PV :

- Modèle à une diode.
- Modèle à deux diodes.

I.13.1 Modèle à une diode

Le principe de fonctionnement d'un module photovoltaïque, décrit par le modèle standard à une diode établi par Shokley pour une cellule PV individuelle, est étendu à un module PV en le conceptualisant comme un regroupement de cellules identiques connectées en série ou en parallèle [20], comme illustré dans la figure I.9. Le courant fourni par la cellule est exprimé par la relation suivante :

$$I = -I_{ph} + \frac{V - R_s I}{R_{sh}} + I_s \left[\exp\left(\frac{q(V - R_s I)}{AkT}\right) - 1 \right] \quad (I.1)$$

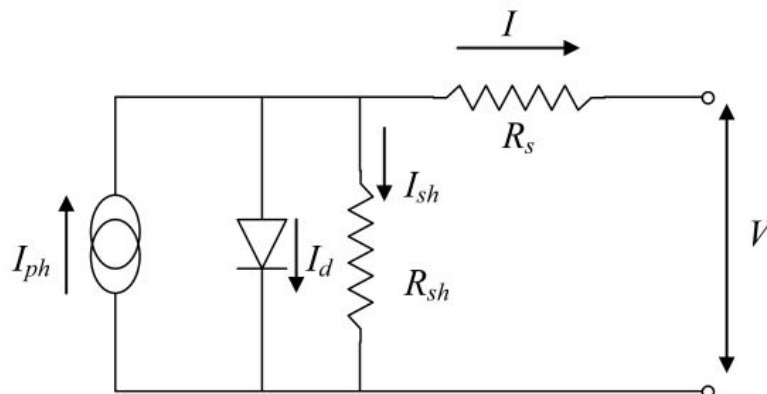


FIGURE I.9 – Schéma équivalent d'une cellule PV modèle à une diode [43]

Il est important de souligner que les résistances R_s et R_{sh} sont intrinsèquement

liées à la technologie utilisée pour fabriquer les électrodes [32]. Le courant de saturation de la diode est considéré comme variable en fonction de la température, conformément à l'expression suivante :

$$I_s = I_{sref} \left(\frac{T_c}{T_{ref}} \right)^3 \exp \left[\left(\frac{qE_g}{Ak} \right) \left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T_c} \right) \right] \quad (I.2)$$

Ou :

– I_{sref} désigne le courant de saturation de référence, exprimé en nanoampères (nA).

Ce courant de saturation est généralement fourni par le fabricant du dispositif photovoltaïque. Il est typiquement positif mais extrêmement faible.

I.13.2 Modèle à deux diodes

Le modèle à deux diodes consiste à représenter la cellule comme étant constituée de deux diodes en série. La première diode symbolise la génération de paires électron-trou induite par la lumière solaire, tandis que la seconde diode tient compte des pertes et des caractéristiques non idéales de la cellule [20]. Cette modélisation permet une meilleure compréhension et prédiction des performances de la cellule dans différentes conditions environnementales. Le schéma suivant illustre le modèle de la cellule photovoltaïque à deux diodes, comme présenté dans la figure I.10.

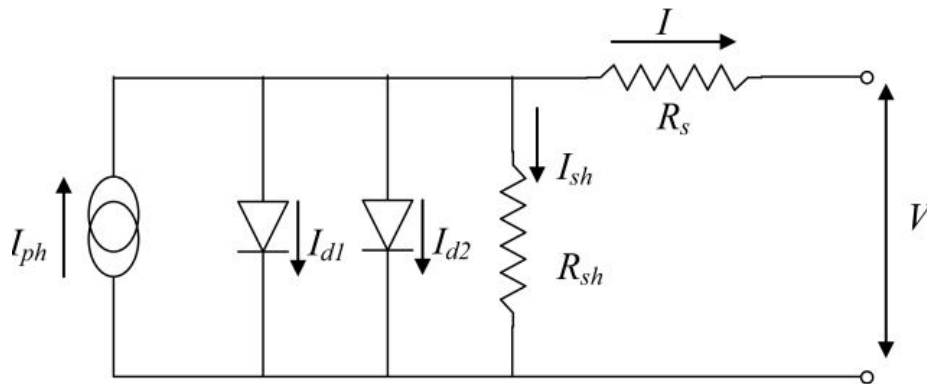


FIGURE I.10 – Schéma équivalent d'une cellule PV modèle à deux diodes [43]

Le courant fourni par la cellule est exprimé par la relation suivante :

$$I = I_{ph} - \frac{V - R_s I}{R_{sh}} - I_{s1} \left[\exp \left(\frac{q(V - R_s I)}{A_1 k T} \right) - 1 \right] - I_{s2} \left[\exp \left(\frac{q(V - R_s I)}{A_2 k T} \right) - 1 \right] \quad (I.3)$$

Avec :

- A_1 : Le coefficient d'idéalité de la première diode.
- A_2 : Le coefficient d'idéalité de la deuxième diode.

I.14 Caractéristiques d'une cellule photovoltaïque

Lorsque l'on considère une cellule idéale, l'équation de courant s'exprime ainsi [32] :

$$I_{out}(V_{out}) = I_{ph}(\phi) - I_d(V) \quad (I.4)$$

Avec :

- I_{out} : Le Courant fournie par la cellule [A].
- V_{out} : Tension aux bornes de la jonction [V].
- $I_{ph}(\phi)$: Courant produit par la photopile, ce courant est proportionnel au flux lumineux (ϕ) [A].

$$I_{ph}(\phi) = I_{sc} \frac{\phi}{\phi_{ref}} (\mu_{I_{sc}} ((T_c - T_{ref}) + 1)) \quad (I.5)$$

Où :

- I_{sc} : Courant de court-circuit mesuré aux conditions STC [A].
- ϕ_{ref} : Flux lumineux de référence 1000 [W/m²].
- T_{ref} : Température de la cellule [K].
- $\mu_{I_{sc}}$: Coefficient de température de court-circuit de la cellule [A/K].

La température de la cellule peut être déterminée en appliquant la formule suivante :

$$T_c = T_a + \phi \left(\frac{N_{oct} - 20}{800} \right) \quad (I.6)$$

Avec :

- (ϕ) : Flux lumineux [W/m²].
- N_{oct} : Condition de température nominale de fonctionnement de la cellule donnée par le constructeur [K].

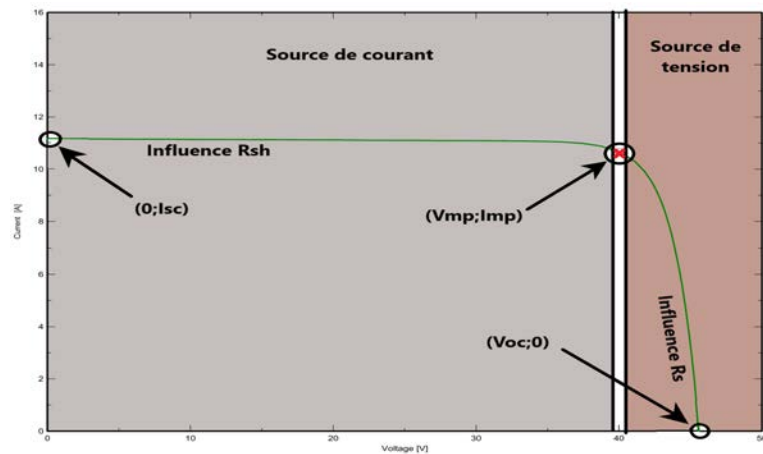


FIGURE I.11 – Caractéristique du panneau PV (I-V)

La caractéristique courant-tension (I-V) d'une photopile idéale est généralement représentée par une courbe comme celle présentée dans cette figure I.11. Cette courbe montre la relation entre le courant généré par la photopile (I) et la tension aux bornes de la photopile (V) dans différentes conditions d'éclairage [10].

I.14.0-a Résistance série R_s

La résistance R_s représente la résistance interne de la cellule photovoltaïque. Elle est principalement influencée par la résistance du matériau semi-conducteur utilisé, la résistance de contact des grilles collectrices, ainsi que leurs résistivités respectives. La figure I.12 met en évidence l'impact de la résistance série sur la courbe tension-

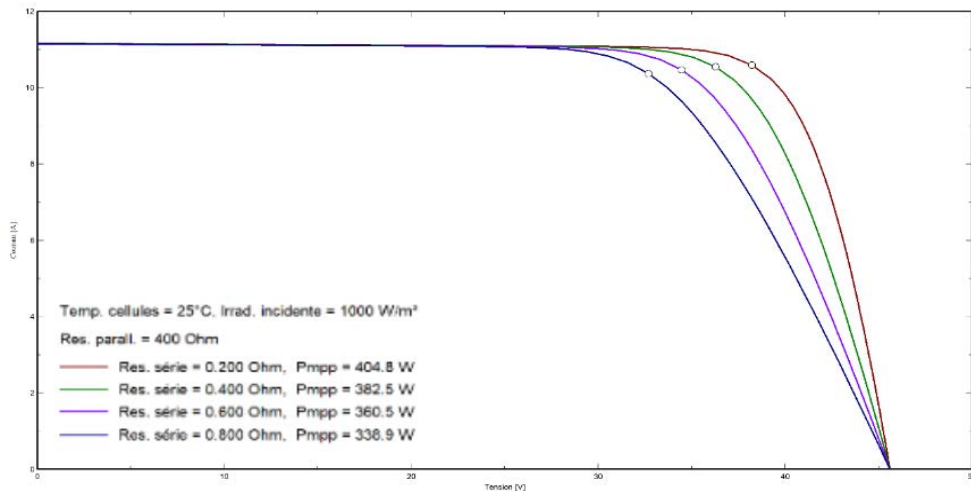


FIGURE I.12 – Influence de la résistance série sur la courbe V-I

courant (V-I). Il est clair que son influence est plus prononcée lorsque le panneau photovoltaïque opère dans la région de la source de tension.

I.14.0-b Résistance parallèle R_{sh}

La résistance R_{sh} également connue sous le nom de résistance shunt, est causée par un courant de fuite au niveau de la jonction de la cellule photovoltaïque. Sa valeur dépend de la manière dont cette jonction a été construite. La figure IV.1

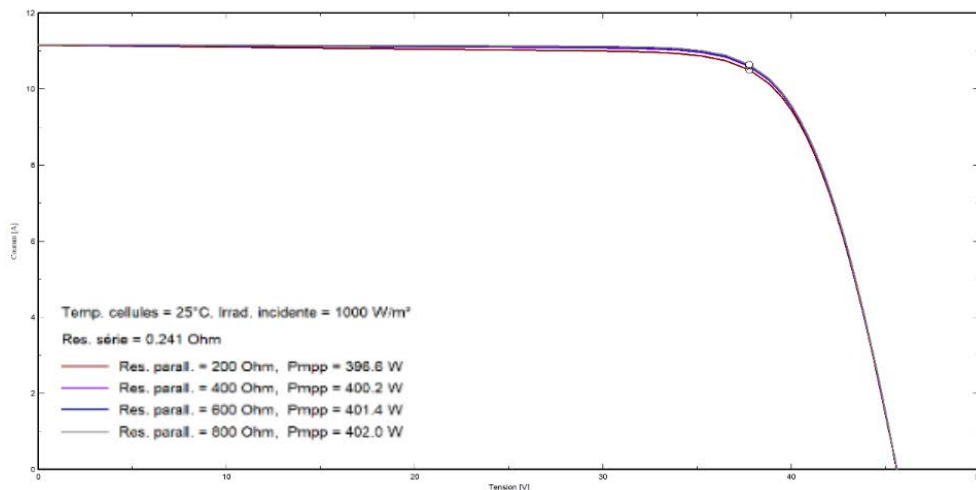


FIGURE I.13 – Influence de la résistance parallèle sur la courbe V-I

illustre l'effet de la résistance de dérivation sur la courbe tension-courant (V-I). Il est

évident que son impact est plus marqué lorsque le panneau photovoltaïque fonctionne dans la région de la source de courant.

I.14.1 Puissance crête (P_c)

La puissance crête d'une photopile, son unité désignée par W_c (Watt crête) ou W_p (Watt peak), représente la puissance mesurée dans des conditions de test standard "STC". Ces conditions comprennent un éclairement solaire de 1000 W/m^2 , une température de 25°C [7].

I.14.2 Tension à circuit ouvert V_{oc}

La tension à circuit ouvert est obtenue lorsque le courant traversant la cellule est nul. Cette tension dépend de la barrière d'énergie et de la résistance shunt. Elle diminue avec l'augmentation de la température et reste relativement constante avec l'intensité lumineuse [10].

$$V_{oc} = \frac{KT}{q} \ln \left(\frac{I_{cc}}{I_s} + 1 \right) \quad (\text{I.7})$$

I.14.3 Courant de court-circuit I_{cc}

Le courant obtenu en court-circuitant les bornes de la cellule photovoltaïque. Ce courant dépend également de la surface exposée à la lumière, de la longueur d'onde du rayonnement, de la mobilité des porteurs de charge et de la température [10].

I.14.4 Rendement de conversion (η)

Le rendement est représenté par le symbole (η), des cellules photovoltaïques désigne le rendement de conversion en puissance. Il est défini comme le rapport entre la puissance maximale délivrée par la cellule et la puissance lumineuse incidente PIN [7].

$$\eta = \frac{FF \cdot V_{oc} \cdot I_{cc}}{P_{IN}} \quad (\text{I.8})$$

I.14.5 Facteur de forme FF

Le facteur de forme est défini comme le rapport entre la valeur maximale de la puissance pouvant être extraite (I_m, V_m) de la photopile dans des conditions de mesure standardisées, et le produit (I_{cc}, V_{oc}) :

$$FF = \frac{V_M \cdot I_M}{V_{oc} \cdot I_{cc}} \quad (\text{I.9})$$

Pour une cellule de fabrication industrielle, le facteur de forme est généralement d'environ 70% [12].

I.15 Association des cellules photovoltaïques

I.15.1 Association en série

En connectant des cellules ou des modules identiques en série, le courant reste constant dans la branche, mais la tension totale augmente proportionnellement au nombre de cellules ou de modules en série, comme illustré dans la figure I.14 [12].

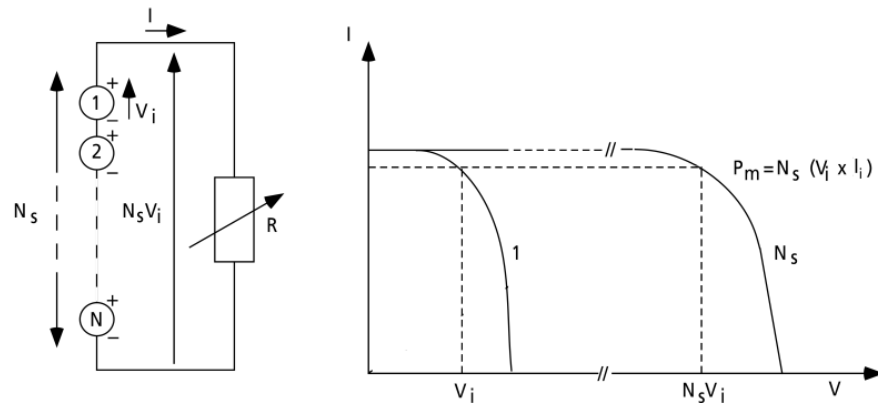


FIGURE I.14 – Cellules identiques en série [32]

I.15.2 Association en parallèle

En mettant en parallèle des unités identiques, la tension en série reste équivalente à la tension de chaque unité individuelle, alors que le courant augmente proportionnellement au nombre d'unités en parallèle dans la série, comme le montre la figure I.15 [12].

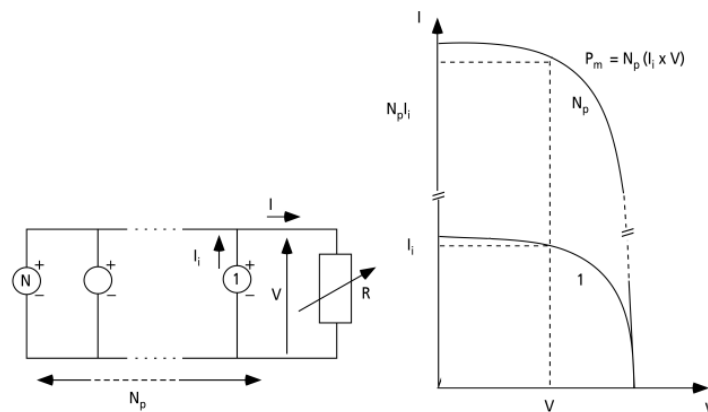


FIGURE I.15 – Cellules identiques en parallèle [32]

I.15.3 Association mixte(Série+Parallèle)

Pour obtenir des puissances allant de quelques kilowatts à plusieurs mégawatts, tout en maintenant une tension appropriée, il est nécessaire d'associer les modules en panneaux et de les monter en rangées de panneaux en série et en parallèle pour former ce que l'on appelle un générateur photovoltaïque comme le montre la figure I.16 [4].

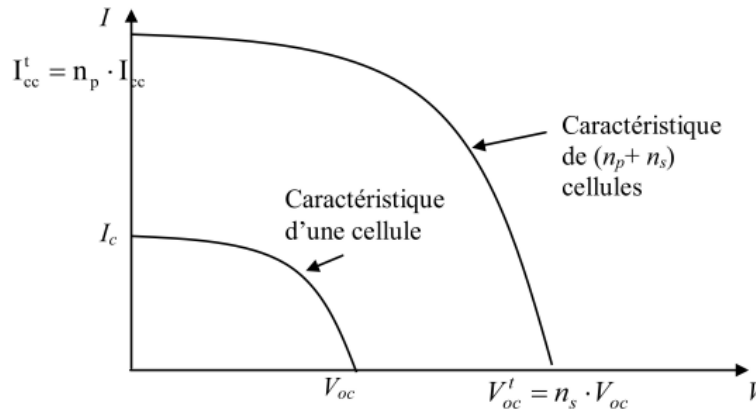


FIGURE I.16 – Caractéristique(I-V) résultante d'un groupement de cellules identiques [10]

I.16 Effet des conditions météorologiques sur le fonctionnement du module peimar SF400M(9BB)(BF)

I.16.1 Influence de l'éclairement

L'énergie produite par un système photovoltaïque est sensiblement influencée par les variations du rayonnement solaire. Une diminution de l'intensité du rayonnement solaire entraîne une réduction significative du courant généré par le système photovoltaïque, ce qui se traduit par une diminution de la puissance maximale produite par le module. En d'autres termes, le rendement du système photovoltaïque est optimal lorsque l'ensoleillement est plus élevé [32]. Les résultats des simulations des caractéristiques courant-tension (I-V) et puissance-tension (P-V) du module photovoltaïque sont illustrés sur les figures I.17 et I.18 pour différentes valeurs d'éclairement (200, 400, 600, 800, 1000 W/m²)et une température ambiante de 25°C.

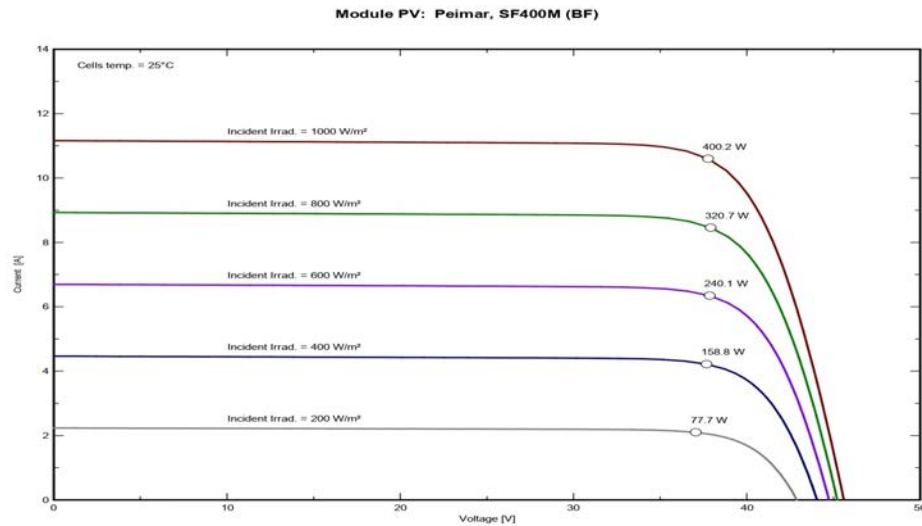


FIGURE I.17 – Caractéristique (I-V) du module pour différentes irradiances solaires

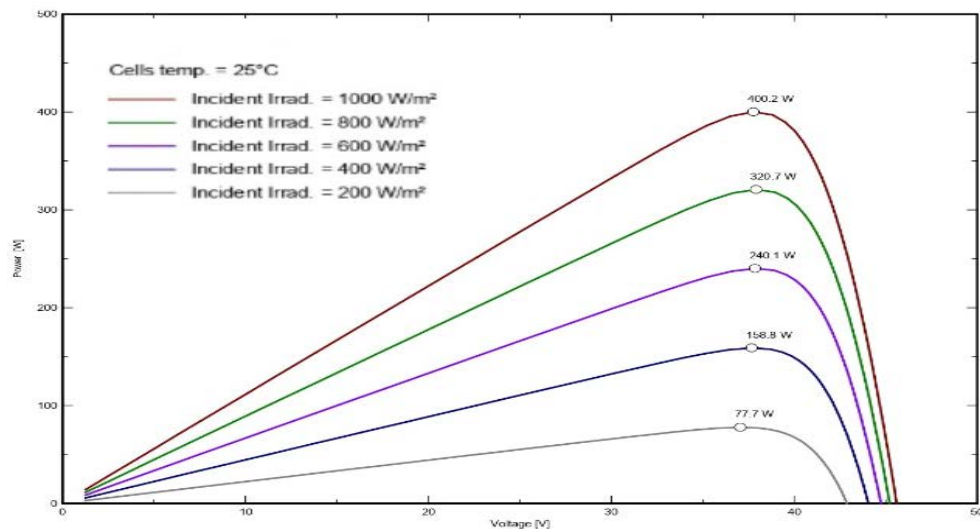


FIGURE I.18 – Caractéristique (P-V) du module pour différentes irradiances solaires

I.16.2 Influence de la température

La température joue un rôle important et essentiel dans les caractéristiques courant-tension (I-V) et puissance-tension-tension (P-V) d'un générateur photovoltaïque. Les résultats de la simulation sont présentés dans les figures I.19 et I.20. Pour les semi-conducteurs en silicium, on observe qu'à mesure que la température augmente, le courant augmente, tandis que la tension diminue. Cette variation entraîne une réduction de la puissance. Cet effet doit être soigneusement pris en compte lors de la conception et du dimensionnement d'un générateur photovoltaïque [32].

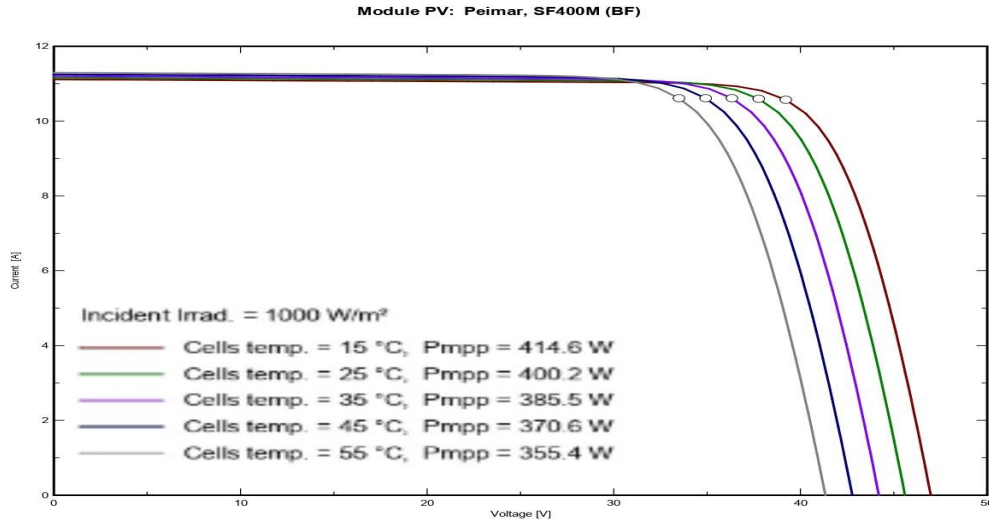


FIGURE I.19 – Caractéristique (I-V) du module pour différentes température

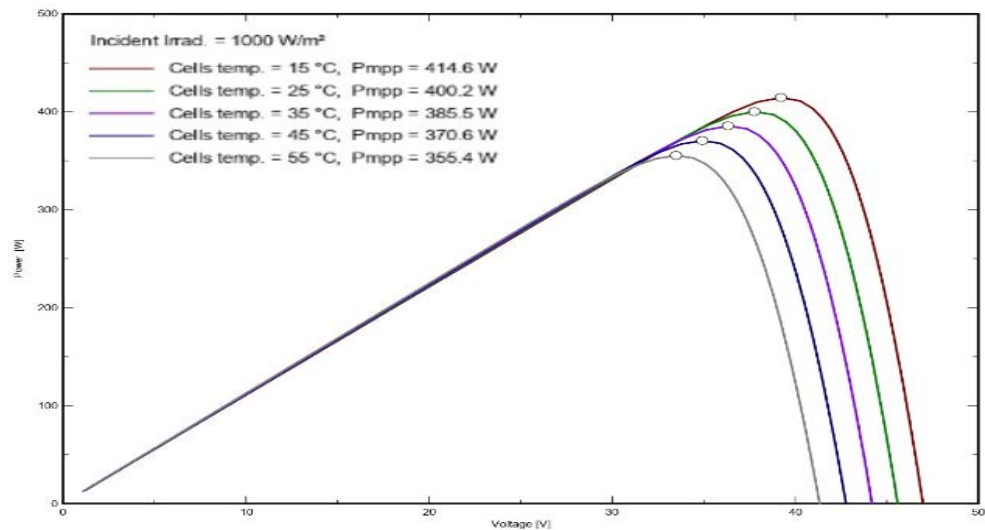


FIGURE I.20 – Caractéristique (P-V) du module différentes température

I.17 Groupe motopompe

I.17.1 Pompe électrique

Une pompe est un dispositif utilisé pour transformer l'énergie mécanique, généralement sous forme de couple et de vitesse de rotation de l'arbre, en énergie hydraulique, exprimée en termes de débit et de pression [40]. Ces pompes sont essentielles dans de nombreuses applications, comme les systèmes de pompage solaire et les forages, où elles sont utilisées pour déplacer l'eau ou d'autres fluides d'un endroit à un autre. Les pompes peuvent être classées en différentes catégories en fonction de leur conception et de leur fonctionnement, telles que les pompes centrifuges, les pompes volumétriques. Chaque type de pompe est adapté à des applications spécifiques en fonction des exigences de débit, de pression et de nature du fluide à pomper [26].

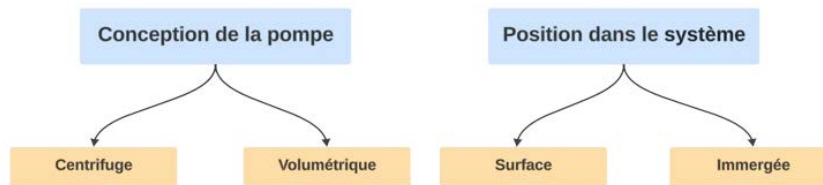


FIGURE I.21 – Classification des pompes

I.17.1-a Classification selon la conception de la pompe [42]

I.17.1-b Pompes centrifuges

La pompe centrifuge transfère l'énergie cinétique du moteur au fluide en utilisant un mouvement de rotation des roues équipées d'aubes ou d'ailettes. Lorsque l'eau entre au centre de la pompe, elle est propulsée vers l'extérieur et vers le haut grâce à la force centrifuge exercée par les aubages [42].

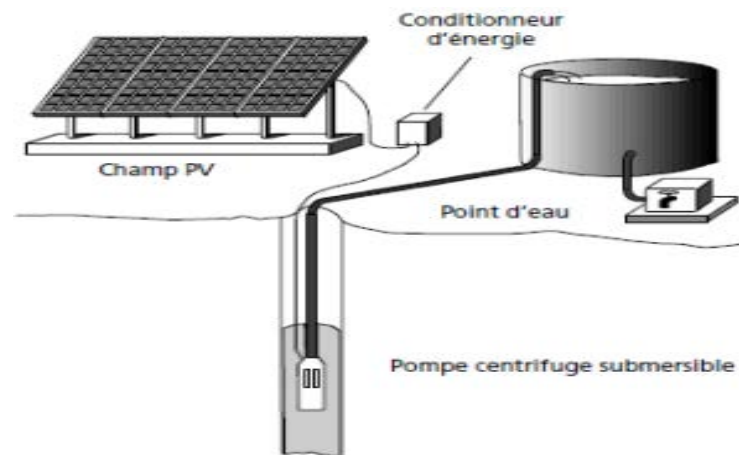


FIGURE I.22 – Pompe submersible centrifuge à étages multiples [40]

Le rendement de la pompe centrifuge dépend du débit ; elle opère de manière plus efficace à une HMT spécifique et à une vitesse de rotation préétablie. Par conséquent, il est crucial de concevoir avec précision les dimensions de la pompe en fonction des caractéristiques du site [40]. La figure 1.23 illustre que le couple augmente rapidement avec la vitesse, tandis que le débit est proportionnel à cette dernière. Cependant, il est nécessaire d'atteindre une vitesse minimale à une HMT spécifique pour obtenir un débit.

I.17.1-c Pompes volumétriques

La pompe volumétrique utilise le mouvement alternatif de va-et-vient pour transmettre l'énergie cinétique du moteur au fluide. Les pompes volumétriques offrent

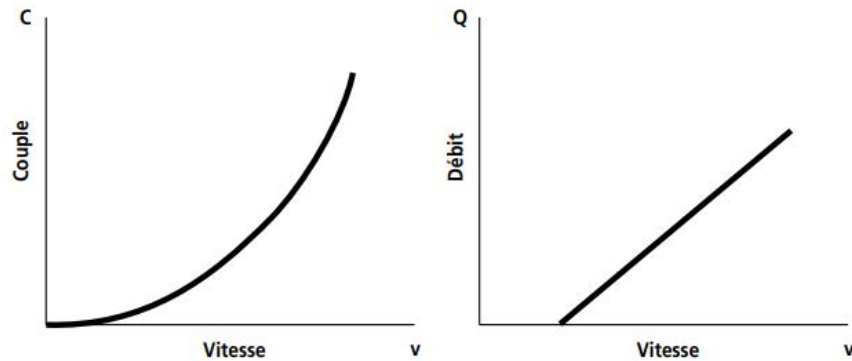


FIGURE I.23 – Caractéristiques d'une pompe centrifuge [40]

l'avantage principal de pouvoir transporter un fluide sous des pressions extrêmement élevées [42]. Cependant, elles ne sont adaptées que pour des débits relativement faibles, ce qui limite considérablement leur utilisation dans l'irrigation des cultures [40]. Le débit d'eau d'une pompe volumétrique est proportionnel à la vitesse du

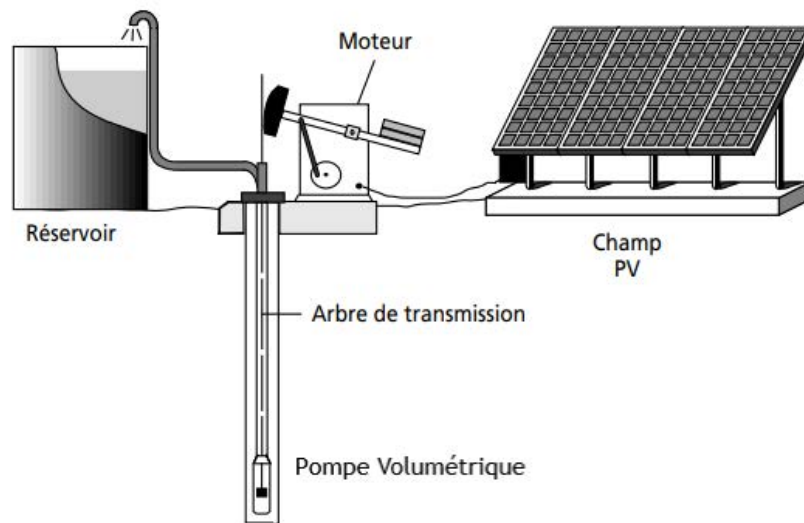


FIGURE I.24 – Pompe volumétrique (grandes profondeurs et petits débits d'eau) [40]

moteur [17].

La figure I.25 montre que le couple reste pratiquement constant en fonction de la vitesse. De plus, le débit est proportionnel à la vitesse [40].

I.17.1-d Classification selon la position de la pompe [42]

I.17.1-e Pompes de surface

Le terme "surface" dans le contexte des pompes se réfère à la position de la pompe par rapport au liquide qu'elle pompe. Une pompe de surface est conçue pour être installée en dehors du liquide à aspirer, par opposition à une pompe submersible

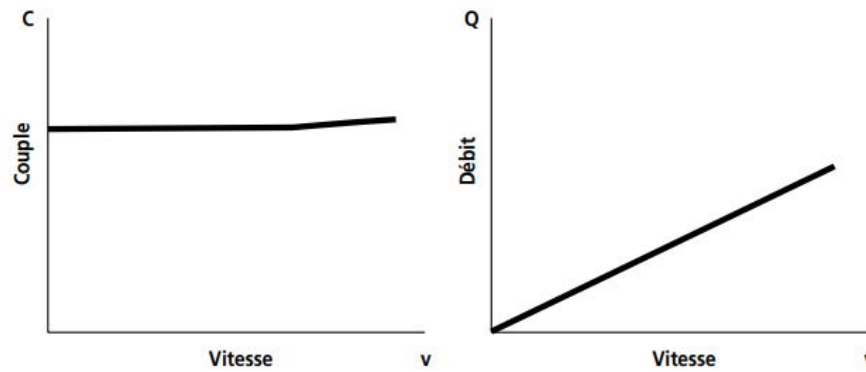


FIGURE I.25 – Caractéristiques d'une pompe volumétrique [40]

qui est immergée dans le liquide. Cette distinction est importante dans le choix et l'installation d'une pompe en fonction des besoins spécifiques de l'application [42].

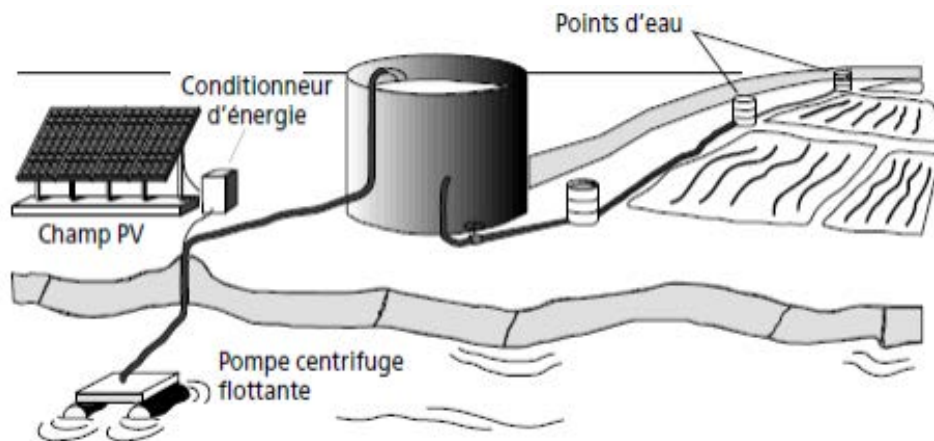


FIGURE I.26 – Pompe de surface [40]

I.17.1-f Pompes immergées

Les pompes immergées sont conçues pour être immergées dans l'eau. Elles peuvent avoir leur moteur intégré à la pompe (configuration monobloc), ou à la surface avec transmission de puissance par un arbre. Dans les deux cas, une fois l'eau pompée, elle est dirigée à travers une conduite de refoulement qui permet de l'acheminer sur de longues distances ou de la soulever à des hauteurs considérables, en fonction de la puissance du moteur et de la conception de la pompe [42].

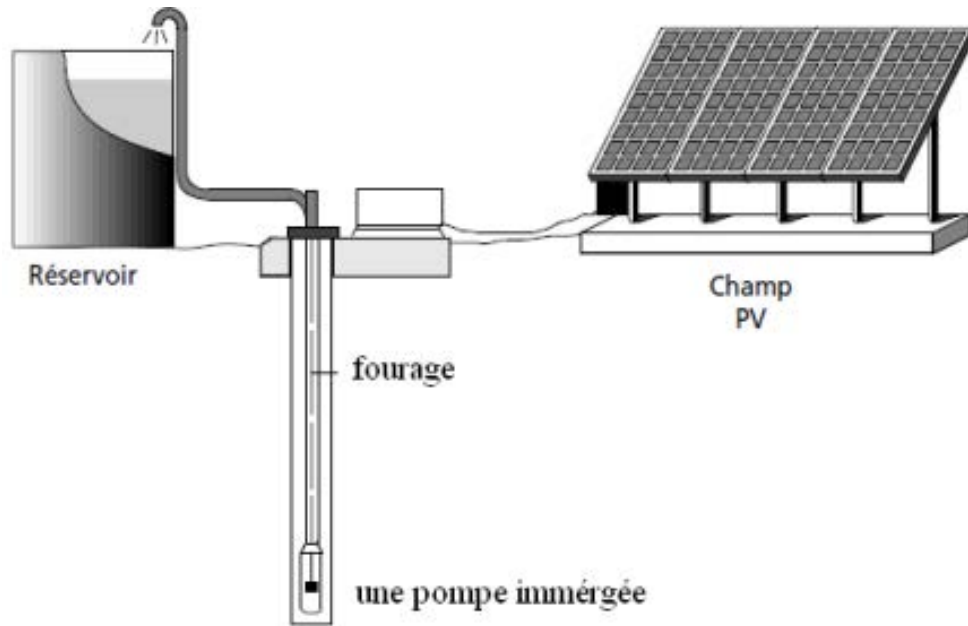


FIGURE I.27 – Pompe immergée [40]

I.17.2 Moteur

Le moteur d'un groupe électropompe est chargé de convertir l'énergie électrique en énergie mécanique pour alimenter la pompe. Ce moteur peut être alimenté en courant continu ou en courant alternatif [3]. Lorsque le moteur fonctionne avec du courant alternatif, un dispositif électronique appelé onduleur est indispensable. L'onduleur est nécessaire pour transformer le courant continu produit par le générateur photovoltaïque en courant alternatif utilisable par le moteur de la pompe.

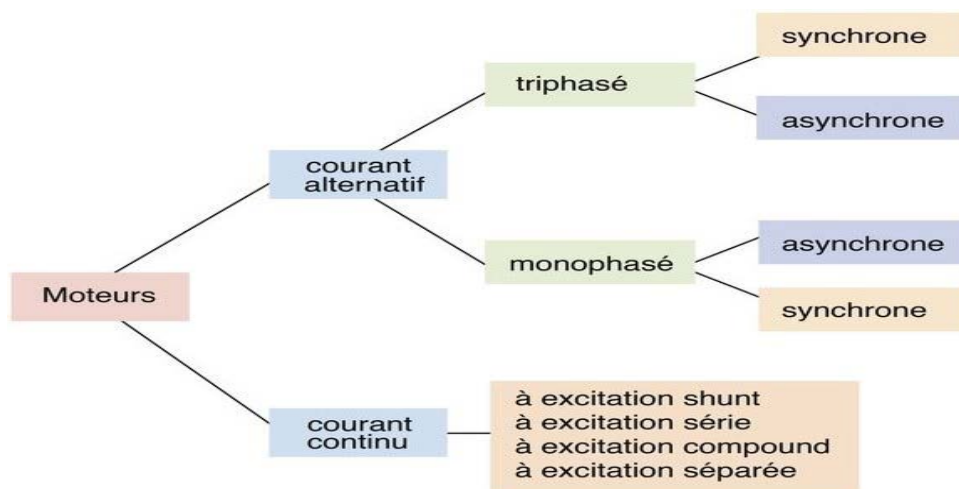


FIGURE I.28 – Classification du Moteurs

I.17.2-a Moteur à courant continu

Les moteurs à courant continu (MCC) convertissent l'énergie électrique en énergie mécanique en modifiant le sens du courant circulant dans le moteur, généralement le rotor, qui est soumis à un champ magnétique créé par un inducteur, généralement le stator [23]. Des balais de carbone et de graphite sont utilisés pour commuter le courant dans le rotor d'un moteur à courant continu.

Les moteurs à balais sont les plus utilisés, mais leurs balais doivent être remplacés régulièrement. C'est un problème particulier pour les pompes à moteur immergé, car la pompe doit être retirée du puits pour remplacer les balais. En outre, il est essentiel d'isoler le moteur pour éviter qu'il ne soit endommagé par des infiltrations d'eau, ce qui peut être difficile à réaliser sur place [23].

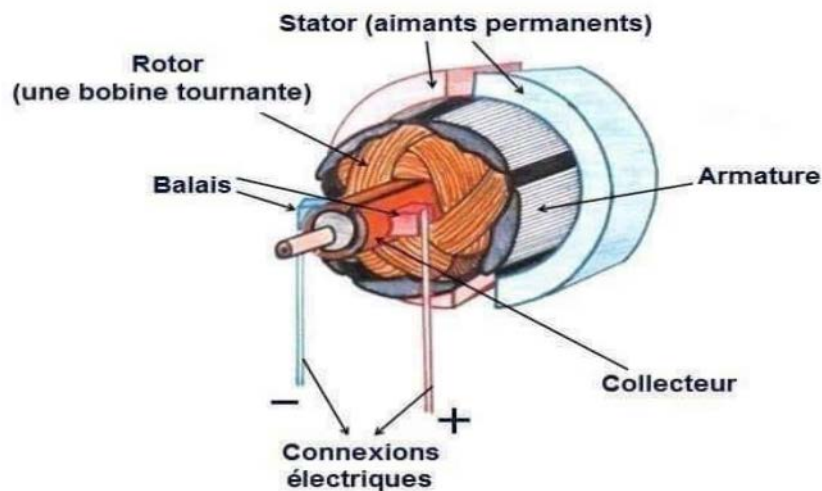


FIGURE I.29 – Moteur à courant continu avec balais [42]

I.17.2-b Moteur à courant alternatif

Les moteurs asynchrones à courant alternatif, également connus sous le nom de moteurs à cage d'écureuil, sont largement utilisés dans diverses applications industrielles. Par exemple, les pompes alimentées par le réseau utilisent généralement ce type de moteur. Ils sont notamment utilisés pour le pompage submersible dans les puits et les puits ouverts. Grâce à des onduleurs efficaces, ces moteurs sont désormais utilisés dans les systèmes de pompage alimentés par l'énergie solaire. Le choix d'un moteur asynchrone à courant alternatif triphasé s'est imposé comme une solution plus économique et plus pratique, en raison de sa puissance et de son faible coût (il nécessite également moins d'entretien). Bien qu'il nécessite un circuit de contrôle électronique plus complexe, l'utilisation d'un moteur asynchrone permet d'améliorer l'autonomie et la fiabilité de l'installation [23]. Ces moteurs sont entraînés par un onduleur, également appelé convertisseur DC/AC, qui optimise la puissance fournie par les panneaux solaires.



FIGURE I.30 – Moteur à courant alternatif

I.18 L'électronique de puissance et de contrôle

I.18.1 Convertisseur DC/DC Hacheur

Pour extraire le maximum de puissance disponible à tout moment aux bornes du générateur photovoltaïque et la transférer efficacement à la charge (une pompe alimentée par un moteur à courant continu, dans ce cas), une technique couramment utilisée est l'utilisation d'un étage d'adaptation. Cet étage agit comme une interface entre le générateur photovoltaïque et la charge, et il assure, à travers une action de contrôle commandée par son rapport cyclique, le transfert de la puissance maximale fournie par le générateur. Son objectif est de s'assurer que la puissance transmise à la charge soit aussi proche que possible de la puissance maximale disponible [8].

I.18.2 Convertisseur DC/AC Onduleur

Le convertisseur DC/AC est un élément important dans les systèmes de pompage solaire, assurant un transfert efficace de l'énergie du générateur solaire vers le groupe motopompe tout en protégeant la pompe contre le fonctionnement à vide en l'absence d'eau. Son rendement élevé, généralement autour de 95% au point de fonctionnement nominal, permet de maximiser l'utilisation de l'énergie produite par le générateur solaire [8]. Ces caractéristiques de fonctionnement comprennent la forme de l'onde de sortie, les limites de tension d'entrée, la capacité de surcharge, la facilité de réparation et de maintenance, ainsi que sa capacité à fonctionner dans les points de puissance maximale et dans diverses conditions ambiantes, notamment la température de fonctionnement. Ces caractéristiques sont essentielles pour garantir un fonctionnement efficace et fiable du système de pompage solaire [42].

I.18.3 Commande MPPT (Maximum Power Point Tracking) [19]

Le MPPT comme son nom l'indique, est un système de commande utilisé pour suivre et maintenir le point de puissance maximale d'un système photovoltaïque. Il est généralement associé à un étage de réglage intermédiaire qui permet à un générateur photovoltaïque de produire continuellement sa puissance maximale en ajustant le rapport cyclique. Grâce à cette commande, le convertisseur est dirigé vers le point de fonctionnement maximum (V_{mpp} , I_{mpp}) dans toutes les conditions météorologiques (température et éclairage), assurant ainsi un contrôle efficace du convertisseur statique qui connecte la charge au module photovoltaïque, afin de fournir à la charge une puissance maximale en tout temps. Le convertisseur délectronique de puissance

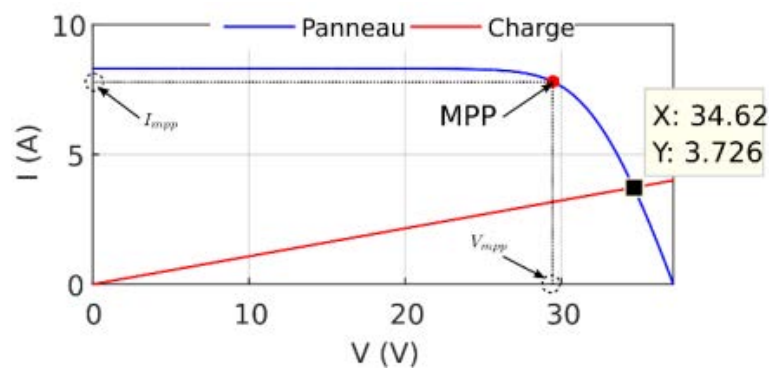


FIGURE I.31 – Caractéristique V-I d'une charge résistive et du générateur PV [19]

joue le rôle d'étage d'adaptation. Il est contrôlé par un algorithme MPPT (Maximum Power Point Tracking) pour extraire la puissance maximale du panneau photovoltaïque (PV). En d'autres termes, la commande MPPT ajuste le rapport cyclique du convertisseur électronique de puissance afin que le panneau PV produise la puissance maximale [19], comme le montre la figure I.32. Parmi ces méthodes, il existe

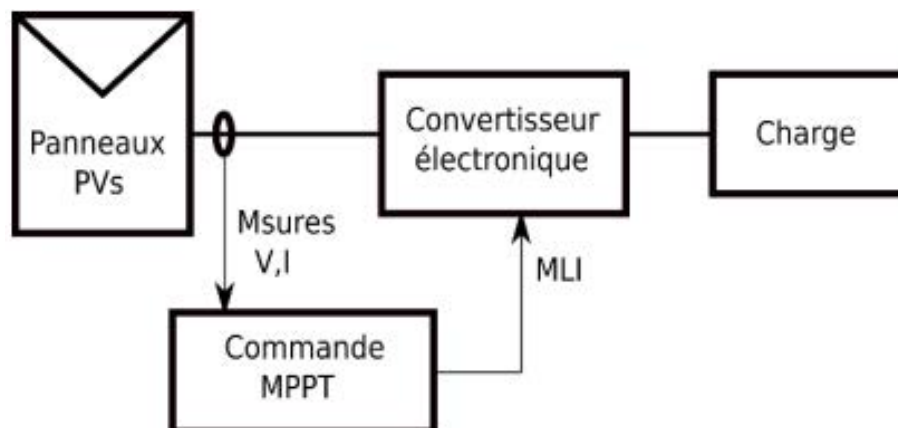


FIGURE I.32 – Diagramme du générateur PV commandé par la technique MPPT [19]

des commandes MPPT qui recherchent le MPP en fonction de l'évolution des mesures d'entrée du convertisseur, comme le montre la Figure I.32, d'autres commandes utilisent les mesures de sortie du convertisseur [44]. Dans ce travail, nous avons uti-

lisé la première méthode car les grandeurs mesurées sont indépendantes du type de convertisseur utilisé.

Il existe des MPPT qui utilisent à la fois des mesures de tension et de courant citetchaya2021optimization et [22]. D'autres utilisent une seule mesure du courant ou de tension [6] et [22]. Il y a aussi des MPPT qui utilisent d'autres grandeurs telles que la mesure de la température [6] [19].

Dans ce travail, nous citons les MPPT les plus utilisés [19] :

- Algorithme Hill Climbing HC et algorithme Perturber et Observer P&O
- Algorithme Incrément de la Conductance (INC)
- Algorithme à base de la mesure d'une fraction de la tension V_{oc}
- Algorithme à Base de la mesure d'une fraction du courant I_{sc}
- Algorithme basé sur la logique floue

Le système étudié se compose d'un générateur photovoltaïque, d'un convertisseur DC/DC et d'un groupe motopompe à la sortie du système. Le convertisseur DC/DC est contrôlé par un signal de modulation de largeur d'impulsion (PWM) avec une stratégie de recherche du point de puissance maximale MPPT.

I.19 Irrigation

L'eau est un élément essentiel de tous les êtres vivants. Il est essentiel de garantir un niveau d'eau pour favoriser la croissance des plantes et soutenir le développement agricole. En période de faibles pluies, l'irrigation devient essentielle pour répondre aux besoins des cultures. Ce processus consiste à acheminer vers les plantes de l'eau provenant de diverses sources, telles que des puits ou des rivières [41]. Différentes techniques d'irrigation sont utilisées dans les zones agricoles, chacune ayant ses propres avantages et inconvénients. De plus, ces méthodes sont adaptées aux conditions spécifiques de chaque site agricole.

I.20 Importance de l'irrigation

L'irrigation vise principalement à fournir au sol l'eau nécessaire à la croissance des plantes, mais elle remplit également d'autres fonctions importantes [41] :

- Elle contribue au refroidissement du sol et de l'air ambiant, créant ainsi un environnement favorable à la croissance des plantes.
- Elle permet de laver le sol, éliminant ainsi les sels accumulés à sa surface.
- Elle facilite l'arrosage du sol avant le labour, favorisant ainsi la pénétration aisée des charrues et réduisant la force nécessaire pour labourer.
- Elle assure la dissolution des engrais dans l'eau d'irrigation, permettant ainsi une meilleure absorption par les plantes [33].

I.21 Méthodes d'irrigation

Les systèmes d'irrigation peuvent être catégorisés en trois principales modalités : l'irrigation gravitaire, l'irrigation par aspersion et l'irrigation au goutte-à-goutte [33].

Nous avons initialement esquissé les étapes de ce processus dans le schéma I.33 :

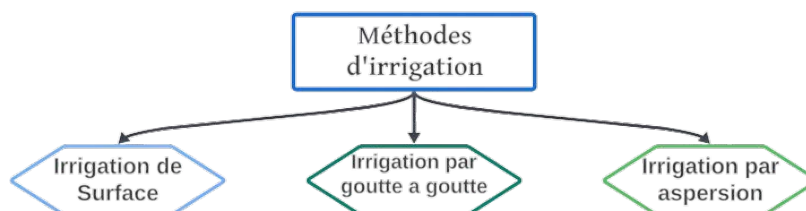


FIGURE I.33 – Les Méthodes d'irrigation

I.21.1 Irrigation de surface

L'irrigation de surface est une méthode traditionnelle utilisée pour fournir de l'eau aux cultures. Elle consiste à apporter l'eau au point le plus élevé du sol, puis à la laisser s'écouler naturellement par gravité vers les zones à arroser. Une fois que l'eau atteint le champ, elle peut être distribuée de différentes manières incluant l'immersion dans des bassins (irrigation par bassins), le cheminement à travers des sillons creusés dans le sol (irrigation par sillons), ou le ruissellement à la surface d'une planche spécialement aménagée (irrigation par planches) [14].



FIGURE I.34 – Méthodes d'irrigation de surface

I.21.2 Irrigation par goutte à goutte

L'irrigation goutte à goutte, également connue sous le nom de micro-irrigation, fonctionne en déplaçant de l'eau sous pression dans un réseau de tuyaux, généralement en PVC. Cette eau est ensuite distribuée sous forme de gouttes directement dans la zone racinaire des plantes par l'intermédiaire de nombreux goutteurs placés le long des rangées de plantes. Au contraire de l'irrigation par aspersion, qui couvre généralement toute la surface du sol, l'irrigation au goutte-à-goutte cible spécifiquement les racines des plantes, ce qui minimise le gaspillage de l'eau et permet une utilisation plus efficace des ressources en eau [14].



FIGURE I.35 – Irrigation goutte à goutte

I.21.3 Irrigation par aspersion

L'irrigation par aspersion reproduit efficacement le processus naturel d'arrosage des plantes. L'eau est envoyée sous pression dans un réseau de tuyaux, puis distribuée par des arroseurs rotatifs qui la distribuent en fines gouttelettes imitant les précipitations naturelles. Cela garantit une distribution uniforme de l'eau aux cultures, ce qui est essentiel pour assurer une croissance saine et maximiser les rendements [14].



FIGURE I.36 – Irrigation par aspersion

I.22 Conclusion

En résumé, ce chapitre a examiné de plus près le pompage photovoltaïque et ses composants clés dans le contexte de l'irrigation agricole. Nous avons exploré en détail les différentes technologies impliquées, telles que les panneaux solaires, les onduleurs et les systèmes de contrôle, en soulignant leur rôle essentiel dans la conversion de l'énergie solaire en énergie utile pour le pompage de l'eau. Dans le prochain chapitre, notre attention se portera spécifiquement sur l'étude de cas de la ferme pilote Med BELAIDOUNIE Située dans un contexte agricole réel, cette ferme pilote offre une

opportunité unique d'examiner de près l'application pratique du pompage photovoltaïque et ses implications.

Chapitre II

Ferme pilote de Med Belaidouni

SOMMAIRE

II.1 INTRODUCTION	34
II.2 L'AGRICULTURE EN ALGÉRIE	34
II.3 INFORMATIONS SUR L'AGRICULTURE EN ALGÉRIE	34
II.4 L'AGRICULTURE DANS LA RÉGION (TLEMCEM)	36
II.5 BELAIDOUNI-MED/ALGÉRIE FERME PILOTE	36
II.6 PRÉSENTATION DE L'AGRICULTEUR ET DES PARTIES PRENANTES CONCERNÉES	37
II.7 SITUATION ET CLIMAT	38
II.8 TAILLE DE L'EXPLOITATION ET TYPE DE CULTURES	38
II.9 MODÈLES D'ENTREPRISE EXISTANTS (SOURCES DE REVENUS, DÉPENSES PAR CATÉGORIE)	40
II.10 UTILISATION DE L'ÉNERGIE ET DE L'EAU DANS LES EXPLOITATIONS AGRICOLES	41
II.11 DÉFIS IDENTIFICATIONS	43
II.12 EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	44
II.13 SOLUTION HYBRID	44
II.14 POSSIBILITÉS OPTIMALES D'UTILISATION DE L'EAU	44
II.15 MAXIMISATION DE L'EFFICACITÉ DE L'UTILISATION DE L'EAU DANS L'IRRIGATION	45
II.16 STOCKAGE	46
II.17 CONCLUSION	46

II.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous étudions la ferme pilote de Med Belaidouni, un exemple réel de l'adoption de technologies agricoles modernes à Tlemcen. Nous commençons par un bref aperçu de l'agriculture locale, avant de présenter le projet de pompage photovoltaïque qui sera installé dans la ferme. Nous discutons également du rôle de l'agriculteur principal et des autres parties prenantes. Enfin, nous examinons brièvement le contexte climatique de la ferme et donnons un aperçu de son environnement de travail.

II.2 L'agriculture en Algérie

L'agriculture contribue de manière significative à l'économie et aux moyens de subsistance de nombreux pays, dont l'Algérie. Par conséquent, les orientations politiques et les interventions pour le développement du secteur visent à assurer la sécurité alimentaire en Algérie tout en se concentrant sur la croissance des exportations et la diversification du secteur. Pour atteindre ces objectifs dans l'agriculture, il faut donc augmenter la demande d'énergie durable et d'eau, deux intrants essentiels, et répondre aux demandes concurrentes des ménages et de l'industrie.



FIGURE II.1 – L'agriculture en Algérie [11]

II.3 Informations sur l'agriculture en Algérie

L'agriculture en Algérie est un secteur très important de l'économie nationale et l'une des principales priorités des autorités algériennes. C'est pourquoi, depuis plusieurs années, des plans ambitieux de modernisation, de diversification des cultures et des activités agricoles ont été développés [39][13][38]. d'autre part l'économie algérienne basée en grande partie sur la rente pétrolière (les hydrocarbures représentant 97% des exportations et 70% des recettes fiscales), mettent en péril la sécurité alimentaire du pays [36][29]. L'Algérie, par sa situation géographique, ses potentialités

naturelles et sa diversité climatique, offre au secteur agricole des atouts propres. Bien que l'Algérie soit l'un des plus grands pays du monde (238 millions d'hectares), son potentiel agricole est principalement concentré dans le nord du pays, le sud étant largement désertique. Le territoire algérien est composé de deux types de régions : une zone côtière (16%) et une zone saharienne dominante (84% du territoire). L'étendue des terres utilisables pour l'agriculture, les parcours et les domaines forestiers couvre 21% de la superficie totale du zone côtière, soit environ 40 Mha, dont environ 8,5 Mha de terres cultivées, dont un tiers appartient à l'Etat, dont 7,5 millions d'hectares dédiés aux cultures annuelles. Environ 1 million d'hectares sont consacrés aux cultures pérennes avec 6,6 millions d'hectares de forêts, de luzerne et de steppes, auxquels s'ajoutent 4 Mha de forêts et de maquis. Les surfaces irriguées ne représentent que 13% des surfaces cultivées (1,1 Mha) [11][37].

Les principales cultures algériennes sont les céréales (33%), l'arboriculture (6%), les fourrages (6%) et le maraîchage (3%). Les jachères couvrent près de la moitié de la Surface Agricole Utile. Les principales cultures sont le blé et la pomme de terre [36][11]. Le cheptel est estimé à 22 millions de têtes d'ovins, 3,6 millions de têtes de caprins et 1,8 millions de têtes de bovins. L'élevage algérien est caractérisé par des pratiques et des systèmes de production extensifs, des cultures fourragères peu développées et des races locales. Seules les productions avicole et laitière sont réalisées dans des ateliers spécialisés, mais elles sont largement insuffisantes pour répondre aux besoins [11][37]. Comme tout secteur économique, l'agriculture a besoin d'énergie principalement pour l'irrigation des cultures, les installations nécessaires à l'élevage, afin d'augmenter et d'améliorer sa productivité. La consommation d'énergie directe de l'agriculture algérienne augmente lentement, passant de 920 Mtep en 2010 à 1200 Mtep en 2020, ce qui représente moins de 0,74% de la consommation nationale d'énergie [2]. Cette augmentation concerne tous les types d'énergie consommés, en particulier la consommation élevée de carburant et d'électricité.

Le secteur agricole, de par son fonctionnement, est un secteur bien adapté à l'utilisation des énergies renouvelables grâce à la modularité, la diversité et la disponibilité qu'elles offrent. De ce point de vue, l'Algérie est dotée d'un potentiel non négligeable en ce qui concerne les différentes sources d'énergies renouvelables. Ce sont donc des atouts bénéfiques pour le secteur agricole pour prétendre à la réduction de la consommation d'énergie conventionnelle, à une meilleure rationalisation de l'utilisation de l'eau et à l'amélioration des rendements agricoles dans les différentes régions du pays. Les énergies renouvelables peuvent donc devenir un moyen majeur pour le développement socio-économique des régions rurales et sahariennes.

Au niveau local, l'Algérie a mis en place un Plan Climat National 2020-2030 comprenant 155 projets de réduction des émissions de gaz à effet de serre, d'adaptation aux impacts négatifs du changement climatique et d'appui à la gouvernance climatique. Elle s'est engagée à réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 7%, un taux qui pourrait atteindre 22% d'ici 2030 si elle pouvait bénéficier d'aides financières pour financer de grands projets d'adaptation au changement climatique.

II.4 L'agriculture dans la région (Tlemcen)

La wilaya de Tlemcen située dans la région ouest de l'Algérie, sur la côte nord-ouest du pays. L'agriculture représente un secteur important dans l'économie de la wilaya, avec une superficie totale de terres agricoles de 538 581 ha, dont une SAU de 351 579 ha avec 22 450 ha de terres irriguées. Ces terres sont valorisées par diverses productions agricoles telles que les céréales (blé dur et tendre, orge, avoine), l'arboriculture fruitière, le maraîchage, les légumes secs, les fourrages artificiels et l'olivier. En particulier, dans le secteur de l'arboriculture, l'olivier reste l'arbre prédominant, qui s'étend sur plus de 43 000 ha, soit près de 91% de la superficie totale réservée à l'arboriculture fruitière avec une production moyenne de plus de 100 000 tonnes en année normale, soit 24 quintaux à l'hectare.

Les principales rivières de la wilaya sont Oued Tafna, Oued Kasdir, Oued Kiss, qui ont de nombreux affluents. Cinq grands barrages sont opérationnels et répondent aux besoins en eau pour divers usages : le barrage d'El Meffrouch, le barrage de Sikkak, le barrage de Béni Bahdel, le barrage de Hammam Boughrara et le barrage de Sidi Abdelli. Ils totalisent une capacité globale de 380 106 m³. Cependant, depuis le milieu des années 70, la sécheresse a entraîné une diminution croissante des ressources en eau superficielles et souterraines. La wilaya de Tlemcen couvre une superficie forestière d'environ 225 000 ha, ce qui correspond à un taux de boisement de 24%, composée de forêts, de maquis et de broussailles, à laquelle s'ajoute une strate alfatière d'une superficie de 154 000ha.



FIGURE II.2 – L'agriculture dans la région (Ferme BELAIDOUNI-Med)

II.5 BELAIDOUNI-Med/Algérie Ferme pilote

La ferme pilote BELAIDOUNI-Med/Algérie est une entreprise EURL, située dans la commune d'El Fehoul, daïra de Remchi. Elle est limitée au sud par la route

nationale reliant Aïn Youcef et EL Fehoul, à l'ouest par des exploitations privées, au nord et à l'est par l'oued Isser. L'EUURL BELAIDOUNI-Med dépend de la société



FIGURE II.3 – Situation géographique de la wilaya de Tlemcen

EPE-SOTRAVIT, filiale du groupe GVAPRO. Le groupe GVAPRO a pour mission principale de suivre, développer et coordonner les filières de production et de valorisation des produits agricoles. Pour ce faire, il a dans son portefeuille 06 filiales et 74 exploitations agricoles réparties par vocation. Le groupe dispose d'une superficie agricole totale de 31 170 ha, dont une superficie utile de 28 520 ha et une superficie irriguée de 7 955 ha. La filiale SOTRAVIT du groupe GVAPRO est une société anonyme, active dans la transformation, le conditionnement et la commercialisation de produits et sous-produits vitivinicoles. Elle dispose d'un portefeuille de 09 unités de transformation et de commercialisation de produits vitivinicoles avec une capacité de vinification et de stockage de plus de 903 000 hl. Son potentiel viticole est de 1 000 ha et 16 exploitations agricoles avec une surface agricole utile de 7 405 ha, une SAU de 6 587 ha. Ses principales cultures sont la viticulture (Tank) (1 545ha), l'agrumiculture (206ha), l'oléiculture (261ha) et l'arboriculture (38ha). La vocation principale de la ferme pilote BELAIDOUNI-Med/Algérie est à l'origine viticole (vignoble), mais d'autres cultures y sont pratiquées, telles que celles des agrumes, des oliviers, des céréales, ainsi que du fourrage, du maraîchage et de l'apiculture.

II.6 Présentation de l'agriculteur et des parties prenantes concernées

La ferme pilote BELAIDOUNI-Med/Algérie, compte tenu de sa superficie agricole totale de 211,95 hectares et de la nature de ses cultures, présente des caractéristiques intéressantes pour le développement de solutions numériques innovantes et de meilleures pratiques agricoles basées sur l'utilisation des énergies renouvelables et la gestion intelligente du stockage de l'eau. Le site se prête bien à l'expérimentation sur le terrain pour les raisons suivantes :

- Grand intérêt et forte volonté de la direction de l'exploitation de réduire la consommation d'énergie d'origine fossile et de moderniser le système de gestion et de stockage de l'eau, en intégrant les énergies renouvelables. motivation de l'autorité de tutelle (SOTRAVIT/GVAPRO) pour intégrer les énergies renouvelables et les TIC dans leurs nombreuses opérations
- Volonté de vulgariser les techniques liées aux énergies renouvelables
- Présence de personnel qualifié (techniciens et ingénieurs agronomes)
- Accès facile grâce à une route de wilaya en très bon état

- Site proche de l'Université de Tlemcen, ce qui facilite les déplacements
- Proximité de plusieurs petites et moyennes exploitations agricoles
- Réception fréquente des étudiants pour leurs projets de fin d'études.

Une convention de partenariat est en cours de signature entre l'Université de Tlemcen d'une part et la direction de l'exploitation agricole concernée, la filiale SO-TRAVIT et le groupe GVAPRO d'autre part. Il est à noter que les responsables du groupe GVAPRO se sont montrés très ouverts aux collaborations avec l'université et intéressés par l'intégration des résultats de la recherche scientifique dans le domaine agricole. Enfin, ils souhaitent s'impliquer dans d'autres projets de recherche afin de développer et de moderniser les différentes exploitations agricoles dont ils ont la charge sur le territoire national.

II.7 Situation et climat

La ferme pilote BELAIDOUNI-Med/Algérie est située sur le territoire de la commune d'El Fehoul (7 050 habitants). Son altitude est de 253m et ses coordonnées géographiques sont : Latitude : 35°07'04" Nord, Longitude : 1°20'03" Ouest. Les communes voisines sont Sebaa Chioukh au nord-ouest, Aïn Youcef au sud-ouest, Bensekrane au sud-est et Aïn Kiah (wilaya d'Aïn Temouchent). La localité d'El Fehoul est traversée du sud au nord par le chemin de wilaya CW1 venant de Tlemcen situé à 30km, elle est également reliée aux localités de Aïn Youcef et Hennaya par la route nationale RN22.



FIGURE II.4 – Site géographique de la ferme BELAIDOUNI

II.8 taille de l'exploitation et type de cultures

La superficie agricole totale de la ferme pilote BELAIDOUNI-Med/Algérie est de 211,95 hectares, dont 174,50 hectares de surface agricole utile et 50 hectares irrigués. Les vocations premières de l'exploitation sont la viticulture (vignes à vin et vignes de table), la culture des céréales (blé dur et tendre, orge et colza), les agrumes, mais aussi la culture des oliviers et des pistachiers, les légumes secs et les produits



FIGURE II.5 – Oliveraies et champ de céréales - Ferme BELAIDOUNI-Med

marais. L'élevage se limite actuellement à un peu d'apiculture avec 25 ruches pleines et une production d'une vingtaine de kg en 2020. Les superficies occupées par chaque culture sont indiquées dans le tableau II.1. L'utilisation des sols pour l'année

TABLE II.1 – Surfaces occupées par chaque culture

Type	Superficie (ha)	Pourcentage (%)
Surface agricole utile	174.5	100.0
Vignoble	95.0	54.5
Agrumes	50.0	28.6
Rustique et plantations d'oliviers	10.8	06.2
Fourrages et cultures maraicheres	16.0	09.2
Terrain improductif (bois-cours)	02.7	01.5

2021/2022 est indiquée dans le tableau II.2 : Malgré la vocation viticole, les dernières

TABLE II.2 – Utilisation des terres par la ferme pilote BELAIDOUNI-Med/Algérie

Type de terrain	Culture	Zone	Remarque
Terrain nu	Blé dur	117.20 ha	
	Blé panifiable	20.00 ha	
	Colza	20.00 ha	
	Total	157.20 ha	
Culture pérenne	Agrumes	35.00 ha	
	Olivier en masse	10.30 ha	05 ha de jeunes plantations
	Olivier isolé	10.37 P/I	500 P jeunes plantations
	Pistachier	00.50 ha	
	Total	45.80 ha	
Production animale	Apiculture	25 ruches pleines	

périodes de sécheresse et l'impossibilité de les irriguer, les vignes de l'exploitation ont été arrachées. Le personnel de l'exploitation est composé de 34 employés avec :

- 01 directeur général (ingénieur agronome),
- 01 responsable technique et opérationnel (technicien agronome),
- 01 directeur financier et comptable (ingénieur en économie),
- 01 secrétaire, 02 techniciens supérieurs,

- 01 chef de culture, 01 chef de parc d'équipement,
- 08 ouvriers agricoles spécialisés et 03 conducteurs de tracteurs,
- 06 tailleurs d'arbres et 09 neuf gardes (jour/nuit).

L'exploitation dispose d'un matériel généralement en bon état de fonctionnement et régulièrement entretenu par le personnel technique du parc de maintenance. Il est périodiquement renouvelé et complété ; cependant, certains équipements sont anciens et méritent d'être modernisés.

TABLE II.3 – Équipement et matériel

Équipement	Culture	Nombre	Status
Traction Matériel	Tracteur a roues	03	Moyen
Remorqué matériel	Soc de charrue charrue	03	Moyen
	charrue a disque	02	Moyen
	Culture de couverture	04	y compris 01 hors service
	Moto-cultivateur	01	Moyen
	Harrow	01	Moyen
	Epandeur d'engrais	01	Moyen
	Pulvérisateur	04	Moyen
Récolte matériel	Faucheuse	01	y compris 01 hors service
Matériel de transport	Bande-annonce	02	Moyen
	Citerne	01	Moyen
Collage matériel	Véhicule utilitaire	01	Moyen
Matériel d'irrigation	Moteur-pompe	05	Moyen
	Arrosage	07 kits	Moyen

II.9 Modèles d'entreprise existants (sources de revenus, dépenses par catégorie)

La commercialisation des différents produits agricoles issus des récoltes de l'exploitation se répartit comme suit :

- Les céréales et les légumes secs sont vendus à la coopérative CCLS ;
- La récolte des olives (et des huiles) est entièrement achetée par la société SOA ;
- Les agrumes sont vendus sur pied, lors de ventes aux enchères publiques, afin de minimiser l'emploi de personnel saisonnier.
- Les pommes de terre et les produits maraîchers sont destinés aux différents marchés de gros de la région et éventuellement au stockage en chambre froide afin de réguler les prix du marché.

L'exploitation fonctionne en autofinancement, et prend en charge la masse salariale, le coût de l'énergie et les différents intrants. En ce qui concerne les investisse-

ments, l'exploitation peut bénéficier de prêts de la part du groupe GVAPRO et de la filiale SOTRAVIT et ainsi assurer leur amortissement.

II.10 Utilisation de l'énergie et de l'eau dans les exploitations agricoles

Les sources d'approvisionnement en énergie de l'exploitation sont de deux types :

- Électrique : Raccordement au réseau national de distribution basse tension 400 Volts (50 Hz) monophasé, pour répondre aux besoins en électricité des bureaux et locaux divers (éclairage, matériel informatique, etc.),
- Diesel : Destiné essentiellement à l'irrigation à l'aide de motopompes, mais aussi à l'utilisation de divers matériaux roulants.

Le tableau II.4 résume la consommation annuelle totale d'énergie et les coûts pour 2020 et 2021. La principale source d'approvisionnement pour l'irrigation est

TABLE II.4 – Consommation annuelle totale d'énergie et coûts

Type d'énergie	Année	Consommation	Coût moyen (DA)
L'électricité	2020	5 573.70 W	22 294.80
	2021	6 207.00 W	24 827.90
Diesel	2020	17 974.40 L	482 589.00
	2021	15 017.00 L	435 652.00

basée sur l'exploitation de la profondeur de forage du puits : 250m avec un niveau statique de 85m et un diamètre de 50cm. La longueur de la ligne de pompage, au point le plus éloigné, est de 2 292 m, pour des diamètres de 90 et 125 mm. Le tableau II.5 présente la consommation annuelle totale d'énergie pour les pompes d'irrigation et les coûts pour 2020 et 2021. C'est au cours des mois de juillet, août et septembre

TABLE II.5 – Consommation annuelle totale d'énergie pour les pompes d'irrigation et coûts

Type d'énergie	Année	Consommation	Coût moyen (DA)
L'électricité	2020	11 147.42 W	44 589.72 DA
	2021	12 413.99 W	49 655.99 DA
Diesel	2020	53 923.20 L	1 447 768.19 DA
	2021	45 052.00 L	1 306 958.52 DA

que la consommation d'énergie (électricité et essence) est la plus élevée. Il est à noter que durant les deux premiers trimestres de chaque année, la consommation d'électricité pour les pompes d'irrigation est pratiquement nulle. Les ressources en eau qui peuvent être utilisées par la ferme pilote BELAIDOUNI-Med/Algérie sont les suivantes :

- Oued Isser au débit trop souvent aléatoire, constituant une ressource appréciable de novembre à avril, mais asséché pendant la saison estivale ;
- Source d'eau avec un débit de 1L/s en été et un débit plus important en hiver, mais variable selon les années.

Les potentialités hydriques actuelles de l'exploitation sont indiquées dans le tableau II.6. Les puissances des motopompes disponibles sont les suivantes :

TABLE II.6 – Potentialités et état de l'eau

	Nombre	Capacité ou débit	Statut
Eau de puits	01	Se dessécher	mauvais.
Forage	01	Se dessécher	mauvais.
Autres sources	01	01 L/s	bon
Oued Issect	/	saisonnier	De décembre à avril
Bassin dur	02	200 m ³	bon
Bassin de géomembrane	01	5000 m ³	moyen
Bassin de géomembrane	01	9000 m ³	mauvais.

- Pompe à 3 moteurs, diesel, 3 cylindres, 25kW (34CV),
- 1 motopompe, Diesel, 4 cylindres, 46kW (62.5CV),
- 1 motopompe, Diesel, 6 cylindres, 74kW (100CV).

La ferme dispose de deux bassins en géomembrane. Le premier, d'une capacité de 5000 m³ et d'une profondeur de 8 m, est opérationnel. Le second, d'une capacité de 9 000 m³, est actuellement défectueux et doit être réparé. L'exploitation dispose également d'un bassin en dur de 200 m³. D'après nos enquêtes, il a été constaté que



FIGURE II.6 – Géomembrane (5000m³) et source d'eau (1 L/s) Ferme pilote BELAIDOUNI-Med/Algérie

l'irrigation des différentes parcelles est basée sur des techniques de gravité et d'arrosage. Toutefois, en raison de la rareté de l'eau et de la grande superficie occupée par l'exploitation, une méthode d'arrosage ponctuel est également pratiquée, consistant à arroser les plantes uniquement en cas de besoin. En raison du manque d'approvisionnement en eau pour l'irrigation, des travaux d'aménagement seront réalisés pour forer un puits de 250 m de profondeur (altitude : 35°6'3.22" Nord et longitude : 1°19'38.37" Ouest), et pour construire un bassin de 250 m³ en volume et de 2 m de profondeur. La ferme dispose d'un bassin géomembrane opérationnel de 5000m³ de volume et de 8m de profondeur.



FIGURE II.7 – Irrigation par aspersion, Stockage de diesel



FIGURE II.8 – Motopompes et tuyauteries d'irrigation

II.11 Défis Identifications

Plusieurs réunions avec le personnel de la ferme pilote BELAIDOUNI-Med/Algérie et une brève étude ont mis en évidence les opportunités et les défis possibles suivants :

- Exploiter le potentiel solaire du site de la ferme en intégrant la production d'énergie électrique à partir de sources solaires photovoltaïques afin de réduire la consommation et le coût des énergies nécessaires.
- Envisager, compte tenu de la superficie et des dimensions de l'exploitation, le déploiement d'un micro-réseau autonome basé sur des stations solaires photovoltaïques. Cela permettrait de partager l'énergie et l'eau pour une meilleure gestion.
- Intégrer un système de surveillance et de gestion des ressources énergétiques et hydriques afin d'obtenir des profils de charge et de consommation d'eau actualisés dans le temps, facilitant la prise de décision et optimisant l'irrigation, le pompage et le stockage plus intelligents.
- Prévoir l'installation d'une station météorologique connectée et peu coûteuse pour collecter des données atmosphériques locales, suivre les tendances et prévoir les besoins en irrigation.

Prenons l'exemple d'un système d'irrigation goutte-à-goutte intelligent et autonome qui fonctionne avec une intervention humaine minimale en réduisant la dépendance aux conditions météorologiques. L'utilisation de capteurs communicants, dédiés à la surveillance des sols, permettrait de préserver les ressources en eau, avec une utilisation plus rationnelle des engrais et des produits phytosanitaires pour les cultures

II.12 Efficacité énergétique

Dans l'état actuel de la ferme pilote BELAIDOUNI-Med/Algérie, il serait intéressant de déployer des générateurs photovoltaïques isolés, dédiés à l'alimentation des systèmes de pompage et d'irrigation. Ainsi, le pompage de l'eau, disponible à partir de forages, de puits ou de l'Oued Isser, se ferait vers les systèmes de stockage (bassins en dur ou géomembranes) de la ferme, pendant la journée lorsque la ressource solaire est présente. L'irrigation, des bassins vers les parcelles concernées, se ferait alors la nuit (ou tôt le matin et/ou en fin de journée ou par temps nuageux) pour éviter l'évaporation. Cette stratégie permettrait l'échange d'énergie et d'eau entre les systèmes générateurs.

II.13 Solution hybrid

Pour la ferme pilote BELAIDOUNI-Med/Algérie, une solution hybride "générateur photovoltaïque-groupe diesel", associée à un ou plusieurs systèmes de stockage par batterie, pourrait être envisagée. L'énergie produite par les systèmes PV serait alors complétée par l'intégration d'un générateur diesel de secours dont le rôle est de fournir un complément d'énergie uniquement lorsqu'on a pas d'éclairage. La supervision de ce système hybride devra alors être confiée à un algorithme assurant la gestion des flux d'énergie entre les différentes sources et charges. Il devra détecter si les batteries sont pleines, et si elles sont vides, activer le générateur diesel pour les recharger et éventuellement assurer la continuité du service aux charges connectées.

II.14 Possibilités optimales d'utilisation de l'eau

À l'échelle mondiale, l'agriculture est sans aucun doute le secteur d'activité le plus gourmand en eau, avec 70% de la consommation mondiale d'eau. L'irrigation, souvent utilisée en complément de l'irrigation pluviale, permet d'augmenter les rendements et d'allonger la durée de la campagne agricole. Encore très souvent traditionnels (irrigation par gravité ou par inondation), les dispositifs d'irrigation ont un rendement très faible. On estime qu'avec les techniques standard, 30 à 60% de l'eau d'irrigation s'évapore et ne profite pas aux cultures. Cette consommation varie d'une année à l'autre, en fonction des conditions météorologiques et du type de cultures à irriguer. Les différentes cultures sont en effet plus ou moins consommatrices d'eau. Par exemple, il faut 25 litres d'eau pour produire 1 kg de laitue, 100 litres pour 1 kg de pommes de terre, 400 litres pour 1 kg de maïs et 1 500 litres pour 1 kg de blé. D'autre part, le manque d'eau est l'une des plus graves menaces pour l'agriculture et l'environnement des pays méditerranéens et en particulier ceux du Maghreb. La situation s'aggrave avec l'augmentation des besoins et la diminution des ressources disponibles (surexploitation, gaspillage, pollution, répartition déséquilibrée, mauvaise gestion, etc...). Bien organiser la gestion de l'eau et la préserver est aujourd'hui une préoccupation majeure qui consiste à constituer des réserves d'eau permettant aux producteurs d'anticiper les périodes de sécheresse. Si l'agriculture est le plus grand utilisateur d'eau, c'est aussi celui qui a le plus grand potentiel d'amélioration de

son efficacité. Les techniques modernes d'irrigation permettent d'économiser les ressources en eau grâce à une utilisation plus rationnelle et à des gains énergétiques importants. Il a été démontré qu'elles peuvent assurer aux agriculteurs l'amélioration de la qualité de leurs produits, l'augmentation des rendements et la réduction des maladies pouvant affecter les cultures.

II.15 Maximisation de l'efficacité de l'utilisation de l'eau dans l'irrigation

Pour assurer une gestion durable de l'eau destinée à l'agriculture, il est impératif d'augmenter la production végétale par unité de volume d'eau utilisée dans le secteur agricole, et donc d'accroître l'efficacité de l'utilisation de l'eau. Cet objectif peut être atteint, par exemple, en minimisant les pertes par évaporation de l'eau du sol causées par la transpiration des plantes dans les champs. Par ailleurs, de nombreuses précautions peuvent être prises par les agriculteurs pour optimiser l'utilisation des ressources en eau et limiter l'impact de leurs activités :

- Limiter les prélèvements d'eau
- Choisissez des espèces végétales adaptées aux conditions climatiques locales.
- Calculez la quantité exacte d'eau dont la plante a besoin, arrosez au pied de la plante et n'apportez que la quantité d'eau nécessaire.
- Utilisez des systèmes d'économie d'eau comme la micro-irrigation.
- Mesurer les quantités d'eau prélevées à l'aide d'un compteur.
- Préservez l'humidité du sol en le recouvrant de brindilles d'arbres broyées,
- Limiter la pollution
- Limiter et utiliser raisonnablement les engrais et les produits phytosanitaires en tenant compte des besoins des cultures, de la nature du sol, du climat, des infestations d'insectes nuisibles.
- Limiter les risques de pollution ponctuelle en adaptant le matériel d'épandage.
- Réserver une bande herbeuse le long des berges des rivières et des Oueds pour piéger la pollution.
- Pour les installations d'élevage : Construire des aires bétonnées pour empêcher l'écoulement des déjections animales dans les cours d'eau et les nappes phréatiques.

Pour la ferme pilote BELAIDOUNI-Med/Algérie, un système d'irrigation au goutte-à-goutte serait une solution appropriée permettant une utilisation efficace et plus rationnelle des ressources en eau. Les motopompes dont le rôle est d'alimenter les bassins de stockage à partir de forages (dont le premier est à sec et le second en projet), de puits ou de l'Oued Isser. Par ailleurs, le pompage à partir de l'Oued Isser sera privilégié durant les mois de décembre à avril, compte tenu de la disponibilité de la ressource durant cette période. Ainsi, cette mesure garantira la préservation des eaux souterraines délivrées par la source. Les parcelles seront donc arrosées au moyen de la technique de micro-irrigation (goutte à goutte), très économe en eau, qui est appliquée directement sur la zone racinaire de chaque plante, éventuellement avec des éléments nutritifs. Les périodes d'irrigation, comme indiqué ci-dessus, seront programmées la nuit, tôt le matin ou en fin de journée, dans le but de réduire

le phénomène d'évaporation. Toutefois, certaines parcelles, réservées principalement à la culture de céréales, peuvent être irriguées par la technique de l'arrosage intégré au moyen de tuyaux mobiles et de kits de pulvérisation distribués.

II.16 Stockage

Les installations de stockage de la ferme pilote BELAIDOUNI-Med/Algérie sont constituées de deux bassins en dur d'une capacité de 200m³ et de deux bassins en géomembrane d'une capacité respective de 5000m³ et 9000m³, ces derniers étant en mauvais état et donc défectueux. Il est donc urgent de restaurer le bassin géomembrane de 9000m³, actuellement en mauvais état et inutilisable. Des techniques simples à mettre en œuvre permettent de stocker l'eau au niveau de la plante ou de l'arbre, en effet le sol est le premier outil de stockage de l'eau. Une première mesure, pour garder un minimum d'humidité, est le paillage, qui consiste à recouvrir le sol d'un paillis naturel ou synthétique. Cela permet de garder le sol frais, de limiter l'évaporation directe, de réduire le besoin de main d'œuvre pour le désherbage et surtout de réduire l'évapotranspiration du sol par l'effet asséchant du vent. Une deuxième technique consiste à ne pas laisser le sol sans couverture végétale pendant les mois d'hiver afin de ne pas le dessécher. Cette technique permet d'éviter la formation d'une croûte qui limite le ruissellement, l'objectif étant que la pluie s'infilte dans le mètre carré où elle tombe. L'irrigation intelligente serait une bonne alternative pour économiser l'eau d'irrigation. Une première opération consiste à collecter des informations concernant l'état du sol et des cultures grâce à l'utilisation de capteurs météorologiques, de sondes de pression connectées pour détecter d'éventuelles fuites, de capteurs de température, d'humidité et de conductivité du sol, de capteurs d'humidité des feuilles, de capteurs de gel... La deuxième étape permet d'agir en conséquence en contrôlant l'irrigation à distance. L'optimisation de l'irrigation est alors confiée à des programmeurs connectés, permettant via des applications sur des terminaux informatiques (PC, tablette ou smart phone) d'organiser l'irrigation à distance en fonction des caractéristiques du réseau et de la capacité de la pompe. Ainsi, l'irrigation se fait par zone et selon les besoins des cultures. Des stations météo et autres capteurs connectés permettent de piloter l'irrigation en fonction des données collectées. Toutes ces données permettent d'anticiper le moment idéal pour irriguer.

II.17 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons étudié la ferme pilote de Med Belaidouni à Tlemcen, démontrant une adoption progressive des technologies agricoles modernes. À travers l'exploration de l'agriculture locale et du projet de pompage photovoltaïque, nous avons mis en lumière l'engagement de l'agriculteur principal et des autres parties prenantes dans ce projet novatrice. La ferme de Med Belaidouni incarne un modèle prometteur pour le pompage PV, offrant des perspectives inspirantes pour l'avenir de l'agriculture dans la région. Dans le chapitre suivant nous déroulons les méthodes de dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque.

Chapitre III

Dimensionnement du système de pompage photovoltaïque

SOMMAIRE

III.1 INTRODUCTION	48
III.2 PRÉSENTATION DE LOGICIEL DE SIMULATION PVSYST	48
III.3 SYSTÈME DE POMPAGE	48
III.4 CONCEPTION DU PROJET	49
III.5 NOTION HYDRAULIQUE	50
III.6 DIMENSIONNEMENT D'UN SYSTÈME DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE	52
III.7 ESTIMATION DES BESOINS EN EAU	52
III.8 CALCUL DE L'ÉNERGIE HYDRAULIQUE QUOTIDIENNE REQUISE	52
III.9 CALCUL DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE QUOTIDIENNE REQUISE	53
III.10 DÉTERMINATION DE L'ÉNERGIE SOLAIRE DISPONIBLE	53
III.11 TAILLE DU GÉNÉRATEUR PHOTOVOLTAÏQUE	53
III.12 DIMENSIONNEMENT DE LA POMPE [34]	54
III.13 CONCLUSION	55

III.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous abordons le processus crucial de dimensionnement et de sélection des équipements pour une installation de pompage photovoltaïque. Nous débutons en mettant en avant l'importance du logiciel PVSYST dans ce processus. Ensuite, nous détaillons les critères et les étapes nécessaires pour réaliser un dimensionnement efficace, en mettant l'accent sur les choix appropriés des modules solaires et la pompe. L'objectif est de fournir un guide précis pour déterminer le matériel optimal adapté à notre étude, en présentant les calculs nécessaires et les méthodes à suivre pour une mise en uvre réussie de l'installation.

III.2 Présentation de logiciel de simulation PVSYST

PVsys est un logiciel de dimensionnement qui fournit diverses informations telles que la production d'énergie, l'irradiation et le coût de l'installation, la surface nécessaire et la production annuelle d'énergie. Il offre un mode avancé permettant d'obtenir une étude plus approfondie et complète. Il traite des systèmes photovoltaïques connectés au réseau, autonomes, de pompage et de réseau (transport public), et comprend de nombreuses bases de données météorologiques et de composants de systèmes photovoltaïques, ainsi que des outils généraux sur l'énergie solaire. Ce logiciel comporte principalement deux modes de fonctionnement. Le premier est une application de pré-dimensionnement relativement simple à utiliser, adaptée aux débutants. Le deuxième mode permet une analyse plus détaillée en prenant en compte un plus grand nombre de paramètres. De plus, il utilise des données concrètes pour ses calculs, contrairement au premier mode qui se base sur des cas très généraux [21].

III.3 Système de pompage

Les Systèmes de pompage dans PVsys ne concernent que les systèmes de pompage "isolés", qui fonctionnent en fonction de la disponibilité du soleil, sans stockage électrique. Un tel système se compose d'une (ou plusieurs) pompe, d'un champ photovoltaïque et d'un onduleur. La mise en oeuvre de tels systèmes implique une définition détaillée du circuit hydraulique (type de système comme un puits profond, pompage à partir d'un lac ou équivalent, ou système de pressurisation) et des besoins de l'utilisateur, de la hauteur de chute (en fonction du débit et éventuellement d'autres paramètres), des besoins en eau, et d'un réservoir de stockage. D'autres contraintes peuvent être prises en compte (rabattement maximum dans un puits profond, réservoir plein ...). Le mode de fonctionnement en fonction de la disponibilité du soleil implique que la pompe fonctionnera à une puissance imposée par la puissance maximale du générateur photovoltaïque à un moment donné. Par conséquent, la simulation nécessite un modèle complet du comportement de la pompe, donnant le débit résultant dans toutes les conditions de puissance et de hauteur de chute. Le principal avantage des systèmes de pompage isolés est l'absence de batterie et les coûts de maintenance associés (remplacement, etc.). Le stockage est en

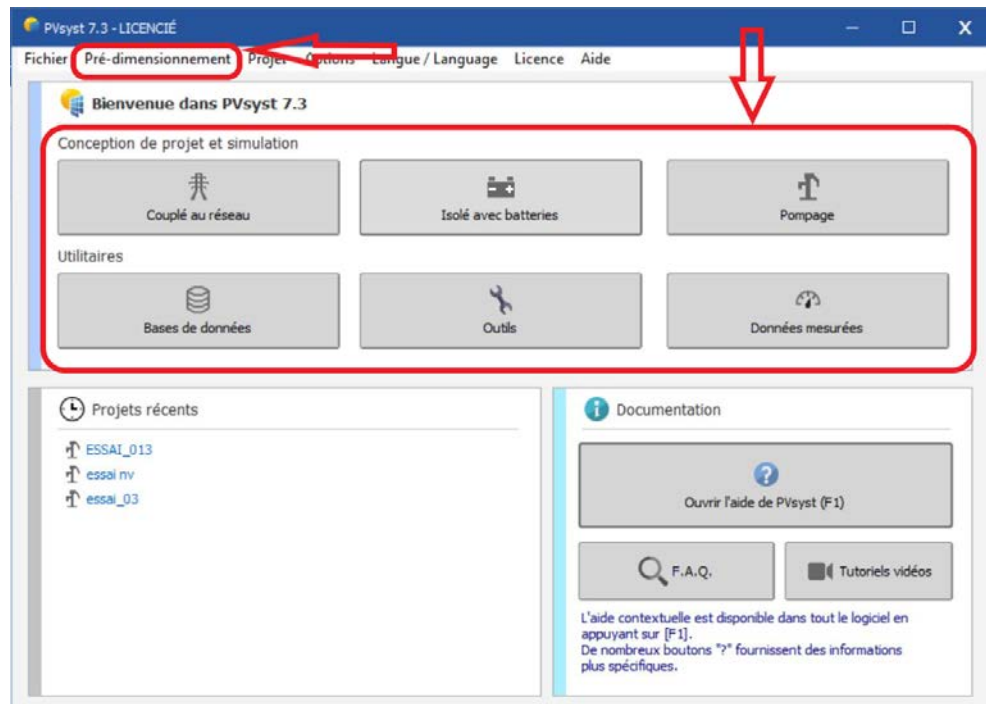


FIGURE III.1 – Different modes de fonctionnement du PVSYST

effet réalisé par l'accumulation d'eau dans le réservoir. Cependant, cela nécessite une pompe capable de fonctionner dans une large gamme de puissances. Une évaluation économique détaillée peut être réalisée en utilisant les prix réels des composants, les coûts supplémentaires éventuels et les conditions d'investissement.

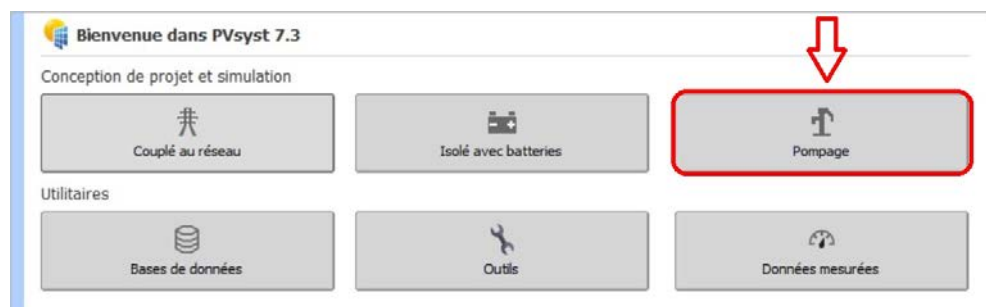


FIGURE III.2 – Conception du projet de PVSYST

III.4 Conception du projet

Dans la fenêtre principale du logiciel PVsyst, nous sélectionnons l'option (pompage) et on va suivre les étapes suivantes :

- saisir les données du site du projet (lieu géographique et météo)
- choisir l'orientation des panneaux
- choisir les besoins d'eau du système
- choisir le système et ses différentes composantes (pompe, panneau, onduleur)

– Simulation et résultats du système

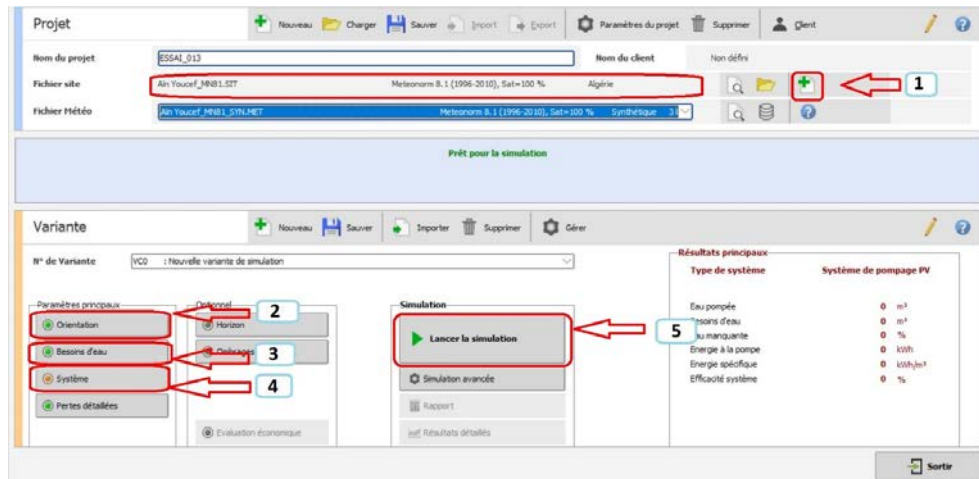


FIGURE III.3 – Interface de la partie pompage du PVSYST

III.5 Notion hydraulique

Il faudra recueillir les informations suivantes afin de calculer la taille de la pompe solaire et de ses éléments. Dans ce chapitre, nous présentons une définition des données utilisées dans le domaine du pompage en général et nous exposons les spécificités du pompage photovoltaïque. Débit(Q) Le débit (Q) correspond à la quantité d'eau que la pompe peut fournir pendant une période spécifique. Le débit est généralement exprimé en litres par heure (l/h) ou gallons par heure (gph) lors du pompage. Avec le pompage solaire, le débit (ou la nécessité d'eau) est généralement mesuré en m³ par jour [40]. Hauteur manométrique totale(HMT) La hauteur manométrique totale (HMT) d'une pompe correspond à la différence de pression des orifices d'aspiration et de refoulement en mètres de colonne d'eau [40]. On peut évaluer cette hauteur par la formule suivante :

$$H.M.T = H_a + H_r + P_c + P_r \quad (III.1)$$

Avec :

- H_a : Hauteur entre le niveau d'eau et l'aspiration de la pompe
- H_r : Hauteur entre le refoulement et le point d'utilisation
- P_c : Pertes de charges moyennes, dans les tuyaux (asp + ref)
- P_r : Pression résiduelle au robinet.

Si le niveau d'eau le plus bas est situé à moins de 7 mètres on doit utiliser une pompe de surface.

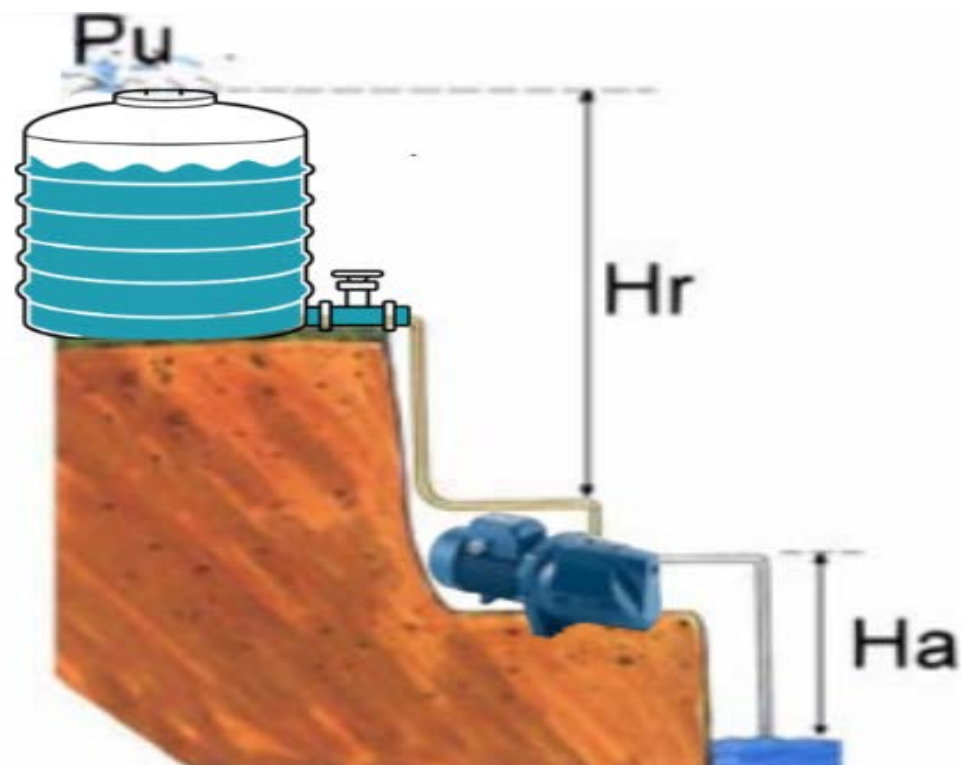


FIGURE III.4 – Données de base d’une pompe

Les pertes de charges sont liées à la taille du tuyau utilisée ainsi qu’au débit. Pour les déterminer reportez vous au tableau de pertes de charge ci-dessous en rapportant les données. Voici deux exemples pour illustrer ces métriques :

TABLEAU DE PERTES DE CHARGE :

CALCUL DE PERTES DE CHARGE DANS LES TUYAUX - (en m de CE pour 100 mètres de tuyauterie)

DEBIT : (m ³ /h)	DEBIT : (l/min)	DEBIT : (l/s)	Tuyau 15	Tuyau 20	Tuyau 25	Tuyau 32	Tuyau 40	Tuyau 50	Tuyau 65	Tuyau 80	Tuyau 100	Tuyau 125	Tuyau 150		
			1/2" Ø15/21	3/4" Ø20/27	1" Ø26/34	1 1/4" Ø33/42	1 1/2" Ø40/49	2" Ø50/60	2 1/2" Ø65/78	3" Ø80/90	4" Ø102/114	5" Ø127/140	6" Ø152/165		
			PE 20	PE 25	PE 32	PE 40	PE 50	PE 63	PE 75	PE 90	PE 110	-	-		
0.5	8.33	0.14	9	2	0.7	0.2									
0.7	11.66	0.19	16	3	1.5	0.4									
1	16.66	0.28	33	8	2.8	1.0	0.25								
1.5	25	0.42		12	6.2	2.0	0.50	0.16							
2	33.33	0.55		20	10	3.3	0.9	0.3							
3	50	0.83			23	7.5	1.9	0.7	0.2	0.1					
4	66.66	1.10			40	12	3	1	0.3	0.2					
5	83.33	1.40				20	4.6	1.6	0.4	0.2					
6	100	1.70				28	6.5	2.5	0.7	0.3					
7	116.66	1.90					8	3	1	0.4					
8	133.33	2.20					11	4.5	1.2	0.5	0.1				
9	150	2.50					14	5	1.6	0.6	0.2				
10	166.66	2.80					17	6	1.8	0.7	0.2				
12	200	3.30						7.6	2.5	0.9	0.3				
15	250	4.20						12	3.2	1.2	0.4				
20	333.33	5.50							6.2	2.2	0.6	0.2	0.1		
30	500	8.30							12	4.7	1.3	0.45	0.18		
40	666.66	11.10								8	2.3	0.7	0.3		
50	833.33	13.90								12	3.5	1.1	0.45		
60	1000	16.70									5.0	1.6	0.6		
75	1250	21.00									9.0	2.5	1.0		
90	1500	25.00										3.4	1.4		
105	1750	29.00										4.6	1.8		
150	2500	41.70											3.8		

STOP

Pertes de charge dans les coudés et vannes: ajouter 2 m de longueur fictive supplémentaire pour chaque pièce.
 Pertes de charge dans les clapets et clapet-crépines: ajouter 10 m de longueur fictive supplémentaire pour chaque pièce.

FIGURE III.5 – Tableau des pertes de charges

- Si votre tuyau à un diamètre de 32 et que votre débit est de 2m³/h alors votre perte de charge sera de 3,3. Vous êtes dans la zone verte, cela signifie que votre ratio débit/taille de tuyau est correct.
- Si votre tuyau à un diamètre de 50 et que votre débit est de 60m³/h alors vous êtes dans la zone rouge. Vous devez baisser votre débit et/ou augmenter la taille de votre tuyau.

III.6 Dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque

Étant donné qu'un système de pompage d'eau est composé d'une variété d'organes de fonctionnement, il est important de dimensionner l'ensemble du système de pompage afin de répondre aux besoins en eau [31]. Les étapes du dimensionnement d'un système de pompage comprennent [21] :

- Analyse des besoins en eau
- l'énergie hydraulique requise
- Calcul de l'énergie électrique quotidienne nécessaire
- Détermination de l'énergie solaire disponible
- Sélection des composants

III.7 Estimation des besoins en eau

La détermination des besoins en eau est l'une des étapes préliminaires les plus cruciales pour l'installation d'un système de pompage d'eau par énergie solaire. Cette étape doit permettre de déterminer la puissance du générateur photovoltaïque et le type de pompe approprié pour la situation spécifique. Il est difficile d'obtenir des données expérimentales pour évaluer les besoins d'eau et les conditions d'exploitation.

La consommation d'eau d'une ferme est principalement déterminée par Type de culture ou d'élevage et Technologie d'irrigation. L'irrigation nécessite une quantité d'eau qui varie en fonction du type de culture, des conditions météorologiques telles que l'ensoleillement, la température, l'humidité, la vitesse du vent, l'évaporation, l'aspiration du sol, la saison de l'année en question et de la méthode d'irrigation [31]. Toutefois, il convient de se référer à la pratique et à l'expérience locale.

III.8 Calcul de l'énergie hydraulique quotidienne requise

Après avoir déterminé les quantités d'eau nécessaires pour chaque mois de l'année et les caractéristiques du lac, il est possible de calculer l'énergie hydraulique moyenne quotidienne et mensuelle requise en utilisant la relation [34] :

$$E_h = \rho \cdot g \cdot V \cdot \frac{HMT}{3600} \quad (\text{III.2})$$

Avec :

- E_h : Énergie hydraulique (kWh/jour)
- g : Gravité de la Terre (9,81 m/s²)
- ρ : Masse volumique de l'eau (Kg/m³)
- V : Volume de l'eau(m³/j)
- HMT : Hauteur manométrique totale (m)

III.9 Calcul de l'énergie électrique quotidienne requise

Pour calculer l'énergie requise pour soulever une quantité d'eau donnée sur une hauteur donnée pendant une journée en utilisant l'équation suivante [34] :

$$E_e = \frac{E_h}{(\eta_{MP} \cdot \eta_{ond})} \quad (\text{III.3})$$

Avec :

- E_e : L'énergie électrique exprimée en kWh/jour
- η_{MP} : Rendement du group motopompe
- η_{ond} : Rendement d'onduleur

III.10 Détermination de l'énergie solaire disponible

Les calculs pour la méthode de dimensionnement sont basés sur les valeurs moyennes mensuelles quotidiennes du rayonnement solaire disponible à l'inclinaison β pour les modules photovoltaïques (PV) par rapport à l'élévation. Cela doit être fait de manière à maximiser la conversion de l'énergie solaire en électricité [34].

III.11 Taille du générateur photovoltaïque

Il est nécessaire de définir la taille du générateur photovoltaïque, c'est-à-dire le nombre de modules qui le composent afin d'alimenter le moteur d'entraînement. Il suffit de calculer la puissance crête requise pour assurer le bon fonctionnement de l'installation. Il est essentiel d'avoir cette puissance pour générer une quantité d'eau spécifique grâce à un groupe motopompe d'un rendement spécifique sur une hauteur manométrique HMT donnée, en utilisant un rayonnement solaire minimum donné dans les conditions standards de mesure STC (éclairage de 1000 W/m² et température de 25°C). Le calcul de cette puissance est réalisé de la manière suivante [42] :

$$P_{elec} = \eta_g \cdot A \cdot G \quad (\text{III.4})$$

Avec :

- P_{elec} : Puissance de sortie du générateur (W) dans les normes STC .
- η_g : Rendement du générateur dans les conditions STC.
- A : Surface active du générateur (m²).
- G : L'éclairement dans les conditions STC.

La production quotidienne d'énergie électrique par le champ photovoltaïque est calculée en utilisant la formule suivante [42] :

$$E_e = \eta_{PV} \cdot A \cdot G_d \quad (\text{III.5})$$

- η_{PV} : Rendement moyen journalier du générateur dans les conditions d'exploitation.
 - G_d : Irradiation moyenne journalière incidente sur le plan des modules (kWh/m²/j).
- On peut calculer le rendement η_{PV} PV en utilisant l'expression suivante [34] :

$$\eta_{PV} = F_m [1 - \gamma(T - T_{ref})] \eta_g \quad (\text{III.6})$$

- F_m : Facteur de couplage, qui est défini comme la proportion entre l'énergie électrique produite pendant l'exploitation et l'énergie électrique qui se produirait si le système fonctionnait à son maximum de puissance.
- γ : *lmentquirepresentelatempératuredescellules.T : Niveaudetempraturequotidiendescellulespendan*

On calcule la puissance crête nécessaire pour le générateur photovoltaïque en utilisant l'expression suivante [42] :

$$P_{elec} = \frac{G}{F_m \cdot G_d [1 - \gamma(T - T_{ref})]} \cdot \frac{E_h}{\eta_{MP} \cdot \eta_{ond}} \quad (\text{III.7})$$

Nombre de modules nécessaires [34] Une fois que la puissance électrique est calculée, on calcule le nombre total de modules NM qui composent le générateur photovoltaïque en utilisant la formule suivante [42] :

$$N_M = \frac{P_{elec}}{P_M} \quad (\text{III.8})$$

N_M : Totalité des modules. P_{elec} : Puissance crête (P_c) du générateur est exprimée en (W). P_M : Puissance du module photovoltaïque est exprimée en Watts.

Nombre de modules en série [34]

$$N_{MS} = \frac{V_{ch}}{V_m} \quad (\text{III.9})$$

N_{MS} : Nombre de modules en série. V_{ch} : Tension requise à l'entrée du convertisseur de puissance. V_m : Tension maximale fournie par le module photovoltaïque. Nombre de modules en parallèle [34]

$$N_{MP} = \frac{N_M}{N_{MS}} \quad (\text{III.10})$$

Avec :

- N_{MP} : Nombre des modules en parallèle.

III.12 Dimensionnement de la pompe [34]

Les informations essentielles d'une pompe sont le débit et la hauteur manométrique totale. Dans le cas du pompage solaire, la capacité de la pompe à fournir de l'eau pendant un certain temps, sur une certaine hauteur, est mesurée en m³/h.

$$Q = \frac{3600}{\rho \cdot g \cdot HMT} \cdot P_h \quad (\text{III.11})$$

La puissance hydraulique P_h requise pour répondre à la puissance électrique crête P_{elec} fournie par le générateur photovoltaïque est donnée par :

$$P_h = P_{elec} \cdot \eta_{MP} \cdot \eta_{ond} \quad (\text{III.12})$$

P_h : La puissance hydraulique. Cela indique la capacité de la pompe à fournir du débit en fonction de la puissance du générateur.

$$Q = \frac{3600 \cdot \eta_{MP} \cdot \eta_{\text{ond}}}{\rho \cdot g \cdot HMT} \cdot P_{\text{elec}} \quad (\text{III.13})$$

Avec :

- g : La gravité terrestre (9.81 m/s^2).
- ρ : La masse volumique de l'eau.

III.13 Conclusion

En conclusion de ce chapitre, nous avons effectué des calculs théoriques exhaustifs pour déterminer les équipements nécessaires à notre installation de pompage photovoltaïque, ainsi que les estimations de l'énergie totale requise. Ces calculs nous fournissent les fondations nécessaires pour procéder à l'application concrète de notre système dans le chapitre suivant. En utilisant ces données comme base, nous sommes prêts à passer à l'étape suivante de notre étude, où nous explorerons la mise en œuvre pratique de notre cas de pompage photovoltaïque.

SOMMAIRE

IV.1 INTRODUCTION	57
IV.2 CALCUL ANALYTIQUE	57
IV.2.1 Besoin d'eau	57
IV.2.2 Calculer la HMT	57
IV.2.3 Débit	58
IV.2.4 Energie hydraulique	59
IV.2.5 Energie électrique	59
IV.2.6 Puissance électrique	60
IV.2.7 Nombre de modules	61
IV.2.8 Résultats corrigés	62
IV.3 DIMENSIONNEMENT A L'AIDE DE LOGICIEL PVSYST	62
IV.3.1 Étapes du dimensionnement	62
IV.3.2 Interprétations des résultats du dimensionnement de l'installation du pompage solaire	67
IV.4 RÉSULTATS CORRIGÉS DU CALCUL ANALYTIQUE	70
IV.5 ETUDE FINANCIERE	70
IV.5.1 Coût d'installation du système de pompage PV	70
IV.5.2 Étude des dépenses liées au pompage diesel	72
IV.5.3 Comparaison entre l'installation diesel et solaire	73
IV.6 CONCLUSION	74

IV.1 Introduction

Dans le chapitre précédent, nous avons examiné les techniques de dimensionnement des pompes solaires PV, en soulignant leur potentiel pour une sélection correcte des pompes et un nombre optimal de panneaux solaires. Dans cette section, nous faisons un pas concret vers l'application pratique de ces techniques sur un site réel. Nous avons choisi la ferme pilote de Med Belaidouni comme zone d'étude idéale en raison de ses caractéristiques climatiques idéales pour l'utilisation des panneaux solaires photovoltaïques. Notre objectif principal réside dans l'implémentation d'un système de pompage conçu pour remplir un géomembrane d'eau. Le système revêt une importance capitale pour garantir l'approvisionnement adéquat en eau nécessaire aux activités agricoles dans ce domaine. Ce chapitre vise à mettre en évidence les méthodes utilisées pour calculer notre centrale solaire, en soulignant les procédures techniques importantes et les considérations pour une mise en œuvre efficace.

IV.2 Calcul analytique

Le calcul analytique dans le domaine des installations de pompage photovoltaïque constitue une étape importante pour déterminer avec précision le nombre de modules PV nécessaires et le choix optimal de la pompe. Le calcul analytique est composé de plusieurs étapes :

IV.2.1 Besoin d'eau

Selon les travailleurs de la ferme, dans le meilleur des cas, la source remplit un tiers de la géomembrane, évaluée à 5000 m³.

$$V_L = \frac{V_g}{3}$$

$$V_L = \frac{5000}{3} = 1666m^3$$

Avec :

- V_L : Volume du Source
- V_g : Volume de la géomembrane

IV.2.2 Calculer la HMT

On a que :

$$HMT = H_a + H_r + P_c + P_r$$

Avec :

- H_a : hauteur entre le niveau d'eau et l'aspiration de la pompe, dans notre cas nous avons 4m .
- H_r : hauteur entre le refoulement et le point d'utilisation, dans notre cas nous avons 8m .
- P_c : pertes de charges moyennes, ($P_c=0.02$) après le tableau du chapitre 3 .
- P_r : Nombre de coude, dans notre cas nous avons utilisé 4 coude.

les parametre sont indiqué dans la photo suivante :

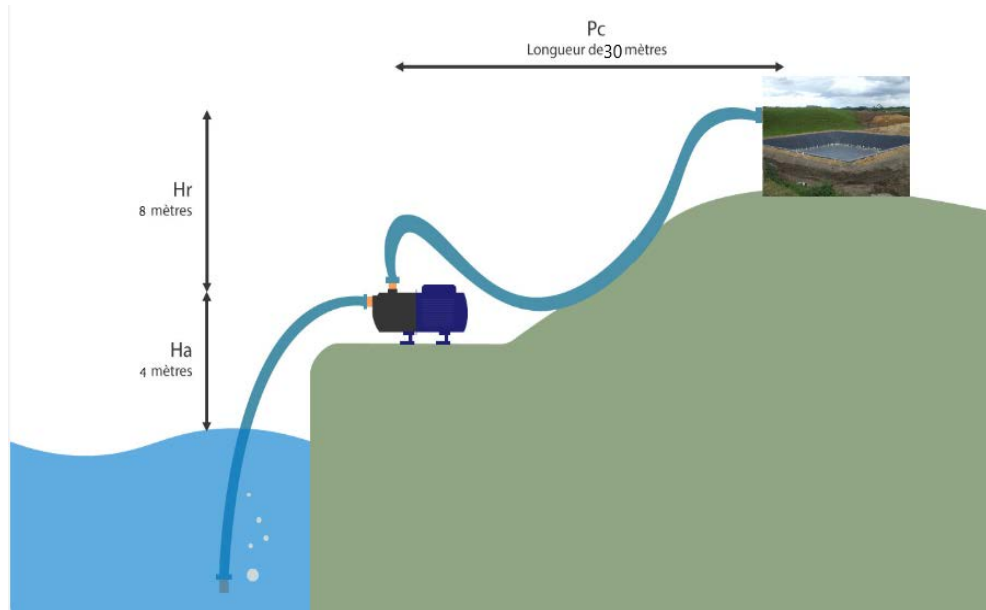


FIGURE IV.1 – Influence de la résistance parallèle sur la courbe V-I

Application numirique :

$$HMT = 12 + \left(30 \times \frac{2}{100} \right) + 4 = 16.6m$$

IV.2.3 Débit

Pour calculer le débit d'énergie solaire disponible, la première étape consiste à déterminer la moyenne horaire d'ensoleillement. Cette moyenne est essentielle car elle représente la quantité d'énergie solaire reçue par unité de temps, ce qui forme la base de nombreux calculs ultérieurs. D'après pvgis on obtient les résultats suivant : La moyenne horaire d'ensoleillement est 10,25h Pour cela, nous disposons également

TABLE IV.1 – Ensoleillement moyen mensuel selon PVGIS

Mois	J	F	M	A	M	Jn	Jt	A	S	O	N	D	Moyen
Heures d'ensoleillement (h)	8	10	10	12	12	12	12	12	10	9	8	8	10.25

des heures de pompage sur une période de 5 jours :

$$H_{5jr} = 5 \times 10,25 = 51,25h$$

Après cette résultat on peut maintenant calculer le débit pour 5 jour

$$Q = \frac{v_L}{H_{5jr}}$$

$$Q = \frac{1666}{51,25} = 32,50(m)$$

³/h)

Maintenant que nous avons déterminé le débit (Q) et la hauteur manométrique totale (HMT) requis pour notre système, nous sommes en mesure de sélectionner et d'intégrer une pompe adaptée. Étant donné qu'il s'agit d'un dimensionnement analytique et que nous ne disposons pas de données supplémentaires, nous laissons le choix de la pompe à la partie de dimensionnement du logiciel PVSyst.

En effet, PVSyst possède une base de données complète des pompes et de leurs caractéristiques, ce qui lui permet de sélectionner la pompe la plus adaptée à nos besoins spécifiques.

IV.2.4 Energie hydraulique

La formule pour calculer l'énergie hydraulique quotidienne requise est la suivante :

$$E_h = \rho \cdot g \cdot V \cdot \frac{HMT}{3600} \quad (IV.1)$$

On n'a que :

- Densité de l'eau (ρ) = 1000 kg/m³
- Gravit (g) = 9,81 m/s²
- Volume d'eau (V) = 333 m³
- Débit d'eau (Q) = 16.6 / 3600 m³/s (convertit de litres par heure en mètres cubes par seconde)

Maintenant, calculons l'énergie hydraulique (E_h) en utilisant la formule :

$$E_h = 1000 \times 9.81 \times 333 \times \frac{16.6}{3600}$$

$$E_h = 15036(kWh/jour)$$

IV.2.5 Energie électrique

L'énergie électrique quotidienne requise (E_{elec}) peut être calculée en divisant l'énergie hydraulique (E_h) par le rendement global du système (η_s), qui prend en compte les rendements du motopompe (η_{mp}) et du onduleur (η_{ond}) :

$$E_e = \frac{E_h}{(\eta_{MP} \cdot \eta_{ond})}$$

Les rendements de la motopompe et de l'onduleur, tels qu'ils sont représentés ici, ont été extraits de la fiche technique fournie en annexe.

$$\eta_{mp} = 0.88 \eta_{ond} = 0.98$$

Maintenant que nous avons trouvé les rendements de la motopompe et de l'onduleur, nous pouvons les remplacer dans l'équation pour calculer l'énergie électrique quotidienne requise.

$$E_e = \frac{15036}{(0.88 \times 0.98)} = 17515(kWh/jour)$$

IV.2.6 Puissance électrique

La puissance électrique peut être calculée à l'aide de la formule suivante :

$$P_{elec} = \frac{G}{F_m \cdot G_d [1 - \gamma(T - T_{ref})]} \cdot \frac{E_h}{\eta_{MP} \cdot \eta_{ond}}$$

Le calcul de la puissance électrique d'un système de pompage solaire nécessite au préalable la détermination du facteur de couplage (f_m). on n'a que :

$$f_m = \frac{400}{(45.60 \times 11.16)} = 0.79$$

Passons maintenant au l'irradiation moyenne journalière incidente sur le plan des modules (G_d).

$$G_d = 5863.01(Wh/j) \text{ D'après pvsyst}$$

Nous avons utilisé le logiciel PVsyst pour avoir une estimation de l'irradiation solaire journalière moyenne à la ferme (G_d), et nous avons obtenu une valeur de 5863.01 Wh/j Une fois que la fréquence de modulation (f_m) et l'irradiation moyenne journalière incidente sur le plan des modules (G_d) sont déterminées, il est possible de calculer la puissance électrique en appliquant les valeurs fournies dans nous cas :

- $G = 1000 \text{ W/m}^2$ (STC)
- $F_m = 0.79$
- $G_d = 5863.01 \text{ kWh/m}^2$
- $\gamma = 0.004T = 35^\circ\text{C}$
- $T_{ref} = 25^\circ\text{C}$ (STC)
- $E_h = 15063 \text{ W}$
- $\eta_{MP} = 0.8$
- $\eta_{ond} = 0.9$

$$p_{elec} = \frac{1000}{0.79 \times 5863.01(1 - 0.004(35 - 25))} \times 15063$$

$$p_{elec} = 3928.6W$$

Passons maintenant au calcul de la puissance électrique pour le cas défavorable d'une température de cellule de 60°C . En effet, l'efficacité des cellules photovoltaïques diminue avec l'augmentation de la température. Par conséquent, le calcul de la puissance de sortie dans le pire des cas, permet de garantir que le système peut répondre à la demande en eau même pendant les périodes de chaleur extrême.

$$p_{elec} = \frac{1000}{0.79 \times 5863.01(1 - 0.004(60 - 25))} \times 15063$$

$$p_{elec} = 4385W$$

Alors, dans le pire scénario, lorsque la température des cellules atteint 60°C , la puissance électrique maximale du système est de 4385 W.

IV.2.7 Nombre de modules

Notre choix s'est porté sur le panneau solaire PEIMAR SF400M (9BB)(BF) pour alimenter notre installation photovoltaïque. Ce module monocristallin de pointe est composé de 66 cellules connectées en série, délivrant une puissance maximale de 400 W. Le tableau suivant présente les principales caractéristiques techniques du panneau PEIMAR SF400M : Après avoir sélectionné le panneau solaire adapté à vos besoins,

TABLE IV.2 – Caractéristiques électriques du module PV (Peimar SF400M (BF))

Peimar SF400M (BF)	
Puissance Max (Pmax)	400 W
Tension a Pmax (Vmp)	38.00 V
Courant a Pmax (Imp)	10.53 I
Courant de court-circuit (Isc)	11.16 A
Tension a circuit ouverte (Voc)	45.60 V
Tension Max du systeme	1500 V
Valeur nominale du fusible Max	20 A
Efficacité rendement	20.09 %
Température de fonctionnement	(-40°C)-(+85°C)

l'étape suivante consiste à déterminer le nombre de modules nécessaires pour alimenter efficacement votre système de pompage solaire photovoltaïque (PV). Ce calcul prend en compte plusieurs facteurs, notamment la consommation énergétique de votre pompe, la production d'énergie par panneau solaire et les conditions d'ensoleillement sur votre site. Pour déterminer le nombre de panneaux solaires requis, nous pouvons utiliser la formule suivante :

$$N_m = \frac{4385}{400} = 11.9$$

$$N_m = 11.9 \approx 12 \text{ modules}$$

IV.2.7-a Nombre de modules en série

Pour déterminer le nombre optimal de modules solaires à connecter en série dans un système PV, il est important d'utiliser la formule suivante :

$$N_{MS} = \frac{V_{ch}}{V_m}$$

Expliquons les valeurs utilisées dans votre exemple :

- $V_{ch} = 440 \text{ V}$: Tension d'entrée maximale de l'onduleur, généralement fournie par le fabricant de l'onduleur.
- $V_m = 38 \text{ V}$: Tension de fonctionnement d'un seul module solaire, généralement fournie par le fabricant du module.

En appliquant la formule à ces valeurs :

$$N_{MS} = \frac{440}{38} = 11.57 \approx 12 \text{ modules}$$

IV.2.7-b Nombre de module en parallèle

Calcul du nombre de modules en parallèle dans un système PV. Reprenons la formule fournie :

$$N_{MP} = \frac{N_M}{N_{MS}}$$

Expliquons les valeurs utilisées dans votre exemple :

- $N_M = 12$: Nombre total de modules solaires dans le système.
- $N_{MS} = 12$: Nombre de modules solaires connectés en série, calculé précédemment.

En appliquant la formule à ces valeurs :

$$N_{MP} = \frac{12}{12}$$

$$N_{MP} = 1string$$

IV.2.8 Résultats corrigés

Le système de pompage solaire photovoltaïque, composé de 12 modules solaires installés en une string, présente le potentiel de répondre efficacement et durablement aux besoins en eau de la ferme.

$$P_{elec} = 400 \times 12 = 4800Wc$$

Ce système, d'une puissance électrique totale de 4800 watts-crête (Wc), est capable de générer l'énergie nécessaire pour alimenter la pompe et assurer un approvisionnement en eau adéquat.

IV.3 dimensionnement à l'aide de logiciel PVSYST

Dans cette partie, nous allons utiliser le logiciel PVSYST pour dimensionner un système de pompage solaire photovoltaïque (PV) destiné à transférer l'eau d'un lac vers un géomembrane. Le système comprendra une pompe alimentée par des panneaux solaires photovoltaïques d'une puissance nominale de 400 W chacun. Le logiciel PVSYST est un outil précieux pour dimensionner et optimiser les systèmes de pompage solaire photovoltaïque.

IV.3.1 Étapes du dimensionnement

Créer un système fiable et performant qui réponde aux besoins spécifiques en eau tout en maximisant l'utilisation de l'énergie solaire. Pour atteindre cet objectif, nous allons suivre une démarche structurée exposée dans les étapes suivantes :

IV.3.1-a Identification du projet

Pour définir un projet sur PVsyst V6.7, vous devez suivre les étapes suivantes :

IV.3.1-b Définition du nom du fichier et projet

Nous avons défini un nom de fichier descriptif ("*Ain_Youcef_projet.PRJ*") et un nom de projet interne ("*Wail_Mehdi_Projet*").



FIGURE IV.2 – Définition du nom du fichier et du nom du projet

IV.3.1-c Définition du site du projet

Lors de la définition du site du projet, deux méthodes principales peuvent être utilisées soit on cherche le site sur la liste des sites géographiques prédéfinis dans le logiciel ou bien placer directement le site sur la carte du logiciel (voir figure IV.3 et IV.4).

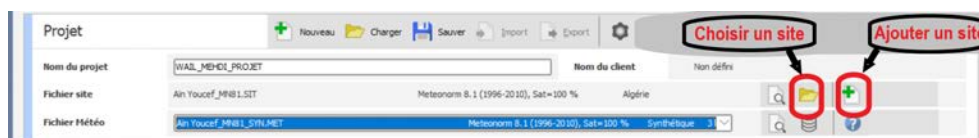


FIGURE IV.3 – Définition du site du projet

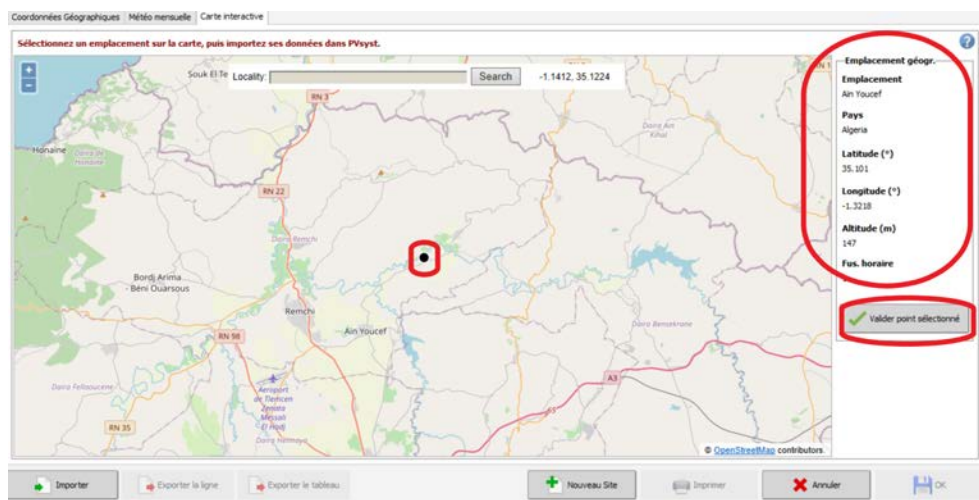


FIGURE IV.4 – Identification du site du projet sur la map du PVSYST

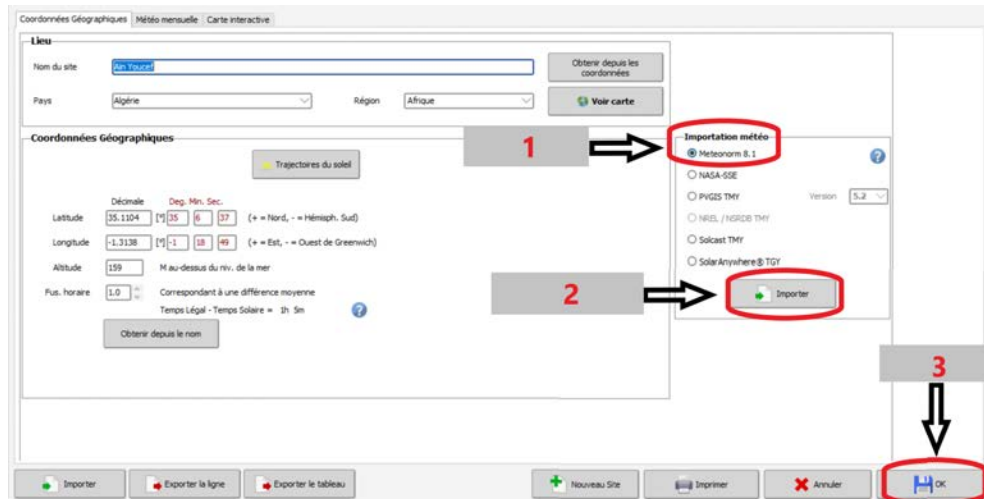


FIGURE IV.5 – Identification et enregistrement du coordonnées géographiques du site

IV.3.1-d Orientation des panneaux photovoltaïques

Dans cette étape du projet de ferme, on va déterminé l'orientation optimale des panneaux photovoltaïques pour maximiser la production d'énergie et l'efficacité du système. Le choix d'un plan incliné fixe de 36° s'est révélé être la solution la plus performante en termes de production d'énergie et d'efficacité du système. L'inclinaison de 36° offre un compromis optimal entre la production d'énergie et l'efficacité du système. Cette inclinaison permet de maximiser la captation solaire tout au long de l'année, en tenant compte des variations saisonnières de l'angle d'incidence du soleil.

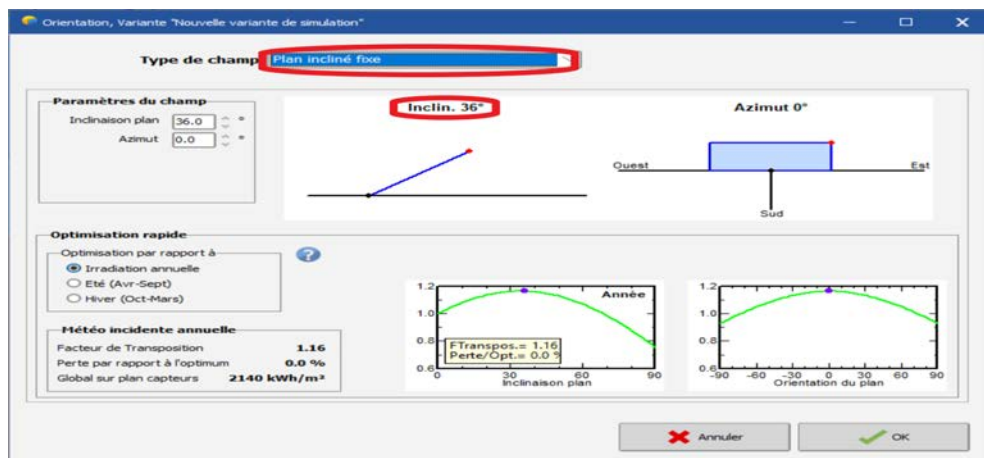


FIGURE IV.6 – L'inclinaison et l'orientation du plan

IV.3.1-e Circuit hydraulique

Dans notre cas, le choix le plus pertinent semble être un système de lac ou de rivière vers réservoir. Voici les caractéristiques nécessaires pour le dimensionnement :

- Distance entre la source d'eau et la pompe : 2,5 mètres
- Distance entre la source d'eau et le point le plus élevé atteint par l'eau : 9,5 mètres
- Distance horizontale entre la source d'eau et le point le plus élevé atteint par l'eau : 30 mètres
- Hauteur de la géomembrane : 1 mètre

Le logiciel PVsyst ne permet pas de dimensionner directement des installations de pompage solaire utilisant la gravité. En effet, PVsyst est conçu pour simuler le comportement des systèmes photovoltaïques et de leur interaction avec les pompes électriques.

Cependant, cela ne signifie pas que PVsyst ne puisse pas être utile pour dimensionner un système de pompage solaire par gravité. En fait, il est nécessaire de prendre en compte la distance entre la source d'eau et le point le plus élevé atteint par l'eau, car à partir de ce point, l'eau sera transportée par gravité.

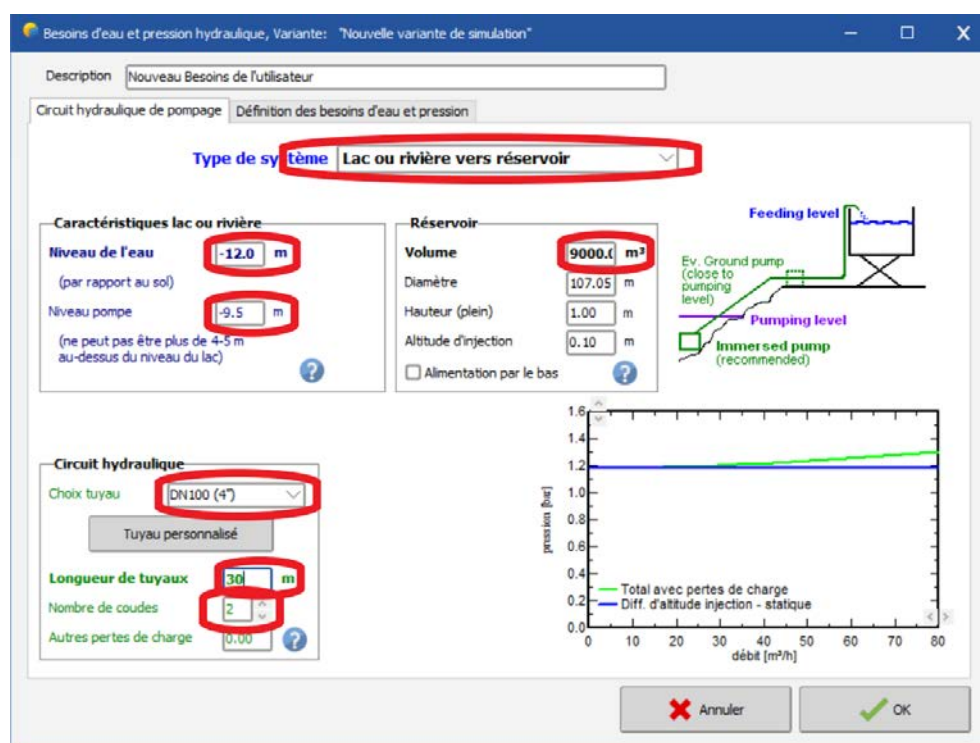


FIGURE IV.7 – Identification de circuit hydraulique du pompage

IV.3.1-f Définition des besoins en eau

IV.3.1-g Identification du projet

Pour l'identification du projet, il faut identifier ces deux caractéristiques :

IV.3.1-h Identification des caractéristiques de la pompe de l'installation du pompage

Pour l'identification des caractéristiques de la pompe de l'installation de pompage PV dans PVsyst, nous avons déterminé qu'une pompe de 5,1 kW est nécessaire pour

réaliser le système. PVSyst a limité le choix des pompes à ce modèle spécifique pour la hauteur manométrique totale (HMT) requise dans ce cas.

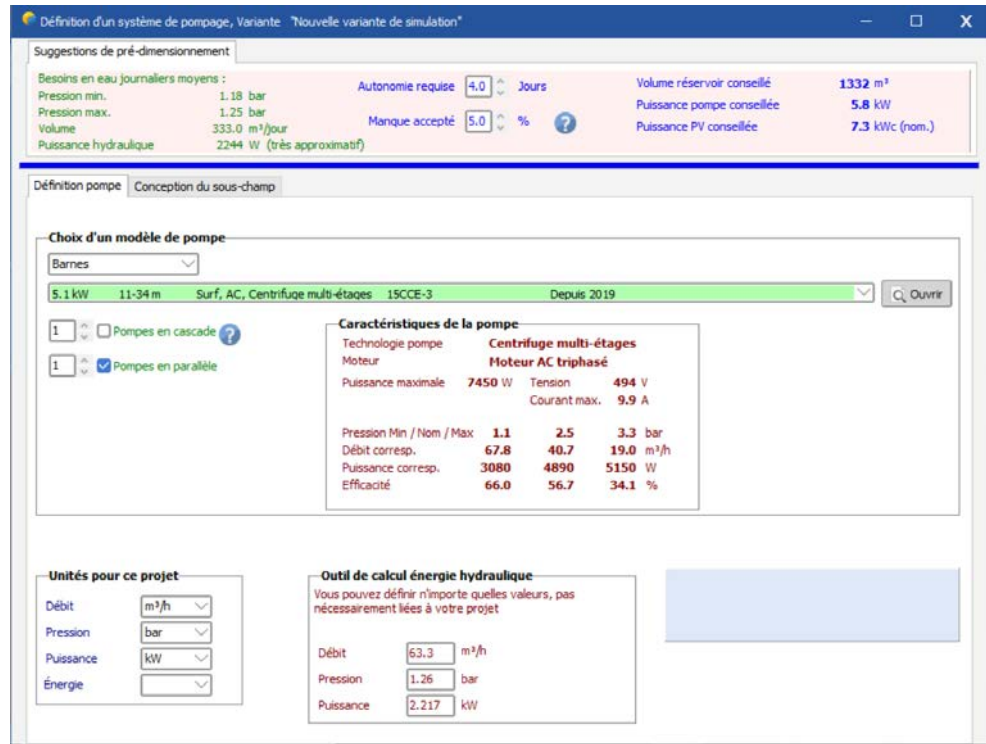


FIGURE IV.8 – Identification des caractéristiques de la pompe

IV.3.1-i Conception du sous-champ de l'installation du pompage solaire

Pour la conception du sous-champ de l'installation de pompage solaire PV dans PVSyst, nous avons réalisé un champ de 24 panneaux de 400 W, configurés en 2 strings de 12 panneaux chacun, pour effectuer le système.

Suggestions de pré-dimensionnement

Besoins en eau journaliers moyens :	Autonomie requise	4.0	Jours	Volume réservoir conseillé	1332 m ³
Pression min. : 1.18 bar	Manque accepté	5.0	%	Puissance pompe conseillée	5.8 kW
Pression max. : 1.25 bar				Puissance PV conseillée	7.3 kWc (nom.)
Volume : 333.0 m ³ /jour					
Puissance hydraulique : 2244 W (très approximatif)					

Définition pompe / Conception du sous-champ

Information système
 Pompe choisie : 15CCE-3
 Technologie : Centrifuge multi-étages
 Puissance max. : 7450 W
 Pression : 1.08 - 3.34 bar
 Débit : 67.82 - 18.97 m³/h

Aide au dimensionnement
 Pas de prédim. Entrez Pnom désirée : 7.3 kWc
 ... ou surface disponible : m²
 Redimens.

Sélection du module PV

Disponibles :
 Peimer : 400 Wp 32V Si-mono SF-400M (BF) Depuis 2022
 Modules nécessaires approx. : 18
 Dimens. des tensions : Vmpp (60°C) 32.8 V, Vco (0°C) 49.0 V

Choisissez le mode de régulation et le régulateur
 Régulateur universel mode de régulation Onduleur MPPT-AC
 Tous les fabricants : 1000 W Onduleur MPPT-AC Universal MPPT - AC Inverter Generic device Adaptable

Conception champ PV

Nombre de modules et chaînes
 Mod. en série : 12 (doit être : seule possibilité 12)
 entre 1 et 2

Cond. de fonctionnement
 Vmpp (60°C) 393 V
 Vmpp (20°C) 462 V
 Vco (0°C) 588 V

Perte surpuissance : N/A
 Rapport Pnom : N/A
 nbre modules : 24 Surface : 48 m²

Irradiance plan : 1000 kWh/m²
 Impp : 21.2 A
 Isc : 22.3 A
 Isc (aux STC) : 22.3 A

Puiss. max. en fonctionnement : 8.7 kW (à 1000 W/m² et 50°C)
 Puiss. nom. champ (STC) : 9.6 kWc

FIGURE IV.9 – Conception du sous-champ de l'installation

IV.3.2 Interprétations des résultats du dimensionnement de l'installation du pompage solaire

Après avoir effectué une simulation à l'aide du logiciel PVsyst, voici les résultats obtenus pour l'installation du pompage pv. Ces données sont essentielles pour évaluer l'efficacité et la performance de système. Analysons maintenant les détails spécifiques : D'après la figure IV.10, voici quelques points clés concernant les résultats

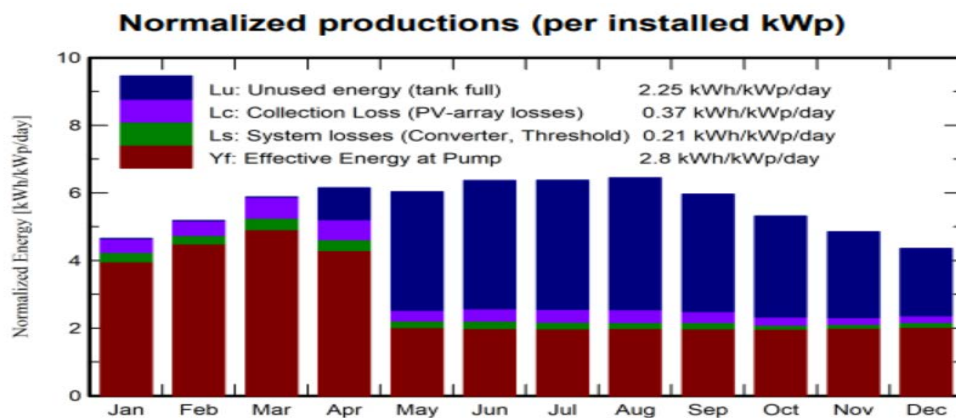


FIGURE IV.10 – Énergie utile produite par la centrale PV

tat dans la simulation de pompage solaire :

- Augmentation en été : L'énergie inutilisée (L_u) augmente nettement pendant les

mois d'été, ce qui indique une production d'énergie excédentaire par rapport à l'utilisation du système.

- Proportionnalité avec les pertes : Bien que les pertes liées au système (L_s) et au champ PV (L_c) augmentent également durant l'été, l'augmentation de l'énergie inutilisée est plus marquée, suggérant qu'elle n'est pas strictement proportionnelle aux pertes.
- L'efficacité énergétique diminue pendant l'été à cause de la température élevée, la chaleur peut affecter la performance des composants du système, tels que les panneaux solaires et les convertisseurs.

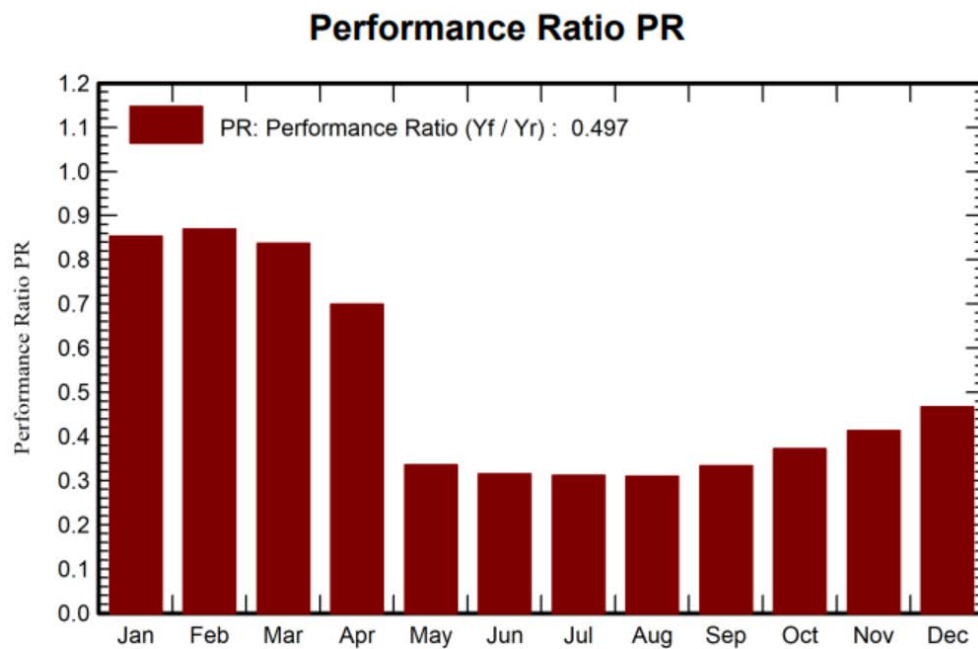


FIGURE IV.11 – Indice de performance de la centrale PV

D'après l'image IV.11, l'indice de performance (P_R) est représenté sur un graphique en barres et il est défini par le rapport entre la production réelle du système (Y_f) et une valeur de référence ou attendue (Y_r). Voici les remarques pour ces résultats :

- Définition du PR : Le PR est calculé comme ($P_R = Y_f/Y_r$), où (Y_f) est la production réelle du système et (Y_r) est la production de référence.
- Valeurs de P_R : Les valeurs de P_R varient de 0 à 1.2 sur l'axe des ordonnées, avec une barre correspondante pour chaque mois.
- Tendance du P_R : Les barres semblent diminuer en hauteur de janvier à décembre, indiquant une variation de l'indice de performance au cours de l'année.
- P_R moyen : La légende indique un P_R moyen de 0.497, ce qui peut être utilisé pour évaluer l'efficacité globale du système photovoltaïque.

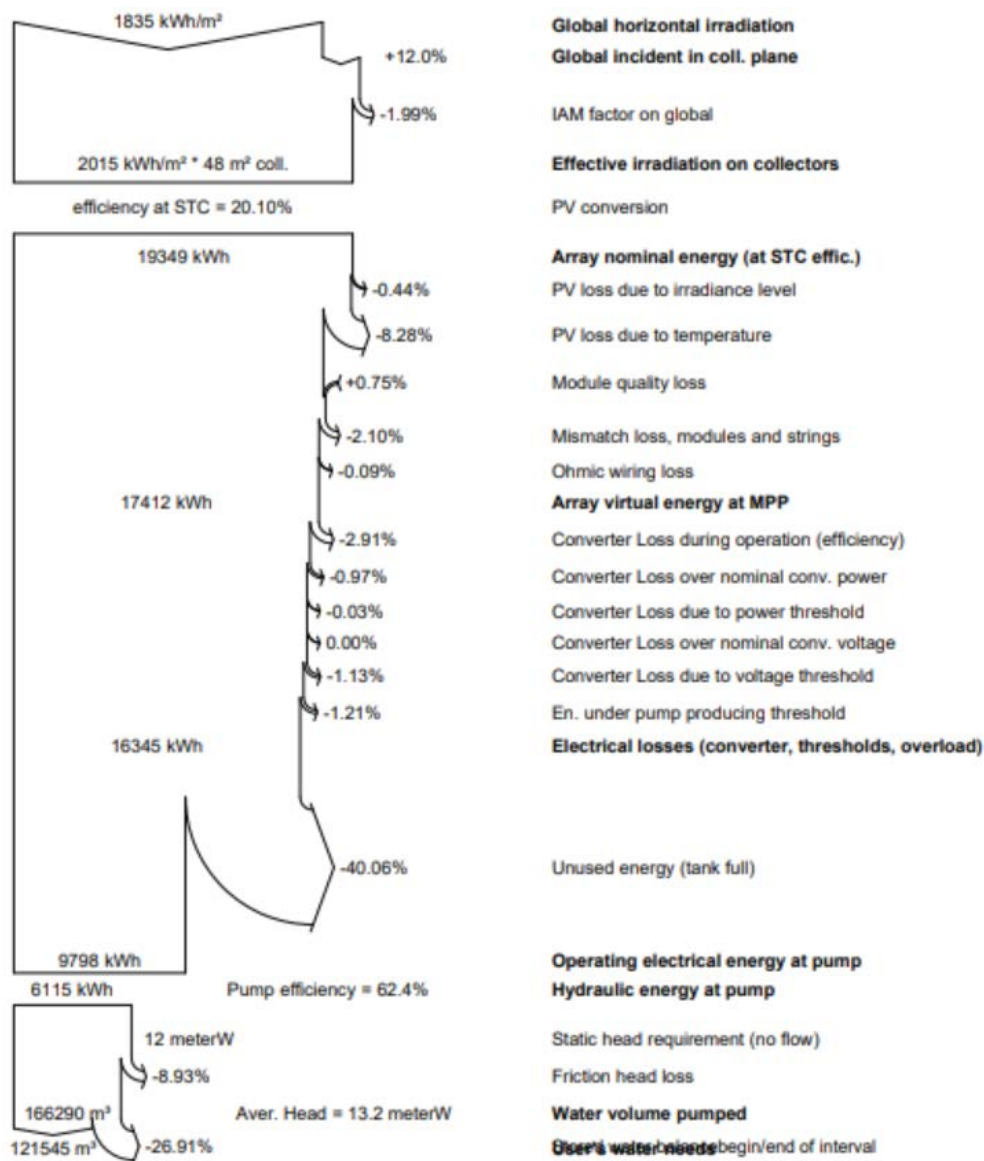


FIGURE IV.12 – Diagramme des pertes dans le système PV sur l'année entière

L'image IV.12 montre un tableau récapitulatif des pertes influençant la production d'un système de pompage solaire. Le tableau présente les différentes catégories de pertes, ainsi que leur impact sur la production d'énergie finale à la sortie de l'onduleur. En examinant en détail chaque catégorie de pertes dans les notes suivantes :

- Pertes ohmiques du câblage (0,09%) : Faibles pertes indiquant un bon dimensionnement et une qualité des câbles adéquate.
- Effets d'incidence (12,0%) : Pertes importantes dues à l'angle d'incidence des rayons solaires.
- Pertes dues à la température du champ (8,28%) : Pertes notables dues à l'augmentation de la résistance des cellules avec la température.
- Pertes dues à la qualité des modules (0,75%) : Faibles pertes indiquant une bonne qualité des modules.
- Perte d'appariement (2,10 %) : Pertes dues aux différences de performance entre

les modules et chaînes

- Pertes de conversion onduleur (2,91%) : Pertes dues à l'efficacité de conversion de l'onduleur.
- Pertes conversion puissance nominale onduleur (0,97%) : Pertes dues à la différence entre puissance réelle et nominale de l'onduleur.
- Pertes conversion seuil puissance onduleur (0,03%) : Pertes dues au seuil de puissance minimum de l'onduleur.
- Pertes conversion seuil tension onduleur (0,00%) : Pertes dues au seuil de tension minimum de l'onduleur.
- Pertes puissance pompage sous seuil (1,21%) : Pertes dues à la différence entre puissance réelle et minimale de la pompe.

IV.4 Résultats corrigés du calcul analytique

Le nombre de panneaux solaires requis pour alimenter la pompe peut différer du nombre calculé analytiquement. Pour assurer que la pompe de 5,1 kW fonctionne correctement, il est crucial de prendre en compte l'efficacité de conversion des modules photovoltaïques et les conditions d'ensoleillement du site.

Après réévaluation, le nombre de panneaux solaires nécessaires est confirmé comme suit :

- Nombre de panneaux solaires : 24 panneaux
- Configuration : 2 chaînes de 12 panneaux

Cette configuration a été confirmée par le logiciel PVSyst, qui prend en compte des facteurs tels que les pertes de système, l'irradiance, et les caractéristiques spécifiques des panneaux photovoltaïques utilisés.

Ces résultats corrigés garantissent que la pompe de 5,1 kW fonctionnera de manière optimale en utilisant l'énergie fournie par les panneaux solaires installés. Énergie fournie par les panneaux solaires : 9600 Wc

IV.5 Etude financière

Cette partie examine les aspects financiers du système de pompage photovoltaïque (PV) dimensionné dans l'étape précédente, en identifiant les opportunités d'optimisation pour maximiser sa rentabilité. Elle sera divisée en trois parties :

IV.5.1 Coût d'installation du système de pompage PV

Cette partie détaille les coûts associés à l'achat et à l'installation d'un système de pompage photovoltaïque. Elle comprendra les éléments suivants :

IV.5.1-a Panneaux photovoltaïques

- Quantité : 24 panneaux solaires
- Puissance unitaire : 400 Wc
- Puissance totale : 9600 Wc
- Coût unitaire : 25 000.00 DA

- Coût total : 600 000.00 DA

IV.5.1-b Structure métallique galvanisé thermo-laqué

- Type : Structure pour montage de panneaux solaires
- Matériau : Acier galvanisé thermo-laqué
- Coût : 190 000.00 DA

IV.5.1-c Kit de Pompage

- Type : Pompe de surface
- Débit : 6-36 m³/h
- Puissance : 7.5 Kw
- Coût : 530 000.00 DA

IV.5.1-d Compteur d'eau et Filtre à disque de pompe

- Coût compteur d'eau : 80 000.00 DA
- Coût filtre à disque : 50 000.00 DA

IV.5.1-e Onduleur de pompe 7.5KW

- Marque : HOBER
- Modèle : HSPH7500H
- Puissance : 7.5 KW
- Coût : 180 000.00 DA

IV.5.1-f Accessoires

- Boîte de jonction
- Câbles
- Connecteurs
- Coût : 130 000.00 DA

IV.5.1-g Coût total d'installation

Le coût total d'installation du système de pompage PV est la somme des coûts individuels de chaque composant, comme indiqué ci-dessous :

- Coût total d'installation : Coût des panneaux solaires + Coût de la structure métallique + Coût du kit de pompage + Coût du compteur d'eau + Coût du filtre à disque + Coût de l'onduleur de pompe + Coût des accessoires.
- Coût total d'installation : 600 000.00 DA+190 000.00 DA+ 530 000.00 DA+80 000.00 DA+50 000.00 DA+180 000.00 DA+130 000.00 DA.
- Coût total d' installation : 1 760 000.00 DA

Il est important de noter que ce coût ne comprend pas les frais de main-d'uvre pour l'installation et la mise en service du système. Étant donné que le projet est réalisé par des ingénieurs de l'université, ces frais ne sont pas pris en compte. Les coûts

indiqués ci-dessus sont des valeurs exactes basées sur les informations administratives fournies.

IV.5.2 Étude des dépenses liées au pompage diesel

Cette étude vise à évaluer les dépenses liées au pompage diesel pour une pompe moteur de 25 kW (34 CV) en ferme pilote. D'après les informations fournies par les employeurs de la ferme, la pompe fonctionne 5 heures par jour, 7 jours par semaine. L'analyse prendra en compte les coûts du carburant, de l'entretien et de la maintenance, des lubrifiants et des additifs, ainsi que des pièces détachées.

IV.5.2-a Coût du carburant diesel

- Consommation de carburant : La consommation de carburant d'une pompe diesel dépend de plusieurs facteurs, tels que la puissance du moteur, le rendement énergétique, les conditions de fonctionnement et la charge de la pompe. En l'absence d'informations spécifiques sur la pompe et son utilisation, on peut estimer une consommation moyenne de 3 litres de diesel par heure de fonctionnement.
- Heures de fonctionnement : D'après les données fournies, la pompe fonctionne 5 heures par jour, 7 jours par semaine, soit un total de 60 heures par semaine. Sur une année (52 semaines), la pompe fonctionnerait 1820 heures.
- Prix du carburant : Le prix du litre de diesel en Algérie est de 29,07 DA.
- Coût annuel du carburant : En multipliant la consommation horaire par le nombre d'heures de fonctionnement et le prix du litre, on obtient le coût annuel du carburant :
Coût annuel du carburant : 170 000.00 DA

IV.5.2-b Coût de l'entretien et de la maintenance

- Fréquence d'entretien : L'entretien d'un moteur diesel nécessite des vidanges d'huile, des remplacements de filtres et des contrôles périodiques. La fréquence d'entretien varie en fonction des recommandations du fabricant et des conditions d'utilisation. On peut estimer une vidange d'huile toutes les 250 heures de fonctionnement et un remplacement de filtres tous les 500 heures.
- Coût d'une vidange d'huile : Le coût d'une vidange d'huile pour un moteur diesel de 25 kW peut varier entre 5 000.00 et 10 000.00 DA, selon la marque et la qualité de l'huile.
- Coût d'un remplacement de filtres : Le coût d'un remplacement de filtres pour un moteur diesel de 25 kW peut varier entre 2 000 et 5 000 DA, selon le type de filtres et la marque.
- Coût annuel d'entretien : En considérant une vidange d'huile toutes les 250 heures et un remplacement de filtres tous les 500 heures, on peut estimer le coût annuel d'entretien comme suit :
Coût annuel d'entretien = (8 vidanges/an * 7 000.00 DA/vidange) + (4 remplacements de filtres/an * 3 000.00 DA/remplacement) = 68 000.00 DA

IV.5.2-c Coût des lubrifiants et des additifs

- Types de lubrifiants et additifs : Les moteurs diesel nécessitent des lubrifiants spécifiques pour la lubrification des composants internes et des additifs pour protéger le moteur de la corrosion et améliorer ses performances.
- Coût des lubrifiants et additifs : Le coût des lubrifiants et additifs pour un moteur diesel de 25 kW peut varier entre 2 000.00 et 5 000.00 DA par an, selon la marque et la qualité des produits.
- Coût annuel des lubrifiants et additifs : On peut estimer le coût annuel des lubrifiants et additifs à 5 000.00 DA par an.

IV.5.2-d Coût des pièces détachées

Maintenance et réparation : Les pompes diesel nécessitent des pièces détachées pour les réparations et les remplacements au fil du temps. Le coût des pièces détachées peut varier en fonction de la marque, du modèle et de la complexité des réparations. D'après les informations des employés de la ferme, le coût annuel des pièces détachées et la main d'oeuvre est estimé entre 40 000.00 DA et 70 000.00 DA. On peut estimer le coût annuel des lubrifiants et additifs à 60 000.00 DA par an.

IV.5.2-e Coût annuel total

le coût annuel total du pompage diesel pour une pompe moteur de 25 kW (34 CV) en ferme, avec un fonctionnement de 5 heures par jour, 7 jours par semaine, s'élève à :

- Coût du carburant : 170 000.00 DA
- Coût de l'entretien et de la maintenance : 68 000 DA
- Coût des lubrifiants et additifs : 5 000 DA
- Coût des pièces détachées : 60 000.00 DA
- Coût annuel total : 303 000,00 DA

Ce coût est une estimation et peut varier en fonction des conditions d'utilisation et des prix des produits et services.

IV.5.3 Comparaison entre l'installation diesel et solaire

L'évaluation de la faisabilité d'un système de pompage solaire implique une analyse comparative approfondie des coûts et des avantages liés à l'installation diesel existante. Cette comparaison prend en compte les aspects financiers pour déterminer la solution la plus viable à long terme.

IV.5.3-a Période de récupération de l'investissement

Dans la ferme pilote, les frais d'exploitation annuels du système de pompage diesel s'avèrent élevés, ce qui motive l'exploration d'alternatives comme le pompage solaire. Il est possible de calculer la période de récupération de l'investissement pour le système solaire par la manière suivante :

- Période de récupération = Coût d'installation / Économies annuelles.

- Période de récupération = $1\,760\,000 \text{ DA} / 303\,000 \text{ DA/an} = 6 \text{ ans}$

IV.5.3-b Avantages du pompage solaire

En plus de l'économie financière sur le long terme, le pompage solaire présente plusieurs avantages par rapport au pompage diesel :

- Réduction de la pollution : Le pompage solaire ne produit aucune émission de gaz à effet de serre ni de polluants atmosphériques, contrairement au pompage diesel qui contribue à la pollution de l'air et au changement climatique.
- Énergie renouvelable : Le soleil est une source d'énergie renouvelable et inépuisable, tandis que le diesel est une ressource fossile non renouvelable et sujette à des fluctuations de prix.
- Maintenance réduite : Les systèmes de pompage solaire ont généralement moins de pièces mobiles que les systèmes diesel et nécessitent donc moins d'entretien et de réparations.
- Fonctionnement silencieux : Les systèmes de pompage solaire fonctionnent silencieusement, contrairement aux systèmes diesel qui peuvent être bruyants.
- Autonomie : Les systèmes de pompage solaire peuvent fonctionner de manière autonome, sans dépendance au réseau électrique, ce qui est particulièrement important dans les zones isolées.

IV.6 Conclusion

Ce chapitre de mémoire explore la viabilité d'une installation photovoltaïque (PV) pour alimenter une pompe. Une modélisation et une simulation détaillées du système ont été réalisées à l'aide du logiciel PVsyst. Les résultats obtenus démontrent la faisabilité technique de la solution PV et sa capacité à répondre aux besoins énergétiques du pompe.

Parallèlement, une étude financière a été menée pour comparer la solution PV à une alternative classique alimentée au diesel. Les analyses révèlent que l'option PV s'avère plus rentable sur le long terme, avec un délai de retour sur investissement d'environ 6 ans.

Chapitre V

Méthodologie de simulation d'un système de pompage photovoltaïque Matlab

SOMMAIRE

V.1	INTRODUCTION	76
V.2	OBJECTIFS DE LA SIMULATION	76
V.3	ETAPE DE LA SIMULATION	76
V.3.1	simulation d'un champ photovoltaïque de 24 panneaux	76
V.3.2	Simulation du hacheur DC/DC Boost	77
V.3.3	MPPT (Algorithme perturbation et observation (P&O))	78
V.3.4	Simulation du champ photovoltaïque + hacheur DC/DC Boost + MPPT(P&O)	79
V.3.5	Modélisation de la MAS dans le plan triphasé abc	80
V.3.6	Les équations de la machine [5]	81
V.3.7	Convertisseurs DC-AC	83
V.3.8	Commande de l'onduleur par la stratégie triangula-sinusoïdale	84
V.3.9	Simulation du moteur asynchrone (MAS) avec la commande scalaire et l'onduleur	85
V.3.10	Simulation du système	87
V.3.11	partie hydraulique (couple)	88
V.3.12	Résultats de Simulation	88
V.3.13	Interprétation des résultats	91
V.4	CONCLUSION	91

V.1 Introduction

Dans le cadre de ce chapitre, nous sommes intéressés à la conception et à la simulation d'un système de pompage PV adapté aux besoins spécifiques de la ferme agricole Med Belaidouni. La partie pratique du projet, visant à l'implantation d'un système réel, n'a malheureusement pas pu être finalisée en raison de contraintes budgétaires. C'est pourquoi nous avons choisi d'approfondir l'aspect simulation en utilisant le logiciel MATLAB.

V.2 Objectifs de la simulation

La simulation réalisée sur MATLAB vise à modéliser et analyser le comportement d'un système de pompage PV complet, comprenant les éléments suivants :

- Champ photovoltaïque : constitué de deux chaînes de 12 panneaux, simulé avec suivi du point de puissance maximale (MPPT) et convertisseurs DC/DC.
- Hacheur DC/DC Boost : permettant d'adapter la tension du champ photovoltaïque à celle requise par le moteur de la pompe.
- Onduleur : convertissant le courant continu du système en courant alternatif pour alimenter le moteur de la pompe.
- Moteur à induction asynchrone (MAS) : entraînant la pompe centrifuge.
- Commande scalaire : régulant la vitesse du moteur en fonction de la demande en eau.
- Bloc qui résume la partie hydraulique (couple).

V.3 Etape de la simulation

V.3.1 simulation d'un champ photovoltaïque de 24 panneaux

Un champ photovoltaïque est un ensemble de panneaux solaires connectés entre eux afin de produire de l'électricité. La première étape consiste à modéliser le champ photovoltaïque, la source principale d'énergie du système. Nous allons simuler un champ composé de 24 panneaux Peimar SF400M (BF) à l'aide du logiciel MATLAB.

Les caractéristiques des panneaux sont les suivantes :

- Puissance nominale (P_{max}) : 400 W
- Tension à puissance maximale (V_{mp}) : 37,7 V
- Courant à puissance maximale (I_{mp}) : 10,6 A
- Tension à vide (V_{oc}) : 45,3 V
- Courant de court-circuit (I_{sc}) : 12,2 A
- Facteur d'idéalité (n) : 1,4
- Tension thermique (V_t) : 26 mV
- Nombre de cellules : 66
- Efficacité du module : 19,6%
- Température de fonctionnement maximale (NOCT) : 25 °C

Array data Parallel strings <input type="text" value="2"/> Series-connected modules per string <input type="text" value="12"/>		Display I-V and P-V characteristics of ... <input type="text" value="array @ 1000 W/m2 & specified temperatures"/> T_cell (deg. C) <input type="text" value="[0 25 50]"/> <input type="button" value="Plot"/>
Module data Module: <input type="text" value="User-defined"/> <input type="checkbox"/> Plot I-V and P-V characteristics when a module is selected Maximum Power (W) <input type="text" value="400.14"/> Cells per module (Ncell) <input type="text" value="66"/> Open circuit voltage Voc (V) <input type="text" value="45.60"/> Short-circuit current Isc (A) <input type="text" value="11.16"/> Voltage at maximum power point Vmp (V) <input type="text" value="38"/> Current at maximum power point Imp (A) <input type="text" value="10.53"/> Temperature coefficient of Voc (%/deg.C) <input type="text" value="-0.28"/> Temperature coefficient of Isc (%/deg.C) <input type="text" value="0.042"/>		Model parameters Light-generated current IL (A) <input type="text" value="11.1713"/> Diode saturation current IO (A) <input type="text" value="1.5924e-11"/> Diode ideality factor <input type="text" value="0.98646"/> Shunt resistance Rsh (ohms) <input type="text" value="261.1612"/> Series resistance Rs (ohms) <input type="text" value="0.22699"/>

FIGURE V.1 – Caractéristiques des panneaux PV

V.3.2 Simulation du hacheur DC/DC Boost

Le hacheur DC/DC Boost est un élément essentiel du système de pompage photovoltaïque, permettant d'adapter la tension produite par le champ photovoltaïque à celle nécessaire pour alimenter le moteur de la pompe. Cette étape de simulation implique la modélisation détaillée du fonctionnement du hacheur ainsi que sa performance dans différentes conditions.

Le hacheur DC/DC Boost fonctionne en modifiant le rapport cyclique (rapport entre le temps où le commutateur est fermé et le temps total du cycle) d'un interrupteur (généralement un transistor) pour augmenter la tension d'entrée à une tension de sortie plus élevée. Lorsque le transistor est fermé, l'énergie est stockée dans une inductance. Lorsque le transistor est ouvert, cette énergie est libérée dans la charge. Le processus de commutation répété permet de réguler efficacement la tension de sortie.

Les équations suivantes décrivent les composants clés du hacheur DC/DC Boost :

$$C_h = \frac{V_h \alpha T_e}{2 \Delta V R_{ch}} \quad (V.1)$$

$$L_h = \frac{V_{mp} \alpha T_e}{2 \Delta I} \quad (V.2)$$

où :

- (C_h) est la capacité du condensateur du hacheur.
- (V_h) est la tension de sortie du hacheur.
- (α) est le rapport cyclique.
- (T_e) est la période de commutation.
- (ΔV) est la variation de tension acceptable.
- (R_{ch}) est la résistance de charge.
- (L_h) est l'inductance du hacheur.
- (V_{mp}) est la tension au point de puissance maximale des panneaux photovoltaïques.
- (ΔI) est la variation de courant acceptable.

Ces équations permettent de dimensionner correctement les composants du hacheur pour optimiser son fonctionnement dans le système de pompage photovoltaïque.

V.3.3 MPPT (Algorithme perturbation et observation (P&O))

L'algorithme de perturbation et observation est couramment utilisé, tant dans la littérature que dans la pratique, en raison de sa simplicité de mise en œuvre [28]. Le principe de cette méthode consiste à perturber le système en augmentant ou diminuant la tension de fonctionnement (ΔV) et en observant l'effet sur la puissance de sortie (ΔP) [28]. La figure V.2 montre le fonctionnement de cet algorithme.

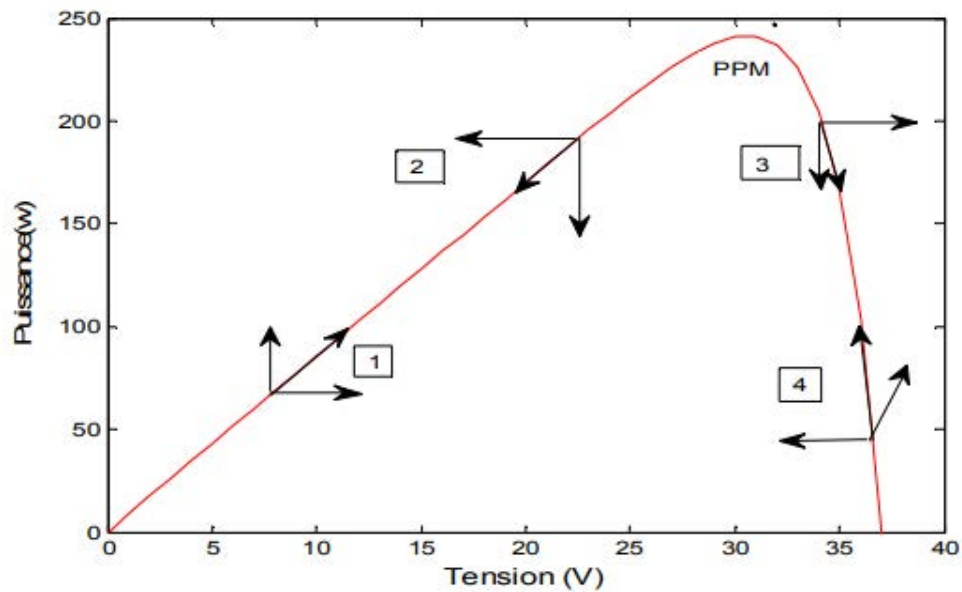


FIGURE V.2 – Principe de la MPPT avec la méthode P&O [18]

L'augmentation de la puissance indique que la perturbation a déplacé le point de fonctionnement vers le MPP. Ainsi, la perturbation de la tension se poursuivra dans la même direction grâce à l'algorithme P&O. D'autre part, lorsque la puissance diminue ($\Delta P < 0$), la perturbation a dépassé le point de fonctionnement du point de référence MPP [28] [18]. Ainsi, la prochaine perturbation sera inversée par l'algorithme.

L'organigramme du système PV commandé par l'algorithme P&O est illustré dans la figure V.3.

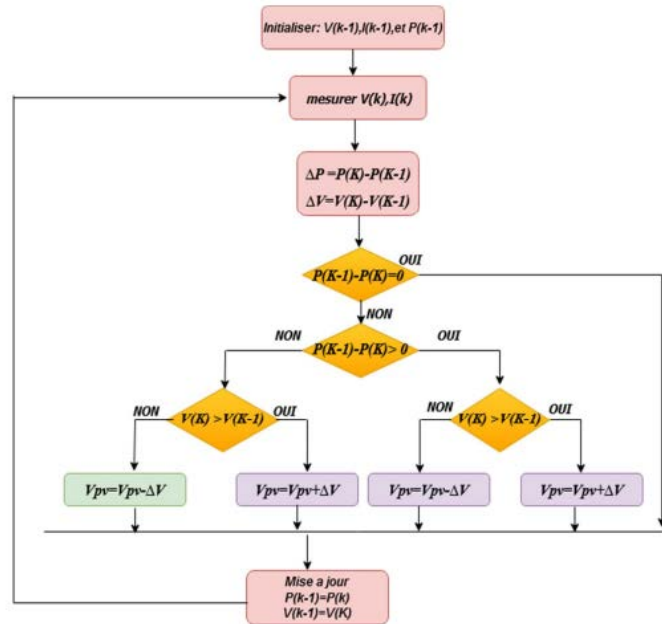


FIGURE V.3 – Organigramme de la méthode P&O [28]

V.3.4 Simulation du champ photovoltaïque + hacheur DC/DC Boost + MPPT(P&O)

Dans cette partie, nous allons réaliser une simulation numérique d'un système photovoltaïque composé de 24 panneaux de 400W (12 en série et 2 en parallèle) couplé à un hacheur DC/DC Boost et à un algorithme de recherche du point de puissance maximale (MPPT) basé sur la méthode Perturbation & Observation (P&O) comme le montre la figure V.4.

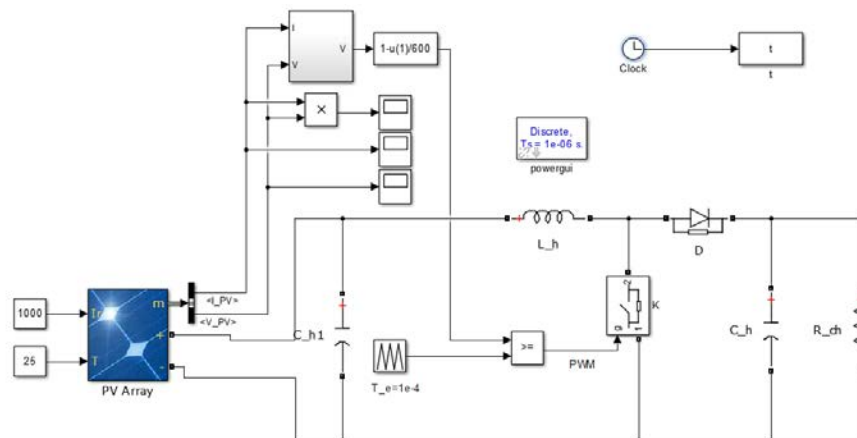


FIGURE V.4 – Schéma de simulation d'un système photovoltaïque avec MPPT et hacheur DC/DC Boost

V.3.4-a Résultats

Après la simulation, nous obtenons la courbe de vitesse suivante :

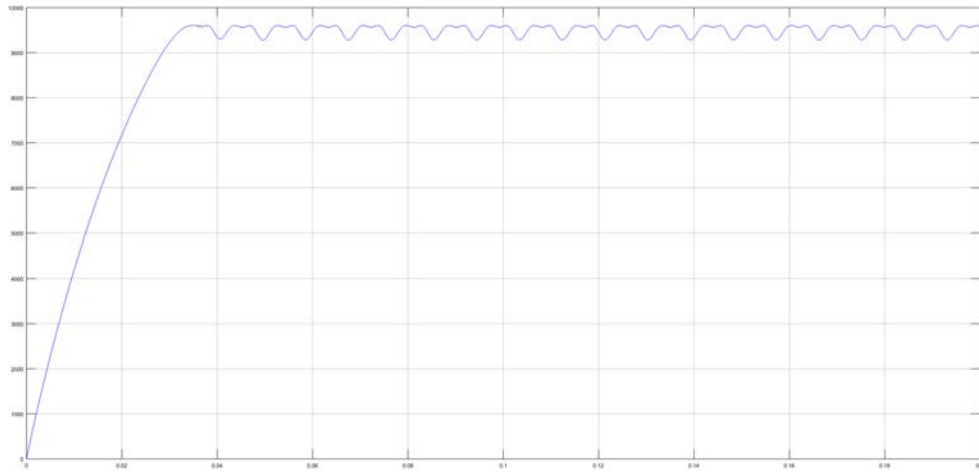


FIGURE V.5 – P PV

Le graphique indique que la puissance du générateur PV atteint des valeurs proches de 9600 W à certains moments.

V.3.5 Modélisation de la MAS dans le plan triphasé abc

Le stator comporte trois enroulements disposés avec un décalage de 120° entre chaque axe, et le rotor en possède également trois avec le même décalage. Ces enroulements sont traversés par un système de courants triphasé [16]. En général, les enroulements sont alimentés par un système de tensions triphasé sinusoïdal direct [16]. Les enroulements illustrés dans la figure V.6 servent à représenter une machine asynchrone triphasée.

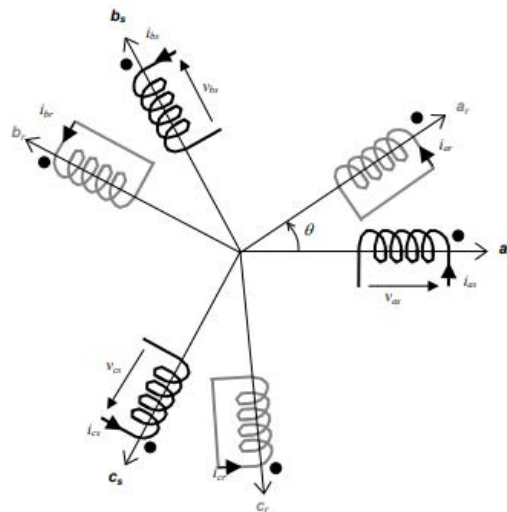


FIGURE V.6 – Représentation des enroulements statoriques et rotoriques [5]

V.3.6 Les équations de la machine [5]

La loi de Faraday permet d'écrire :

$$V = R_i + \frac{d\varphi}{dt} \quad (\text{V.3})$$

Pour les 3 phases statoriques on résume cette écriture par l'écriture matricielle condensée :

$$[v_{abcs}] = R_s [i_{abcs}] + \frac{d}{dt} [\varphi_{abcs}] \quad (\text{V.4})$$

cette notation est l'écriture condensée de :

$$\begin{bmatrix} v_{as} \\ v_{bs} \\ v_{cs} \end{bmatrix} = R_s \begin{bmatrix} i_{as} \\ i_{bs} \\ i_{cs} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \varphi_{as} \\ \varphi_{bs} \\ \varphi_{cs} \end{bmatrix} \quad (\text{V.5})$$

La résistance statorique étant la même pour les 3 phases, il n'y a pas lieu d'écrire une matrice de résistances. De même pour le rotor :

$$[v_{abcr}] = R_r [i_{abcr}] + \frac{d}{dt} [\varphi_{abcr}] = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (\text{V.6})$$

Le rotor étant en court-circuit, ses tensions sont nulles. Chaque flux comporte une interaction avec les courants de toutes les phases y compris la sienne (notion de flux / inductance propre).

Exemple de la phase a statorique :

$$\phi_{as} = l_s i_{as} + m_s i_{bs} + m_s i_{cs} + m_1 i_{ar} + m_3 i_{br} + m_2 i_{cr} \quad (\text{V.7})$$

En matriciel :

$$\begin{bmatrix} \varphi_{as} \\ \varphi_{bs} \\ \varphi_{cs} \\ \varphi_{ar} \\ \varphi_{br} \\ \varphi_{cr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} l_s & m_s & m_s & m_1 & m_3 & m_2 \\ m_s & l_s & m_s & m_2 & m_1 & m_3 \\ m_s & m_s & l_s & m_3 & m_2 & m_1 \\ m_1 & m_2 & m_3 & l_r & m_r & m_r \\ m_3 & m_1 & m_2 & m_r & l_r & m_r \\ m_2 & m_3 & m_1 & m_r & m_r & l_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{as} \\ i_{bs} \\ i_{cs} \\ i_{ar} \\ i_{br} \\ i_{cr} \end{bmatrix} \quad (\text{V.8})$$

où :

- l_s : est l'inductance propre d'une phase statorique.
- l_r : est l'inductance propre d'une phase rotorique.
- m_s : est l'inductance mutuelle entre deux phases statoriques.
- m_r : est l'inductance mutuelle entre deux phases rotoriques.
- m_{sr} : est le maximum de l'inductance mutuelle entre une phase statorique et une phase rotorique.

V.3.6-a commande scalaire de la machine asynchrone [5]

Plusieurs commandes scalaires existent selon que l'on agit sur le courant ou sur la tension. Elles dépendent principalement de la topologie de l'actionneur utilisé, qu'il s'agisse d'un onduleur de tension ou de courant. L'onduleur de tension étant désormais le plus couramment employé en petite et moyenne puissance, la commande en V/f (tension sur fréquence) est la plus répandue [5].

La commande scalaire (V/f) est implémentée pour réguler la vitesse du moteur en fonction de la demande en eau. La commande en V/f est une méthode simple et efficace pour contrôler la vitesse des moteurs asynchrones, en maintenant un rapport constant entre la tension et la fréquence d'alimentation.

Son principe est de maintenir $V/f = \text{Constant}$ ce qui signifie garder le flux constant. Le contrôle du couple se fait par l'action sur le glissement. En effet, d'après le modèle établi en régime permanent, le couple maximum s'écrit [5] :

$$C_{max} = \frac{3p}{2N_r} \left(\frac{V_s}{\omega_s} \right)^2$$

On voit bien que le couple est directement proportionnel au carré du rapport de la tension sur la fréquence statorique. En maintenant ce rapport constant et en jouant sur la fréquence statorique, on déplace la courbe du couple électromagnétique (en régime quasi-statique) de la machine asynchrone [5].

Il est clair que le couple est directement proportionnel au carré du rapport de la tension sur la fréquence statorique. En maintenant ce rapport constant et en ajustant la fréquence statorique, on peut déplacer la courbe du couple électromagnétique (en régime quasi-statique) de la machine asynchrone (Figure 8). En effet, garder ce rapport constant revient à maintenir le flux constant. Lorsque la tension atteint sa valeur maximale, ce rapport commence à décroître, ce qui réduit le couple que la machine peut produire. On entre alors en régime de "défluxage". Ce régime permet de dépasser la vitesse nominale de la machine, aussi appelé régime de survitesse (partie $\Omega > \Omega_s$ de la V.7).

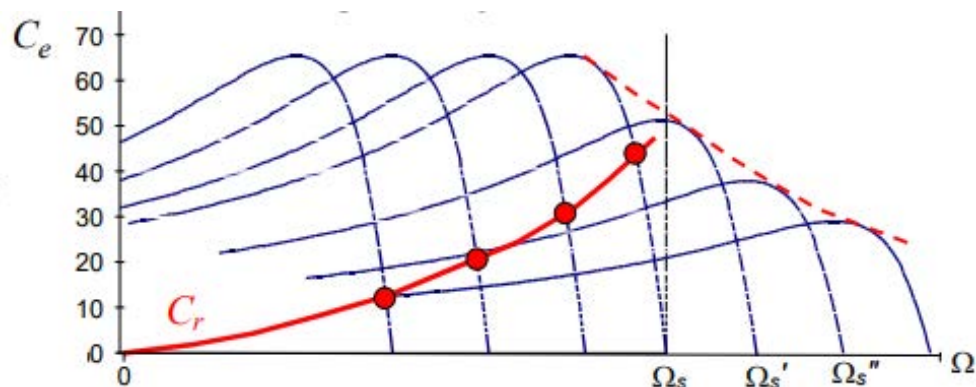


FIGURE V.7 – Déplacement de la caractéristique Couple-vitesse en fonction de la fréquence d'alimentation [5]

Le schéma de commande ci-dessous V.8 illustre comment réguler la vitesse de la machine en reconstituant la pulsation statorique à partir de la vitesse et de la pulsa-

tion rotorique. Cette dernière, représentant le couple de la machine, est déterminée par le régulateur de vitesse. On se souvient que :

$$C_e = \frac{3p}{2N_r} \left(\frac{V_s}{\omega_s} \right)^2 \frac{1}{R_r'} g\omega_s = ag\omega_s = a\omega_r \quad (\text{V.9})$$

Le couple est proportionnel à la pulsation rotorique lorsque le flux est constant. Si la machine est chargée, la vitesse tend à diminuer, ce qui pousse le régulateur à fournir plus de couple (donc plus de glissement) pour maintenir l'équilibre. La pulsation statorique est ainsi modifiée pour maintenir cet équilibre [5]. La tension est ensuite calculée pour garantir le mode de contrôle en V/f de la machine.

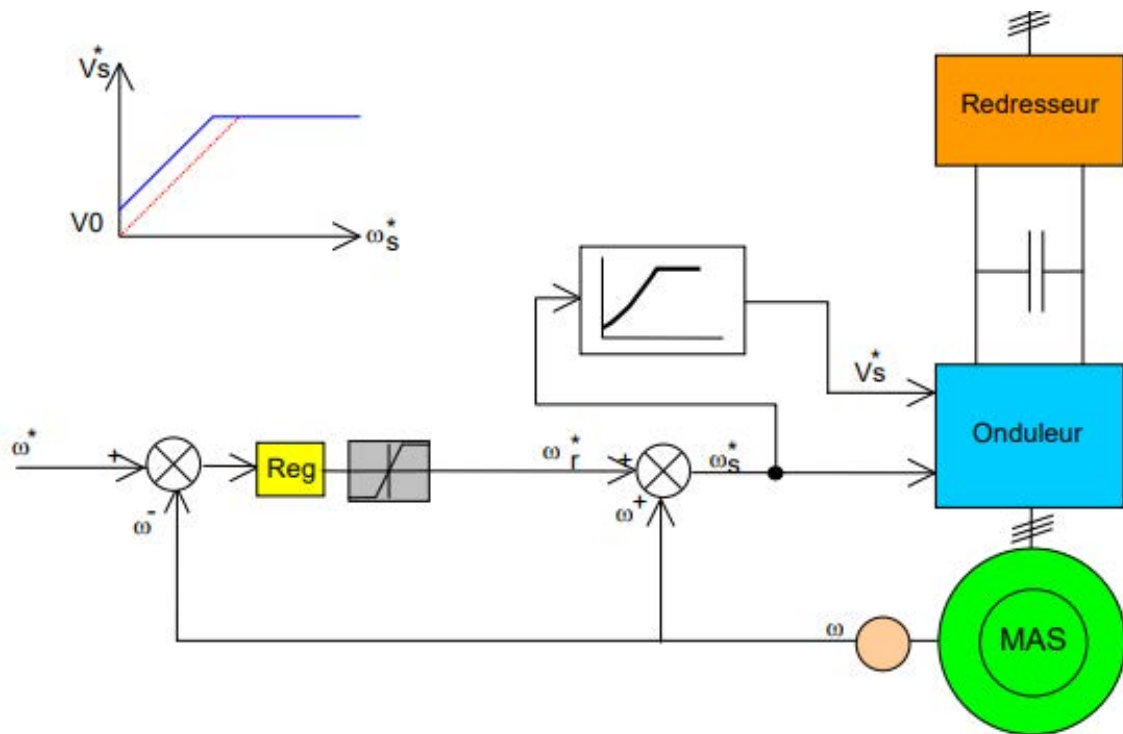


FIGURE V.8 – Schéma de la commande scalaire pour le moteur asynchrone [5]

V.3.7 Convertisseurs DC-AC

Un onduleur de tension triphasé à deux niveaux se compose de trois branches de commutation utilisant soit des transistors, soit des thyristors GTO pour les applications de forte puissance. Chaque branche est constituée de deux cellules, chacune contenant une diode et un transistor, avec la sortie située au point central de la branche [15] [16]. Tous ces composants sont supposés être des interrupteurs idéaux. Les commandes des interrupteurs au sein d'une même branche sont complémentaires, ce qui signifie que chaque branche présente deux états distincts [16]. Ces états peuvent être interprétés comme une variable booléenne .

La figure V.9 présente le schéma structurel de l'onduleur de tension alimentant le stator d'un moteur asynchrone :

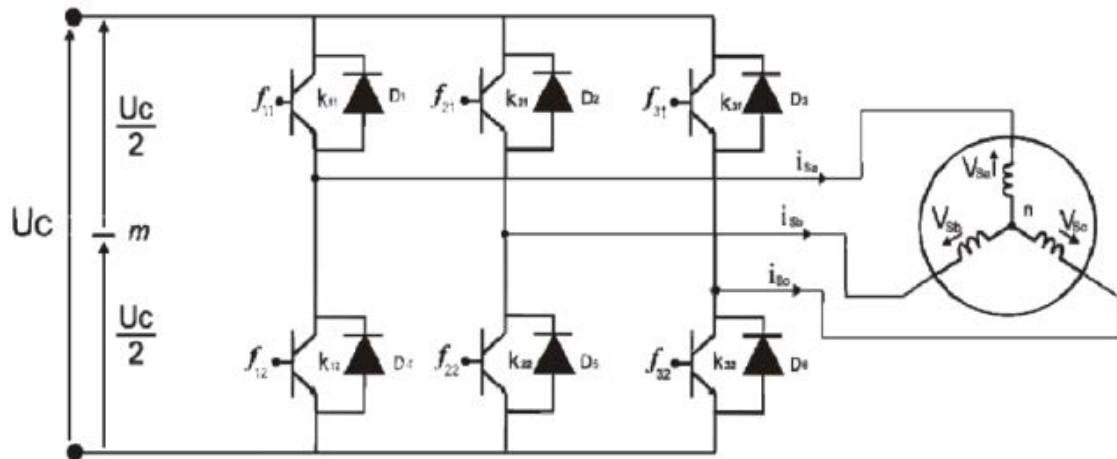


FIGURE V.9 – Schéma d'un onduleur de tension triphasé alimentant le stator de la MAS

V.3.8 Commande de l'onduleur par la stratégie triangula-sinusoïdale

La méthode de modulation de largeur d'impulsion (MLI) Sinus-Triangle repose sur le concept d'intersection entre une onde sinusoïdale de fréquence (f), nommée signal modulant, et un signal triangulaire de fréquence élevée (f_p), appelé la porteuse (P), pour déterminer les moments de commutation [24]. Le schéma fonctionnel est illustré dans la figure V.10.

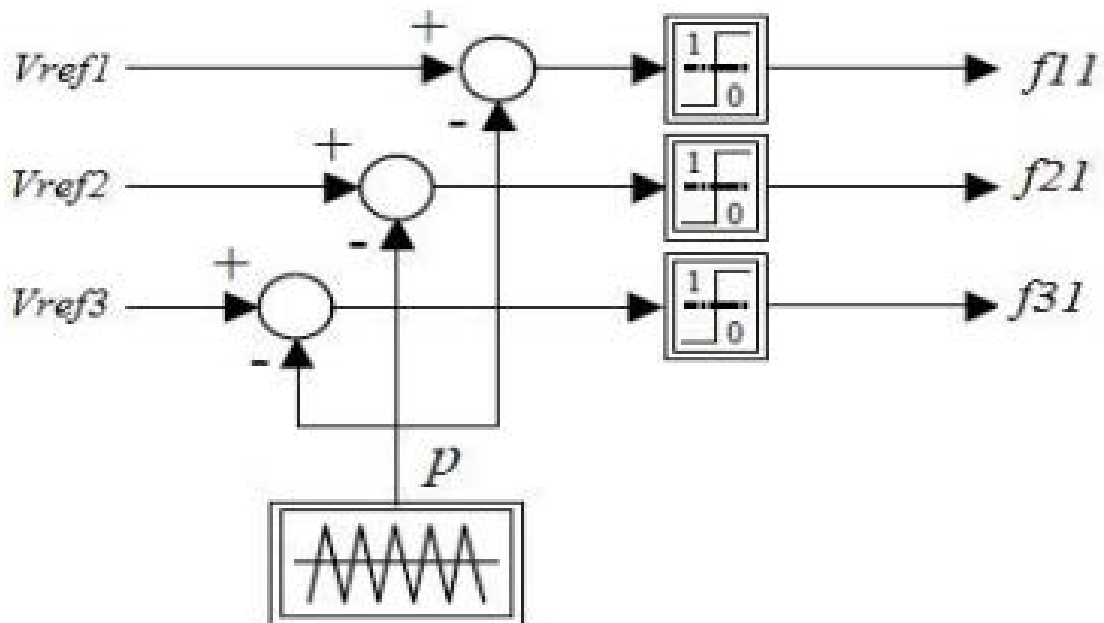


FIGURE V.10 – Principe de la MLI Sinus-Triangle (DC/AC) [24]

La commande de modulation de largeur d'impulsion (MLI) est définie par deux paramètres [15] :

- L'indice de modulation m , qui représente le rapport entre la fréquence de modulation et la fréquence de référence.

- Le coefficient de réglage en tension r , équivalent au rapport entre l'amplitude de la tension de référence et la moitié de la valeur crête ($U_c/2$) de l'onde de modulation [15].

La figure V.11 de simulation présentée ci-dessous illustre le fonctionnement d'une commande de modulation de largeur d'impulsion (MLI). Ce schéma permet de visualiser les différentes étapes du processus de modulation, notamment l'interaction entre le signal modulant et la porteuse, ainsi que la détermination des instants de commutation.

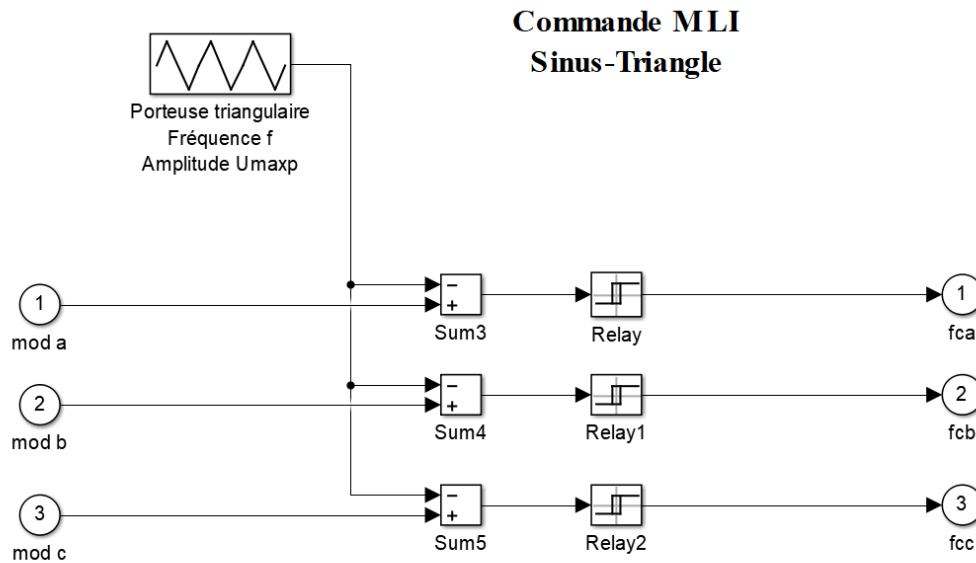


FIGURE V.11 – Simulation de la commande MLI

V.3.9 Simulation du moteur asynchrone (MAS) avec la commande scalaire et l'onduleur

Dans cette partie, nous allons réaliser la simulation du groupe électrique complet comprenant un champ de 24 panneaux photovoltaïques, un régulateur de puissance maximale (MPPT), un hacheur, un onduleur, et un moteur asynchrone de 7,5 kW avec une commande scalaire. Les valeurs des paramètres sont les suivantes :

Hacheur DC-DC :

- Tension d'entrée : $V_{in} = V_h$ (tension de sortie du MPPT)
- Tension de sortie : $V_h = 600$ V
- Inductance : $L_h = 2,43$ mH (calculée à partir de $L_h = \frac{V_{mp}\alpha T_e}{2\Delta I}$)
- Capacité : $C_h = 10$ mF (calculée à partir de $C_h = \frac{V_h\alpha T_e}{2\Delta V R_{ch}}$)

Onduleur :

- Tension de sortie : $V_{out} = 230$ V AC
- Fréquence de sortie : $f = 50$ Hz

Moteur asynchrone :

- Puissance nominale : $P_n = 7,5$ kW

- Tension nominale : $U_n = 230 \text{ V AC}$
- Courant nominal : $I_n = 31,5 \text{ A}$
- Résistance statorique : $R_s = 0,7384 \Omega$
- Résistance rotorique : $R_r = 0,7402 \Omega$
- Inductance statorique : $L_s = 0,12714 \text{ H}$
- Inductance rotorique : $L_r = 0,12714 \text{ H}$
- Mutuelle inductance : $M = 0,1241 \text{ H}$
- Moment d'inertie : $J = 0,0343 \text{ kgm}^2$
- Constante de vitesse : $f_v = 0,000503 \text{ s}^{-1}$
- Couple résistant : $T_r = 500 \text{ Nm}$

Paramètres supplémentaires :

- Temps de commutation : $T_e = 1 \mu\text{s} = 1 \times 10^{-6} \text{ s}$
- Période de commutation : $T_m = T_e \times 10 = 10 \mu\text{s} = 10 \times 10^{-6} \text{ s}$
- Coefficient de fuite : $\sigma = 1 - \left(\frac{M^2}{L_s L_r} \right)$
- Constante de temps du rotor : $T_r = \frac{L_r}{R_r}$
- Constante de temps du stator : $T_s = 1 \mu\text{s} = 1 \times 10^{-6} \text{ s}$

Ces valeurs et formules permettront de configurer correctement le système pour la simulation et d'optimiser les performances du groupe électrogène dans différentes conditions de fonctionnement.

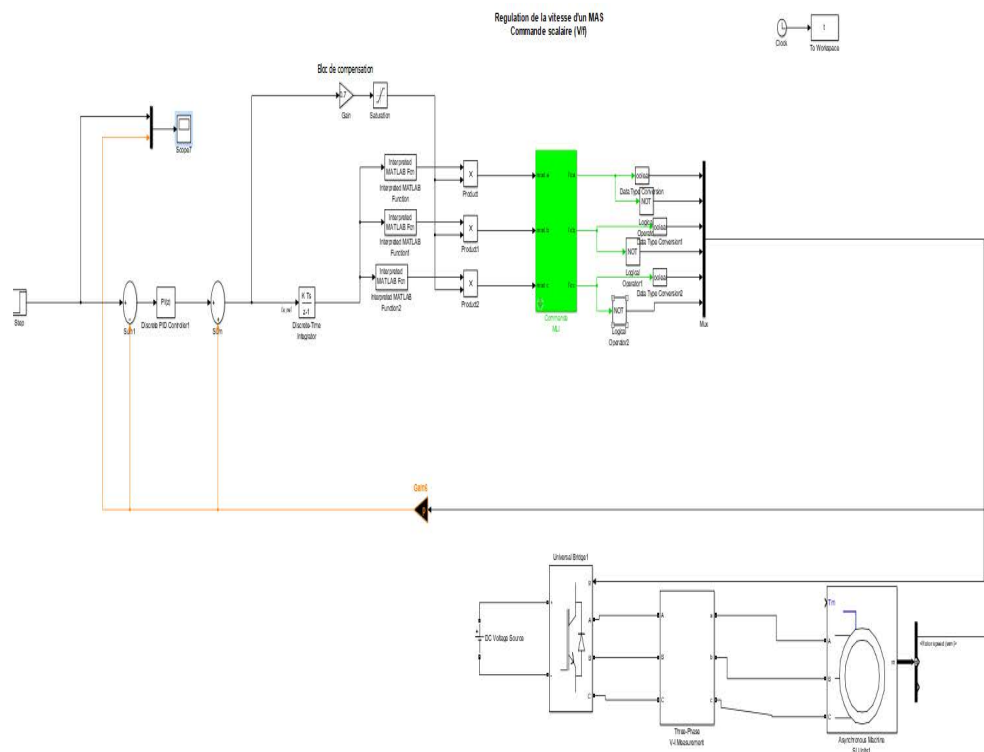


FIGURE V.12 – régulation de vitesse de la MAS en commande scalaire

Après la simulation, nous obtenons la courbe de vitesse suivante :

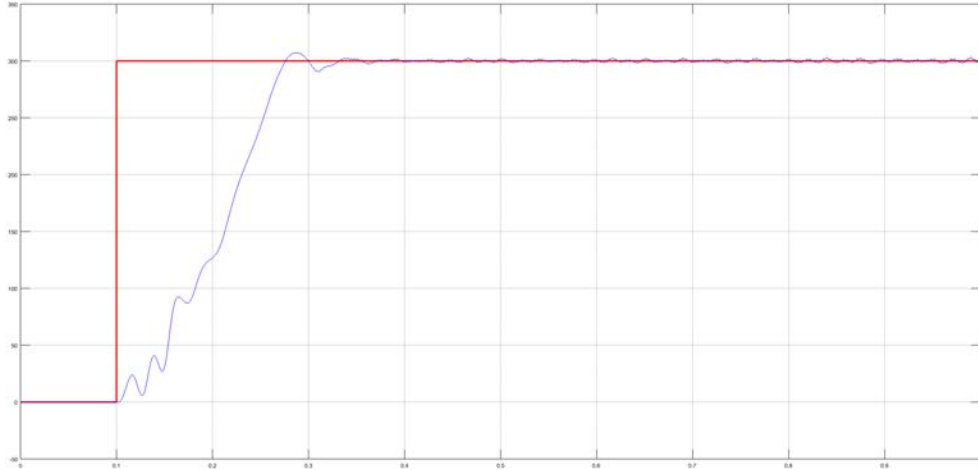


FIGURE V.13 – Vitesse du MAS régler avec commande scalaire

La courbe de régulation de vitesse avec commande scalaire d'un moteur asynchrone montre la relation entre la vitesse du moteur et la vitesse désirée (consigne).

V.3.10 Simulation du système

La simulation du système offre une occasion unique de tester les interactions entre les différents composants, d'identifier les potentiels problèmes et de valider la conformité aux exigences définies.

Les valeurs des paramètres utilisés sont les suivantes :

Panneaux :

- Marque et modèle : Panneaux Peimar 400 W (SF400M (BF))
- Nombre de panneaux : $N = 24$
- Tension maximale par panneau : $V_{mp} = 456 \text{ V}$
- Courant maximal par panneau : $I_{mp} = 21,06 \text{ A}$
- Puissance maximale par panneau : $P_{mp} = V_{mp} \times I_{mp} = 9600 \text{ W}$

MPPT :

- Tension de sortie cible : $V_h = 600 \text{ V}$

Après avoir défini les paramètres, nous avons effectué la simulation du système comme il est montré dans les figures suivantes :

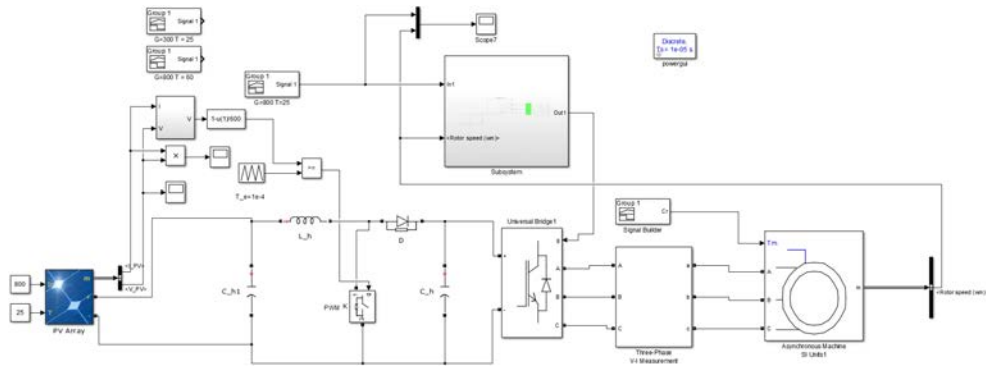


FIGURE V.14 – Simulation du système pompage PV

V.3.11 partie hydraulique (couple)

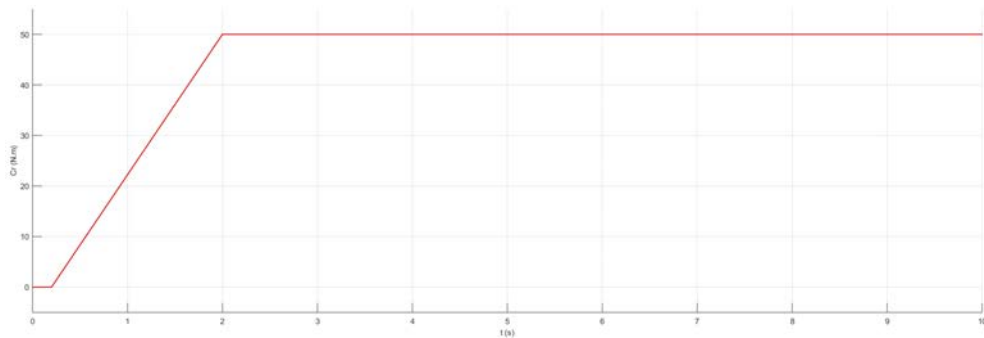


FIGURE V.15 – Bloc partie hydraulique

V.3.12 Résultats de Simulation

Nous avons effectué la simulation du système PV pour trois cas :

V.3.12-a Résultats (Irradiance :800,Température :25)

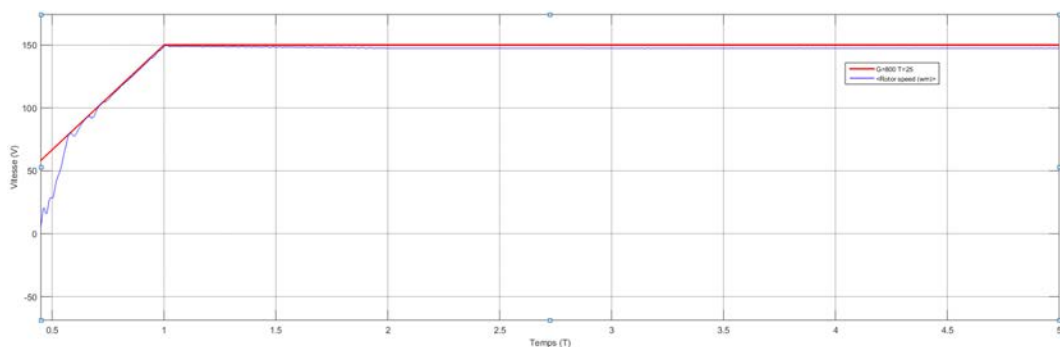


FIGURE V.16 – Vitesse obtenue en (irradiance :800,température :25)

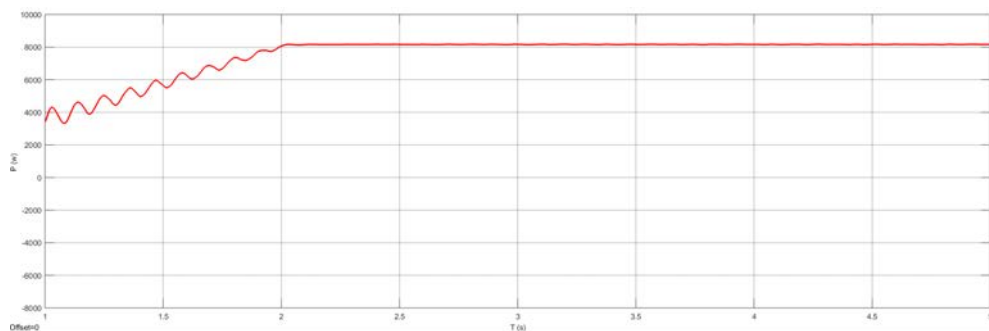


FIGURE V.17 – Puissance obtenue en (irradiance :800,température :25)

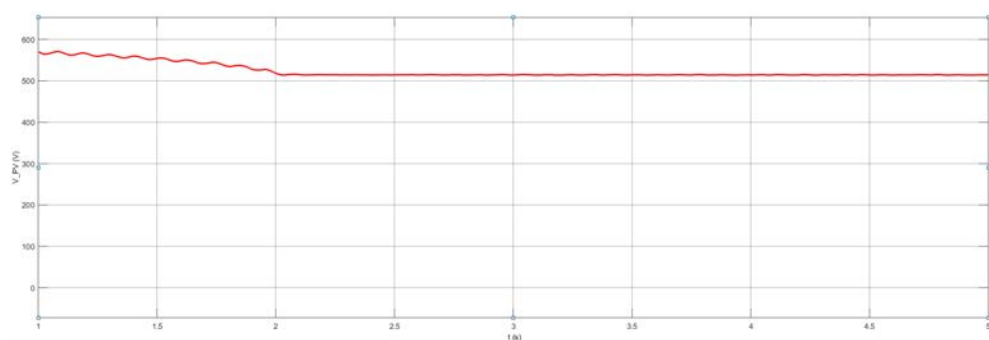


FIGURE V.18 – Tension PV en (irradiance :800,température :25)

V.3.12-b Résultats ((irradiance :300,température :25))

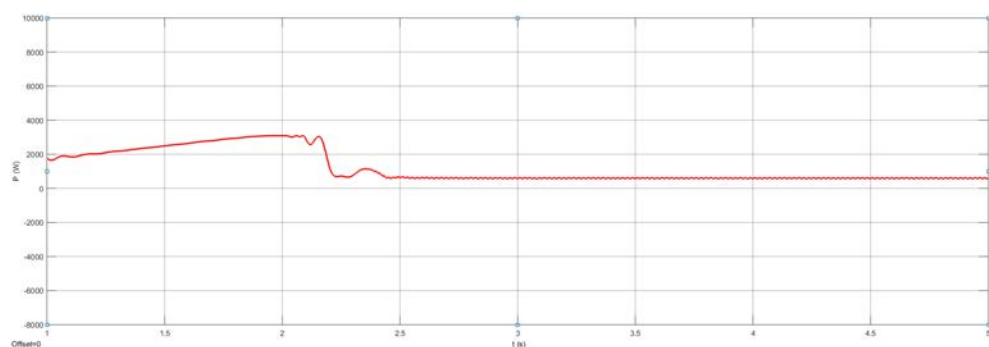


FIGURE V.19 – Puissance produite en (irradiance :300,température :25)

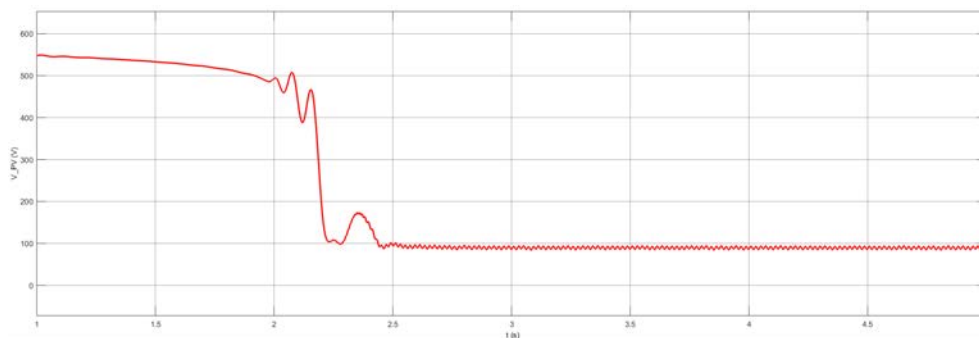


FIGURE V.20 – Tension de PV en (irradiance :300,temperature :25)

V.3.12-c Résultats (Irradiance :800,Température :60)

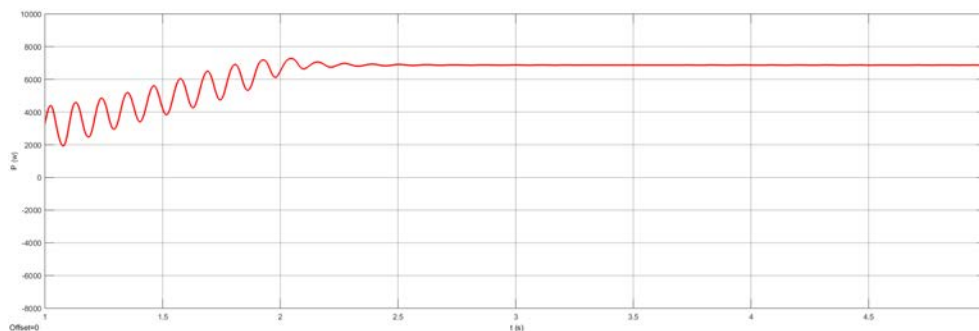


FIGURE V.21 – Puissance produite en (Irradiance :800,Température :60)

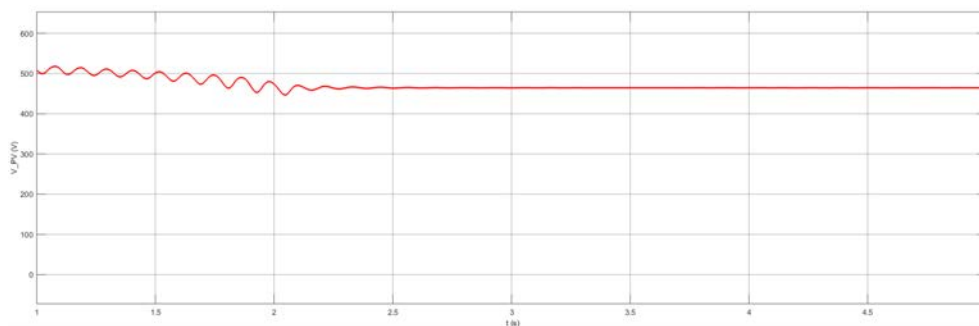


FIGURE V.22 – Tension de PV en (Irradiance :800,Température :60)

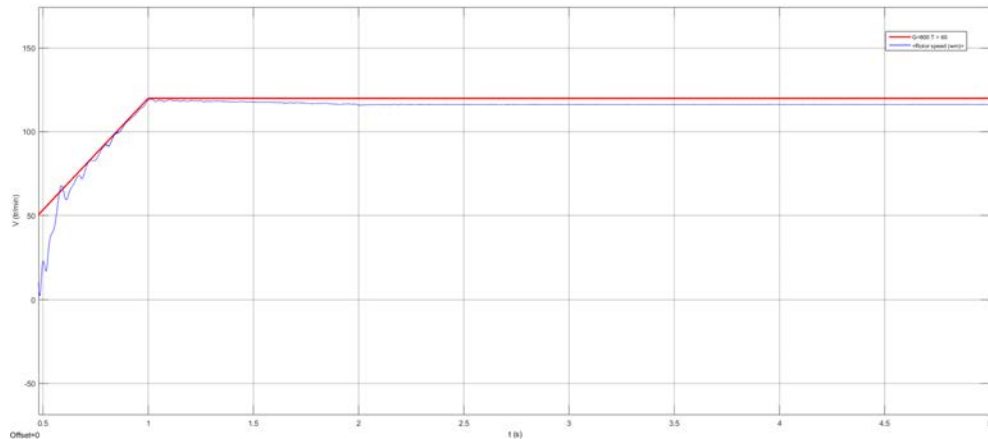


FIGURE V.23 – Vitesse du MAS en (Irradiance :800,Température :60)

V.3.13 Interprétation des résultats

Nous avons effectué la simulation du système PV pour trois cas :

(Irradiance :800,Température :25) :

- Puissance maximale obtenue : 8400 W (Figure V.17)
- Tension de PV moyenne : 520 V (Figure V.18)

(Irradiance :300,Température :25) :

- Le MAS (Moteur Asynchrone) ne fonctionne pas.
- Tension de PV moyenne : 100 V (Figure V.20)
- Puissance produite insuffisante : environ 900 W (Figure V.19), ce qui ne permet pas d'alimenter le moteur.

(Irradiance :800,Température :60) :

- Le MAS fonctionne.
- Tension de bus continue moyenne : 450 V
- Puissance produite : environ 7000 W/m²
- Réponse de vitesse du MAS : illustrée à la Figure V.23.

V.4 Conclusion

La simulation réalisée sur MATLAB a permis de modéliser et d'analyser le comportement d'un système de pompage PV complet. Les résultats obtenus fournissent une estimation des performances attendues du système et permettent d'identifier les points d'optimisation potentiels. Il est important de souligner que la modélisation d'un système complexe tel qu'un système de pompage PV comporte des incertitudes et des simplifications. Des données expérimentales et une analyse plus approfondie seraient nécessaires pour affiner les résultats de la simulation.

Conclusion générale

Le mémoire a abordé le dimensionnement et l'installation d'une chaîne de pompage PV pour la ferme pilote Med Belaidouni et l'irrigation. Il a exploré les principes fondamentaux du pompage PV, les différentes composantes d'un système de pompage PV efficace, et les avantages et les défis de cette technologie dans l'irrigation agricole.

L'étude de cas de la ferme pilote Med Belaidouni a permis de démontrer la faisabilité et les avantages de l'utilisation d'un système de pompage PV pour répondre aux besoins spécifiques d'irrigation d'une ferme agricole. Le dimensionnement des modules solaires et de la pompe a été effectué à l'aide d'une approche méthodique combinant des calculs analytiques et l'utilisation du logiciel PVSYST. Dans un premier temps, nous avons effectué le dimensionnement du système par le biais de calculs analytiques basés sur les principes fondamentaux du pompage PV et les caractéristiques spécifiques de la ferme pilote Med Belaidouni. Cette approche nous a permis d'obtenir une estimation initiale des besoins en énergie et en puissance du système.

Par la suite, nous avons utilisé le logiciel PVSYST pour affiner le dimensionnement du système et prendre en compte des facteurs plus complexes tels que les conditions climatiques locales, les pertes de puissance et les variations de rendement des modules solaires. PVSYST nous a permis de simuler le comportement du système sur une année entière et d'optimiser la sélection des modules solaires et de la pompe en fonction des besoins spécifiques de la ferme.

Enfin, afin de valider les résultats obtenus par le biais des calculs analytiques et de PVSYST, nous avons réalisé une simulation détaillée du système proposé à l'aide du logiciel MATLAB. Cette simulation nous a permis de modéliser le comportement dynamique du système en tenant compte de paramètres tels que l'ensoleillement, la température, la demande en eau et les caractéristiques de la pompe. Les résultats de la simulation MATLAB ont confirmé la fiabilité du dimensionnement effectué et ont permis d'affiner encore la conception du système.

Parmi les défis rencontrés lors de ce travail, l'un des plus importants a été la difficulté de déterminer le volume précis de la source d'eau. En effet, la disponibilité et la variabilité de la ressource en eau constituent un facteur important pour le dimensionnement adéquat du système de pompage PV.

Pour surmonter ce défi, nous avons recours à l'information d'un employé de la ferme. Selon cet employé, dans le meilleur des cas, le lac remplit un tiers de la

géomembrane. Cette information précieuse nous a permis d'affiner l'estimation du volume d'eau disponible et de fiabiliser le dimensionnement du système de pompage PV.

L'utilisation d'un système de pompage PV présente plusieurs avantages pour l'irrigation agricole, notamment :

- Réduction de la dépendance aux combustibles fossiles et des émissions de gaz à effet de serre.
- Amélioration de l'accès à l'eau dans les zones rurales isolées.
- Réduction des coûts d'exploitation par rapport aux systèmes d'irrigation traditionnels.
- Amélioration de la productivité agricole et de la sécurité alimentaire.

Cependant, il existe également certains défis à relever pour l'adoption généralisée des systèmes de pompage PV, notamment :

- Coût initial élevé des systèmes PV.
- Besoin d'un ensoleillement suffisant.
- Nécessité d'un dimensionnement et d'une installation adéquats.
- Maintenance et entretien réguliers.
- Difficulté à déterminer le volume précis de la source d'eau.

Malgré ces défis, les systèmes de pompage PV offrent une solution prometteuse pour l'irrigation agricole durable et l'accès à l'eau dans les zones rurales. Les progrès technologiques et la baisse des coûts des systèmes PV devraient contribuer à une adoption plus large de cette technologie dans les années à venir.

En conclusion, ce mémoire a apporté une contribution significative à la compréhension et à l'optimisation des systèmes de pompage PV pour l'irrigation agricole. Il a fourni une approche méthodique pour le dimensionnement des systèmes PV, en combinant des calculs analytiques, l'utilisation du logiciel PVSYST et la simulation détaillée avec MATLAB. Les résultats de ce mémoire, obtenus grâce à cette approche, peuvent être utiles aux chercheurs, aux étudiants et aux professionnels du secteur agricole qui s'intéressent à l'utilisation de l'énergie solaire pour l'irrigation agricole et l'accès à l'eau.

Bibliographie

- [1] Mekki ADDOU et Abderrahim BEDDIAF : Dimensionnement d'une installation photovoltaïque autonome pour l'alimentation d'une ferme. *MEMOIRE de MASTER ACADEMIQUE, Université Abou Bekr Belkaïd, Tlemcen*, 2016.
- [2] ALGÉRIE PRESSE SERVICE : Cerefe : La consommation énergétique nationale a augmenté de 59% en dix ans. Consulté le 6 mai 2024.
- [3] Boudehane Sayid Ali ALILI ZAKARIA : Étude et simulation d'un pompage solaire au fil du soleil.
- [4] Corinne ALONSO : *Contribution à l'optimisation, la gestion et le traitement de l'énergie*. Thèse de doctorat, Université Paul Sabatier-Toulouse III, 2003.
- [5] Lotfi BAGHLI : *Modélisation et commande de la machine asynchrone*. Les Éditions du Net, 2015.
- [6] Dmitry BAIMEL, Saad TAPUCHI, Yoash LEVRON et Juri BELIKOV : Improved fractional open circuit voltage mppt methods for pv systems. *Electronics*, 8(3): 321, 2019.
- [7] Mohammed BELHADJ, Tayeb BENOVAZ, Ali CHEKNANE et Sidi Mohammed El Amine BEKKOUCHE : Estimation de la puissance maximale produite par un générateur photovoltaïque. *Journal of Renewable Energies*, 13(2):257–264, 2010.
- [8] Mohamed Rafik BEN TRIA *et al.* : *Étude d'un système de pompage photovoltaïque pour des puits de parcours (cas de la région de Taïbet-Ouargla)*. Thèse de doctorat.
- [9] BILAL BENCHELLOUIA, AYA HAFNAOUI et Lakhdar LOUAZENE : *Étude et dimensionnement des systèmes de pompage Photovoltaïque dans la région de Ouargla*. Thèse de doctorat, Université Kasdi Merbah Ouargla.
- [10] Zakaria BENDJELLOULI : Contribution à la modélisation d'une cellule solaire. *Mémoire de magister. Université de Bechar*, 2009.
- [11] Omar BESSAOUD, J-P PELLISSIER, J-P ROLLAND et Wided KHECHIMI : *Rapport de synthèse sur l'agriculture en Algérie*. Thèse de doctorat, CIHEAM-IAMM, 2019.
- [12] M BOUKHLI et O HACEN : Conception et réalisation d'un générateur pv muni d'un convertisseur mppt pour une meilleure gestion énergétique. *Mémoire de Magister. Université Aboubaker Bel Kaid Tlemcen*, 2011.

- [13] Chaouki BOURI : *Les Politiques de développement agricole : le Cas de l'Algérie : Impact du PNDA\PN DAR sur le développement économique*. Thèse de doctorat, Université Mohamed Ben Ahmed d'Oran 2, 2011.
- [14] C BROUWER, K PRINS, M KAY et M HEIBLOEM : *Méthodes d'irrigation*. FAO, Italy, 1990.
- [15] Jean-Pierre CARON et Jean-Paul HAUTIER : *Modélisation et commande de la machine asynchrone*, volume 10. Technip Paris, 1995.
- [16] Ikram CHEKKAF et Mohammed Amine BOUZIANE : *La commande par mode glissant des hacheurs boost à deux niveaux*. Thèse de doctorat, Directeur : Mr. BOUKLI HACENE Fouad/Co-Directeur : Mr. Tahour Ahmed., 2019.
- [17] Institut de l'énergie des pays ayant en commun l'usage du FRANÇAIS, Jimmy ROYER et Eric J SCHILLER : *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.
- [18] Ounnas DJAMEL, Guiza DHAOUADI, Soufi YUCEF et Maamri MAHMOUD : Hardware implementation of digital pid controller for dc-dc boost converter. In *2019 4th International Conference on Power Electronics and their Applications (ICPEA)*, pages 1–4. IEEE, 2019.
- [19] Younes DRIS : *Etude d'une ferme hybride éolienne-système photovoltaïque utilisant de nouvelles topologies*. Thèse de doctorat, Université de Tlemcen-Abou Bekr Belkaid.
- [20] B FLÈCHE et D DELAGNES : *Energie solaire photovoltaïque*. STI ELT, juin, 2007.
- [21] Sadam GHRIEB : *Etude et dimensionnement d'un système pv/diesel non autonome pour le pompage de leau*. 2016.
- [22] Yagyadatta GOSWAMI, KPS RANA et Vineet KUMAR : Performance analysis of an improved variable step-size ic mppt technique for spv system. In *2021 International Conference on Computing, Communication, and Intelligent Systems (ICCCIS)*, pages 822–827. IEEE, 2021.
- [23] Ammar HACHEMI : *Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système hybride dédié au pompage*. Thèse de doctorat, Université Mohamed Khider-Biskra, 2017.
- [24] Djafar HADIOUCHE : *Contribution à l'étude de la machine asynchrone double étoile : modélisation, alimentation et structure*. Thèse de doctorat, Université Henri Poincaré-Nancy 1, 2001.
- [25] Abderrazak HAMDI : *Conception et dimensionnement d'un système photovoltaïque pour habitation et pompage*. 2018.
- [26] Abdeslam HAOUAM et Narimene DEBILI : *Etude et optimisation en environnement matlab/simulink d'un système de pompage photovoltaïque*. 2015.
- [27] Abdelkader HARROUZ, Asma TEMMAM et Meriem ABBES : Renewable energy in algeria and energy management systems. *International Journal of Smart Grids, ijSmartGrid*, 2(1):34–39, 2018.

- [28] Asmaa HASHI et Djamila HEDHOUD : *Implémentation en temps réel dun modèle flou Takagisugeno du convertisseur DC-DC*. Thèse de doctorat, 2022.
- [29] Khelifa HORRI et Azeddine DAHANE : Politique alimentaire en algérie : Entre priorités économiques et contraintes sociales.
- [30] Mark Z JACOBSON et Mark A DELUCCHI : Providing all global energy with wind, water, and solar power, part i : Technologies, energy resources, quantities and areas of infrastructure, and materials. *Energy policy*, 39(3):1154–1169, 2011.
- [31] Rafika KHEZZAR : *Optimisation de chaîne de conversion dénergie photovoltaïque en énergie électrique*. Thèse de doctorat, UB1, 2017.
- [32] Ibrahim KLIKHA, Yasser AOUAR et Mounir Encadreur HADEF : *Commande prédictive dune chaîne de pompage photovoltaïque*. Thèse de doctorat, Université de Jijel, 2023.
- [33] Azizou Abderrahmane LAHLOUH MOHAMED RIDHA : Etude et réalisation dun système dirrigation automatique. 2018.
- [34] Mohamed Lakhdar LOUAZENE : *Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque sur le site de Ouargla*. Thèse de doctorat, Université de Batna 2, 2008.
- [35] Henrik LUND : *Renewable energy systems : a smart energy systems approach to the choice and modeling of 100% renewable solutions*. Academic Press, 2014.
- [36] Harrag MASBAH et Boulfred YOUSSEF : La sécurité alimentaire en algérie une étude analytique sur les céréales. *Finance & Business Economies Review*, (10), 2019.
- [37] MINISTÈRE FRANÇAIS DE L'AGRICULTURE, DE L'AGROALIMENTAIRE ET DE LA FORÊT : Fiche pays : Algérie. URL : https://agriculture.gouv.fr/sites/default/files/documents/pdf/fichepays2014-ALGERIE_cle4eccb1.pdf. Consulté le 6 mai 2024.
- [38] F. MOHAMED-ISMAIL et J. ROSELÉ : *Détermination des paramètres électriques des moteurs asynchrones triphasés*. Mémoire présenté pour l'obtention du diplôme de Polytech'Clermont-Ferranc, 2009.
- [39] PNDA : Programme national de développement de l'agriculture (pnda).
- [40] Jimmy ROYER et Thomas DJIAKO : Eric schiller, bocar sada sy,le pompage photovoltaïque. *Manuel de cours à lintention des ingénieurs et des techniciens, IEPP/Université dOttawa/EIER/CREPA*, 1998.
- [41] ABDI Mohammed SABER et Omar Daoud BOUMAKEL : *Etude et réalisation dun système dirrigation automatisé avec monitoring*. Thèse de doctorat.
- [42] Ikram SAYAH : Etude dune installation de pompage solaire photovoltaïque destinée à l'irrigation.
- [43] B SEDIK et B DJABER : Développement des modèles mathématiques d'un générateur photovoltaïque défectueux. *Mémoire de Master*, page 86, 2015.
- [44] D SHMILOVITZ : On the control of photovoltaic maximum power point tracker via output parameters. *IEE Proceedings-Electric Power Applications*, 152(2): 239–248, 2005.

-
- [45] Amine Boudghene STAMBOULI : An overview of different energy sources in algeria. *Jordan Eng*, pages 1–15, 2009.
- [46] WEATHER ATLAS : Climate of tlemcen, algeria - weather atlas, N/A. Consulté le 4 mai 2024.
- [47] Abdelatif ZERGA : *Optimisation du rendement d'une cellule solaire à base mono cristallin de type M+ P*. Thèse de doctorat, Université de Tlemcen-Abou Bekr Belkaid.

Annexe A : Module PV



SF400M (BF)

FULL CELL LINE

 MODULE "MADE IN ITALY"

Les modules photovoltaïques monocristallins Peimar sont fabriqués grâce à une combinaison de processus de production innovants et de techniques d'ingénierie avancées, garantissant aux clients un rendement maximal et des performances élevées.

Cela permet d'utiliser moins de panneaux pour générer plus d'énergie, ce qui est idéal si l'espace est limité ou si les conditions environnementales sont difficiles.

Cellules



66 CELLS
MONO gBB M6 | PERC

166 x 166 mm / 6.54 x 6.54"

Cadre



SOLIDE ET COMPACT | 40 mm

PEUT-ÊTRE ATTACHÉ SUR LE CÔTÉ COURT ⁽⁶⁾

30 ANS GARANTIE PUISSANCE LINÉAIRE

30 ANS GARANTIE DU PRODUIT



TECHNOLOGIE **PERC**



PID FREE



RÉACTION AU FEU: **CLASSE I**



VERRE **ANTI-REFLET**



ASSURANCE QBE

Assurance Responsabilité Civile Produit QBE

Annexe A : Module PV

Caractéristiques électriques (STC) ⁽¹⁾

SF400M (BF)

Classe de puissance (Pmax) ⁽²⁾	400 W
Tolérance de classement	0/+5 W
Tension à Pmax (Vmp)	38.00 V
Courant à Pmax (Imp)	10.53 A
Tension à circuit ouvert (Voc) ⁽²⁾	45.60 V
Courant de court-circuit (Isc) ⁽²⁾	11.16 A
Tension maximum du système	1500 V
Valeur nominale du fusible maximum	20 A
Efficacité rendement	20.09%
Classe de protection contre décharge électrique	Classe II

Caractéristiques Mécaniques

Cellules Solaires	66 (6 x 11) M6 monocristallin PERC
Cellules Dimensions	166 x 166 mm / 6.54 x 6.54"
Avant Couverture	3,2 mm / 0.13" épaisseur, verre trempé
Arrière Couverture	TPT (Tedlar-PET-Tedlar)
Capsule	EVA (Ethylène-acétate de vinyle)
Cadre	Alliage d'aluminium anodisé à double épaisseur
Cadre Finition	Noir
Feuille Arrière	Blanc
Diodes	3 Diodes de Bypass
Boite de Jonction	Certificat IP67
Connecteurs	MC4 ou connecteurs compatibles
Câbles Longueur	1100 mm / 43.31"
Câbles Section	4.0 mm ² / 0.006 in ²
Dimensions	1900 x 1048 x 40 mm / 74.80 x 41.25 x 1.57"
Poids	22 kg / 48.5 lbs
Charge Max. (Test de charge) - SF	5400 Pa - 15 ⁽³⁾

Caractéristiques de Température

NMOT ⁽³⁾	45±2 °C
Coeff. temp. de la puissance maximum	-0.37 %/°C
Coeff. temp. de la tension à circuit ouvert	-0.28 %/°C
Coeff. temp. du courant de court-circuit	0.042 %/°C
Température de fonctionnement	-40 °C - +85°C

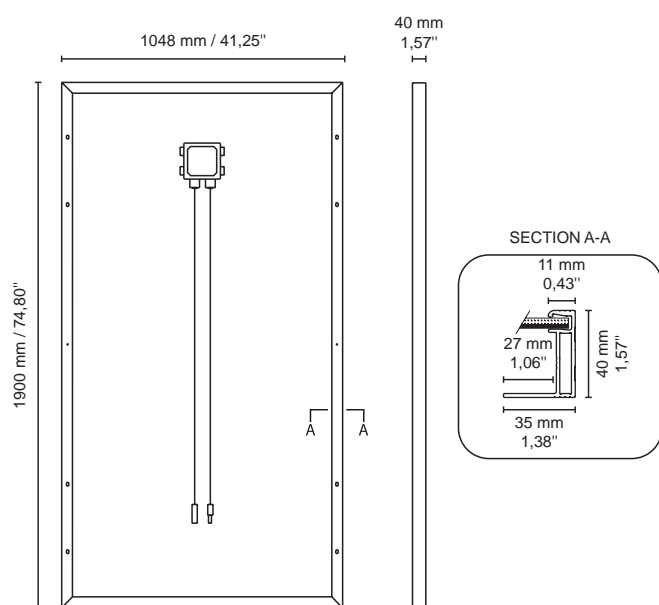
Emballage ⁽⁴⁾

Dimension boîte	1950 x 1200 x 1210 mm / 76.77 x 47.24 x 47.64"
Panneaux par palette	27
Poids	610 Kg / 1344 lbs

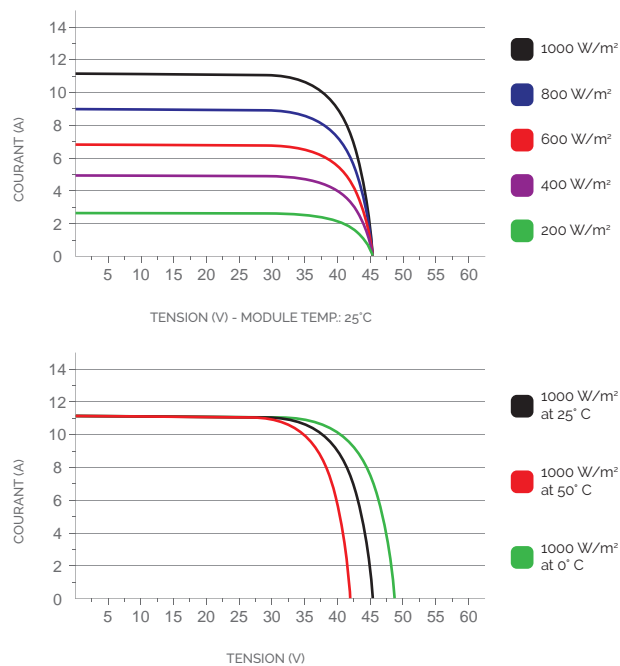
Certifications

Résistance au feu	Classe de réaction au feu: 1 (UNI 9177)
PID free	IEC TS 62804-1:2015
Brouillard salin	IEC 61701:2011
Ammoniaque	IEC 62716:2013
Certificat de produit	IEC 61215-1, IEC 61215-1-1, IEC 61215-2, IEC 61730-1, IEC 61730-2

Dimensions



Caractéristiques Courant/Tension



1. STC: (Standard Test Condition): Rayonnement 1000W/m², Temp. Module 25°C, Masse de d'air 1.5

2. Pmax, Voc, Isc tolérance des mesures: +3%

3. NMOT: (Nominal Module Operating Temperature): Rayonnement 800W/m², Air 20°C, Vitesse du vent 1m/s

4. Les palettes peuvent être empilées jusqu'à deux

5. Consulter le manuel d'installation pour la configuration du montage

HSPH7500H 7.5KW

Modèle : HSPH7500H **Puissance :** 10HP 7.5KW

Origine du produit : Foshan, Chine **Marque :** HOBBER

L'onduleur de pompe solaire convertit l'énergie solaire (alimentation CC) en courant alternatif pour entraîner la pompe à eau CA directement sans panneau solaire

Détail du produit :



Fonctionnalités :

Intelligent :

Fonctionnement entièrement automatique, pas besoin de programmation, convivial

Conception modulaire, facilité d'installation, d'utilisation et d'entretien

Télécommande GPRS ou SPMCS en option

Efficace :

Correspondance 1 :1 avec les pompes à courant alternatif avec une forte capacité de surcharge 30 % de débit d'eau en plus grâce à l'algorithme de contrôle avancé de l'onduleur

L'efficacité maximale du suivi du point de puissance (MPPT) atteint 99 % grâce à l'algorithme MPPT avancé

Bon retour sur investissement (ROI) par rapport au pompage diesel

Fiable :

Fonction hybride - prend en charge l'énergie solaire, l'alimentation du réseau / l'entrée du générateur.

Les sources d'alimentation multiples fonctionnent en complément pour que le système fonctionne 24 heures sur 24

Conception IP65, fonctionnement continu à pleine charge entre -10°C et +60°C

Compatible avec tous les types de pompes à courant alternatif

Protections complètes :

Démarrage progressif

Entrée CC Anti-retour

Phase d'entrée/sortie CA perdue (3 phases)

Court-circuit de sortie CA

Déséquilibre de la sortie CA (3 phases)

Protection contre la marche à sec de la pompe Par capteur/logiciel

Débordement d'eau du réservoir

Solaire Faible puissance

Surcharge

Surintensité de la sortie CA

Annexe C : Rapport PVGIS

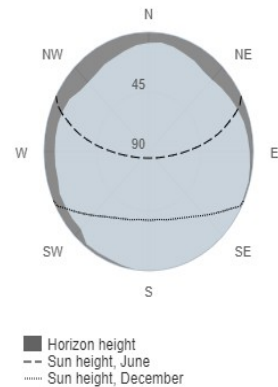
Base de données d'irradiation géo-temporelle PVGIS-5

Apports fournis

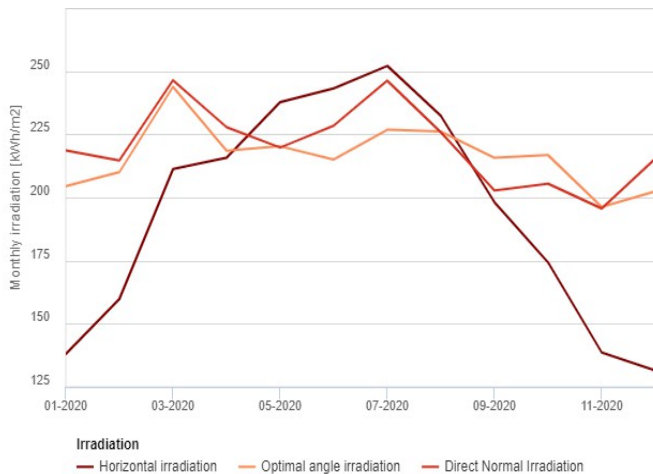
Latitude/Longitude : 28.000,3.000
 Horizon : Calculé
 Base de données utilisée PVGIS-SARAH2
 Année de démarrage : 2020
 Année de fin : 2020
 Variables incluses dans ce rapport :

Rayonnement horizontal global : Oui
 Irradiation normale directe: Oui
 Irradiation globale à l'angle optimal: Oui
 Rapport diffusion/global : Oui
 Température moyenne : Oui

Tracé de l'horizon à l'endroit choisi :



Estimations mensuelles de l'irradiation solaire



Rayonnement horizontal global		Irradiation normale directe		Rayonnement global angle optimal	
Mois	2020	Mois	2020	Mois	2020
Janvier	138.09	Janvier	218.63	Janvier	204.51
Février	159.82	Février	214.66	Février	210.05
Mars	211.2	Mars	246.39	Mars	243.78
Avril	215.71	Avril	227.82	Avril	218.53
Mai	237.72	Mai	219.78	Mai	220.27
Juin	243.16	Juin	228.41	Juin	215.02
Juillet	252.07	Juillet	246.26	Juillet	226.83
Août	232.24	Août	225.74	Août	226.09
Septembre	198.09	Septembre	202.8	Septembre	215.68
Octobre	174.31	Octobre	205.44	Octobre	216.76
Novembre	138.65	Novembre	195.63	Novembre	196.29
Décembre	131.51	Décembre	215.4	Décembre	202.46

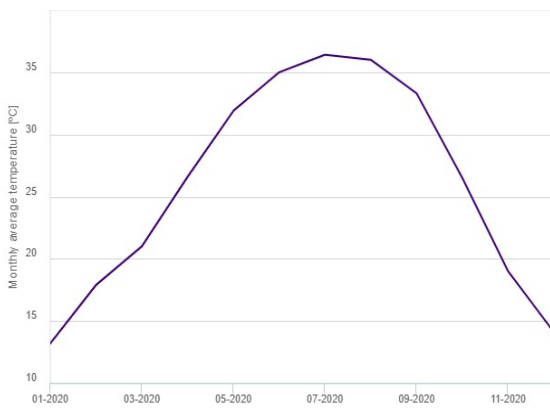
Moyenne mensuelle du rapport entre les émissions diffuses et les émissions globales



Rapport diffusion/global

Mois	2020
Janvier	0.24
Février	0.24
Mars	0.23
Avril	0.26
Mai	0.3
Juin	0.29
Juillet	0.27
Août	0.29
Septembre	0.3
Octobre	0.3
Novembre	0.29
Décembre	0.28

Température moyenne mensuelle



Température moyenne mensuelle

Mois	2020
Janvier	13.2
Février	17.9
Mars	21
Avril	26.6
Mai	31.9
Juin	35
Juillet	36.4
Août	36
Septembre	33.3
Octobre	26.5
Novembre	19
Décembre	14.1

**PVsyst V7.3.1**VCO, Simulé le :
05/08/24 14:43
avec v7.3.1**Annexe D : Rapport PVSYS****Projet: WAIL_MEHDI_PROJET**

Variante: Nouvelle variante de simulation

Résumé du projet

Site géographique		Situation		Paramètres du projet	
Aïn Youcef		Latitude	35.11 °N	Albédo	0.20
Algeria		Longitude	-1.32 °W		
		Altitude	164 m		
		Fus. horaire	UTC+1		
Données météo					
Aïn Youcef					
Meteonorm 8.1 (1996-2010), Sat=100 % - Synthétique					

Résumé du système

Système de pompage PV		Lac ou rivière vers réservoir	
Orientation plan capteurs		Besoins d'eau	
Plan fixe		Constant sur l'année	333.00 m³/jour
Inclinaison/Azimut	36 / 0 °		
Information système			
Champ PV			
Nb. de modules		24 unités	
Pnom total		9.60 kWc	

Résumé des résultats

Eau		Énergie		Efficacités	
Eau pompée	166291 m³	Energie à la pompe	9798 kWh	Efficacité système	56.3 %
Spécifique	13400 m³/kWc/bar	Spécifique	0.06 kWh/m³	Efficacité de la pompe	62.4 %
Besoins d'eau	121545 m³	Inutilisé (réservoir plein)			
Eau manquante	-36.8 %	Energie PV inutilisée	6547 kWh		
		Fraction inutilisée	37.6 %		

Table des matières

Résumé du projet et des résultats	2
Paramètres généraux, Caractéristiques du champ de capteurs, Pertes système	3
Résultats principaux	5
Diagramme des pertes	6
Graphiques prédéfinis	7



PVsyst V7.3.1

VC0, Simulé le :
05/08/24 14:43
avec v7.3.1

Paramètres généraux

Système de pompage PV		Lac ou rivière vers réservoir		Réservoir	
Besoins du système		Lac ou rivière vers réservoir		Volume 90000.0 m ³	
Pression de base	12 mCE	Niveau du lac	-12.0 m	Diamètre	338.5 m
Besoins d'eau		Niveau pompe -9.5 m		Alimentation par le haut	
Constant sur l'année	333.00 m ³ /jour			Altitude d'injection	0.1 m
Circuit hydraulique		Orientation plan capteurs		Hauteur (niveau plein) 1.0 m	
Longueur de tuyaux	30 m	Plan fixe			
Tuyaux	DN100	Inclinaison/Azimut	36 / 0 °		
Dint	105 mm				

Champ PV et pompe

Module PV		Pompe	
Fabricant	Peimar	Fabricant	Barnes
Modèle	SF400M (BF)	Modèle	15CCE-3
(Base de données PVsyst originale)		Technologie pompe	Centrifuge multi-étages
Puissance unitaire	400 Wc	Pompe de surface	
Nombre de modules PV	24 unités	Moteur	Moteur AC triphasé
Nominale (STC)	9.60 kWc	Convertisseur associé ou intégré	
Modules	2 Chaînes x 12 En série	Type	MPPT
Aux cond. de fonct. (50°C)		Plage de tension	400 - 500 V
Pmpp	8.71 kWc	Cond. de fonctionnement	
U mpp	411 V		
I mpp	21 A		
Puissance PV totale			
Nominale (STC)	10 kWc		
Total	24 modules		

	Pression min.	Pression nom.	Pression max.	
	11.0	25.0	34.0	m
Débit corresp.	67.82	40.67	18.97	m ³
Puissance req.	3080	4890	5150	W

Appareil de contrôle	
Modèle	Appareil générique (optimisé selon ce système)
Configuration du système	Onduleur MPPT-AC

Contrôleur système de pompage	
Contrôle de fonctionnement du système	
Régulateur générique, param. ajustés selon le système	
Convertisseur de puissance	
Type	Onduleur MPPT-AC
Cond. de fonctionnement	
Puissance nominale	7450 W
Puissance seuil	75 W
Efficacité maxi	97.0 %
Efficacité EURO	95.0 %
Tension MPP minimale	400 V
Tension MPP maximale	500 V
Tension champ max.	900 V
Courant d'entrée maximum	10.8 A



PVsyst V7.3.1

VCO, Simulé le :
05/08/24 14:43
avec v7.3.1

Pertes système

Fact. de pertes thermiques

Température modules selon l'irradiance
Uc (const) 20.0 W/m²K
Uv (vent) 0.0 W/m²K/m/s

Pertes câblage DC

Rés. globale champ 25 mΩ
Frac. pertes 0.1 % aux STC

Perte de qualité module

Frac. pertes -0.8 %

Pertes de mismatch modules

Frac. pertes 2.0 % au MPP

Perte de "mismatch" strings

Frac. pertes 0.1 %

Facteur de perte IAM

Effet d'incidence (IAM): Fresnel, anti-reflets, n(verre)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



PVsyst V7.3.1

VCO, Simulé le :
05/08/24 14:43
avec v7.3.1

Résultats principaux

Production du système

Eau

Eau pompée	166291 m ³
Spécifique	13400 m ³ /kWc/bar
Besoins d'eau	121545 m ³
Eau manquante	-36.8 %

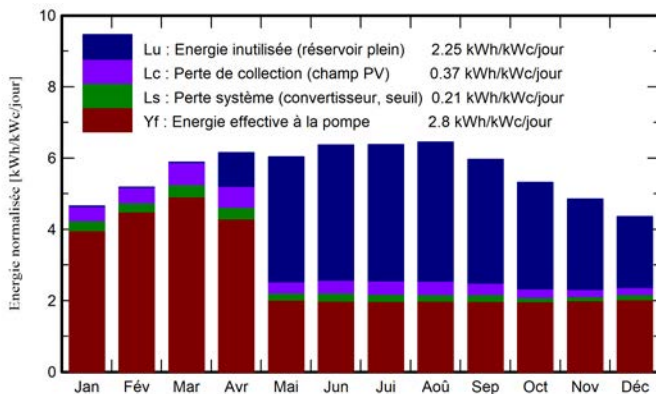
Énergie

Energie à la pompe	9798 kWh
Spécifique	0.06 kWh/m ³
Inutilisé (réservoir plein)	
Energie PV inutilisée	6547 kWh
Fraction inutilisée	37.6 %

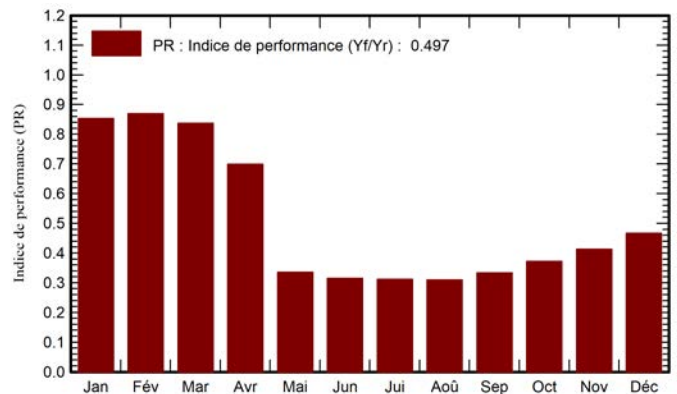
Efficacités

Efficacité système	56.3 %
Efficacité de la pompe	62.4 %

Productions normalisées (par kWp installé)



Indice de performance (PR)



Bilans et résultats principaux

	GlobEff kWh/m ²	EArrMPP kWh	E_PmpOp kWh	ETkFull kWh	H_Pump mCE	WPumped m ³	EArrMPP kWh	EArrMPP kWh	PR ratio
Janvier	142.5	1265	1181	0.0	13.39	19598	1265	1265	0.853
Février	143.0	1276	1209	0.0	13.36	20297	1276	1276	0.869
Mars	178.8	1567	1464	0.0	13.34	24217	1567	1567	0.837
Avril	180.1	1576	1238	233.5	13.38	20765	1576	1576	0.699
Mai	182.2	1574	603	873.4	12.90	10323	1574	1574	0.336
Juin	185.5	1583	576	903.7	12.98	10002	1583	1583	0.314
Juillet	192.4	1617	591	923.2	12.93	10320	1617	1617	0.312
Août	195.2	1631	594	934.4	13.01	10315	1631	1631	0.310
Septembre	175.4	1483	572	813.9	13.11	9990	1483	1483	0.333
Octobre	162.3	1396	588	737.1	13.03	10323	1396	1396	0.372
Novembre	143.6	1264	577	621.2	13.03	9976	1264	1264	0.413
Décembre	133.7	1180	604	506.7	13.18	10166	1180	1180	0.466
Année	2014.7	17412	9798	6547.2	13.18	166291	17412	17412	0.497

Légendes

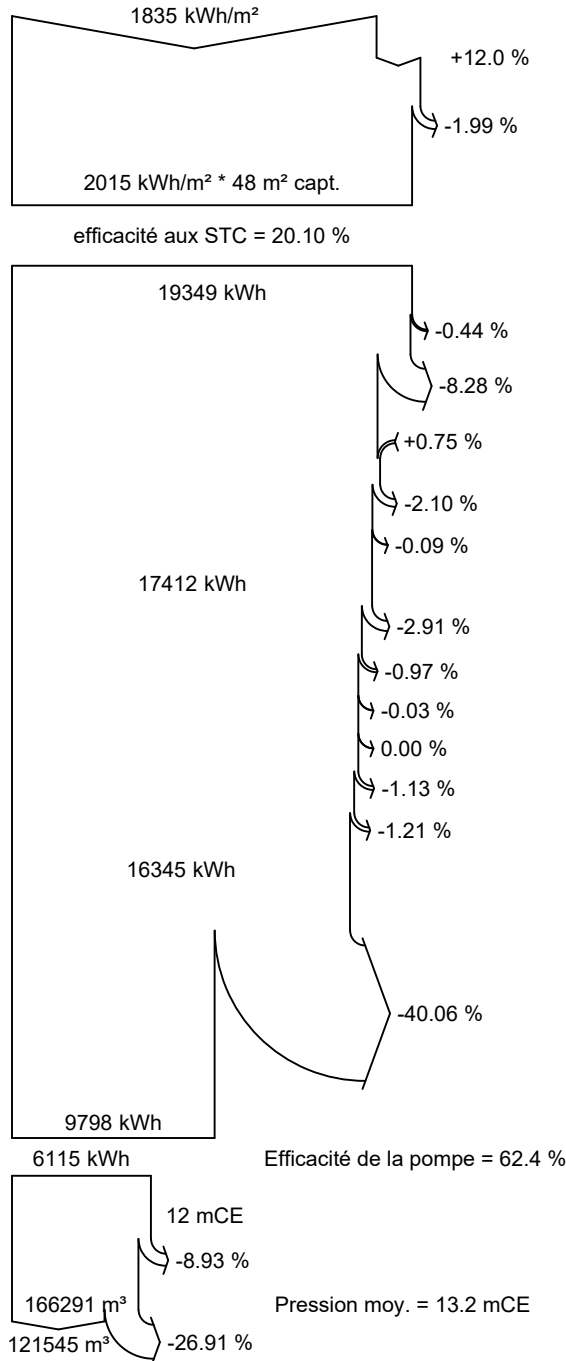
GlobEff Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages
 EArrMPP Energie champ, virtuelle au MPP
 E_PmpOp Energie de fonctionnement pompe
 ETkFull Energie inutilisée (réservoir plein)
 H_Pump Pression totale moyenne à la pompe

WPumped Volume d'eau pompée
 EArrMPP Energie champ, virtuelle au MPP
 EArrMPP Energie champ, virtuelle au MPP
 PR Indice de performance



PVsyst V7.3.1
VCO, Simulé le :
05/08/24 14:43
avec v7.3.1

Diagramme des pertes



- Irradiation globale horizontale**
- Global incident plan capteurs**
- Facteur d'IAM sur global
- Irradiation effective sur capteurs**
- Conversion PV
- Energie champ nominale (selon eff. STC)**
- Perte due au niveau d'irradiance
- Perte due à la température champ
- Perte pour qualité modules
- Pertes mismatch, modules et strings
- Pertes ohmiques de câblage
- Energie champ, virtuelle au MPP**
- Perte Convertisseur en opération (efficacité)
- Perte Convertisseur, surpuissance
- Perte Convertisseur, seuil de puissance
- Perte Convertisseur, surtension
- Perte Convertisseur, seuil de tension
- Energie sous seuil de production pompe
- Pertes électriques (convertisseur, seuils, surch.)**
- Energie inutilisée (réservoir plein)
- Energie électrique utile à la pompe**
- Energie hydraulique à la pompe**
- Pression statique requise (débit nul)
- Pertes de charge friction
- Volume d'eau pompée**
- Besoins d'eau**
- Volume d'eau pompée début/fin intervalle

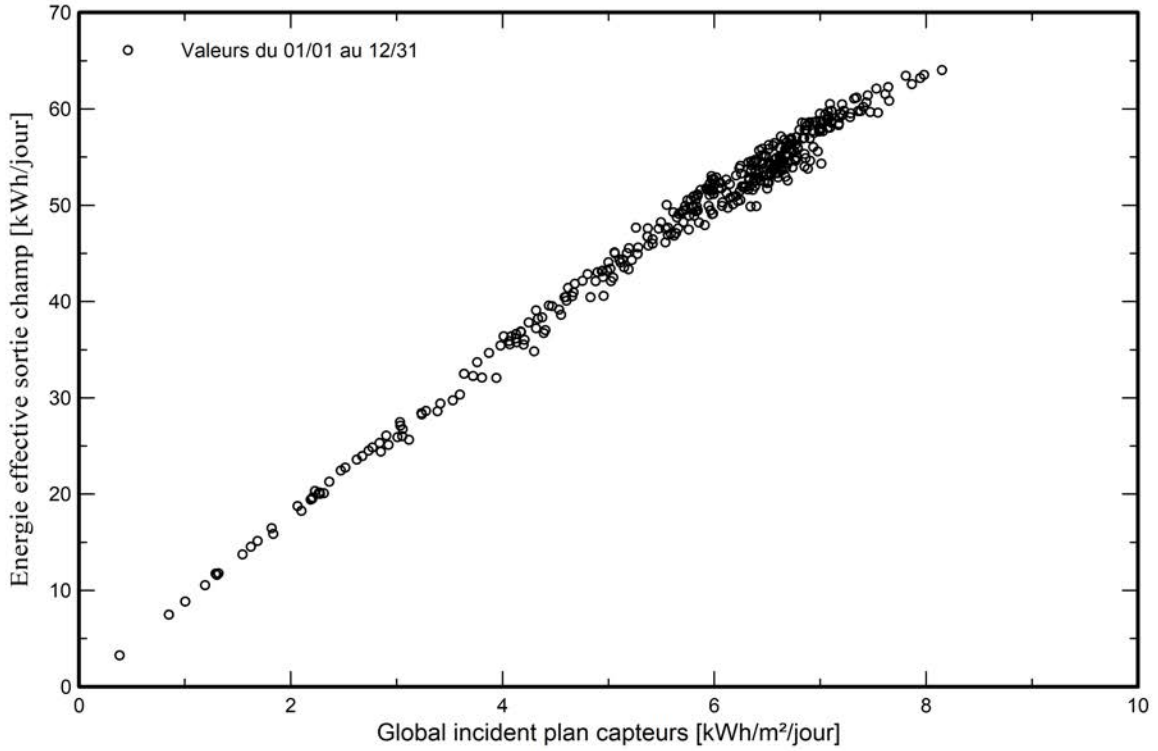


PVsyst V7.3.1

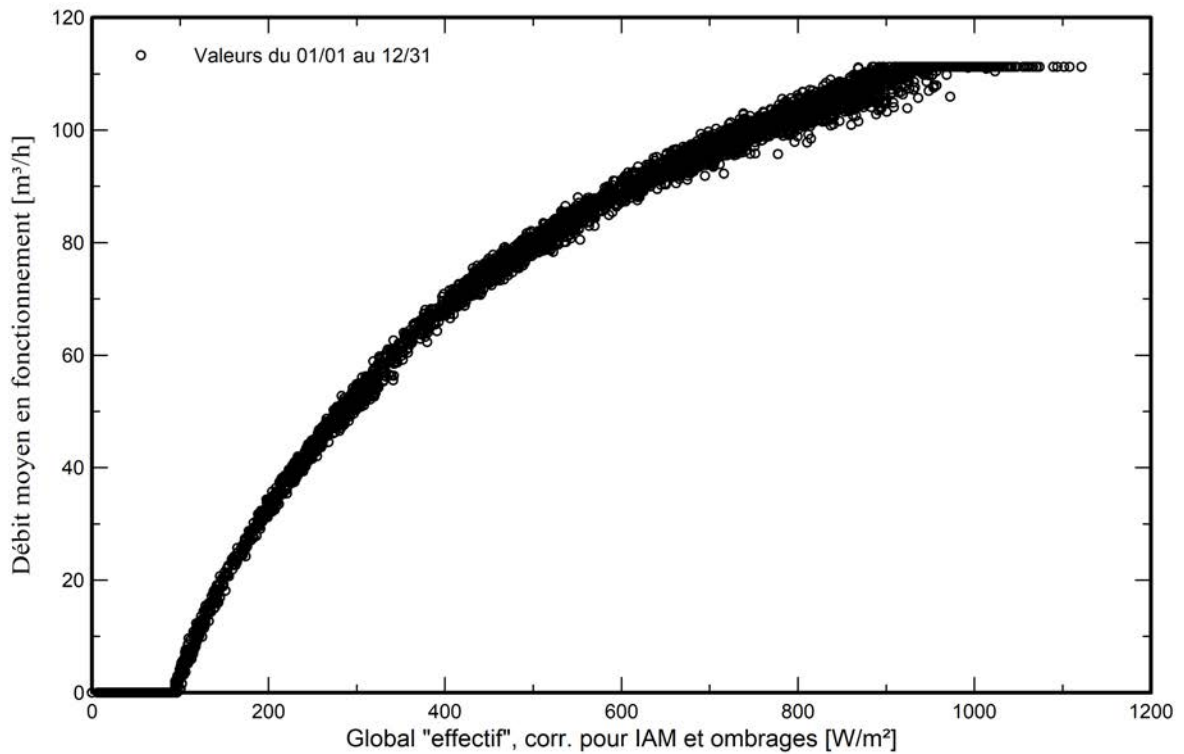
VC0, Simulé le :
05/08/24 14:43
avec v7.3.1

Graphiques prédéfinis

Diagramme d'entrée/sortie journalier



Débit en fonction de l'irradiance



Etude et dimensionnement d'une installation solaire photovoltaïque pour le pompage et l'irrigation destinée à la ferme pilote Belaidouni Mohamed

Résumé

Face à l'augmentation de la demande énergétique et aux impacts environnementaux des combustibles fossiles, le pompage photovoltaïque (PV) s'impose comme une solution prometteuse pour l'irrigation agricole et l'accès à l'eau, notamment dans les zones isolées. Ce mémoire, illustré par le cas de la ferme pilote Med Belaidouni en Algérie, explore les différentes composantes des systèmes de pompage PV, leur fonctionnement, leur dimensionnement et leur simulation pour une utilisation efficace. Il met en lumière les avantages et les défis de cette technologie, soulignant son importance croissante pour un accès durable à l'eau et une agriculture plus respectueuse de l'environnement.

Mots clés

Pompage photovoltaïque, Irrigation agricole, Énergie solaire, Développement durable, Ferme pilote Med Belaidouni, Dimensionnement de systèmes PV, Simulation de systèmes PV, Avantages du pompage PV, Défis du pompage PV, Zones isolées, PVSYST, MATLAB, Algérie .

Study and dimensioning of a solar photovoltaic pumping and irrigation system for the Belaidouni Mohamed pilot farm

Abstract

Facing the increasing demand for energy and the environmental impacts of fossil fuels, exploring alternative energy sources has become imperative. Among the promising solutions, solar energy stands out for its natural abundance and low ecological impact. This memoir focuses specifically on photovoltaic (PV) pumping, a key application of solar energy in agriculture and water supply. Based on the case study of the Med Belaidouni pilot farm in Algeria, this memoir explores the different components of PV pumping systems, their operation, technical characteristics, and integration for efficient use in agricultural irrigation. It highlights the advantages and challenges of this technology, emphasizing its growing importance in providing water access in isolated or underserved areas by traditional electricity grids.

Keywords

Photovoltaic pumping, Agricultural irrigation, Solar energy, Sustainable development, Med Belaidouni pilot farm, PV system sizing, PV system simulation, Advantages of PV pumping, Challenges of PV pumping, Isolated areas, PVSYST, MATLAB, Algeria

دراسة وتقدير أبعاد تركيبات الطاقة الشمسية الكهروضوئية للضخ والري في مزرعة بلعيدوني محمد التجريبية

الملخص

في مواجهة الطلب المتزايد على الطاقة والتأثيرات البيئية للوقود الأحفوري، أصبح استكشاف مصادر الطاقة البديلة أمرًا حتميًا. ومن بين الحلول الواعدة، تبرز الطاقة الشمسية لوفرتها الطبيعية وتأثيرها البيئي المنخفض. تركز هذه المذكرة تحديدًا على الضخ الكهروضوئي، وهو تطبيق رئيسي للطاقة الشمسية في الزراعة وإمدادات المياه. واستنادًا إلى دراسة حالة مزرعة ميد بلعيدوني التجريبية في الجزائر، تستكشف هذه المذكرات المكونات المختلفة لأنظمة الضخ الكهروضوئية وتشغيلها وخصائصها التقنية وتكاملها من أجل الاستخدام الفعال في الري الزراعي. كما يسلط الضوء على مزايا وتحديات هذه التكنولوجيا، مع التأكيد على أهميتها المتزايدة في توفير المياه في المناطق المعزولة أو التي لا تصلها شبكات الكهرباء التقليدية.

الكلمات المفتاحية

الضخ الكهروضوئي، الري الزراعي، الري الزراعي، الطاقة الشمسية، التنمية المستدامة، مزرعة بلعيدوني التجريبية، تحجيم النظام الكهروضوئي، محاكاة النظام الكهروضوئي، مزايا الضخ الكهروضوئي، تحديات الضخ الكهروضوئي، المناطق المعزولة، الجزائر