

Conception d'un système de pompage d'eau solaire
photovoltaïque expérimental pour régions isolées : mécanique,
simulations et perspectives d'implantation

par

Théo DELPECH

MÉMOIRE PRÉSENTÉ À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE
COMME EXIGENCE PARTIELLE À L'OBTENTION DE LA MAÎTRISE
AVEC MÉMOIRE EN GÉNIE ÉNERGIES RENOUVELABLES ET
EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE
M. Sc. A.

MONTRÉAL, LE 07 JUIN 2022

ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE
UNIVERSITÉ DU QUÉBEC



Théo Delpech, 2022



Cette licence Creative Commons signifie qu'il est permis de diffuser, d'imprimer ou de sauvegarder sur un autre support une partie ou la totalité de cette oeuvre à condition de mentionner l'auteur, que ces utilisations soient faites à des fins non commerciales et que le contenu de l'oeuvre n'ait pas été modifié.

PRÉSENTATION DU JURY

CE MÉMOIRE A ÉTÉ ÉVALUÉ

PAR UN JURY COMPOSÉ DE :

M. Daniel Rousse, directeur de mémoire
Département de génie mécanique à l'École de technologie supérieure

M. Simon Joncas, président du jury
Département de génie des systèmes à l'École de technologie supérieure

M. Ricardo Izquierdo, membre du jury
Département de génie électrique à l'École de technologie supérieure

IL A FAIT L'OBJET D'UNE SOUTENANCE DEVANT JURY ET PUBLIC

LE 25 MAI 2022

À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE

REMERCIEMENTS

Je tiens à remercier toutes les personnes qui ont contribué au succès de ce mémoire. Je voudrais dans un premier temps remercier, mon directeur de mémoire M.ROUSSE, professeur et directeur du programme d'efficacité énergétique et d'énergie renouvelable à l'École de technologie supérieure de Montréal, pour sa patience, sa disponibilité et surtout ses judicieux conseils, qui ont contribué à alimenter ma réflexion.

Je remercie également toute l'équipe pédagogique ainsi que les membres du groupe de recherche t3e de l'École de technologie supérieure de Montréal pour avoir assuré un appui conséquent et crucial dans l'avancée de mon travail.

Je souhaite aussi adresser ma gratitude à toute l'équipe pédagogique du département génie mécanique et automatique de l'institut national des sciences appliquées de Rennes pour m'avoir accordé l'opportunité de réaliser ce double diplôme, formateur, au sein de l'École de technologie supérieure.

Je tiens à témoigner toute ma reconnaissance aux personnes suivantes, pour leur aide dans la réalisation de ce mémoire :

Bastien THOMASSET, un pair, qui a réalisé en parallèle de mon mémoire un travail conséquent et essentiel dans un domaine complémentaire de mon sujet d'étude. Il a été aussi source de motivation et d'un grand soutien lors de cette année de recherche.

Messieurs Lionel LEOTOING et André BURGUIERE, pour avoir assuré la liaison entre l'institut national des sciences appliquées de Rennes et l'École de technologie supérieure de Montréal.

Léonie BORSATO, ma compagne, pour m'avoir épaulé, conseillé et soutenu au cours de mon travail.

Sylvie DELPECH, ma mère, pour m'avoir soutenu, relu et corrigé mon mémoire. Ses conseils de rédaction ont été très précieux.

Les autres membres de ma famille ainsi que mes amis, pour leurs soutiens constants et leurs encouragements.

Conception d'un système de pompage d'eau solaire photovoltaïque expérimental pour régions isolées : mécanique, simulations et perspectives d'implantation

Théo DELPECH

RÉSUMÉ

L'eau douce est un des biens les plus précieux sur Terre. Sans elle, rien ne pousse et rien ne vit, le développement est impossible. Malgré cela, aujourd'hui, son accès est très inégal dans le monde mettant en péril la survie et la santé des membres de certaines communautés.

Afin de répondre à ce contexte, la nature du travail de recherche est alors double. La première est de réaliser la conception mécanique d'un banc d'essai qui simule à taille réelle un système de pompage photovoltaïque pour une communauté isolée. Le second objectif est de conceptualiser l'implantation d'un système de pompage solaire modulable, inspiré du banc d'essai, afin d'optimiser les perspectives d'évolution de consommation d'une communautés.

Par conséquent, pour mener à terme ces deux objectifs, plusieurs sujets sont abordés dans le présent document. Une revue de littérature qui présente l'avancée actuelle de la recherche dans le domaine. Une méthodologie complète. Il y a des simulations sur une année des systèmes de pompage solaire, par le biais de deux outils distincts. Finalement, une analyse de l'intégrité du système de pompage photovoltaïque est réalisée. Elle comprend deux études cruciales.

Tous ces travaux permettent de tirer de nombreux résultats et conclusions. Le banc d'essai est réalisable. Le dimensionnement est réalisé avec pour objectif de choisir les meilleurs composants classiques afin de maximiser la quantité d'eau pompée avec seulement un panneau standard pour une source d'eau de surface. L'intégralité de sa plage de fonctionnement est dressée dans un intervalle de hauteur de pompage compris entre 1 m et 11 m. Ainsi, il a la possibilité de pomper, respectivement, entre $54,65 \text{ m}^3/\text{j}$ et $7,44 \text{ m}^3/\text{j}$ soit alimenter, respectivement, entre 218 et 29 personnes consommant 250 L/j d'eau. Ces résultats s'inscrivent dans le respect d'une probabilité de manque d'eau inférieure à 5%. Les quantités pompées permettent ainsi à une communauté d'être autonome pour divers aspects en simultané.

Une étude de vieillissement montre que la probabilité de manque d'eau passe, en 25 ans, de 5% à 19,52%, en flux tendu, et de 5% à 7,9% avec un réservoir de trois jours.

L'intégrité structurelle du banc d'essai, face à une contrainte de vent de 145 km/h ainsi que son poids propre, est validée. La plage des débits à ne pas dépasser selon la hauteur d'aspiration de la pompe est explicitée dans le document afin d'éviter la cavitation.

Le système de pompage modulable a six modes distincts correspondant au nombre de panneaux photovoltaïque dans le système. Les six différentes configurations et les méthodes techniques pour les mettre en place sont détaillées dans l'étude. Il permet alors d'alimenter entre 80 et 502 personnes consommant 250 L/j ou entre 200 et 1255 personnes ayant une consommation de confort de 100 L/j.

L'intégrité structurelle du support des panneaux PV du système modulable est validée avec quelques mise en gardes sur la classe des vis de soutien de l'ensemble.

Mots-clés: Pompage photovoltaïque, Dimensionnement, Intégrité, Logiciels, Implantation

Design of an experimental solar photovoltaic water pumping system for remote areas : Mechanics, simulations and implementation perspectives

Théo DELPECH

ABSTRACT

Freshwater is one of the most precious commodities on Earth. Without it, nothing grows and nothing lives, development is impossible. Despite this, today, access to it is very uneven around the world, jeopardising the survival and health of members of several communities.

In order to respond to this context, the nature of the research work is then twofold. The first is to carry out the mechanical design of a test bed that simulates a full-scale photovoltaic pumping system for an isolated community. The second objective is to conceptualise the implementation of a scalable solar pumping system, inspired by the test bench, in order to optimise the prospects of a community's consumption evolutions over time.

Therefore, to achieve these two objectives, several topics are addressed in this memoir. A literature review that presents the current state of research in the field. A comprehensive methodology. There are one year simulations of solar pumping systems, using two separate tools. Finally, an analysis of the integrity of the photovoltaic pumping system is performed. It includes two crucial studies.

All this work leads to many results and conclusions. The test bench is feasible. The sizing is done with the objective of choosing the best conventional components to maximise the amount of water pumped with only a standard panel for a surface water source. Its entire operating range is set within a pumping height interval of 1m to 11m. Thus, it has the ability to pump, respectively, between $54.65 \text{ m}^3/\text{d}$ and $7.44 \text{ m}^3/\text{d}$ or feed, respectively, between 218 and 29 people consuming 250 L/d of water. These results are in line with a probability of water shortage of less than 5%. The quantities pumped thus allow a community to be self-sufficient in various aspects at the same time.

An ageing study shows that the probability of a water shortage over 25 years increases from 5% to 19.52% with a just-in-time reservoir, and from 5% to 7.9% with a three-day reservoir.

The structural integrity of the test bed, in the face of a 145 km/h wind stress as well as its own weight, is validated. The range of flow rates not to be exceeded according to the pump suction height is explained in the document in order to avoid cavitation.

The scalable pumping system has six distinct modes corresponding to the number of PV panels in the system. The six different configurations and the technical methods for implementing them are detailed in the study. It can then supply between 80 and 502 people consuming $250\text{L}/\text{d}$ or between 200 and 1255 people with a comfort consumption of $100\text{L}/\text{d}$.

The structural integrity of the PV panel support of the scalable system is validated with some caveats on the class of the supporting screws of the assembly.

Keywords: Photovoltaic pumping, Sizing, Integrity, Software, Implementation

TABLE DES MATIÈRES

	Page
INTRODUCTION	1
CHAPITRE 1 REVUE DE LITTÉRATURE	5
1.1 Description du système	5
1.1.1 Panneaux photovoltaïques	6
1.1.2 Ensemble moteur-pompe	6
1.1.2.1 Moteur	7
1.1.2.2 Pompe	8
1.1.3 Électronique de puissance	10
1.1.4 Système de stockage	11
1.1.4.1 Electrochimique	11
1.1.4.2 Réservoir d'eau	12
1.2 Structure du système	13
1.2.1 Chargements sur la structure	14
1.2.1.1 Gravité	14
1.2.1.2 Vent	15
1.2.2 Design et modélisation	18
1.3 Techniques d'estimation de fiabilité et d'optimisation	24
1.3.1 Probabilité de pertes de charge	25
1.3.2 Probabilité de pertes de l'alimentation en énergie	26
1.3.3 Probabilité de manque d'eau	27
1.4 Analyse économiques	27
1.4.1 Coût du cycle de vie	28
1.4.2 Valeur nette actuelle	30
1.5 Logiciels	30
1.5.1 PVsyst	30
1.5.2 Logiciels du groupe t3e	33
1.5.3 Autres logiciels d'intérêt	33
1.6 Synthèse	33
CHAPITRE 2 MÉTHODOLOGIE	37
2.1 Méthodologie théorique	38
2.1.1 Panneau photovoltaïque	38
2.1.2 Ensemble moteur-pompe	38
2.1.2.1 Modèle de Hadj Arab	40
2.1.2.2 Modèle Hamidat	41
2.1.2.3 Fonctionnement parallèle ou série	41
2.1.3 Coupillage	42
2.1.3.1 MPPT	42
2.1.3.2 Direct	43

2.1.4	Réservoir d'eau	44
2.1.4.1	État de charge	44
2.1.4.2	Vidange d'un réservoir	45
2.1.5	Python	49
2.2	Pratique	55
2.2.1	Cahier des charges	55
2.2.1.1	Banc d'essai	55
2.2.1.2	Système modulable	57
2.2.1.3	Prise de décision	59
2.2.2	Intégrité de la structure	61
2.2.2.1	Théorie	62
2.2.2.2	Logiciel de résistance des matériaux - RDM6	63
2.2.2.3	CATIA	63
2.2.3	Cavitation	64
CHAPITRE 3 RÉSULTATS ET INTERPRÉTATIONS		67
3.1	Banc d'essai	67
3.1.1	Choix des composants	67
3.1.1.1	Panneau photovoltaïque	68
3.1.1.2	Ensemble moteur-pompe	71
3.1.1.3	Structure	73
3.1.1.4	Réservoir	74
3.1.1.5	Schéma et liste complète du matériel	76
3.1.2	Cavitation	79
3.1.3	Intégrité	81
3.1.3.1	Analyse statique théorique	81
3.1.3.2	Validation RDM6	84
3.1.4	Simulation	90
3.1.4.1	Résultats PVsyst	90
3.1.4.2	Résultats Python	104
3.1.4.3	Plage de fonctionnement	121
3.1.4.4	Vieillissement	125
3.2	SPEPV modulable	127
3.2.1	Composants communs	127
3.2.1.1	Structure	128
3.2.1.2	Panneau photovoltaïque	128
3.2.1.3	Pompe	128
3.2.2	Intégrité de la structure	129
3.2.3	Résultats des simulations	137
3.2.3.1	Pour un panneau	137
3.2.3.2	Pour deux panneaux	137
3.2.4	Interprétations et Synthèse	142
CHAPITRE 4 DISCUSSION		145

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS	151
5.1 Conclusion	151
5.2 Recommandations	153
5.2.1 Outil Python	153
5.2.2 Banc d'essai	153
5.2.3 Système modulable	154
ANNEXE I FOURNISSEURS DE COMPOSANTS	155
ANNEXE II REVUE DE LITTÉRATURE SUR LES PANNEAUX PV	161
ANNEXE III AUTRES LOGICIELS D'INTÉRÊTS	165
ANNEXE IV MÉTHODOLOGIE THÉORIQUE SUR L'EXPLOITATION ET LE CALCUL DE L'ÉNERGIE SOLAIRE	167
ANNEXE V THÉORIE DES POUTRES	181
ANNEXE VI LISTE DU MATÉRIEL - BANC D'ESSAI	189
ANNEXE VII RÉSULTATS DÉTAILLÉS DES AUTRES CONFIGURATIONS DU SPEPV MODULABLE	193
BIBLIOGRAPHIE	210

LISTE DES TABLEAUX

	Page	
Tableau 1.1	Différents moteurs pour le pompage d'eau	7
Tableau 1.2	Travaux et auteurs étudiés dans l'état de l'art	34
Tableau 1.3	Synthèse de la revue de littérature	35
Tableau 1.4	Légende du tableau de synthèse	36
Tableau 2.1	Cahier des charges : Banc d'essai	56
Tableau 2.2	Cahier des charges : Système modulable	58
Tableau 2.3	Coefficients de la matrice de décision d'une structure solaire	60
Tableau 2.4	Matrice de décision pondérée d'une structure solaire	61
Tableau 3.1	Pondération pour le choix du module photovoltaïque	68
Tableau 3.2	Matrice de décision du panneau PV	69
Tableau 3.3	Pondération pour le choix de la structure	73
Tableau 3.4	Matrice de décision de la structure du banc d'essai	74
Tableau 3.5	Légende du schéma du banc d'essai	77
Tableau 3.6	Variables, du cahier des charges, déterminées et fixées	78
Tableau 3.7	Résumé des variables pour la vérification de la cavitation	79
Tableau 3.8	Débits maximaux selon la tête d'aspiration	80
Tableau 3.9	Principaux résultats - Banc d'essai flux tendu	98
Tableau 3.10	Principaux résultats - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours	103
Tableau 3.11	Plage de fonctionnement - Banc d'essai en flux tendu	121
Tableau 3.12	Plage de fonctionnement - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours	124
Tableau 3.13	Influence du vieillissement sur le banc d'essai en flux tendu	126
Tableau 3.14	Pièces principales du SPEV à 2 panneaux PV	137

Tableau 3.15	Résultats principaux - SPEPV P2	138
Tableau 3.16	Résultats des prévisions pour chaque SPEPV	142
Tableau 3.17	Récapitulatif de la taille de la communauté pouvant être alimentée selon la consommation	143

LISTE DES FIGURES

	Page	
Figure 0.1	Critères d'estimations de la qualité de l'approvisionnement en eau Tiré de OMS & UNICEF (2019)	1
Figure 0.2	Accès à l'eau potable dans le monde Tiré de OMS & UNICEF (2019)	2
Figure 1.1	Schéma descriptif d'un SPEPV	6
Figure 1.2	Montage réalisé pour l'étude avec 3 panneaux Tiré de Yemenici (2020)	17
Figure 1.3	Modélisation du support de huit panneaux Tiré de Aghilesh, Manigandan, Reddy, Raja sekar & Shunmugavelu (2020)	18
Figure 1.4	Modélisation du mécanisme de variation saisonnière de l'angle sur une plage de +/-15 degrés Tiré de Aghilesh <i>et al.</i> (2020)	19
Figure 1.5	Modélisation du mécanisme de variation journalière de l'angle sur une plage de +/-45 degrés Tiré de Aghilesh <i>et al.</i> (2020)	19
Figure 1.6	Maillage spécial CBUSH et RBE2 pour les boulons Tiré de Aghilesh <i>et al.</i> (2020)	21
Figure 1.7	Structure portable et amovible Tiré de Ali, Attayyab Khan, Ahmed Khan, Yamin & Adeel (2019)	22
Figure 1.8	Structure surélevée avec un angle de 22° Tiré de Makhija & Bohra (2020)	23
Figure 1.9	Rapport PVsyst : diagramme des pertes Tiré de Yahyaoui, Atieh, Tadeo & Tina (2017)	32
Figure 2.1	Exemple de superposition de courbes I-V Tiré de Lunel (2020)	43
Figure 2.2	Schéma de la vidange du réservoir	46
Figure 2.3	Légende du fonctionnement de l'algorigramme	50
Figure 2.4	Algorigramme de la méthodologie théorique structurée dans Python	51
Figure 2.5	Algorigramme du processus de modélisation - Partie 1	53
Figure 2.6	Algorigramme du processus de modélisation - Partie 2	54

Figure 2.7	Fabricants de panneaux PV par pays	59
Figure 2.8	Montage poteau lesté, avec angle saisonnier ajustable - Constructeur : Preformed	62
Figure 3.1	Courbe I-V du module CS1H-335MS	69
Figure 3.2	Graphique I-V et P-V du module CS1H-335MS de l'algorithme	70
Figure 3.3	Graphique I-V du module CS1H-335MS sous différentes configurations	70
Figure 3.4	Graphique P-V du module CS1H-335MS sous différentes configurations	71
Figure 3.5	Courbe de la H_m en fonction du débit de l'ensemble moteur-pompe	72
Figure 3.6	Schéma du banc d'essai	77
Figure 3.7	Courbes de NPSH du banc d'essai	79
Figure 3.8	Schéma de l'analyse statique - TPM1G	81
Figure 3.9	Déformée - TPM1G	85
Figure 3.10	Effort normal - TPM1G	86
Figure 3.11	Effort tranchant - TPM1G	87
Figure 3.12	Moment fléchissant - TPM1G	88
Figure 3.13	Contrainte de Von Mises - TPM1G	89
Figure 3.14	Histogramme de l'énergie incidente sur le capteur par mois - Banc d'essai flux tendu	91
Figure 3.15	Temps de fonctionnement du panneau PV par jours - Banc d'essai flux tendu	92
Figure 3.16	Productions d'énergies normalisées (par Kwp installé) : Puissance nominale 335Wc - Banc d'essai	93
Figure 3.17	Diagramme des pertes du système sur une année - Banc d'essai flux tendu	94
Figure 3.18	Quantité d'eau pompée par jours sur une année - Banc d'essai flux tendu	95

Figure 3.19	Indice de performance par mois - Banc d'essai flux tendu	96
Figure 3.20	Débit en fonction de la puissance - Banc d'essai flux tendu	97
Figure 3.21	Débit en fonction de l'irradiance - Banc d'essai flux tendu	97
Figure 3.22	Pompage journalier d'eau selon l'irradiation globale effective d'une journée - Banc d'essai flux tendu	98
Figure 3.23	Évolution de la quantité d'eau pompée par jours sur une année - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours	99
Figure 3.24	Indice de performance du SPEPV par mois - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours	101
Figure 3.25	Évolution du réservoir sur une année - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours	102
Figure 3.26	Productions normalisées (par kWp installé) - Banc d'essai avec réservoir de 2 jours	104
Figure 3.27	Fenêtre du choix de la branche de l'algorithme	105
Figure 3.28	Fenêtre du choix du calcul du potentiel solaire sur une surface inclinée de l'angle β	105
Figure 3.29	Fenêtre de paramétrage des variables du potentiel	106
Figure 3.30	Fenêtre de récupération du fichier météo utilisé - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours	107
Figure 3.31	Potentiel qui impacte la surface inclinée de 50 degrés (potentiel solaire moyen généré par un fichier météo TMY) - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours	107
Figure 3.32	Implémentation des constantes solaires afin de calculer le potentiel solaire moyen généré théoriquement à partir d'un modèle de ciel isotrope - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours	108
Figure 3.33	Potentiel qui impacte la surface inclinée de 50 degrés (potentiel solaire moyen généré théoriquement à partir d'un modèle de ciel isotrope) - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours	109
Figure 3.34	Paramétrage du panneau CS1H-335MS - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours	110

Figure 3.35	Énergie récupérée par le panneau CS1H-335MS (potentiel solaire moyen généré par un fichier météo TMY) - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours	111
Figure 3.36	Énergie récupérée par le panneau CS1H-335MS (potentiel solaire moyen généré théoriquement par un modèle de ciel isotrope) - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours	111
Figure 3.37	Fenêtre de paramétrage du circuit hydraulique - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours	112
Figure 3.38	Fenêtre de choix du couplage - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours	112
Figure 3.39	Fenêtre de sélection de la pompe - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours	113
Figure 3.40	Fenêtre de paramétrage du MPPT - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours	113
Figure 3.41	Fenêtre de paramétrage du réservoir - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours	113
Figure 3.42	Fenêtre de paramétrage de la demande d'eau - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours	114
Figure 3.43	Débit à chaque heure de l'année (potentiel solaire moyen généré théoriquement à partir d'un modèle de ciel isotrope) - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours	114
Figure 3.44	Eau manquante à chaque heure de l'année (potentiel solaire moyen généré théoriquement à partir d'un modèle de ciel isotrope) - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours	115
Figure 3.45	Niveau du réservoir à chaque heure de l'année, obtenu par la méthode théorique - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours	116
Figure 3.46	Débit à chaque heure de l'année (potentiel solaire moyen généré par un fichier météo TMY) - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours	117
Figure 3.47	Eau manquante à chaque heure de l'année (potentiel solaire moyen généré par un fichier météo TMY) - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours	118
Figure 3.48	Niveau du réservoir à chaque heure de l'année (potentiel solaire moyen généré par un fichier météo TMY) - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours	119

Figure 3.49	Eau non pompée à chaque heure de l'année (potentiel solaire moyen généré par un fichier météo TMY) - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours	120
Figure 3.50	Caractéristiques de fonctionnement en fonction de la H_m - Banc d'essai en flux tendu	122
Figure 3.51	Efficacité en fonction de la H_m - Banc d'essai en flux tendu	123
Figure 3.52	Caractéristiques de fonctionnement en fonction de la H_m - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours	124
Figure 3.53	Efficacité en fonction de la H_m - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours ...	125
Figure 3.54	Modélisation de UTPM6 sous CATIA - Vue de face	129
Figure 3.55	Modélisation de UTPM6 sous CATIA - Vue de derrière	130
Figure 3.56	Contrainte de Von Mises sur UTPM6 sous CATIA - Vue de côté	131
Figure 3.57	Contrainte de Von Mises sur UTPM6 sous CATIA - Vue de derrière	132
Figure 3.58	Contrainte de Von Mises maximale sur UTPM6 sous CATIA	133
Figure 3.59	Déformée de UTPM6 sous CATIA - Vue de face	134
Figure 3.60	Déformée de UTPM6 sous CATIA - Vue de côté	134
Figure 3.61	Déplacement de UTPM6 sous CATIA - Vue de face	135
Figure 3.62	Déplacement de UTPM6 sous CATIA - Vue de côté	135
Figure 3.63	Flèche maximale de UTPM6 sous CATIA	136
Figure 3.64	Évolution du pompage journalier sur une année - SPEPV P2	138
Figure 3.65	Évolution journalière du volume d'eau dans le réservoir sur une année - SPEPV P2	139
Figure 3.66	Débit des pompes en fonction de la puissance des modules photovoltaïques - SPEPV P2	140
Figure 3.67	Productions normalisées (par kWp installé) : Puissance nominale 670 Wc - SPEPV P2	141
Figure 4.1	Jour parfait - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours	146

Figure 4.2	Jour non parfait - banc d'essai avec réservoir de 3 jours	146
Figure 4.3	Amplitude des vents au niveau du sol à Montréal	148

LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES

ETS	École de Technologie Supérieure
SPEPV	Système de Pompage d'Eau Photovoltaïque
CCV	Coût du cycle de vie
AC	Courant alternatif
DC	Courant continu
MPPT	Maximum Power Point Tracker (Suivi du point de puissance maximal)
dod	Depth of discharge (Profondeur de décharge)
LLP	Loss of Load Probability (probabilité de perte de charge)
LPSP	Loss of Power Supply Probability (Probabilité de perte de l'alimentation électrique)
LPS	Loss Power Supply (Perte de l'alimentation électrique)
DPSP	Deficiency of Power Supply Probability (Probabilité de déficience de l'alimentation électrique)
PME	Probabilité de Manque d'Eau
LCC	Life Cycle Cost (Coût du cycle de vie)

LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE

Chargements sur la structure

P_{struct}	Poids de la structure (N)
m	Masse (kg)
g	Constante gravitationnelle de la terre ($9.81N/kg$)
L	Force de portance (N)
D	Force de traînée (N)
ρ	Masse volumique de l'air (kg/m^3)
C_l	Coefficient de portance
C_d	Coefficient de traînée
S	Surface impactée (m^2)
V	Vitesse du vent (m/s)
F_v	Force de pression (N)
C_x	Coefficient de pression du vent
P_v	Pression du vent
V_z	Vitesse effective du vent (m/s)
k_1	Coefficient de risque
k_2	Facteur de hauteur de terrain et de taille de la structure
k_3	Coefficient topographique
E	Module de Young (Pa)
I	Moment quadratique (m^4)
M	Moment fléchissant ($N.m$)
y''	Dérivée seconde de la déformée
w	Charge distribuée sur la structure au niveau d'une poutre (N)

l Longueur de la poutre (m)

F_{comp} Force compressive (N)

Techniques d'optimisation

Q_{lac} Volume d'eau manquant (L)

N_j Nombre de jours opérationnel

D_{av} Consommation moyenne journalière d'eau (L)

E_L Demande en énergie hydraulique (J)

E_{PV} Énergie totale par l'installation photovoltaïque (J)

SOC État de charge du réservoir

η_{conv} Efficacité de conversion du dispositif

n Nombre d'heures sur une année ($8760h$)

RES Quantité d'eau dans le réservoir (L)

INTRODUCTION

L'accès à l'eau potable est une grande préoccupation de notre société actuelle. Cette ressource inégalement répartie est le socle de la stabilité de nos interactions. La demande en eau croît chaque année alors qu'en parallèle, la pluie est moins régulière dans de nombreuses zones arides. Sa disponibilité devient au fil du temps, plus complexe à assurer. Un des enjeux de notre siècle est de la rendre accessible facilement à tous et pure de toute contamination, malgré sa raréfaction. En 2010, l'Assemblée générale des Nations unies a reconnu explicitement le droit humain à l'eau et à l'assainissement. Chacun a droit à une eau suffisante, continue, sûre, acceptable, physiquement accessible et abordable pour son usage personnel et domestique. L'amélioration de l'approvisionnement en eau et de l'assainissement, ainsi qu'une meilleure gestion des ressources en eau, peuvent stimuler la croissance économique des pays et contribuer grandement à la réduction de la pauvreté. Par conséquent, l'organisation mondiale de la santé (OMS) a mis en place l'échelle 0.1 pour identifier les besoins.

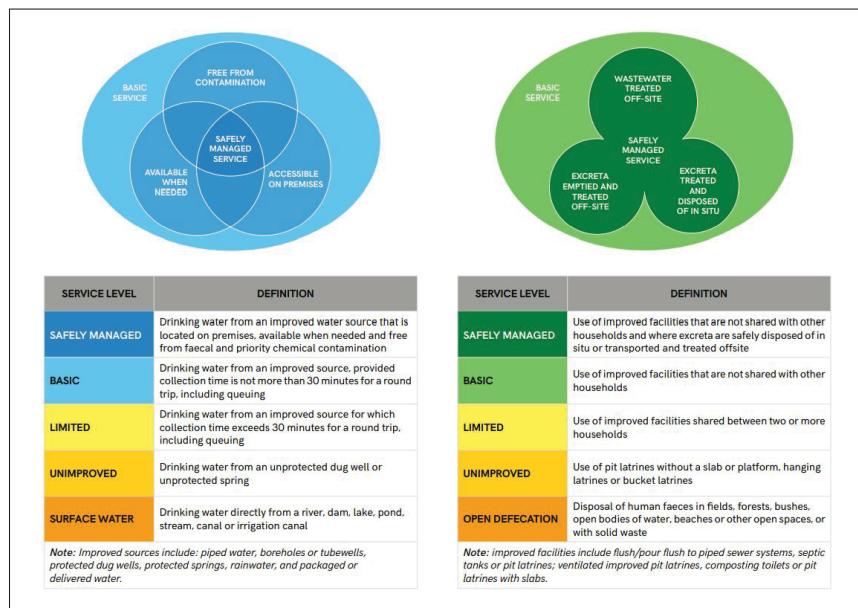


Figure 0.1 Critères d'estimations
de la qualité de l'approvisionnement en eau
Tiré de OMS & UNICEF (2019)

Ainsi, l'agence constate que 785 millions de personnes n'ont pas un accès basique à l'eau potable sur la Terre, avec 144 millions de personnes qui sont dépendantes d'une source d'eau de surface. La carte 0.2, représente cette problématique.

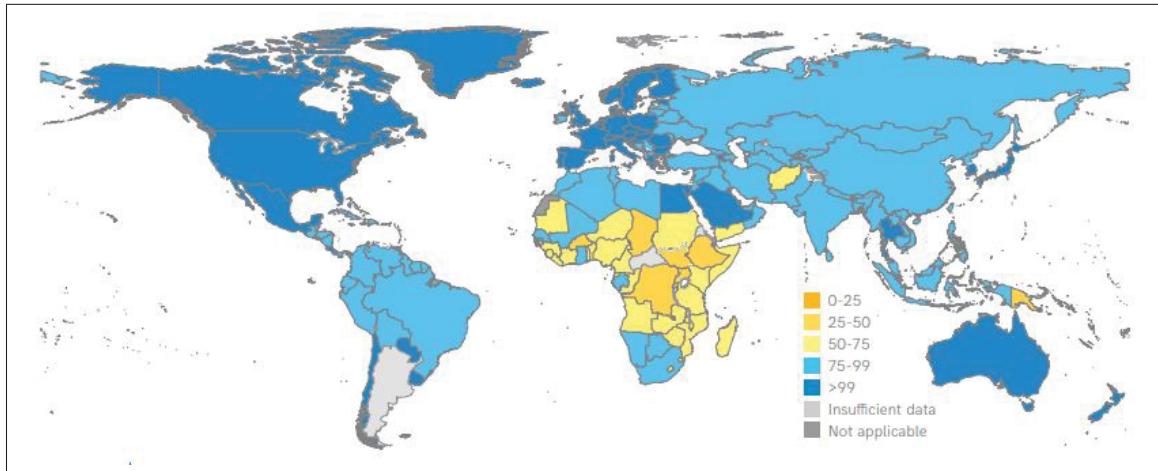


Figure 0.2 Accès à l'eau potable dans le monde
Tiré de OMS & UNICEF (2019)

L'Afrique subsaharienne est la plus touchée par ce phénomène. La plus grande partie de la population impactée par ce problème se trouve en milieu rural, éloignée des grands réseaux de distribution d'électricité. De plus, l'OMS estime qu'en 2025 la moitié de la population terrestre habitera dans une zone sous stress hydrique.

La zone la plus affectée par cette problématique est aussi un endroit avec un potentiel solaire important. L'énergie photovoltaïque n'est pas la solution de facilité, de par son intermittence, mais sa fiabilité, son coût, son impact environnemental et l'autonomie qu'elle apporte aux communautés en fait une solution de premier plan. En effet, par rapport aux anciens alternatifs fossiles, l'énergie photovoltaïque rend les consommateurs indépendants des aléas de l'approvisionnement en carburant pour satisfaire leurs besoins en eau. Cette énergie renouvelable, couplée à une bonne gestion, développe des régions rurales sous stress hydrique constant auparavant. Les conditions de vie sont améliorées en assurant l'irrigation, l'hygiène, et la consommation. Short & Oldach dans leurs études mettent en avant que 25 000 personnes meurent tous les jours

à cause d'une eau contaminée. Dans cette même étude, il est expliqué que l'implantation d'un puits solaire au Nigeria a permis une réduction des maladies de 50%.

En 1978, la Banque Mondiale a visé un objectif d'installation de dix millions de systèmes de pompage solaire en 2000. Or, en 1998, seulement 60 000 étaient installés et une revue en Thaïlande en 2001 a montré que seulement la moitié des installations sont encore fonctionnelles. Ainsi, la mise en place de ce dispositif n'est pas seulement une affaire de calcul et de modélisation théorique. L'installation d'un tel système dans des zones isolées et déconnectées doit être réalisée avec l'appui et le soutien de la communauté qui va le recevoir. En effet, il ne faut pas chercher à planter la meilleure et dernière technologie possible, mais plutôt un système accessible technologiquement aux opérateurs de maintenance locaux. La durabilité de la technologie installée peut être évaluée par plusieurs critères comme :

- Facilité d'utilisation et de maintenance ;
- Robustesse aux aléas de l'environnement et sur le temps ;
- Le prix et la disponibilité des composants localement.

Ainsi, si tous les aspects ci-dessus sont vérifiés le système de pompage solaire a de grandes chances de pouvoir s'inscrire facilement dans une communauté. Cependant, l'acpect social doit être aussi pris en compte pour permettre une implantation optimale. Il est nécessaire de s'assurer que la population soit propriétaire et moteur du projet pour garantir la pérennité du système. De plus, il est crucial d'organiser, en collaboration avec les acteurs locaux, le partage équitable de cette ressource à tous les habitants sans distinction. Une bonne intégration de la ressource favorise la cohésion sociale, diminue la migration à l'extérieur du village, crée du travail et augmente le temps disponible de la population pour d'autres activités. Un meilleur accès à l'eau dans les pays en voie de développement augmente l'égalité des genres, en allégeant le quotidien des femmes et des filles qui s'occupent le plus souvent de l'acheminement de l'eau au village. Dans ce contexte, l'objectif de ce mémoire est double. Le premier est de concevoir un banc d'essai de pompage solaire à taille réelle pouvant s'inscrire par la suite dans une communauté

isolée. Le deuxième est de conceptualiser et de simuler un système de pompage modulable, inspiré du banc d'essai, qui peut suivre, par le biais de quelques ajouts, une communauté sur une période encore plus longue que les systèmes actuels.

Pour atteindre les objectifs, la réflexion est axée à travers plusieurs chapitres. Dans un premier chapitre, une revue de littérature sur les avancées de la recherche sur le domaine est réalisée.

Le second chapitre met en lumière la méthodologie pour dimensionner le système. Cette partie présente toute la théorie utilisée dans le document, l'algorithme mis en place pour simuler le système, ainsi que les logiciels et méthodes de prise de décision.

Ensuite, le troisième chapitre, condense les résultats des études ainsi que les interprétations qui en découlent. Cette même section souligne aussi les limites présentes dans les différents travaux.

Des paragraphes subjectifs mettent en avant les différentes interprétations tirées des résultats.

Le quatrième chapitre, est une discussion qui lie la littérature aux résultats obtenus et présentés afin d'apporter une certaine avancée des connaissances dans le domaine.

Finalement, le dernier chapitre ouvre une parenthèse sur les recommandations avec des axes d'améliorations et des approfondissements. Ce même chapitre synthétise aussi les travaux au travers d'une conclusion.

CHAPITRE 1

REVUE DE LITTÉRATURE

Il est fondamental pour réaliser le travail de recherche d'effectuer au préalable une revue de la littérature existante sur le domaine concerné. Ainsi, ce premier chapitre a pour objectif de composer l'état de l'art sur le pompage d'eau solaire pour des régions isolées. Par conséquent, il est découpé en cinq majeures parties. La première se concentre sur la description des différents composants d'un système solaire photovoltaïque pour le pompage d'eau. La seconde partie porte son attention sur la structure qui supporte les panneaux solaires avec un axe d'étude sur son design, sa modélisation et ses chargements. La troisième se focalise sur les méthodes d'estimation de fiabilité et d'optimisation des systèmes de pompage d'eau photovoltaïque (SPEPV). La quatrième est sur les diverses analyses économiques des SPEPV. Finalement, la dernière et cinquième partie se concentrent sur les logiciels employés dans les études et la recherche autour des SPEPV. Ce travail de revue ne présente pas les formules et les calculs théoriques pour dimensionner un tel système mais les conclusions tirées des nombreux chercheurs sur le domaine. Ce travail théorique est réalisé dans le chapitre 2. Pour démarrer cette analyse littéraire il faut avant tout s'intéresser aux éléments qui composent le système.

1.1 Description du système

Dans cette partie, les différents composants du SPEPV sont détaillés. Ainsi, une attention particulière est portée sur les panneaux photovoltaïques, l'ensemble moteur-pompe, l'électronique de puissance et finalement sur le système de stockage. L'objectif est de faire l'état de l'avancement de la recherche sur ces différentes parties du SPEPV. En effet, il existe plusieurs configurations de systèmes possibles pour pomper de l'eau avec l'énergie solaire. Il est alors important de connaître tous les composants pouvant être employés dans un tel système afin de choisir la configuration la plus optimisée pour transformer l'énergie du soleil en une énergie mécanique dans le but de mouvoir de l'eau d'un endroit à un autre.

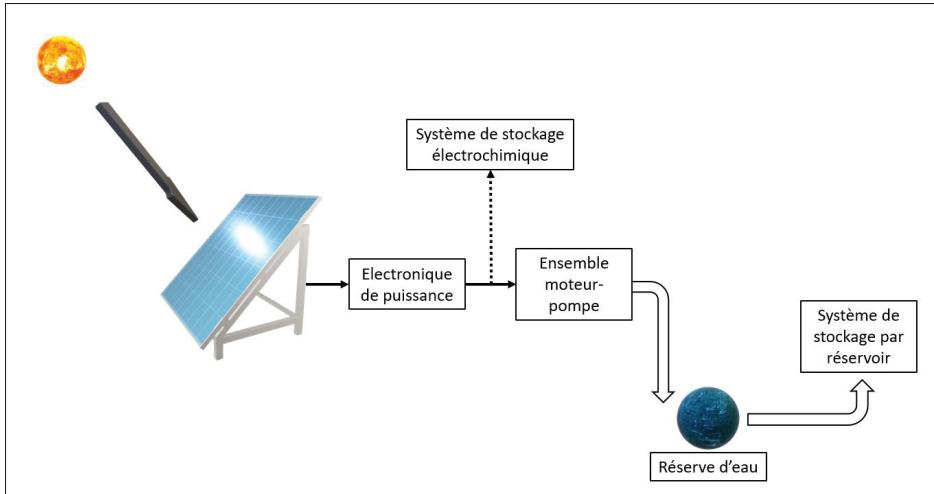


Figure 1.1 Schéma descriptif d'un SPEPV

Ainsi pour commencer il faut se focaliser sur les informations de la littérature existante autour de la conversion de l'énergie solaire pour alimenter le système de pompage d'eau.

1.1.1 Panneaux photovoltaïques

La première composante fondamentale d'un SPEPV est le panneau photovoltaïque qui permet de récolter l'énergie solaire afin d'alimenter en énergie électrique le moteur qui fait fonctionner la pompe. La revue de littérature sur cette partie est présente dans l'Annexe II.

Dans la section suivante, l'ensemble moteur-pompe qui va utiliser l'énergie récoltée par les panneaux, est présenté.

1.1.2 Ensemble moteur-pompe

Un ensemble moteur-pompe, constitué du moteur et de la pompe, reçoit l'énergie électrique des panneaux afin de la convertir en énergie mécanique pour transporter l'eau d'un point A à un point B. En général, ce composant est traité simultanément dans la littérature, mais dans un souci de compréhension, il est divisé en deux parties distinctes, le moteur puis la pompe. Par conséquent, la section suivante présente le moteur.

1.1.2.1 Moteur

Le moteur est responsable de la conversion en énergie mécanique dans l'ensemble moteur-pompe. Cette conversion est réalisée par la mise en rotation d'un arbre grâce à des interactions électromagnétiques entre le rotor et le stator. Il est donc crucial de bien dimensionner cette partie, car un sur-dimensionnement ou un sous-dimensionnement entraîne directement des pertes sur le SPEPV.

Le moteur peut recevoir en entrée, selon son architecture, du courant continu ou du courant alternatif. Il existe plusieurs types de moteurs électriques différents. Ci-dessous les moteurs les plus souvent retrouvés dans la littérature dans le tableau 1.1.

Tableau 1.1 Différents moteurs pour le pompage d'eau

Type de moteur	Courant	Avantage
Moteur à aimant permanent	DC	Compact, sans balai, grande efficacité (75%), peu de maintenance et couple élevé (Verma, Mishra, Chowdhury, Gaur, Mohapatra, Soni & Verma, 2020)
Moteur à enroulement en série	DC	Couple élevé au démarrage (Lunel, 2020)
Moteur à réluctance commutée	DC	Grande efficacité (85%) et faible coût (Verma <i>et al.</i> , 2020)
Moteur asynchrone	AC	Faible coût et longue durée de vie

Le choix du moteur se fait selon le prix, le site, l'efficacité requise du système, la puissance de sortie des panneaux et la durée de vie prescrite (Verma *et al.*, 2020). Les moteurs DC sont très utilisés, car ils n'ont pas besoin d'onduleur ou de contrôleur pour transformer le courant DC venant du panneau. De plus, l'utilisation d'onduleur pour des moteurs AC implique des coûts supplémentaires en énergie et en argent tout en réduisant l'efficacité du système pour certaines applications (Verma *et al.*, 2020). En effet, un moteur DC est en général plus résilient (Renu, Bora, Prasad, Sastry, Kumar & Bangar, 2017).

L'énergie mécanique transformée par le moteur est ensuite transmise à la pompe grâce à un balai ou par la force magnétique.

1.1.2.2 Pompe

Une fois l'énergie convertie dans le moteur, elle est transmise à la pompe qui est un dispositif permettant d'aspirer et de refouler un liquide. Pour un SPEPV, il est possible d'installer une pompe submersible, une pompe de surface ou une pompe flottante. Il existe deux catégories de pompage. La première est le pompage au fil du soleil. Il consiste à utiliser l'énergie solaire directement, en temps réel, pour amener l'eau dans un réservoir d'eau. La seconde est le pompage en décalé. Il consiste à conserver l'énergie photovoltaïque dans des batteries afin de l'utiliser ultérieurement pour acheminer l'eau au moment souhaité. Dans la littérature autour des systèmes de pompage d'eau solaire, il y a deux types de pompes qui sont souvent utilisées :

- **Les pompes centrifuges** : l'aspiration du liquide est réalisée par la force centrifuge créée par la roue puis le boîtier dirige le liquide vers la sortie lorsque la roue tourne. Ainsi, le fluide sort avec une vitesse et une pression supérieures à celles qu'il avait à l'entrée (Meah, Fletcher & Ula, 2008) ;
- **Les pompes volumétriques** : fonctionnant avec une certaine quantité de fluide bloquée puis forcée à se déplacer vers la zone de refoulement. Dans cette catégorie de pompe, il est souvent fait mention de la pompe à piston et de la pompe à vis. Pour la pompe à piston, les mouvements du piston aspirent l'eau dans une chambre grâce à une soupape d'entrée puis l'expulsent vers la sortie à l'aide d'une soupape de sortie. Pour la pompe à vis, l'action d'une vis va emprisonner le liquide dans le côté aspiration du corps de la pompe puis le pousser vers la sortie pour le refouler.

Les travaux ultérieurs se concentrent alors sur ces deux différentes pompes en étudiant leurs efficacités, l'influence de la tête de pompage, et les formules associées.

Le travail de Hamidat & Benyoucef met en relation pour la première fois la puissance en sortie du panneau et le débit de la pompe. Alors, cette approche permet d'utiliser des formules de dimensionnement nouvelles afin de recouper celles existantes.

Ensuite, la sélection d'une pompe dans le cadre d'un travail de dimensionnement se réalise sur trois facteurs importants qui sont la demande d'eau, la hauteur d'eau à pomper et la qualité de l'eau (Meah *et al.*, 2008).

En effet, la hauteur d'eau ou la tête de pompage a un impact non-négligeable sur le SPEPV. Dans leurs travaux, Benghanem, Daffallah, Alamri & Joraid, essayent de déterminer les effets de ce facteur. Pour une installation de 24 panneaux (3Px8S), avec quatre hauteurs différentes de 50 m, 60 m, 70 m puis 80 m ; ils déterminent que la meilleure efficacité du système est pour 80 m avec une pompe volumétrique. Toujours dans la même démarche, ces chercheurs se sont rendu compte que l'efficacité du système augmente lorsque la tête de pompage décroît lors de radiation solaire faible. Ils mettent en évidence aussi que le débit en refoulement dépend de deux facteurs principaux qui sont la tête de pompage et la radiation. Conséquemment, le fait de connaître la tête de pompage permet de déterminer le débit (Benghanem *et al.*, 2014).

Dans un autre article, il est souligné que les pompes volumétriques ont une plus grande efficacité et un volume de pompage plus conséquent que les pompes centrifuges sur un intervalle de hauteur d'eau plus large (Hamidat & Benyoucef, 2008). De plus, dans la même étude, l'énergie perdue par les pompes volumétriques est moins importante que celle des pompes centrifuges. Les pompes centrifuges ont alors une efficacité intéressante sur des têtes de pompages inférieures à 10 m. Elles peuvent alors rivaliser avec les pompes volumétriques sur un intervalle de têtes de pompages allant de 1m à 10m.

Les pompes de surface, quant à elles, sont intéressantes avec un rendement de 40 % à 60 % pour une valeur maximale de hauteur d'eau de 20 m (Renu *et al.*, 2017). Au-delà de 20 m, il faut envisager d'utiliser une pompe submersée pour garder un rendement intéressant. Par conséquent, les pompes centrifuges sont bien adaptées pour du pompage surfacique alors que les volumétriques seront plus efficaces pour du pompage submergé.

Pour augmenter le rendement du SPEPV, il est intéressant d'utiliser de l'électronique de puissance. Avant cela il faut comprendre les enjeux autour de ces composants dans la littérature existante.

1.1.3 Électronique de puissance

Pour améliorer et optimiser le système de base de pompage d'eau solaire photovoltaïque, il est possible d'utiliser de l'électronique de puissance comme les composants qui réalisent le MPPT, un convertisseur DC/DC ou DC/AC.

Tout d'abord, le MPPT est une technique de contrôle pour suivre la puissance maximale de sortie du panneau photovoltaïque au fur et à mesure que l'environnement (température, radiation et autres) de celui-ci change. Souvent, c'est une technique de perturbation/observation (légère perturbation volontaire sur le point puis observation de la réponse pour finalement ajuster le point en fonction) qui est utilisée pour suivre le point de puissance maximum du panneau PV dans son environnement. Son objectif principal est de permettre au système de pouvoir récupérer le plus longtemps possible la puissance maximale du panneau photovoltaïque. Le MPPT, de par ses diverses techniques d'implantation sur un système est facile et pratique à installer (Govindarajan, Parthasarathy & Ganesan, 2014).

Un travail met en avant l'utilisation du MPPT qui a permis d'augmenter le débit de la pompe par rapport à une installation sans contrôle (Nabil, Allam & Rashad, 2013). Il est montré aussi que le MPPT permet d'augmenter l'efficacité de 30 % par rapport à un système couplé directement en DC/DC (Elgendi, Zahawi & Atkinson, 2010).

Cependant, selon un autre article de Benlarbi, Mokrani & Nait-Said, le MPPT n'est pas toujours la meilleure option pour optimiser l'efficacité d'un SPEPV surtout lorsqu'un moteur asynchrone est utilisé. Son travail souligne qu'il est préférable de chercher à augmenter l'efficacité du système dans sa globalité plutôt que seulement la durée d'exploitation de la puissance maximale du panneau PV (Benlarbi *et al.*, 2004). Cela implique des contrôles plus poussés avec de la logique floue.

Ensuite, le convertisseur élévateur DC/DC, le variant de convertisseur DC/DC le plus retrouvé dans la littérature autour des SPEPV, permet d'augmenter la tension de sortie pour réduire le nombre de panneaux en série dans les rangées parallèles (Govindarajan *et al.*, 2014). Celui-ci, en général, s'occupe de deux choses précises : de faire correspondre la charge imposée par la pompe avec le panneau PV et d'effectuer le MPPT.

L'utilisation d'un moteur AC implique de transformer le type de courant. En effet, les panneaux délivrent le courant en continu, ainsi il faut le passer en alternatif. Pour cela, il faut implanter un hacheur et/ou un onduleur. Cette conversion implique généralement la réduction de l'efficacité du système (Govindarajan *et al.*, 2014).

D'autres travaux mettent en avant de nouveaux contrôles. Ainsi, un article détaille un schéma de contrôle permettant d'éviter la détérioration du moteur lorsqu'il y a des pics de radiation au-dessus de la valeur moyenne (Govindarajan *et al.*, 2014). Une telle technique permet donc d'augmenter la longévité d'un composant du système, très intéressant pour des systèmes en région isolée où une réparation peut devenir compliquée et longue.

Une fois la chaîne d'énergie étudiée il faut s'intéresser à la réalisation du stockage de celle-ci.

1.1.4 Système de stockage

Le système de stockage n'est pas nécessaire dans un système de pompage photovoltaïque surtout si celui-ci est destiné à des applications moins vitales comme l'irrigation. En effet, pour ce type d'application, fournir de l'eau quand l'énergie est disponible, est suffisant. Cependant, d'autres applications nécessitent une gestion de l'eau plus complexe. Par exemple, si le système de stockage doit répondre aux besoins en eau d'un village, il est primordial de prendre en compte que la consommation ne suivra pas forcément les moments où l'énergie est disponible. Conséquemment, il faut implanter un système de stockage afin de pouvoir suivre le profil de consommation imposé. Pour cela, il y a deux solutions souvent retrouvées dans la littérature. La première est la solution de stockage électrochimique donc par le biais d'une batterie. Celle-ci se charge pendant les surproductions d'énergie et se décharge lorsqu'il n'y a plus suffisamment d'énergie pour répondre à la demande. La deuxième est la solution de stockage par un réservoir d'eau. Il est dimensionné pour répondre aux besoins.

1.1.4.1 Électrochimique

Le stockage électrochimique n'est pas la solution la plus optimale, elle est plus chère, plus complexe à mettre en place et a une moins longue durée de vie (Short & Oldach, 2003).

Un terme important utilisé dans la littérature pour parler du stockage électrochimique est le *dod* ou la profondeur de décharge. Ce terme a une valeur comprise entre 0, la batterie est complètement chargée, et 1, la batterie est totalement déchargée. Pour protéger la batterie, il est important alors de garder cette valeur inférieure à 0.5 (Sallem, Chaabene & Kamoun, 2009). Au-delà de 0.5, la batterie subit des dégâts de décharge profonde.

Malgré son manque de compétitivité avec le réservoir d'eau, le stockage électrochimique reste un très bon moyen pour augmenter la durée de pompage. En effet, il est possible d'augmenter de 97 % le temps d'opération du pompage avec une profondeur de décharge (*dod*) inférieure à 0.5 durant la journée puis proche de 0.32 à la fin de la journée (Sallem *et al.*, 2009). Ainsi, utiliser un système mixte comprenant une batterie électrochimique et un réservoir d'eau peut être intéressant pour combler de grandes demandes en eau. Cela pourrait réduire le dimensionnement des panneaux PV et l'ensemble moteur-pompe. Cependant, il faudrait malgré tout réaliser une étude techno-économique pour s'assurer de l'intérêt de cette démarche.

Dans le travail de Sallem *et al.*, les chercheurs mettent en avant un contrôle logique floue afin de protéger la batterie en gardant un *dod* inférieur à 0.5 tout en optimisant le temps de pompage. Cet algorithme pour le contrôle de la batterie permet d'assurer le temps maximum de pompage possible, de garantir le pompage d'eau même en hiver, et de consommer entièrement l'énergie mise à disposition par les panneaux solaires.

Pour autant, pour garder le système simple la solution du réservoir d'eau est souvent mise en avant comme il est possible de le constater dans la prochaine section.

1.1.4.2 Réservoir d'eau

Le stockage par réservoir d'eau est le système de stockage le plus simple, économique, avec la meilleure durée de vie et n'endure pas des décharges automatiques comme les batteries (Tafech, Milani & Abbas, 2016). Ainsi, dans l'objectif de réaliser un système de pompage solaire simple et durable, cette solution est très appropriée. Le stockage d'eau, malgré un coût moins important que l'électrochimique, représente quand même 25 % du capital initial dans les SPEPV (Carrier & Schiller, 1993). Le coût du réservoir est impacté principalement par le prix du génie

civil local. En début de projet, pour étudier l'impact de la consommation sur le niveau d'eau dans le réservoir, des auteurs suggèrent de considérer celui-ci rempli à moitié afin de ne pas le surdimensionner et impliquer des coûts supplémentaires (Tafech *et al.*, 2016).

Dans la revue de littérature, le dimensionnement du réservoir est alors considéré comme une étape cruciale pour un système viable. Carrier & Schiller mettent en avant une méthode d'analyse pour déterminer la taille du réservoir d'eau dans un SPEPV. Pour réaliser cela, ils utilisent le profil de consommation d'eau des habitants du lieu d'implantation du système, la journée type contenant les variations des paramètres environnementaux (température, ensoleillement, et conditions climatiques) de l'endroit, et les paramètres physiques de l'installation (Profondeur du puits/forage, rabattement, capacité de la nappe phréatique, etc.). La partie théorique du dimensionnement du réservoir est présentée dans le chapitre suivant. Cependant, il est mis en avant que les coûts diminuent de moitié lorsque l'on passe d'un scénario avec 0 % de risque de pénurie d'eau à un scénario à 5 % de risque (Carrier & Schiller, 1993).

La connaissance de l'utilité du réservoir est très importante aussi pour réaliser son design. En effet, si les habitants souhaitent directement utiliser le réservoir pour récupérer l'eau, il faut penser à introduire une valve ainsi qu'une surélévation dans la modélisation et la création du réservoir. Cet haussement doit être réglé au minimum, si possible, afin d'éviter le surdimensionnement du système de pompage qui est plus pénalisant qu'une imprécision sur le volume du réservoir (Carrier & Schiller, 1993). Finalement, il faut porter une attention particulière au réservoir afin de réaliser son dimensionnement correctement pour qu'il puisse répondre aux exigences des utilisateurs.

Dans la prochaine section, il est essentiel de mettre en avant la littérature qui traite de la structure qui va supporter les panneaux afin de mieux appréhender les enjeux de son dimensionnement.

1.2 Structure du système

La structure supportant les panneaux photovoltaïques n'est pas un composant qui est très étudié dans la littérature, car elle est souvent réalisée de manière simple et fixe pour les SPEPV. Cependant, souhaitant réaliser une structure démontable facilement pour la changer de lieu, une

recherche approfondie a été réalisée. Il y a beaucoup d'études qui traitent de l'allègement du poids de la structure et de son aérodynamisme afin de l'utiliser dans l'espace, mais ce n'est pas ce qui est souhaité, car ces études impliquent une conséquente augmentation des coûts. En effet, les chercheurs intéressés par ces travaux s'attardent sur des matériaux très légers, résistants et onéreux. Finalement, suite à de multiples recherches, certains articles traitent du design et de la modélisation de la structure ainsi que des chargements autour du système qui vont impacter la réalisation de la structure.

1.2.1 Chargements sur la structure

Pour réaliser le design et la modélisation de la structure, il est primordial de comprendre les contraintes qu'elle subit et comment elle les subit. Le support des panneaux PV est soumis à deux chargements principaux, celui de la gravité et du vent. En premier lieu l'interaction gravitationnelle avec la structure est traitée.

1.2.1.1 Gravité

En général, dans la littérature, une hypothèse de masse uniforme des panneaux est faite avec le poids qui va s'appliquer au centre de gravité du système (Aghilesh *et al.*, 2020). Ainsi, cette force applique des contraintes de compression sur la structure. Cette force, aussi communément appelée le poids, se calcul avec l'équation 1.1 suivante :

$$P_{struct} = m * g \quad (1.1)$$

avec m la masse du système en kg, et g la constante gravitationnelle de la Terre qui est de 9.81 N/kg. Généralement, ce chargement va appliquer des contraintes de compression ou de flexion sur les éléments de la structure. Une analyse de mécanique des milieux continus est obligatoire pour valider l'intégrité théorique de la structure avant sa construction. Un coefficient de sécurité est souvent appliqué pour prévenir les situations plus contraignantes qui ne sont pas comprises en compte dans la théorie.

En second lieu, l'influence du vent sur le système est étudiée afin de mieux appréhender le dimensionnement de l'ensemble.

1.2.1.2 Vent

Dans la littérature, plusieurs techniques sont présentées pour calculer les contraintes infligées par le vent sur la structure. Avant tout calcul, il est important de savoir qu'un vent calme a une valeur de 10 km/h alors qu'un vent violent se situe à 260 km/h (Laha, Sadhu, Dhar, Dey, Bhattacharya, Ganguly & Naskar, 2021). La première technique pour étudier ce phénomène passe par le calcul de la force de portance L et de la force de traînée D qui s'applique sur le panneau avec les formules 1.2 et 1.3.

$$L = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_l \cdot S \cdot V^2 \quad (1.2)$$

$$D = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_d \cdot S \cdot V^2 \quad (1.3)$$

Avec ρ la masse volumique de l'air, C_l le coefficient de portance, C_d le coefficient de trainée, V la vitesse du vent, et S la surface impactée. Les coefficients C_d et C_l sont trouvés de manière expérimentale normalement, cependant, il existe des normes telles que l'IS 875 qui indique que $C_l = 0.4$ et $C_d = 0.15$ pour des dispositifs solaires (Aghilesh *et al.*, 2020). Dans un autre travail, le vent est considéré comme une force de pression s'appliquant sur la surface des panneaux avec la formule suivante (Makhija & Bohra, 2020) :

$$F_v = C_x * P_v * S \quad (1.4)$$

Avec $P_v = 0.6 * V_z^2$ la pression du vent sur le panneau en kN/m^2 , C_x le coefficient de pression du vent, et S la surface impactée. Puis V_z dans la pression du vent correspond à la vitesse effective qui vaut : $V_z = V * k_1 * k_2 * k_3$ avec V la vitesse d'étude, k_1 le coefficient de risque, k_2 le facteur de hauteur de terrain et de taille de la structure, k_3 le coefficient topographique. Dans l'article de Makhija & Bohra, les constantes valent :

- C_x vaut 1.7 qui est la pire valeur de tous les scénarios ;

- $k1 = 0.89$;
- $k2 = 1.12$;
- $k3 = 1$.

Cette force de pression du vent est ensuite intégrée dans les calculs sur la tenue de la structure. Autour de la force du vent, dans la littérature, il y a souvent des études réalisées sur le comportement du vent au niveau de chaque point du panneau avec des capteurs de pression. Ces études plus complexes et très complètes servent à mettre en avant le comportement du panneau et la structure qui le supporte face aux contraintes. Ainsi, pour un dimensionnement, la théorie proposée est trop poussée, mais les conclusions trouvées sont très instructives.

Un premier travail étudie les facteurs qui réduisent l'effet de portance sur les panneaux et sa structure (Chung, Chang & Liu, 2008). Pour cela, les chercheurs utilisent un flux de vent uniforme sur plusieurs configurations du système. Ils portent une attention particulière à la surélévation des panneaux par une structure plus ou moins haute et à l'ajout d'une plaque de guidage ou non en fin de système. Finalement, ils concluent que :

- le soulèvement du vent diminue avec la surélévation du panneau jusqu'à un seuil de réduction de 25 % maximum ;
- la plaque de guidage inclinée de 45° implique une réduction de 45 % ;
- la plaque de guidage inclinée de 90° , soit perpendiculaire à la direction du vent, implique une réduction de 62 % ;
- un angle d'inclinaison pour les panneaux de 25° est considéré comme étant le pire angle pour la charge de portance par le vent.

Un autre article cherche à mettre en évidence l'influence de l'inclinaison du panneau, de la direction du vent et de l'espacement longitudinal entre les panneaux comme sur la figure 1.2 (Yemenici, 2020).

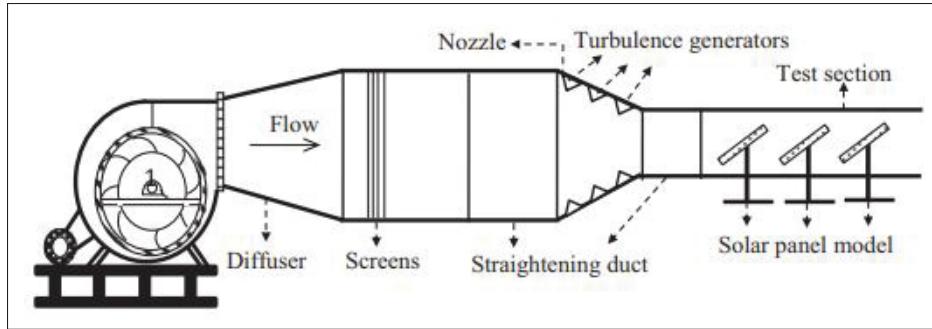


Figure 1.2 Montage réalisé pour l'étude avec 3 panneaux
Tiré de Yemenici (2020)

Ainsi, dans ce travail, il est démontré que la pression du vent est la plus forte sur les panneaux et la structure pour les directions de vent de 0° (en face des panneaux), de 30° , 150° et 180° . Globalement, les contraintes sont plus importantes pour un vent de face que pour un vent oblique. Le panneau central va subir moins de contraintes par le vent, car il est protégé par les autres panneaux en amont et en aval. C'est ce qu'on nomme communément l'effet d'abri. Pour un vent à 90° il n'y aucune force de traînée constatée sur les panneaux. La configuration où le coefficient de portance est le plus important est pour un vent de 180° (par-derrière les panneaux) et pour un panneau à 45° . La valeur moyenne de pression la plus forte se retrouve, en général, en bas du panneau (zone du panneau PV la plus proche du sol lorsqu'il est incliné) puis décroît linéairement jusqu'au haut du panneau pour toutes les directions de vents.

Une autre étude met en avant aussi que les effets de la pression sont maximaux près du bord d'attaque du panneau (bas du panneau) et qu'ils diminuent au fur et à mesure jusqu'au haut du panneau (Laha *et al.*, 2021). Ce même travail cherche à mettre en évidence les contraintes et déformations structurelles du système avec des vitesses différentes de vent de d'abord 10 km/h puis 100 km/h et enfin 260 km/h. Pour réaliser cela, les chercheurs utilisent un panneau incliné de 25° qui sera sollicité sous 5 directions de vent différentes. Le tout est simulé sous un logiciel nommé ANSYS qui permet de modéliser et calculer les contraintes dans un système. Finalement, il est constaté que pour 10 km/h, les contraintes peuvent être négligées. Pour 100 km/h, la force du vent induit quelques ruptures de la stratification interne du panneau. Pour 260 km/h, une grande partie la stratification interne du panneau subit une rupture. Par conséquent, entre 100

km/h et 260 km/h, le vent peut causer de sérieux dommages irréversibles à un panneau incliné. Après avoir vu les impacts des différents chargements, il faut regarder comment dans la littérature ces contraintes sont prises en compte pour réaliser le design et la modélisation.

1.2.2 Design et modélisation

Dans une première étude, le design d'une structure de huit panneaux solaires avec des mécanismes d'inclinaison est réalisé permettant de régler de manière saisonnière et journalière l'angle du panneau (Aghilesh *et al.*, 2020). Cette adaptabilité sur l'inclinaison permet d'optimiser la puissance des panneaux selon la position du soleil avec un moindre coût par rapport à des systèmes automatisés pour suivre le soleil. Le support des huit panneaux est modélisé avec un logiciel (voir la figure 1.3).



Figure 1.3 Modélisation du support de huit panneaux
Tiré de Aghilesh *et al.* (2020)

Ensuite, les chercheurs modélisent les mécanismes d'inclinaison du support afin qu'il puisse s'orienter manuellement (voir la figure 1.4 ainsi que la figure 1.5).

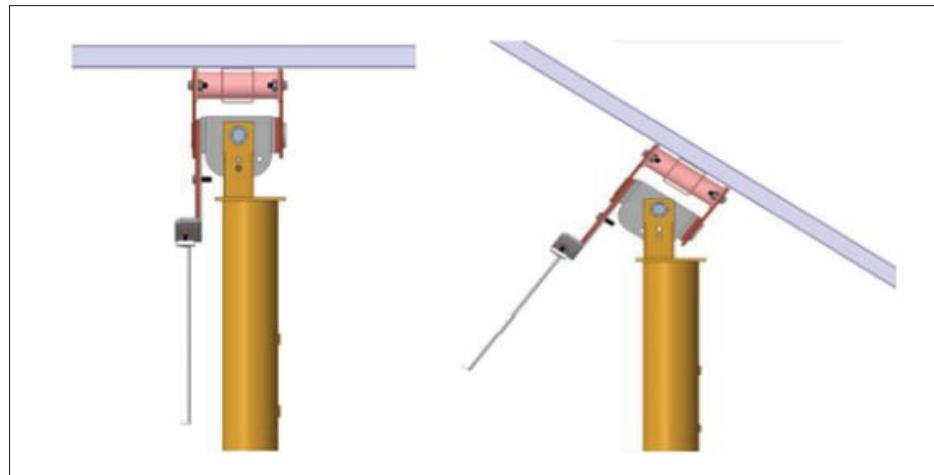


Figure 1.4 Modélisation du mécanisme de variation saisonnière de l'angle sur une plage de +/-15 degrés
Tiré de Aghilesh *et al.* (2020)

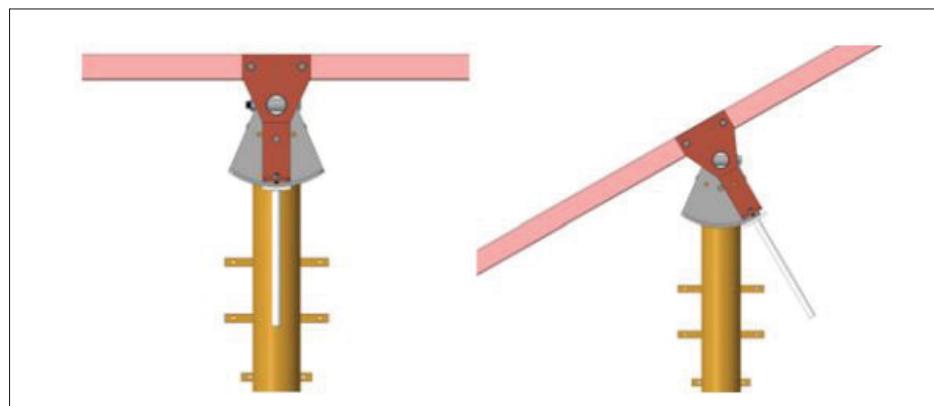


Figure 1.5 Modélisation du mécanisme de variation journalière de l'angle sur une plage de +/-45 degrés
Tiré de Aghilesh *et al.* (2020)

La structure est réalisée en métal qui possède un module de Young (Représente la raideur du matériau) de 205 GPa, un coefficient de poisson (fait partie des constantes élastiques) de 0,3, une densité de 7870 kg/m^3 et une résistance élastique (limite de contrainte à partir de laquelle le matériau commence à subir une déformation non-réversible dites plastique) de 370 MPa.

Afin de déterminer les contraintes présentes dans la structure avec les chargements d'un vent de 180km/h de face et du poids des panneaux considéré uniforme au centre, Aghilesh *et al.*, utilisent un logiciel afin de mailler le système. Le maillage, qui est une modélisation géométrique d'une forme par des éléments finis et bien définis, permet de mettre en avant les contraintes présentes à chaque endroit du système, les résultats qui aboutissent sont plus ou moins précis selon le type de maillage et sa finesse. Il existe différentes formes de maillage. Pour du maillage en 2D, il y a la forme triangulaire ou quadratique. Pour du maillage en 3D, il y a la forme tétraédrique, prismatique ou hexaédrique. Ainsi, toujours dans la même étude, un combiné maillage quadratique et triangulaire est principalement utilisé. Il faut faire attention à garder le ratio des éléments triangulaires sur les formes quadratiques le plus faible possible pour assurer la précision des résultats (Aghilesh *et al.*, 2020). Cependant, un maillage spécial nommé CBUSH et RBE2 est appliqué sur les boulons (figure 1.6) ainsi que les vis pour améliorer la précision des résultats sur ces composants.

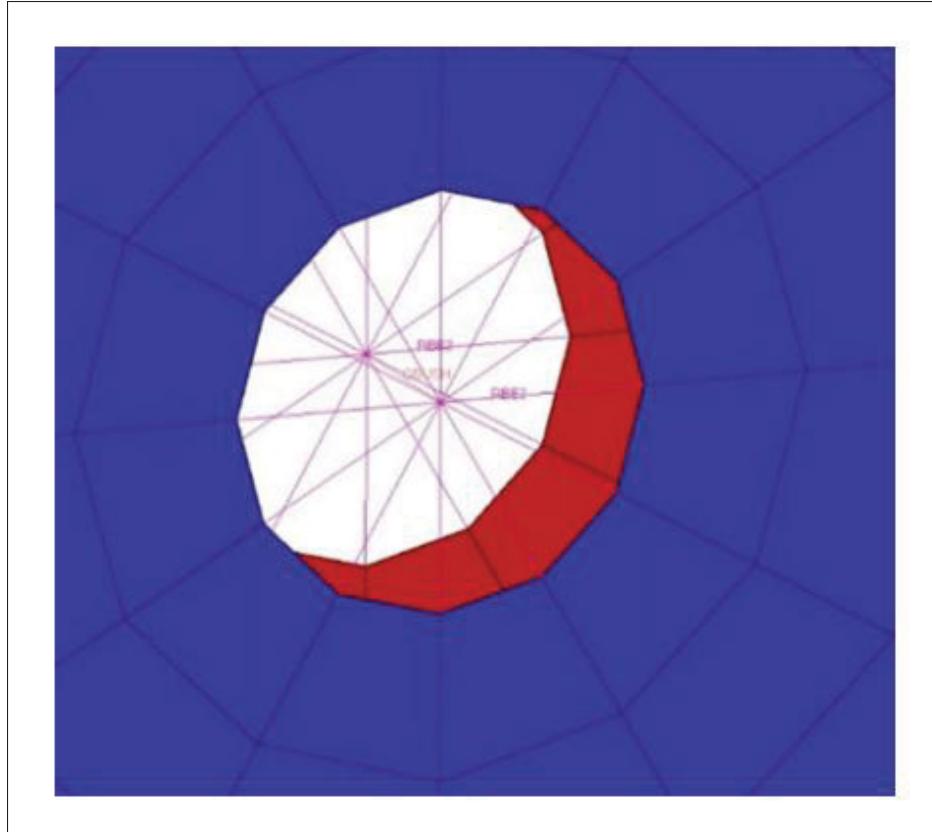


Figure 1.6 Maillage spécial CBUSH et RBE2 pour les boulons
Tiré de Aghilesh *et al.* (2020)

Une fois le maillage terminé, le calcul du critère de Von Mises, noté σ , est réalisé sur l'ensemble de la structure. Ce critère représente les contraintes dans la structure et il doit être inférieur à limite d'élasticité en tout point du maillage de la structure pour que celle-ci ne subisse pas de déformation irréversible. La plupart du temps, dans les études d'ingénierie d'une structure, un coefficient de sécurité est pris en compte qui va diviser la limite d'élasticité afin d'obtenir une nouvelle limite nommée limite pratique. Le critère de Von Mises doit être alors inférieur à cette nouvelle limite afin de garantir la mise en fonction de la structure en toute sécurité. Dans l'article d'Aghilesh *et al.*, le critère de sécurité est de seulement 1,15, ce qui laisse une marge de sécurité assez faible de 15 %.

Ensuite, il y a aussi une analyse des flèches (la valeur maximale de déplacement d'une poutre selon un axe) présente dans l'ensemble de la structure à l'aide du maillage. Cette étape est

calculée par le logiciel, mais correspond à la double intégration de la dérivée seconde de la déformée par le biais de cette équation 1.5 :

$$EI * y'' = -M \quad (1.5)$$

Avec E le module de Young, I le moment quadratique, M le moment fléchissant selon un axe à définir et y'' la dérivée seconde de la déformée. Il faut que cette flèche soit faible et inférieure en général à une valeur fixée au préalable pour que la structure soit validée.

En conclusion, les contraintes dans une structure sont plus importantes au fur et à mesure que la pente du panneau, β , augmente soit au fur et à mesure que les panneaux opposent une surface plus importante au vent (Aghilesh *et al.*, 2020).

Dans la littérature, il est possible de trouver des travaux qui mettent en avant des structures portables comme illustrés sur la figure 1.7. C'est une solution intéressante pour créer un système mobile afin de réaliser des essais sur différents composants d'un système photovoltaïque comme l'analyse de diverses techniques d'asservissement.



Figure 1.7 Structure portable et amovible
Tiré de Ali *et al.* (2019)

Il y a aussi un travail qui conçoit et modélise une structure surélevée afin de minimiser l'impact de l'ombrage des autres éléments présents sur le toit où l'installation va s'implanter (Makhija & Bohra, 2020). Le support des panneaux se compose de quatre piliers comme sur la figure 1.8, réalisé avec SketchUp 3D.

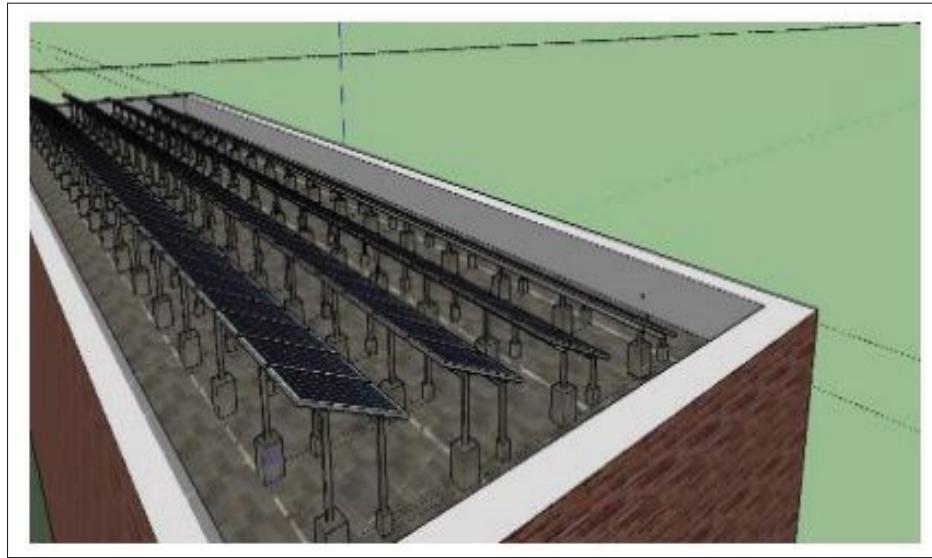


Figure 1.8 Structure surélevée avec un angle de 22°
Tiré de Makhija & Bohra (2020)

La structure est étudiée pour supporter des vents de 200km/h ainsi que la masse des panneaux en plus de sa propre masse. Le moment fléchissant obtenu sur une poutre de la structure, M dans l'équation 1.5, est calculé dans cet article avec l'équation 1.6 suivante :

$$M = \frac{w * l^2}{8} \quad (1.6)$$

avec w la charge distribuée uniformément sur la structure au niveau d'une poutre (elle prend en compte la charge imposée par le vent, la masse des panneaux et la masse de la structure), et l la longueur de la poutre considérée. Il faut calculer ce moment pour les différents axes du dispositif. Il est possible de multiplier cette valeur par coefficient de sécurité pour avoir une marge de sûreté. La force compressive sur une poutre de la structure est aussi calculée avec cette

formule 1.7 :

$$F_{comp} = \frac{(w * coef\ de\ securite * l * nombre\ de\ module\ PV\ reposant\ dessus)}{nombre\ de\ poutres\ supportant\ la\ charge} \quad (1.7)$$

Les travaux de Makhija & Bohra et de Aghilesh *et al.*, mettent alors bien en évidence les différentes étapes de calcul pour dimensionner une structure de panneaux solaires. Il faut d'abord définir les caractéristiques souhaitées pour la structure, si elle doit être portable, surélevée, avec des mécanismes d'angles et autres afin de réaliser une modélisation qui répond aux attentes. Puis, il faut valider l'intégrité et la tenue de la structure sous l'influence du vent et de la gravité. Pour cela, il est possible d'utiliser un logiciel afin d'obtenir des résultats précis sur l'entièreté de la structure ou il est possible de réaliser les calculs à la main, soit-même, si la structure est simple. Dans tous les cas, il faut s'assurer que la structure ne subira pas des contraintes pouvant induire une rupture dans le matériau choisi et que la flèche sur les différents axes et poutres du système reste faible. En parallèle de tout ceci, il est important de réaliser une modélisation réaliste, c'est-à-dire qu'il faut utiliser des matériaux et des méthodes d'obtentions de chaque pièce de la structure en accord avec les objectifs du projet. Par exemple, pour les SPEPV, il est important d'essayer d'utiliser des composants classiques retrouvables facilement sur le marché pour réduire les coûts. Modéliser une pièce unique pour la structure qui nécessite un usinage et/ou un forgeage spécialement pour produire cette pièce uniquement n'est pas intéressant d'un point de vue économique, mais aussi de durée de vie, car elle ne pourra pas être remplacée facilement s'il y a un imprévu.

Les enjeux des composants du système sont bien assimilés. La prochaine section se concentre sur les techniques d'estimation de la fiabilité ainsi que sur les outils d'optimisation.

1.3 Techniques d'estimation de fiabilité et d'optimisation

Dans la littérature scientifique autour des systèmes de pompage solaire d'eau, il existe de nombreuses techniques pour optimiser et orienter le dimensionnement qui ont chacune leurs spécificités. Ces méthodes consistent à mesurer les performances du système selon certains critères, afin d'optimiser le dimensionnement du dispositif pour atteindre les meilleurs résultats

possibles. En combinant une des techniques d'optimisation avec une analyse économique, il est alors possible de trouver la configuration optimale techniquement et économiquement.

1.3.1 Probabilité de pertes de charge

La technique LLP, nommée *loss of load probability* (probabilité de pertes de charge), consiste à mesurer la probabilité que la demande d'un système dépasse sa capacité pendant une période donnée. Elle est souvent exprimée comme le nombre estimé de jours où cette demande est trop importante sur une période longue, quelques années voir la durée de vie du système. De plus, cette valeur est toujours supérieure à zéro.

Dans le cadre du pompage solaire, cette probabilité est définie par le ratio entre le déficit en eau et le besoin total en eau (Hamidat & Benyoucef, 2009). Dans ce travail le LLP est calculé avec l'équation 1.8 suivante :

$$LLP = \frac{\sum_j Q_{lac}(j)}{N_j * D_{av}} \quad (1.8)$$

Avec $Q_{lac}(j)$ le volume d'eau manquant dans la journée j , N_j le nombre de jours opérationnel, et D_{av} la consommation moyenne journalière d'eau.

Alors que dans une autre étude, le LLP est défini de manière plus générale avec la formule 1.9 suivante (Olcan, 2015) :

$$LLP = \frac{\int_t \text{Deficit energetique}}{\int_t \text{Demande energetique}} \quad (1.9)$$

Avec les valeurs obtenues, grâce aux formules ci-dessus, les concepteurs peuvent améliorer le dispositif pour diminuer le LLP. Cependant, il y a un compromis à réaliser ainsi qu'une communication à entreprendre avec les locaux qui utiliseront l'installation. En effet, une augmentation du LLP de 0.01 à 0.1 implique une baisse de puissance de l'installation de 59W pour une tête de pompage de 20m (Hamidat & Benyoucef, 2009). Plus la tête de pompage augmente plus l'écart de puissance entre deux LLP croît. Ainsi, une baisse de puissance implique indéniablement une diminution des coûts d'installation. La communication est alors la clé afin

de baisser les coûts de l'installation et d'avertir les utilisateurs sur les jours où la probabilité de manque peut être présente afin qu'ils puissent s'adapter.

1.3.2 Probabilité de pertes de l'alimentation en énergie

La méthode LPSP, *loss of power supply probability*, calcule la probabilité qu'une alimentation électrique insuffisante se produise lorsque le système est incapable de satisfaire la demande de la charge. L'objectif de cette technique est aussi d'obtenir la meilleure configuration possible pour répondre aux exigences de fiabilité. Dans le cadre du pompage solaire, cette technique correspond au calcul de la probabilité de perte d'alimentation électrique lorsque le système de pompage d'eau photovoltaïque est incapable de satisfaire la demande de la charge. De plus, il y a deux états dans cette méthode selon une étude (Bakelli, Hadj Arab & Azoui, 2011). Le premier, c'est lorsque la quantité d'eau pompée par le générateur PV est supérieure à la charge alors l'excédent est stocké dans le réservoir. Le deuxième état, c'est lorsque la demande horaire en eau est supérieure à l'eau disponible pompée par le système PV, alors le réservoir sera utilisé pour assurer la demande en eau. Ces deux états impactent l'état de charge du réservoir à l'instant t, nommé $SOC(t)$, variable comprise entre 0 et une valeur maximum qui est fonction de la capacité du réservoir. Ainsi, il est possible de calculer le $LPS(t)$ avec la formule 1.10 puis le LPSP avec l'équation 1.11.

$$LPS(t) = E_L(t) - \frac{E_{PV}(t) + SOC(t-1)}{\eta_{conv}} \quad (1.10)$$

Avec $E_L(t)$ la demande en énergie hydraulique à l'instant t, $E_{PV}(t)$ l'énergie totale par l'installation photovoltaïque, et η_{conv} l'efficacité de conversion du dispositif.

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^T LPS(t)}{\sum_{t=1}^T E_L(t)} \quad (1.11)$$

Une valeur de LPSP de 1 signifie que la charge ne sera jamais atteinte par le système et inversement, un LPSP égal à 0 indique que la demande sera satisfaite sur toute la durée de vie

du dispositif. Cette méthode est intéressante, mais elle se concentre beaucoup sur l'énergie électrique et moins sur la satisfaction du besoin en eau des locaux.

1.3.3 Probabilité de manque d'eau

La technique PME, probabilité de manque d'eau, permet d'évaluer le risque que les utilisateurs du dispositif manquent d'eau sur une certaine période. Elle permet d'optimiser le système pour répondre à une certaine exigence. Plus la valeur de cette variable est faible moins il y a de risque de manque d'eau pour la population. Selon Martinez, cette probabilité se calcule sur une base horaire avec la formule 1.12 suivante :

$$PME(\%) = \frac{\sum_{i=1}^n [RES_i = 0]^{11}}{n} \quad (1.12)$$

Avec n le nombre d'heures sur une année qui est de 8760 et Res la quantité d'eau dans le réservoir en L (dans le calcul de la PME seules les valeurs de Res à 0 sont comptabilisées). Cette méthode permet de mettre en avant l'objectif principal du système qui est de satisfaire les besoins en eau d'une communauté. Ainsi, l'utilisation de cette méthode d'optimisation rend le dimensionnement plus compréhensible et à portée de communication. Avec un outil qui facilite la compréhension, il est plus facile d'impacter la consommation des personnes concernées afin de s'adapter aux jours avec moins d'eau. Augmenter la probabilité de manque d'eau de quelques pourcentages a un gros impact sur le coût d'installation du dispositif. Ainsi pour analyser le coût il existe plusieurs techniques afin de choisir le système le plus équilibré possible entre le coût, la fiabilité et la résilience. Ces outils sont présentés dans la section suivante.

1.4 Analyse économiques

La littérature fait l'état de plusieurs méthodes pour analyser économiquement le système. Une de ces analyses couplée avec une technique de fiabilité et d'optimisation permet de réaliser une étude complète afin d'optimiser le dispositif. En général, plusieurs configurations sont

déterminées afin de répondre aux exigences de fiabilité puis à l'aide d'une analyse économique la configuration la moins chère est choisie.

1.4.1 Coût du cycle de vie

La méthode LCC, *life cycle cost*, permet de calculer le coût du système en prenant en compte toutes les composantes durant la totalité de sa durée de vie. C'est la technique la plus utilisée actuellement dans la littérature pour réaliser une analyse économique (Ghoneim, 2006). Elle utilise une somme du coût initial des équipements, des coûts de maintenance et d'opération, des coûts de remplacement, et du coût initial d'installation comme il est possible de voir dans l'équation 1.13 suivante :

$$LCC = C_{capital} + C_{maintenance} + C_{remplacement} + C_{installation} \quad (1.13)$$

Chaque variable du calcul ci-dessus, dans la littérature, se retrouve avec des formules différentes et distinctes plus ou moins précises prenant en considération plusieurs paramètres. Voici des éléments, présents dans la détermination des coûts, qui sont intéressants et pris en compte dans un article (Olcan, 2015) :

- Le coût de maintenance est de 2 % de l'investissement initial ;
- La durée de vie du dispositif est de 25 ans ;
- Aucun remplacement pour les panneaux PV et le réservoir d'eau ;
- Changement tous les 10 ans du groupe moteur pompe avec un coût des travailleurs à 10 % du prix des équipements remplacés ;
- Coût d'installation à 10 % du capital initial pour les équipements.

Un autre travail met en avant les paramètres suivants (Campana, Li, Zhang, Zhang, Liu & Yan, 2015) :

- Durée de vie d'un SPEPV de 25 ans aussi ;
- Prix des modules de PV de 1 à 2 \$/Wc ;
- Coût de l'onduleur de 0.15 \$/W ;

- Coût de la pompe de 0.5 \$/W ;
- Durée de vie 8 ans pour la pompe et l'onduleur ;
- Coût de maintenance est de 2 % de l'investissement initial aussi.

Tous ces paramètres permettent de calculer les divers facteurs du LCC en prenant en compte une inflation de $i\%$ afin d'être au plus proche de la réalité. Les formules 1.14, 1.15, et 1.16 restent générales et applicables pour les SPEPV. D'abord l'équation 1.14, pour calculer les coûts de maintenance :

$$C_{maintenance} = m * C_{capital} * \left(\frac{1+i}{d-i} \right) * \left[1 - \left(\frac{1+i}{1+d} \right)^N \right] \text{ si } i \neq d \quad (1.14)$$

$$C_{maintenance} = m * C_{capital} \text{ si } i = d$$

Avec m le pourcentage de la valeur du coût de maintenance par rapport à l'investissement initial, i le taux d'inflation, d le taux d'actualisation et N le nombre d'années de fonctionnement du système. Puis l'équation 1.15, pour les coûts de remplacement :

$$C_{remplacement} = C_{MP} * \left[\left(\frac{1}{1+i} \right)^T + \left(\frac{1}{1+i} \right)^{2*T} \right] * (1+k) \quad (1.15)$$

Avec i le taux d'inflation, C_{MP} le coût du nouvel ensemble moteur-pompe, et k le coût de la main d'œuvre pour le remplacement du groupe moteur-pompe en pourcentage du coût initial de l'ensemble. La puissance T correspond à la durée de vie de la pièce à changer qui demeure autour de 8/10 ans ici pour le moteur-pompe comme vu ci-dessus. La durée de vie d'un SPEPV est généralement supérieure à 20 ans, il faut considérer deux changements, d'où l'apparition d'un deuxième facteur sous la puissance $2 * T$ dans l'équation. Finalement, la formule 1.16 pour le coût des travailleurs lors de l'installation du système :

$$C_{installation} = r * C_{capital} \quad (1.16)$$

Avec r le pourcentage de la valeur du coût d'installation par rapport au coût d'investissement initial. Il est notable en plus de tous ces paramètres de se fixer un budget maximum afin de rester

réaliste et de pouvoir choisir la demande d'eau à laquelle il est possible de répondre sans trop impacter la fiabilité.

1.4.2 Valeur nette actuelle

La technique NPV, *net present value*, permet de savoir si le projet va être rentable sur une période de temps souhaitée. Méthode moins courante, qui utilise la formule 1.17 suivante (Meah *et al.*, 2008) :

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{R_t}{(1+r)^t} - C \quad (1.17)$$

Avec R_t le flux monétaire calculé en comparant un générateur diesel et PV, r le taux d'actualisation, et C le capital initial. Si le NPV est positif alors le projet est rentable. Technique qui peut être intéressante pour comparer avec un système de pompage diesel grâce à R_t .

Il n'est pas rare de retrouver l'utilisation de logiciel dans la littérature afin d'affiner et d'aider la recherche de l'auteur. Les logiciels couramment présents sont mis en avant dans la section suivante.

1.5 Logiciels

Présentement, dans la littérature, il est possible de retrouver l'utilisation de logiciels afin d'aider dans le dimensionnement, d'avoir un outil de comparaison par rapport à un montage réel ou des théories différentes. Certains articles sont même le socle d'explication d'un logiciel créé par le rédacteur. Les logiciels souvent utilisés dans les articles sont présentés dans les paragraphes qui suivent.

1.5.1 PVsyst

PVsyst est un logiciel permettant le dimensionnement complet d'un projet photovoltaïque. De surcroit, une composante pompage d'eau avec l'énergie photovoltaïque est intégrée dans les possibilités de l'outil. Ce logiciel est alors d'une grande praticabilité et de nombreuses études s'en servent.

Une première étude utilise PVsyst afin de comparer les données de leur système sur le terrain et celles de PVsyst dans l'optique d'étudier les performances du système réel (Singh, Saxena & Rao, 2017). Des écarts variants de 25 % à 100 % sont constatés entre les données du terrain et PVsyst. Ceci est dû préalablement à une grosse différence sur l'efficacité théorique de la pompe prise en compte dans le logiciel et l'efficacité réelle de celle sur le terrain. Ainsi, il est possible d'identifier un éventuel problème technique sur cette partie du montage. Cependant, de nombreuses variables importantes fluctuent tous les jours et ne peuvent être prises en compte dans l'outil. Dans ces variables, il y a la tête de pompage qui est dynamique dans la réalité, et la consommation d'eau à titre d'exemple.

Toujours dans un objectif de comparaison des résultats, une autre étude valide son dimensionnement en retrouvant les mêmes résultats que PVsyst sur la taille des composants, les objectifs énergétiques et hydriques (Yahyaoui *et al.*, 2017). Ce même travail dresse en évidence les rapports complets que peut réaliser PVsyst sur tous les paramètres du système, les résultats de simulation et surtout le diagramme des pertes sur une année, voir la figure 1.9.

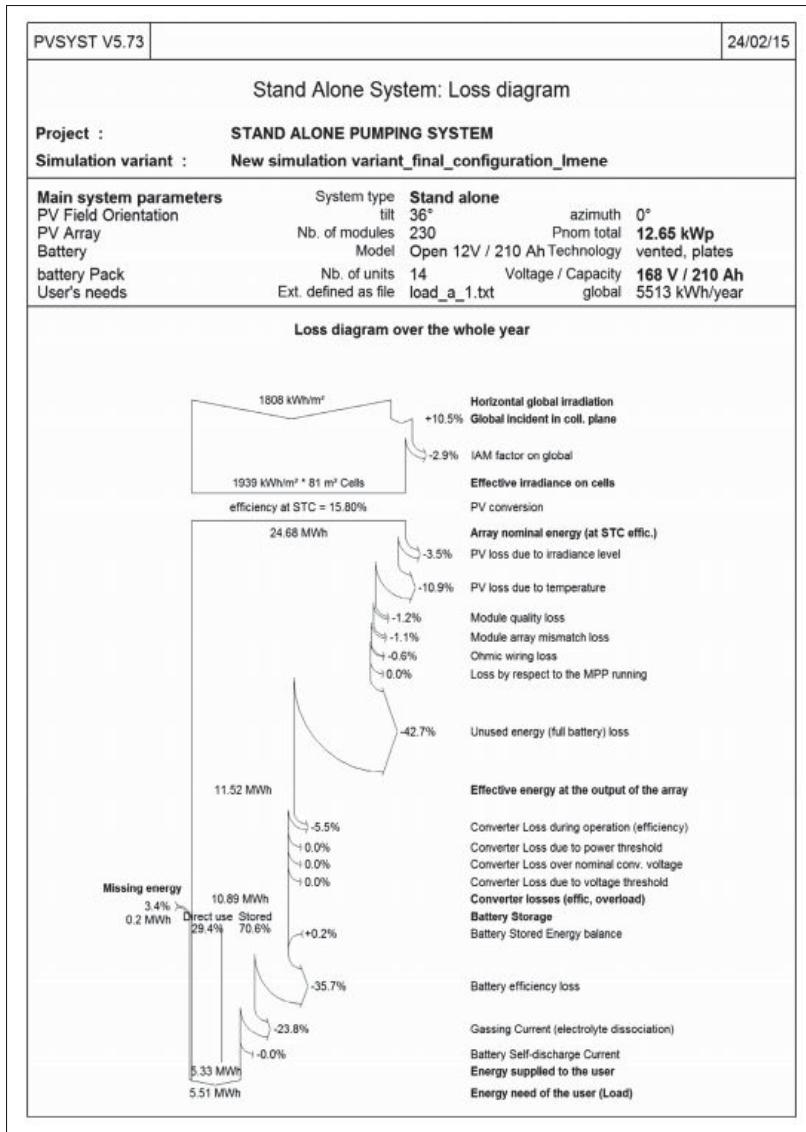


Figure 1.9 Rapport PVsyst : diagramme des pertes
Tiré de Yahyaoui *et al.* (2017)

Un autre article étudie l'influence des différentes configurations de panneaux sur les performances de la pompe avec PVsyst (Renu *et al.*, 2017). Conséquemment, dans cette étude, le logiciel sert de socle aux analyses en réalisant tout le travail de dimensionnement. Il permet de trouver que la configuration des panneaux 7Sx3P est la plus optimisée avec le meilleur rendement.

Dans les travaux, un tel logiciel est utilisé comme un supplément pour venir étoffer et renforcer le travail autour des SPEPV.

1.5.2 Logiciels du groupe t3e

Dans la littérature, il est plausible de déceler un travail entier concentré sur la création d'un outil afin de dimensionner facilement et rapidement un SPEPV. Dans ce cadre, à l'aide de son travail, Martinez a développé un outil de dimensionnement afin de garantir la meilleure configuration possible du système pour obtenir un approvisionnement en eau ainsi qu'un coût optimal.

Toujours dans le même objectif, un autre auteur avec une étude approfondie des théories, crée un logiciel afin de synthétiser toute la recherche théorique pour dimensionner un SPEPV (Lunel, 2020). Pour cela, il a récupéré tous les modèles théoriques possibles afin de les implémenter dans son outil grâce au logiciel Python. Un tel outil est alors intéressant pour valider et comparer les résultats de son propre travail sur la théorie.

1.5.3 Autres logiciels d'intérêt

De nombreux autres logiciels ont un intérêt particulier dans le domaine de l'énergie. L'Annexe III énumère une sélection d'outils, non exhaustive, qui peuvent aider à la prise de décision.

Un échantillon de la littérature dans le domaine est présenté dans la revue ci-dessus, alors il est crucial, dans la section suivante, de faire une synthèse afin de mieux cerner les limites et les axes d'études du secteur.

1.6 Synthèse

Cette revue de littérature concerne les études réalisées et résultats obtenus autour des SPEPV. Elle présente une sélection de conclusions intéressantes sur le domaine, sans approfondir l'aspect théorique des composants qui sera quant à lui détaillé dans le chapitre suivant.

Il est clair que le secteur du pompage solaire est un domaine d'intérêt pour les chercheurs. En effet, dans cet état de l'art, il y a cent auteurs d'articles différents qui sont cités, comme il est possible de le constater dans le tableau 1.2. Afin d'appréhender correctement cette vue d'ensemble il est crucial de consulter la légende 1.4 associée au tableau 1.3.

Tableau 1.2 Travaux et auteurs étudiés dans l'état de l'art

N°	Auteurs des articles	Nombre
1	(Senthil Kumar, Bibin, Akash, Aravindan, Kishore & Magesh, 2020)	6
2	(Meah, Fletcher & Ula, 2008)	3
3	(Kolhe, Kolhe & Joshi, 2002)	3
4	(Olcen, 2015)	1
5	(Short & Oldach, 2003)	2
6	(Benghanem, Daffallah, Joraid, Alamri & Jaber, 2013)	5
7	(Verma, Mishra, Chowdhury, Gaur, Mohapatra, Soni & Verma, 2020)	7
8	(Renu, Bora, Prasad, Sastry, Kumar & Bangar, 2017)	6
9	(Benghanem et al., 2014)	4
10	(Hamidat & Benyoucef, 2008)	2
11	(Govindarajan, Parthasarathy & Ganesan, 2014)	3
12	(Nabil, Allam & Rashad, 2013)	3
13	(Elgendi, Zahawi & Atkinson, 2010)	3
14	(Benlarbi et al., 2004)	3
15	(Sallem, Chaabene & Kamoun, 2009)	3
16	(Tafech, Milani & Abbas, 2016)	3
17	(Carrier & Schiller, 1993)	2
18	(Aghilesh et al., 2020)	5
19	(Laha, Sadhu, Dhar, Dey, Bhattacharya, Ganguly & Naskar, 2021)	7
20	(Makhija & Bohra, 2020)	2
21	(Chung, Chang & Liu, 2008)	3
22	(Yemenici, 2020)	1
23	(Hamidat & Benyoucef, 2009)	2
24	(Bakelli, Hadj Arab & Azoui, 2011)	3
25	(Ghoneim, 2006)	1
26	(Campana, Li, Zhang, Zhang, Liu & Yan, 2015)	6
27	(Singh, Saxena & Rao, 2017)	3
28	(Yahyaoui et al., 2017)	4
29	(Ali et al., 2019)	5
30	(Lunel, 2020)	1
31	(Martinez, 2017)	1
Total d'auteurs cités :		100

Tableau 1.3 Synthèse de la revue de littérature

Articles	DS					AE			LO		ST		AU	
	PPV	M	P	EP	SS	LCC	NPV	AU	PVS	AU	CH	MO	SO	EV
1														
2														
3														
4	LLP					DPSP					Matlab			
5														
6														
7														
8	LLP													
9														
10														
11														
12														
13														
14														
15														
16														
17											Citerne			
18											MSC			
19											ANSYS			
20											Skech up			
21														
22											CTA			
23	LLP		LLP											
24	LLP					LPSP								
25														
26														
27														
28														
29														
30											Python			
31	PME	PME	PME	PME	PME	PME	PME							

Tableau 1.4 Légende du tableau de synthèse

<i>Abréviations</i>	<i>Définitions</i>
DS	Dimensionnement du système
PPV	Panneau photovoltaïque
M	Moteur
P	Pompe
EP	Électronique de puissance
SS	Système de stockage
AE	Analyse économique
LCC	Life Cycle Cost
NPV	Net Present Value
AU	Autres
LO	Logiciels
PVS	PV Système
AU	Autres
ST	Structure
CH	Chargements
MO	Modélisation
AAN	Autres Analyses
SO	Social
EV	Economique
<i>Code couleur</i>	
	Etude complète, détaillée et optimisée
	Etude complète
	Etude minimum réalisée
	Absence d'étude

Cet état de l'art ne concerne que les études pertinentes au projet. Ainsi, il y a plusieurs travaux qui n'ont pas eu leur place dans ce travail de synthèse. Dans ces travaux, il y en a une partie considérable dans le domaine de l'automatique et de l'optimisation du contrôle des composants d'un SPEPV.

Les études citées sont pour la plupart concentrées sur le dimensionnement du système de pompage solaire comme il est possible de le remarquer dans le tableau 1.3. En outre, il y a des analyses introduites dans l'état de l'art qui approfondissent l'économie, le social, l'environnemental, la structure, et l'utilisation de logiciels. Les sujets les moins approfondies sur le SPEPV sont : l'étude de la structure et les impacts sociaux et environnementaux. C'est pour cela que le projet incorpore un travail détaillé de la structure afin de garantir son intégrité et sa simplicité.

Le chapitre suivant se concentre sur la méthodologie mise en oeuvre pour permettre d'atteindre tous les objectifs fixés.

CHAPITRE 2

MÉTHODOLOGIE

Dans ce chapitre, il est important de faire une présentation exhaustive de la méthodologie élaborée pour résoudre le dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque. Dans cette étude, la méthodologie est séparée en deux étapes distinctes et complémentaires. La première se penche sur l'aspect théorique du dimensionnement. Elle comprend tous les concepts importants à assimiler pour réaliser le calibrage des composants entre eux. Ces notions sont agencées dans un algorithme et traitées sous Python pour simuler le système. Dans la seconde section, la méthodologie pratique est étudiée. C'est celle qui concerne l'assimilation d'un cahier des charges pour fixer les variables de la méthodologie théorique afin d'obtenir des résultats. Il est aussi sujet de la tenue du système dans ce passage avec les méthodes pour vérifier la tenue structurelle et l'intégrité de certains composants.

La méthode simple pour modéliser un système de pompage photovoltaïque, lorsque la demande en eau est connue, suis les étapes suivantes :

- Évaluation des besoins en eau ;
- Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire ;
- Détermination de l'énergie solaire disponible ;
- Choix des composants.

Cependant, dans le cas du travail réalisé ici, il faut d'abord dimensionner dans le sens inverse en priorisant l'efficacité du système. En effet, le cahier des charges ne demande pas de répondre à un besoin spécifique d'une communauté. L'objectif consiste alors, par le biais de composants standards efficaces entre eux, de déterminer une plage optimale de fonctionnement du système de pompage solaire. Ainsi, une communauté dont les besoins en eau sont compris dans cette plage peut utiliser le système pour satisfaire ses besoins. Par conséquent, la méthode propose ici les étapes suivantes :

- Choix de la puissance crête du système souhaitée ;
- Choix des composants ;

- Détermination de l'énergie solaire disponible ;
- Calcul de l'énergie hydraulique produite ;
- Évaluation des besoins eaux qu'il est possible de satisfaire ;
- Établissement de la plage de fonctionnement complète du système.

Cette technique permet de modéliser un SPEPV efficace pour une puissance crête du système fixée à l'avance.

Dans les sections suivantes, toutes les techniques utilisées pour résoudre cette problématique sont énumérées.

2.1 Méthodologie théorique

La méthodologie théorique se focalise sur la présentation des équations, notions, concepts qui sont utiles au dimensionnement du système de pompage solaire.

2.1.1 Panneau photovoltaïque

Cette partie se concentre sur le côté théorique du dimensionnement d'un panneau photovoltaïque. Elle permet de réaliser la modélisation du panneau PV dans l'outil Python. Ainsi, il est possible d'étudier ses caractéristiques et son fonctionnement. L'ensemble de la méthodologie théorique est expliquée dans l'Annexe IV.

La partie suivante présente la méthodologie utilisée pour l'ensemble moteur-pompe.

2.1.2 Ensemble moteur-pompe

Dans cette partie, la méthodologie théorique sur le choix du groupe moteur pompe est explicitée. L'étude se limite à un pompage en surface à partir d'un lac, d'une rivière ou de n'importe quel point d'eau accessible sans forage. Ce type de pompage sans submersibilité permet de réduire les coûts, car l'ensemble ne subit pas les contraintes de pression et d'étanchéité. De plus, la maintenance est bien moins onéreuse lorsque le système n'est pas à plusieurs mètres de profondeur, mais accessible directement pour n'importe quel usager. Le pompage en surface

permet aussi une flexibilité plus importante pour ajuster certains paramètres qui affectent l'efficacité du système.

Par conséquent, la théorie présentée ici se concentre sur les pompes centrifuges de surface dans un système non pressurisé. En effet, les systèmes pressurisés sont cruciaux lorsqu'il faut directement injecter l'eau dans des canalisations reliées à des habitations. Dans ce cas, il est très souvent retrouvé une pressurisation de 2.5 bars à la sortie des robinets.

Pour choisir une pompe, il faut prendre en compte trois caractéristiques importantes : la hauteur manométrique, la puissance hydraulique et le débit. Ces trois caractéristiques correctement dimensionnées permettent de satisfaire la demande en eau.

Pour la puissance hydraulique, il est possible de la calculer avec la formule 2.1 suivante :

$$P_{hydraulique} = \rho_{eau} * g * Q * H_{manomtrique} \quad (2.1)$$

Avec ρ_{eau} la masse volumique de l'eau, g l'accélération de pesanteur soit $9.81m/s^2$, Q le débit volumique du liquide en m^3/s et $H_{manomtrique}$ la hauteur manométrique en mètres de colonne d'eau (*mCE* ou en *bars*). Ainsi, pour calculer cette valeur, il est nécessaire de connaître le débit souhaité et la hauteur de pompage.

La deuxième variable à surveiller de près dans le choix d'une pompe est la hauteur manométrique. Elle est égale à la somme de ces composantes : la hauteur d'aspiration (entre le niveau de l'eau et de l'entrée de la pompe), la hauteur de refoulement (entre la sortie de la pompe et le niveau où est rejetée l'eau), les pertes de charge (singulières et régulières) et la pression de refoulement s'il y en a une. Il est alors possible de calculer la hauteur manométrique pour une pompe de surface avec l'équation 2.2 suivante :

$$H_{manomtrique} = H_A + H_R + P_s + P_r + H_P \quad (2.2)$$

Avec H_A la hauteur d'aspiration en *bars*, H_R la hauteur de refoulement en *bars*, P_s les pertes singulières dues aux caractéristiques des canalisations en *bars*, P_r les pertes régulières dues à la longueur et au diamètre des canalisations en *bars* puis finalement H_P la pression de refoulement en *bars*. Il est courant aussi de retrouver toutes ces valeurs dans une autre unité nommée le

mètre de colonne d'eau (*mCE*), la conversion entre les deux unités est simple. En effet, 1 *bar* équivaut à 10 *mCE*.

La troisième caractéristique notable est le débit, qui est fonction de la puissance et de la hauteur manométrique. Pour retrouver cette valeur de manière théorique, il existe différentes méthodes qui demandent de nombreuses données plus ou moins accessibles par le constructeur. Les deux théories implémentées dans la méthodologie sont les suivantes : le modèle de Hadj Arab avec une erreur relative de 4% à 10% et le modèle de Hamidat qui n'a pas d'information sur l'erreur relative actuellement (Lunel, 2020).

2.1.2.1 Modèle de Hadj Arab

Le modèle de Hadj Arab est empirique et permet de modéliser théoriquement une pompe avec ces caractéristiques. Pour cela, il utilise deux équations distinctes (Lunel, 2020). Tout d'abord une équation linéaire pour la courbe I-V de la pompe :

$$I = a + b * V \quad (2.3)$$

Le débit quant à lui est dépendant de la tension *V* à travers une équation quadratique :

$$Q = c + d * V + e * V^2 \quad (2.4)$$

Les coefficients des équations 2.3 et 2.4 précédentes sont dépendants de la hauteur manométrique :

$$\begin{aligned} a &= a_0 + a_1 * H_m + a_2 * H_m^2 + a_3 * H_m^3 \\ b &= b_0 + b_1 * H_m + b_2 * H_m^2 + b_3 * H_m^3 \\ c &= c_0 + c_1 * H_m + c_2 * H_m^2 + c_3 * H_m^3 \\ d &= d_0 + d_1 * H_m + d_2 * H_m^2 + d_3 * H_m^3 \\ e &= e_0 + e_1 * H_m + e_2 * H_m^2 + e_3 * H_m^3 \end{aligned} \quad (2.5)$$

Ainsi, pour pouvoir utiliser ce modèle, il est nécessaire d'avoir des données du constructeur qui contiennent au moins trois tensions différentes et quatre hauteurs manométriques uniques. Sois un total de douze points (H_m, P, Q) et huit points (H_m, I, V) ou douze points (H_m, I, V, Q) (Lunel, 2020). Par conséquent, ce modèle est intéressant lorsque le constructeur met à disposition beaucoup de données sur ses composants.

2.1.2.2 Modèle Hamidat

Le modèle de Hamidat se base sur une seule équation, contrairement à celui de Hadj Arab :

$$P = a + b * Q + c * Q^2 + d * Q^3 \quad (2.6)$$

La résolution de cette équation est réalisée par le même système que celui de Hadj Arab 2.5. Cependant, il nécessite moins de données du constructeur. En effet, pour la résolution, il faut seize points (H_m, P, Q) avec quatre H_m différents. Le modèle est applicable seulement avec un couplage MPPT entre le module PV et le moteur (Lunel, 2020). Ainsi, ce modèle est intéressant pour réaliser la simulation d'une pompe lorsque le constructeur a peu de données sur ces composants à fournir.

2.1.2.3 Fonctionnement parallèle ou série

Il est envisageable dans un système de mettre plusieurs pompes pour subvenir aux besoins. Il y a alors deux solutions réalisables pour le fonctionnement de ces pompes, seulement dans le prisme de la technologie centrifuge.

Tout d'abord, le branchement en série des pompes est utilisé en général pour compenser une perte de charge importante du système ou pour obtenir une augmentation importante de la pression du liquide de travail. Ainsi, la tête produite par les pompes en série est l'addition des têtes individuelles de chaque pompe dans le système. L'objectif est d'avoir, par ce type de branchement, une hauteur de pompage maximale plus importante.

Ensuite, le branchement en parallèle des pompes est utilisé en général pour augmenter le débit

dans le système. Ce couplage implique une zone d’aspiration et de décharge commune. La hauteur de pompage n’augmente que très peu alors que le débit devient presque la somme des débits individuels de chaque pompe. En effet, il reste plus faible que cette somme, car les pertes de charge du système sont plus importantes avec un débit plus élevé.

La partie suivante explicite la liaison entre la pompe et les panneaux afin de sélectionner la technique de couplage la plus performante.

2.1.3 Couplage

Le couplage est central dans le dimensionnement du SPEPV, il conditionne le fonctionnement du système. Il peut être réalisé de deux manières : directement entre les panneaux et la pompe ou par l’intermédiaire d’un convertisseur MPPT entre les panneaux et la pompe. Dans l’algorithme, il est possible de choisir le mode de couplage désiré. Le travail sur cette partie est réalisé dans une autre étude parallèle. Ainsi, il est abordé que très succinctement pour éviter la redondance.

2.1.3.1 MPPT

L’usage d’un MPPT est la technique la plus utilisée et la plus facile à mettre en place. Ce couplage apporte un gain conséquent en eau dans un système de pompage solaire. Le MPPT permet de considérer la puissance totale produite par les panneaux photovoltaïques sans prendre en compte la tension ou le courant qui arrive à la pompe. Cette puissance est cependant réduite par un pourcentage donné qui correspond aux pertes de conversion. Ce convertisseur permet de bien dimensionner la puissance des panneaux par rapport à la puissance que la pompe peut développer sans devoir s’assurer qu’il existe un point ($I - V$) de fonctionnement entre les deux. Ce couplage est pris en charge dans le modèle Hadj Arab et Hamidat, mais celui de Hamidat est favorisé pour ce cas. En effet, comme il demande moins de données, il est moins contraignant pour l’utilisateur de l’algorithme. Dans le cadre d’un pompage sans batterie, cette technologie est souvent assimilé à un LCB (Linear Current Boost) qui permet d’augmenter le courant en baissant la tension pour démarrer la pompe plus tôt dans la journée. Le gain en quantité d’eau

pompé entre les deux technologies est similaire mais des études supplémentaires dessus peuvent être intéressantes.

2.1.3.2 Direct

Le couplage direct consiste à directement brancher les panneaux et la pompe. Cette technique nécessite d'amples précautions à prendre au préalable. En effet, il faut superposer les courbes I-V du générateur photovoltaïque sous divers ensoleillement (1000 W/m^2 , 800 W/m^2 , 600 W/m^2 , etc...) avec la courbe I-V de la pompe, trouvée grâce au modèle Hadj Arab, pour identifier l'existence de points de fonctionnement. Voici un exemple de cette méthode avec la figure 2.1.

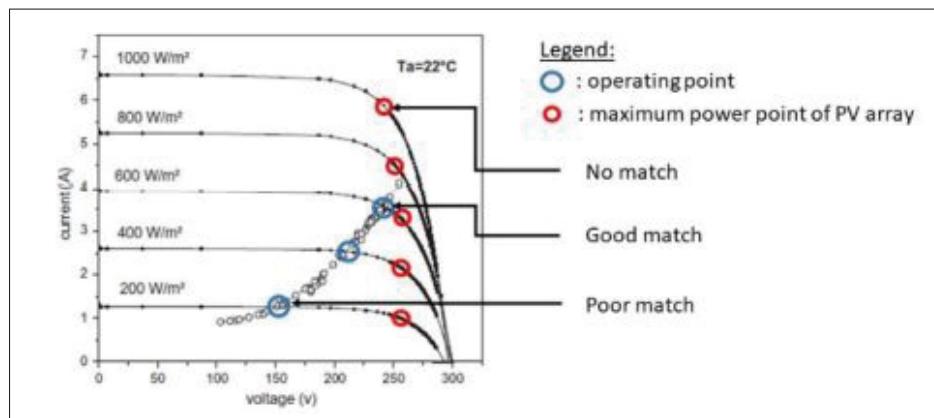


Figure 2.1 Exemple de superposition de courbes I-V
Tiré de Lunel (2020)

Il n'est pas recommandé de réaliser un branchement direct entre la pompe et les panneaux, cela réduit drastiquement la durée de vie de la pompe. Il faut utiliser un convertisseur DC-DC entre les deux pour réaliser la connexion. Ce composant est souvent présent dans un MPPT. Cependant, être proche ou obtenir un point de fonctionnement permet de limiter les pertes du convertisseur. En effet, plus le système est facile à associer moins il y a de travail dans le composant électronique.

Dans l'algorithme, le choix de ce couplage direct implique d'avoir une pompe avec de nombreuses données. Or, le constructeur n'en fournit pas assez. Alors, le couplage direct n'est pas utilisé. Cependant, la connaissance de cette méthode est importante. En effet, elle permet d'analyser la

compatibilité du panneau PV et de l'ensemble moteur pompe sans électronique de puissance. La prochaine section présente les méthodologies autour du réservoir d'eau.

2.1.4 Réservoir d'eau

Le réservoir d'eau est dimensionné pour pouvoir satisfaire la demande d'eau sur plusieurs jours lorsque l'énergie solaire n'est pas disponible. En général, ce cas survient lorsqu'il y a un ennuagement important et une grande probabilité de pluie. Le réservoir est aussi utile lorsque la demande en eau est plus importante que l'apport. En général, il est intéressant de considérer 2 à 3 jours d'autonomie. Au-delà, le réservoir peut être surdimensionné et entraîner un sur-coût non-négligeable.

2.1.4.1 État de charge

Le dimensionnement du réservoir d'eau dépend directement de la production d'énergie photovoltaïque et de la demande hydraulique. Pour réaliser ce dimensionnement, il faut calculer l'état de charge du réceptacle d'eau à tout moment t . Il y a deux équations qui permettent de calculer cet état. Celle lorsque le réservoir se remplit :

$$SOC(t) = SOC(t - 1) + [E_{PV}(t) - \frac{E_L(t)}{\eta_{MP}}] \eta_{tank} \quad (2.7)$$

Puis celle lorsque le réceptacle se décharge :

$$SOC(t) = SOC(t - 1) - [\frac{E_L(t)}{\eta_{MP}} - E_{PV}(t)] \quad (2.8)$$

Avec $SOC(t)$ et $SOC(t - 1)$ les états de charges du réservoir d'eau en Wh au temps t et $t - 1$. Ensuite $E_{PV}(t)$ représente l'énergie générée par le capteur solaire en Wh qui arrive au niveau de la pompe (s'il y a un contrôleur, les pertes de celui-ci sont comprises dans cette variable). $E_L(t)$ correspond à la demande en énergie hydraulique en Wh . Puis, η_{MP} est l'efficacité de conversion entre l'énergie électrique et hydraulique de l'ensemble moteur pompe. Finalement,

η_{tank} est l'efficacité du remplissage du réservoir, cette variable vaut généralement 1.

L'état de charge du réceptacle est compris entre 0 et SOC_{max} , avec SOC_{max} qui correspond à la capacité maximale du réservoir d'eau qui correspond à l'autonomie maximum que peut supporter le système en Wh .

2.1.4.2 Vidange d'un réservoir

Le montage du banc d'essai, pour des contraintes d'espaces et de coûts, ne permet pas d'investir dans le génie civil. Avoir un réservoir à taille réelle pour deux à trois jours de plusieurs mètres cube a un coût et un impact surfacique non-négligeables qui ne sont pas envisageables pour un banc d'essai. Il se veut expérimental afin de valider les connaissances et le savoir faire.

Pour toutes ces raisons, il faut alors être en mesure de calculer la rapidité de vidange du réservoir afin de maîtriser le flux pour simuler des profils de consommation ou obtenir un écoulement continu.

Le réservoir d'eau a une section S où le niveau de l'eau est noté h , de valeur initiale h_0 . Ce contenant est ouvert sur sa partie supérieure avec une pression P égale à celle atmosphérique. Il y a une vanne de section S_e ouverte au bas du réservoir. La pression à ce niveau est équivalente à la pression atmosphérique P_{atm} . Voir la figure 2.2 qui schématisse le problème :

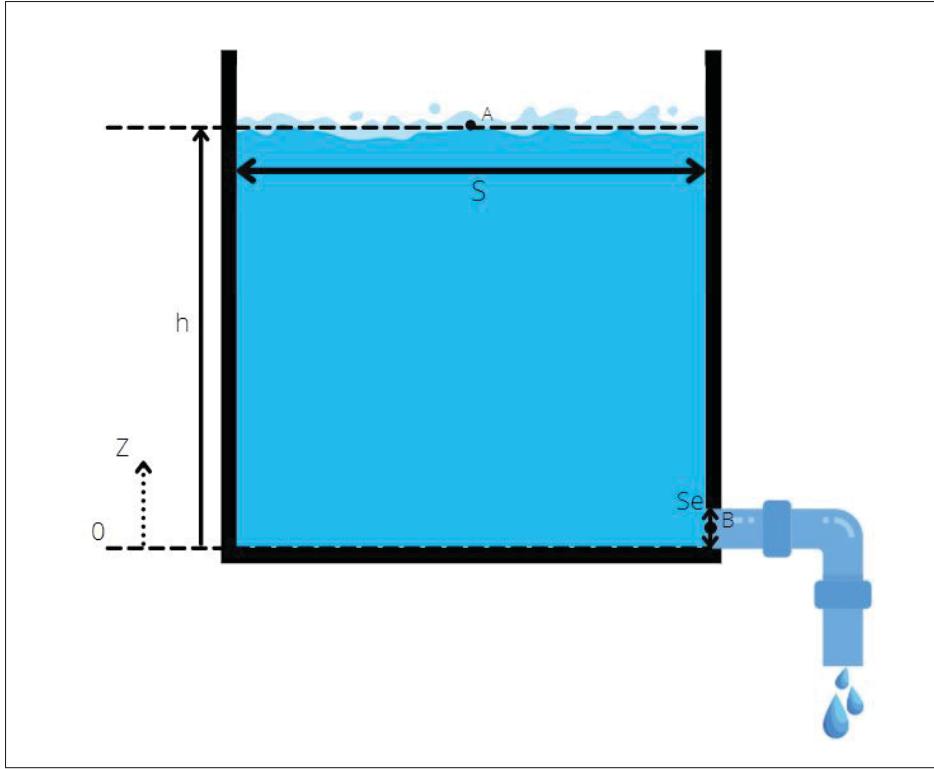


Figure 2.2 Schéma de la vidange du réservoir

L'eau s'écoule du point A vers le point B. La résolution de ce problème passe par la mise en place des hypothèses plausibles suivantes :

- Fluide supposé parfait et incompressible ;
- Les variations de pression et de vitesse de l'eau dans la section de sortie sont négligées ;
- L'écoulement est irrotationnel (champ de vitesses a partout un rotationnel nul) et supposé quasi-stationnaire.

La cote $Z = 0$ correspond au niveau de la sortie du réservoir. La vitesse de la surface libre est liée à la hauteur d'eau h par la relation $V = -\frac{dh}{dt}$. La vitesse de l'eau à la sortie du réservoir est notée V_e .

Par la loi de conservation du débit 2.9, il est possible de retrouver l'expression littérale 2.10 de V_e .

$$V * S = V_e * S_e \quad (2.9)$$

donc

$$V_e = -\frac{S}{S_e} * \frac{dh}{dt} \quad (2.10)$$

Puis avec Bernouilli le long de la ligne de courant du point A au point B, il est possible d'obtenir une description de la vitesse d'éjection de l'eau 2.11.

$$\frac{1}{2} * V^2 + \frac{P_A}{\rho_{eau}} + g * h_A = \frac{1}{2} * V_e^2 + \frac{P_B}{\rho_{eau}} + g * h_B$$

Or,

$$h_A = h$$

$$h_B = 0$$

$$\Delta P = P_A - P_B$$

$$V = V_e * \frac{S_e}{S}$$

Donc :

$$\frac{V_e^2}{2} - \left(\frac{S_e}{S}\right)^2 * \frac{V_e^2}{2} = \frac{\Delta P}{\rho_{eau}} + g * h$$

Ainsi :

$$V_e = \sqrt{\frac{2 * \left(\frac{\Delta P}{\rho_{eau}} + g * h\right)}{1 - \left(\frac{S_e}{S}\right)^2}}$$

Or,

$$P_A = P_{atm}$$

$$P_B = P_{atm}$$

Donc : $\Delta P = P_A - P_B = 0$

Au final,

$$V_e = \sqrt{\frac{2 * g * h}{1 - \left(\frac{S_e}{S}\right)^2}}$$

De plus, si $S_e \ll S$ alors l'expression de V_e devient :

$$V_e = \sqrt{2gh} \quad (2.12)$$

Cette expression se simplifie alors à l'étude d'une chute libre d'un corps. Pour obtenir le débit Q_e il suffit de multiplier V_e par sa section correspondante S_e , comme dans l'expression 2.13.

$$Q_e = V_e * S_e \quad (2.13)$$

Grâce à l'équation différentielle vérifiée par $h(t)$ dans la formule 2.14, il faut en déduire l'expression du temps de vidange du réservoir.

$$\begin{aligned} V_e^2 &= 2gh \\ \text{Et : } V_e &= -\frac{S}{S_e} \frac{dh}{dt} \end{aligned}$$

L'équation différentielle est alors retrouvée ainsi : (2.14)

$$\begin{aligned} \left(-\frac{S}{S_e} \frac{dh}{dt}\right)^2 &= 2gh \\ \dot{h}^2 + 2g\left(\frac{S_e}{S}\right)^2 * h &= 0 \end{aligned}$$

En résolvant l'équation 2.14 il est alors possible de retrouver l'expression du temps de vidange d'un réservoir 2.15, dans les conditions $S_e \ll S$ et $\Delta P = P_A - P_B = 0$.

$$\begin{aligned} \frac{dh}{dt} &= \frac{S_e}{S} \sqrt{2gh} \\ \frac{dh}{\frac{S_e}{S} \sqrt{2gh}} &= dt \\ \int_{h_0}^0 \frac{1}{\frac{S_e}{S} \sqrt{2gh}} dh &= \int_0^T dt \end{aligned} \quad (2.15)$$

Au final, le temps de vidange vaut :

$$T = \frac{S}{S_e} \sqrt{\frac{2 * h_0}{g}}$$

Ainsi plus la section d'éjection, S_e , est importante plus le temps de vidange du réservoir est rapide, et inversement. Par conséquent, si le débit maximal de la pompe est connu, il est possible de savoir en combien de temps le réservoir va se remplir. Il faut alors dimensionner la section de sortie de telle sorte que la vidange soit plus rapide afin d'obtenir un flux tendu d'eau.

Toutes les notions principales sont présentées. La prochaine partie se concentre sur la structuration de ces concepts pour obtenir un algorithme de dimensionnement réfléchi et utile.

2.1.5 Python

L'outil de programmation Python, est un langage ouvert, gratuit, collaboratif et orienté objet. Pour atteindre les objectifs cités antérieurement, il faut créer plusieurs modules qui communiquent entre eux. Conséquemment, le code du présent projet comporte douze objets distincts. Il y a tout d'abord les deux modules d'interfaces utilisateur :

- Basegraph, à l'origine de la création des courbes et de leurs affichages dans tout le programme ;
- Input, qui crée toutes les interfaces de saisies des données pour l'utilisateur.

Puis il y a les quatre modules de simulations du SPEPV :

- Panneau, qui modélise le générateur photovoltaïque du système avec ses fonctions associées ;
- Pump, qui modélise la pompe du SPEPV avec ses fonctions associées ;
- Potentiel localisation, qui permet à travers ses éléments de connaître le potentiel solaire sur une surface inclinée à une localisation souhaitée ;
- Réservoir, qui modélise le conteneur d'eau du système avec ses fonctions associées.

Cependant, ces objets ne sont pas capables d'exister sans les cinq modules de support suivants : errors, function models, inverse, properties mod et solar mod. Ils apportent divers ajouts fondamentaux pour réaliser la simulation du SPEPV (Lunel, 2020).

Finalement, l'ensemble des objets décrits ci-dessus sont incorporés dans le module principal nommé "Main" qui réalise l'algorithme visible dans la figure 2.4. Cet ensemble de code, d'objets, est accessible à tous et en libre accès sur une plateforme nommée GitHub.

L'essence de la création de cet outil vient de la volonté répondre à ces trois besoins :

- Tester les composants rapidement ;
- Simuler un système de pompage solaire d'eau sur une année ;
- Créer une interface facile à maîtriser qui permet à un utilisateur qui ne connaît pas le langage de programmation d'utiliser l'algorithme.

Pour respecter ces objectifs, la structuration du programme se fait en deux branches : l'une qui permet de simuler le SPEPV sur une année et l'autre qui permet de tester le bon fonctionnement des composants entre eux. L'idée est de pouvoir tester les éléments intéressants en amont afin de, par la suite, les intégrer dans la branche de simulation et d'analyser les résultats. L'algorigramme 2.4 schématise cette structuration. Pour le comprendre, il faut s'attarder avant sur la figure 2.3, qui correspond à la légende d'un algorigramme :

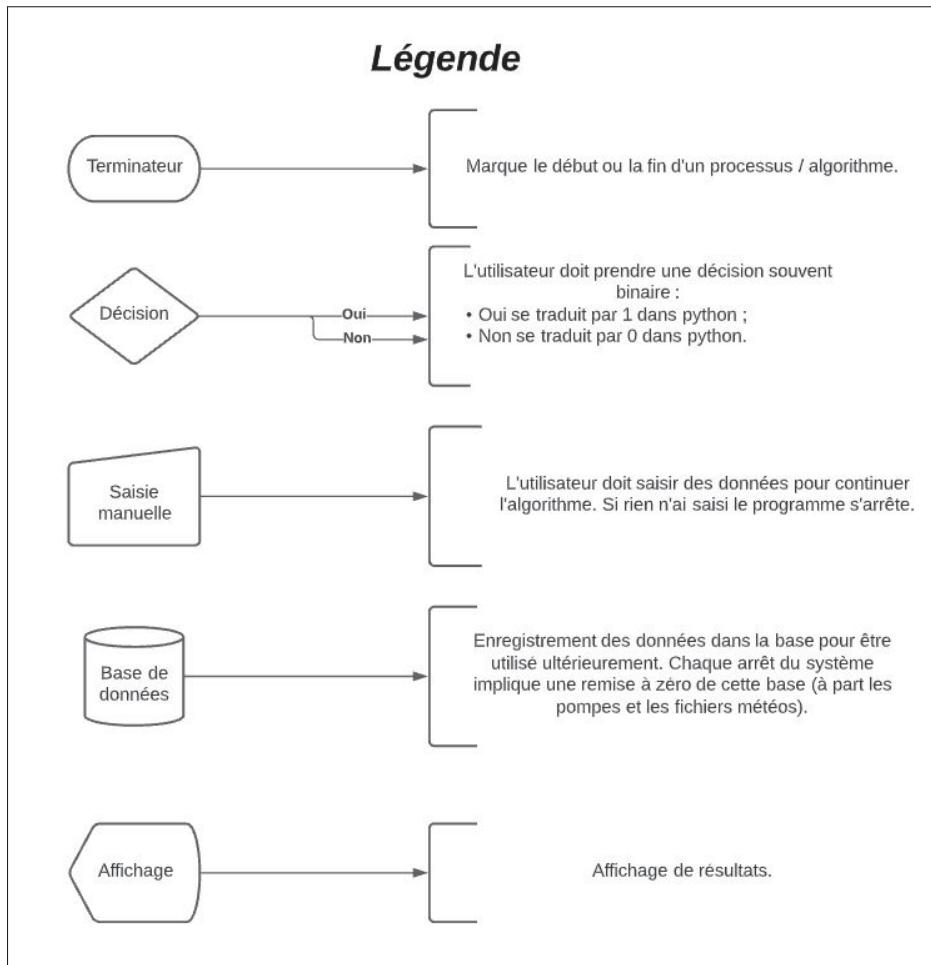


Figure 2.3 Légende du fonctionnement de l'algorigramme

Ainsi, il est possible d'appréhender l'algorigramme 2.4 qui structure les notions :

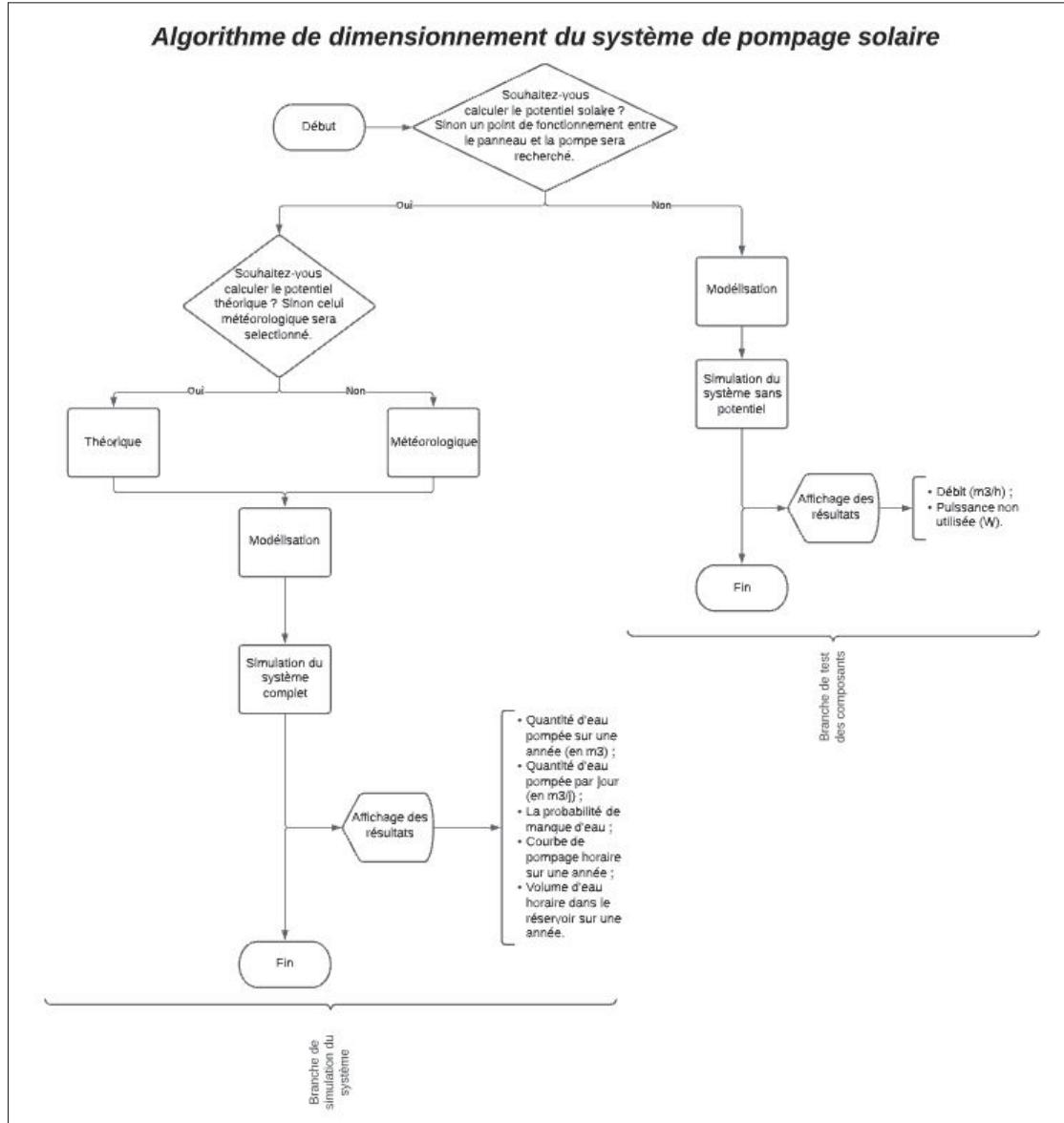


Figure 2.4 Algorigramme de la méthodologie théorique structurée dans Python

Pour expliciter la figure 2.4 ci-dessus, voici une description des processus visibles :

- Théorique, correspond au calcul du potentiel solaire par la théorie (en W/m^2) sur une surface inclinée d'un angle β à un endroit désiré. Ce processus est explicité dans les notions de la section 1 ;

- Météorologique, correspond au calcul du potentiel solaire par un fichier météo (en W/m^2) sur une surface inclinée d'un angle β à un endroit désiré. Ce processus est explicité dans les notions de la section 1 ;
- Simulation du système complet, correspond à la mise en fonctionnement du SPEPV théorique sur une année complète afin d'obtenir les résultats de celui-ci ;
- Simulation du système sans potentiel, permet d'essayer le module de génération photovoltaïque avec la pompe pour vérifier la symbiose des deux.

Finalement, le processus de modélisation, correspond à la création des différents composants d'un SPEPV. Il crée alors le panneau PV, la pompe, le MPPT si désiré et le réservoir à partir des concepts abordés dans les parties 2, 2.1.2, et 2.1.4. Ce processus, beaucoup plus conséquent que les précédents, est schématisé dans un algorigramme qu'il est possible de consulter sur deux figures complémentaires pour la lisibilité. Il commence alors avec la partie une sur l'algorigramme 2.5 suivant :

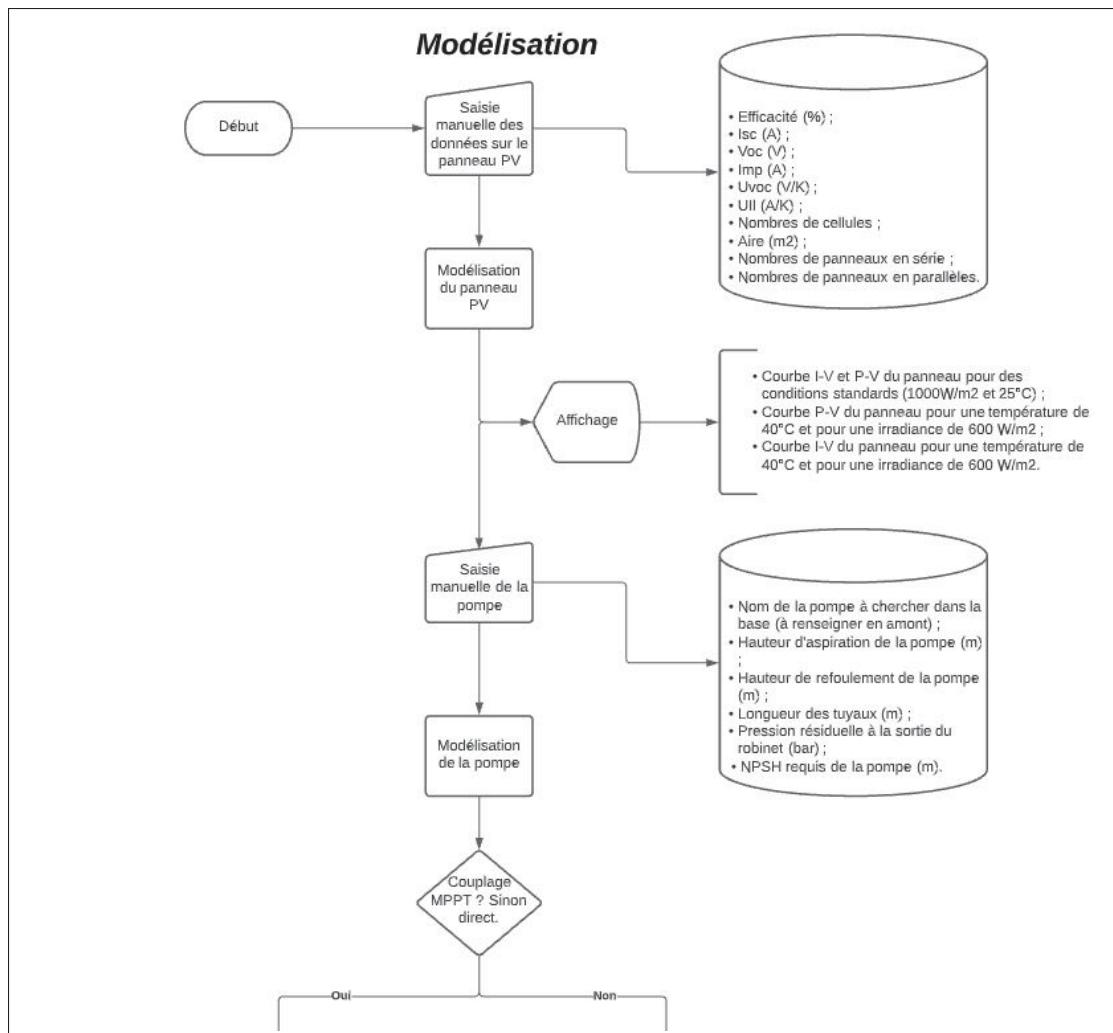


Figure 2.5 Algorigramme du processus de modélisation - Partie 1

Puis une fois le choix de couplage réalisé, il est possible de modéliser les derniers éléments présents sur la figure 2.6 suivante :

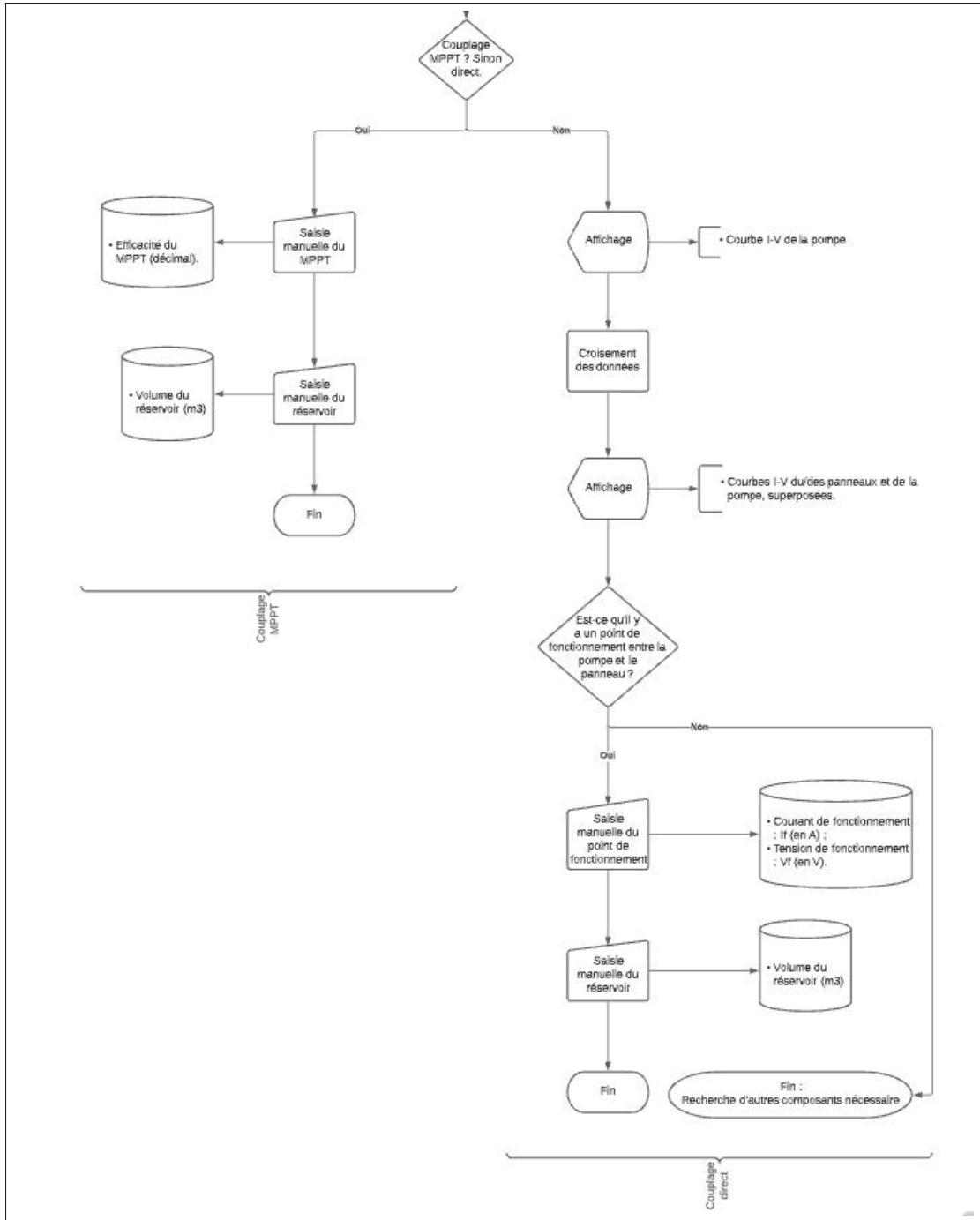


Figure 2.6 Algorigramme du processus de modélisation - Partie 2

Cet algorigramme de la modélisation présent sur la figure 2.5 et 2.6 met en avant la méthode pour créer les différents objets Python utilisés pour la simulation ou le test des composants.

La prochaine section présente la façon dont cette méthodologie théorique peut être utilisée en pratique.

2.2 Pratique

La totalité de la méthodologie théorique ayant été abordée à ce stade de l'étude, cette section se penche sur la méthodologie pratique qui est complémentaire à la première. Cette section met en avant les méthodologies suivantes :

- les cahiers des charges du banc d'essai et du système modulable ;
- l'analyse de la structure théorique ainsi que sous deux logiciels (CATIA et RDM6) soutenant les panneaux ;
- la cavitation.

En parallèle de ces points principaux, d'autres méthodes pratiques d'aide à la prise de décision vont être explicitées comme la matrice de choix.

2.2.1 Cahier des charges

Cette partie traite de la méthodologie de l'élaboration du cahier des charges de plusieurs cas concrets. Le premier cas concerne l'élaboration d'un banc d'essai au Canada afin de réaliser des expériences dans des études ultérieures. La deuxième étude se focalise sur un système de pompage d'eau modulable.

2.2.1.1 Banc d'essai

Pour commencer, afin de réaliser un cahier des charges qui répond aux besoins, il faut les identifier correctement. Ce banc d'essai est réalisé dans un objectif de confronter les futures études à des conditions proche de la réalité et d'un réel besoin. Cela implique les contraintes suivantes :

- Une source d'eau réelle afin d'en ressortir les impacts d'une eau impropre, du changement du niveau de la source et autres ;

- Un volume d'eau pompée important afin de mieux comprendre les enjeux qu'impliquent des quantités réelles ;
- Un système à l'extérieur pour appréhender les effets de l'environnement sur un SPEPV.

Le banc d'essai est implanté au Canada, à proximité de Montréal avec une source d'eau de surface. Voici le cahier des charges 2.1 à respecter pour dimensionner le système :

Tableau 2.1 Cahier des charges : Banc d'essai

<i>Cahier des charges : Determination des variables</i>			
<i>Variables</i>	<i>Determination</i>	<i>Valeur</i>	<i>Unité</i>
Fixé par l'environnement : Montréal			
Latitude	Imposé	45,50884	degré
Longitude	Imposé	-73,58781	degré
Albédo	Imposé	Variation saisonier	/
Azimuth solaire	Imposé	0	degré
Altitude	Imposé	216	m
Irradiation solaire horaire sur un plan incliné	Calculé	Définie sur une année	Wh/m ²
Type de point d'eau	Choix dimensionnement	Surface	Lac, rivière ou autre
Fixé par l'installation			
<i>Panneau</i>			
Panneau	Choix dimensionnement	Définir	Modèle
Inclinaison du panneau (β)	Calculé	Saisonnier	degré
Efficacité du panneau	Imposé	Dépend du choix de panneau	%
Isc	Imposé	Dépend du choix de panneau	Ampère
Voc	Imposé	Dépend du choix de panneau	Voltage
Imp	Imposé	Dépend du choix de panneau	Ampère
Vmp	Imposé	Dépend du choix de panneau	Voltage
Uvoc	Imposé	Dépend du choix de panneau	Volt par degré
Ull	Imposé	Dépend du choix de panneau	Ampère par degré
Nombre de cellules	Imposé	Dépend du choix de panneau	/
Nombre de panneaux	Choix de dimensionnement	Définir	/
Aire	Imposé	Dépend des choix	m ²
Nombre de panneaux en parallèle (Mp)	Choix dimensionnement	Définir	/
Nombre de panneaux en série (Ms)	Choix dimensionnement	Définir	/
<i>Circuit hydraulique</i>			
Pompe de surface	Choix de dimensionnement	Définir	Modèle
Nombre de coudes	Choix dimensionnement	5	/
Longueur du tuyau de refoulement	Choix dimensionnement	20	m
<i>Réservoir</i>			
Hauteur	Imposé	Dépend du choix du réservoir	m
Rayon	Imposé	Dépend du choix du réservoir	m
Hauteur alimentation	Imposé	Dépend de la hauteur	m
Alimentation	Choix dimensionnement	Par le haut	/
<i>MPPT</i>			
MPPT	Choix dimensionnement	Définir	Modèle
Efficacité de conversion	Imposé	Dépend du choix du MPPT	%
Fixé pour le dimensionnement			
Demande en eau journalière par habitant (DEM)	Imposé	250	L/jours
Nombre d'habitants à alimenter en eau	Calculé	Déterminé par logique	/
Autonomie	Choix dimensionnement	3	Jours
Probabilité de manque d'eau (PE) maximum	Choix de dimensionnement	5	%

Ce tableau 2.1 permet dans un premier temps de faire un récapitulatif des variables cruciales

dans le dimensionnement d'un SPEPV. Celles qui doivent être impérativement déterminées.

Dans un second temps, il permet de clarifier la méthode de détermination de ces variables :

- Imposé, implique que la variable est fixée soit par l'environnement directement soit par un choix de composant ;
- Calculé, implique que la variable est déterminée par le biais d'une équation ou d'un enchaînement de plusieurs formules ;
- Choix dimensionnement, implique que la variable ne peut être fixée seulement par une décision réfléchie et posée.

Il est alors nécessaire de renseigner chacune des variables présentes dans le cahier des charges afin de pouvoir dimensionner et simuler le banc d'essai de pompage d'eau solaire.

2.2.1.2 Système modulable

Cette deuxième étude se concentre sur l'élaboration d'un système de pompage solaire modulable, inspiré du banc d'essai, qui comporte entre un et six panneaux photovoltaïques. L'objectif de cette étude est multiple :

- Dimensionner un système facilement ajustable en puissance donc en quantité d'eau pompée ;
- Simuler le système pour plusieurs consommations distinctes afin de mettre en lumière l'importance de la sobriété ;
- D'être une perspective d'implantation, robuste sur le temps, pour le banc d'essai au sein d'une communauté ;

Le SPEPV n'est pas dimensionné pour répondre à une demande d'eau particulière. Cela, se ressent dans la méthodologie. C'est-à-dire que la conception se réalise dans l'objectif d'obtenir une station de pompage solaire robuste, abordable et adaptable. Elle est pensée dans des plages de fonctionnement précises. Ainsi, pour que le système soit fonctionnel selon les prévisions théoriques, il faut une communication au préalable avec les communautés souhaitant l'utiliser. Cela pour s'assurer que l'ensemble de pompage solaire puisse répondre aux besoins.

Pour correctement dimensionner le SPEPV, il faut aussi répondre à un cahier des charges précis.

Il est très similaire à celui de la partie 2.2.1.1 précédente. Cependant, il comporte quelques différences notables comme il est possible de constater dans le tableau 2.2.

Tableau 2.2 Cahier des charges : Système modulable

Cahier des charges : Détermination des variables			
Variables	Détermination	Valeur	Unité
Fixé par l'environnement			
Latitude	Choix dimensionnement	Variable	degré
Longitude	Choix dimensionnement	Variable	degré
Albédo	Imposé	Variation saisonier	/
Azimuth solaire	Choix dimensionnement	Variable	degré
Altitude	Choix dimensionnement	Variable	m
Irradiation solaire horaire sur un plan incliné	Calculé	Définie sur une année	Wh/m ²
Type de point d'eau	Choix dimensionnement	Surface	Lac, rivière ou autre
Fixé par l'installation			
<i>Panneau</i>			
Panneau	Choix dimensionnement	Définir	Modèle
Inclinaison du panneau (β)	Calculé	Saisonnier	degré
Efficacité du panneau	Imposé	Dépend du choix de panneau	%
Isc	Imposé	Dépend du choix de panneau	Ampère
Voc	Imposé	Dépend du choix de panneau	Voltage
Imp	Imposé	Dépend du choix de panneau	Ampère
Vmp	Imposé	Dépend du choix de panneau	Voltage
Uvoc	Imposé	Dépend du choix de panneau	Volt par degré
Uil	Imposé	Dépend du choix de panneau	Ampère par degré
Nombre de cellules	Imposé	Dépend du choix de panneau	/
Nombre de panneaux	Choix de dimensionnement	Variable entre 1 et 6	/
Aire	Imposé	Variable	m ²
Nombre de panneaux en parallèle (Mp)	Choix dimensionnement	Définir	/
Nombre de panneaux en série (Ms)	Choix dimensionnement	Définir	/
<i>Circuit hydraulique</i>			
Pompe de surface	Choix de dimensionnement	Définir	Modèle
Nombre de pompes	Choix de dimensionnement	Variable	/
Nombre de coudes	Choix dimensionnement	5	/
Longueur du tuyau de refoulement	Choix dimensionnement	20	m
<i>Réservoir</i>			
Hauteur	Imposé	Dépend du choix	m
Rayon	Imposé	Dépend du choix	m
Hauteur alimentation	Imposé	Dépend de la hauteur	m
Alimentation	Choix dimensionnement	Par le haut	/
<i>MPPT</i>			
MPPT	Choix dimensionnement	Définir	Modèle
Efficacité de conversion	Imposé	Dépend du choix du MPPT	%
Fixé pour le dimensionnement			
Demande en eau journalière par habitant (DEM)	Choix de dimensionnement	Variable	L/jours
Nombre d'habitants à alimenter en eau	Calculé	Déterminé par logique	/
Autonomie	Choix dimensionnement	3	Jours
Probabilité de manque d'eau (PE) maximum	Choix de dimensionnement	5	%

Les divergences sont concentrées sur les variables sensibles à l'environnement. Le système a pour but d'être implanté dans un lieu qui est présentement inconnu. Cela implique l'apparition une variabilité de certains paramètres comme la latitude, la longitude, l'altitude, l'azimuth, etc. Cependant, pour les simulations, la localisation de Montréal est gardée.

De plus certaines variables comme le nombre de pompes dans le système s'implémente par rapport au cas précédent du banc d'essai. En effet, il est envisageable de mettre des pompes en parallèle ou en série dans le système. La demande en eau journalière par habitant évolue aussi selon la localisation.

Il est crucial, dans la prochaine partie, d'aborder la méthodologie derrière une prise de décision telle que le choix d'un composant pour le SPEPV.

2.2.1.3 Prise de décision

Pour le choix de dimensionnement dans les cahiers des charges, il faut définir une variable à travers une prise de décision. Pour aider ce choix, il existe des méthodes qui permettent de clarifier les meilleures solutions. Cependant, les choix ne peuvent pas être tous résolus de la même façon. Pour un composant, il faut par exemple élaborer, avant toute chose, un paysage des fournisseurs de ces composants. Cette vue d'ensemble permet de sélectionner une marque qui répond aux attentes et dans la continuité des valeurs voulues. Il est possible de voir le paysage des fournisseurs pour le panneau, la pompe, le réservoir, le MPPT, l'onduleur et le hacheur dans l'annexe I. Cette perspective permet de mettre en évidence les grands acteurs dans la fabrication des panneaux photovoltaïques à travers la figure 2.7.

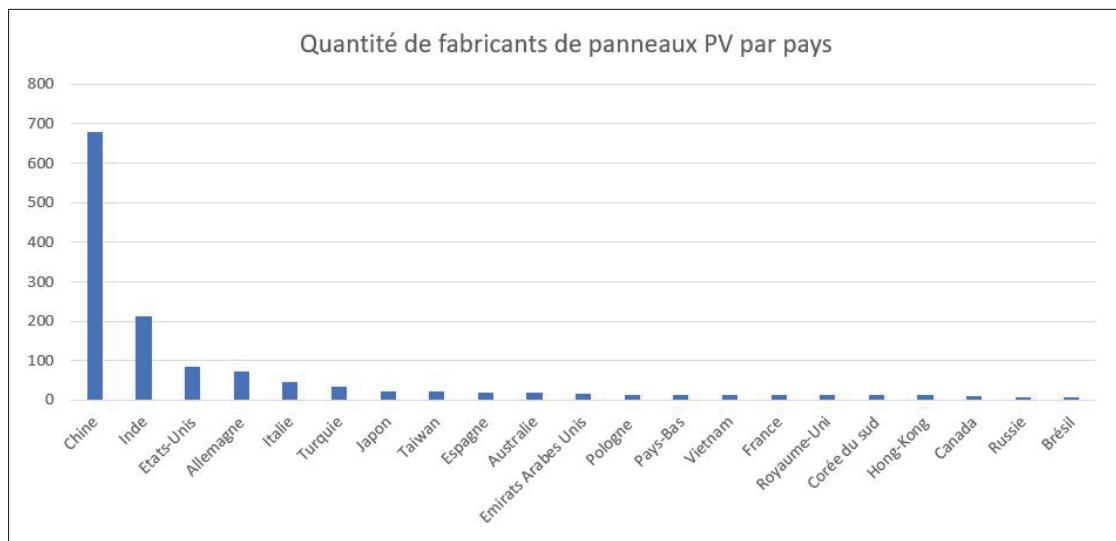


Figure 2.7 Fabricants de panneaux PV par pays

La Chine est alors incontestablement le producteur principal de panneaux avec 680 fabricants.

Une fois les fournisseurs connus, il faut savoir si les contraintes de l'étude impliquent des fonctionnalités spéciales pour le produit. Dans le travail présent, ce n'est pas le cas, au contraire.

La volonté est de rechercher des produits standards à des prix abordables.

Par la suite le choix entre les différents composants est réalisé à travers une matrice de décision.

Cet outil permet de donner des impacts différents aux critères sélectionnés. Il réalise cette distinction par le biais de coefficients et de notations. En effet, la matrice de décision met en lumière la meilleure solution grâce à un système de pondération efficace. Il faut, pour réaliser cette matrice, identifier la décision. Ici c'est le choix d'un produit par rapport à un autre. Ensuite, il faut lister tous les produits intéressants qui ont la possibilité de répondre aux contraintes. Puis il faut identifier les critères et les pondérer. Voici un exemple de cette pondération avec le tableau 2.3. Elle correspond au choix du type de structure qui va supporter les panneaux.

Tableau 2.3 Coefficients de la matrice de décision d'une structure solaire

Pondération	
<i>Installation</i>	3
<i>Prix</i>	5
<i>Mobilité</i>	2
<i>Résistance</i>	4
<i>Ajustement saisonier</i>	4
<i>Ajustement journalier</i>	1
<i>Ajustement d'échelle</i>	3

Une fois la pondération faites, il faut se concentrer sur la notation des produits selon les critères sélectionnés. Ces notes, combinées à la pondération, donnent une note globale pour chaque produit. Pour finir, il ne reste plus qu'à choisir le composant correspondant à cette note. Voici un exemple de matrice de décision pondérée avec le tableau 2.4.

Tableau 2.4 Matrice de décision pondérée d'une structure solaire

Structure : choix du type de montage								
Type de montage	Installation	Prix	Mobilité	Résistance	Ajustement saisonier	Ajustement journalier	Ajustement d'échelle	Note
Montage poteau inclinable lesté	4	3	3	3	5	1	3	75
Montage treillis lesté	2	4	1	4	2	0	4	64
Montage poteau inclinable vis de terre	2	3	3	2	5	2	3	66
Support au sol	5	5	5	0	3	4	0	66
Sur poteau pré-installé	5	5	5	1	3	1	0	67
Montage treillis avec vis de terre	1	3	3	4	3	0	4	64

Lors de cette décision, la matrice met alors en avant la solution du montage poteau inclinable lesté. C'est celle qui est retenue pour la suite des études.

La partie suivante traite de la méthodologie pour vérifier l'intégrité de cette structure sélectionnée.

2.2.2 Intégrité de la structure

Cette section cherche à démontrer la méthodologie à suivre afin de vérifier l'intégrité de la structure face à diverses contraintes comme le vent et la gravité. Une première partie théorie concentre toutes les notions afin de réaliser une étude simple à la main. Ensuite, la seconde section sur RDM6, initie à la méthodologie pour croiser et vérifier les résultats. Finalement, la troisième partie, explique comment sous CATIA, il est possible de réaliser une étude plus complète de la structure dans son intégralité. Il existe diverses méthodes pour réaliser l'étude d'une structure, ici, il est question de la théorie des poutres. Voici un exemple de structure poteau lesté, comprenant un angle saisonnier ajustable pour les panneaux, avec la figure 2.8.



Figure 2.8 Montage poteau lesté, avec angle saisonnier ajustable -
Constructeur : Preformed

L'objectif est de s'assurer que le montage sélectionné dans la partie 2.2.1.3 soit suffisamment robuste.

2.2.2.1 Théorie

La structure choisie subit les forces du vent et de la gravité. Ces deux chargements vus dans la partie 1.2.1 ont des effets non-négligeables sur le montage qu'il est nécessaire de quantifier. Il faut regarder l'élément de l'ensemble qui subit le plus de contraintes. Cette composante est le poteau à l'origine de la tenue de l'ensemble. La vérification de son intégrité passe alors par l'utilisation de la théorie des poutres. Cette méthodologie est présentée dans l'Annexe V.

Finalement, avec toutes les méthodes vues ci-dessus, la structure sélectionnée peut être analysée pour s'assurer de sa tenue dans les pires conditions notifiées par les constructeurs. Il est intéressant ainsi de calculer et de se rendre compte du coefficient de sécurité choisi par le constructeur dans l'annonce des performances. Il n'est pas improbable, que par souci de mettre en avant des

résistances à des vitesses du vent importantes, le constructeur fasse l’impasse sur la marge de sécurité.

La section suivante présente un outil de vérification des calculs.

2.2.2.2 Logiciel de résistance des matériaux - RDM6

RDM6 est un logiciel libre de droit et gratuit développé par l’IUT Le Mans à destination de la recherche ainsi que de l’enseignement. Son champ d’action se situe dans la résistance des matériaux. Il permet de faire des calculs de structure par la méthode des éléments finis. Il possède les modules suivants :

- RDM Flexion pour le calcul et l’optimisation des poutres droites sollicitées en flexion simple ;
- RDM Ossatures pour l’analyse statique et dynamique des structures planes ou tridimensionnelles ;
- RDM Éléments finis pour la modélisation et du maillage d’une surface plane ainsi que des calculs d’élasticité plane ou de révolution, de la flexion des plaques, de l’analyse thermique et de l’analyse de section droite d’une poutre ;
- RDM Rosettes pour le dépouillement des rosettes, l’étude des contraintes et des déformations autour d’un point.

Les panneaux du SPEPV sont supportés par une structure dont l’analyse statique est fondamentale. Ainsi, c’est le module RDM Ossatures qui est utile dans l’étude.

Cet outil permet de vérifier une étude structurelle simple, pour aller plus loin, l’utilisation de CATIA est intéressant.

2.2.2.3 CATIA

CATIA est un logiciel développé par Dassault qui permet la modélisation en trois dimensions de composants. Il est possible à l’aide de cet outil de réaliser des études structurelles simples et complexes selon le degré de précision de la modélisation.

Dans un premier temps, il faut modéliser chacun des composants qui compose la structure qui

supporte les panneaux par le biais du module "Part Design". Les bonnes méthodes de création dans cette partie sont :

- Création d'un squelette contenant les surfaces fonctionnelles de la pièce à la base de son utilité ;
- Paramétriser au maximum les composants de la pièce afin de faciliter tout changement dessus ;
- Favoriser des contraintes géométriques entre les éléments à celles de fixations ou de distances ;
- Nommer les éléments de manière à faciliter la compréhension de la modélisation pour les intervenants extérieurs.

Dans un second temps, il faut utiliser le module "Assembly Design" afin d'associer les pièces entre elles pour former la structure désirée. Cet assemblage passe par l'utilisation de contraintes spécifiques entre les composants.

Finalement, par le biais du module "Generative Structural Analysis", il est possible d'effectuer une analyse d'éléments finis d'une pièce ou d'un assemblage de pièces. Le calcul est réalisé dans un cadre élastique linéaire. Il faut d'abord élaborer le maillage de la structure dans cette partie de CATIA. La quantité d'éléments de maillage doit être plus importante aux endroits où il y a le plus de concentration de contraintes. Cela passe par la mise en place d'une taille de maillage plus fine et une flèche locale (écart toléré entre la géométrie réelle et le maillage) plus petite aux zones très contraintes. Toujours pour le maillage, il faut choisir son type (tétraèdre à 4 ou 10 nœuds). Ensuite, il faut définir, pour résoudre n'importe quel cas statique, les conditions aux limites ainsi que les chargements. Puis à partir des contraintes d'assemblage, dans un contexte d'un ensemble de pièces, il est obligatoire de définir les connexions entre les pièces. Une fois l'ensemble bien défini, il est possible de lancer le calcul et d'analyser les résultats qui en découlent.

La méthodologie d'analyse structurelle est abordée. La partie suivante présente la tenue du système hydraulique par l'étude de la cavitation.

2.2.3 Cavitation

De nombreuses pompes ou systèmes hydrauliques ont leurs durées de vie écourtées grandement par un phénomène qui est fondamental d'analyser lorsqu'il est question de pompage. Ce

phénomène est la cavitation. C'est la naissance et l'oscillation de bulles de gaz ou de vapeur dans un liquide soumis à une dépression dans un réseau hydraulique. Une baisse de la pression importante peut atteindre une valeur qui est inférieure à la pression de vapeur saturante du liquide en mouvement et ainsi former des bulles de vapeur. Ce gaz formé peut impacter et causer des dégâts considérables au système.

La cavitation peut avoir trois origines distinctes :

- Hydrodynamique, liée à un écoulement à forte vitesse qui induit des changements de pression ;
- Acoustique, liée aux variations de densité du liquide par l'effet d'une onde acoustique ;
- Optique, liée à une exposition à une forte énergie lumineuse.

Dans le cas d'un SPEPV, c'est la cavitation hydrodynamique qui a des chances d'arriver. La prévention de ce phénomène dans un SPEPV passe par le calcul du *NPSH* (net positive suction head) avec l'équation 2.16.

$$NPSH_{dispo} = \frac{P_0 - P_V}{\rho * g} + H - \Delta H \quad (2.16)$$

Avec :

- P_0 la pression à la surface du réservoir ;
- H la hauteur d'aspiration (positive si la surface de l'eau est au-dessus de la pompe sinon négative) ;
- ΔH la perte de charge totale (singulière et régulière) ;
- P_V la pression de vapeur saturante du liquide mis en mouvement ;
- ρ la masse volumique du fluide ;
- g l'accélération de pesanteur qui vaut $9.81 m.s^{-2}$.

Cette valeur est homogène à une longueur et elle est mesurée en mètre de colonne d'eau (*mCE*) dans le cadre d'un pompage solaire d'eau. Pour réaliser le calcul de cette variable, il faut alors passer par la détermination des pertes de charge totale, par l'équation 2.17 :

$$\Delta H = P_r + P_s \quad (2.17)$$

Ensuite, les pertes de charge régulière (P_r) et singulière (P_s) se calculent selon la formule 2.18.

$$P_r = C_{Pr} * \frac{L * V^2}{D * 2 * g}$$

Avec : $C_{Pr} = 0.3164 * R_e^{-0.25}$ lorsque R_e entre 4000 et 100 000

$$\text{Le nombre de Reynolds vaut : } R_e = \frac{V * D}{\nu_c} \quad (2.18)$$

Puis :

$$P_c = C_{Ps} * \frac{\rho * V^2}{2}$$

Une fois obtenue, le $NPSH_{dispo}$ doit être supérieur au $NPSH_{requis}$ donnée par le constructeur en fonction du débit. Cette condition évite toute cavitation dans le système. Pour une pompe centrifuge de surface, la hauteur maximale d'aspiration est en général de trois mètres.

Cette section a présenté la totalité de la méthodologie employée. Les résultats liés à ces méthodes sont présentés dans le chapitre suivant.

CHAPITRE 3

RÉSULTATS ET INTERPRÉTATIONS

Ce chapitre de résultats est décomposé en deux parties. La première aborde le banc d'essai avec ses composants, son analyse structurelle, et ses simulations sur une année. La seconde traite du système modulable avec ses composants et ses simulations sur une année complète. Lors de la présentation de ces résultats, il y a des paragraphes comportant des parts d'interprétations qui constituent des analyses et des conclusions sur les méthodes utilisées, la précision des calculs, ainsi que les limites méthodologiques de ce qui fut implanté.

3.1 Banc d'essai

Les composantes clés du dimensionnement du banc d'essai sont énoncées dans la partie 2.2.1.1. Pour respecter ceci, il est décidé de dimensionner ce banc pour un panneau de taille standard selon la méthode expliquée en début du chapitre 2, sur la méthodologie. Le choix de dimensionner le système pour un seul panneau standard est fait, car il permet l'élaboration d'un SPEPV réaliste, applicable à une communauté pour de la consommation personnelle et/ou de l'agriculture ; le tout en restant à des volumes acceptables pour réaliser des expérimentations. Une fois la puissance fixée, il faut alors choisir les composants qui vont être utilisés dans le système de pompage photovoltaïque.

3.1.1 Choix des composants

Le choix des éléments constituant le SPEPV est réalisé par le biais de la méthode prise de décision explicitée dans la section 2.2.1.3. Le premier composant qui doit être sélectionné est le panneau photovoltaïque.

3.1.1.1 Panneau photovoltaïque

Le panneau PV est le premier élément choisi, car il conditionne ensuite la puissance disponible dans le système. La prise de décision se base sur les coefficients suivants :

Tableau 3.1 Pondération pour le choix du module photovoltaïque

Pondération	
<i>Localisation</i>	4
<i>Puissance</i>	2
<i>Garantie</i>	3
<i>Plage de fonctionnement</i>	4
<i>Dimensions</i>	5
<i>Résistance</i>	5
<i>Prix</i>	5

Leurs définitions sont les suivantes :

- La localisation correspond à la région de l'entreprise. Plus le constructeur est proche du Canada plus sa note est bonne ;
- La puissance crête que peut fournir le panneau sous une irradiation de $1000 W/m^2$;
- La garantie des matériaux et de production d'énergie proposée par l'entreprise ;
- La taille de la plage de fonctionnement du panneau qui est synonyme de son adaptabilité ;
- Les dimensions du panneau. Ils sont tous de taille standard, soit de 1mx1,7m. Cependant, il y a des panneaux qui sont un peu au-delà ou en dessous de ces dimensions parmi les panneaux standards ;
- Le prix du panneau à l'unité.

Ensuite, six panneaux intéressants qui répondent aux critères fixés sont choisis. Ils sont sélectionnés parmi des entreprises reconnues de chaque zone géographique du monde pour avoir une diversité importante. Voici les six panneaux retenus ainsi que leurs notations dans la matrice de décision 3.2 suivante :

Tableau 3.2 Matrice de décision du panneau PV

Choix du panneau photovoltaïque									
Paneaux sélectionnés	Entreprises	Prix	Localisation	Puissance	Garantie	Plage de fonctionnement	Résistance	Dimensions	Note
FU 375 M SILK Pro	Futura Sun	5	4	5	5	4	2	4	109
Maxeon 3 BLK	SunPower	5	3	5	5	2	3	5	107
LR4 60HPH	Longi	4	5	5	4	3	3	4	107
Q Peak Duo G9	Qcells	4	5	5	3	3	5	2	104
CS1H-335MS	CSI	4	4	3	5	5	3	5	118
FLASH 375 Shingle Black	DualSun	4	3	5	2	3	3	5	98

Il est possible de retrouver les caractéristiques techniques des panneaux sélectionnés dans la bibliographie. Par conséquent, c'est le panneau CS1H-335MS de Canadian solar qui obtient la meilleure note et se démarque par rapport aux autres. Le système est dimensionné pour une puissance de 335 Wc par le biais de ce panneau. Les spécifications techniques du CS1H-335MS sont données (CanadianSolar). Voici la courbe I-V de ce panneau PV sur la figure 3.1.

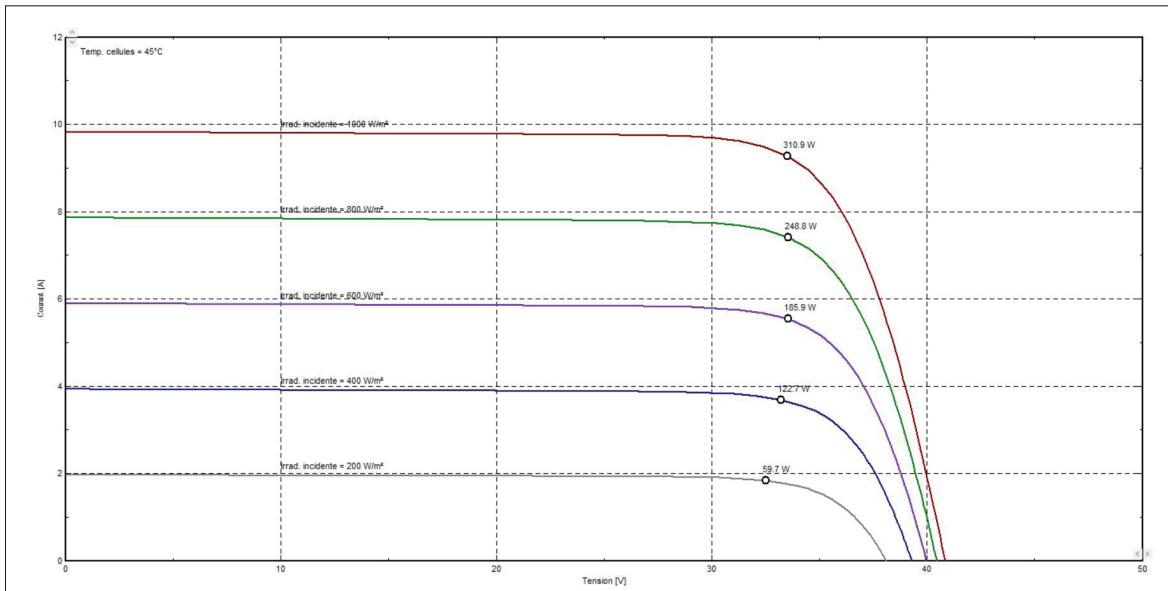


Figure 3.1 Courbe I-V du module CS1H-335MS

Le fonctionnement idéal du générateur photovoltaïque est mis en avant par un point sur chaque courbe d'irradiations. Les courbes I-V et P-V de ce panneau sont aussi modélisées par le biais de l'algorithme Python par le prisme de la figure 3.2. Elles sont établies dans les conditions standards ($G = 1000W/m^2$ et $T = 25^\circ C$).

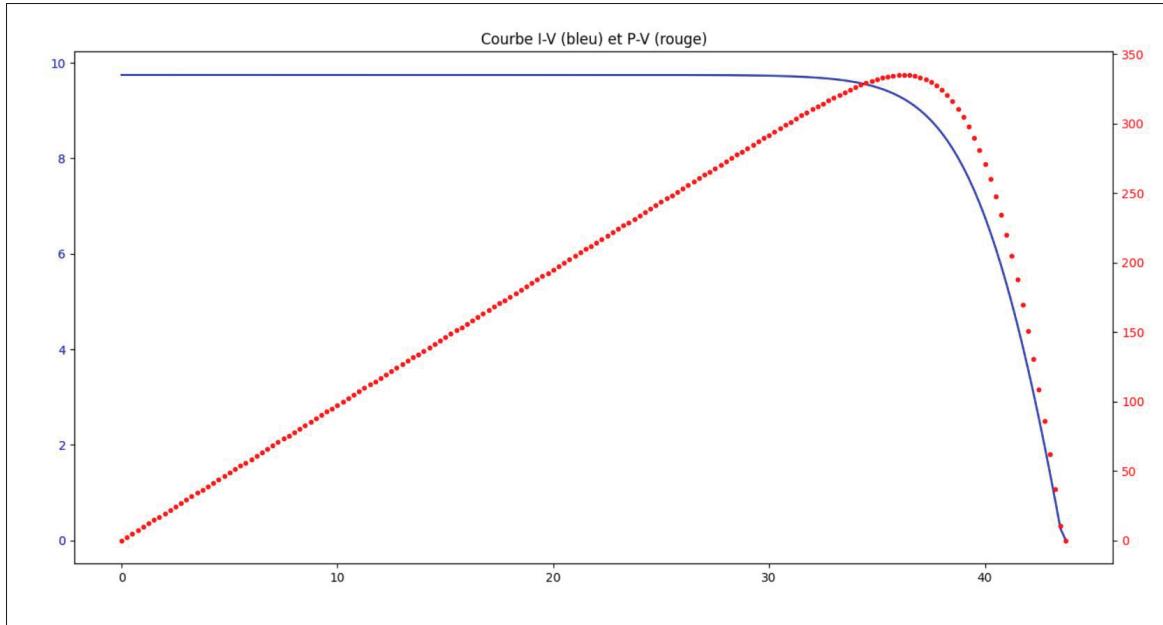


Figure 3.2 Graphique I-V et P-V du module CS1H-335MS de l'algorithme

Ces courbes évoluent selon l'environnement. Voici leurs différentes évolutions sous de nouvelles conditions dans les figures 3.3 et 3.4.

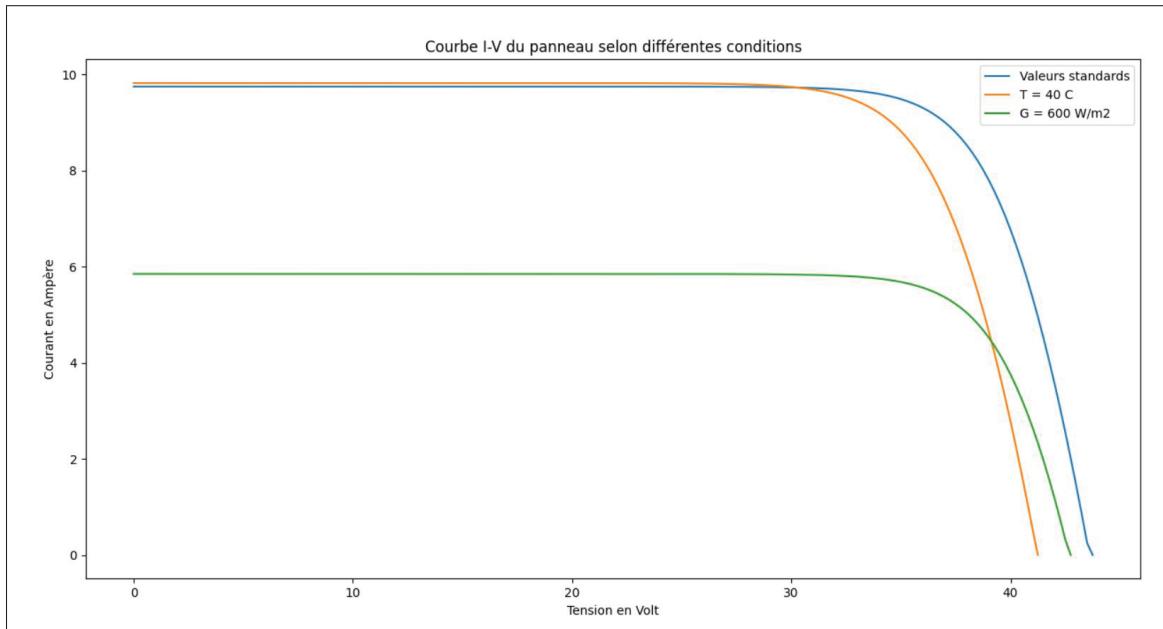


Figure 3.3 Graphique I-V du module CS1H-335MS sous différentes configurations

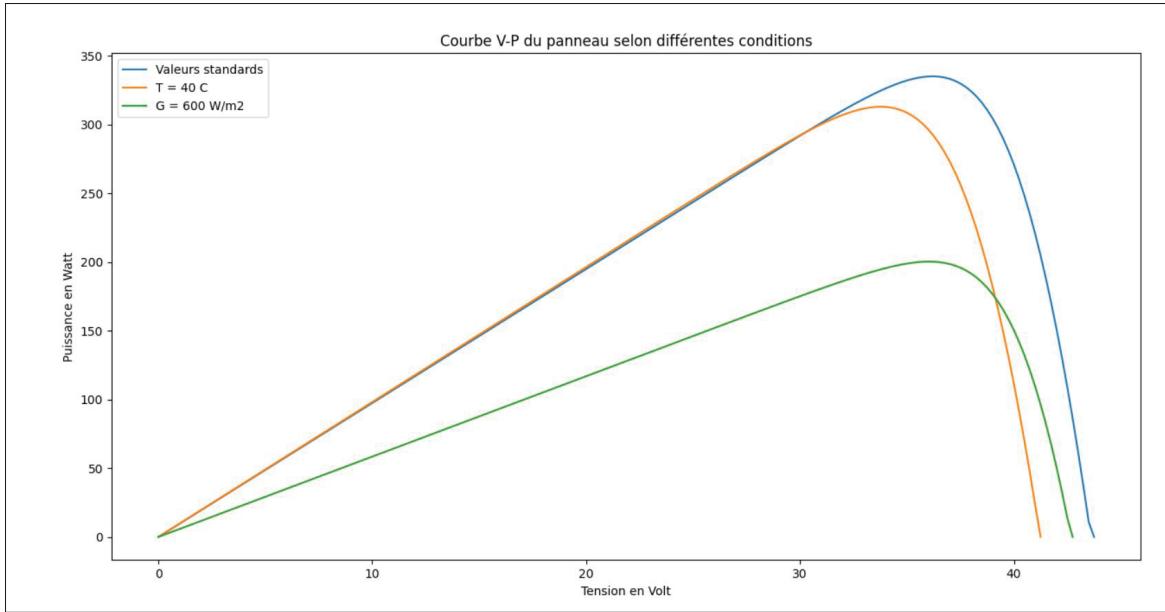


Figure 3.4 Graphique P-V du module CS1H-335MS sous différentes configurations

Une augmentation de la température baisse la tension atteignable du module. Une diminution de l'irradiation, elle affecte directement le courant du panneau en le réduisant. De plus, dans les deux configurations, la puissance atteignable du panneau chute.

Ensuite, l'ensemble moteur-pompe doit être sélectionné dans la prochaine section.

3.1.1.2 Ensemble moteur-pompe

Le dimensionnement de l'ensemble moteur pompe a des contraintes spécifiques et fortes précisées dans la partie 2.1.2. Ces restrictions, combinées à la puissance disponible du système apportée par le module photovoltaïque, réduit le choix à une seule pompe identifiée et trouvée. C'est la Suncentric 7322 du constructeur américain Dankoff. Elle utilise la technologie centrifuge pour pomper de l'eau par le biais d'un moteur DC à balai. La courbe 3.5, représente la hauteur manométrique (en bars) en fonction du débit (en m^3/h) de la pompe. Elle permet de mieux cerner ses caractéristiques.

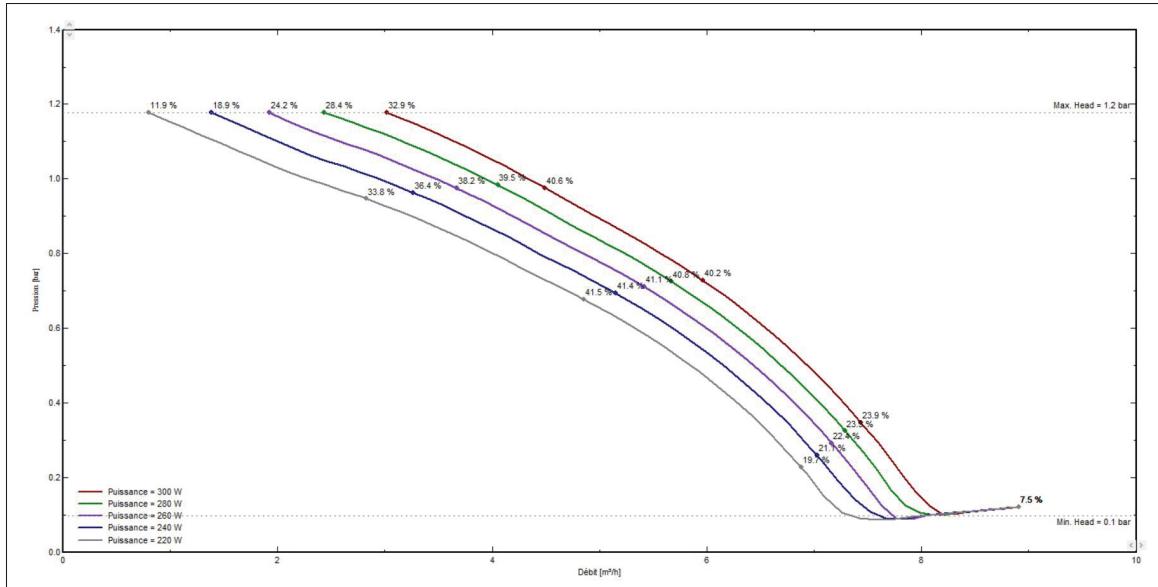


Figure 3.5 Courbe de la H_m en fonction du débit de l'ensemble moteur-pompe

Cette pompe peut atteindre une hauteur manométrique d’élévation de l’eau de douze mètres maximum. Elle a, comme pratiquement la totalité des pompes de surface, une hauteur d’aspiration de trois mètres maximum afin d’éviter la cavitation. Cet ensemble moteur-pompe a une plage de débit entre $2,4 \text{ m}^3/\text{h}$ et $8,4 \text{ m}^3/\text{h}$ avec un débit nominal de $5,41 \text{ m}^3/\text{h}$. Son efficacité maximum est autour de 41,5%.

La durée de vie du balai du moteur DC est importante selon le constructeur et l’équation 3.1 suivante :

$$B_{duree} = V_{travail} * \frac{800}{3^{eme} chiffre reference} \quad (3.1)$$

Le moteur de la pompe 7322 travail en général autour de 30V ainsi la durée de vie du balai est de 12 000 heures de fonctionnement, soit l’équivalent de cinq à huit années de services continus (7j/7j et 24h/24h). De plus, selon le constructeur, l’ensemble moteur pompe a une espérance de fonctionnement de quinze à vingt ans avec des changements mineurs de pièces au bout de cinq à sept années. Cependant, le système est très simple et facile de compréhension. Le changement de pièce se réalise facilement sans avoir besoin de débrancher les tuyaux.

Les bons procédés d’installation de la pompe sont données par le constructeur Dankoff. Il faut les suivre scrupuleusement afin d’éviter toute complication avec celle-ci.

Le choix de la structure, qui va supporter le panneau CS1H-335MS, est présenté dans la prochaine partie.

3.1.1.3 Structure

Le choix de la structure montée sur un poteau est réalisé dans la partie 2.2.1.3. Dans cette section, la décision du constructeur et de la forme de cette structure est abordé. Il y a quatre constructeurs américains retenus dans le choix. Voici les coefficients considérés pour la matrice de décision :

Tableau 3.3 Pondération pour le choix de la structure

Pondération	
<i>Complexité</i>	4
<i>Prix</i>	5
<i>Mobilité</i>	2
<i>Résistance</i>	5
<i>Ajustement saisonnier</i>	4
<i>Ajustement journalier</i>	1

Voici leurs définitions :

- La complexité prend en compte le nombre de pièces nécessaires à la réalisation de la structure ainsi que la facilité de l'installation de celle-ci ;
- Le prix considère le coût à l'unité de la structure ;
- La mobilité met en reflet la difficulté à démonter l'ensemble ainsi que son transport ;
- La résistance est la capacité du système à supporter les contraintes de l'environnement ;
- L'ajustement saisonnier est la facilité avec laquelle il est possible d'adapter l'angle β de l'installation aux saisons ;
- L'ajustement journalier prend en compte la difficulté à réaliser une rotation du panneau autour de l'axe du poteau d'installation.

Ensuite, quatre structures pouvant supporter un panneau de taille standard et s'ajuster sont sélectionnées et notées dans la matrice de décision 3.4 suivante :

Tableau 3.4 Matrice de décision de la structure du banc d'essai

Choix de la structure								
Référence produit	Entreprises	Complexité	Prix	Mobilité	Résistance	Ajustement saisonier	Ajustement journalier	Note
2-TOP-1-72C-With-Rails	MT Solar	5	1	5	2	2	3	56
TPM1	Preformed	4	4	4	3	5	3	82
STP-SCR/60R	Tamarack	2	4	2	4	5	1	73
SR-TPR1-T18	Solar Rackworks	3	3	3	2	5	3	66

C'est alors la structure TPM1 de chez Preformed qui obtient la meilleure note. Ce support peut résister à un vent de 145 km/h maximum. Il peut changer l'angle β par incrément de 10° à partir de 5° à 55°. Ainsi, il possède six orientations distinctes pour optimiser de manière saisonnière la production photovoltaïque. Il est possible de retrouver les caractéristiques et l'installation de cette structure chez le constructeur Preformed. Le poteau a une hauteur comprise entre 1,2192 m et 1,8288 m selon les besoins. Cette hauteur est à définir avec le distributeur lors de l'achat, elle dépend essentiellement du terrain et ne peut donc pas être fixée en avance. Il est possible d'accrocher le poteau à une ballaste ou de l'enfoncer dans le sol. De même, ce paramètre dépend du terrain et de la mobilité souhaitée (un poteau fixé à une ballaste est plus facilement mobile qu'une fixation directe dans le sol).

Pour finir le choix des composants, il faut désormais sélectionner le type de stockage d'eau dans la prochaine section.

3.1.1.4 Réservoir

Le réservoir est généralement dimensionné pour une autonomie de deux à trois jours. Cependant, pour un montage expérimental, il n'est pas envisageable de faire appel à une entreprise de génie civil pour élaborer le volume adéquat. En fonction du terrain d'installation, plusieurs solutions sont envisageables :

- Solution 1 : un stockage modulaire. Plusieurs réservoirs d'un mètre cube sont connectés en escalier. Le premier déverse dans le second qui lui-même déverse dans le troisième, et ainsi de suite. La pompe a un débit nominal de $5,41 \text{ m}^3/\text{h}$ et l'ensemble doit pouvoir supporter une heure de pompage sans déversement. Il faut alors six réservoirs d'un mètre

cube. Cette solution implique la mise en place d'un circuit hydraulique spécifique pour éviter une structure de six mètres de haut. Voir le schéma dans la partie 3.1.1.5;

- Solution 2 : un stockage modulaire comme le précédent, mais pour une autonomie de vingt/trente minutes avec deux/trois réservoirs au lieu de six. Le circuit hydraulique est alors simplifié;
- Solution 3 : modélisation théorique d'un réservoir et de ses caractéristiques sur un algorithme. Le circuit hydraulique est alors très simple, composé seulement d'un réservoir d'un mètre cube qui déverse en flux tendu dans la zone de collecte d'eau.

Pour toutes ces solutions, l'eau doit retourner à la rivière afin de former une boucle fermée. En effet, il n'y aura pas d'utilisation de l'eau dans le cas du banc d'essai. Ainsi, pour créer un flux tendu d'eau, il faut que le temps de vidange du réservoir soit inférieur au temps de remplissage qui est lors du débit nominal de onze minutes. Avec la méthode de la partie 2.1.4.2, il faut que :

$$\begin{aligned} T_V &< T_R \\ \frac{S}{S_e} \sqrt{\frac{2 * h_0}{g}} &< T_R \\ \text{Ainsi :} \quad (3.2) \end{aligned}$$

$$\frac{S}{T_R} \sqrt{\frac{2 * h_0}{g}} < S_e$$

Par conséquent :

$$6,85e^{-4}m^2 < S_e$$

La section d'éjection du réservoir choisi doit alors être supérieure à $6,85e^{-4} m^2$ afin d'avoir un débit de vidange plus rapide que le débit de remplissage nominal de la pompe. La surface d'éjection est, en général, équivalente à la surface d'un cercle. Ceci implique que le rayon de la vanne d'éjection doit être supérieur à quinze millimètres, soit un diamètre de trente millimètres minimum.

Les solutions techniques étant nombreuses localement, aucun choix spécifique de réservoir n'est fait ici.

Les solutions se basent pour un débit nominal soit celui le plus souvent effectif. Cependant, la pompe peut, rarement, monter à un débit de $8,4 \text{ m}^3/\text{h}$. Le dimensionnement pour ce cas est tout de suite plus onéreux et contre-productif. Il faut, pour une telle situation, neuf réservoirs pour une heure d'autonomie et entre quatre et cinq contenants pour un peu plus de trente minutes. Afin de remédier à ce problème, il est possible de dimensionner juste une vanne d'éjection plus importante. Il faut que cette section soit supérieure à $1,045e^{-3} \text{ m}^2$. Si cette surface d'éjection est un cercle, alors son diamètre doit être supérieur à 38 mm. Les valeurs de sections d'éjections trouvées s'appliquent seulement pour une surface de réservoir d'un mètre carré. Pour une surface différente, le calcul doit être refait. De plus, cette méthode de résolution fonctionne uniquement si la section du réservoir est au moins cent fois supérieure à celle de la section d'éjection. Sinon, il faut reprendre la méthode 2.1.4.2 et l'appliquer sans cette hypothèse.

La partie suivante synthétise les choix proposés par le biais d'un schéma du banc d'essai et d'une liste de matériel.

3.1.1.5 Schéma et liste complète du matériel

Le choix de tous les composants est réalisé. Il est alors important de conceptualiser le banc d'essai par un schéma. Pour le stockage, la première solution est retenue, car elle représente la solution la plus complexe à mettre en place. Le schéma comprend la quasi-totalité des composants hydrauliques avec leurs représentations classiques. Voir la figure 3.6 avec sa légende associée dans le tableau 3.5.

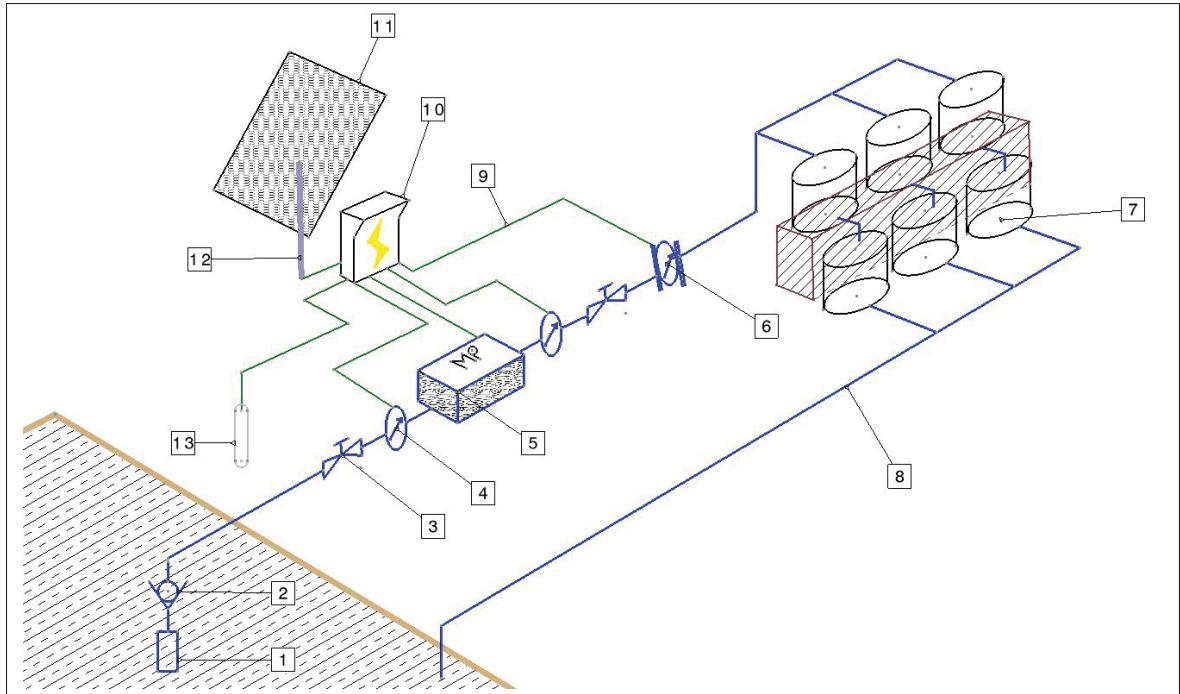


Figure 3.6 Schéma du banc d'essai

Les éléments annotés de la figure ci-dessus sont détaillés dans le tableau 3.5 :

Tableau 3.5 Légende du schéma du banc d'essai

Numéro	Description du composant
1,00	Filtre cage
2,00	Valve anti retour
3,00	Vanne manuelle
4,00	Capteur de pression
5,00	Pompe centrifuge - 7322
6,00	Débitmètre
7,00	Réservoir de 1m³
8,00	Tuyaux PE100 D75mm
9,00	Fils de connexion
10,00	Boîte de contrôle
11,00	Panneau solaire - CS1H-335MS
12,00	Support - TPM1G
13,00	Prise terre

Les composants du circuit hydraulique sont détaillés dans la liste du matériel, voir l'annexe VI. Cependant, il faut remarquer que pour les simulations du banc d'essai, de nombreux paramètres sont fixés : une longueur de tuyau de vingt mètres, cinq coude sur la partie de circuit de la pompe, une hauteur d'aspiration de 2,5 mètres (si le tuyau est immergé de 0,5 mètres alors la pompe peut se situer à deux mètres au-dessus du niveau de l'eau), et une hauteur de refoulement

de trois mètres. Tous ces paramètres se retrouvent dans la complétion du cahier des charges de la partie 2.2.1.1. Le tableau 3.6 présente la détermination de toutes ces variables à la suite des choix effectués permettant la simulation du système.

Tableau 3.6 Variables, du cahier des charges, déterminées et fixées

<i>Cahier des charges : Determination des variables</i>			
<i>Variables</i>	<i>Determination</i>	<i>Valeur</i>	<i>Unité</i>
Fixé par l'environnement : Montréal			
Latitude	Imposé	45,50884	degré
Longitude	Imposé	-73,58781	degré
Albédo	Imposé	Variation saisonnière	/
Azimuth solaire	Imposé	0	degré
Altitude	Imposé	216	m
Irradiation solaire horaire sur un plan incliné	Calculé	Définie sur une année	Wh/m ²
Type de point d'eau	Choix dimensionnement	Surface	Lac, rivière ou autre
Fixé par l'installation			
<i>Panneau</i>			
Panneau	Choix dimensionnement	CS1H-335MS	Modèle
Inclinaison du panneau (β)	Calculé	Variation saisonnière	degré
Efficacité du panneau	Imposé	19,91	%
Isc	Imposé	9,73	Ampère
Voc	Imposé	43,6	Voltage
Imp	Imposé	9,27	Ampère
Vmp	Imposé	36,2	
Uvoc	Imposé	-0,137	Volt par degré
Uil	Imposé	0,0049	Ampère par degré
Nombre de cellules	Imposé	66	/
Nombre de panneaux	Choix de dimensionnement	1	/
Aire	Imposé	1,7	m ²
Nombre de panneaux en parallèle (Mp)	Choix dimensionnement	1	/
Nombre de panneaux en série (Ms)	Choix dimensionnement	1	/
<i>Circuit hydraulique</i>			
Pompe de surface	Choix de dimensionnement	SunCentric 7322	Modèle
Nombre de coudes	Choix dimensionnement	5	/
Longueur du tuyau de refoulement	Choix dimensionnement	20	m
<i>Réservoir</i>			
Hauteur	Imposé	Dépend du choix	m
Rayon	Imposé	Dépend du choix	m
Hauteur alimentation	Imposé	3	m
Alimentation	Choix dimensionnement	Par le haut	/
<i>MPPT</i>			
MPPT	Choix dimensionnement	Définir	Modèle
Efficacité de conversion	Imposé	Dépend du choix du MPPT	%
Fixé pour le dimensionnement			
Demande en eau journalière par habitant (DEM)	Imposé	250	L/jours
Nombre d'habitants à alimenter en eau	Calculé	Déterminé par logique	/
Autonomie	Choix dimensionnement	3	Jours
Probabilité de manque d'eau (PE) maximum	Choix de dimensionnement	5	%

L'ensemble des contraintes sont appréhendées grâce au tableau ci-dessus.

La partie suivante présente une analyse de la tenue hydraulique du système par une étude de la cavitation.

3.1.2 Cavitation

La cavitation est un phénomène qui doit être étudié dans un système de pompage photovoltaïque. Sa vérification permet de s'assurer que le système ne subit pas de dégâts irréversibles lorsqu'il pompe. Ce phénomène ne peut arriver que sur la partie en aspiration du circuit hydraulique entre la rivière et la pompe comprise. Le tableau 3.7 met en évidence les variables et les paramètres du calcul.

Tableau 3.7 Résumé des variables pour la vérification de la cavitation

Dh (m ³ /h)	Ds (m/s)	V (m/s)	Nombre de Reynolds	Coef Pr	Perte régulière (mCE)	Perte singulière (mCE)	Pertes globales (mCE)	NPSH _{dispo} (mCE)	TDH (mCE)	NPSH _{requis} (mCE)	Paramètres
2,50	0,0007	0,30	18490,17	0,03	0,01	0,092	0,102	7,51	11,89	0,31	$v_c = 1,01E-06$
3,00	0,0008	0,36	22188,21	0,03	0,01	0,132	0,146	7,47	11,28	0,92	$S (m^2) = 0,00229$
3,50	0,0010	0,42	25886,24	0,02	0,02	0,180	0,199	7,41	10,82	1,38	$D (m) = 0,0614$
4,00	0,0011	0,49	29584,27	0,02	0,02	0,235	0,259	7,35	10,06	2,14	$Coef Ps = 20$
4,50	0,0013	0,55	33282,31	0,02	0,03	0,297	0,326	7,29	9,45	2,75	
5,00	0,0014	0,61	36980,34	0,02	0,03	0,367	0,402	7,21	8,53	3,67	$Patm (Pa) = 101\,325$
5,50	0,0015	0,67	40678,38	0,02	0,04	0,444	0,485	7,13	7,92	4,28	$Pvap (Pa) = 2300$
6,00	0,0017	0,73	44376,41	0,02	0,05	0,529	0,577	7,03	6,71	5,49	$roh (kg/m^3) = 998,3$
6,50	0,0018	0,79	48074,44	0,02	0,06	0,621	0,676	6,94	5,49	6,71	$g (m/s^2) = 9,81$
7,00	0,0019	0,85	51772,48	0,02	0,06	0,720	0,783	6,83	4,57	7,63	$H (m) = -2,5$
7,50	0,0021	0,91	55470,51	0,02	0,07	0,826	0,897	6,71	3,42	8,78	
8,00	0,0022	0,97	59168,55	0,02	0,08	0,940	1,019	6,59	1,52	10,68	

Il est considéré, comme il est possible de voir sur le tableau ci-dessus, que la longueur des tuyaux en aspiration est de cinq mètres. La hauteur d'aspiration est de 2,5 m. Le graphe 3.7 permet de voir l'intersection, s'il y en a une, entre le $NPSH_{requis}$ et le $NPSH_{dispo}$.

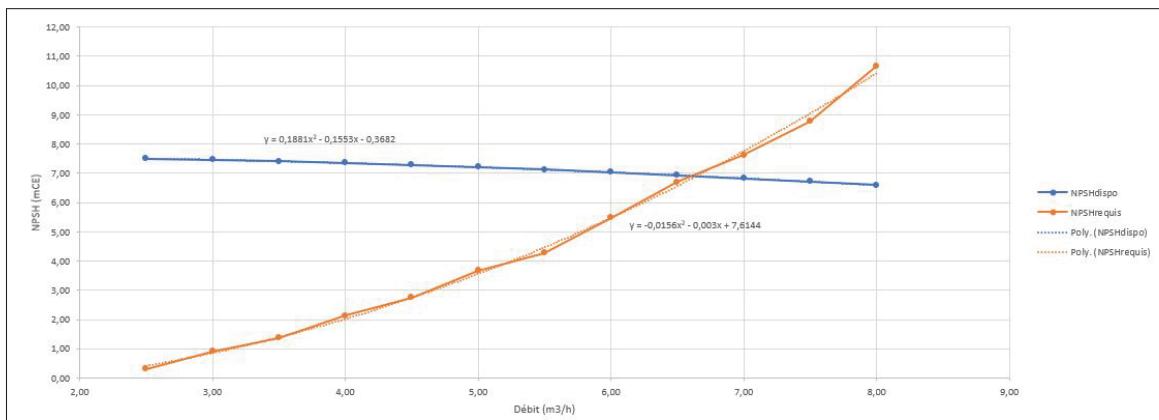


Figure 3.7 Courbes de NPSH du banc d'essai

Le SPEPV ne subit pas de cavitation entre $0 \text{ m}^3/\text{h}$ et $6,645 \text{ m}^3/\text{h}$. Après cette dernière valeur, $NPSH_{requis} > NPSH_{dispo}$, donc il y a une cavitation qui peut endommager le système. Il faut faire attention à garder le débit du banc d'essai inférieur à $6,645 \text{ m}^3/\text{h}$ pour préserver son intégrité hydraulique. Le tableau 3.8 suivant présente les débits maximaux atteignables selon la hauteur d'aspiration.

Tableau 3.8 Débits maximaux selon la tête d'aspiration

Tête d'aspiration (m)	Débit max cavitation (m ³ /h)
0,1	7,522
0,25	7,47
0,5	7,384
0,75	7,296
1	7,207
1,25	7,117
1,5	7,025
1,75	6,932
2	6,838
2,25	6,742
2,5	6,645
2,75	6,546
3	6,446
3,25	6,344
3,5	6,241
3,75	6,135
4	6,028
4,25	5,918
4,5	5,806
4,75	5,692
5	5,575

Il faut alors s'assurer que le système ne soit pas au-delà de ces débits pour le circuit hydraulique afin d'éviter toute cavitation.

Attention, ces résultats ne sont significatifs que pour une longueur de tuyau de 5 m, en aspiration, et en polyéthylène de diamètre nominal 75 mm avec une épaisseur de 6,8 mm. Si le débit du système est proche de la limite, mieux vaut effectuer les calculs de nouveau pour vérification. En effet, ces résultats ne s'appliquent qu'avec les hypothèses autour de la réalisation du banc d'essai. Il faut désormais regarder la tenue du système dans la partie suivante, puis simuler les SPEPV.

3.1.3 Intégrité

Pour la structure TPM1-G, seulement une analyse statique théorique avec une validation RDM6 est nécessaire. En effet, le système supporte un panneau et n'est donc que peu contraint par le vent ou son poids propre. Les efforts vont se concentrer sur la poutre du support du panneau.

3.1.3.1 Analyse statique théorique

Pour vérifier la tenue de la poutre, il faut appliquer la méthode vue dans la partie 2.2.2. Sa fixation au sol est modélisée par un encastrement et la structure subit deux forces, le vent et la gravité. La figure 3.8 illustre schématiquement la description du modèle.

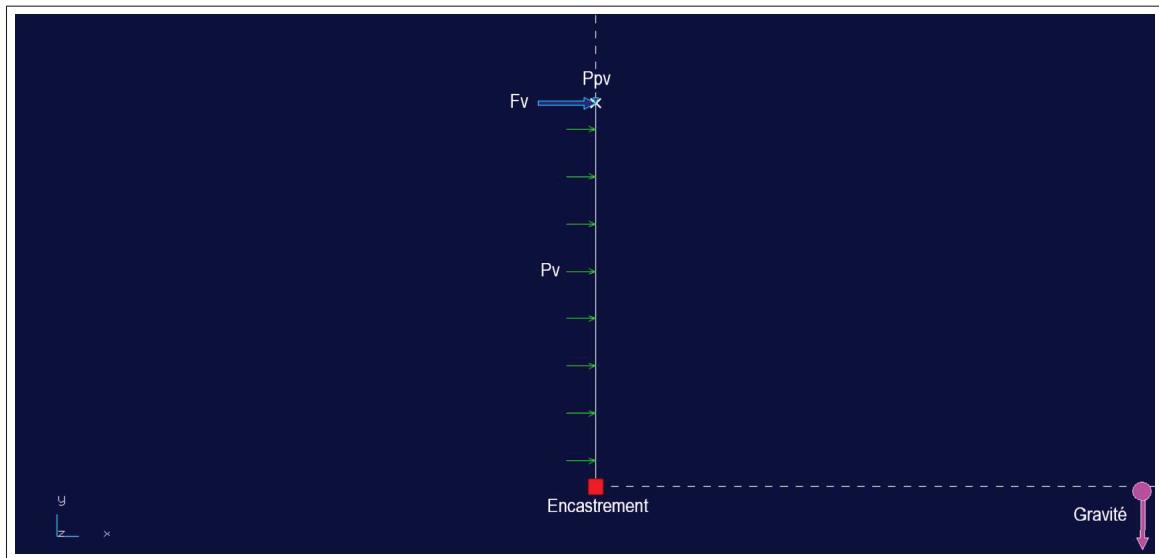


Figure 3.8 Schéma de l'analyse statique - TPM1G

Ainsi, F_v , en N , représente la force du vent sur le panneau appliquée à l'extrême. La pression du poids du panneau est représentée par P_{pv} en N . La pression du vent sur la poutre est exprimée par la variable P_v en N . Finalement, la poutre subit aussi son poids propre avec la gravité.

De plus, elle est de section circulaire creuse avec un diamètre extérieur de 88,9 mm. Sa référence est SCHED40, soit un diamètre intérieur de 77,92 mm donc une épaisseur de 5,49 mm.

Le matériau de la poutre est un acier inoxydable. Pour les calculs, un matériau type est sélectionné avec les propriétés suivantes :

- Module de Young = 203000 MPa ;
- Coefficient de poisson = 0,29 ;
- Module de cisaillement = 78682 MPa ;
- Masse volumique = 7850 kg/m³ ;
- Coefficient de dilatation = 15,00E-6 K⁻¹ ;
- Limite élastique = 200,00 MPa ;
- Conductivité thermique = 35 W/(m.K) ;
- Capacité thermique massique = 476,43 J/(kg.K).

Le constructeur n'a pas communiqué la référence de son acier inoxydable, c'est pour cela que ce matériau type est désigné. Récupérer la référence exacte permettrait d'accroître la précision de l'étude, notamment au niveau de la résistance élastique impactant directement la tenue structurelle de la poutre.

L'exploitation du modèle permet d'obtenir le torseur de cohésion 3.3 de cette poutre.

$$\{\mathcal{T}_{coh}\}_G = \left\{ \begin{array}{ccc} -P_{sys} & 0 \\ -F_v - P_v * (L - y) & 0 \\ 0 & -F_v * (L - y) - \frac{P_v}{2} * (L - y)^2 \end{array} \right\}_G \quad (3.3)$$

La poutre subit alors une sollicitation de flexion avec compression. Le pire cas est analysé dans cette étude. Il correspond à la longueur maximale de la poutre que propose le constructeur qui est de $L = 1,8288 m$. Il faut alors calculer le poids du système à travers l'équation 3.4 suivante :

$$\begin{aligned} P_{sys} &= (P_{lineaireSCHED40} * L + P_{panneau} * N_{ombre modules}) * g \\ P_{sys} &= (11,29 * 1,8288 + 19,2 * 1) * 9,81 = 391N \end{aligned} \quad (3.4)$$

La formule 3.5 permet ensuite d'estimer la force du vent appliquée au module solaire. Le constructeur, Preformed, met en avant une résistance à des vents de 145 km/h. L'étude cherche

alors à vérifier le pire cas avec cette vitesse de vent, soit $40,3 \text{ m/s}$.

$$F_v = C_{pan} * P * S_{reel}$$

Avec :

$$C_{pan} = 1,7$$

$$S_{reel} = S * \sin(\beta) = 1,686 * \sin(65) = 1,528 \text{ m}^2 \quad (3.5)$$

$$P = 0,6 * V^2 = 0,6 * (40,3)^2 = 974,454 \text{ N.m}^{-2}$$

Donc :

$$F_v = 2531,242 \text{ N}$$

La formule 3.6 met en avant la pression du vent sur le poteau.

$$P_v = \frac{1}{2} * \rho_{air} * S * C_{pot} * V^2 = \frac{1}{2} * 1,196 * 0,0889 * 1 * (40,3)^2 = 86,34 \text{ N.m}^{-1} \quad (3.6)$$

L'application numérique pour l'extrémité libre du mât donne le torseur de cohésion 3.7 suivant :

$$\{\mathcal{T}_{coh}\}_G = \begin{Bmatrix} -188,352 & 0 \\ -2551,12 & 0 \\ 0 & 0 \end{Bmatrix}_G \quad (3.7)$$

L'application numérique pour l'extrémité encastrée du mât donne le torseur de cohésion 3.8 suivant :

$$\{\mathcal{T}_{coh}\}_G = \begin{Bmatrix} -391 & 0 \\ -2709,02 & 0 \\ 0 & -4809,87 \end{Bmatrix}_G \quad (3.8)$$

Ainsi $N_{max} = 391 \text{ N}$, $Ty_{max} = 2709,02 \text{ N}$ et $Mfz_{max} = 4809,87 \text{ N.m}$. Ce torseur permet de trouver la contrainte équivalente de Von Mises comparée à la valeur de résistance élastique du matériau sélectionné. Pour trouver cette contrainte, il faut utiliser l'équation A V-20. Son

application numérique donne le résultat 3.9 suivant :

$$\sigma_{eq} = 170,22 \text{ MPa} \quad (3.9)$$

Par conséquent, cette contrainte équivalente est inférieure à la limite élastique du matériau sélectionné. La tenue de la poutre est alors assurée pour des vents de 145 km/h maximum.

Le coefficient de sécurité est de seulement 1,175 ce qui est plutôt faible. C'est au niveau de l'encastrement que les contraintes sont les plus fortes.

Il est possible de trouver le déplacement maximal de la poutre à travers la double intégration de l'équation 1.5. La flèche maximale est alors de 2,083 cm à l'extrémité libre du poteau. Tant que la poutre ne subit pas de déformation plastique irréversible avec une contrainte équivalente supérieure à 200 MPa, une flèche de cette envergure est acceptable.

Désormais, une validation et une meilleure visualisation des résultats par le logiciel RDM6 s'impose.

3.1.3.2 Validation RDM6

Le logiciel RDM6 sert de double vérification des résultats afin d'affirmer les constats de la partie précédente. La poutre, sous les différentes contraintes, a la déformée 3.9 suivante :

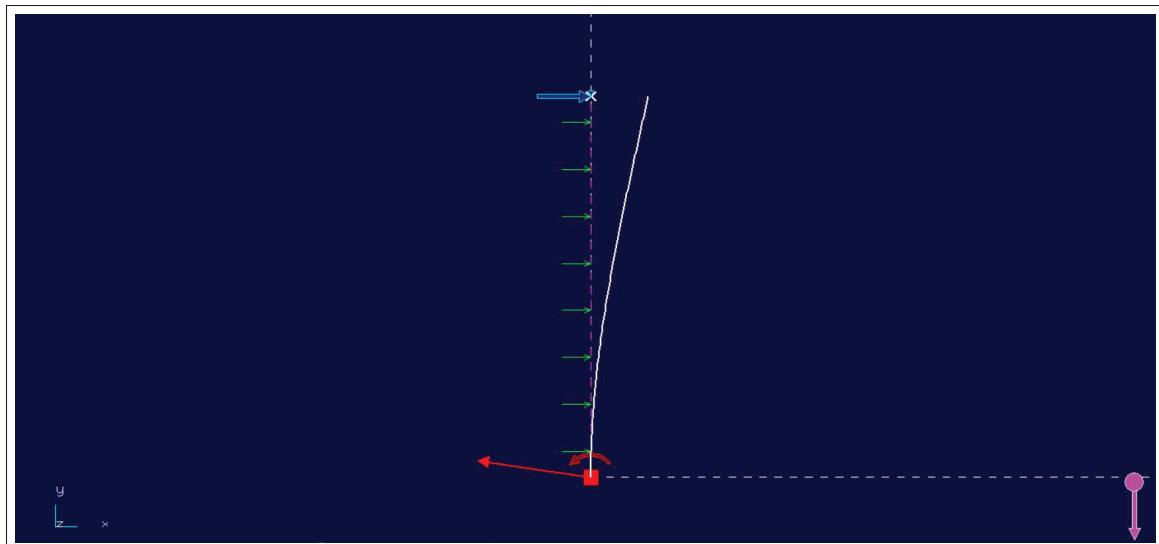


Figure 3.9 Déformée - TPM1G

Elle subit alors un déplacement maximal de 2,086 cm à son extrémité supérieure soit lorsque $y = L = 1,8288 \text{ m}$. Cet écart, induit par les forces, implique des contraintes internes importantes représentées sur les figures 3.10, 3.11 et 3.12 qui suivent.

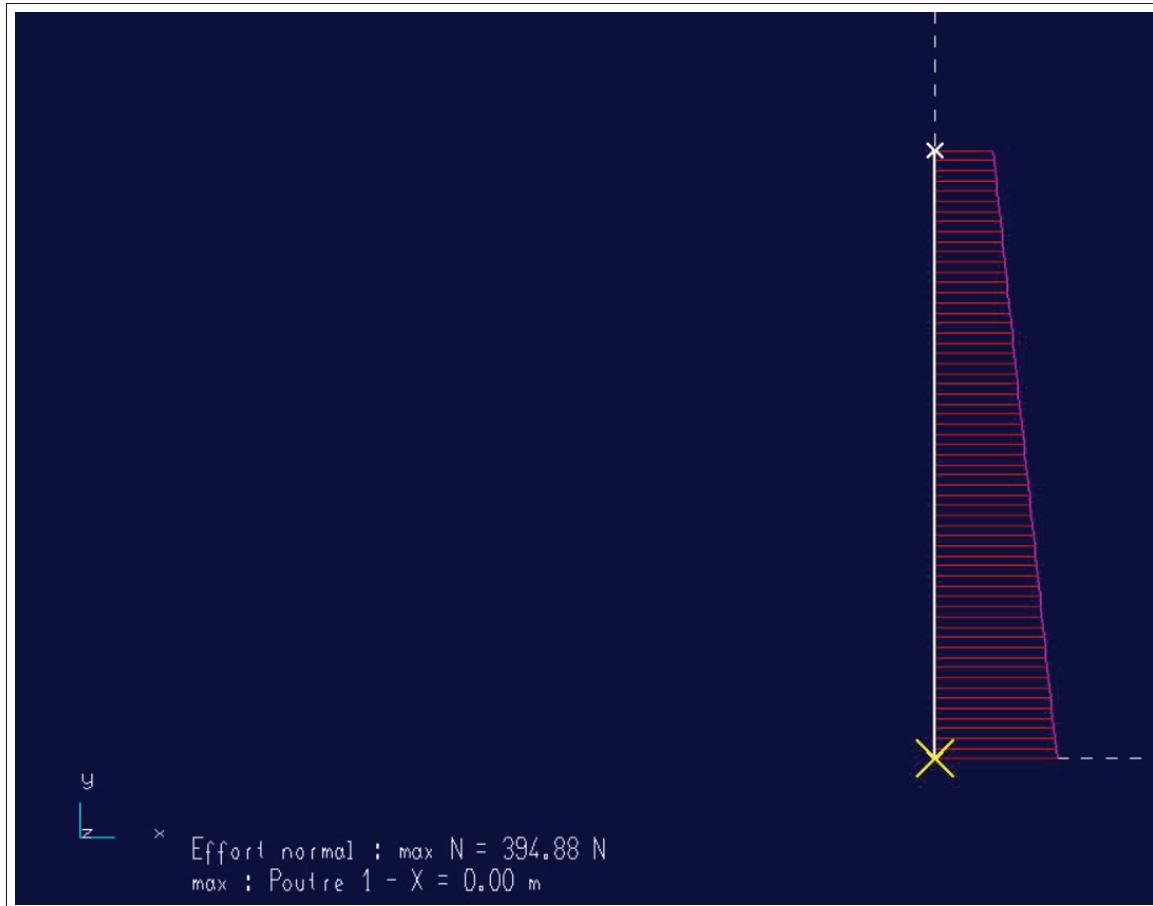


Figure 3.10 Effort normal - TPM1G

L'effort normal a un impact plus conséquent au niveau de l'encastrement puis diminue jusqu'à l'extrémité supérieure. Sa valeur diffère légèrement de la théorie, car la constante gravitationnelle est égale à 10 m.s^{-2} dans RDM6.

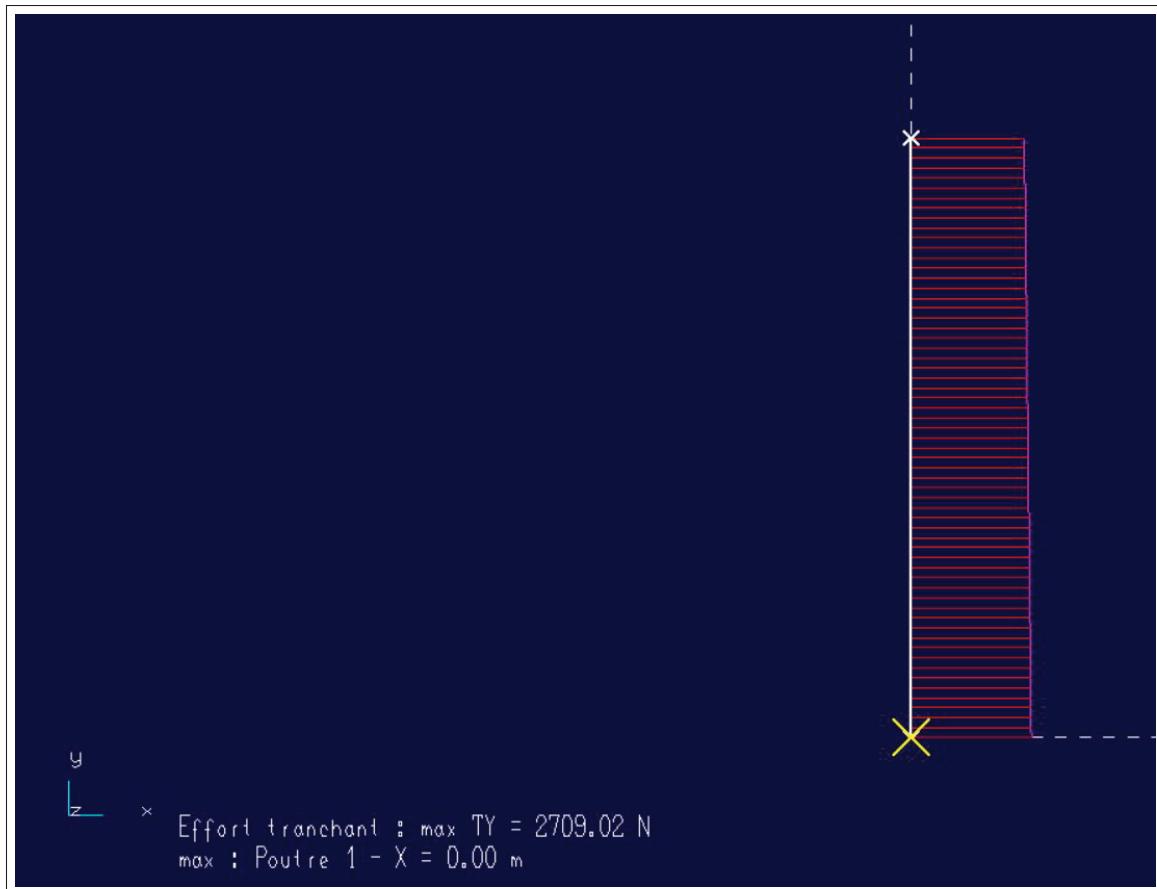
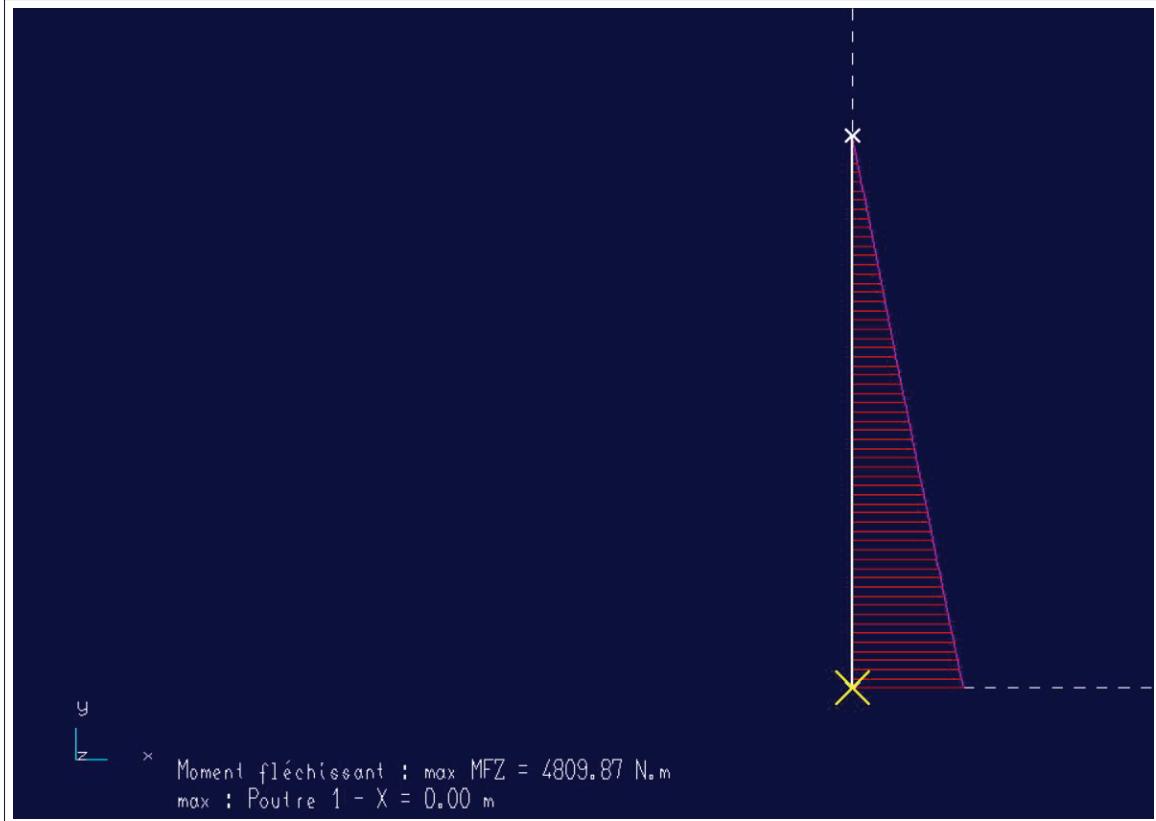


Figure 3.11 Effort tranchant - TPM1G

L'effort tranchant varie très faiblement sur l'ensemble de la structure avec une valeur maximale de 2709,02 N, comme dans la théorie.



Le moment fléchissant est très important au niveau de l'encastrement pour devenir nul au niveau de l'extrémité supérieure.

Les valeurs retrouvées sont alors conformes à la théorie réalisée dans la partie précédente, dans le torseur de cohésion 3.7. Le logiciel valide les calculs précédents et permet de mieux appréhender l'application de ces contraintes sur la poutre à travers les figures ci-dessus. De plus, il calcule aussi la contrainte de Von Mises équivalente par le biais du graphe 3.13.

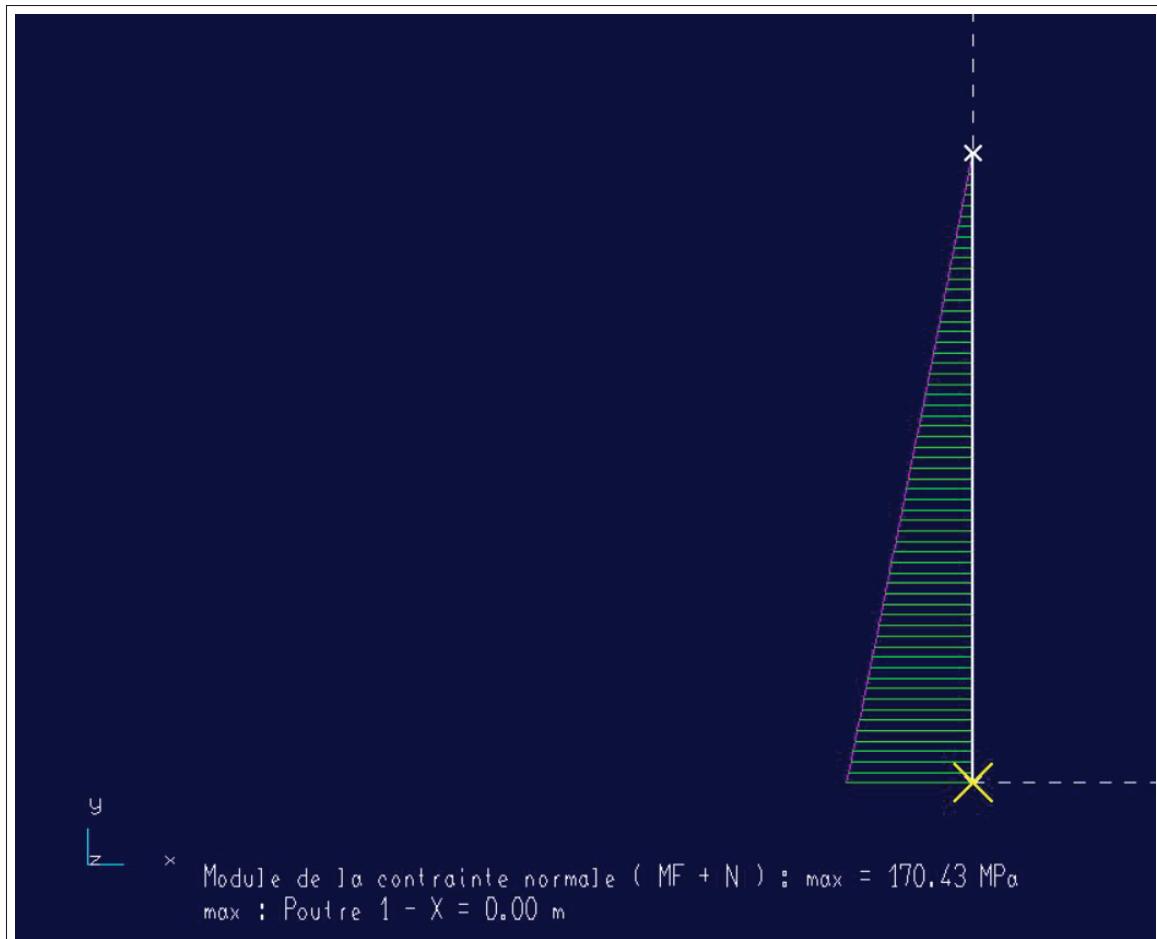


Figure 3.13 Contrainte de Von Mises - TPM1G

Ainsi, cette valeur de $170,43 \text{ MPa}$ affirme, elle aussi, la théorie précédente. Elle est inférieure à la valeur de résistance élastique de l'acier désigné qui est de 200 MPa . Par conséquent, la poutre ne passe pas dans le domaine plastique par le biais des contraintes qui lui sont imposées. Il n'y a alors aucune déformation irréversible présente.

Le coefficient de sécurité implémenté est le même que celui obtenu théoriquement.

Les résultats des simulations sont présentés dans la prochaine partie. Ils permettent d'affiner les attentes espérées autour du banc d'essai.

3.1.4 Simulation

Les résultats des simulations du pompage sur une année sont présentés dans cette partie. Le SPEPV choisi dans les sections précédentes est modélisé dans l'algorithme Python présenté dans la partie 2.1.5 puis dans le logiciel PVsyst. Ensuite, il y a l'établissement de la plage de fonctionnement de ce banc d'essai. Une dernière section de la partie simulation présente une analyse du vieillissement de l'implantation du banc d'essai dans une communauté.

3.1.4.1 Résultats PVsyst

Le circuit hydraulique et la liste du matériel présentés dans la partie 3.1.1.5 couplés aux différentes contraintes permettent de simuler le système au travers du logiciel PVsyst. Tout d'abord, la simulation est réalisée en flux direct, afin de constater la quantité réelle que peut pomper le système si la solution trois, présentée dans la partie 3.1.1.4, est adoptée pour le système de stockage. C'est une simulation de l'intégration du banc d'essai dans un système hydraulique déjà existant.

Par le biais d'un fichier météo de type TMY, voici l'énergie incidente qui va impacter la surface du panneau, à Montréal, chaque mois de l'année sur le graphique 3.14.

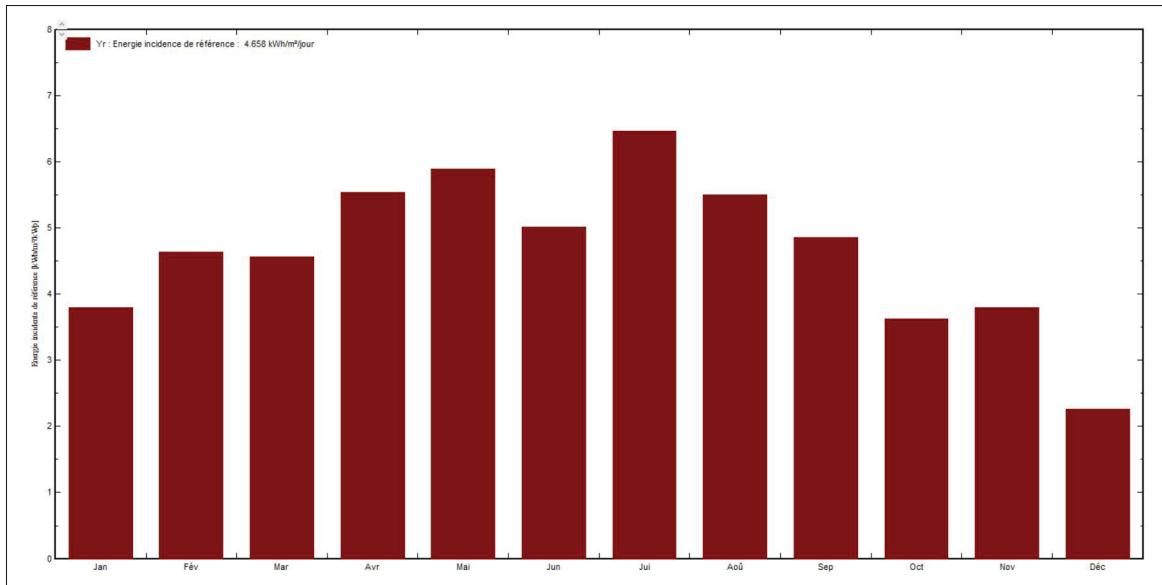


Figure 3.14 Histogramme de l'énergie incidente sur le capteur par mois - Banc d'essai flux tendu

En moyenne, $4,658 \text{ kWh/m}^2/\text{j}$ impacte le panneau sur une année type, avec l'angle d'inclinaison du panneau optimisé par saison. Il a une position à 15° en été et à 55° en hiver. Sur le graphique 3.14, l'irradiation en juin semble faible par rapport au reste de l'année. Cela est sûrement dû au fichier météo sélectionné. Le temps de fonctionnement du panneau PV est mis en lumière par le biais du graphe 3.15.

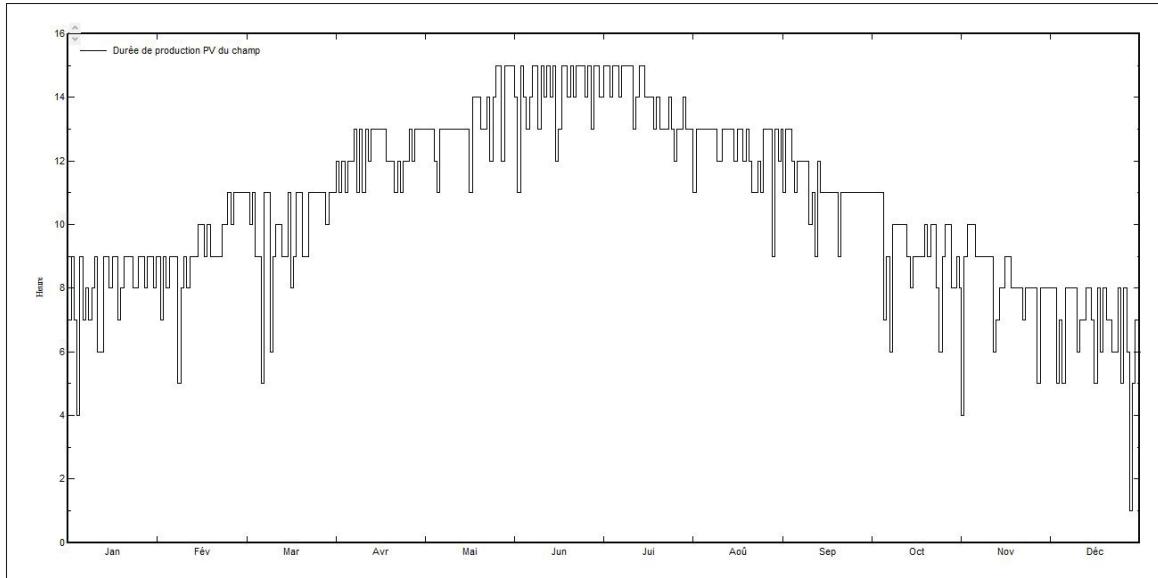


Figure 3.15 Temps de fonctionnement du panneau PV par jours - Banc d'essai flux tendu

Le module solaire a une durée de fonctionnement journalier entre 1h pour certains jours de décembre et 15h pour quelques jours en été.

Le temps de fonctionnement du panneau PV semble élevé malgré une optimisation saisonnière. Cela est sûrement dû au fait que les effets d'ombrages, de la neige et autres événements extérieurs ne sont pas pris en compte dans l'étude. De plus, lorsque l'analyse journalière du pompage est faites à travers le logiciel, il est évident que la pompe démarre plus tôt et s'arrête plus tard que la normale certains jours. En effet, la pompe peut démarrer en même temps que le levé ou le couché de soleil. Ces cas sont peu probables, l'énergie apportée en ces périodes est faible. Ceci est à confirmer par le biais des données futurs du banc d'essai sur le terrain.

Ce temps de fonctionnement permet la production d'énergie normalisée, visible dans la figure 3.16 suivante :

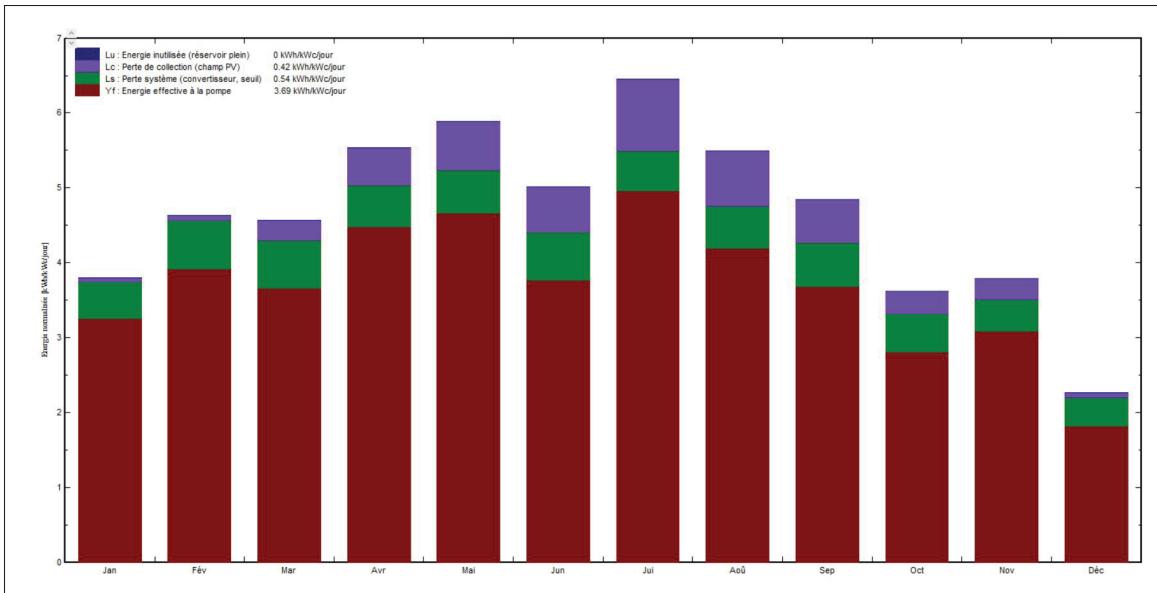


Figure 3.16 Productions d'énergies normalisées (par Kwp installé) : Puissance nominale 335Wc - Banc d'essai

Ainsi, il est possible de constater que l'énergie effective à la pompe en moyenne sur une année est de 3,69 kWh/kWc/j. Les pertes, quant à elles, sont de 0,54 kWh/kWc/j pour celles du système (convertisseur, seuil) et de 0,42 kWh/kWc/j pour celles de collection (champ PV). Pour un détail plus précis de ces pertes, voici un diagramme qui les précise sur la figure 3.17.

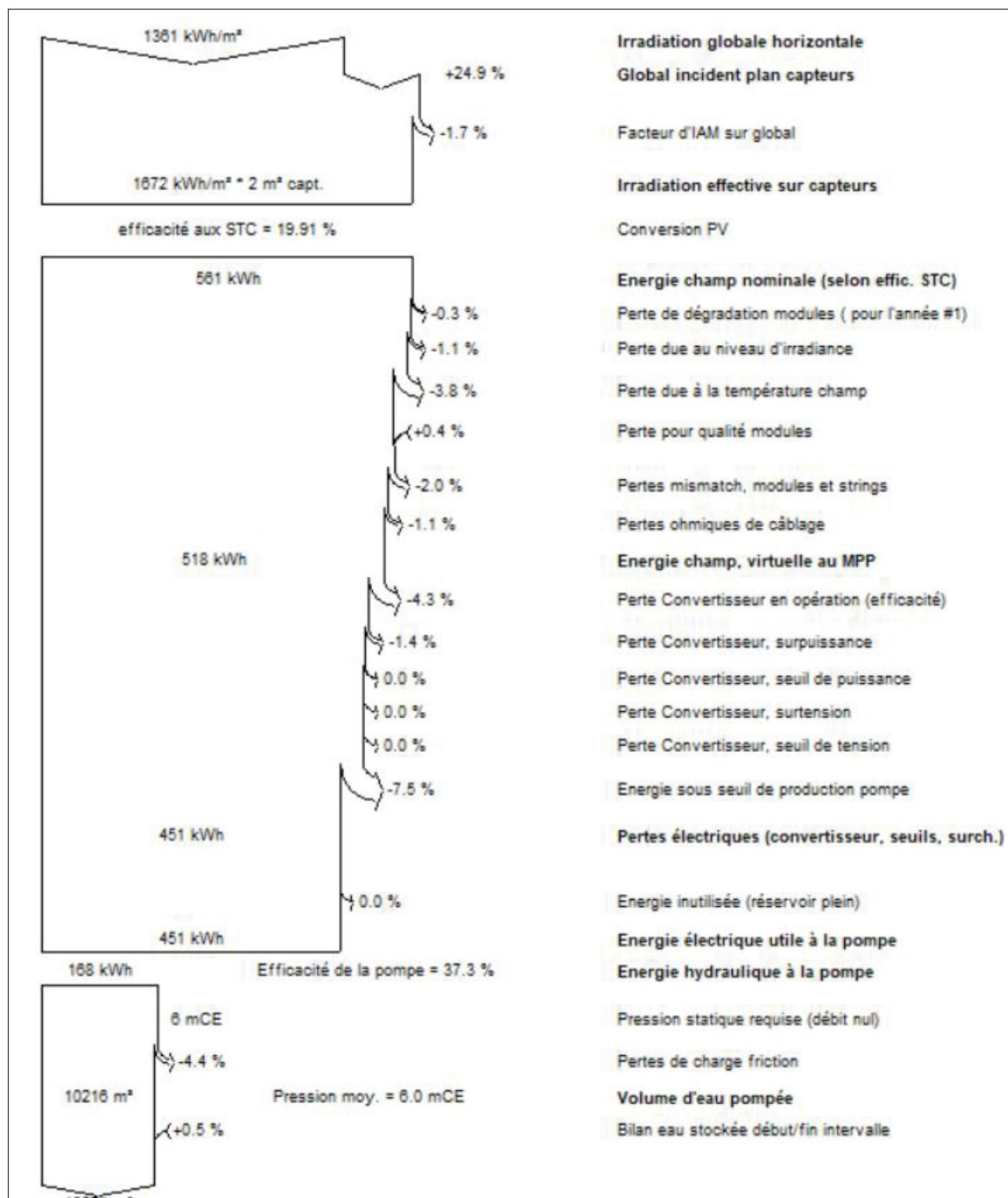


Figure 3.17 Diagramme des pertes du système sur une année - Banc d'essai flux tendu

Le SPEPV, pompe alors en flux direct l'équivalent de $10\ 216 \text{ m}^3/\text{an}$ soit une moyenne de $28 \text{ m}^3/\text{j}$. La figure 3.18 met en relief l'évolution du pompage d'eau par jour sur une année.

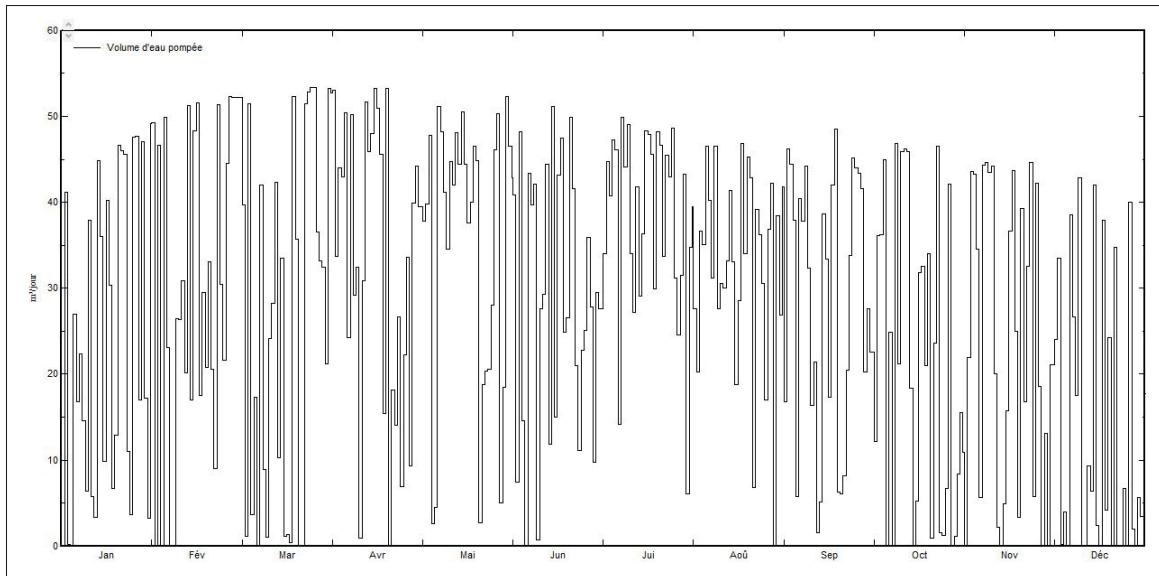


Figure 3.18 Quantité d'eau pompée par jours sur une année - Banc d'essai flux tendu

Le SPEPV pompe entre $0 \text{ m}^3/\text{j}$ et $54 \text{ m}^3/\text{j}$ d'eau. Le pompage est plus constant en été qu'en hiver.

Ceci s'explique par le fait que l'irradiation est plus importante et constante en été qu'en hiver. Certaines journées, le système ne récupère pas d'eau. Les irradiations trop faibles ne permettent sûrement pas à la pompe de démarrer. Ces journées sont plus importantes en hiver et quasiment absentes en été. Elles sont présentes aussi au printemps et en automne.

Le système a une efficacité globale de 87,1 %. Il y a aussi le ratio de performance (PR) qui décrit la qualité du système. Il est calculé comme étant l'énergie totale utile réelle divisée par l'énergie totale utile en conditions standard. Cette valeur est comprise entre zéro et un. Il est possible de voir ce ratio pour chaque mois de la simulation dans la figure 3.19 suivante :

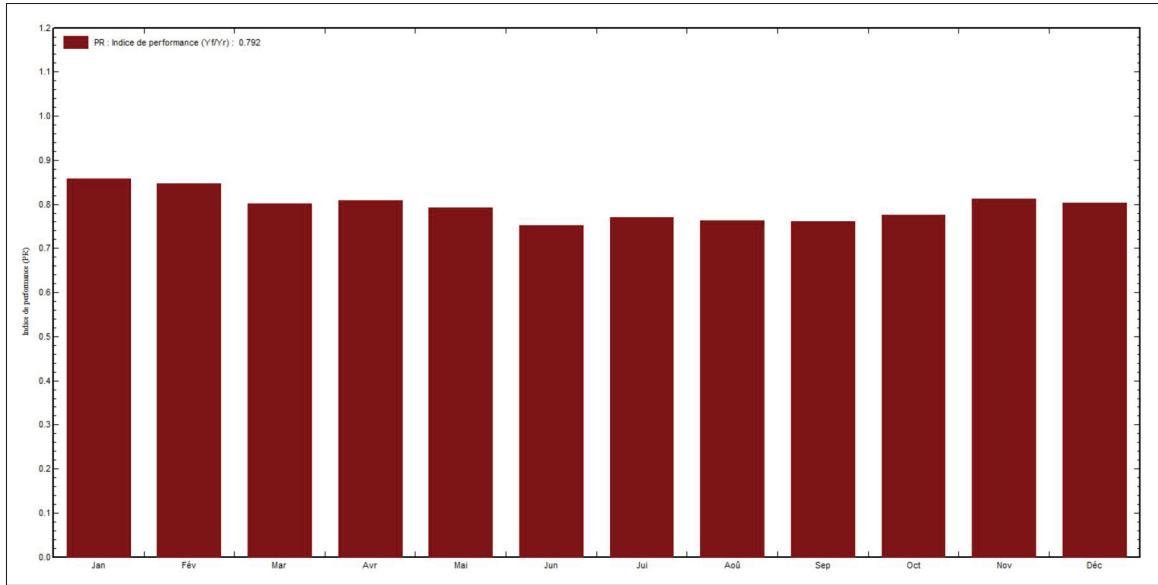


Figure 3.19 Indice de performance par mois - Banc d'essai flux tendu

Le SPEPV a alors un indice de performance moyen de 0,792, indicateur du bon fonctionnement et dimensionnement des composants entre eux. Il est notable que le système a de meilleures performances en hiver qu'en été. Cela s'explique par la diminution de la température ambiante qui implique une réduction des pertes de température. La pompe a une efficacité moyenne de 37,3 %, soit des 451 kWh, elle utilise seulement 168 kWh. Sur la figure 3.20, il est possible de voir le débit de la pompe en fonction de la puissance d'entrée.

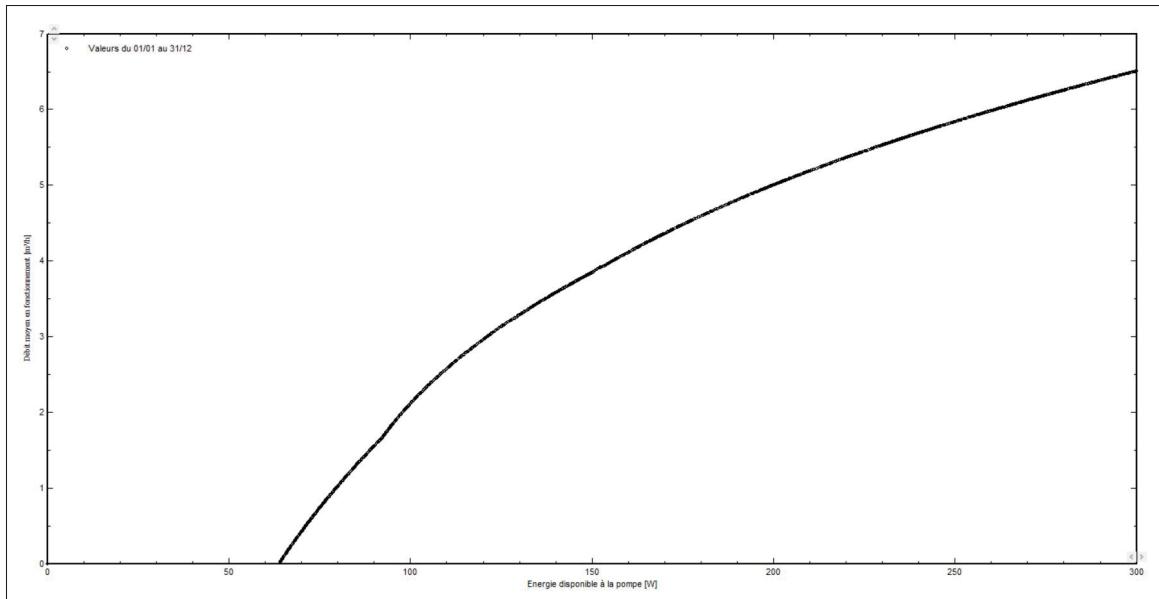


Figure 3.20 Débit en fonction de la puissance - Banc d'essai flux tendu

Grâce au couplage MPPT, cette pompe démarre à la puissance de 65 W pour arriver à un débit maximal de $6,5 \text{ m}^3/\text{h}$ et une puissance de 300 W environ. De plus, grâce au graphique 3.21, le débit de la pompe est mis en lumière selon l'irradiance.

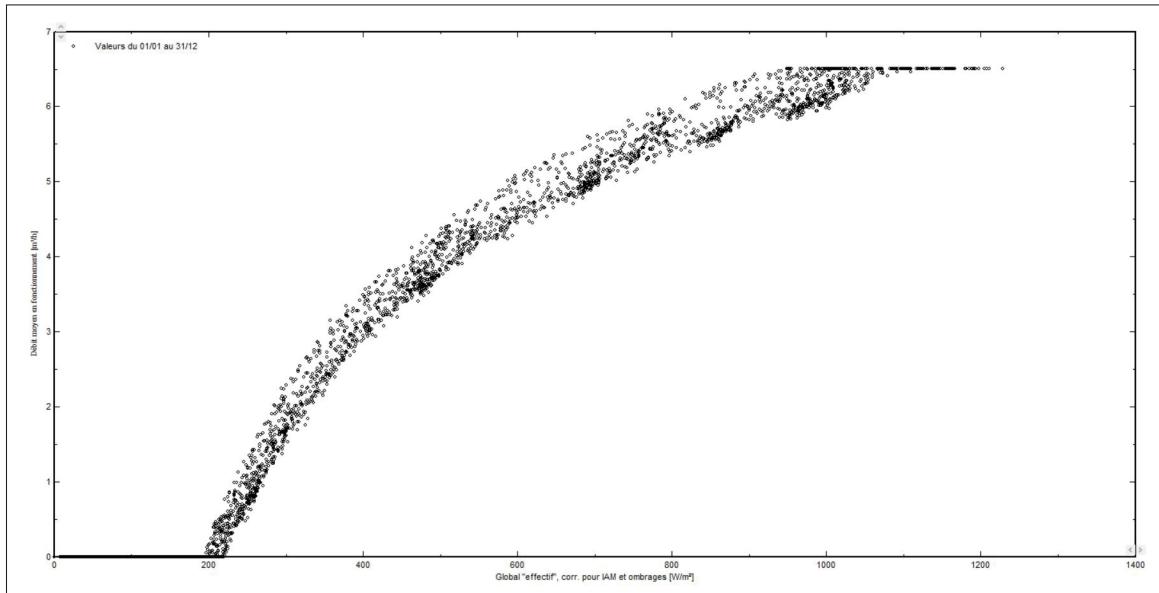


Figure 3.21 Débit en fonction de l'irradiance - Banc d'essai flux tendu

En effet, il est possible de constater que le système se met en marche pour une irradiation proche de 200 W/m^2 et arrive à son débit maximum autour de 900 W/m^2 . La figure 3.22 met en relief la production d'eau journalière selon la quantité d'irradiation reçue par le panneau.

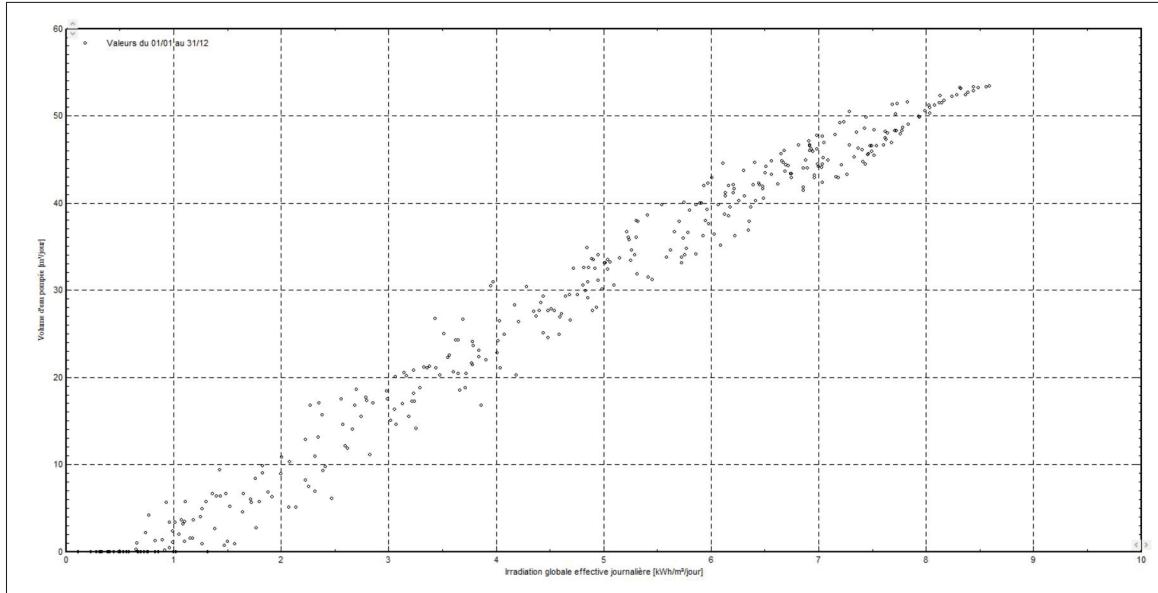


Figure 3.22 Pompe journalier d'eau selon l'irradiation globale effective d'une journée - Banc d'essai flux tendu

Les journées les plus ensoleillées, autour de $8,5 \text{ kWh/m}^2/j$, le SPEPV peut alors pomper environ 55 m^3 . Il reste en moyenne autour de 28 m^3 . Le tableau 3.9 résume les principaux résultats du banc d'essai en flux tendu.

Tableau 3.9 Principaux résultats - Banc d'essai flux tendu

Mois	Irradiance effective	Energie PV	Energie fonctionnement pompe	Pression moyenne pompe	Volume d'eau pompée
	kWh/m^2	kWh	kWh	bar	m^3/jour
Janvier	116.5	38.91	33.80	0.588	23.80
Février	128.1	42.84	36.77	0.590	29.43
Mars	139.3	44.65	37.98	0.588	26.93
Avril	163.0	50.63	45.05	0.585	33.69
Mai	178.9	54.35	48.44	0.584	35.59
Juin	146.9	44.23	37.90	0.579	28.68
Juillet	196.0	57.07	51.56	0.583	38.27
Août	167.2	49.43	43.54	0.583	32.66
Septembre	143.0	42.93	37.04	0.583	28.32
Octobre	110.7	34.45	29.15	0.584	21.35
Novembre	112.6	35.28	30.98	0.589	23.70
Décembre	69.4	22.85	18.87	0.588	13.68
Année	1671.6	517.63	451.09	0.585	27.99

Ce tableau récapitule les principales composantes de la simulation par mois et permet de mettre en avant les caractéristiques fondamentales.

Il est possible de simuler ce même système, avec cette fois ci un réservoir pour une autonomie de deux à trois jours. L'objectif ici est de savoir combien de personnes ayant une consommation d'Amérique du Nord, soit 250 L/j minimum, peuvent être fournies en eau. Pour cela, la contrainte d'un manque d'eau de 5 % est la limite à ne pas franchir.

En premier lieu, pour un réservoir d'une autonomie de trois jours, la quantité d'eau pompée est de $7003 \text{ m}^3/\text{an}$ soit 31,45 % de moins qu'en flux tendu. En effet, il y a un potentiel de 3213 m^3 non pompé par cause de réservoir plein. Le système permet néanmoins de pomper $19,2 \text{ m}^3$ par jour en moyenne avec un manque d'eau global de 5 %. Le graphique 3.23 montre la quantité d'eau pompée par jour sur une année.

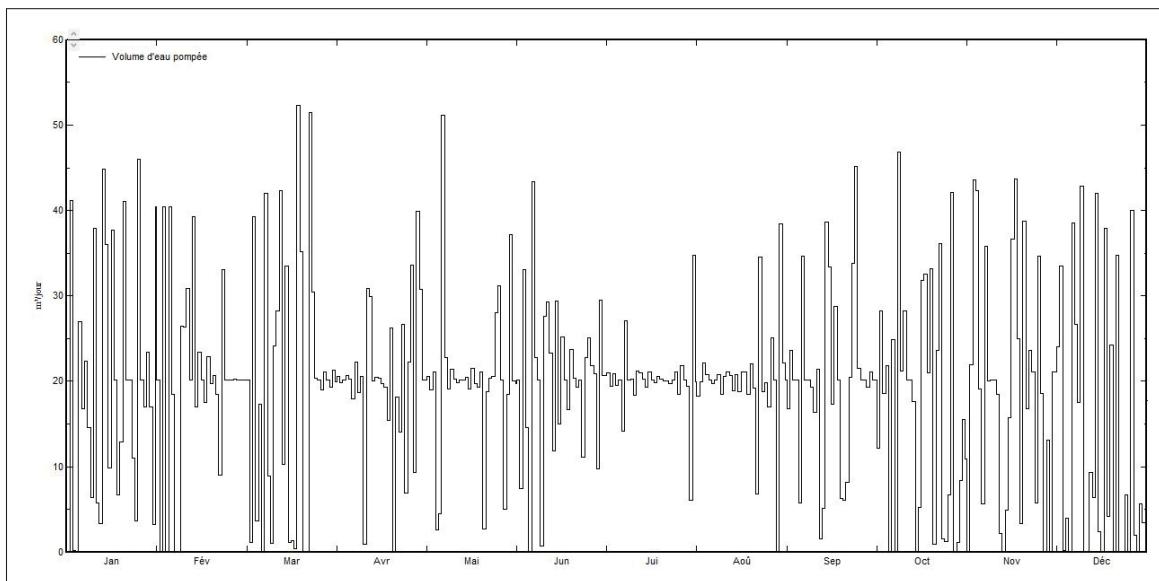


Figure 3.23 Évolution de la quantité d'eau pompée par jours sur une année - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours

Le système peut alors pomper au maximum l'équivalent de $52\ m^3$ dans une journée du mois de mars ou de mai. Cependant, certains jours, il ne pompe quasiment pas ou très peu d'eau. Les jours avec peu ou pas de pompages peuvent correspondre à plusieurs problématiques. La quantité d'eau pompée est plus importante que celle consommée. Conséquemment, le réservoir est plein. Ainsi, les appareils de contrôle coupent la pompe pour éviter de le faire déborder. Ce cas se rapporte majoritairement en été. Un manque d'énergie incidente sur le panneau ne permet pas le démarrage de la pompe. Ce problème a généralement lieu en hiver. Lorsque l'apport en irradiation est stable, la fluctuation d'eau pompée par mois fluctue moins. En effet, le réservoir plein va limiter cette quantité et lisser la production sur le mois comme il est possible de le constater sur le mois de juin ou d'août. Inversement, lorsque l'irradiation sur le panneau est faible et instable, la courbe de pompage est très fluctuante. Le réservoir étant vide, le SPEPV va pomper beaucoup d'eau sur une journée pour le remplir et ne pas s'allumer le lendemain par manque d'énergie. Ces scénarios génèrent une quantité d'eau pompée variant énormément chaque jour.

Le réservoir de $61,6\ m^3$ a une autonomie de trois jours. Le SPEPV est alors capable d'alimenter 80 personnes consommant $250\ L/j$. Ce dernier a une efficacité globale de 60,6 % et la pompe reste constante avec une efficacité de 36,6 %. Cependant, le ratio de performance est quant à lui impacté comme il est possible de voir sur la figure 3.24.

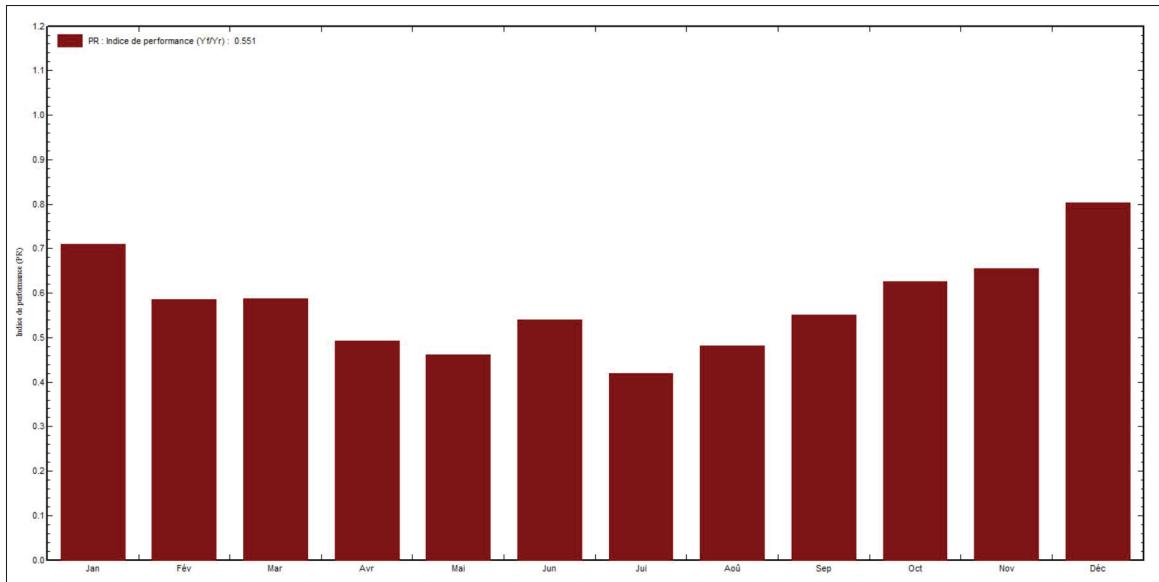


Figure 3.24 Indice de performance du SPEPV par mois - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours

En effet, il atteint une moyenne de 0,551 avec le réservoir de trois jours, soit une baisse de 30,4 % par rapport au système sans réservoir.

Le réservoir a un impact non-négligeable sur le système. Cependant, celui-ci coûte cher. L'enjeu est de trouver un équilibre entre les pertes d'efficacité du SPEPV et les coûts supplémentaires d'un réservoir plus imposant. À noter que l'indice de performance est plus faible en été : le réservoir plus souvent plein provoque l'arrêt du pompage pour éviter tout débordement.

L'évolution du volume d'eau dans le réservoir sur l'année est représentée dans la figure 3.25.

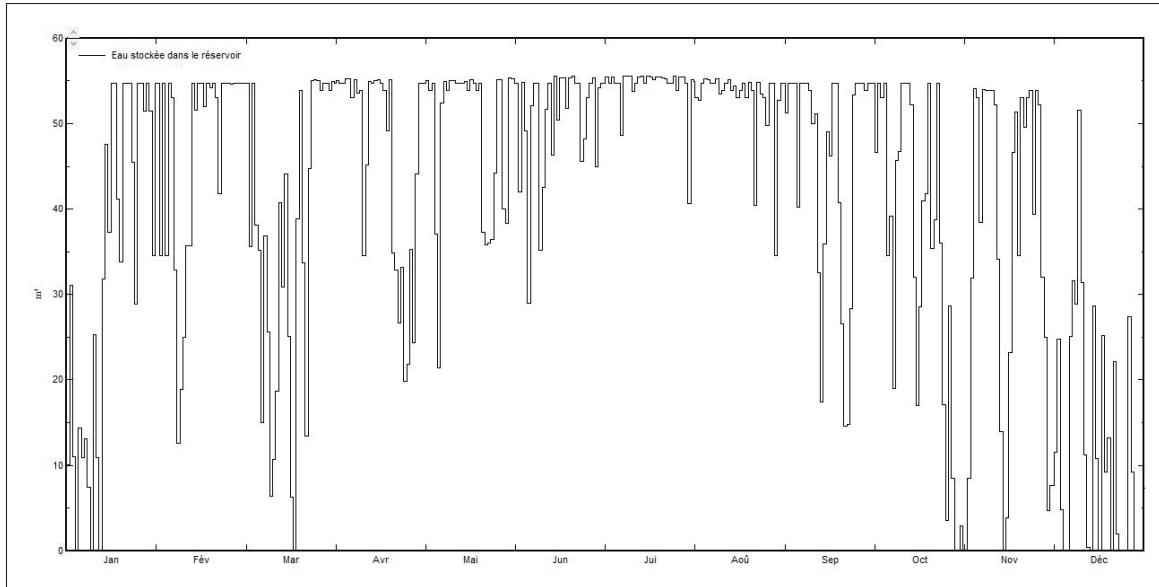


Figure 3.25 Évolution du réservoir sur une année - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours

Il est alors évident sur ce graphique que les mois à risque sont ceux d'hiver avec notamment décembre et janvier. En effet, en janvier, le réservoir n'est pas une seule fois plein. Il atteint difficilement 30 m^3 au début du mois puis il reste en dessous de ce plafond. Pour décembre, c'est similaire, bien qu'il y ait en moyenne, plus d'eau dans le réservoir. Il faut rester vigilant sur le mois de mars, octobre et novembre où le réservoir peut être vide selon les périodes.

Il faut bien communiquer avec les communautés par le biais du graphe de l'évolution du réservoir. Les endroits, où le manque d'eau est le plus susceptible d'apparaître, doivent être mis en avant afin d'anticiper et d'adapter. Il est possible de constater que sur le mois de mars le réservoir se vide d'un coup pour se remplir presque au maximum de nouveau le lendemain. Ce phénomène correspond au pic de pompage du SPEPV, visible dans la figure 3.23, qui explique la fluctuation rapide du niveau du réservoir.

Le tableau 3.10, récapitule les éléments principaux de la simulation du banc d'essai avec un réservoir de trois jours.

Tableau 3.10 Principaux résultats - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours

Mois	Irradiance effective kWh/m ²	Energie PV kWh	Energie fonctionnement pompe kWh	Pertes réservoir plein kWh	Pression moyenne pompe bar	Volume d'eau pompée m ³ /jour	Eau consommée m ³ /jour	Eau manquante m ³ /jour
Janvier	116.5	38.91	28.01	5.78	0.586	19.57	18.78	1.418
Février	128.1	42.84	25.46	11.32	0.586	20.20	20.20	0.000
Mars	139.3	44.65	27.89	10.09	0.585	19.53	19.53	0.666
Avril	163.0	50.63	27.42	17.64	0.579	20.20	20.20	0.000
Mai	178.9	54.35	28.25	20.20	0.579	20.20	20.20	0.000
Juin	146.9	44.23	27.25	10.65	0.576	20.20	20.20	0.000
Juillet	196.0	57.07	28.08	23.49	0.578	20.21	20.20	0.000
Août	167.2	49.43	27.45	16.10	0.580	20.19	20.20	0.000
Septembre	143.0	42.93	26.82	10.23	0.581	20.20	20.20	0.000
Octobre	110.7	34.45	23.50	5.65	0.583	17.15	18.92	1.282
Novembre	112.6	35.28	24.98	6.00	0.587	19.07	18.82	1.385
Décembre	69.4	22.85	18.87	0.00	0.588	13.68	13.69	6.513
Année	1671.6	517.63	313.98	137.15	0.582	19.18	19.25	0.953

Ainsi, ce résumé confirme la grande probabilité de manque d'eau en décembre et en janvier. Il démontre aussi que le réservoir n'est jamais plein sur le mois de décembre. Globalement, il permet de mieux appréhender les variables du SPEPV.

En second lieu, pour un réservoir d'une autonomie de deux jours, la quantité d'eau pompée est de $4957 \text{ m}^3/\text{an}$ soit 51,5 % moins d'eau qu'en flux tendu et 29,22 % moins que la solution à trois jours d'autonomie. En effet, il y a un potentiel de 5259 m^3 d'eau non pompée par cause de réservoir plein. Le système permet néanmoins de pomper $14,3 \text{ m}^3$ par jour en moyenne avec un manque d'eau global de 5 %. Le réservoir fait alors $28,6 \text{ m}^3$. Le SPEPV est capable d'alimenter ainsi 57 personnes, consommant 250 L/j , soit 23 personnes de moins que le système précédent. Le SPEPV a une efficacité globale qui chute à 43,6 % et la pompe reste assez constante avec une efficacité de 35,9 %. Cependant, le ratio de performance est lui encore plus impacté avec une moyenne annuelle à 0,396. Le graphique 3.26, met en évidence les grosses pertes induites par le réservoir.

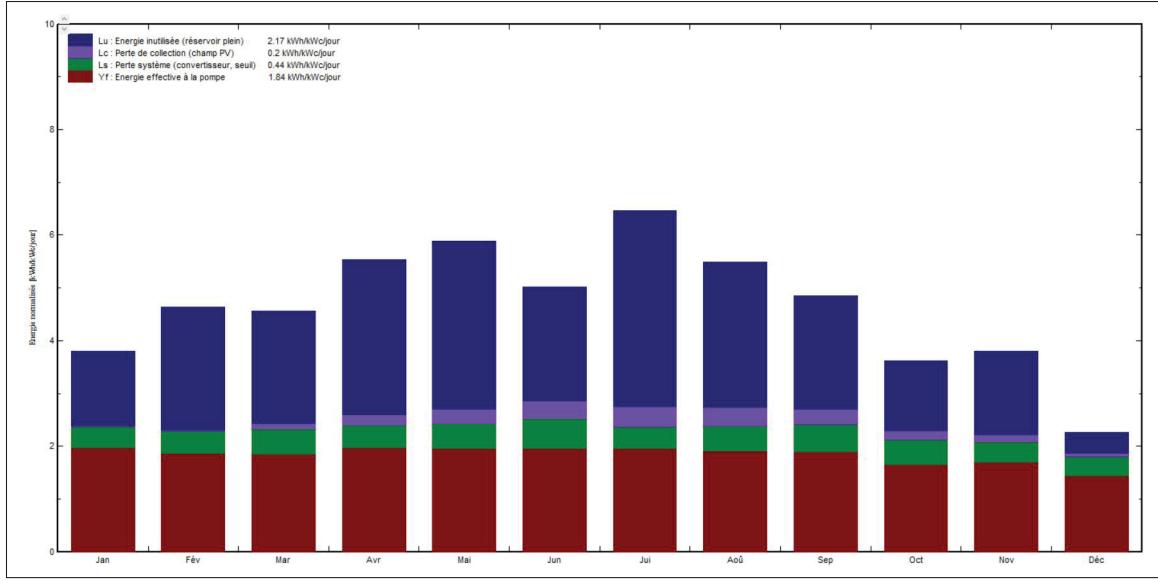


Figure 3.26 Productions normalisées (par kWp installé) - Banc d'essai avec réservoir de 2 jours

Il y a annuellement, en moyenne, plus d'énergie inutilisée à cause du réservoir plein que fonctionnelle à la pompe. Ce phénomène est accentué sur les mois ensoleillés comme le mois de juillet où les pertes du réservoir comptent presque pour deux tiers de l'énergie produite normalisée.

La mise en place d'un réservoir avec une autonomie de seulement deux jours semble discutable. En effet, le système arrive à un seuil critique d'efficacité. Cela met en évidence l'impact du réservoir sur la viabilité du projet. Dans un SPEPV, il doit être correctement étudié pour choisir la solution optimale.

Les différentes simulations de PVsyst sont complémentaires aux émulations faites par l'algorithme de Python présentées dans la partie suivante.

3.1.4.2 Résultats Python

La simulation de l'algorithme est réalisée avec un fichier météo et théoriquement, grâce à un modèle de ciel isotrope, pour le banc d'essai possédant un réservoir de trois jours. La méthode 2.1.5 est à l'origine des résultats présents ici. La sélection, pas à pas, des paramètres

est démontrée afin d’appréhender son utilisation et son code présent sur GitHub. L’algorithme commence par le choix de la branche désirée avec la fenêtre 3.27 suivante :

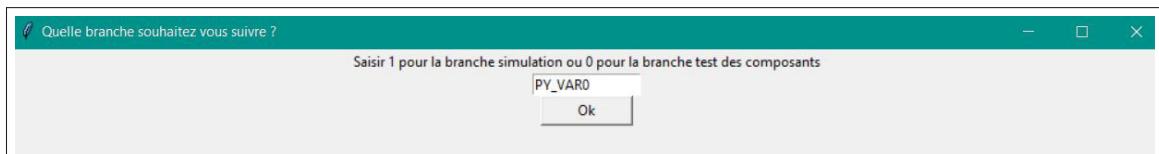


Figure 3.27 Fenêtre du choix de la branche de l’algorithme

Les résolutions des choix dans la méthode passent toujours par l’utilisation de 1 ou 0. Ainsi, pour la fenêtre précédente, 1 dirige vers la branche de simulation qui permet l’émulation du SPEPV sur une année et 0 dirige vers la branche de test des composants. Afin de simuler le banc d’essai avec un réservoir de trois jours la variable 1 est écrite. Ceci amène au choix 3.28, celui de la méthode d’obtention du potentiel solaire.

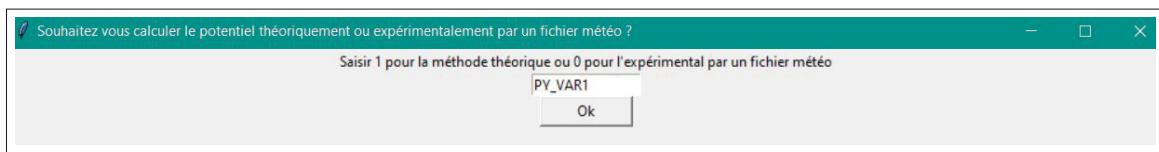


Figure 3.28 Fenêtre du choix du calcul du potentiel solaire sur une surface inclinée de l’angle β

Il est possible, par l’option du chiffre 1, d’utiliser un fichier météo pour estimer ce potentiel sur la surface inclinée. Par l’option du chiffre 0, l’estimation de la ressource solaire qui touche le panneau est réalisée par le biais de la théorie 1. Elle se base sur un modèle de ciel isotrope. Ensuite, il faut renseigner à l’algorithme les variables présentes dans la boîte de dialogue 3.29.

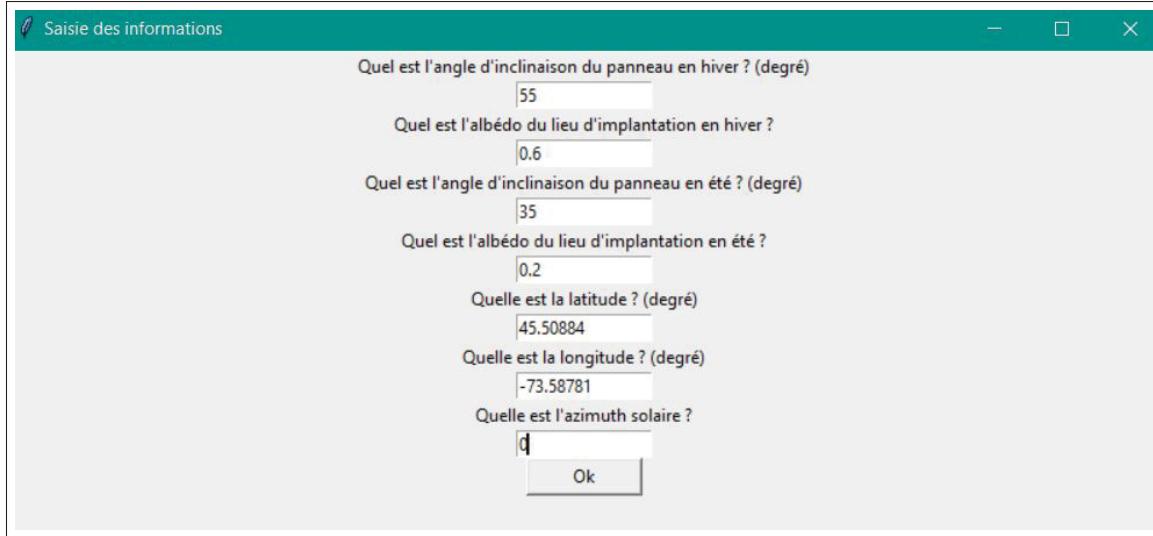


Figure 3.29 Fenêtre de paramétrage des variables du potentiel

Le programme enregistre tous les paramètres pour les réutiliser ultérieurement. Cependant, il ne les enregistre pas d'une simulation à une autre. Il faut les renseigner de nouveau à chaque itération. La latitude et la longitude correspondent à la localisation de Montréal.

La variation saisonnière de l'angle du panneau est implémentée dans l'algorithme. Avec les contraintes de la structure, les angles optimaux sont de 55° en hiver et de 35° en été. Un pays avec des saisons marquées impliquent une variation saisonnière de l'albédo. En hiver, avec la neige, celui-ci augmente comme il est possible de voir dans le tableau IV-2 de la partie 1. L'outil prend en compte cette variation. Il fixe la valeur à 0,6 en hiver, correspondant à une neige tassée, puis à 0,2 en été, une moyenne entre un sol sombre et un sol de culture. Cependant, même pendant les saisons, l'albédo évolue. En hiver, la neige fraîche et tassée ne réfléchissent pas la lumière de la même façon.

Il faut ensuite renseigner le fichier météo utilisé pour l'estimation du potentiel sur la surface inclinée par la fenêtre 3.30.

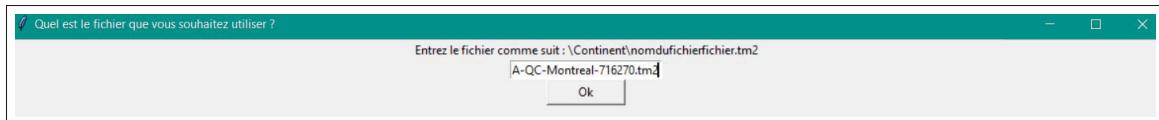


Figure 3.30 Fenêtre de récupération du fichier météo utilisé - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours

Le fichier météo est un TMY, soit celui d'une année typique récupéré dans une base de données implémentée dans l'outil en amont. Ces paramètres permettent de calculer le potentiel solaire météorologique qui va impacter la surface inclinée. Ce terme est décrit dans la figure 3.31.

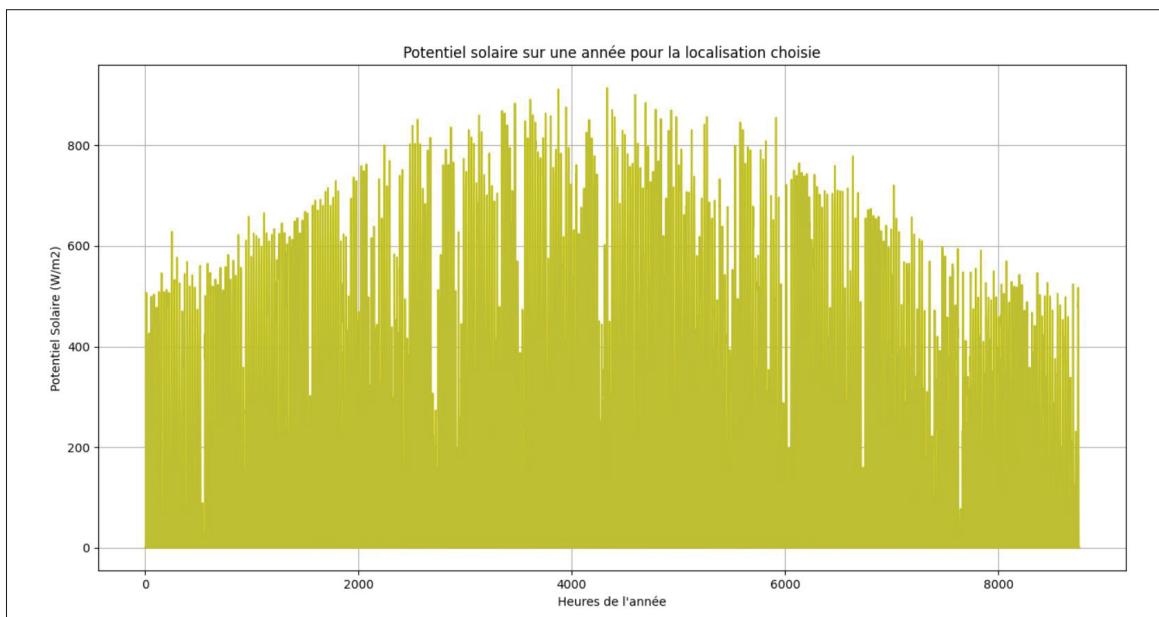


Figure 3.31 Potentiel qui impacte la surface inclinée de 50 degrés (potentiel solaire moyen généré par un fichier météo TMY) - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours

La modélisation du potentiel solaire théorique, utilisant un modèle de ciel isotrope, demande quelques paramètres supplémentaires, récupérés par la boîte de dialogue 3.32.

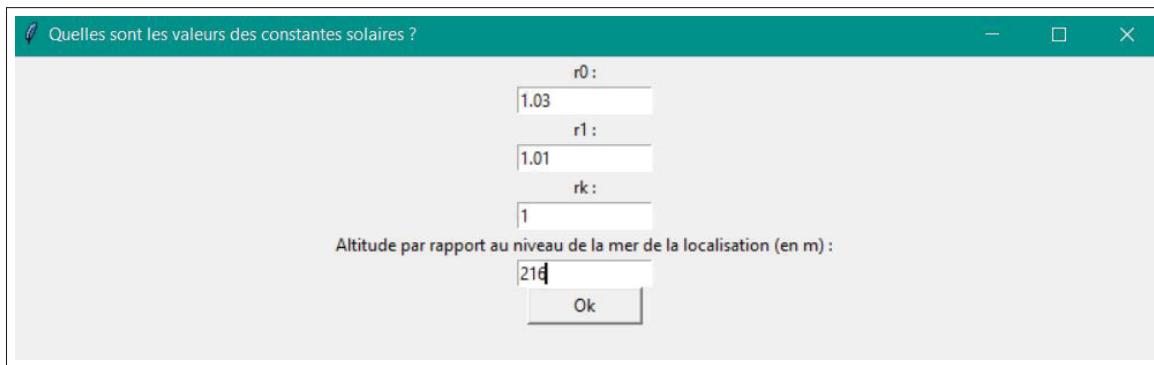


Figure 3.32 Implémentation des constantes solaires afin de calculer le potentiel solaire moyen généré théoriquement à partir d'un modèle de ciel isotrope - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours

Il faut renseigner les constantes solaires de Hottel et l'altitude de la localisation par rapport au niveau de la mer. Ces nouvelles données dans l'algorithme rendent le calcul du graphique 3.33, possible.

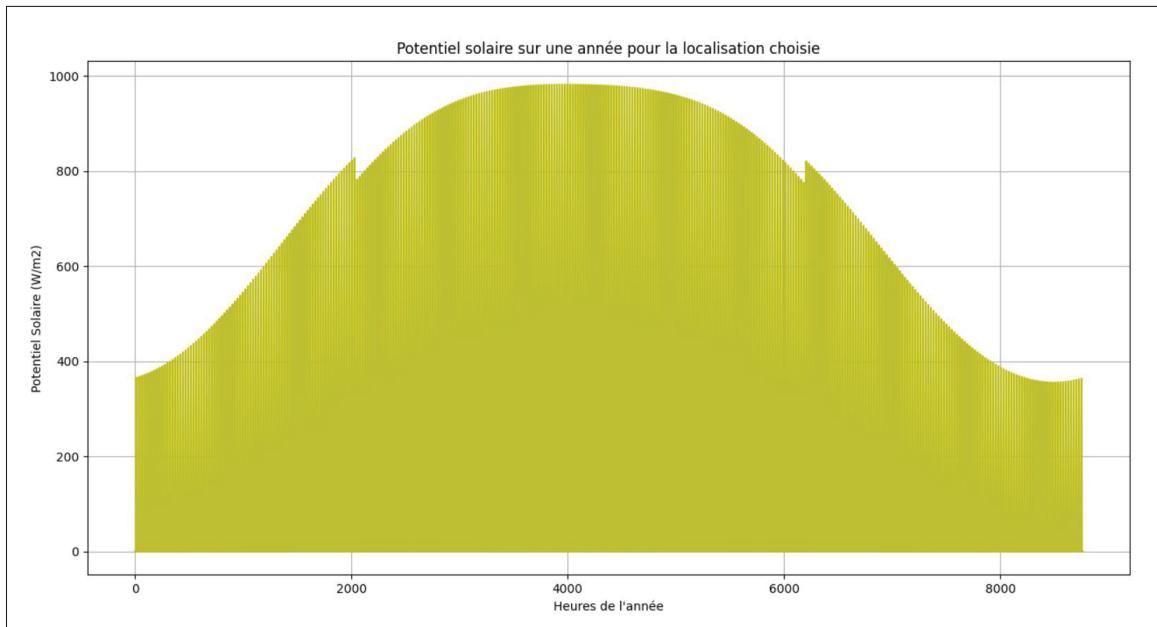


Figure 3.33 Potentiel qui impacte la surface inclinée de 50 degrés (potentiel solaire moyen générée théoriquement à partir d'un modèle de ciel isotrope) - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours

Le potentiel solaire moyen théorique, utilisant un ciel isotrope, oscille entre 350 W/m^2 et 990 W/m^2 sur l'année alors que celui météorologique, utilisant un fichier météo TMY, oscille entre 500 W/m^2 et 900 W/m^2 . Le potentiel théorique est plus faible en hiver que celui météorologique qui est d'environ 150 W/m^2 . Cependant, en été, l'irradiation théorique à partir d'un modèle de ciel isotrope, est plus forte que celle météorologique, de 900 W/m^2 . De plus, les oscillations sont beaucoup plus importantes pour la méthode météorologique.

L'irradiation moyenne, obtenue par un fichier météo TMY, présente des valeurs très basses sur certaines heures, proche de 100 W/m^2 à cause de l'ennuagement impactant directement les valeurs du fichier météo. Ce phénomène n'est pas présent dans le potentiel théorique à partir d'un modèle de ciel isotrope. De plus, celui-ci présente deux discontinuités dans sa courbe qui sont les passages entre la configuration hiver et été du SPEPV avec un changement de l'albédo

ainsi que de β .

À partir de ces potentiels, il est possible de voir l'énergie récupérée par le panneau CS1H-335MS.

Pour cela, il faut le paramétriser à travers la fenêtre 3.34.

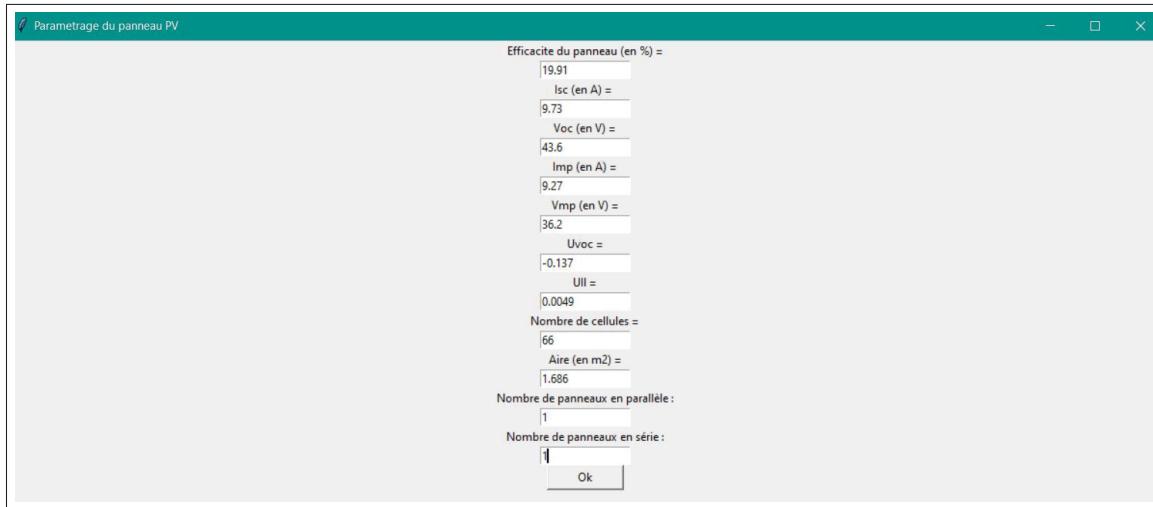


Figure 3.34 Paramétrage du panneau CS1H-335MS - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours

À travers cette interface, toutes les variables clés du panneau sont modélisées afin de pouvoir obtenir ces courbes I-V et P-V, visibles dans la partie 3.1.1.1. L'énergie que le module CS1H-335MS récupère du potentiel calculé au préalable est présenté sur les figures 3.35 par un fichier météorologique TMY et 3.36 théoriquement grâce à un modèle de ciel isotrope.

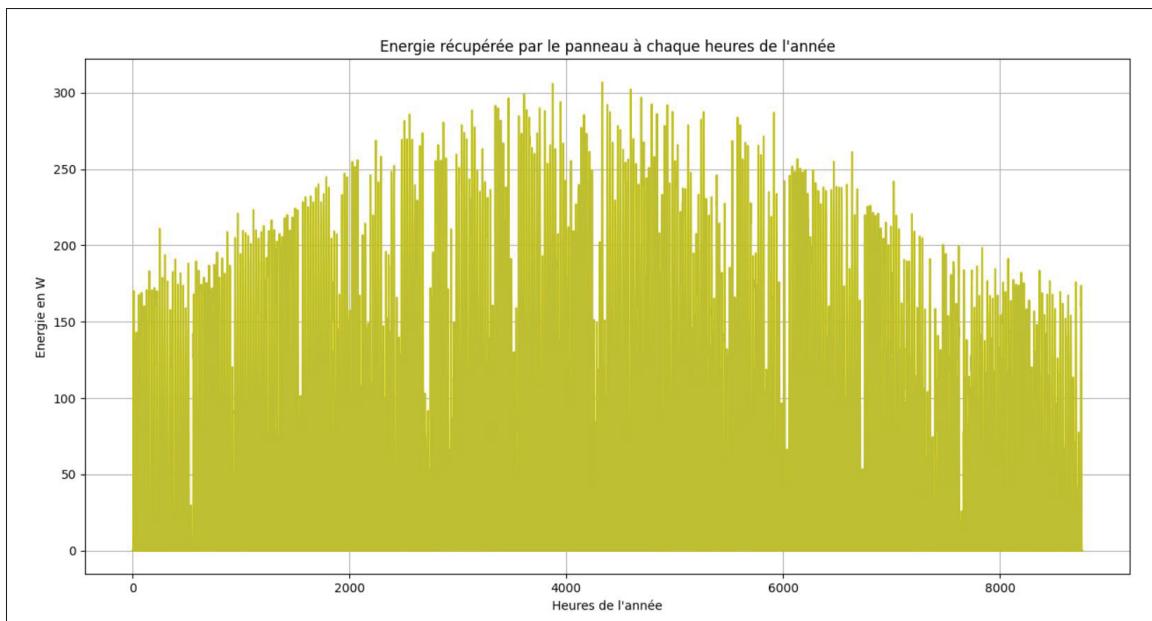


Figure 3.35 Énergie récupérée par le panneau CS1H-335MS (potentiel solaire moyen généré par un fichier météo TMY) - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours

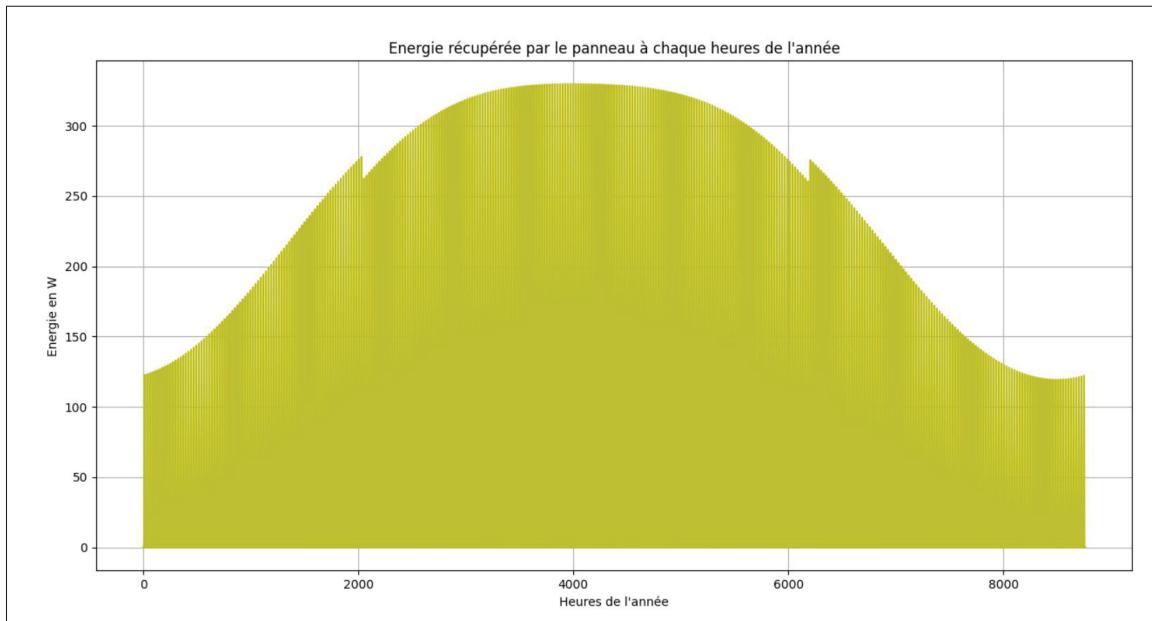


Figure 3.36 Énergie récupérée par le panneau CS1H-335MS (potentiel solaire moyen généré théoriquement par un modèle de ciel isotrope) - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours

L'énergie récupérée par les panneaux oscille entre 170 W/m^2 et 300 W/m^2 par les données météo. Les résultats obtenus en utilisant la théorie de A.Duffie & A.Beckman avec un ciel isotrope, permet au panneau de récupérer entre 120 W/m^2 et 330 W/m^2 . Il y a plus d'énergie en hiver par la méthode qui se base sur un fichier météo que par celle qui se base sur des calculs théorique. En été, c'est la théorie de ciel isotrope qui estime plus d'énergie que le fichier météo. Les oscillations sont toujours plus importantes par la pratique utilisant des données météorologiques.

Ensuite, il faut paramétriser le circuit hydraulique à travers la fenêtre 3.37.

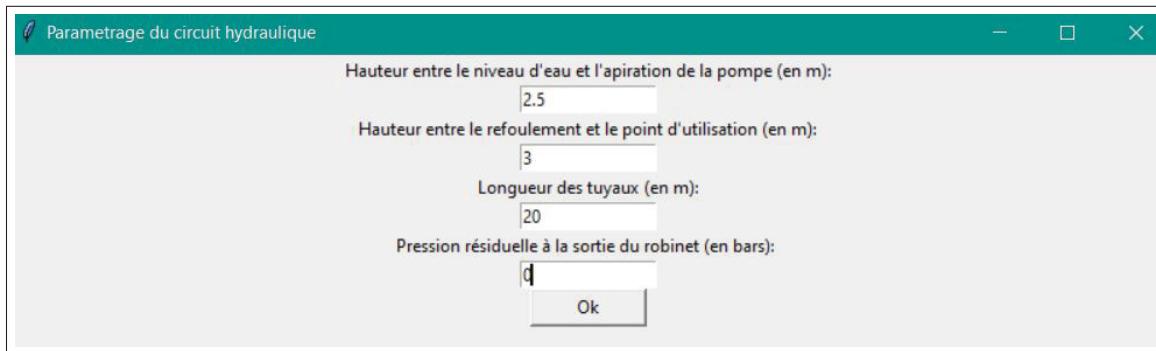


Figure 3.37 Fenêtre de paramétrage du circuit hydraulique - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours

La hauteur d'aspiration et de refoulement doit être positive dans l'entrée des données. La pression résiduelle est égale à 0 ici, car le système n'est pas pressurisé. Il n'y a pas de pression souhaitée à la sortie du robinet. Avec la boîte de dialogue 3.38, le type de couplage entre le module PV et la pompe est sélectionné.



Figure 3.38 Fenêtre de choix du couplage - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours

L'option 1 permet alors de réaliser un MPPT entre les deux composants alors que l'option 0 réalise un couplage direct avec la recherche d'un point de fonctionnement. Pour le banc d'essai,

la solution du MPPT est gardée. Il faut ensuite choisir la pompe avec la boîte de dialogue 3.39.

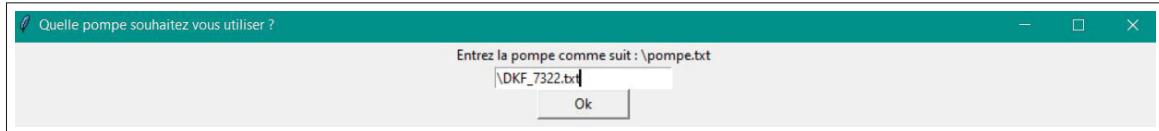


Figure 3.39 Fenêtre de sélection de la pompe - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours

Au préalable, il est nécessaire de remplir un fichier sous format .txt afin de renseigner toutes les données utiles à la création théorique de la pompe selon la partie 1.1.2.2. Un couplage direct nécessite plus d'informations qu'un MPPT. Un exemple de complétion du fichier .txt est fourni dans la base de l'outil. Ici, c'est la pompe centrifuge de Dankoff 7322 qui est renseignée. Il faut par la suite implémenter le paramètre d'efficacité du MPPT à travers la fenêtre 3.40.

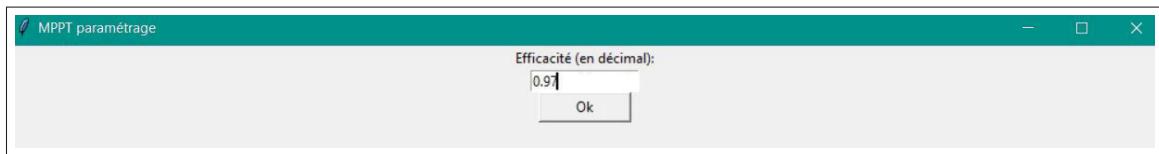


Figure 3.40 Fenêtre de paramétrage du MPPT - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours

La valeur renseignée est celle utilisée dans PVsyst afin de pouvoir comparer les résultats des deux techniques de simulation. Pour terminer, il faut modéliser respectivement le réservoir et la demande d'eau à subvenir par le biais des boîtes de dialogues 3.41 et 3.42.

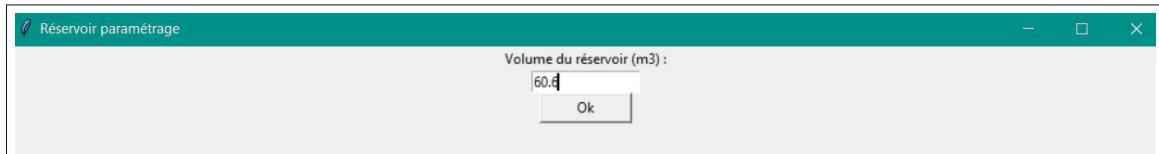


Figure 3.41 Fenêtre de paramétrage du réservoir - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours

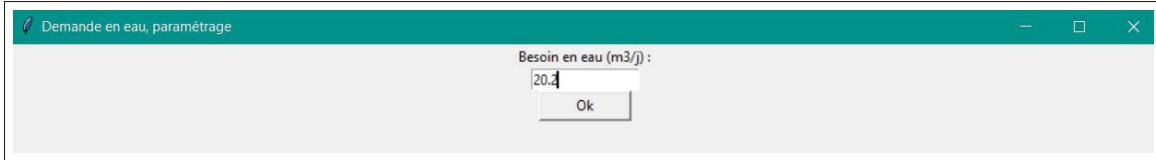


Figure 3.42 Fenêtre de paramétrage de la demande d'eau - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours

Le contenant d'eau est modélisé pour trois jours avec une demande équivalente à celle supportée, incluant les 5% de manque d'eau par la simulation PVsyst. Toutes ces variables implémentées permettent d'obtenir les résultats du SPEPV sur une année. Tout d'abord, le système pompe l'équivalent de $6041,4 \text{ m}^3$ sur l'année. Ainsi, il a une probabilité de manque d'eau de 18%. C'est 13 % de plus que le modèle PVsyst. Pour comprendre cet écart, il faut regarder le débit par heure sur l'année à travers le graphique 3.43.

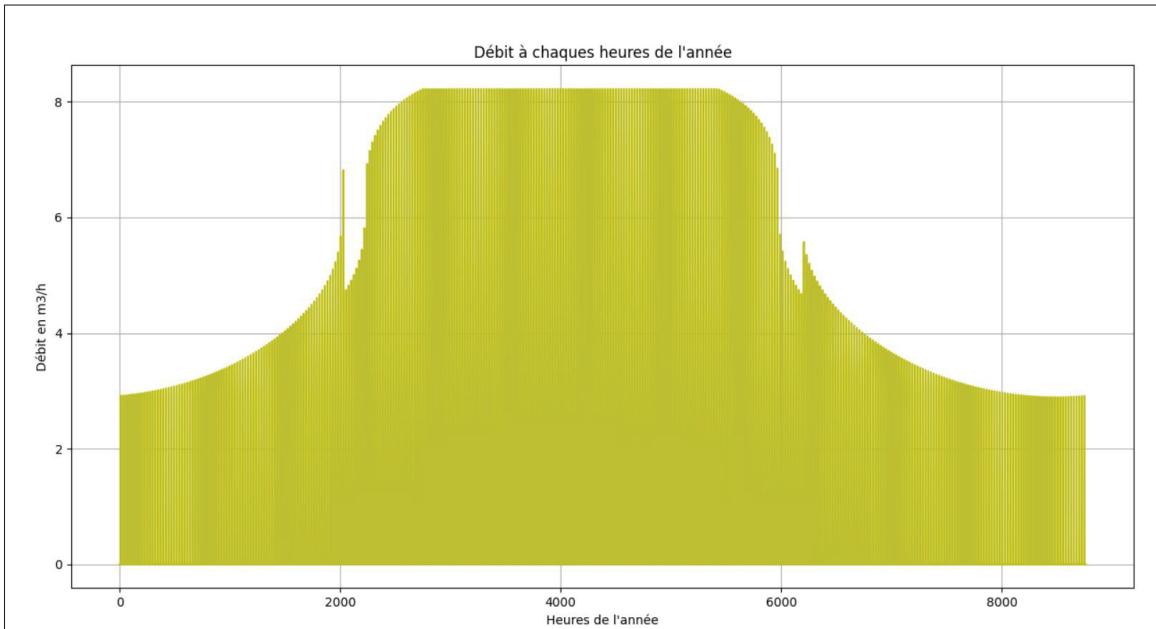


Figure 3.43 Débit à chaque heure de l'année (potentiel solaire moyen généré théoriquement à partir d'un modèle de ciel isotrope) - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours

Le débit varie entre $3 \text{ m}^3/\text{h}$ en hiver et $8,1 \text{ m}^3/\text{h}$ en été. Cependant, sa répartition est inégale sur l'année. En moyenne, le débit reste fort en été, alors qu'il reste faible en hiver. Il y a deux changements drastiques sur la courbe qui correspondent au changement de saisons et

des paramètres. Des débits importants sont atteints en été, au-delà du seuil de sécurité pour la cavitation. Une attention particulière doit être portée pour ne pas drastiquement réduire la durée de vie des composants. Le débit, faible en hiver, peut expliquer l'augmentation de la probabilité de manque d'eau sur l'année. En effet, le modèle théorique présente un potentiel solaire faible en hiver, ce qui induit une faible puissance du panneau.

Pour confirmer cette hypothèse, il faut s'intéresser à l'eau manquante sur le graphique 3.44 et au niveau du réservoir avec la courbe 3.45.

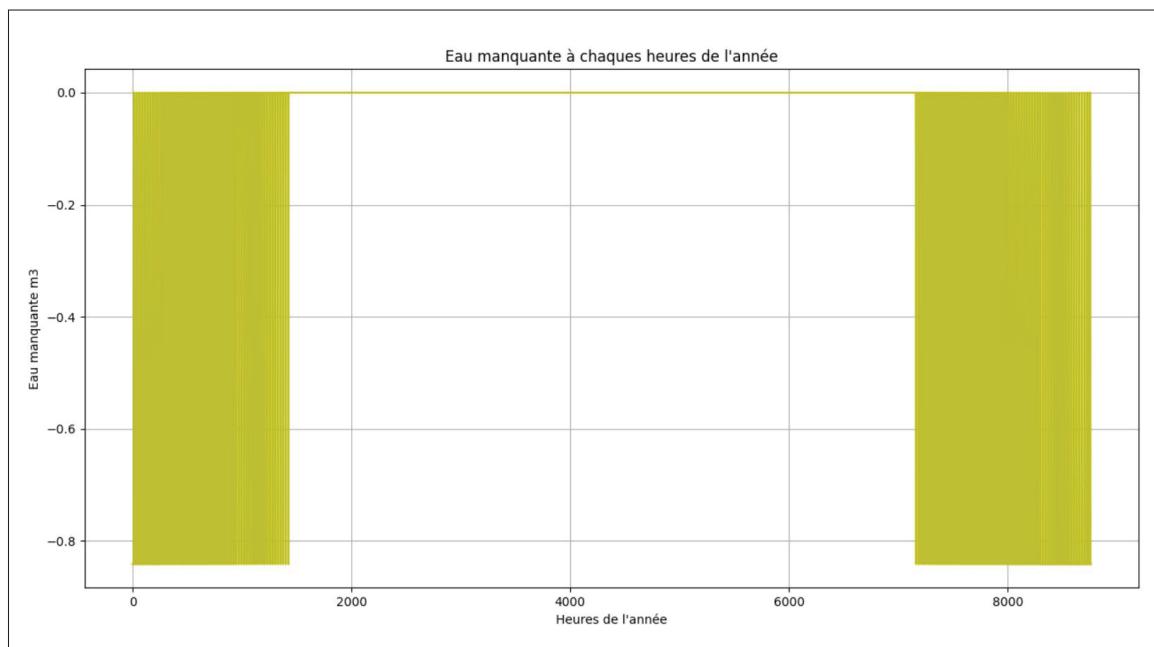


Figure 3.44 Eau manquante à chaque heure de l'année (potentiel solaire moyen généré théoriquement à partir d'un modèle de ciel isotrope) - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours

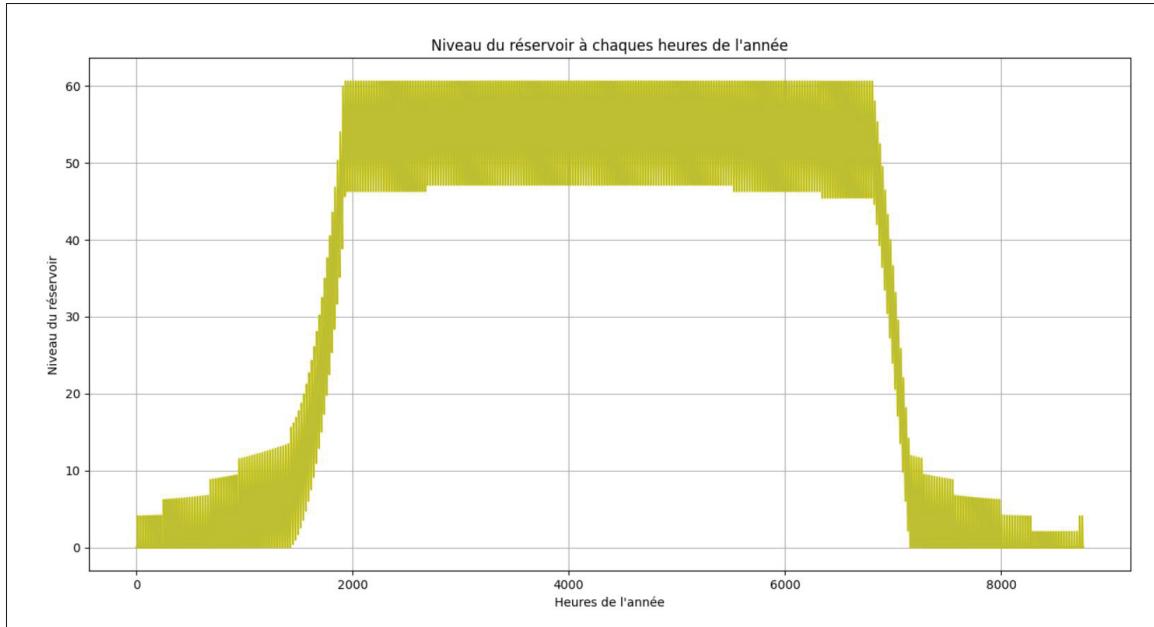


Figure 3.45 Niveau du réservoir à chaque heure de l'année, obtenu par la méthode théorique - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours

Pour éviter un débordement, le système arrête régulièrement sa pompe en été avec un total de 3566.6 m^3 d'eau non pompée sur l'année.

L'intégralité de l'eau manquante se situe en hiver avec des sommets à 800 litres manquants sur une heure. Ce résultat corrobore le niveau du réservoir faible en hiver et élevé en été. La sous-estimation de la ressource hivernale solaire impacte probablement la PME de l'algorithme. Cette hypothèse peut être vérifiée par l'étude utilisant un fichier météorologique, réalisée sur Python. Le résultat de celle-ci est de 6860 m^3 d'eau pompée sur une année. Soit une probabilité de manque d'eau de 7%. C'est 2% de plus que la simulation PVsyst. Alors, cette méthode recoupe les résultats obtenus sous PVsyst. Le débit sur l'année suit l'évolution visible sur la figure 3.46.

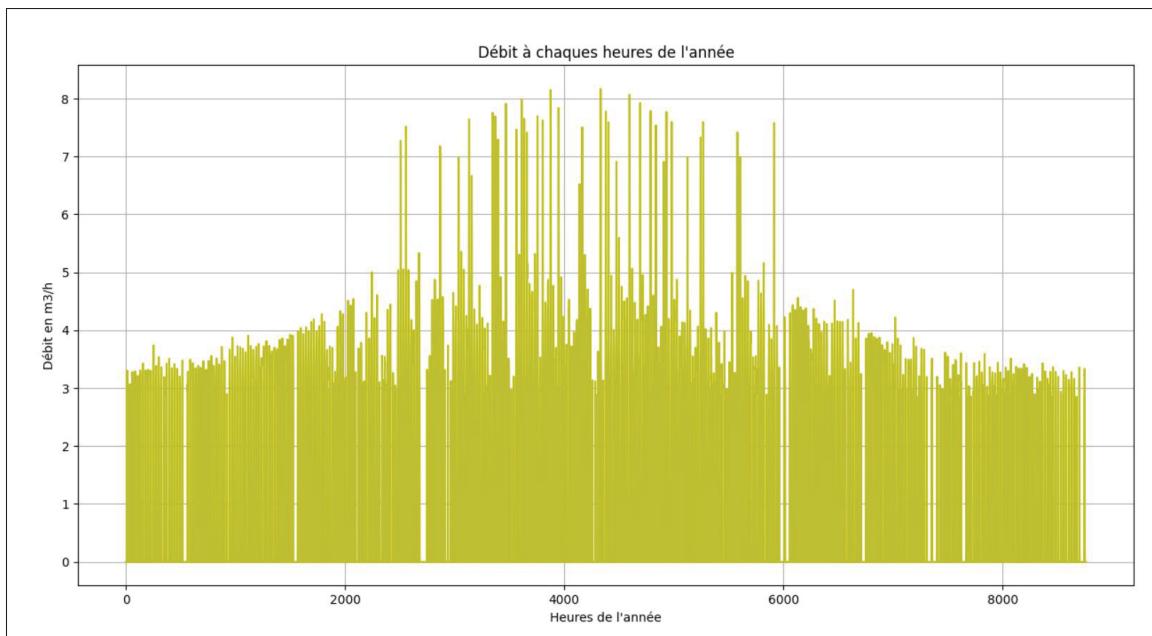


Figure 3.46 Débit à chaque heure de l'année (potentiel solaire moyen généré par un fichier météo TMY) - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours

Comme pour le modèle théorique utilisant le modèle de ciel isotrope, le débit oscille entre 3 m^3/h et 8 m^3/h . Cependant, en hiver, d'après le fichier météo, le débit atteint l'horizon des 4 m^3/h bien plus rapidement que sur la technique théorique. Le débit oscille bien plus que sur la première méthode de ciel isotrope. L'eau manquante par la technique météorologique est détaillée par la figure 3.47.

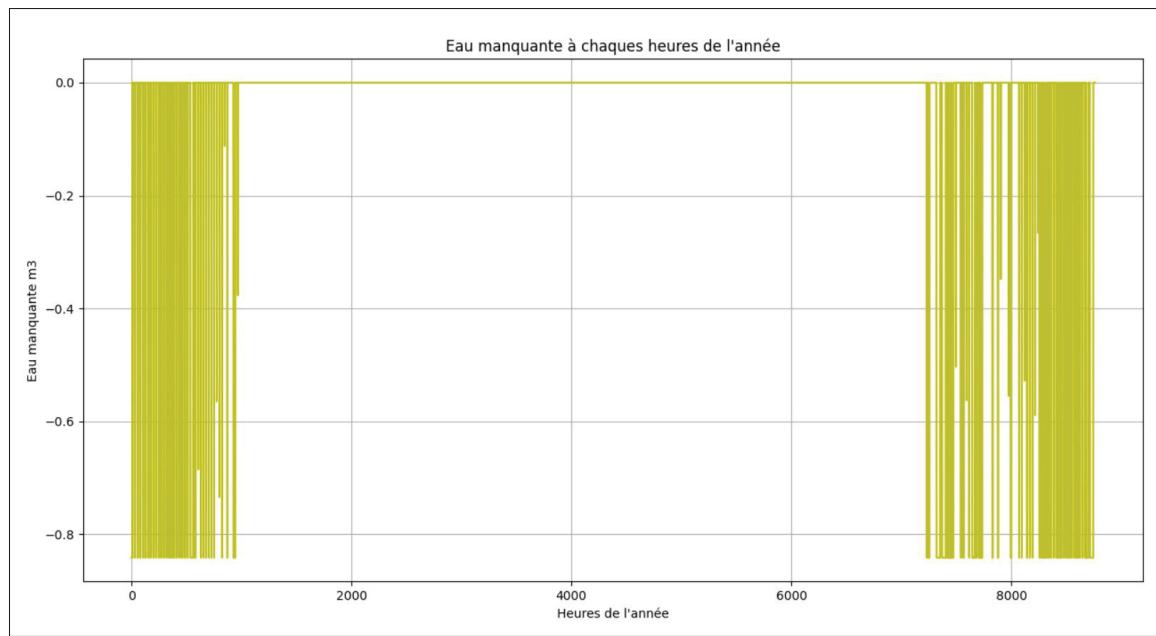


Figure 3.47 Eau manquante à chaque heure de l'année (potentiel solaire moyen généré par un fichier météo TMY) - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours

L'hiver est, une fois de plus, la période à risque pour la communauté avec des besoins en eau non satisfaits atteignant les 820 litres sur certaines heures. Avec un débit moins stable, le niveau du réservoir est aussi impacté par ces oscillations sur l'année, comme il est possible de voir sur le graphe 3.48.

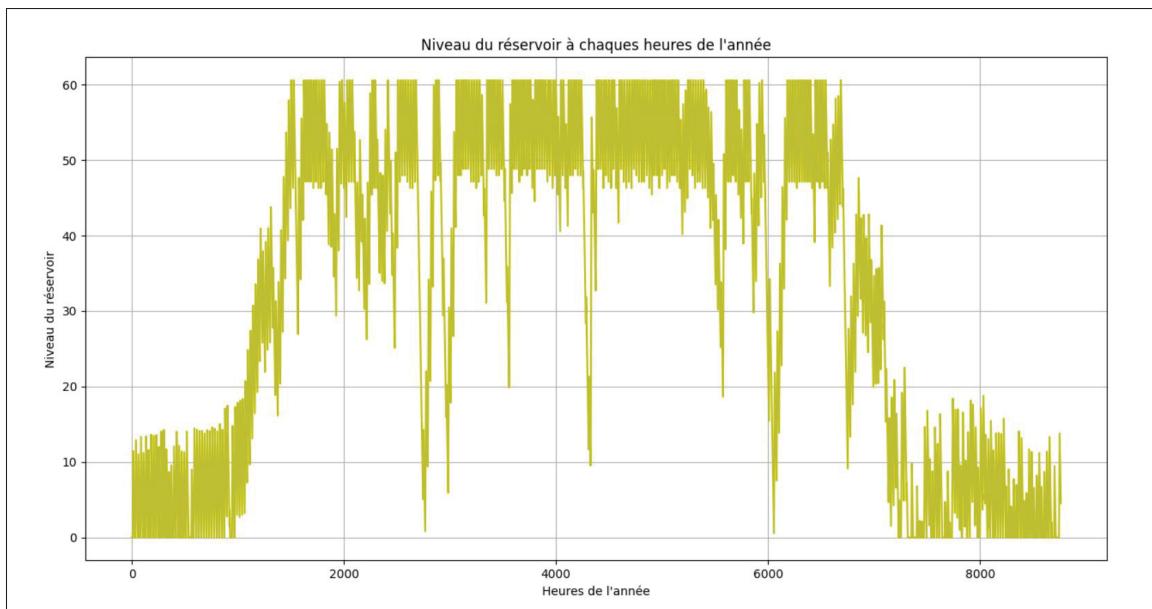


Figure 3.48 Niveau du réservoir à chaque heure de l'année (potentiel solaire moyen généré par un fichier météo TMY) - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours

En effet, la courbe de niveau du réservoir est moins régulière que celle issue de la partie théorique utilisant le modèle de ciel isotrope. Il est également peu rempli en hiver tandis qu'en été, hormis les jours avec un faible ensoleillement, il est quasiment toujours plein. Pour éviter de déborder, le réservoir déclenche des périodes où la pompe ne fonctionne pas, comme il est possible de voir à travers la figure 3.49.

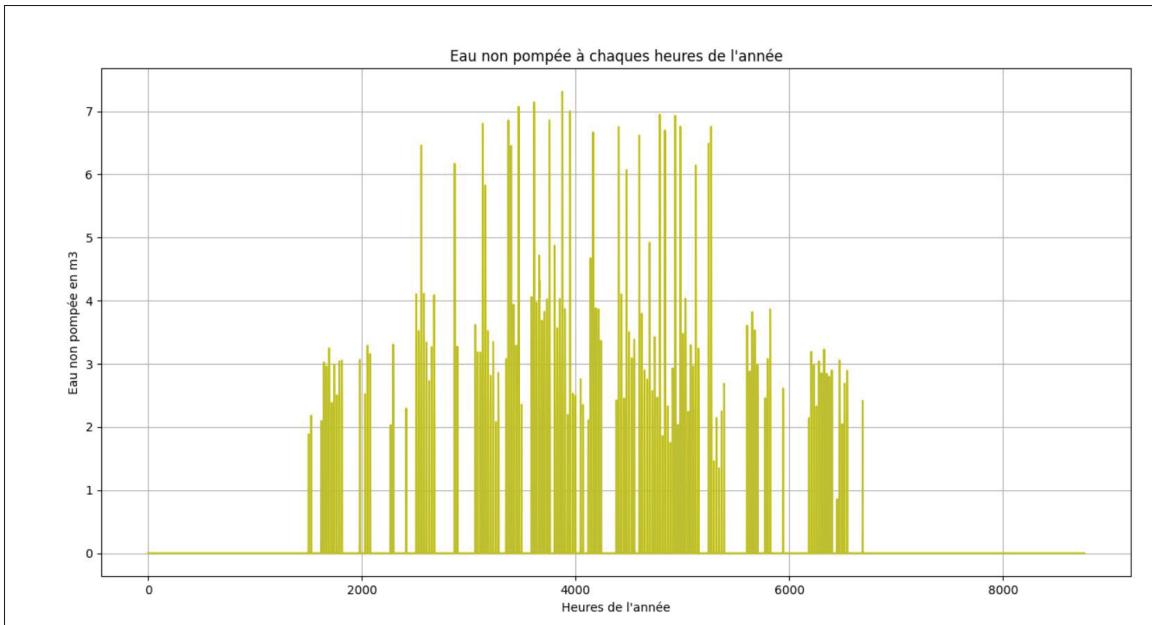


Figure 3.49 Eau non pompée à chaque heure de l'année (potentiel solaire moyen généré par un fichier météo TMY) - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours

Le graphique confirme le phénomène décrit ci-dessus avec presque 7 m^3 non pompée sur certaines heures. Sur l'année, le SPEPV ne pompe pas un total de 1554 m^3 , avec une concentration plus forte en été.

Selon les précédentes analyses, l'écart entre la théorie utilisant un modèle de ciel isotrope et météorologique par un fichier TMY provient de deux facteurs. Le premier est une sous-estimation du potentiel solaire en hiver pour la théorie de ciel isotrope, provoquant des débits plus faibles et par conséquent, un manque d'eau plus important. Le deuxième est une surestimation du potentiel moyen de ciel isotrope, cette fois-ci en été, impliquant un pompage sous un débit excessif et des quantités d'eau non pompées très importantes. En effet, il y a 56,4% d'eau non pompée en plus pour la méthode théorique utilisant un modèle de ciel isotrope. L'estimation du potentiel dans un SPEPV est cruciale et impacte directement la PME comme il est possible de voir avec la comparaison de ces deux méthodes. Si un fichier météo d'année type est accessible, il est alors préférable de le sélectionner pour modéliser son système de pompage photovoltaïque. En effet, il représente mieux la réalité de la météo locale, avec toutes ses variations. De plus, comme il est possible de constater entre deux fichiers météo d'année type distincts, la différence sur le résultat

est moindre. La simulation PVsyst trouve une PME de 5% tandis que celle de Python est de 7%. Cependant, d'autres variables prises en compte dans PVsyst ne le sont pas dans l'algorithme Python. Cette différence n'est pas forcément le fait des fichiers météo, mais c'est une possibilité prédominante.

Cependant, en flux tendu à travers la technique utilisant un fichier météo TMY, le système pompe l'équivalent de $8410\ m^3$ soit $1806\ m^3$ de moins que la simulation par PVsyst. C'est une différence considérable pouvant s'expliquer par une ressource solaire plus importante pour PVsyst.

En conclusion, l'outil codé dans cette étude est fiable par la méthode météorologique. Cependant, l'impact de l'environnement constitue une limite sur les simulations de résultats.

La prochaine section étudie la plage de fonctionnement du banc d'essai afin de l'établir intégralement.

3.1.4.3 Plage de fonctionnement

La plage de fonctionnement du système est établie pour la réalisation du banc d'essai en flux tendu puis pour un SPEPV avec un réservoir de trois jours. Elle est établie par le biais du logiciel PVsyst qui permet d'intégrer plus de facteurs.

Dans un premier temps, le tableau 3.11 donne les valeurs de fonctionnement pour le SPEPV en flux tendu.

Tableau 3.11 Plage de fonctionnement - Banc d'essai en flux tendu

H_m (bars)	eau pompée (m ³ /an)	eau pompée (m ³ /j)	personnes, consommant 250L/j, alimentées	débit max (m ³ /h)	Efficacité pompe	Efficacité	Changement notable
0,10	19947,00	54,65	218,00	8,00	12,00	94,10	Tuyau en acier de diamètre de 101,6 mm
0,20	17690,00	48,47	193,00	7,80	21,40	93,60	Passage à un tuyau en acier de diamètre 76,2 mm
0,30	15497,00	42,46	169,00	7,50	28,30	92,30	RAS
0,40	13536,00	37,08	148,00	7,20	33,00	90,80	RAS
0,50	11316,00	31,00	124,00	6,80	36,60	88,90	Retour au tuyau en Polyéthylène de diamètre 75 mm (Celui du banc d'essai)
0,60	9492,00	26,01	104,00	6,40	37,60	85,60	RAS
0,70	7863,00	21,54	86,00	5,80	37,80	81,30	RAS
0,80	6362,00	17,43	69,00	5,40	36,40	77,20	RAS
0,90	4984,00	13,65	54,00	4,80	33,50	73,20	RAS
1,00	3738,00	10,24	40,00	4,20	30,80	66,10	RAS
1,10	2717,00	7,44	29,00	3,70	27,10	59,30	Tuyau en acier de nouveau de 101,6 mm de diamètre

Ce tableau met en évidence les caractéristiques de fonctionnement du banc d'essai en flux tendu pour des hauteurs manométriques de un à onze mètres. Avec l'augmentation du débit ou de la H_m , les tuyaux doivent être modifiés dans certaines configurations par rapport à celle d'origine.

En effet, il est possible de pomper avec les tuyaux en polyéthylène de diamètre 75 mm seulement pour des hauteurs manométriques comprises entre cinq et dix mètres inclus. De plus, il est notable, grâce à la figure 3.50 et au tableau 3.11, que plus la hauteur de pompage augmente, plus la quantité d'eau pompée diminue et par conséquent, le nombre de personnes pouvant être alimenté diminue aussi.

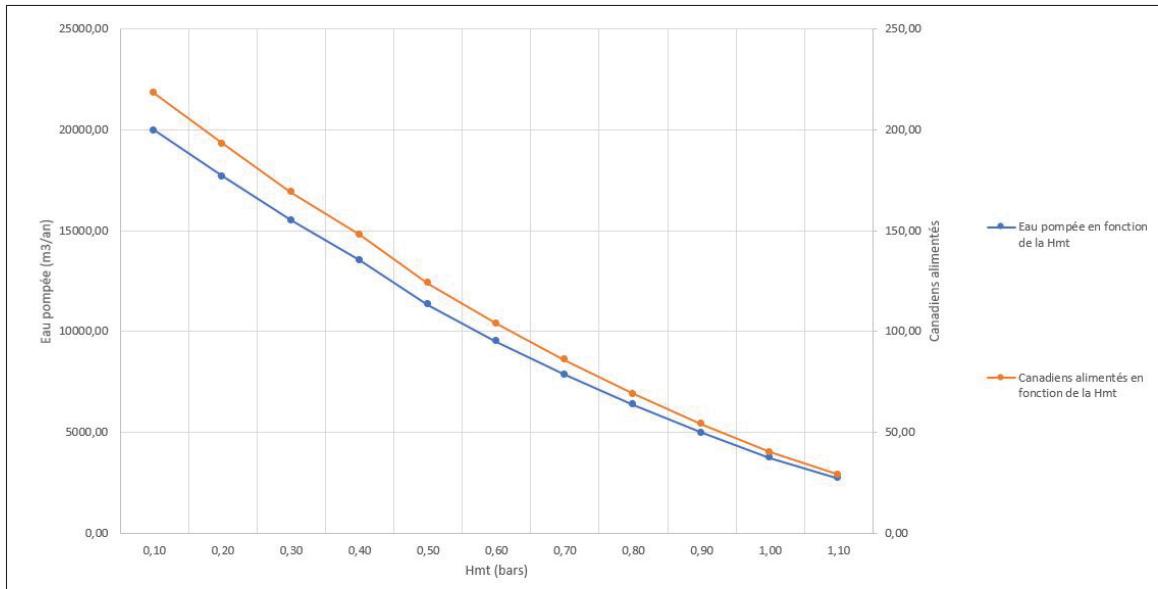


Figure 3.50 Caractéristiques de fonctionnement en fonction de la H_m - Banc d'essai en flux tendu

En effet, pour une hauteur manométrique d'un mètre, le SPEPV peut pomper l'équivalent de $54,65 \text{ m}^3/j$ d'eau. À onze mètres, le système atteint une quantité de $7,44 \text{ m}^3/j$.

C'est une différence de quantité de pompage non-négligeable. Le bon dimensionnement d'un SPEPV passe par une bonne communication avec les habitants ainsi qu'un bon repérage des lieux. La hauteur manométrique exacte doit être connue pour espérer un dimensionnement précis qui répond correctement aux besoins de la communauté.

De plus, étant une pompe de surface, il ne faut surtout pas oublier que sa hauteur d'aspiration dans le cas de la 7322 de Dankoff est de trois mètres. Pour éviter la cavitation, il faut ajuster la hauteur d'aspiration par rapport aux débits maximums. Cependant, lorsque les tuyaux changent, il faut de nouveau évaluer la tenue hydraulique.

Le graphique 3.51 met en lumière l'efficacité globale du système ainsi que celle de la pompe en

fonction de la hauteur manométrique.

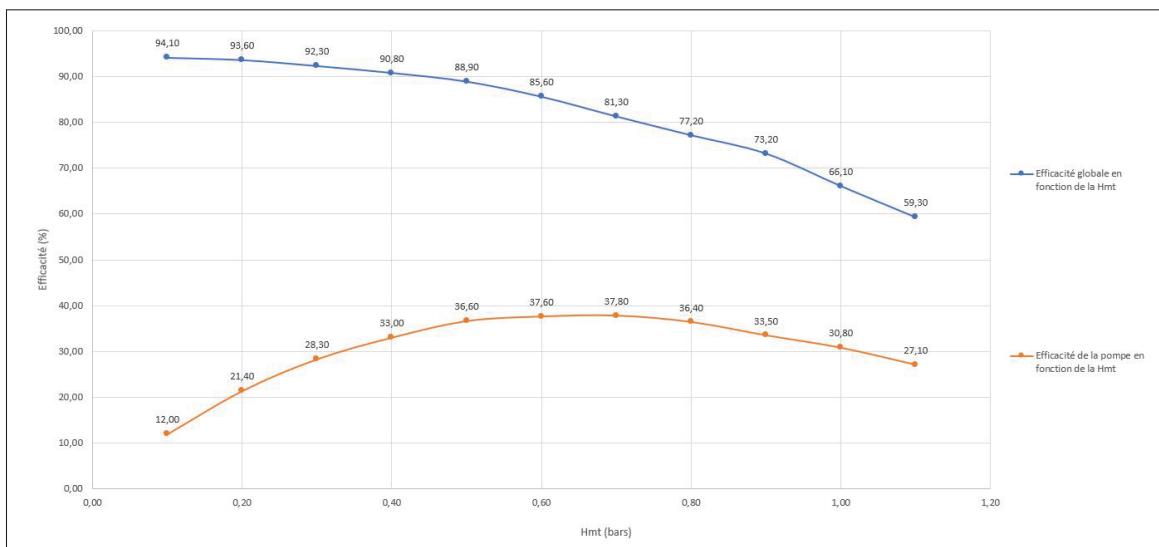


Figure 3.51 Efficacité en fonction de la H_m - Banc d'essai en flux tendu

L'efficacité globale du système ne cesse de décroître avec l'augmentation de la hauteur manométrique. D'un autre côté, l'efficacité de la pompe augmente jusqu'à son maximum d'environ 7 mètres, puis décroît de nouveau.

Paradoxalement, la pompe est très peu efficace lorsque la hauteur manométrique est faible et qu'une importante quantité d'eau est pompée. Cela s'explique par le fait que son fonctionnement nominal et optimal se situe pour une hauteur manométrique théorique de huit mètres.

La perte continue d'efficacité globale du système, alors que la pompe a une efficacité croissante, n'est pas intuitive. De plus lorsque la H_m augmente, la quantité d'eau pompée diminue alors que l'énergie collectée par le panneau et les pertes associées ne changent pas. La seule solution à cette problématique, qui est visible sur les résultats détaillés de PVsyst, c'est que les pertes associées au couplage augmentent. En effet, comme il est possible de voir sur les simulations, plus la hauteur manométrique augmente, plus ces pertes augmentent en parallèle. Cela explique la baisse d'efficacité globale. Cette causalité semble logique puisque la charge appliquée à la pompe devient plus importante lorsque la H_m est plus grande. Ainsi, cette charge plus conséquente rend le travail du contrôleur plus délicat.

Ensuite, si le système doit être inscrit dans une communauté, il est intéressant de réaliser

cette plage de fonctionnement avec un réservoir d'une autonomie de trois jours. Le SPEPV doit respecter une probabilité de manque d'eau de 5% maximum. Le tableau 3.12 détaille les conditions de fonctionnement.

Tableau 3.12 Plage de fonctionnement - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours

Hmt (bars)	eau pompée (m ³ /an)	Demande en eau (m ³ /an)	Demande journalière (m ³ /j)	Débit journalier réel (m ³ /j)	personnes, consommant 250L/j alimentées	débit max (m ³ /h)	Efficacité pompe	Efficacité	Changement notable
0,10	16476,00	17338,00	47,50	45,14	190,00	8,00	11,90	76,00	Tuyau en acier de diamètre 127 mm
0,20	14044,00	14783,00	40,50	38,48	162,00	7,80	21,10	73,10	Tuyau en acier de diamètre 101,6 mm
0,30	11723,00	12337,00	33,80	32,12	135,00	7,50	28,00	68,40	RAS
0,40	9746,00	10257,00	28,10	26,70	112,00	7,20	33,20	64,90	Tuyau en acier de 75 mm
0,50	7872,00	8286,00	22,70	21,57	90,00	6,80	36,20	62,20	Retour à un tuyau Polyéthylène de 75 mm
0,60	6416,00	6753,00	18,50	17,58	74,00	6,40	36,80	59,00	RAS
0,70	5164,00	5439,00	14,90	14,15	59,00	5,80	36,70	54,90	RAS
0,80	4021,00	4344,00	11,60	11,02	46,00	5,40	35,00	50,70	RAS
0,90	2981,00	3129,00	8,60	8,17	34,00	4,89	31,50	46,69	RAS
1,00	1802,00	1898,00	5,20	4,94	20,00	4,20	27,90	35,10	RAS
1,10	936,00	986,00	2,70	2,56	10,00	3,70	23,10	23,60	RAS

Il faut bien prendre en compte les changements notables. Le tuyau en polyéthylène classique est, cette fois-ci, utilisable à partir de 5 mètres de hauteur manométrique, jusqu'à onze mètres. Le graphe 3.52 représente l'évolution de l'eau pompée annuellement et du nombre de personnes pouvant être alimentées en fonction de H_m .

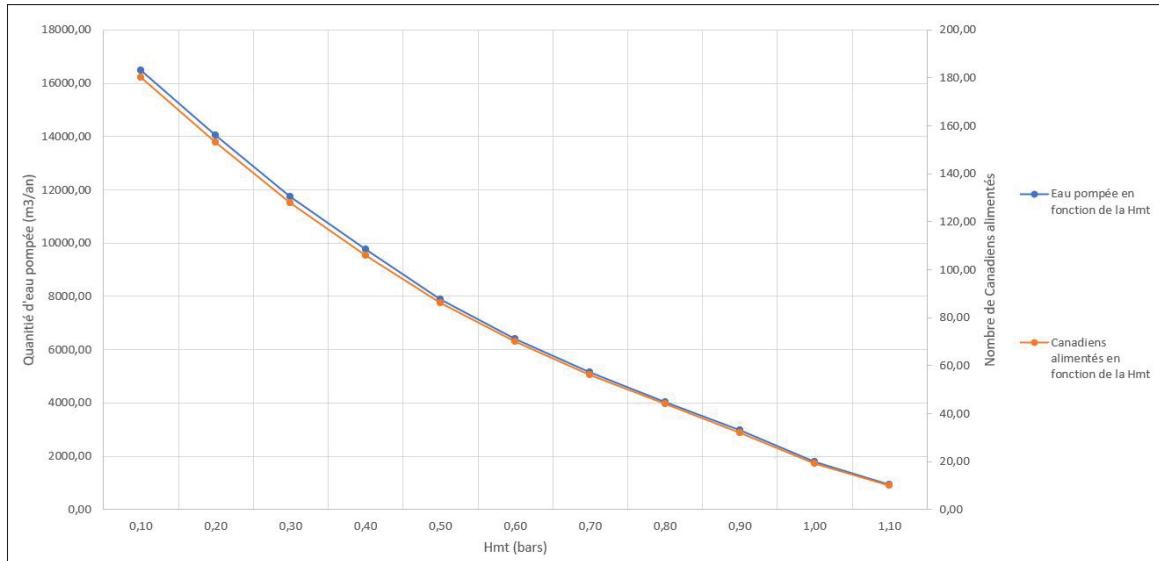


Figure 3.52 Caractéristiques de fonctionnement en fonction de la H_m - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours

La quantité d'eau pompée, ainsi que le nombre de personnes alimentées, diminue de manière assez linéaire avec la montée de la hauteur manométrique. Avec le réservoir, en moyenne, 24,5 % de personnes sont moins sustentées en eau par rapport au système en flux tendu. Le réservoir a aussi un impact sur l'efficacité du système. La figure 3.53 surligne ce phénomène et renseigne les efficacités attendues selon la hauteur manométrique.

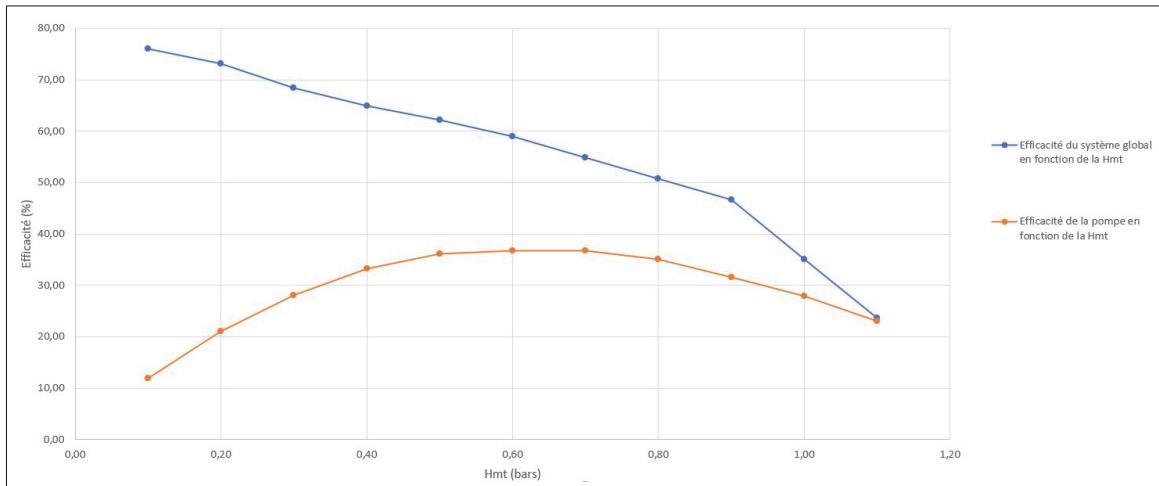


Figure 3.53 Efficacité en fonction de la H_m - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours

Le système a une efficacité globale de 76% pour un mètre, qui passe à 23,6 % à onze mètres. Le SPEPV a alors une efficacité diminuée par rapport à celle du SPEPV en flux tendu. Une baisse de 32% en moyenne. Cependant, l'efficacité de la pompe reste constante entre les deux systèmes. Le panneau solaire, au fil des années, subit un vieillissement impactant directement son rendement. Dans la prochaine section, l'effet de cet impact est simulé.

3.1.4.4 Vieillissement

Le panneau CS1H-335MS a, selon Canadian Solar, un vieillissement de 0,7% par année. La population et la demande en eau reste fixe sur les 25 années. Le tableau 3.13 récapitule les capacités du banc d'essai en flux tendu au bout de 5, 10, 15 et 25 ans.

Tableau 3.13 Influence du vieillissement sur le banc d'essai en flux tendu

Année	eau pompée (m ³ /an)	Demande en eau (m ³ /an)	PME (%)	eau pompée (m ³ /j)	personnes consommant 250 L/j	Efficacité pompe	Efficacité
1,00	10216,00	10754,00	5,00	27,99	117,00	37,30	87,10
5,00	9989,00	10754,00	7,11	27,37	117,00	37,30	87,10
10,00	9694,00	10754,00	9,86	26,56	117,00	37,40	86,90
15,00	9384,00	10754,00	12,74	25,71	117,00	37,50	86,60
20,00	9045,00	10754,00	15,89	24,78	117,00	37,60	86,00
25,00	8655,00	10754,00	19,52	23,71	117,00	37,70	85,20

La quantité d'eau pompée par le SPEPV en flux tendu, sur 25 ans, diminue de 15,3% en passant de $10216\ m^3$ à $8655\ m^3$. Ainsi, au début, la probabilité de manque d'eau pour les 117 personnes consommant $250\ L/j$ est de 5% puis, elle passe à 19,52%. À l'issu des 25 années, la communauté manque d'eau presque 71 jours dans l'année. Après 25 ans, le panneau a une efficacité à 80,7% de celle initiale. Elle passe alors de 19,91% à 16,07%.

Le vieillissement du panneau est une composante importante à prendre en considération lors du dimensionnement d'un SPEPV pour des régions isolées. Si le système est dimensionné pour satisfaire exactement les besoins en eau de la communauté, il y a de fortes chances que ces personnes ne soient plus satisfaites par le pompage photovoltaïque au bout de 25 ans. Le système ne répondra plus aux besoins, car la communauté va grandir tandis que l'efficacité, quant à elle, va baisser. En effet, par le biais d'une simulation, la probabilité de manque d'eau pour le banc d'essai avec un réservoir de trois jours augmente à 7,9% pour la 25^{eme} année. Or, dans cette simulation, la consommation des habitants n'évolue pas. Il ne fait aucun doute que celle-ci va croître sur les 25 années. Ainsi, le résultat de 7,9% est une estimation basse, d'autant plus que le vieillissement des autres composants du SPEPV n'est pas pris en considération.

Trois solutions sont envisageables pour résoudre cette problématique. La première est celle de la communication. Informer les communautés qu'au fil des années, l'eau doit être gérée plus rigoureusement. La deuxième solution est celle de l'augmentation d'échelle. Dimensionner un système qui peut être facilement amélioré pour pomper plus d'eau afin de suivre l'augmentation des habitants au cours du temps. La troisième solution est celle du changement des composants. Remplacer les pièces trop usées qui freinent le système. La seconde solution semble être la plus adaptée. Les communautés étant amenées à grandir au fil des années, un système modulable permet de combler les nouveaux besoins. Ce SPEPV est abordé dans la partie 3.2.

La section suivante, par une mise en situation, présente une perspective d'implantation du banc d'essai par le prisme d'un système de pompage solaire modulable.

3.2 SPEPV modulable

Au fil des années, une communauté voit sa consommation d'eau augmenter avec l'accroissement naturel de sa population. Un renouvellement intégral du système toutes les décennies semble coûteux et superflu. C'est dans ce contexte que l'idée du système modulable s'impose. En effet, ajuster seulement quelques parties du système permet d'allonger le temps de vie des composants et ainsi, d'économiser. C'est pour cette raison que le système est réfléchi dans l'objectif d'accueillir entre un et six panneaux photovoltaïques avec l'évolution des pièces associées. Les contraintes et les méthodes de dimensionnement sont similaires à celles du banc d'essai. Le système de contrôle ayant une durée de vie plus limitée n'est pas approfondi dans l'étude, car son changement est inéluctable et plus fréquent que les autres pièces. De plus, son étude est réalisée dans un autre travail parallèle. Un MPPT est simulé entre les panneaux et les pompes. Finalement, ce système s'apparente à une mise en perspective de l'intégration puis de l'évolution du banc d'essai avec un réservoir de trois jours dans une communauté.

En premier lieu, le SPEPV modulable a des composants communs à tous ses modes présentés dans la partie suivante. En second lieu, les résultats de ses six configurations sont présentés, suivis d'une synthèse complète de cette étude.

3.2.1 Composants communs

Le système de pompage photovoltaïque modulable présente des composants communs utilisés dans chacune des configurations. Ces pièces sont la base du SPEPV et ils évoluent en nombre pour certains selon les besoins. L'objectif est de choisir des composants standards et simples.

3.2.1.1 Structure

La structure est cruciale dans ce système. En effet, elle doit être robuste pour soutenir plusieurs panneaux, simple et adaptable. La structure de soutien en poteau sélectionnée 2.2.1.3 reste toujours la meilleure dans le cadre de ce système. En effet, c'est la structure la plus modulable et la plus ajustable entre son ajustement saisonnier, ses pièces simples et sa fixation. Puis, par une matrice de décision très similaire à celle de la partie 3.1.1.3, le choix du constructeur est fait. Cette matrice et ses critères sont réutilisables, car le constructeur Preformed, précédemment sélectionné, propose un support de six panneaux plus performant qu'un support d'un panneau. Les autres constructeurs proposent la même structure à une échelle plus importante. Par conséquent, la structure UTPM-6 de Preformed est sélectionnée. Elle permet un ajustement d'angle saisonnier entre 15° et 65° par incrément de dix degrés. Il est possible de retrouver sa procédure d'installation ainsi que ses caractéristiques dans la bibliographie (Preformed, b).

3.2.1.2 Panneau photovoltaïque

Le panneau photovoltaïque est décidé par la même matrice de décision présente dans la partie 3.1.1.1. Le panneau CS1H-335MS de Canadian Solar, accessible partout dans le monde et possédant une bonne efficacité, assure l'apport énergétique du SPEPV modulable.

3.2.1.3 Pompe

La pompe sélectionnée est la même que celle sélectionnée pour le banc d'essai. La SunCentric 7322 de Dankoff répond, comme précédemment, aux contraintes du SPEPV actuel. Elle est fiable, peu complexe et puissante.

Les seules pièces propres à chaque configuration sont le réservoir et les tuyaux. La section suivante aborde l'intégrité de la structure UTPM6 sous des vents de 145 km/h.

3.2.2 Intégrité de la structure

La structure est entièrement modélisée par le biais du logiciel CATIA. Les deux figures 3.54 et 3.55 représentent le travail réalisé.



Figure 3.54 Modélisation de UTPM6 sous CATIA - Vue de face

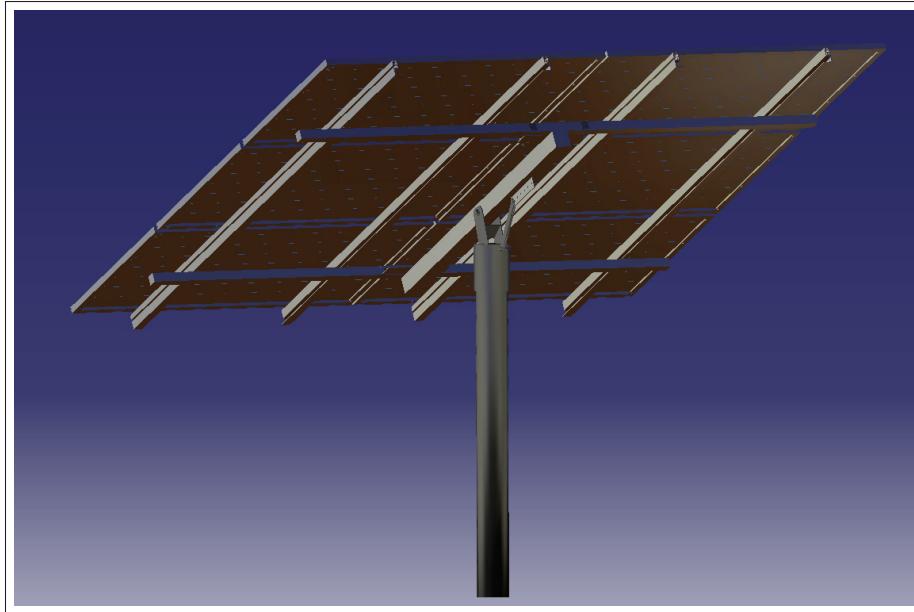


Figure 3.55 Modélisation de UTPM6 sous CATIA - Vue de derrière

Les pièces principales qui sont les panneaux, la poutre, les rails, le manchon de tête, et les barres du support sont réalisées entièrement sur le logiciel.

Cependant, la limite de ce travail réside dans le manque d'informations sur les plans et les côtes de la structure. Ainsi, des hypothèses sur les proportions servent à réaliser le dimensionnement complet.

Les vis, rondelles et boulons sont importés depuis une banque de données en ligne. Ensuite, il faut ajouter la contrainte de vent, de face, d'une valeur de 145 km/h sur les panneaux inclinés à 65 degrés. La hauteur maximale du poteau est considérée à 1.8288 m. Cette inclinaison combinée à cette hauteur constitue le pire cas envisageable.

Le constructeur n'a pas donné la référence des matériaux des pièces de la structure. Il n'est alors pas possible de tester les références du constructeur pour assurer la tenue globale du système. Par conséquent, le choix des matériaux est réalisé afin d'assurer la cohérence entre la littérature (faible coefficient de sécurité sous des vents violents) et la résistance mise en avant par le constructeur. Ainsi, le poteau et le manchon de tête sont en acier inoxydable avec les caractéristiques suivantes :

- Module de Young : 200 000 MPa ;

- Coefficient de poisson : 0,266 ;
- Masse volumique : 7860 kg/m^3 ;
- Limite élastique : 300 MPa.

Les rails, les barres de support et l'armature du panneau sont en aluminium avec les caractéristiques suivantes :

- Module de Young : 70 000 MPa ;
- Coefficient de poisson : 0,346 ;
- Masse volumique : 2710 kg/m^3 ;
- Limite élastique : 95 MPa.

Avec tous ces éléments, un maillage et les connexions appropriées, il est possible de réaliser une analyse de la structure. Les figures 3.56 et 3.57 mettent en avant la contrainte de Von Mises sur chaque élément du maillage.

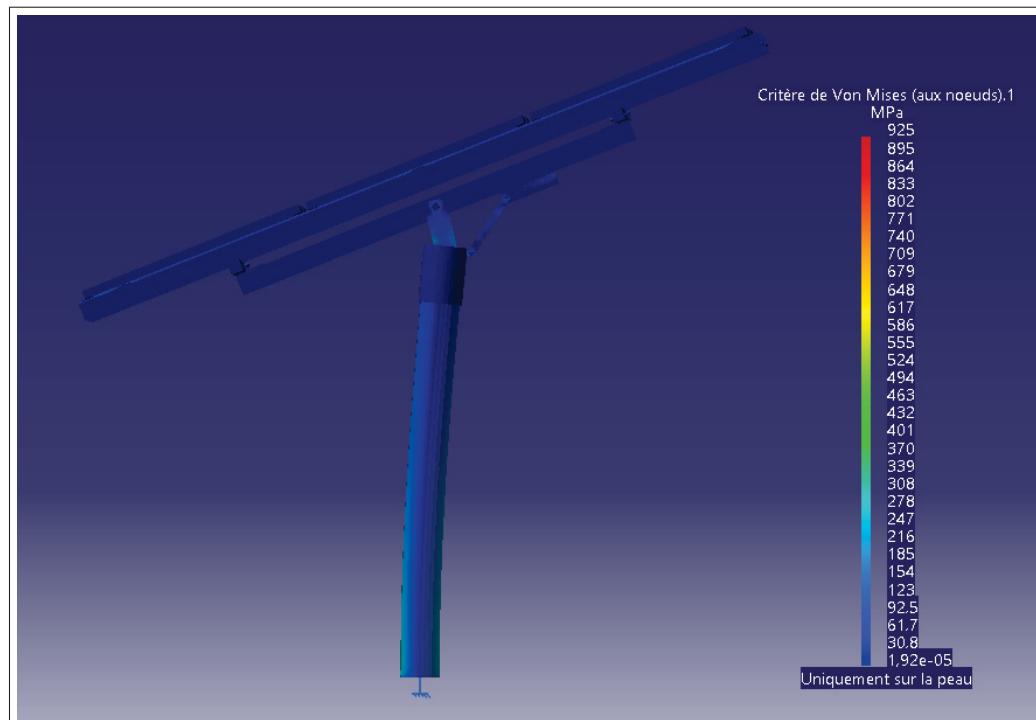


Figure 3.56 Contrainte de Von Mises sur UTPM6 sous CATIA - Vue de côté

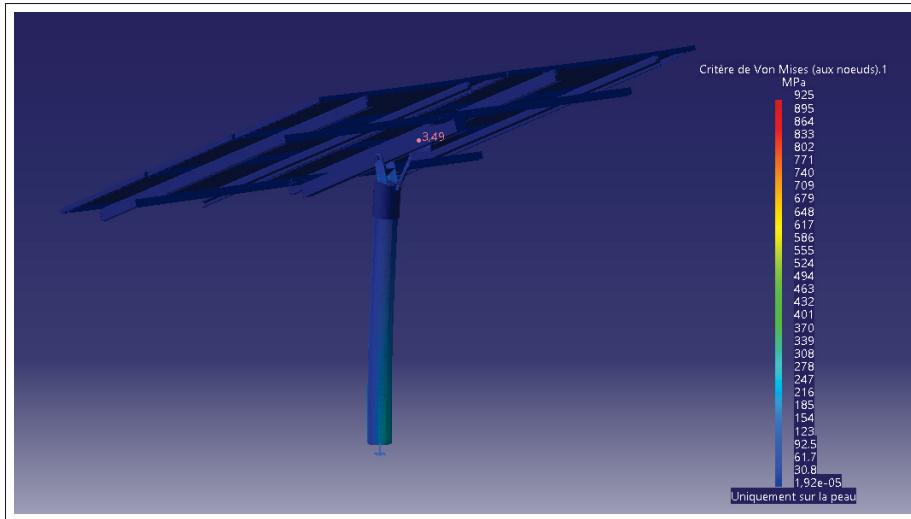


Figure 3.57 Contrainte de Von Mises sur UTPM6 sous CATIA - Vue de derrière

Le critère varie entre 0 et 925 MPa. La structure a une sollicitation concentrée sur le poteau, le manchon de tête et les vis de maintien. Le poteau et le manchon de tête sont proches de leurs résistances élastiques de 300 MPa lors de l’application des contraintes. Ainsi, ils ne passent pas dans un mode de déformation plastique irréversible mais le coefficient de sécurité est inexistant. Cette conclusion doit être nuancée. En effet, la tenue est valable pour le matériau sélectionné ici. Il existe diverses nuances d’acières inoxydables avec des résistances élastiques toutes très distinctes. Les moins résistantes ont une limite élastique proche de 200 MPa. Sous des vents de 145 km/h, il y a une déformation plastique irréversible. Lors de l’achat, il faut bien confirmer la résistance élastique du matériau et s’assurer qu’elle soit au-delà ou égale à 300MPa, car cette valeur représente ici la limite. Il n’y a pas de coefficient de sécurité avec $R_e = 300$ MPa.

Les autres composants en aluminium n’ont pas de contraintes supérieures à 95 MPa, ainsi, leurs tenues sont bonnes sous les efforts. Comme montré dans la figure 3.58, la contrainte maximale est atteinte pour une vis d’une barre de support spécifique.



Figure 3.58 Contrainte de Von Mises maximale sur UTPM6 sous CATIA

Il faut alors que cette vis ainsi que les autres, car elles subissent des contraintes similaires, soient au minimum de classe 12.9, la meilleure. En effet, cette classe est la seule à présenter des résistances au-delà de cette contrainte sur tous les domaines. Ainsi, c'est la seule à garantir la tenue intégrale de la pièce.

L'ensemble de ces forces appliquées à la structure implique la déformation représentées dans les figures 3.59 et 3.60.



Figure 3.59 Déformée de UTPM6 sous CATIA - Vue de face



Figure 3.60 Déformée de UTPM6 sous CATIA - Vue de côté

Il y a un facteur d'amplitude de 5 afin de bien se rendre compte de la déformation de l'ensemble. Le système est poussé en arrière et vers le bas, ce qui met en évidence une sollicitation de flexion et de compression. Cette déformation implique un déplacement sur la structure, représenté par les figures 3.61 et 3.62.

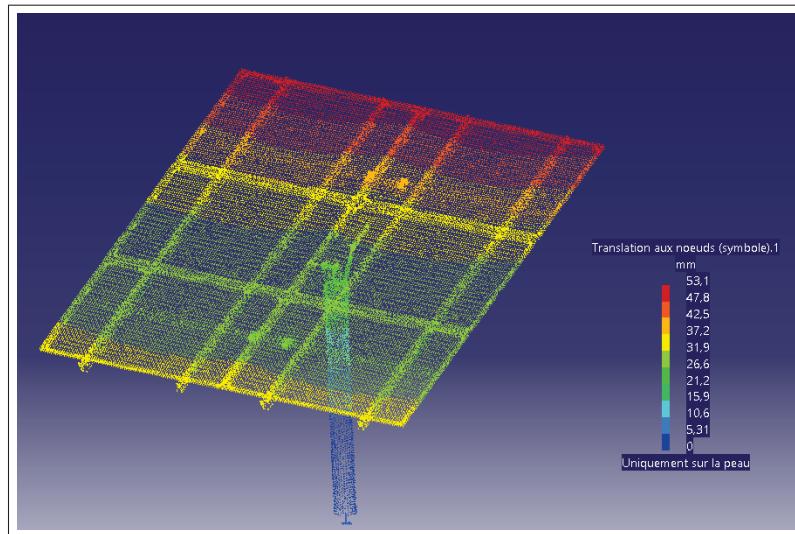


Figure 3.61 Déplacement de UTPM6 sous CATIA - Vue de face

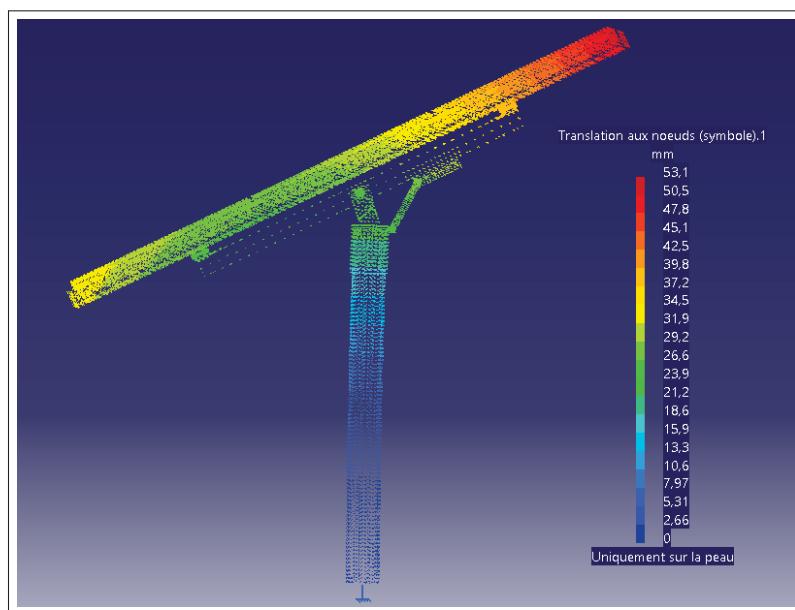


Figure 3.62 Déplacement de UTPM6 sous CATIA - Vue de côté

L'amplitude est alors entre 0 et 53,1 mm. Le poteau a un déplacement maximum de l'ordre de 26,6 mm à son extrémité. La flèche maximale est au niveau des panneaux comme le montre la figure 3.63.

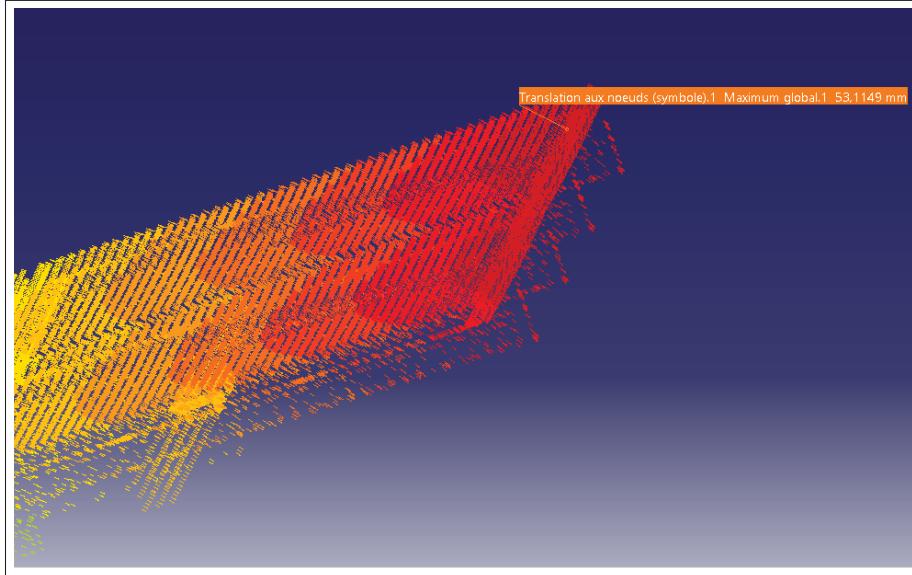


Figure 3.63 Flèche maximale de UTPM6 sous CATIA

Elle est de 53 mm sur l'extrémité du panneau. De plus, le déplacement est composé. Il se dirige simultanément vers le bas et vers le côté. Cela est bien signe d'une sollicitation composée de la structure. Un déplacement de cette ampleur reste acceptable à partir du moment où il est dans le domaine élastique. C'est-à-dire que la structure va revenir à sa position d'origine une fois les efforts sur elle terminés.

Pour conclure sur l'intégrité d'UTPM6, le travail réalisé confirme la tenue sous des vents de 145 km/h, si la résistance élastique du matériau du fournisseur est au-delà ou égal à 300 MPa. Cependant, il reste à s'assurer auprès du constructeur de la classe de vis utilisé qui n'est pas stipulée dans les documents techniques.

La prochaine section présente l'analyse des résultats des différentes simulations du SPEPV modifiable.

3.2.3 Résultats des simulations

Cette section présente les résultats des simulations des différents modes du système. Les émulations se placent dans les mêmes conditions que celles du banc d'essai avec un réservoir de trois jours.

3.2.3.1 Pour un panneau

Les résultats de simulation pour un panneau sont les mêmes que ceux de la partie 3.1.4 car les composants et les contraintes sont similaires. Seule la structure change, mais elle n'impacte pas la quantité d'eau pompée ou le rendement du SPEPV. Ainsi, les résultats des simulations sont présents dans la partie 2.2.1.1.

3.2.3.2 Pour deux panneaux

Les pièces présentent dans le SPEPV pour deux panneaux sont listées dans le tableau 3.14 suivant :

Tableau 3.14 Pièces principales du SPEV à 2 panneaux PV

<i>Composants</i>	<i>Nom</i>	<i>Caractéristiques clés</i>	<i>Fournisseur</i>	<i>Quantité</i>
Panneau	CS1H-335MS	335W-30V	CSI Solar	2
Pompe	SunCentric 7322	24V-280W	Dankoff	2
Structure	UTPM6	Support 6 panneaux standards	Preformed	1
Tuyau	Tuyau en acier	DN80 (D3")	Local	20m
Réservoir	Génie civil	123,6 m3	Local	1

Ainsi, le système initial de la partie 3.2.3.1 est amélioré avec l'ajout d'un panneau et d'une pompe. La nouvelle pompe est branchée en parallèle de la précédente. Le nouveau panneau est lui aussi connecté en parallèle avec l'ancien. Il faut aussi changer le circuit hydraulique avec des tuyaux en acier DN80 de diamètre 76,2 mm. Les résultats principaux de ce SPEPV sont présentés dans le tableau 3.15 suivant :

Tableau 3.15 Résultats principaux - SPEPV P2

Mois	Irradiance effective kWh/m^2	Energie PV kWh	Energie fonctionnement pompe kWh	Pertes réservoir plein kWh	Pression moyenne pompe bar	Volume d'eau pompée $m^3/jour$	Eau consommée $m^3/jour$	Eau manquante $m^3/jour$
Janvier	121.2	80.9	57.77	12.15	0.592	40.12	38.52	2.68
Février	131.1	87.7	52.17	22.49	0.592	41.20	41.20	0.00
Mars	139.0	89.4	56.66	19.13	0.590	39.56	39.56	1.64
Avril	163.0	101.6	56.26	34.29	0.583	41.20	41.20	0.00
Mai	178.9	109.1	57.96	39.44	0.583	41.20	41.20	0.00
Juin	146.9	88.9	55.86	20.40	0.579	41.20	41.20	0.00
Juillet	196.0	114.6	57.70	46.10	0.581	41.22	41.20	0.00
Août	167.2	99.3	56.19	31.23	0.584	41.18	41.20	0.00
Septembre	143.0	86.2	55.17	19.44	0.585	41.20	41.20	0.00
Octobre	108.8	68.0	47.83	9.73	0.587	34.77	38.37	2.83
Novembre	115.9	72.7	51.78	12.39	0.593	38.93	38.40	2.80
Décembre	72.3	47.6	39.15	0.00	0.595	28.19	28.23	12.97
Année	1683.3	1046.1	644.51	266.80	0.586	39.13	39.26	1.94

Le système a une efficacité globale de 61,6% et la pompe de 36,8%. D'après le tableau, le SPEPV avec deux panneaux pompe en moyenne $39,13 m^3/j$ sur l'année selon l'évolution présente sur le graphique 3.64.

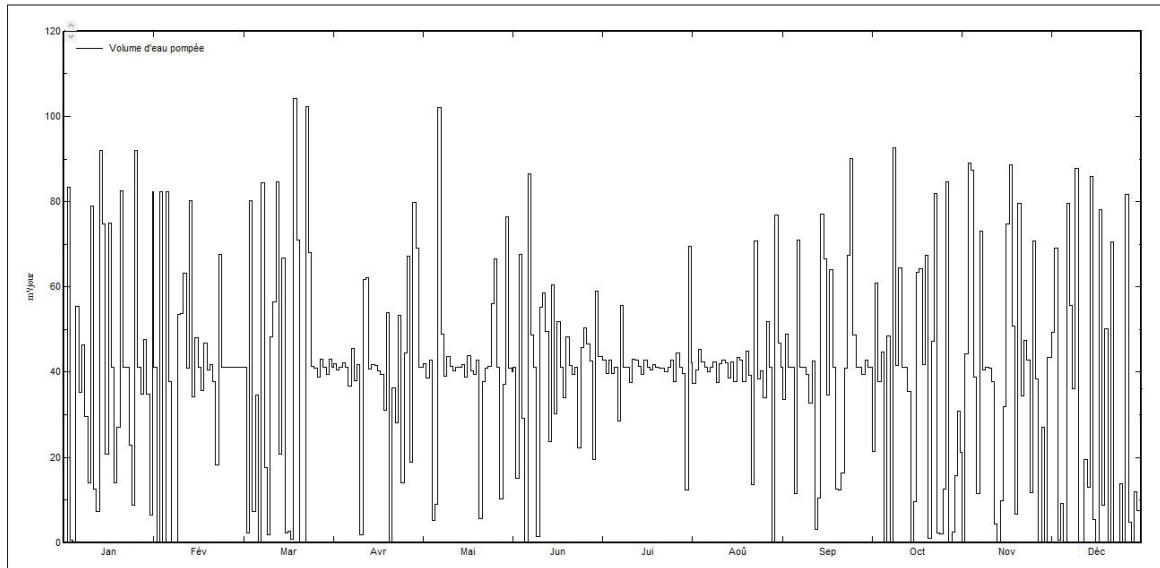


Figure 3.64 Évolution du pompage journalier sur une année - SPEPV P2

Le volume d'eau pompée peut atteindre les $108 \text{ m}^3/j$ en mars et en mai. Les jours sans pompage sont nombreux en octobre, novembre et décembre.

Le réservoir de la configuration avec un module photovoltaïque est de $60,6 \text{ m}^3$. Avec la mise à jour du système, il faut alors un réservoir de $123,6 \text{ m}^3$, soit pratiquement le double. L'évolution de son volume d'eau journalier est décrite dans la figure 3.65, ci-dessous :

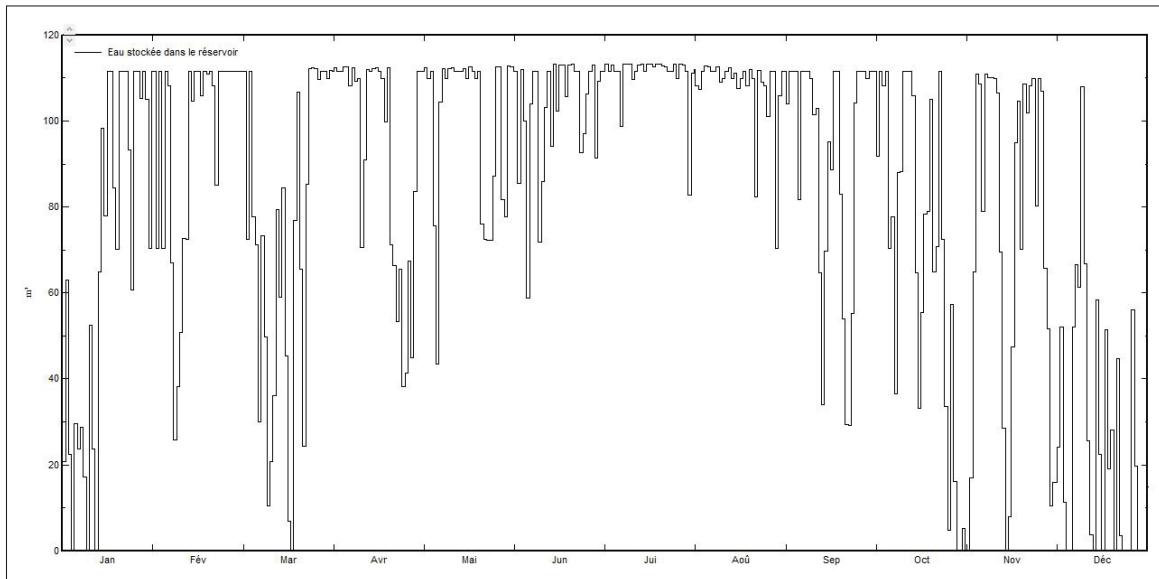


Figure 3.65 Évolution journalière du volume d'eau dans le réservoir sur une année - SPEPV P2

Ce graphe corrobore le constat du tableau 3.15. Le réservoir n'est presque jamais plein au mois de décembre et janvier, alors qu'il est régulièrement plein sur les mois de juin ou d'août. Le nouveau débit maximal du SPEPV est de $13 \text{ m}^3/\text{h}$ comme le met en évidence le graphique 3.66.

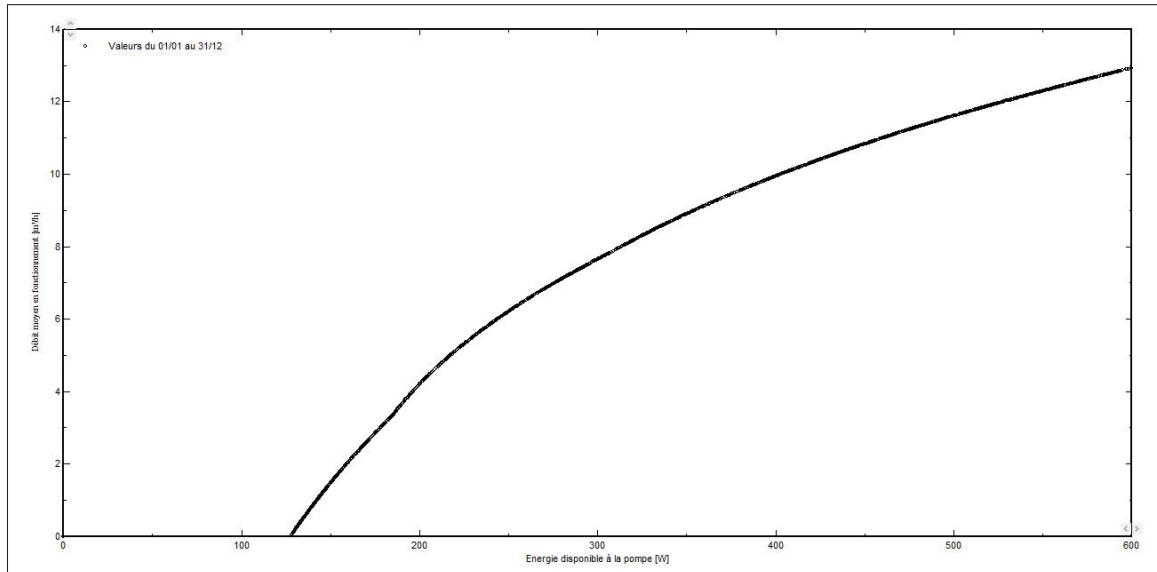


Figure 3.66 Débit des pompes en fonction de la puissance des modules photovoltaïques - SPEPV P2

Le pompage commence autour de 125W à l'entrée des pompes. Une des limites de cette étude est la cavitation. En effet, pour chacun des nouveaux circuits hydrauliques présentés, elle doit être étudiée de nouveau afin de s'assurer de la tenue du SPEPV. Ceci n'est pas réalisé, cependant, les tuyaux sont améliorés afin de diminuer au maximum les pertes de charge et ainsi éviter la cavitation.

Ce démarrage avec aussi peu de puissance est possible grâce au couplage MPPT. Avec deux panneaux, le SPEPV a alors la production normalisée suivante sur l'histogramme 3.67 :

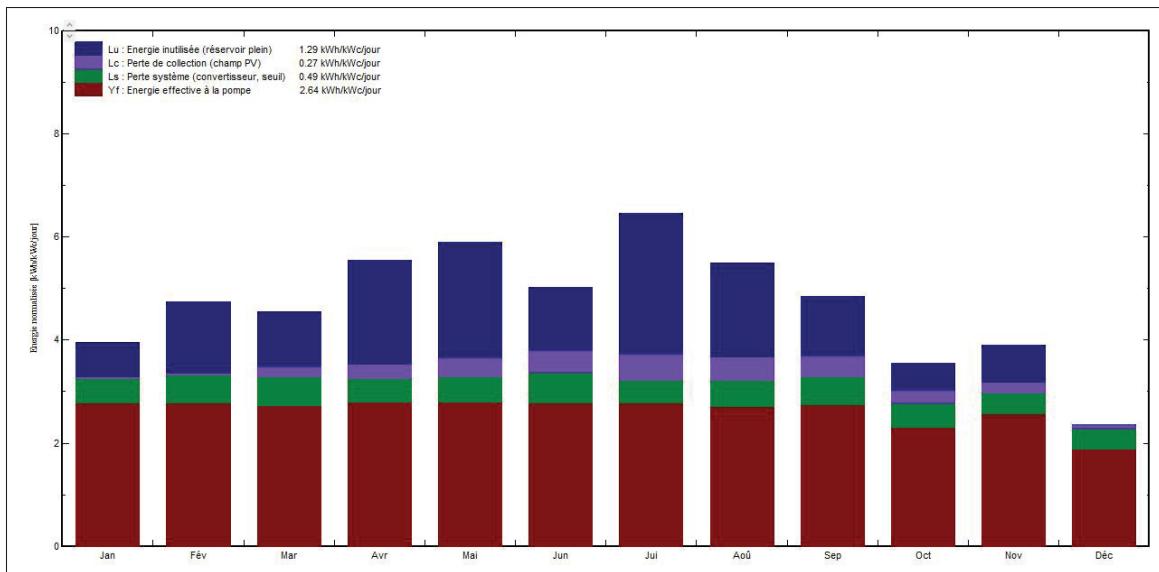


Figure 3.67 Productions normalisées (par kWp installé) : Puissance nominale 670 Wc - SPEPV P2

La moyenne d'énergie inutilisée par cause de réservoir plein de 1,29 kWh/kWc/j est importante et représente les principales pertes du système. Cette amélioration permet de passer de 80 à 164 personnes consommant 250 L/j. Ainsi, il suit les besoins d'une communauté avec le minimum de changements.

Les résultats détaillés des configurations 3P, 4P, 5P et 6P sont dans l'Annexe VII. La prochaine section présente une synthèse du travail réalisé sur le SPEPV modulable.

3.2.4 Interprétations et Synthèse

Théoriquement, lorsque les besoins d'une communauté augmentent, tout le système SPEPV est changé ou un nouveau vient compléter le premier. Cependant, cette méthode n'est pas optimale car elle multiplie les composants électroniques, hydrauliques, structures et autres. C'est pour cette raison qu'un SPEPV pensé de manière évolutive permet de solutionner cette problématique en réduisant l'abandon de composants fonctionnels et les coûts. Le SPEPV permet alors d'évoluer et de répondre aux besoins changeants d'une communauté. Le tableau 3.16, fait la synthèse des simulations des différentes configurations.

Tableau 3.16 Résultats des prévisions pour chaque SPEPV

	<i>Eau pompée (m³/année)</i>	<i>Besoins d'eau (m³/année)</i>	<i>PME (%)</i>	<i>Eau pompée par jours (m³/j)</i>	<i>personnes consommant 250 L/j</i>	<i>Efficacité système (%)</i>	<i>Efficacité pompe (%)</i>
1P	7002,0	7373,0	5,0	19,2	80,0	60,7	36,6
2P	14284,0	15038,0	5,0	39,1	164,0	61,6	36,8
3P	21576,0	22703,0	5,0	59,1	248,0	61,4	36,6
4P	28283,0	29784,0	5,0	77,5	326,0	61,7	37,0
5P	35798,0	37668,0	5,0	98,1	412,0	61,4	36,6
6P	43515,0	45808,0	5,0	119,2	502,0	61,5	36,4

L'efficacité globale et de la pompe reste stable malgré les différents changements apportés. Il est alors possible de suivre l'alimentation en eau d'une communauté canadienne variant de 80 jusqu'à 502 membres.

Le bénéfice d'un tel système est intéressant lorsqu'il est pensé dès le dimensionnement initial pour la population. Il implique des coûts initiaux supplémentaires avec la structure plus imposante, mais il permet ensuite d'optimiser le suivi de la communauté. En effet, dans le contexte planétaire actuel, il est préférable d'utiliser les composants sur l'entièreté de leurs durées de vie. Si le concept d'évolution de la communauté n'est pas pris en compte, alors au bout de cinq à dix

années, le SPEPV ne permet plus de répondre aux besoins. Le dimensionnement évolutif doit être réfléchi en amont. Pour le réservoir, il est possible de réaliser un déversoir par le bas pouvant être lié à un autre réservoir. Ainsi, cela permet la liaison entre différents réservoirs afin d'augmenter le volume d'eau et de garder une autonomie de trois jours. Les tuyaux peuvent être choisis délibérément plus grand dès le début afin de ne pas devoir les changer au bout de quelques années, mais juste de réaliser leur nettoyage. Seul les pièces électroniques doivent être améliorées et changées lors d'une mise à jour du SPEPV. Un autre avantage de ce système, est que la communauté travaille tout le temps avec les mêmes pièces. Par conséquent, la compréhension des différents éléments est accrue. La capacité de les réparer, de les entretenir et de les améliorer est renforcée au fil des années. Elle devient, ainsi, maître de sa production d'eau et peut adapter plus facilement sa consommation en fonction.

La simulation est réalisée au Canada pour une population consommant 250L/j d'eau, au minimum. Cependant, il est intéressant de voir le nombre de personnes auxquelles peut subvenir le système si les habitudes de consommation changent vers la sobriété. Selon le centre de l'information sur l'eau (CIEAU), il faut 100 L/j pour vivre confortablement. Pour vivre décemment 50 L/j sont nécessaires et enfin, pour survivre, 20 L/j sont indispensables. Le tableau 3.17 détaille l'évolution du nombre de personnes que peut supporter le SPEPV modulable selon les consommations.

Tableau 3.17 Récapitulatif de la taille de la communauté pouvant être alimentée selon la consommation

Contexte	Ljours	Habitants alimentés 1p	Habitants alimentés 2p	Habitants alimentés 3p	Habitants alimentés 4p	Habitants alimentés 5p	Habitants alimentés 6p
<i>Canada</i>	250	80	164	248	326	412	502
<i>Survie</i>	20	1000	2050	3100	4075	5150	6275
<i>Vivre décemment</i>	50	400	820	1240	1630	2060	2510
<i>Confort</i>	100	200	410	620	815	1030	1255

Pour respecter une consommation de confort, le SPEPV peut subvenir entre 200 et 1255 personnes. Soit entre 120 et 753 habitants supplémentaires à une consommation de 250 L/j de base. Avec une sobriété encore plus importante et une consommation permettant de vivre décemment, le système peut alimenter deux fois plus d'habitants qu'avec une consommation de confort.

Cette étude met en lumière la dualité entre la consommation et la production. Comment

adapter le dimensionnement pour intégrer la notion de sobriété sans trop exiger de la part des communautés ?

CHAPITRE 4

DISCUSSION

Ce chapitre met en relation les études présentes dans la revue de littérature avec les travaux réalisés dans ce document. L'objectif est de voir comment le travail actuel permet de confirmer ou d'inflammer les hypothèses formulées, d'approfondir certaines analyses et de formuler de nouvelles conclusions.

Benghanem, Daffallah, Joraid, Alamri & Jaber, mettent en avant qu'une configuration avec davantage de panneaux en parallèle est avantageuse pour démarrer la pompe plus tôt. Le travail actuel le confirme, les panneaux sont ajoutés en parallèle dans les différentes configurations du SPEPV modulable. Cette configuration permet d'obtenir plus d'eau et par conséquent, de diminuer la probabilité de manque d'eau. En effet, les panneaux PV en séries augmentent le voltage et rendent le calibrage des appareils de couplage plus compliqué.

Les mêmes auteurs établissent trois phases principales dans une journée. Le levée, où la puissance du panneau ne cesse de croître jusqu'à son maximum ; puis, la phase constante, où le panneau reste à sa puissance maximale ; et finalement, le coucher du soleil où la puissance du panneau décroît jusqu'à une valeur nulle. En théorie, cette vision est juste. Cependant, ce n'est pas toujours le cas. Certains jours peuvent respecter les prédictions théoriques comme le montre la figure 4.1. Cependant, de nombreux jours peuvent fluctuer au niveau de la puissance du panneau comme le montre le graphique de la figure 4.2.

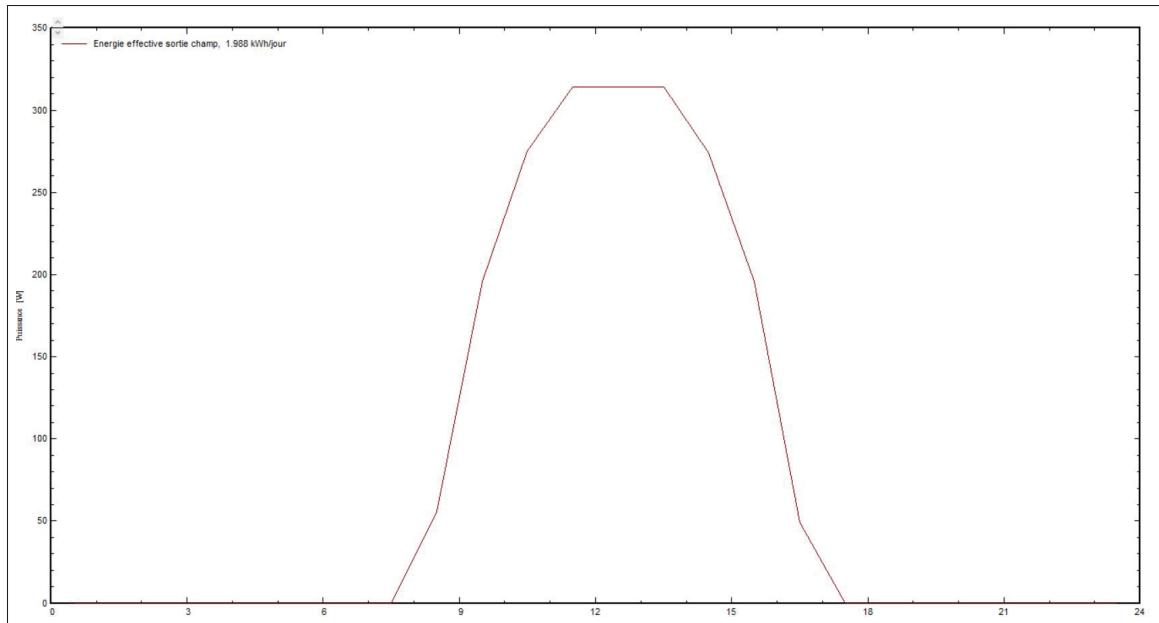


Figure 4.1 Jour parfait - Banc d'essai avec réservoir de 3 jours

Cette figure représente les propos de Benghanem *et al.* avec les trois phases distinctes et concrètes de la journée.

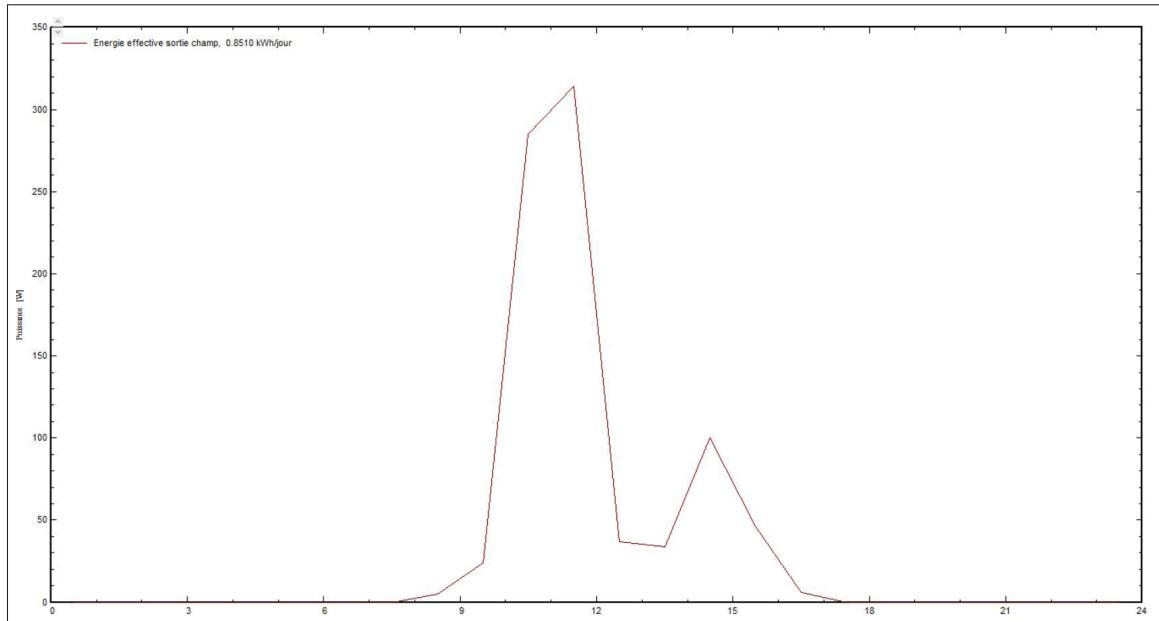


Figure 4.2 Jour non parfait - banc d'essai avec réservoir de 3 jours

Ainsi, il est évident que certaines journées, contrairement à ce qu'avance Benghanem *et al.*, les panneaux peuvent subir des chutes de puissance au niveau de la phase dite constante, puis fournir de nouveau une croissance de puissance sur la phase théorique de décroissance, au coucher de soleil. Ce phénomène est dû à l'ennuagement souvent présent dans les relevés météo. Cependant, il est certain que le maximum d'énergie du panneau est atteignable uniquement lors de la phase constante de la journée, où le soleil est le plus haut et irradie de manière optimale la surface de la Terre.

Dans leurs études, Meah *et al.*, mettent en avant l'importance de la hauteur de pompage. Ce facteur se retrouve dans l'étude actuelle. En effet, l'importance de la hauteur manométrique est non négligeable. Elle influence directement le débit de la pompe, et donc la quantité d'eau pompée. Un bon dimensionnement ne doit pas négliger ce facteur. De plus, comme dans l'étude de Hamidat & Benyoucef, le travail met en avant qu'une pompe centrifuge de surface a du mal à dépasser une tête de pompage de dix mètres. En effet, selon la plage de fonctionnement, le banc d'essai de pompage solaire ne peut que pomper $10,24 \text{ m}^3/\text{j}$ au lieu de $54,65 \text{ m}^3/\text{j}$ (HMT de un mètre). De plus, l'efficacité du système chute elle aussi à 59,3% alors qu'elle est de 94% pour un mètre de hauteur. Par conséquent, il faut prendre en considération la hauteur manométrique exacte pour espérer satisfaire les espérances de la communauté. Un écart de celle-ci peut provoquer des répercussions non-négligeables sur le pompage, en augmentant grandement la probabilité de manque d'eau.

Selon Renu *et al.*, une pompe de surface possède une efficacité généralement comprise entre 40% et 60%. Cependant, dans les études réalisées du présent document, la pompe ne dépasse pas une efficacité de 40%. Elle fluctue entre 12% et 37%, ce qui est loin de la plage annoncée. Ce point est à confirmer à travers des tests sur le terrain par le biais du banc d'essai.

Dans l'article de Aghilesh *et al.*, le coefficient de sécurité est de 1,15. Il semble faible de premier abord. Cependant, à travers les études réalisées dans ce document sur la structure, il est possible de constater que le constructeur de la structure sélectionnée a appliqué un coefficient de sécurité similaire. Ainsi, une marge de sûreté plus faible est peut être de mise dans le secteur. Pour le cas présent, cela peut être compréhensible, puisque l'amplitude des vents au sol sur le secteur de Montréal est faible comme le montre la figure 4.3.

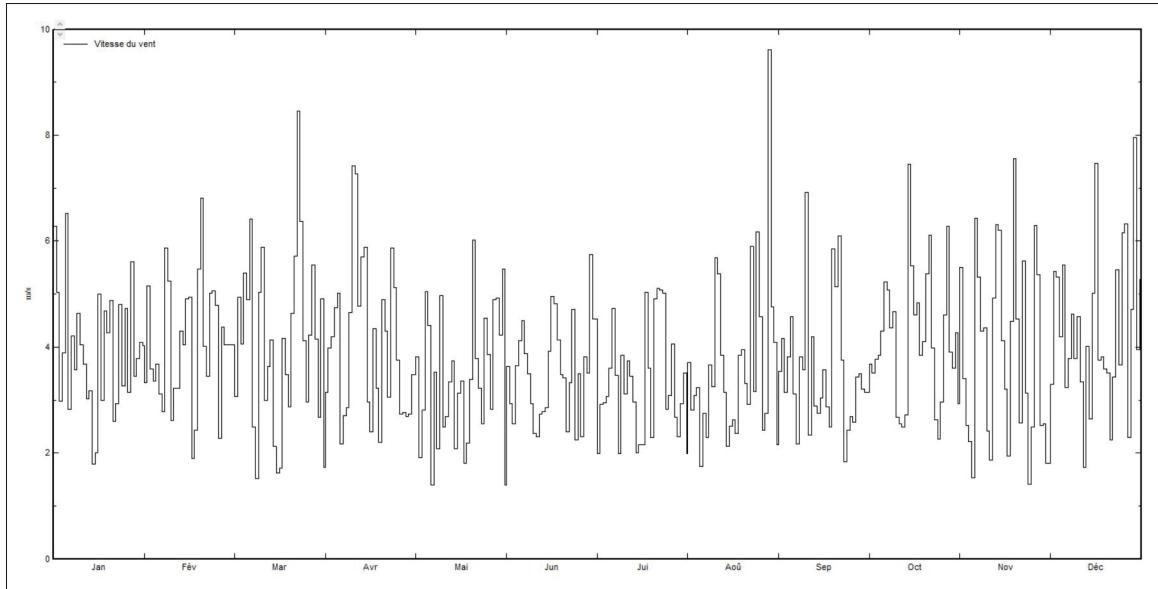


Figure 4.3 Amplitude des vents au niveau du sol à Montréal

Par conséquent, les vents n'atteignent jamais, sauf cas exceptionnels, une vitesse de 40,3 m/s ou de 145 km/h. Le surdimensionnement d'une structure paraît alors peu avantageux lorsque les conditions extrêmes ne sont présentes que très rarement. Ce point fonctionne pour une étude au sol à Montréal, mais si le système est placé en élévation (toit, colline, etc.) ou dans des lieux favorables à des conditions extrêmes de vent (zones tunnels de vent, zones cycloniques, espaces très ouverts ou proches de l'océan ou de la mer), alors il faut augmenter le coefficient de sécurité. Pour cela, il est possible de changer les matériaux, d'augmenter les dimensions des sections contraintes ou le moment d'inertie, ou bien de réduire la prise au vent.

Un premier article de Singh *et al.* démontre que PVSyst produit des écarts importants avec la réalité, tandis qu'un second article de Yahyaoui *et al.* (2017) démontre l'inverse. Il précise que l'outil est vraiment fiable en comparaison des données retrouvées sur le terrain. La présente étude fait appel au logiciel PVSyst et en tire de nombreuses données qui attendent une vérification par les essais sur le terrain du banc d'essai afin d'affirmer ou non la fiabilité de l'outil. Il faut cependant être prudent et considérer l'impact d'un hiver rude dans un outil de modélisation. Cet impact est complexe à intégrer. Ici, l'albédo, la température de fonctionnement et l'angle

d'inclinaison sont intégrés dans les simulations, mais d'autres facteurs encore méconnus, peu étudiés, tels le givre, le verglas, la neige, peuvent impacter le système.

Dans la continuité de Lunel, un outil de dimensionnement est également proposé aussi dans ce travail. Le programme se veut moins complet, mais permet à un utilisateur de l'utiliser beaucoup plus facilement par le biais d'une interface utilisateur qui demande au fur et à mesure les différentes données nécessaires pour réaliser la simulation.

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

5.1 Conclusion

L'objectif de cette étude fut, dans un premier temps, de réaliser un banc d'essai à taille réelle permettant d'alimenter en eau une communauté. Ce but est atteint avec un SPEPV simple technologiquement pouvant s'implanter et être maintenu par les compétences des acteurs locaux. La plage de fonctionnement intégrale du système est dressée. Ainsi, il suffit de recueillir les contraintes d'une communauté pour déterminer si le système est capable de subvenir correctement aux besoins. Trois configurations différentes sont proposées pour le stockage, adaptable et modulable si l'utilisateur souhaite implanter de nouvelles méthodes. De plus, le SPEPV est simulé sur une année avec un réservoir de trois jours avec trois méthodes distinctes. La première, par le biais du logiciel PVsyst avec une probabilité de manque d'eau à 5% et un débit journalier de $19,25 \text{ m}^3/\text{j}$. La deuxième, avec la théorie utilisant un modèle de ciel isotrope de A.Duffie & A.Beckman et un algorithme Python. Elle donne des résultats moins convaincants et un manque d'eau à 18% soit un débit journalier de $16,6 \text{ m}^3/\text{j}$. La troisième technique passe par un fichier météo TMY et un algorithme Python. Elle recoupe bien les résultats de PVsyst avec une PME de 7% et un débit journalier de $18,8 \text{ m}^3/\text{j}$. Il y a également une étude de l'impact du vieillissement du panneau sur le système sur une durée de 25 ans. Ce travail montre qu'au bout des 25 ans, si la communauté a toujours le même niveau de consommation, il y a une PME quelque peu plus élevée de 19,52%. Cela questionne sur les objectifs de dimensionnement. Faut-il assurer une probabilité de manque d'eau inférieure à une valeur fixée juste pour la première année ou la garantir sur une plage de 10 ans en surdimensionnant le système ?

La structure utilisée pour soutenir le panneau du banc respecte les critères de résistance et peut tenir face à des vents allant jusqu'à 145 km/h . Sur le plan hydraulique, la cavitation peut apparaître pour certains seuils de débits. Elle est mise en évidence et il faut surveiller par le biais d'un débitmètre que les valeurs critiques ne soient pas atteintes. Les simulations montrent que

le banc n'atteint pas ces débits critiques, dans les conditions choisies. Cependant, par sécurité et pour pallier à ce potentiel problème, des valves de sécurité sont installées sur le circuit hydraulique.

Finalement, la construction du banc est possible et toutes les données théoriques mises en avant dans le document attendent une vérification par les essais sur le terrain.

Le second objectif du projet fut de dimensionner et de conceptualiser un système de pompage solaire modulable pour suivre la croissance naturelle de la population d'une communauté et/ou l'envie de celle-ci d'ajouter d'autres consommations (comme l'irrigation ou l'élevage). Ce point est aussi concluant avec un système adaptable comportant entre un et six panneaux photovoltaïques pouvant subvenir aux besoins d'entre 80 et 502 personnes, consommant 250 L/j, ou entre, 200 et 1255 personnes avec une consommation dite de confort (100 L/j). Cet écart questionne sur les variables à ajuster lors de la conceptualisation d'un système. Comment équilibrer les efforts de sobriété à réaliser avec la taille d'un système ?

L'étude de ce SPEPV modulable se focalise sur la consommation des habitants. Cependant, il peut aussi être multiple en alimentant la population, des cultures et des animaux. En effet, il permet de récupérer sur un dénivelé de 5,5m entre $19,2 \text{ m}^3/\text{j}$ et $119,2 \text{ m}^3/\text{j}$. Par exemple, une communauté peut commencer à installer la configuration avec un panneau pour maîtriser le système et subvenir à ses premiers besoins. Pour les années suivantes, le système peut être amélioré avec des configurations plus conséquentes de façon à pourvoir un surplus d'irrigation et d'habitants supplémentaires. L'avantage, c'est que les mêmes composants sont utilisés. Ainsi, ils sont connus et maîtrisés par la communauté.

L'intégrité de la structure du système modulable est aussi validée par le biais d'une modélisation CATIA.

Ce mémoire aide alors à la compréhension des contraintes d'une installation d'un système de

pompage solaire dans une communauté isolée. En parallèle, il propose des idées de résolution et des approches réalisables pour implanter une telle solution.

5.2 Recommandations

Cette section met en avant des recommandations liées à la présente recherche. Elles sont classées par partie pour une meilleure lisibilité.

5.2.1 Outil Python

L'outil Python codé dans cette étude peut être encore amélioré par le biais de ces recommandations :

- Créer une application sous format .exe afin d'obtenir un vrai logiciel téléchargeable et utilisable sur n'importe quel ordinateur très facilement (la plupart des interactions avec l'utilisateur sont déjà programmées);
- Ajouter des modèles théoriques pour une meilleure comparaison et sélection du modèle désiré;
- Améliorer la banque de données des pompes;
- Augmenter la précision et le nombre de méthodes de couplage;
- Implanter d'autres systèmes de stockage;
- Ajouter un dimensionnement hybride avec des sources d'énergies alternatives.

5.2.2 Banc d'essai

Le banc d'essai à taille réelle permet au futur utilisateur de réaliser des études expérimentales et d'obtenir des données concrètes qui manquent beaucoup dans le secteur. Voici une liste de quelques travaux pouvant être menés grâce à lui :

- Influence d'un contrôleur LCB sur la production d'eau d'un SPEPV utilisable dans une communauté et comparaison avec un couplage MPPT ;
- Influence de la taille du réservoir par le biais d'un logiciel en récupérant les volumes pompés par heure ou par la réalisation physique de ceux-ci ;
- Influence de profils de consommation différents en insérant un régulateur de débit sur le rejet vers la rivière ou par le biais d'un logiciel ;
- Influence de la hauteur manométrique et de la longueur du circuit hydraulique pour confirmer les valeurs dans la plage de fonctionnement du banc d'essai ;
- Améliorer la compréhension d'un hiver rude sur un système de pompage solaire. Cas peu étudié dans la recherche ;
- Confirmer l'ampleur de l'impact du vieillissement du panneau sur la production d'eau sur le long terme.

5.2.3 Système modulable

Le système modulable est intéressant, mais son avantage financier reste à prouver par le biais d'une comparaison économique avec d'autres solutions existantes. De plus, il peut être intéressant de voir son implantation plus en profondeur dans une dynamique d'alimentation multiple pour la culture, les besoins de la population et l'élevage.

ANNEXE I

FOURNISSEURS DE COMPOSANTS

Tableau-A I-1 Paysage des fournisseurs de panneau PV

Fabricant	Pays	Distribution reconnue	Couverture du service	Gamme puissance (Wp)	Evalué/Avis
<i>Amérique</i>					
Canadian Solar	Canada	932	Mondial	100-455	Oui
SunPower	Etats-Unis	481	Canada-US	320-450	Oui
Mitsubishi Electric	Etats-Unis	441	Mondial	110-300	Oui
AmeriSolar	Etats-Unis	115	Mondial	185-600	Oui
Silfab Solar	Canada	37	NR	330-400	Non
<i>Asie</i>					
Panasonic Corporation	Japon	842	Mondial	5-270	Oui
Trina Solar	Chine	620	NR	285-600	Oui
LG Electronics	Corée du Sud	579	Mondial	365-440	Oui
Suntech Power	Chine	529	Mondial	280-590	Oui
Jinko Solar	Chine	506	NR	385-585	Oui
Yingli Green Energy	Chine	485	NR	275-380	Oui
JA Solar	Chine	375	Chine	270-505	Non
Toshiba	Japon	295	Japon	275-310	Oui
Longi Solar	Chine	229	NR	275-365	Oui
Choshu Industry	Japon	190	NR	124-450	Non
ReneSola	Chine	173	NR	275-390	Non
Hyundai Energy Solutions	Corée du Sud	170	NR	345-480	Oui
ET Solar	Chine	151	Mondial	270-410	Oui
Risen energy	Chine	143	Mondial	325-510	Non
AU Optronics	Taiwan	125	NR	310-360	Non
BYD	Chine	102	NR	285-370	Non
Astronergy	Chine	101	NR	320-455	Non
Talesun Solar	Chine	101	NR	270-430	Non
<i>Europe</i>					
Sharp	Allemagne	818	Mondial	256-370	Oui
Hanwha Q Cells	Allemagne	566	Australie, Canada, Suisse, Chili, Chine, Allemagne, Espagne, France, Royaume-Uni, Inde, Italie, Japon, Corée du Sud, Malaisie, États-Unis, Turquie	270-340	Oui
Solarwatt	Allemagne	138	NR	175-340	Non
Axitec	Allemagne	135	NR	310-540	Oui
Heckert Solar	Allemagne	124	NR	315-375	Non
Aleo Solar	Allemagne	117	NR	200-340	Oui
Victron Energy	Pays-Bas	107	NR	20-360	Oui
Luxor Solar	Allemagne	101	NR	10-545	Oui

Tableau-A I-2 Paysage des fournisseurs de pompe

Fabricants	Pays	Couverture du service	Gamme
<i>Amérique</i>			
ETEC	Colombie	Mondial	Pompe à eau
Dankoff	Etats-unis	Mondial	Pompe solaire (spécialisation surface)
Vossche	Etats-unis	Mondial	Pompe à eau
Vida XL	Etats-unis	Mondial	Pompe à eau
Xylem	NR	Mondial	Pompe à eau
Pentair	Etats-unis	Mondial	Nomade/embarquée
<i>Asie</i>			
Hyundai	Corée du sud	Mondial	Pompe à eau
Ebara	Japonais	Mondial	Pompe à eau
<i>Europe</i>			
Wilo	Allemagne	Mondial	Pompe à eau
GRUNDFOS LTD	Dannemark	Mondial	Pompe à eau
Hydroo Pump Industries SL	Espagne	Mondial	Pompe à eau
Robot Pumps	Hollandais	Mondial	Pompe à eau
Sulzer	Suisse	Mondial	Pompe à eau
Lorentz	Allemagne	Mondial	Spécialisation solaire
Calpeda	Italien	Mondial	Pompe à eau
Varan Pompa	Turquie	Mondial	Pompe à eau
KSB	Allemagne	Mondial	Pompe à eau
Pedrollo	Italien	Mondial	Pompe à eau
DAB	Italien	Mondial	Pompe à eau
Einhell	Allemagne	Mondial	Pompe à eau
Ribimex	France	Mondial	Pompe à eau
Gardena	Allemagne	Mondial	Pompe à eau

Tableau-A I-3 Paysage des fournisseurs de réservoir

Fabricant	Pays	Couverture du service	Gamme
<i>Amérique</i>			
UIG	Etats-Unis	mondial	Custom water tank
GEI Works	Etats-Unis	Mondial	Portable Water Tank
Light manufacturing	Etats-Unis	mondial	Off-grid solution
<i>Asie</i>			
ShangHai Zhenenghe	Chine	Mondial	Solar energy equipment
Haiyan Uniepu	Chine	Mondial	New material product
Tangshan Dingre	Chine	Mondial	Production and sale of solar thermal product
HaiYan ReDao	Chine	Mondial	Solar water heater
Obest green Energy Co	Chine	Mondial	Solar water solution
Jiangsu Micoe	Chine	Mondial	Solar water heater
Jiaxing Jinyi	Chine	Mondial	Solar energy technology
<i>Europe</i>			
Dejong	Pays-bas	Europe - Amérique du nord	Water Tank
Complex 1	Russie	Mondial	prefabricated bolted steel water tanks
Salher	Espagne	Mondial	Water solution
Kodsan	Turquie	Mondial	Hot water solution
TiSUN GmbH	Autriche	Mondial	Stratified Tank
Sotrad Water	Belgique	Mondial	Water solution for remote area
Calpak - Cicero	Grèce	Europe	Domestic water solution
Citrin Solar GmbH	Allemagne	Mondial	Solar thermal systems
Phönix Sonnen Wärme AG	Allemagne	Mondial	Solar thermal solutions
SUNEX SA	Pologne	Mondial	Solar thermal solutions
SunBrush mobil GmbH	Allemagne	Mondial	Photovoltaic solution

Tableau-A I-4 Paysage des fournisseurs de MPPT

Fabricant	Pays	Distribution reconnue	Couverture du service	Type de technologie
<i>Amérique</i>				
Morningstar	Etats-Unis	198	Mondial	MPPT / PWM
OutBack Power	Etats-Unis	157	Mondial	MPPT
MidNiteSolar	Etats-Unis	69	Mondial	MPPT / PWM
Samlex America	Canada	6	Mondial	PWM
Xantrex Technology	Canada	4	Mondial	MPPT / PWM
<i>Asie</i>				
Beijing Epsolar	Chine	123	Mondial	MPPT / PWM
SRNE	Chine	24	NR	MPPT / PWM
Easun Power	Chine		Biélorussie, Indonésie, Suisse	MPPT / PWM
INVT Solar	Chine		Mondial	MPPT
Juta Solar	Chine	11	NR	MPPT / PWM
Shenzhen Must Power	Chine	4	Mondial	MPPT / PWM
Vitronics Controls	Inde	1	Inde, Vietnam	MPPT / PWM
Luminous Power Technologies	Inde	23	Cameroun, Inde, Indonésie, Népal, Nigéria, Pakistan	MPPT / PWM
Distinct Solar	Inde	190	Inde	MPPT / PWM
Voltronic Power Technology	Taiwan	9	Mondial	MPPT / PWM
<i>Europe</i>				
Steca	Allemagne	128	Mondial	MPPT / PWM
Phocos	Allemagne	69	Mondial	MPPT / PWM
SunWare Solartechnik	Allemagne	6	Mondial	PWM
Schams-Electronics	Allemagne	2	Espagne, Etats-Unis	MPPT
Victron Energy	Pays-Bas	238	Mondial	MPPT / PWM
Solmax New Energy	Pays-Bas	1	Pays-bas	MPPT / PWM
Schneider Electric	France	77	Mondial	MPPT

Tableau-A I-5 Paysage des fournisseurs d'onduleur

Fabricant	Pays	Distribution reconnue	Couverture du service	Type de technologie	Gamme de puissance (kWp)	Evalué/Avis
<i>Amérique</i>						
Emphase Energy	Etats-Unis	253	Mondial	Micro		Non
OutBackPower	Etats-Unis	164	Mondial	Réseau, Hors-Réseau	8-80	Non
Magnu Energy	Etats-Unis	86	Mondial	Réseau, Hors-Réseau	0,6-17,6	Non
AIMS Power	Etats-Unis	7	Canada, Mexique, Etats-Unis	Réseau, Hors-Réseau, Micro	0,012-0,384	Non
Xantrex Technology	Canada	76	Mondial	Réseau, Hors-Réseau	0,15-5	Oui
Go Power	Canada	7	Canada	Hors-Réseau		Non
<i>Asie</i>						
Huawei Technologies	Chine	293	Mondial	Réseau, Hors-Réseau	2-70	Non
Growatt New	Chine	238	Mondial	Réseau, Hors-Réseau, Hybride	0,75-80	Oui
GoodWe	Chine	176	Mondial	Réseau, Hors-Réseau, Hybride	0,7-136	Oui
Sungrow Power Supply	Chine	145	Mondial	Réseau, Hybride	3-6800	Non
SolaX Power	Chine	125	Mondial	Réseau, Hors-Réseau, Hybride	0,7-60	Non
Apsystems	Chine	96	Mondial	Micro	0,25-1,5	Non
Luminous Power Technologies	Inde	97	Cameroun, Inde, Indonésie, Népal, Nigéria, Pakistan	Réseau, Hybride	1-50	Non
Su-Vastika	Inde	44	Cameroun, Egypte, Inde, Nigéria, EAU, Zambie, Zimbabwe	Réseau, Hors-Réseau, Hybride		Non
Havells	Inde	16	Inde	Réseau	1,1-20	Non
Voltronic Power Technology	Taiwan	62	Mondial	Réseau, Hors-Réseau	1-120	Non
<i>Europe</i>						
SMA	Allemagne	784	Mondial	Réseau, Hors-Réseau, Micro		Oui
Kostal Solar Electric	Allemagne	170	Mondial	Réseau, Hybride	3-60	Oui
KACO	Allemagne	141	Mondial	Réseau, Hors-Réseau, Hybride	0,25-72	Oui
Steca	Allemagne	112	Mondial	Réseau, Hors-Réseau	0,3-10	Oui
Fimer	Italie	230	Mondial	Réseau, Hors-Réseau	150-2750	Non
Ingetek Power Technology Energy	Espagne	27	Mondial	Réseau, Hors-Réseau	5-180	Oui
Victron Energy	Pays-Bas	317	Mondial	Réseau, Hors-Réseau	0,18-5	Oui
Schneider Electric	France	158	Mondial	Réseau, Hybride	2,8-20	Oui

Tableau-A I-6 Paysage des fournisseurs d'hacheur

Fabricant	Pays	Distribution reconnue	Couverture du service	Evalué/Avis
<i>Amérique</i>				
IOTA Engineering	Etats-Unis	2	Etats-Unis, Nigéria	Non
AMSC	Etats-Unis	1	Etats-Unis, Inde	Non
Samlex America	Canada	4	Mondial	Non
<i>Asie</i>				
Sungrow Power Supply	Chine		Mondial	Non
SinoSolar	Chine	1	Mondial	Non
KehuaTech	Chine		NR	Non
Emmanuel Electronics	Inde	1	NR	Non
<i>Europe</i>				
Steca	Allemagne	12	Mondial	Oui
Solarc	Allemagne	1	NR	Non
Gustav Klein	Allemagne		NR	Non
Elecdan Converter	France		NR	Non
Victron Energy	Pays-Bas	49	Mondial	Oui

ANNEXE II

REVUE DE LITTÉRATURE SUR LES PANNEAUX PV

Cette annexe présente la revue de littérature sur les modules photovoltaïques. La conversion électrique au sein du panneau se fait grâce à l'effet photovoltaïque présent dans les cellules des semi-conducteurs. L'énergie électrique transformée est sous forme de courant continu (Senthil Kumar, Bibin, Akash, Aravindan, Kishore & Magesh, 2020). Les cellules solaires peuvent être divisées en trois catégories distinctes selon leurs types de cristaux : les monocristallines, les polycristallines et les amorphes. Leurs efficacités sont d'environ 17 %, 15 % et 7 % respectivement (Meah *et al.*, 2008).

L'intérêt économique de l'utilisation d'un panneau PV par rapport à un système de pompage classique reposant sur le diesel pour des régions isolées est démontré (Kolhe, Kolhe & Joshi, 2002). En effet, à travers une étude de coût du cycle de vie, l'étude met en évidence que l'utilisation du photovoltaïque est économiquement intéressant jusqu'à une demande en énergie de 15 kWh/jour pour la pire configuration économique, puis jusqu'à 68 kWh/jour pour la meilleure configuration économique.

Les caractéristiques fondamentales du panneau photovoltaïque telles que son courant, son voltage, son efficacité, son inclinaison et l'irradiation reçue sont calculées dans de nombreux articles qui traitent des SPEPV. Une méthodologie est proposée ultérieurement dans le mémoire pour calculer ces caractéristiques. Cependant, il faut savoir qu'il n'existe pas une méthode unique. Par exemple pour la radiation incidente sur un plan incliné il est possible d'utiliser la méthode de ciel isotropique, de Hay Davis et HDKR, de Perez ou même de celles des valeurs mensuelles. Ici, la précision souhaitée est le facteur prépondérant pour choisir la bonne méthode. En effet, il faut sélectionner la méthode isotropique si l'hypothèse d'une radiation diffuse homogène est faite sinon il faut choisir la méthode Hay Davis pour une radiation diffuse circomsolaire (partie plus importante centrée sur le soleil) en intégrant le facteur d'anisotropie. Pour intégrer des facteurs de corrections supplémentaires par rapport à la méthode de Hay Davis, il faut utiliser la méthode HDKR. Finalement, la méthode de Perez, qui est beaucoup plus précise, peut être utilisée pour ajouter le paramètre de brillance, les coefficients de brillance et le coefficient de clarté.

Pour l'inclinaison du panneau par rapport au sol, un article montre qu'il est possible d'obtenir le maximum d'énergie en modifiant l'angle du panneau de plus ou moins quinze degrés par rapport à la latitude du site tous les mois pour optimiser son orientation (Olcan, 2015). Sur les mois d'hiver, il faut augmenter cet angle, car le soleil est plus bas alors que sur les mois d'été, inversement, il faut plutôt diminuer l'angle.

Chaque panneau a sa propre courbe I-V (courant-tension) qu'il est important d'étudier afin d'obtenir le point de fonctionnement idéal avec l'ensemble moteur-pompe. Cette caractéristique dépend de nombreux facteurs comme la radiation et la température (Short & Oldach, 2003). Elle est étudiée dans le chapitre suivant, qui traite du dimensionnement théorique de chaque élément du SPEPV, plus en détail.

Si la demande d'eau est conséquente alors il y a de fortes probabilités que le besoin d'utiliser plusieurs panneaux PV se fasse ressentir. Il est possible alors de brancher ces différents panneaux en série, en parallèle ou selon un assemblage mixte des deux. Ainsi, dans la littérature, des études montrent l'influence des différentes configurations de panneaux sur le SPEPV. Un article montre que l'ajout de panneau en série augmente le voltage alors que l'ajout de panneaux en parallèle augmente le courant (Benghanem *et al.*, 2013). De plus, dans cette même étude, quatre configurations sont essayées : 6Sx3P (trois branchements en parallèle de six panneaux en série), 12Sx2P, 8Sx3P et 6Sx4P afin de déterminer quelle configuration est la plus intéressante pour une demande plus importante. Au final, pour une demande de 22 mètres cube par jour, mettre huit panneaux en série en trois rangées parallèle (8Sx3P) est la configuration la plus intéressante (Benghanem *et al.*, 2013). De plus, il faut noter que le matin une configuration 6Sx4P est recommandée, donc avec plus de panneaux en parallèle, afin de fournir plus de courant pour démarrer facilement et plus tôt l'ensemble moteur-pompe (Benghanem *et al.*, 2013).

Une autre étude, du même auteur, met en avant l'existence de trois phases importantes dans la journée qui influent sur la puissance de sortie des panneaux. Il y a le lever du soleil où la puissance du panneau ne cesse d'augmenter jusqu'à son maximum puis il y a la phase constante où le panneau reste à sa puissance maximale et finalement il y a le coucher du soleil où la puissance du panneau décroît jusqu'à une valeur nulle (Benghanem *et al.*, 2013). Ainsi, il est important d'étudier le comportement du système dans chacune de ces phases afin de réaliser

une conception optimale. De plus, un panneau photovoltaïque standard a les caractéristiques suivantes : une dimension de 1m x 1.7m et la technologie mono-cristalline qui est éprouvée, classique et à faible coût.

ANNEXE III

AUTRES LOGICIELS D'INTÉRÊTS

Cette annexe présente une liste non exhaustive de logiciels permettant une aide à la prise de décision dans le secteur des SPEPV.

1. CITERNE

Dans un article, un logiciel nommé CITERNE est développé avec pour objectif d'améliorer et faciliter le dimensionnement des réservoirs d'eau dans les SPEPV. En effet, il a pour objectif de déterminer le volume du réservoir (Carrier & Schiller, 1993).

2. PVWatts

PVWatts est un site internet qui permet d'estimer la production d'énergie et le coût de l'énergie des systèmes d'énergie photovoltaïque (PV) connectés au réseau dans le monde entier. Il permet aux propriétaires de maisons, de petits bâtiments, aux installateurs et aux fabricants d'élaborer facilement des estimations de la performance d'installations photovoltaïques potentielles.

3. NREL SAM

Le System Advisor Model (SAM) est un modèle logiciel technico-économique gratuit qui facilite la prise de décision des personnes travaillant dans le secteur des énergies renouvelable. SAM peut modéliser de nombreux types de systèmes d'énergie renouvelable comme :

- des systèmes photovoltaïques, du petit toit résidentiel aux grands systèmes à l'échelle du service public ; du stockage par batterie avec des batteries au lithium-ion, au plomb ou à écoulement pour des applications en amont ou en aval du compteur ;
- des systèmes d'énergie solaire à concentration pour la production d'électricité, y compris les capteurs cylindro-paraboliques, les tours de puissance et les capteurs de Fresnel linéaires ;
- la chaleur industrielle produite par des systèmes à miroirs cylindro-paraboliques et des systèmes de Fresnel linéaire ;

- l'énergie éolienne, des turbines individuelles aux grands parcs éoliens ;
- des systèmes d'énergie marine (vagues et marées) ;
- le chauffage solaire de l'eau ;
- les piles à combustible ;
- la production d'énergie géothermique ;
- la combustion de la biomasse pour la production d'électricité ;
- des systèmes photovoltaïques à haute concentration.

Le logiciel propose aussi des modèles financiers pour certains types de projet.

4. Retscreen

C'est un logiciel réalisé par le gouvernement du Canada lié à la gestion des énergies propres. Il permet une reconnaissance, une évaluation et une optimisation complète de la viabilité financière et technique de projets d'énergie renouvelable, d'efficacité énergétique et de cogénération. Retscreen permet aussi de mesurer et de vérifier les performances réelles d'installations et de repérer les possibilités de production et d'économie d'énergie.

5. HOMER

HOMER est un logiciel de gestion, d'évaluation et d'optimisation de l'énergie. Il se décompose en trois logiciels distinct. HOMER Pro pour réaliser des projets isolés ou connectés sur un petit réseau. HOMER Grid permet de réduire les coûts de l'énergie et augmenter la résilience d'un grand réseau connecté. HOMER Front permet d'optimiser les procédés de stockage et maximiser les revenus.

Il y a aussi beaucoup de travaux qui utilisent des logiciels qui permettent un asservissement et un contrôle du système comme matlab ou python.

ANNEXE IV

MÉTHODOLOGIE THÉORIQUE SUR L'EXPLOITATION ET LE CALCUL DE L'ÉNERGIE SOLAIRE

Cette annexe présente toute la théorie utilisée pour le calcul du potentiel solaire et le fonctionnement des panneaux photovoltaïques.

1. Potentiel solaire

Le choix des panneaux photovoltaïques est conditionné par la disponibilité de la ressource solaire localement. Pour déterminer ce vivier, il est possible d'avoir recours à deux techniques. La première consiste à réaliser un calcul purement théorique à partir de latitude et de la longitude du site d'implantation. La seconde est d'utiliser des données météorologiques directement, avec l'utilisation de quelques formules afin d'obtenir la valeur souhaitée dans certains cas. L'objectif de cette partie de l'étude est de démontrer les différents moyens d'obtenir la radiation horaire incidente sur un plan incliné d'un angle β . Le choix d'un intervalle de temps horaire s'impose afin de limiter un écart trop conséquent entre le potentiel récupéré et réel.

1.1 Théoriquement

L'objectif dans cette section est de connaître la radiation sur un plan incliné d'un angle β chaque heure de l'année pour une localisation donnée. Cette valeur d'énergie sera en J/m^2 ou en W/m^2 , selon les besoins. Avant tout calcul, il faut connaître la latitude (ϕ) et la longitude (L) de l'installation solaire. Une fois ces deux données récupérées, il faut alors commencer par calculer la radiation solaire extra-terrestre horaire avec la relation suivante (A.Duffie & A.Beckman, 2013) :

$$I_0 = \frac{12 * 3600}{\pi} G_{on} [\cos(\phi) \cos(\delta) (\sin(\omega_2) - \sin(\omega_1)) + \frac{\pi(\omega_2 - \omega_1)}{180} \sin(\phi) \sin(\delta)] \quad (\text{A IV-1})$$

Cette équation A IV-1 requiert le calcul de nombreuses variables à réaliser dans l'ordre suivant :

- Le jour de l'année considéré entre 0 et 365 :

$$n = \begin{cases} j + 31(m - 1) & \text{si } m < 3 \\ j + 31(m - 1) - \text{Ent}(0.4m + 2.3) & \text{si } m \geq 3 \end{cases} \quad (\text{A IV-2})$$

Avec m le mois, j le numéro du jour du mois, et $\text{Ent}(x)$ la partie entière de x .

- L'équation du temps :

$$\begin{aligned} E &= 229.2(0.000075 + 0.001868 \cos(B) - 0.032077 \\ &\quad \sin(B) - 0.014615 \cos(2B) - 0.04089 \sin(2B)) \\ &\text{avec : } B = (n - 1) \frac{360}{365} \end{aligned} \quad (\text{A IV-3})$$

La valeur obtenue de E est en minute, elle correspond à l'écart de temps entre l'heure solaire et l'heure civile.

- L'heure solaire :

$$t_s = t_c + 4(L_{loc} - L_{st}) + E \quad (\text{A IV-4})$$

Avec t_c le temps civil en minute afin d'être dans les mêmes unités et d'avoir t_s en minute. Il faut faire attention à prendre en compte l'heure d'été ou d'hiver qui va venir soustraire ou ajouter des heures au temps civil selon le pays.

- Les angles horaires dans le référentiel solaire :

$$\begin{aligned} \omega_1 &= \omega = (T_s - 12) * 15 \\ \omega_2 &= \omega_1 + 15 \end{aligned} \quad (\text{A IV-5})$$

Il faut faire attention de bien convertir t_s en heure pour réaliser le calcul de ω avec T_s .

- La déclinaison solaire journalière :

$$\delta = 23.45 \sin\left(360 \frac{284 + n}{365}\right) \quad (\text{A IV-6})$$

6. La valeur journalière de la constante solaire :

$$G_{on} = G_{sc} \left(1 + 0.033 \cos\left(\frac{360n}{365}\right)\right) \quad (\text{A IV-7})$$

Avec la constance solaire $G_{sc} = 1367 \text{ W/m}^2$.

Une fois cette valeur d'irradiation extra-terrestre journalière connue, il faut rechercher l'énergie qui va venir impacter un plan horizontal. Cette énergie est séparée en trois catégories de rayonnement :

- Le rayonnement diffus qui est dispersé par des composants atmosphériques, comme les nuages et des particules de poussière ;
- Le rayonnement réfléchi qui est redirigé par les surfaces autour de l'installation solaire ;
- Le rayonnement direct qui est celui intercepté tel quel par les panneaux, en ligne directe provenant du soleil.

L'addition de ces trois rayonnements permet de trouver l'énergie totale qui va frapper la surface étudiée. Pour un panneau horizontal, il n'y a pas de rayonnement réfléchi. L'objectif suivant consiste à déterminer les radiations totales, diffuses et directes qui vont venir impacter une surface horizontale en un lieu donné.

Pour cela, de manière théorique, il existe différentes méthodes qui prennent en compte de nombreux paramètres comme l'absorption de l'atmosphère, la clarté du ciel ou la distance parcourue par les rayons du soleil dans l'atmosphère nommée masse d'air. Cette variable, obligatoire pour la suite, ce calcul avec la formule A IV-8 suivante :

$$m_{air} = \frac{1}{\cos \theta_z} = \frac{1}{\sin \alpha_s} \quad (\text{A IV-8})$$

Par conséquent, il faut calculer d'autres variables au préalable dans l'ordre suivant :

1. L'angle du zénith solaire :

$$\theta_z = \arccos(\sin(\delta) \sin(\phi) + \cos(\delta) \cos(\phi) \cos(\omega)) \quad (\text{A IV-9})$$

2. L'angle d'altitude solaire :

$$\alpha_s = 90 - \theta_z \quad (\text{A IV-10})$$

La masse d'air est connue, il est possible de se concentrer sur l'irradiation sur un plan horizontal direct. Pour obtenir la valeur instantanée ou horaire, sans tenir compte de l'ennuagement, il faut utiliser le modèle de "Hottel" (A.Duffie & A.Beckman, 2013). La théorie développée par Kreith et Kreider (A.Duffie & A.Beckman, 2013) permet de retrouver la même composante que le modèle précédent mais en considérant la pression atmosphérique et une masse d'air corrigée. Quant au modèle de Liu et Jordan (A.Duffie & A.Beckman, 2013), il permet de prendre en compte l'ennuagement potentiel avec des mesures expérimentales. Le modèle de Page permet de retrouver l'irradiation journalière impactant une surface horizontale.

Dans cette étude théorique, une hypothèse de ciel clair est utilisée pour avoir le minimum de données externes. Cependant, la radiation trouvée sera sûrement majorée par rapport à la réelle, alors un facteur de sécurité entre 0 et 1 peut être appliqué pour ne pas sous-dimensionner le système. Ainsi, le modèle de Hottel est utilisé pour trouver l'irradiation directe avec la formule A IV-11 suivante :

$$I_{bh} = I_0 * \tau_b * \cos(\theta_z)$$

$$\text{Avec } \tau_b = a_0 + a_1 e^{-k*m_{air}}$$

Et :

(A IV-11)

$$\left\{ \begin{array}{l} a_0 = r_0(0.4237 - 0.00821(6 - A_{lt})^2) \\ a_1 = r_1(0.5055 + 0.00595(6.5 - A_{lt})^2) \\ k = r_k(0.2711 - 0.01858(2.5 - A_{lt})^2) \end{array} \right.$$

Avec A_{lt} qui correspond à l'altitude du lieu d'implantation en km . Les constantes r_0 , r_1 et r_k dépendent de la localisation de l'installation ainsi que du type de climat. Les valeurs caractéristiques de ces variables sont présentées dans le tableau IV-1.

Tableau-A IV-1 Constantes de Hottel selon le climat

Climat	r_0	r_1	r_k
Tropical	0,95	0,98	1,02
Été latitude moyenne	0,97	0,99	1,02
Été subarctique	0,99	0,99	1,01
Hiver latitude moyenne	1,03	1,01	1

Ensuite, avec le modèle de Liu et Jordan, il est possible de calculer la composante diffuse de la radiation sur un plan horizontal toujours dans un contexte de ciel clair, car la variable τ_b de Hottel est réutilisée dans cette formule A IV-12 :

$$\begin{aligned} I_{dh} &= I_0 * \tau_d \\ \tau_d &= 0.271 - 0.294\tau_b \end{aligned} \quad (\text{A IV-12})$$

Avec la composante directe et diffuse, il est alors possible de calculer l'irradiation totale sur une surface horizontale :

$$I_{th} = I_{dh} + I_{bh} \quad (\text{A IV-13})$$

À ce niveau, toutes les composantes de radiation sont connues pour une surface horizontale. Il est possible de rechercher les radiations pour un plan incliné d'un angle β . Par conséquent, il est possible d'appliquer différentes méthodes présentées dans la section 1.1.1. Dans cette étude, une hypothèse de radiation diffuse isotrope est posée. Par conséquent, le modèle isotropique, pour obtenir la radiation totale sur un plan incliné, est utilisable avec cette équation A IV-14 :

$$I_T = I_{bh}R_b + I_{dh}\left(\frac{1 + \cos\beta}{2}\right) + I_{th}\rho_g\left(\frac{1 - \cos\beta}{2}\right)$$

Donc :

$$I_{T,b} = I_{bh}R_b \quad (\text{A IV-14})$$

$$I_{T,d} = I_{dh}\left(\frac{1 + \cos\beta}{2}\right)$$

$$I_{T,r} = I_{th}\rho_g\left(\frac{1 - \cos\beta}{2}\right)$$

Dans l'équation A IV-14, ρ_g correspond au coefficient d'albédo, soit à la capacité d'une surface à refléter le rayonnement. Elle vaut généralement entre 0 et 1 avec les valeurs classiques suivantes :

Tableau-A IV-2 Albédo selon le type de surface

Type de surface	Albédo (0 à 1)
Surface de lac	0.02 à 0.04
Forêt de conifères	0.05 à 0.15
Surface de la mer	0.05 à 0.15
Sol sombre	0.05 à 0.15
Cultures	0.15 à 0.25
Sable léger et sec	0.25 à 0.45
Glace	environ 0.60
Neige tassée	0.40 à 0.70
Neige fraîche	0.75 à 0.90
Miroir	1

Ensuite, afin de trouver l'irradiation sur une surface inclinée, de la formule A IV-14, il faut au préalable calculer plusieurs variables dans l'ordre suivant :

1. La valeur moyenne de l'angle horaire :

$$\bar{\omega} = \frac{\omega_1 + \omega_2}{2} \quad (\text{A IV-15})$$

2. L'angle d'incidence moyen :

$$\cos(\bar{\theta}) = \sin(\delta) \sin(\phi - \beta) + \cos(\delta) \cos(\bar{\omega}) \cos(\phi - \beta) \quad (\text{A IV-16})$$

3. L'angle de zénith solaire moyen :

$$\cos(\bar{\theta}_z) = \sin(\delta) \sin(\phi) + \cos(\delta) \cos(\bar{\omega}) \cos(\phi) \quad (\text{A IV-17})$$

4. Pour finalement trouver le rapport entre la radiation directe sur un plan incliné et celui incident sur un pan horizontal sur une base horaire avec cette formule A IV-18 :

$$R_b \approx \frac{\cos(\bar{\theta})}{\cos(\bar{\theta}_z)} \quad (\text{A IV-18})$$

Le potentiel solaire théorique qui va impacter une surface inclinée est connu à ce stade de l'étude. Grâce aux formules de cette partie, il est possible de calculer l'énergie qui va venir toucher une surface inclinée pour toute plage horaire de chaque jour de l'année. Avec un algorithme sur Python ou autre, il est envisageable de faire le profil solaire sur une surface inclinée en une localisation très facilement alors. Grâce au fonctionnement d'un panneau PV, il est concevable de calculer théoriquement l'énergie qu'il va retirer de ce rayonnement.

1.2 Avec des données météorologiques

Le potentiel solaire d'une zone est aussi récupérable grâce à des appareils spécifiques comme le pyrhéliomètre et le pyranomètre. Le pyrhéliomètre permet de mesurer la radiation directe (G_b) alors que le pyranomètre mesure la radiation totale (G_{tot}). Cependant, il permet aussi de quantifier le rayonnement diffus (G_d) avec un système d'ombrage pour obstruer la radiation directe. Alors avec deux pyranomètres et un pyrhéliomètre il est possible de connaître toutes les composantes du rayonnement incident sur la localisation. La variable obtenue par ces données météo est très souvent le rayonnement incident sur une surface horizontale.

Il existe trois familles de fichiers météo :

- Les mesures directes traitées dans les répertoires d'année typique ;
- L'interpolation spatiale, qui à partir des données sur les lieux à proximité va interpoler la météo de l'endroit d'étude ;
- L'observation satellite avec des équipements en orbite.

Selon, Lunel pour réduire au maximum l'erreur dans la modélisation d'un système solaire, il faut utiliser des fichiers météo d'année typique qui se basent sur l'algorithme de Sandia avec des mesures directement depuis le sol. Ainsi, ce sont les fichiers nommés TMY, IWECC et CWEC

qu'il faut utiliser.

Plusieurs problématiques peuvent ensuite arriver avec l'utilisation de données météo. La première est de n'avoir que des informations sur la radiation totale incidente sur un plan horizontal. Or, pour calculer la radiation sur un plan incliné par les relations isotropique A IV-14 il faut connaître aussi la radiation diffuse et directe sur une surface horizontale. Pour cela, il faut utiliser la corrélation de "Erbs" horaire A IV-19 suivante :

$$\frac{I_{dh}}{I_{th}} = \begin{cases} 1 - 0.09k_T \text{ si } k_T \leq 0.2 \\ 0.9511 - 0.1604k_T + 4.388k_T^2 - 16.638k_T^3 + 12.336k_T^4 \text{ si } 0.22 < k_T \leq 0.8 \\ 0.165 \text{ si } k_T > 0.8 \end{cases}$$

Avec l'indice de clarté horaire :

$$k_T = \frac{I_{th}}{I_0} \quad (\text{A IV-19})$$

Une fois la radiation diffuse sur un plan horizontal trouvé, il est possible de calculer la radiation directe sur une surface horizontale :

$$I_{bh} = I_{th} - I_{dh} \quad (\text{A IV-20})$$

Finalement, avec la méthode isotropique vue dans la section 1.1 précédente, la radiation horaire sur un plan incliné est atteignable.

La deuxième problématique qui peut s'imposer avec des données météorologiques est le besoin d'analyser sur une base horaire, mais de ne disposer que de valeurs journalières. Afin de retrouver une base horaire, il faut utiliser les formules de Collares-Pereira (référence) pour la radiation totale horaire avec l'équation A IV-21 :

$$r_t = \frac{I_{th}}{H_{th}} = \frac{\pi}{24} (a + b \cos \omega) \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \frac{\pi \omega_s}{180} \cos \omega_s}$$

Avec : (A IV-21)

$$a = 0.409 + 0.5016 \sin(\omega_s - 60)$$

$$b = 0.6609 - 0.4767 \sin(\omega_s - 60)$$

Puis pour la radiation diffuse horaire avec l'équation A IV-22 :

$$r_t = \frac{I_{dh}}{H_{dh}} = \frac{\pi}{24} \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \frac{\pi \omega_s}{180} \cos \omega_s} \quad (\text{A IV-22})$$

Avec H_{th} la radiation totale journalière sur un plan horizontal, H_{dh} la radiation diffuse journalière sur un plan horizontal et ω_s l'angle de coucher et lever de soleil qui sont calculés avec la formule suivante A IV-23 :

$$\omega_s = \cos^{-1} [-\tan(\phi) * \tan(\delta)] \quad (\text{A IV-23})$$

Finalement, à ce stade, les valeurs sont sous forme horaire alors il ne reste plus qu'à appliquer le modèle isotropique vu précédemment pour obtenir le rayonnement sur un plan incliné.

2. Fonctionnement panneau PV

Une fois le potentiel solaire du lieu obtenu, il faut regarder comment le panneau PV va convertir cette énergie sous une forme utilisable. L'objectif de cette partie est alors de présenter la théorie autour du photovoltaïque afin de connaître la puissance de sortie utile.

Les panneaux photovoltaïques se comportent principalement comme une source de courant avec l'amplitude reliée à l'irradiation qui frappe sa surface. Le modèle électrique d'un panneau ressemble au schéma de la figure IV-1.

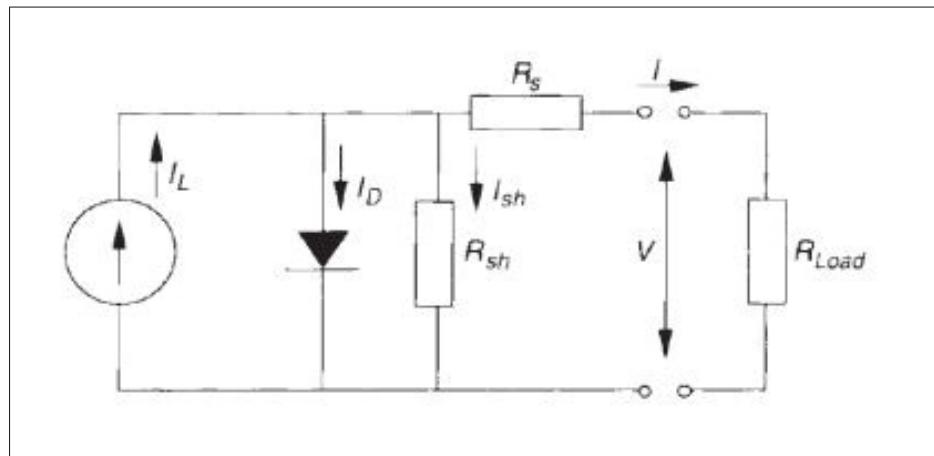


Figure-A IV-1 Modèle électrique d'un panneau photovoltaïque

Ainsi cette représentation électrique permet de mettre en avant l'équation représentative A IV-24 d'un panneau PV :

$$I = I_L - I_D - I_{sh} = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{a}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (\text{A IV-24})$$

Plusieurs de ces paramètres dépendant de la température et de la radiation incidente. En général, ils sont recherchés pour 25°C et 1000W/m^2 , ce sont les conditions standards. Puis les manufacturiers donnent les valeurs des variables suivantes aux conditions citées au-dessus :

1. Le courant de court-circuit, I_{sc} , en ampère ;
2. La tension de circuit-ouvert, V_{oc} , en volt ;
3. Le courant maximal, I_{mp} , en ampère ;
4. La tension maximale, V_{mp} , en volt ;
5. La variation selon la température du voltage en circuit-ouvert, $\mu_{V_{oc}}$, en volt par kelvin ;
6. La variation selon la température du courant d'une cellule, μ_{I_L} , en ampère par kelvin.

Ensuite à l'aide des données constructeur ci-dessus, il est possible de retrouver les 5 inconnues cruciales suivantes :

1. I_L le courant photoélectrique, en ampère ;
2. I_0 le courant de saturation dans la diode, en ampère ;
3. R_{sh} la résistance en parallèle, en ohm ;
4. R_s la résistance en série, en ohm ;
5. a le facteur d'idéalité, en volt.

Pour les retrouver, il faut cependant résoudre le système à cinq équations distinctes suivant :

1. Équation A IV-25, la dérivée de la puissance par rapport à V égale à 0 :

$$I_{mp} \left(1 + \frac{I_0 R_s}{a} \exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{a}\right) + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) = V_{mp} \left(\frac{I_0}{a} \exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{a}\right) + \frac{1}{R_{sh}} \right) \quad (\text{A IV-25})$$

2. Équation A IV-26, qui correspond à l'équation A IV-24 en court-circuit ($V = 0$) :

$$I_{sc} = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{I_{sc} R_s}{a}\right) - 1 \right] - \frac{I_{sc} R_s}{R_{sh}} \quad (\text{A IV-26})$$

3. Équation A IV-27, qui correspond à l'équation A IV-24 en circuit-ouvert ($I = 0$) :

$$0 = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{V_{oc}}{a}\right) - 1 \right] - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \quad (\text{A IV-27})$$

4. Équation A IV-28, qui correspond à l'équation A IV-24 à la puissance maximale :

$$I_{mp} = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{a}\right) - 1 \right] - \frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{R_{sh}} \quad (\text{A IV-28})$$

5. Équation A IV-29, qui correspond à l'équation A IV-27 avec une autre valeur de V_{oc} à une température différente :

$$0 = I_{L2} - I_{02} \left[\exp\left(\frac{V_{oc2}}{a2}\right) - 1 \right] - \frac{V_{oc2}}{R_{sh}} \quad (\text{A IV-29})$$

Afin de trouver la cinquième équation A IV-29 il est nécessaire de connaître les différentes formules qui caractérisent l'influence de la température sur le panneau PV :

- La variation du voltage en circuit ouvert pour trouver V_{oc2} dans l'équation A IV-29 :

$$\mu_{V_{oc}} = \frac{V_{oc2}(T_2) - V_{oc}(T_{ref})}{T_2 - T_{ref}} \quad (\text{A IV-30})$$

- La variation du courant produit par la cellule pour trouver I_{L2} dans l'équation A IV-29 :

$$\mu_{I_L} = \frac{I_{L2}(T_2) - I_L(T_{ref})}{T_2 - T_{ref}} \quad (\text{A IV-31})$$

- La variation du courant diode pour trouver I_{02} dans l'équation A IV-29 :

$$I_{02}(T_2) = I_0(T_{ref}) \left(\frac{T_2}{T_{ref}} \right)^3 \exp\left(\frac{E_{g,ref}}{kT_{ref}} \left(1 - (1 - C(T_2 - T_{ref})) \frac{T_{ref}}{T_2} \right) \right)$$

Avec :

$$k = 1.381 \times 10^{-23} \text{ (Constante de Boltzmann)} \quad (\text{A IV-32})$$

$$C = 0.0002677 \text{ (Silicium)}$$

$$E_{g,ref} = 1.794 \times 10^{-19} \text{ J (Silicium)}$$

- La variation du facteur d'idéalité pour trouver a_2 dans l'équation A IV-29 :

$$\frac{a_2}{a_{ref}} = \frac{T_2}{T_{ref}} \quad (\text{A IV-33})$$

Par conséquent, le groupe d'équations (A IV-25 à A IV-29) représente un système non-linéaire complexe à résoudre. Afin de trouver une solution efficacement, il faut avoir une bonne idée des valeurs initiales. Pour assurer une bonne convergence vers les résultats, il est suggéré de réaliser l'initialisation suivante :

- $R_{sh,i} \approx 100 \Omega$;
- $a_i \approx \frac{1.5kT_{ref}N}{q}$ avec $q = 1.602e - 19 \text{ J/V}$ la charge d'un électron et N le nombre de cellules en série;
- $I_{L,i} \approx I_{sc}$;
- $I_{0,i}$ avec l'équation A IV-27;
- $R_{s,i}$ avec l'équation A IV-28.

Il est désormais possible d'obtenir les caractéristiques d'un panneau PV et de tracer sa courbe courant voltage ou puissance voltage (I-V/P-V) afin d'obtenir sa plage de fonctionnement et de la faire corréler avec celle de l'ensemble moteur-pompe. La courbe I-V ou P-V d'un capteur solaire ressemble en général à la figure IV-2.

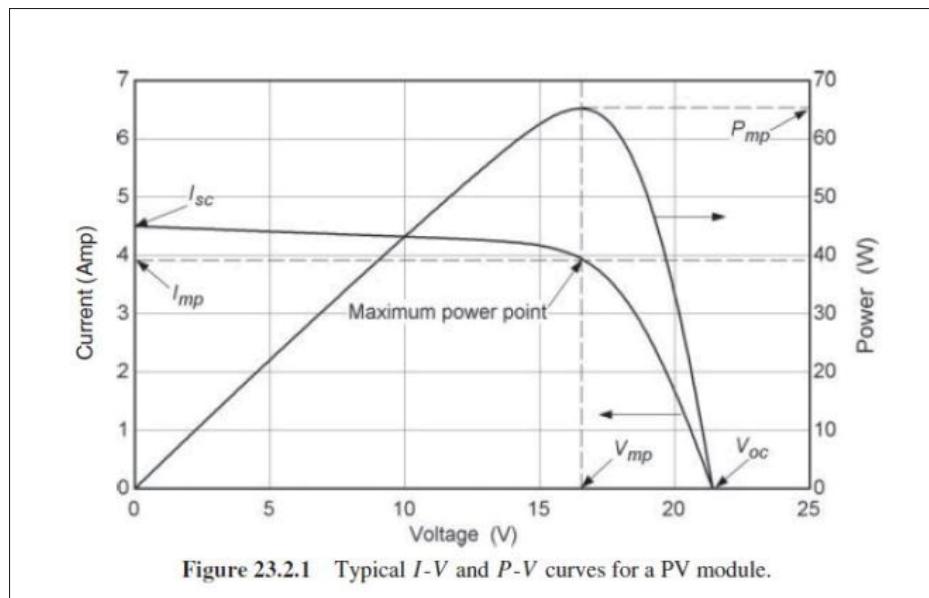


Figure-A IV-2 Caractéristiques typiques des panneaux photovoltaïques

En traçant la caractéristique I-V ou P-V de l'ensemble moteur-pompe sur le diagramme IV-2 du panneau, il est possible d'obtenir le point de fonctionnement. Conséquemment, le capteur qui permet d'avoir le point le plus optimal est favorisé dans le cas d'un couplage direct.

ANNEXE V

THÉORIE DES POUTRES

La méthodologie de la théorie des poutres, commence par des hypothèses importantes :

- De Navier-Bernoulli : "Lorsque la poutre est suffisamment élancée, on peut considérer que les sections droites normales à la fibre moyenne avant déformation, restent droites et normales à la fibre moyenne après déformation" soit que la section de la poutre reste constante lors d'une déformation ;
- Poutre suffisamment élancée soit la longueur de celle-ci est plus importante que sa largeur ;
- Poutre à plan moyen : elle possède une ligne moyenne passant par le centre géométrique de sa surface ainsi que perpendiculaire à cette surface, voir la figure V-1. De surcroît, elle possède un plan de symétrie.

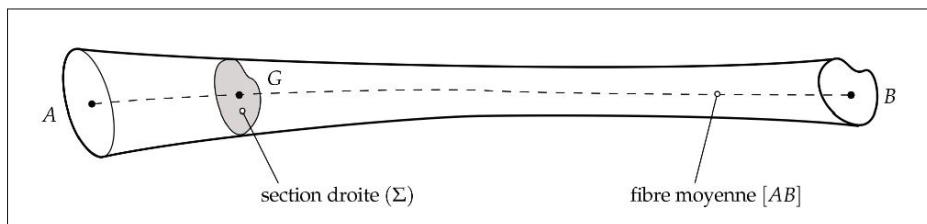


Figure-A V-1 Schéma d'une ligne moyenne d'une poutre

- La matière de la poutre est continue, homogène et isotrope ;
- De petits déplacements et de petites déformations en comparaison aux dimensions de la poutre ;
- Principe de Barre Saint-Venant : les résultats obtenus ne s'appliquent qu'à une distance suffisamment éloignée de la région d'application des efforts concentrés en un point.

Il faut ensuite connaître la forme de la section de la poutre. Celle-ci influence le moment quadratique qui est présent dans de nombreuses formules cruciales. Le moment quadratique est une grandeur qui caractérise la géométrie d'une section et se définit par rapport à un axe ou à un point. Il s'exprime en m^4 . Ainsi, il est possible d'avoir les dispositions et les moments quadratiques suivants :

- Carré :

$$\begin{aligned} I_x &= I_y = \frac{a^4}{12} \\ I_G &= \frac{a^4}{6} \end{aligned} \quad (\text{A V-1})$$

Avec a la longueur d'un côté du carré en m .

- Circulaire :

$$\begin{aligned} I_x &= I_y = \frac{\pi * D^4}{64} \\ I_G &= \frac{\pi * D^4}{32} \end{aligned} \quad (\text{A V-2})$$

Avec D le diamètre du cercle en m .

- Annulaire :

$$\begin{aligned} I_x &= I_y = \frac{\pi}{64} * (D^4 - d^4) \\ I_G &= \frac{\pi}{32} * (D^4 - d^4) \end{aligned} \quad (\text{A V-3})$$

Avec D le diamètre extérieur en m et d le diamètre intérieur en m .

- Rectangulaire :

$$\begin{aligned} I_x &= \frac{b * h^3}{12} \\ I_y &= \frac{h * b^3}{12} \\ I_G &= \frac{b * h}{12} * (b^2 + h^2) \end{aligned} \quad (\text{A V-4})$$

Avec b la longueur dans le sens de l'axe x en m et h la longueur dans le sens de l'axe y en m .

Ensuite, il faut réaliser le répertoire des forces qui contraignent le système avec leurs localisations pour établir leurs vecteurs. La poutre a aussi des liaisons avec des inconnues associées qu'il faut identifier. Voici les différentes connections qui existent :

- Encastrement, avec trois inconnues :

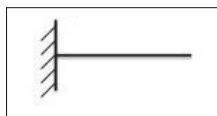


Figure-A V-2 Schéma plan d'une liaison encastrement

Avec son torseur associé :

$$\{\mathcal{R}_{\text{encastrement}}\}_{A/S} = \begin{Bmatrix} X & 0 \\ Y & 0 \\ 0 & M \end{Bmatrix}_{A/S} \quad (\text{A V-5})$$

- Ponctuelle avec frottements, avec deux inconnues :

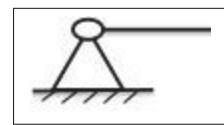


Figure-A V-3 Schéma plan d'une liaison ponctuelle avec frottements

Avec son torseur associé :

$$\{\mathcal{R}_{\text{Ponctuelle imparfaite}}\}_{A/S} = \begin{Bmatrix} X & 0 \\ Y & 0 \\ 0 & 0 \end{Bmatrix}_{A/S} \quad (\text{A V-6})$$

- Ponctuelle parfaite, avec une inconnue :

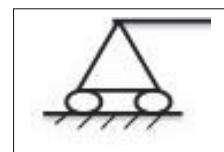


Figure-A V-4 Schéma plan d'une liaison ponctuelle parfaite

Avec son torseur associé :

$$\{\mathcal{R}_{\text{Ponctuelle parfaite}}\}_{A/S} = \begin{Bmatrix} 0 & 0 \\ Y & 0 \\ 0 & 0 \end{Bmatrix}_{A/S} \quad (\text{A V-7})$$

Le principe fondamental de la statique permet de trouver les inconnues de liaisons. Ce principe se découpe en deux composantes :

- Théorème de la résultante statique (TRS), pour un système matériel en équilibre par rapport à un repère galiléen R_g , la résultante du torseur des actions mécaniques extérieures à E est nulle :

$$\vec{F}_{(\bar{E} \rightarrow E)} = \vec{0} \quad (\text{A V-8})$$

- Théorème du moment statique, pour un système matériel en équilibre par rapport à un repère galiléen R_g , le moment du torseur des actions mécaniques extérieures à E est nul :

$$\vec{M}_{(\bar{E} \rightarrow E)}(A) = \vec{0} \quad (\text{A V-9})$$

Le torseur de cohésion à la base de la théorie des poutres peut être renseigné. Le principe de cet outil est de connaître les efforts qui agissent à l'intérieur de la poutre et qui assurent l'équilibre ou la cohésion de la structure sous l'action des charges extérieures exercées. La connaissance de ces contraintes de cohésion permet d'appréhender l'état de sollicitation de la poutre étudiée. Ainsi, le torseur de cohésion rend accessible l'évaluation de la résistance de la poutre aux efforts qui lui sont appliqués.

Afin de mettre en évidence les efforts internes de la poutre, il faut réaliser une coupure imaginaire par un plan perpendiculaire à sa ligne moyenne. Il définit une section S_{coupe} de barycentre G qui divise la poutre en deux tronçons fictifs en équilibre. Ainsi, grâce au principe fondamental de la statique vu ci-dessus, il est possible d'identifier et de calculer les efforts intérieurs de la poutre au niveau de la section de coupure.

Les composantes du torseur de cohésion se notent conventionnellement comme ci-dessous dans l'équation A V-10 :

$$\{\mathcal{T}_{coh}\}_G = \begin{Bmatrix} N & M_t \\ T_y & M_{fy} \\ T_z & M_{fz} \end{Bmatrix}_G \quad (\text{A V-10})$$

Avec :

- N l'effort normal ;

- T_y L'effort tranchant suivant l'axe (G, y) ;
- T_z l'effort tranchant suivant l'axe (G, z) ;
- M_t le moment de torsion ;
- M_{fy} le moment fléchissant suivant l'axe (G, y) ;
- M_{fz} le moment fléchissant suivant l'axe (G, z).

Ce torseur s'exprime soit comme l'effort de la partie imaginaire une sur la partie deux ou comme l'effort de la section deux sur la section une ainsi :

$$\{\mathcal{T}_{coh}\}_G = \{E_2 \rightarrow E_1\}_G = -\{\bar{E} \rightarrow E_1\}_G = \{\bar{E} \rightarrow E_2\}_G \quad (\text{A V-11})$$

Par conséquent, avec le torseur de cohésion, il est possible d'identifier les différentes sollicitations que peut subir une poutre :

- Traction ou compression :

$$\{\mathcal{T}_{coh}\}_G = \begin{Bmatrix} N & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{Bmatrix}_G \quad (\text{A V-12})$$

- Cisaillement :

$$\{\mathcal{T}_{coh}\}_G = \begin{Bmatrix} 0 & 0 \\ T_y & 0 \\ 0 & 0 \end{Bmatrix}_G \quad \text{ou} \quad \{\mathcal{T}_{coh}\}_G = \begin{Bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ T_z & 0 \end{Bmatrix}_G \quad (\text{A V-13})$$

- Torsion :

$$\{\mathcal{T}_{coh}\}_G = \begin{Bmatrix} 0 & M_t \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{Bmatrix}_G \quad (\text{A V-14})$$

- Flexion pure :

$$\{\mathcal{T}_{coh}\}_G = \begin{Bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & M_{fy} \\ 0 & 0 \end{Bmatrix}_G \quad \text{ou} \quad \{\mathcal{T}_{coh}\}_G = \begin{Bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & M_{fz} \end{Bmatrix}_G \quad (\text{A V-15})$$

- Flexion plane simple :

$$\{\mathcal{T}_{coh}\}_G = \begin{Bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & M_{fy} \\ T_z & 0 \end{Bmatrix}_G \text{ ou } \{\mathcal{T}_{coh}\}_G = \begin{Bmatrix} 0 & 0 \\ T_y & 0 \\ 0 & M_{fz} \end{Bmatrix}_G \quad (\text{A V-16})$$

- Flexion avec traction/compression :

$$\{\mathcal{T}_{coh}\}_G = \begin{Bmatrix} N & 0 \\ 0 & M_{fy} \\ T_z & 0 \end{Bmatrix}_G \text{ ou } \{\mathcal{T}_{coh}\}_G = \begin{Bmatrix} N & 0 \\ T_y & 0 \\ 0 & M_{fz} \end{Bmatrix}_G \quad (\text{A V-17})$$

- Flexion avec torsion :

$$\{\mathcal{T}_{coh}\}_G = \begin{Bmatrix} 0 & M_t \\ 0 & M_{fy} \\ T_z & 0 \end{Bmatrix}_G \text{ ou } \{\mathcal{T}_{coh}\}_G = \begin{Bmatrix} 0 & M_t \\ T_y & 0 \\ 0 & M_{fz} \end{Bmatrix}_G \quad (\text{A V-18})$$

- Flambage :

$$\{\mathcal{T}_{coh}\}_G = \begin{Bmatrix} N & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & M_{fz} \end{Bmatrix}_G \quad (\text{A V-19})$$

Une fois le type de sollicitation que subit la poutre, il est intéressant de regarder si elle est capable de supporter ces efforts internes. Il faut calculer la contrainte équivalente de Von Mises avec l'équation A V-20.

$$|\sigma_{eq}| = \left| \frac{N_{max}}{S} - \frac{M_{fzmax} * y_{max}}{I_G} \right| \quad (\text{A V-20})$$

Il faut alors que cette contrainte soit inférieure à la résistance élastique du matériau (R_e) de la poutre divisé par le coefficient de sécurité (k), voir l'équation A V-21.

$$|\sigma_{eq}| \leq \frac{R_e}{k} \quad (\text{A V-21})$$

Si la condition ci-dessus est respectée alors la poutre ne subira pas de déformation dans le domaine plastique, irréversible. Lors du cas contraire, il faut changer l'ensemble en modifiant le type de section, ses dimensions ou une autre caractéristique.

Ensuite, il faut regarder la déformation maximale de la poutre, soit calculer la flèche de celle-ci sous les conditions extérieures. La déformée est la clé pour avoir la flèche. En effet, par intégration double de l'équation A V-22 il est possible d'obtenir la flèche à un point souhaité.

$$Y'' = \frac{M_{fz}}{E * I_G} \quad (\text{A V-22})$$

De plus, la résolution de la double intégration ci-dessus passe aussi par la connaissance des conditions aux limites pour trouver les constantes d'intégration.

ANNEXE VI

LISTE DU MATÉRIEL - BANC D'ESSAI

BOM : Banc d'essai de pompage d'eau solaire Photovoltaïque autonome				DELPECH Théo THOMASSET Bastien			
<u>1</u>	<u>Composants principaux</u>						
Nom	Référence	Image	Fabriquant	Caractéristiques Importantes	Prix unitaire /revendeur	Quantité	Prix total
Panneau PV	KuPower CS1H-335MS		Canadian Solar	<ul style="list-style-type: none"> $P_{max} = 335 W$ $V_{mp} = 43.6 V / I_{max} = 9,73 A$ $V_{oc} = 36.2 V / I_{sc} = 9,27 A$ $S = 1.686 m^2$ 	312,5 \$ / Solarity	1	312,5 \$
Contrôleur de pompe solaire LCB	UPNE-Tech LCB 12 A 12/24 V		UPNE-Tech	<ul style="list-style-type: none"> $P_{max} = 350 W$ $V_{nom} = 12/24 V$ $I_{max} = 12 A$ $S_{wiremax} = 16 mm^2$ 	218 \$ / Amazon	1	218 \$
Pompe (CC à AP)	Centrifugal 7322 - 24PV		Dankoff	<ul style="list-style-type: none"> $V_{nom} = 30 V$ $Q_{nom} = 5.41 m^3/h$ $P_{nom} = 285 W$ $E_{nom} = 41.4 \%$ 	2499 \$ / AltE	1	2499 \$
Réservoir	Lefebvre	/	Génie Civil - entreprise Locale	<ul style="list-style-type: none"> $V = 1 m^3 / S = 1 m^2$ $D_{vanne} > 3 cm$ Vanne supérieure d'entrée pour tuyau de diamètre 3" 	100 \$	0	0 \$
Structure	TPM1-G		Preformed	<ul style="list-style-type: none"> Fixation : ballaste ou vis de sol ; Pour un panneau standard type G. 	425 \$ / Solaris	1	425 \$

Figure-A VI-1 Liste du matériel - Partie 1

<u>2</u>	<u>Câblages et tuyauterie</u>						
<u>Nom</u>	<u>Référence</u>	<u>Image</u>	<u>Fabriquant</u>	<u>Caractéristiques Importantes</u>	<u>Prix unitaire /revendeur</u>	<u>Quantité</u>	<u>Prix total</u>
Kit adaptateur solaire (connexion entre panneaux et contrôleur)	RNG-AK-10FT-10-CA		Renogy	<ul style="list-style-type: none"> • $L = 10 \text{ ft} \sim 3 \text{ m}$ • $D = 10 \text{ AWG}$ • $S = 6 \text{ mm}^2$ • Weatherproof 	35 \$ / Renogy	1	35 \$
Câble électrique (connexion entre moteur et contrôleur)	BNTECHGO 10 gauge 10 ft red and 10 ft black		BNTECHGO-US	<ul style="list-style-type: none"> • $L = 10 \text{ ft} \sim 3 \text{ m}$ • $D = 10 \text{ AWG}$ • Matière : Caoutchouc + cuivre 	17 \$ / Amazon	1	17 \$
DC miniature circuit Breaker (fusibles)	SUNDCCB16MN1P-CA		Renogy	<ul style="list-style-type: none"> • $I_{max} = 16 \text{ A}$ • $V_{max} = 250 \text{ V}$ 	25 \$ / Renogy	4	100 \$
Float switch	Float switch pump down 10 A 11004		Dankoff	<ul style="list-style-type: none"> • Fonctionnement avec contrôleur LCB correspond à un type « pump down » 	44 \$ / AltE	1	44 \$
Abri pour les composants	/	/	Achat ou fabrication	<ul style="list-style-type: none"> • Doit contenir la pompe et le contrôleur obligatoirement 	/	0	0 \$

Figure-A VI-2 Liste du matériel - Partie 2

Tuyau flexible en polyéthylène	BO CO-300-75-1		Dubois Agrinovation	<ul style="list-style-type: none"> • $L = 100' = 30 \text{ m}$ • $D = 3'' = 76,2 \text{ mm}$ • Matière : Polyéthylène 	385,07 \$ / Voir devis	1	385,07 \$
Collet Maxi-Clamp	IC M8-86-91		Dubois Agrinovation	<ul style="list-style-type: none"> • $Grandeure_{min} = 86 \text{ mm}$ • $Grandeure_{max} = 91 \text{ mm}$ • Matière : Polyéthylène 	5,19 \$ / Voir devis	30	155,7 \$
Clapet de pied 3" Insert X 3" Insert	Adaptateur mâle Mpt X Insert II 1436030		Dubois Agrinovation	<ul style="list-style-type: none"> • $D = 3'' = 76,2 \text{ mm}$ • Matière : PVC 	117,16 \$ / Voir devis	1	117,16 \$
	Clapet de pied PVC IV 17PFV-300	/		<ul style="list-style-type: none"> • Matière : PVC 			
Manchon insertion en PVC – cédule 40	II 1429030		Dubois Agrinovation	<ul style="list-style-type: none"> • $D = 3'' = 76,2 \text{ mm}$ • Matière : PVC 	11,85 \$ / Voir devis	5	59,25 \$
Coude 90 en PVC Insertion – Cédule 40	II 1406030		Dubois Agrinovation	<ul style="list-style-type: none"> • $D = 3'' = 76,2 \text{ mm}$ • Matière : PVC 	25,95 \$ / Voir devis	5	129,75 \$

Figure-A VI-3 Liste du matériel - Partie 3

Valve anti-retour 3" Insert X 3" Insert	Adaptateur mâle Mpt X Insert II 1436030		Dubois Agrinovation	<ul style="list-style-type: none"> • $D = 3'' = 76,2 \text{ mm}$ • Matière : PVC 	297,92 \$ / Voir devis	1	297,92 \$
	Valve anti-retour IV 17CV300			<ul style="list-style-type: none"> • Matière : laiton 			
Valve à bille 3" Insert X 3" Insert	Adaptateur mâle Mpt X Insert II 1436030		Dubois Agrinovation	<ul style="list-style-type: none"> • $D = 3'' = 76,2 \text{ mm}$ • Matière : PVC 	76,08 \$ / Voir devis	2	152,16 \$
	Vale à bielle IV 0921-30			<ul style="list-style-type: none"> • $D = 3'' = 76,2 \text{ mm}$ • Matière : PVC 			
Adaptateur réduit 3" Insert X 1-1/4" Mpt	Adaptateur PVC Slip Boyau 3" Machiné II IXS03	/	Dubois Agrinovation	<ul style="list-style-type: none"> • Matière : PVC 	30,31 \$ / Voir devis	1	30,31 \$
	Réduit collé X Spigot SCH 80 II 437336			<ul style="list-style-type: none"> • $D = 3'' * 1 - 1/4'' = 76,2 \text{ mm} * 31,75 \text{ mm}$ 			
	Demi-Mamelon PVC SCH80 1-1/4 X 2-3/4" II 861175.5	/					

Figure-A VI-4 Liste du matériel - Partie 4

Adaptateur réduit 3" Insert X 1" Mpt	Adaptateur PVC Slip Boyau 3" Machiné II IXS03	/	Dubois Agrinovation	<ul style="list-style-type: none"> • Matière : PVC 	30,30 \$ / Voir devis	1	30,30 \$			
	Réduit collé X Spigot SCH 80 II 437335			<ul style="list-style-type: none"> • $D = 3'' * 1'' = 76,2 \text{ mm} * 25,4 \text{ mm}$ 						
	Demi-Mamelon 1" X 2" SCH80 II 861135.5	/								
Prix sous-total Composants Principaux						3454,5 \$				
Prix sous-total Composants Secondaires						1478,62 \$				
Prix TOTAL						4933,12 \$				

Figure-A VI-5 Liste du matériel - Partie 5

ANNEXE VII

RÉSULTATS DÉTAILLÉS DES AUTRES CONFIGURATIONS DU SPEPV MODULABLE

Cette annexe présente les résultats détaillés des dernières configurations du SPEPV modulable. Il y a la configuration 3P, 4P, 5P et 6P.

1. Pour trois panneaux

Les pièces présentes dans le SPEPV pour trois panneaux sont listées dans le tableau VII-1 suivant :

Tableau-A VII-1 Pièces principales du SPEPV à 3 panneaux PV

Composants	Nom	Caractéristiques clés	Fournisseur	Quantité
Panneau	CS1H-335MS	335Wc - 30V	CSI Solar	3
Pompe	Suncentric 7322	24V-280W	Dankoff	3
Structure	UTPM6	Support 6 panneaux standards	Preformed	1
Tuyau	Tuyaux en acier	DN100 (D4")	Local	20m
Réservoir	Génie civil	186,6 m3	Local	1

Ainsi, le système possédant deux panneaux de la partie 3.2.3.2 est amélioré avec l'ajout d'un panneau et d'une pompe. La nouvelle pompe est branchée en parallèle des précédentes. Le nouveau panneau est lui aussi connecté en parallèle avec les anciens. Il faut aussi changer le circuit hydraulique avec des tuyaux en acier DN100 de diamètre 101,6 mm. De plus, les résultats principaux de ce SPEPV sont présentés dans le tableau VII-2 suivant :

Tableau-A VII-2 Résultats principaux - SPEPV P3

Mois	Irradiance effective	Energie PV	Energie fonctionnement pompe	Perthes réservoir plein	Pression pompe moyenne	Volume d'eau pompée	Eau consommée	Eau manquante
Janvier	kWh/m ²	kWh	kWh	kWh	bar	m ³ /jour	m ³ /jour	m ³ /jour
Janvier	121.2	121.4	86.44	18.45	5.951	60.64	58.22	3.98
Février	131.1	131.6	77.95	34.04	5.952	62.20	62.20	0.00
Mars	139.0	134.1	84.76	28.92	5.940	59.81	59.81	2.39
Avril	163.0	152.5	84.07	51.76	5.883	62.20	62.20	0.00
Mai	178.9	163.7	86.60	59.49	5.883	62.20	62.20	0.00
Juin	146.9	133.3	83.48	30.91	5.849	62.20	62.20	0.00
Juillet	196.0	171.9	86.24	69.45	5.869	62.22	62.20	0.00
Août	167.2	148.9	83.97	47.16	5.893	62.18	62.20	0.00
Septembre	143.0	129.4	82.45	29.48	5.896	62.20	62.20	0.00
Octobre	108.8	102.0	71.51	14.84	5.913	52.53	57.96	4.24
Novembre	115.9	109.0	77.40	18.86	5.958	58.80	57.99	4.21
Décembre	72.3	71.4	58.73	0.00	5.977	42.74	42.80	19.40
Année	1683.3	1569.2	963.60	403.35	5.907	59.11	59.30	2.90

Le système a une efficacité globale de 61,4% et la pompe de 36,6%. De plus, d'après le tableau, le SPEPV avec trois panneaux pompe en moyenne $59,11 \text{ m}^3/j$ sur l'année selon l'évolution présente sur le graphique VII-1.

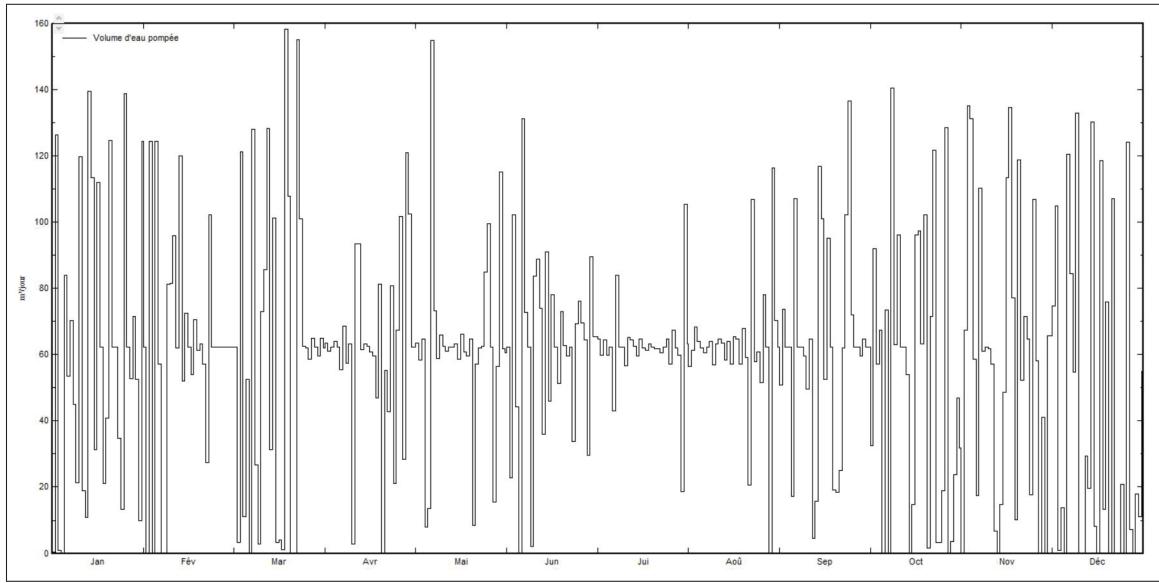


Figure-A VII-1 Évolution du pompage journalier sur une année - SPEPV P3

Le volume d'eau pompée peut atteindre les $158 \text{ m}^3/j$ en mars et en mai. Les jours sans pompage sont nombreux en octobre, novembre et décembre.

Avec la mise à jour du système il faut alors un réservoir de $186,6 \text{ m}^3$, soit pratiquement le triple de la configuration initiale avec un panneau. L'évolution de son volume d'eau journalier est décrite dans la figure VII-2, ci-dessous :

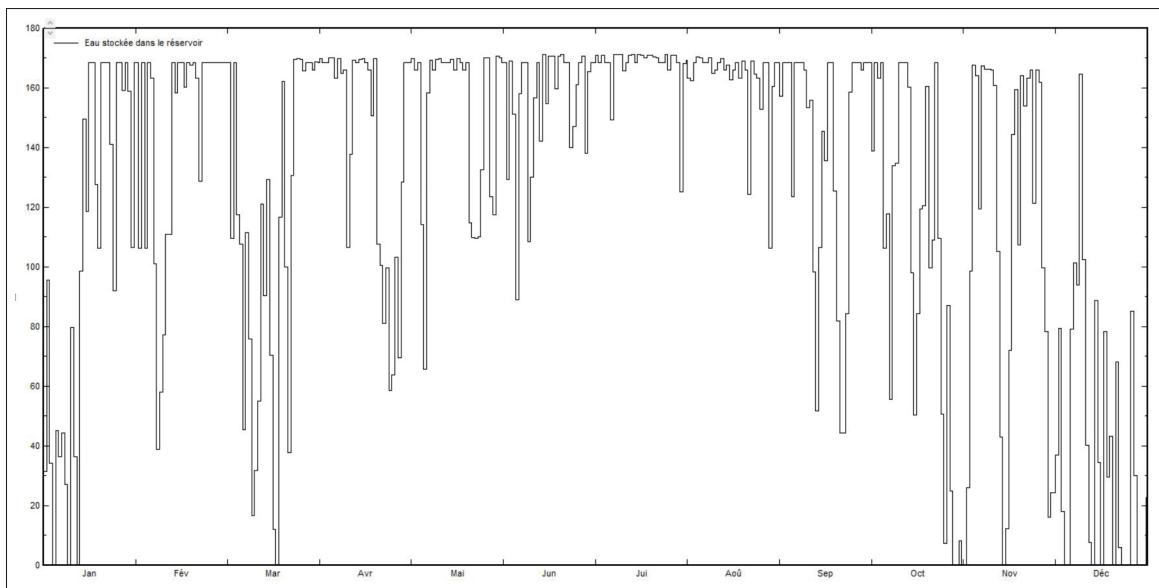


Figure-A VII-2 Évolution journalière du volume d'eau dans le réservoir sur une année - SPEPV P3

Ce graphe corrobore le constat du tableau VII-2. En décembre et en janvier, le réservoir n'est presque jamais plein tandis qu'en juin ou en août, il est régulièrement plein.

Le nouveau débit maximal du SPEPV est de $19,8 \text{ m}^3/\text{h}$ comme le met en évidence le graphique VII-3.

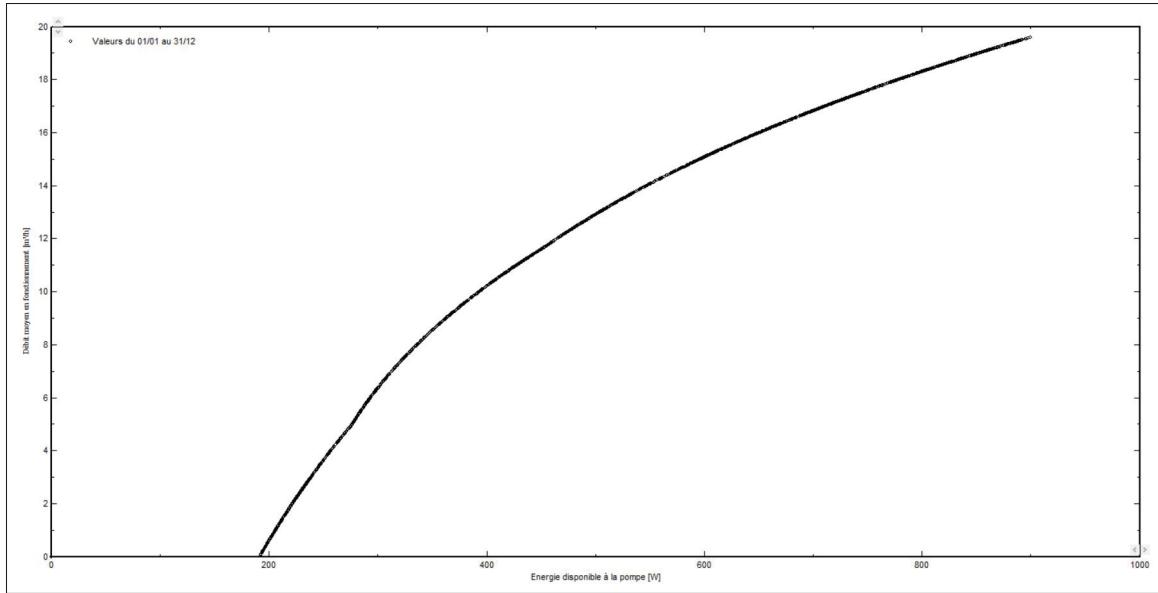


Figure-A VII-3 Débit des pompes en fonction de la puissance des modules photovoltaïques - SPEPV P3

Le pompage commence autour de 200W à l'entrée des pompes. Ce démarrage avec aussi peu de puissance est possible grâce au couplage MPPT. Avec trois panneaux, le SPEPV a alors la production normalisée suivante sur l'histogramme VII-4 :

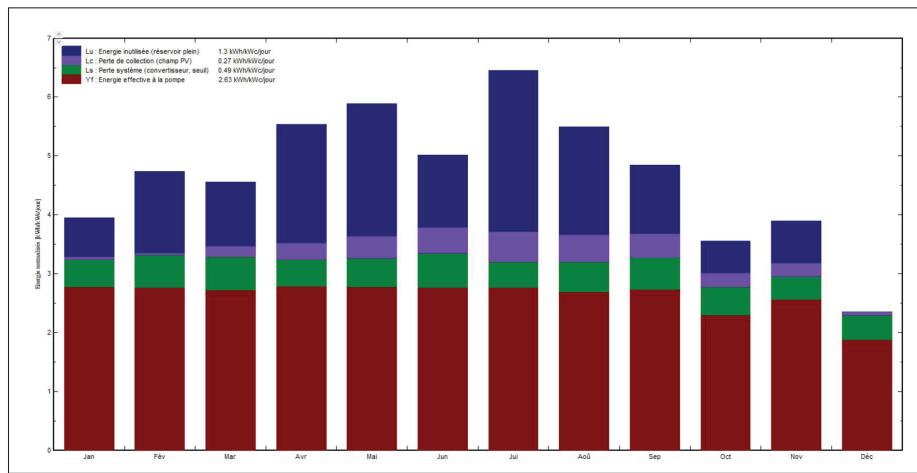


Figure-A VII-4 Productions normalisées (par kWp installé) : Puissance nominale 1005 Wc - SPEPV P3

La moyenne d'énergie inutilisée par cause de réservoir plein de 1,29 kWh/kWc/j est importante et représente les principales pertes du système. Cette amélioration permet alors de passer à 248 personnes, consommant 250 L/j. Ainsi, il suit les besoins d'une communauté avec le minimum de changements. Avec les adaptations adéquates, il est possible d'arriver à ce système en partant du SPEPV 1P ou 2P.

2. Pour quatre panneaux

Les pièces présentes dans le SPEPV pour quatre panneaux sont listées dans le tableau VII-3 suivant :

Tableau-A VII-3 Pièces principales du SPEPV à 4 panneaux PV

Composants	Nom	Caractéristiques clés	Fournisseur	Quantité
Panneau	CS1H-335MS	335WC - 30V	CSI Solar	4
Pompe	Suncentric 7322	24V - 280W	Dankoff	4
Structure	UTPM6	Support 6 panneaux standards	Preformed	1
Tuyau	Tuyau en acier	DN100 (D4")	Local	20m
Réservoir	Génie civil	244,8 m3	Local	1

Ainsi, le système avec trois panneaux de la partie 1 est amélioré avec l'ajout d'un panneau et d'une pompe. La nouvelle pompe est branchée en parallèle des précédentes. Le nouveau panneau est aussi connecté en parallèle avec les anciens. Si l'amélioration est réalisée à partir de la configuration à trois panneaux, alors les tuyaux n'ont pas besoin d'être changés. De plus, les résultats principaux de ce SPEPV sont présentés dans le tableau VII-4 suivant :

Tableau-A VII-4 Résultats principaux - SPEPV P4

Mois	Irradiance effective <i>kWh/m²</i>	Energie PV <i>kWh</i>	Energie fonctionnement pompe <i>kWh</i>	Pertes réservoir plein <i>kWh</i>	Pression pompe moyenne <i>bar</i>	Volume d'eau pompé <i>m³/jour</i>	Eau consommée <i>m³/jour</i>	Eau manquante <i>m³/jour</i>
Janvier	121.2	161.8	115.7	24.19	0.601	79.44	76.26	5.34
Février	131.1	175.4	104.5	44.84	0.601	81.60	81.60	0.00
Mars	139.0	178.8	113.4	38.14	0.599	78.33	78.33	3.27
Avril	163.0	203.3	112.7	68.41	0.590	81.60	81.60	0.00
Mai	178.9	218.3	116.1	78.66	0.589	81.60	81.60	0.00
Juin	146.9	177.8	111.9	40.63	0.584	81.60	81.60	0.00
Juillet	196.0	229.2	115.6	92.01	0.587	81.63	81.60	0.00
Août	167.2	198.5	112.6	62.24	0.591	81.57	81.60	0.00
Septembre	143.0	172.5	110.5	38.70	0.592	81.60	81.60	0.00
Octobre	108.8	136.0	95.8	19.32	0.594	68.85	75.98	5.62
Novembre	115.9	145.3	103.7	24.64	0.602	77.08	76.04	5.56
Décembre	72.3	95.2	78.3	0.00	0.605	55.75	55.82	25.78
Année	1683.3	2092.3	1290.9	531.78	0.593	77.49	77.74	3.86

Le système a une efficacité globale de 61,7% et la pompe de 37,0%. De plus, d'après le tableau, le SPEPV avec quatre panneaux pompe en moyenne $77,49 \text{ m}^3/\text{j}$ sur l'année selon l'évolution présente sur le graphique VII-5.

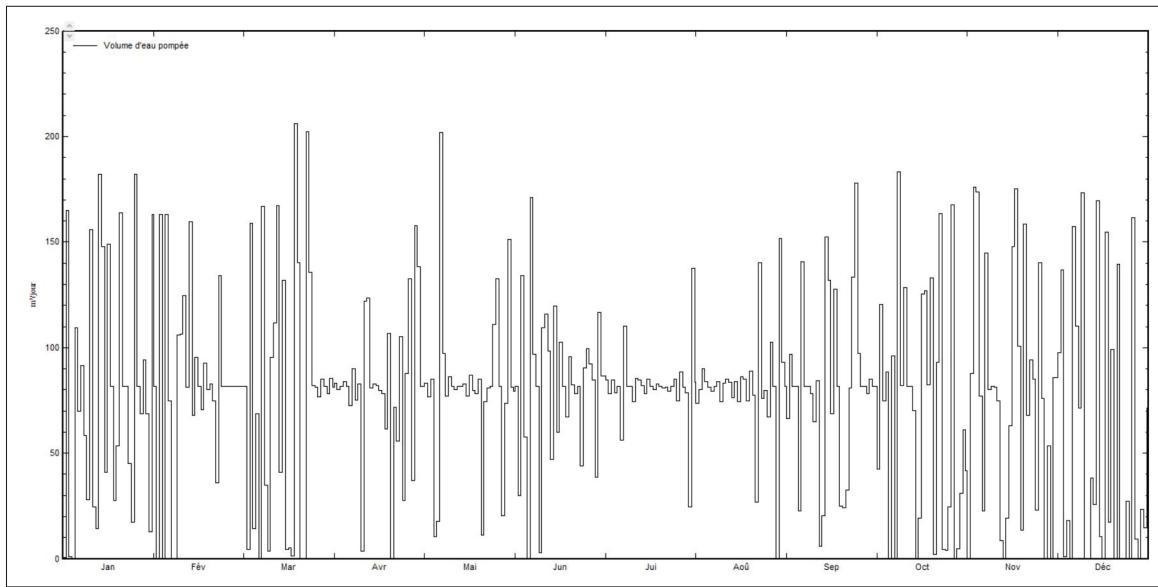


Figure-A VII-5 Évolution du pompage journalier sur une année - SPEPV P4

Le volume d'eau pompée peut atteindre les $210 \text{ m}^3/\text{j}$ en mars et en mai. Les jours sans pompage sont nombreux en octobre, novembre et décembre.

Avec la mise à jour du système il faut alors un réservoir de $244,8 \text{ m}^3$, soit pratiquement le quadruple de la configuration initiale avec un panneau. L'évolution de son volume d'eau journalier est décrite dans la figure VII-6, ci-dessous :

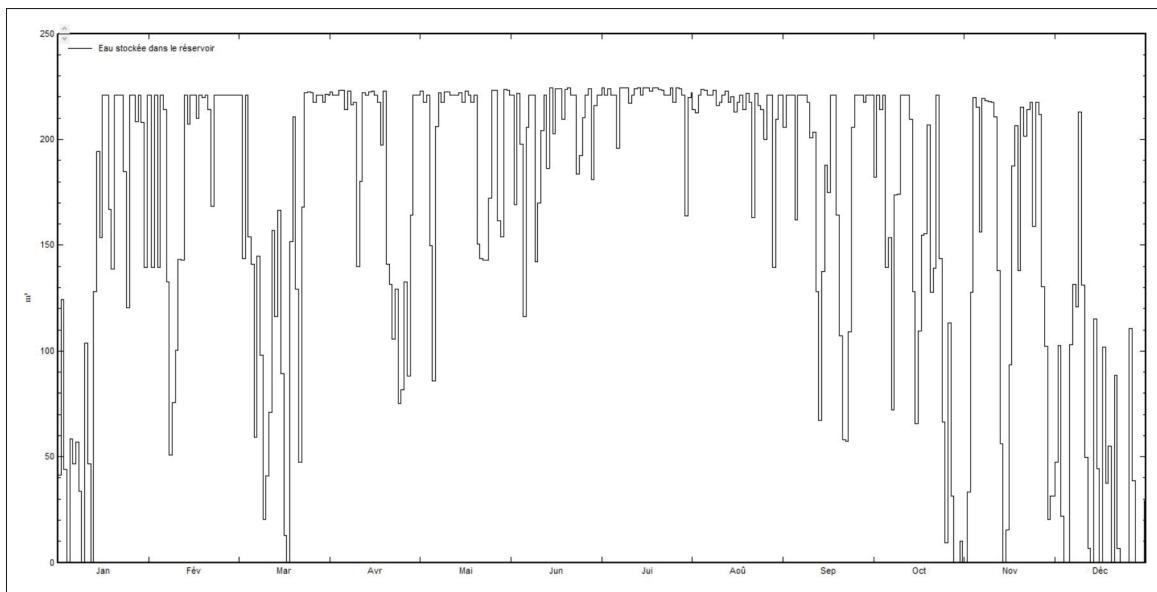


Figure-A VII-6 Évolution journalière du volume d'eau dans le réservoir sur une année - SPEPV P4

Ce graphe corrobore le constat du tableau VII-4. Le réservoir n'est presque jamais plein en décembre ou en janvier tandis qu'en juin ou en août, il est régulièrement plein.

Le nouveau débit maximal du SPEPV est de $25,5 \text{ m}^3/\text{h}$ comme le met en évidence le graphique VII-7.

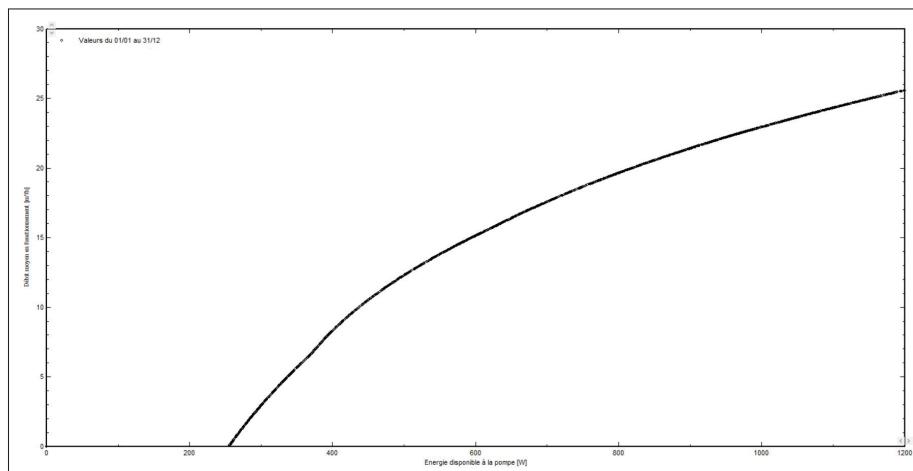


Figure-A VII-7 Débit des pompes en fonction de la puissance des modules photovoltaïques - SPEPV P4

Le pompage commence autour de 250W à l'entrée des pompes. Ce démarrage avec aussi peu de puissance est possible grâce au couplage MPPT. Le SPEPV avec quatre panneaux a alors la production normalisée suivante sur l'histogramme VII-8.

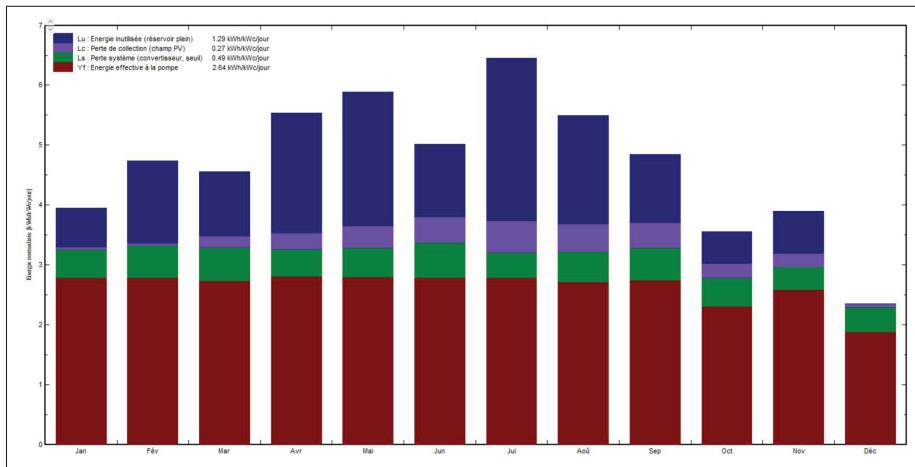


Figure-A VII-8 Productions normalisées (par kWp installé) : Puissance nominale 1340 Wc - SPEPV P4

La moyenne d'énergie inutilisée par cause de réservoir plein de 1,29 kWh/kWc/j est importante et représente les principales pertes du système. Cette amélioration permet alors de passer à 326 personnes, consommant 250 L/j. Ainsi, il suit les besoins d'une communauté avec le minimum de changements. Avec les adaptations adéquates, il est possible d'arriver à ce système en partant du SPEPV 1P, 2P ou 3P.

3. Pour cinq panneaux

Les pièces présentent dans le SPEPV pour cinq panneaux sont listées dans le tableau VII-5 suivant :

Tableau-A VII-5 Pièces principales du SPEPV à 5 panneaux PV

Composants	Nom	Caractéristiques clés	Fournisseur	Quantité
Panneau	CS1h-335MS	335Wc - 30V	CSI Solar	5
Pompe	Suncentric 7322	24V-280W	Dankoff	5
Structure	UTPM6	Support 6 panneaux standards	Preformed	1
Tuyau	Tuyau en acier	DN125 (D5")	Local	20m
Réservoir	Génie civil	309,6 m3	Local	1

Ainsi, le système avec quatre panneaux de la partie 2 est amélioré avec l'ajout d'un panneau et d'une pompe. La nouvelle pompe est branchée en parallèle des précédentes. Le nouveau panneau est aussi connecté en parallèle avec les anciens. Si l'amélioration est réalisée à partir de la configuration à quatre panneaux alors les tuyaux doivent être changé avec des DN125 de diamètre 127 mm. De plus, les résultats principaux de ce SPEPV sont présentés dans le tableau VII-6 suivant :

Tableau-A VII-6 Résultats principaux - SPEPV P5

Mois	Irradiance effective <i>kWh/m²</i>	Energie PV <i>kWh</i>	Energie fonctionnement pompe <i>kWh</i>	Pertes réservoir plein <i>kWh</i>	Pression pompe moyenne <i>mCE</i>	Volume d'eau pompée <i>m³/jour</i>	Eau consommée <i>m³/jour</i>	Eau manquante <i>m³/jour</i>
<i>Janvier</i>	121.2	202.3	144.0	30.8	0.587	100.6	96.6	6.60
<i>Février</i>	131.1	219.3	129.9	56.7	0.587	103.2	103.2	0.00
<i>Mars</i>	139.0	223.6	141.3	48.2	0.586	99.2	99.2	3.96
<i>Avril</i>	163.0	254.1	140.1	86.3	0.580	103.2	103.2	0.00
<i>Mai</i>	178.9	272.8	144.3	99.2	0.580	103.2	103.2	0.00
<i>Juin</i>	146.9	222.2	139.1	51.6	0.576	103.2	103.2	0.00
<i>Juillet</i>	196.0	286.5	143.7	115.8	0.578	103.2	103.2	0.00
<i>Août</i>	167.2	248.2	139.9	78.6	0.581	103.2	103.2	0.00
<i>Septembre</i>	143.0	215.6	137.4	49.1	0.581	103.2	103.2	0.00
<i>Octobre</i>	108.8	170.1	119.2	24.7	0.583	87.2	96.2	7.03
<i>Novembre</i>	115.9	181.7	129.0	31.4	0.588	97.6	96.2	6.98
<i>Décembre</i>	72.3	119.0	97.9	0.0	0.590	70.9	71.0	32.19
<i>Année</i>	1683.3	2615.3	1605.8	672.4	0.582	98.1	98.4	4.80

Le système a une efficacité globale de 61,4% et la pompe de 36,6%. De plus d'après le tableau, le SPEPV avec cinq panneaux pompe en moyenne $98,1 \text{ m}^3/j$ sur l'année, selon l'évolution présente sur le graphique VII-9.

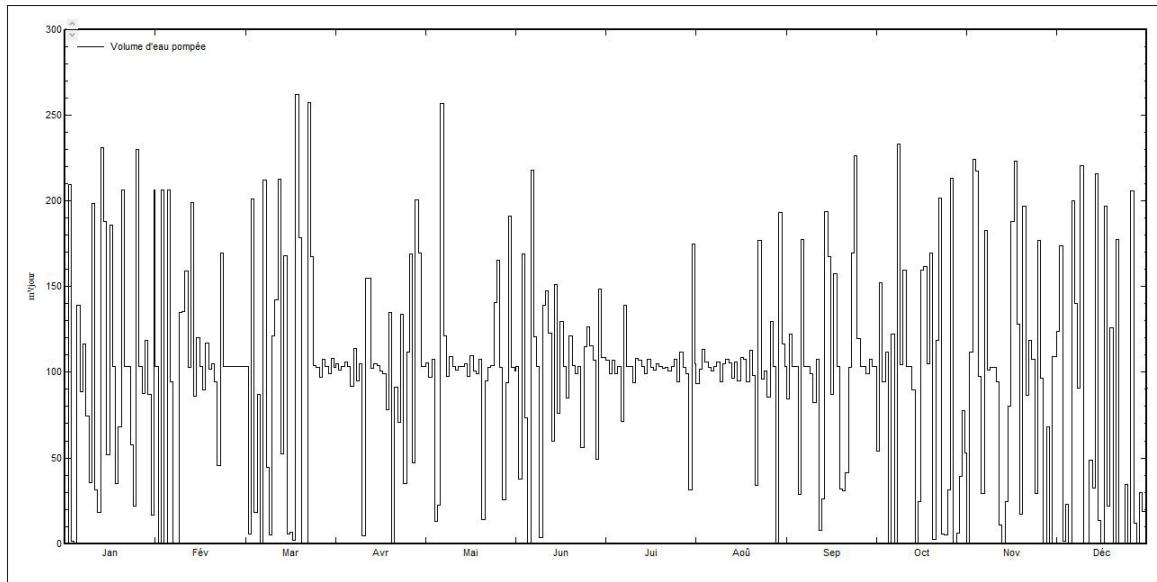


Figure-A VII-9 Évolution du pompage journalier sur une année - SPEPV P5

Le volume d'eau pompée peut atteindre les $260 \text{ m}^3/j$ en mars et en mai. Les jours sans pompage sont nombreux en octobre, novembre et décembre.

Avec la mise à jour du système il faut alors un réservoir de $309,6 \text{ m}^3$, soit pratiquement le quintuple de la configuration initiale avec un panneau. L'évolution de son volume d'eau journalier est décrite dans la figure VII-10, ci-dessous :

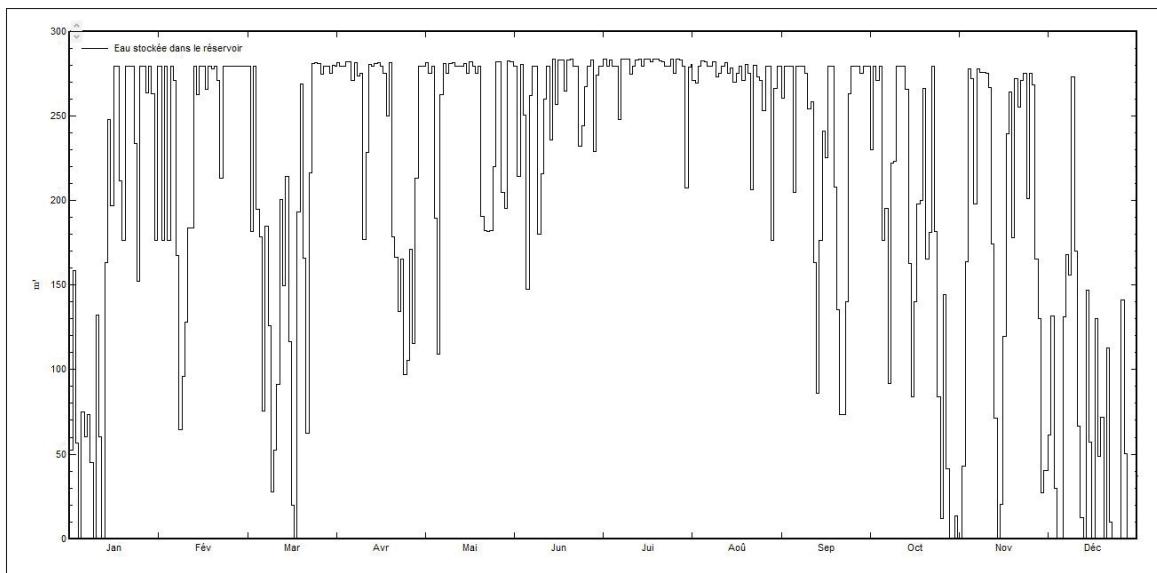


Figure-A VII-10 Évolution journalière du volume d'eau dans le réservoir sur une année - SPEPV P5

Ce graphe corrobore le constat du tableau VII-6. Il n'est presque jamais plein durant le mois de décembre ou de janvier tandis qu'il est régulièrement plein sur les mois de juin ou d'août.

Le nouveau débit maximal du SPEPV est de $33 \text{ m}^3/\text{h}$ comme le met en évidence le graphique VII-11.

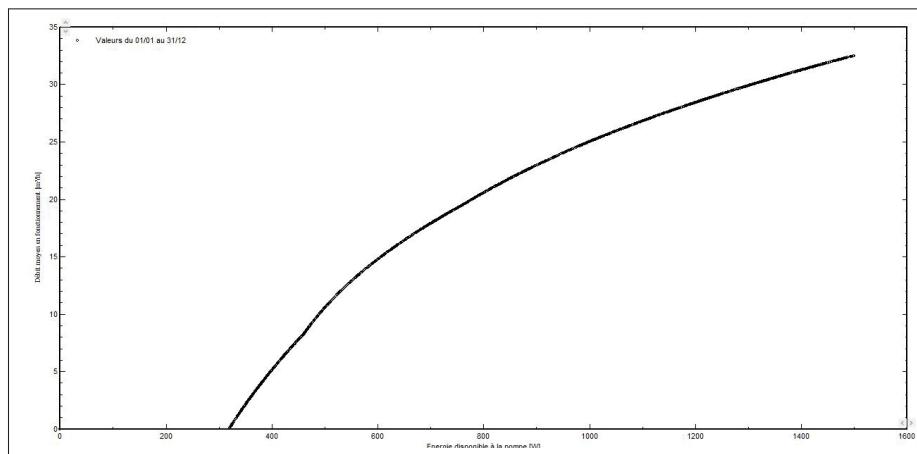


Figure-A VII-11 Débit des pompes en fonction de la puissance des modules photovoltaïques - SPEPV P5

Le pompage commence autour de 320W à l'entrée des pompes. Ce démarrage avec aussi peu de puissance est possible grâce au couplage MPPT. Le SPEPV avec cinq panneaux a alors la production normalisée suivante sur l'histogramme VII-12.

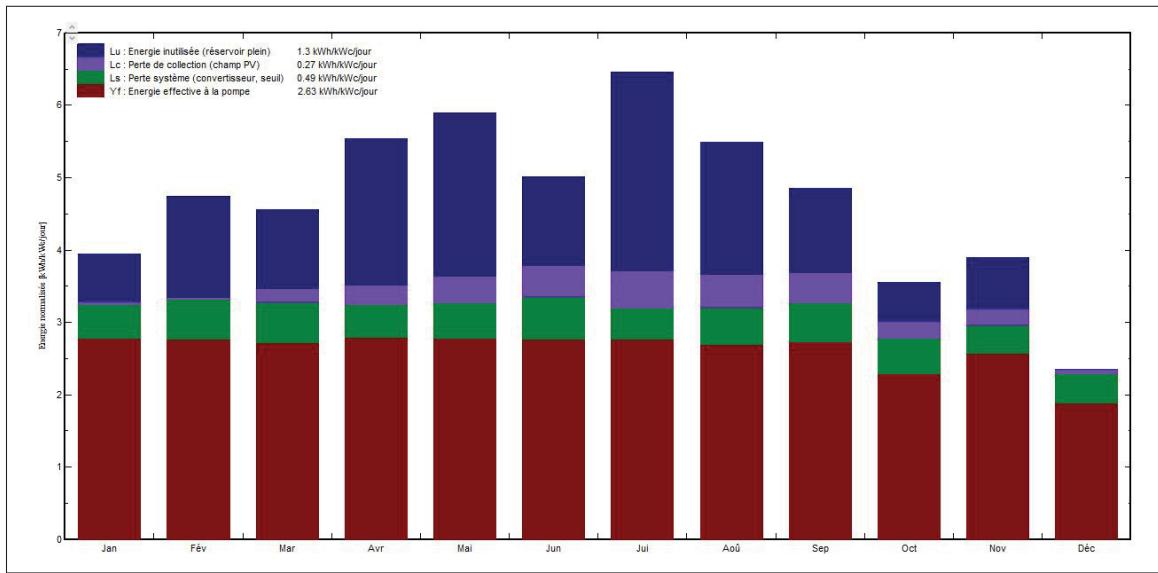


Figure-A VII-12 Productions normalisées (par kWp installé) : Puissance nominale 1675 Wc - SPEPV P5

La moyenne d'énergie inutilisée par cause de réservoir plein de 1,29 kWh/kWc/j est importante et représente les principales pertes du système. Cette amélioration permet alors de passer à 412 personnes, consommant 250 L/j. Ainsi, il suit les besoins d'une communauté avec le minimum de changements. Avec les adaptations adéquates, il est possible d'arriver à ce système en partant du SPEPV 1P, 2P, 3P ou 4P.

4. Pour six panneaux

Les pièces présentes dans le SPEPV pour six panneaux sont listées dans le tableau VII-7 suivant :

Tableau-A VII-7 Pièces principales du SPEPV à 6 panneaux PV

Composants	Nom	Caractéristiques clées	Fournisseur	Quantité
Panneau	CS1h-335MS	335Wc - 30V	CSI Solar	6
Pompe	Suncentric 7322	24V-280W	Dankoff	6
Structure	UTPM6	Support 6 panneaux standards	Preformed	1
Tuyau	Tuyau en acier	DN150 (D6")	Local	20m
Réservoir	Génie civil	376,5 m3	Local	1

Ainsi, le système avec cinq panneaux de la partie 3 est amélioré avec l'ajout d'un panneau et d'une pompe. La nouvelle pompe est branchée en parallèle des précédentes. Le nouveau panneau est aussi connecté en parallèle avec les anciens. Si l'amélioration est réalisée à partir de la configuration à cinq panneaux alors les tuyaux doivent être changés avec des DN150 de diamètre 152,4 mm. De plus, les résultats principaux de ce SPEPV sont présentés dans le tableau VII-8 suivant :

Tableau-A VII-8 Résultats principaux - SPEPV P6

Mois	Irradiance effective kWh/m ²	Energie PV kWh	Energie fonctionnement pompe kWh	Pertes réservoir plein kWh	Pression pompe moyenne bar	Volume d'eau pompée m ³ /jour	Eau consommée m ³ /jour	Eau manquante m ³ /jour
Janvier	121.2	242.8	173.2	36.6	0.579	122.3	117.4	8.14
Février	131.1	263.2	156.4	67.6	0.579	125.5	125.5	0.00
Mars	139.0	268.3	169.8	57.5	0.578	120.6	120.6	4.94
Avril	163.0	304.9	168.6	103.1	0.574	125.5	125.5	0.00
Mai	178.9	327.4	173.7	118.5	0.574	125.5	125.5	0.00
Juin	146.9	266.6	167.4	61.4	0.571	125.5	125.5	0.00
Juillet	196.0	343.8	172.9	138.4	0.572	125.5	125.5	0.00
Août	167.2	297.8	168.4	93.9	0.574	125.5	125.5	0.00
Septembre	143.0	258.7	165.3	58.5	0.575	125.5	125.5	0.00
Octobre	108.8	204.1	143.3	29.4	0.576	105.9	116.9	8.60
Novembre	115.9	218.0	155.2	37.4	0.580	118.6	117.0	8.52
Décembre	72.3	142.8	117.5	0.0	0.581	86.0	86.1	39.40
Année	1683.3	3138.4	1931.6	802.3	0.575	119.2	119.6	5.89

Le système a une efficacité globale de 61,5% et la pompe de 36,4%. De plus d'après le tableau, le SPEPV avec six panneaux pompe en moyenne 119,2 m³/j sur l'année selon l'évolution présente sur le graphique VII-13.

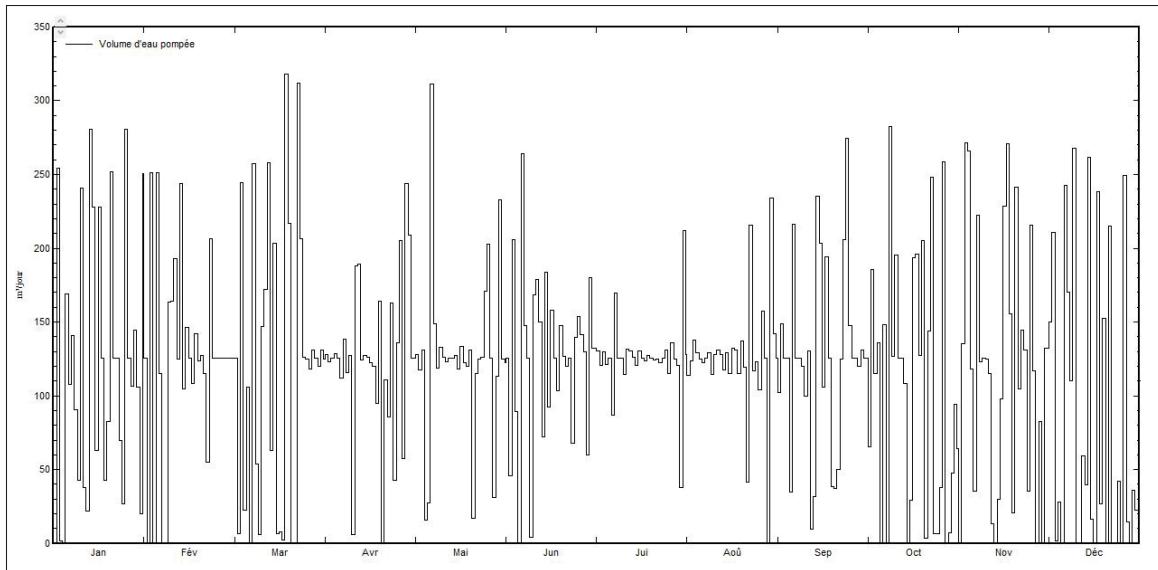


Figure-A VII-13 Évolution du pompage journalier sur une année - SPEPV P6

Le volume d'eau pompée peut atteindre les $320 \text{ m}^3/\text{j}$ en mars et en mai. Les jours sans pompage sont nombreux en octobre, novembre et décembre.

Avec la mise à jour du système il faut alors un réservoir de $376,5 \text{ m}^3$, soit pratiquement le sextuple de la configuration initiale avec un panneau. L'évolution de son volume d'eau journalier est décrite dans la figure VII-14, ci-dessous :

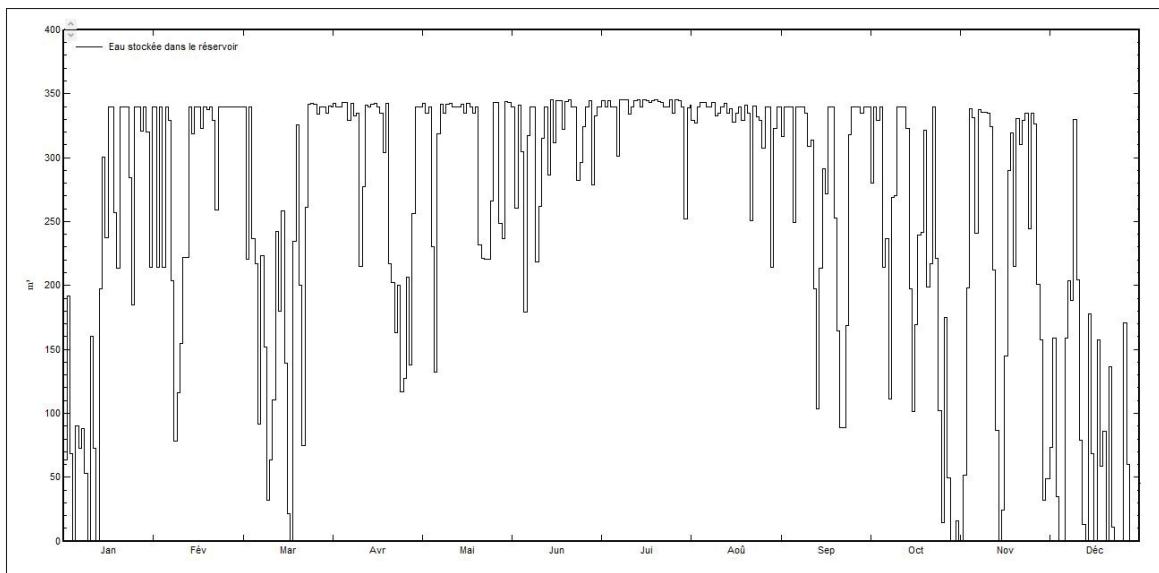


Figure-A VII-14 Évolution journalière du volume d'eau dans le réservoir sur une année - SPEPV P6

Ce graphe corrobore le constat du tableau VII-8. Il n'est presque jamais plein en décembre ou en janvier tandis qu'en juin ou en août, il est régulièrement plein.

Le nouveau débit maximal du SPEPV est de $39 \text{ m}^3/\text{h}$ comme le met en évidence le graphique VII-15.

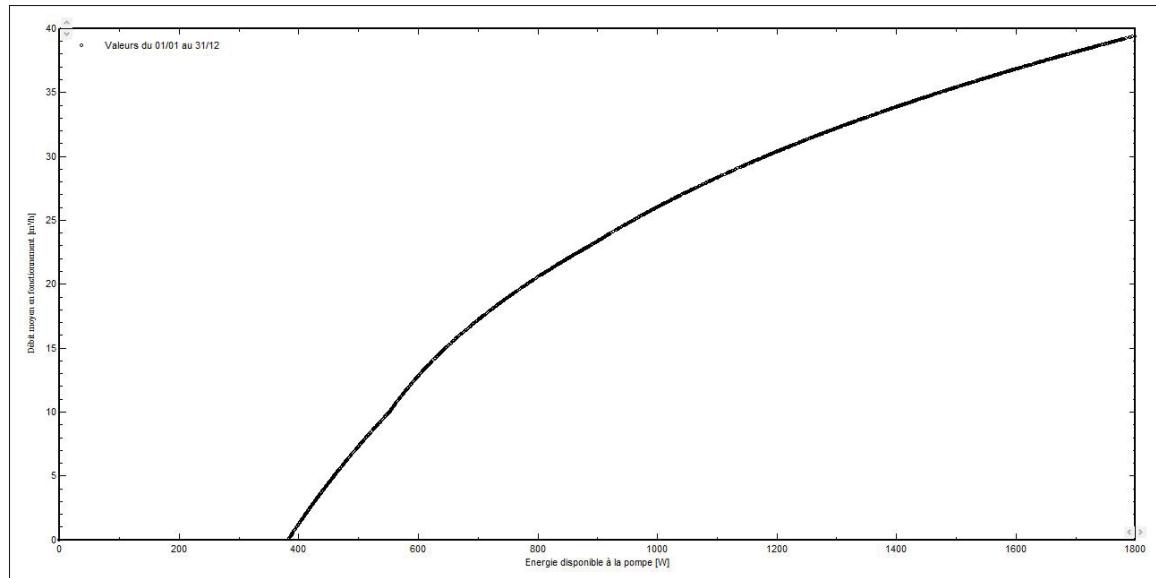


Figure-A VII-15 Débit des pompes en fonction de la puissance des modules photovoltaïques - SPEPV P6

Le pompage commence autour de 390W à l'entrée des pompes. Ce démarrage avec aussi peu de puissance est possible grâce au couplage MPPT. Le SPEPV avec six panneaux a alors la production normalisée suivante sur l'histogramme VII-16.

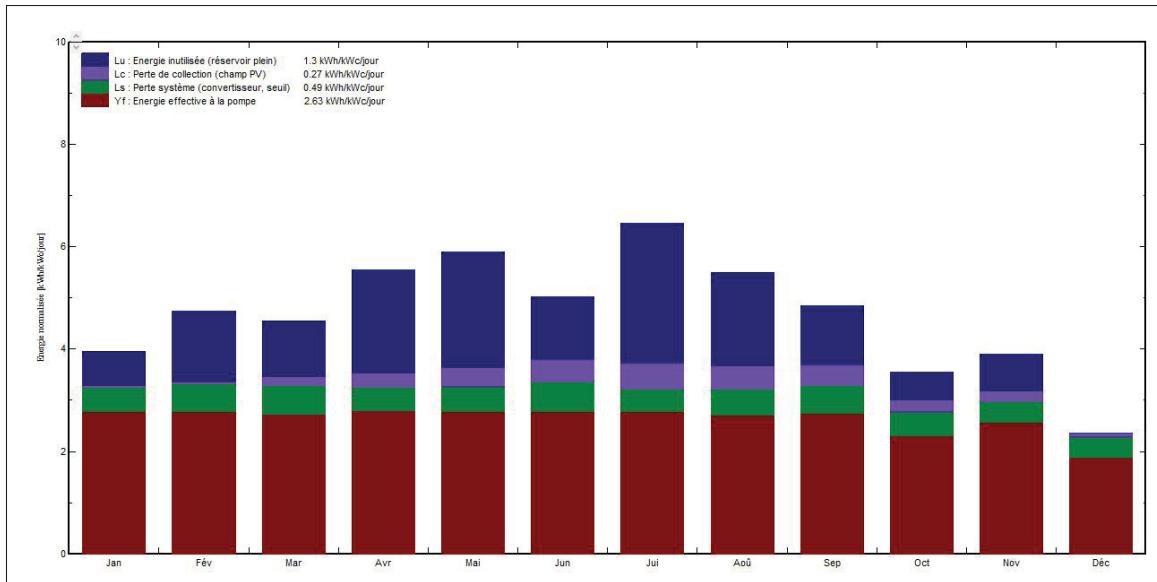


Figure-A VII-16 Productions normalisées (par kWp installé) : Puissance nominale 2010
Wc - SPEPV P6

La moyenne d'énergie inutilisée par cause de réservoir plein de 1,29 kWh/kWc/j est importante et représente les principales pertes du système. Cette amélioration permet alors de passer à 502 personnes, consommant 250 L/j. Ainsi, il suit les besoins d'une communauté avec le minimum de changements. Avec les adaptations adéquates, il est possible d'arriver à ce système en partant du SPEPV 1P, 2P, 3P, 4P ou 5P.

BIBLIOGRAPHIE

- A.Duffie, J. & A.Beckman, W. (2013). *Solar engineering of thermal processes.* doi : 10.1002/9781118671603.
- Aghilesh, V., Manigandan, P., Reddy, S., Raja sekar, K. & Shunmugavelu, N. (2020). Design and Analysis of an Agriculture Solar Panel Support Structure with Tilting Mechanisms. Dans Yang, L.-J., Haq, A. N. & Nagarajan, L. (Éds.), *Proceedings of ICDMC 2019* (pp. 227–235). Singapore : Springer Singapore. doi : 10.1007/978-981-15-3631-1_21.
- Ali, B., Attayyab Khan, A., Ahmed Khan, Q., Yamin, T. & Adeel, M. (2019). Portable Solar Powered DC Pumping System Using Pump Jack and MPPT. *2019 2nd International Conference on Computing, Mathematics and Engineering Technologies (iCoMET)*, pp. 1–5. doi : 10.1109/iCoMET.2019.8673521.
- Bakelli, Y., Hadj Arab, A. & Azoui, B. (2011). Optimal Sizing of Photovoltaic Pumping System with Water Tank Storage Using LPSP Concept. *Solar Energy*, 85(2), 288–294. doi : 10.1016/j.solener.2010.11.023.
- Benghanem, M., Daffallah, K., Joraid, A., Alamri, S. & Jaber, A. (2013). Performances of Solar Water Pumping System Using Helical Pump for a Deep Well : A Case Study for Madinah, Saudi Arabia. *Energy Conversion and Management*, 65, 50–56. doi : 10.1016/j.enconman.2012.08.013.
- Benghanem, M., Daffallah, K., Alamri, S. & Joraid, A. (2014). Effect of Pumping Head on Solar Water Pumping System. *Energy Conversion and Management*, 77, 334–339. doi : 10.1016/j.enconman.2013.09.043.
- Benlarbi, K., Mokrani, L. & Nait-Said, M. (2004). A Fuzzy Global Efficiency Optimization of a Photovoltaic Water Pumping System. *Solar Energy*, 77(2), 203–216. doi : 10.1016/j.solener.2004.03.025.
- Betka, A. & Attali, A. (2010). Optimization of a Photovoltaic Pumping System Based on the Optimal Control Theory. *Solar Energy*, 84(7), 1273–1283. doi : 10.1016/j.solener.2010.04.004.
- Campana, P., Li, H., Zhang, J., Zhang, R., Liu, J. & Yan, J. (2015). Economic Optimization of Photovoltaic Water Pumping Systems for Irrigation. *Energy Conversion and Management*, 95, 32–41. doi : 10.1016/j.enconman.2015.01.066.
- CanadianSolar. PV Module HiDM CS1H-335 Technical Data. Repéré à https://static.csisolar.com/wp-content/uploads/2019/12/Canadian_Solar-Datasheet-HiDM_CS1H-MS_EN.pdf.

Carrier, F. & Schiller, E. J. (1993). Méthode de dimensionnement du réservoir dans les systèmes de pompage photovoltaïques. *rseau*, 6(2), 175–193. doi : 10.7202/705172ar.

Chung, K., Chang, K. & Liu, Y. (2008). Reduction of Wind Uplift of a Solar Collector Model. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 96(8-9), 1294–1306. doi : 10.1016/j.jweia.2008.01.012.

CIEAU. Consommation d'eau à travers le monde. Repéré à <https://www.cieau.com/le-metier-de-leau/ressource-en-eau-eau-potable-eaux-usees/la-consommation-deau-domestique-est-elle-la-meme-a-travers-le-monde/>.

Cuadros, F., López-Rodríguez, F., Marcos, A. & Coello, J. (2004). A Procedure to Size Solar-Powered Irrigation (Photoirrigation) Schemes. *Solar Energy*, 76(4), 465–473. doi : 10.1016/j.solener.2003.08.040.

Dankoff. SunCentric Surface Pump - Installation. Repéré à <https://www.dankoffsolarpumps.com/wp-content/uploads/DANKOFF-SOLAR-Suncentric-Installation-Manual.pdf>.

Dankoff. SunCentric Surface Pump Technical Data. Repéré à <https://www.dankoffsolarpumps.com/wp-content/uploads/DANKOFF-SOLAR-SunCentric-Technical-Data.pdf>.

DualSun. Flash375Shingle - Spec. Repéré à <https://france-chauffage-solaire.fr/panneaux-solaires-photovoltaiques/panneau-solaire-dualsun-flash-375-wc-shingle-black-fcs-1347.html>.

Elgendi, M. A., Zahawi, B. & Atkinson, D. J. (2010). Comparison of Directly Connected and Constant Voltage Controlled Photovoltaic Pumping Systems. *IEEE Trans. Sustain. Energy*, 1(3), 184–192. doi : 10.1109/TSTE.2010.2052936.

Flores, C., Poza, F. & Narvarte, L. (2012). A Tool to Widen the Possibilities of PV Pumping Simulation. *International Journal of Sustainable Energy*, 31(2), 73–84. doi : 10.1080/1478646X.2011.553284.

Foster, R. & Cota, A. (2014). Solar Water Pumping Advances and Comparative Economics. *Energy Procedia*, 57, 1431–1436. doi : 10.1016/j.egypro.2014.10.134.

FuturaSun. FU 375 M SILK PRO - Spec. Repéré à https://www.futurasun.com/wp-content/uploads/2020/12/2022_FuturaSun_120m_360-380W_Silk_Pro_fr-1.pdf?

Ghoneim, A. (2006). Design Optimization of Photovoltaic Powered Water Pumping Systems. *Energy Conversion and Management*, 47(11-12), 1449–1463. doi : 10.1016/j.enconman.2005.08.015.

- Glasnovic, Z. & Margeta, J. (2007). A Model for Optimal Sizing of Photovoltaic Irrigation Water Pumping Systems. *Solar Energy*, 81(7), 904–916. doi : 10.1016/j.solener.2006.11.003.
- Govindarajan, R. K., Parthasarathy, P. R. & Ganesan, S. I. (2014). A Control Scheme with Performance Prediction for a PV Fed Water Pumping System. *Front. Energy*, 8(4), 480–489. doi : 10.1007/s11708-014-0334-6.
- Hamidat, A. & Benyoucef, B. (2008). Mathematic Models of Photovoltaic Motor-Pump Systems. *Renewable Energy*, 33(5), 933–942. doi : 10.1016/j.renene.2007.06.023.
- Hamidat, A. & Benyoucef, B. (2009). Systematic Procedures for Sizing Photovoltaic Pumping System, Using Water Tank Storage. *Energy Policy*, 37(4), 1489–1501. doi : 10.1016/j.enpol.2008.12.014.
- Kolhe, M., Kolhe, S. & Joshi, J. (2002). Economic Viability of Stand-Alone Solar Photovoltaic System in Comparison with Diesel-Powered System for India. *Energy Economics*, 24(2), 155–165. doi : 10.1016/S0140-9883(01)00095-0.
- Kumar, A. & Kandpal, T. C. (2007). Potential and Cost of CO₂ Emissions Mitigation by Using Solar Photovoltaic Pumps in India. *International Journal of Sustainable Energy*, 26(3), 159–166. doi : 10.1080/14786450701679332.
- Laha, S. K., Sadhu, P. K., Dhar, R. S., Dey, R., Bhattacharya, S., Ganguly, A. & Naskar, A. K. (2021). Analysis of Mechanical Stress and Structural Deformation on a Solar Photovoltaic Panel through Various Wind Loads. *Microsyst Technol.* doi : 10.1007/s00542-020-05142-8.
- Lal, S. (2013). Techno-Economic Analysis of Solar Photovoltaic Based Submersible Water Pumping System for Rural Areas of an Indian State Rajasthan. *SJEE*, 1(1), 1. doi : 10.11648/j.sjee.20130101.11.
- Longi. LR4 60 HPH - Spec. Repéré à <https://www.solaris-shop.com/content/Longi%20LR4-60HPH%20350-380%20Specs.pdf>.
- Lunel, T. (2020). A Flexible, Genuine Software for the Simulation and Sizing of Photovoltaic Pumping Systems. 100.
- Makhija, A. S. & Bohra, S. S. (2020). Optimum Design and Analysis for Ascending Elevated Structure for Solar Photo-Voltaic Rooftop System. *2020 IEEE International Conference for Innovation in Technology (INOCON)*, pp. 1–4. doi : 10.1109/INOCON50539.2020.9298418.
- Martinez, S. C. G. (2017). ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE UNIVERSITÉ DU QUÉBEC. 165.

- Meah, K., Fletcher, S. & Ula, S. (2008). Solar Photovoltaic Water Pumping for Remote Locations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(2), 472–487. doi : 10.1016/j.rser.2006.10.008.
- Meunier, S., Queval, L., Darga, A., Dessante, P., Marchand, C., Heinrich, M., Cherni, J. A., de la Fresnaye, E. A., Vido, L., Multon, B. & Kitanidis, P. K. (2020). Sensitivity Analysis of Photovoltaic Pumping Systems for Domestic Water Supply. *IEEE Trans. on Ind. Applicat.*, 56(6), 6734–6743. doi : 10.1109/TIA.2020.3013513.
- Mokeddem, A., Midoun, A., Kadri, D., Hiadsi, S. & Raja, I. A. (2011). Performance of a Directly-Coupled PV Water Pumping System. *Energy Conversion and Management*, 52(10), 3089–3095. doi : 10.1016/j.enconman.2011.04.024.
- Nabil, M., Allam, S. M. & Rashad, E. M. (2013). Performance Improvement of a Photovoltaic Pumping System Using a Synchronous Reluctance Motor. *Electric Power Components and Systems*, 41(4), 447–464. doi : 10.1080/15325008.2012.749554.
- Olcan, C. (2015). Multi-Objective Analytical Model for Optimal Sizing of Stand-Alone Photovoltaic Water Pumping Systems. *Energy Conversion and Management*, 100, 358–369. doi : 10.1016/j.enconman.2015.05.018.
- OMS & UNICEF. (2019). Progress on household drinking water, sanitation and hygiene. Repéré à <https://www.unicef.org/media/55276/file/Progress%20on%20drinking%20water,%20sanitation%20and%20hygiene%202019%20.pdf>.
- Pande, P. C., Singh, A. K., Ansari, S., Vyas, S. K. & Dave, B. K. (2003). Design Development and Testing of a Solar PV Pump Based Drip System for Orchards. *Renewable Energy*, 12.
- Preformed. Top of Pole PV Mounting System TPM1 - Installation. Repéré à <https://www.solaris-shop.com/content/TPM1%20Installation.pdf>.
- Preformed. UTPM6 - Installation. Repéré à https://www.solar-electric.com/lib/wind-sun/UTPM6_Type_G_Assembly_Instructions.pdf.
- Quantum. Q Peak Duo G9 - Spec. Repéré à https://alliantz.fr/sites/default/files/userfiles/pdf/fiche_technique_qpeak_duo_g9_ml_375_fullblack.pdf.
- Renu, Bora, B., Prasad, B., Sastry, O., Kumar, A. & Bangar, M. (2017). Optimum Sizing and Performance Modeling of Solar Photovoltaic (SPV) Water Pumps for Different Climatic Conditions. *Solar Energy*, 155, 1326–1338. doi : 10.1016/j.solener.2017.07.058.
- Sallem, S., Chaabene, M. & Kamoun, M. (2009). Energy Management Algorithm for an Optimum Control of a Photovoltaic Water Pumping System. *Applied Energy*, 86(12), 2671–2680. doi : 10.1016/j.apenergy.2009.04.018.

- Senthil Kumar, S., Bibin, C., Akash, K., Aravindan, K., Kishore, M. & Magesh, G. (2020). Solar Powered Water Pumping Systems for Irrigation : A Comprehensive Review on Developments and Prospects towards a Green Energy Approach. *Materials Today : Proceedings*, 33, 303–307. doi : 10.1016/j.matpr.2020.04.092.
- Setiawan, A. A., Purwanto, D. H., Pamuji, D. S. & Huda, N. (2014). Development of a Solar Water Pumping System in Karsts Rural Area Tepus, Gunungkidul through Student Community Services. *Energy Procedia*, 47, 7–14. doi : 10.1016/j.egypro.2014.01.190.
- Short, T. D. & Oldach, R. (2003). Solar Powered Water Pumps : The Past, the Present—and the Future ? *Journal of Solar Energy Engineering*, 125(1), 76–82. doi : 10.1115/1.1528923.
- Singh, H., Saxena, B. K. & Rao, K. V. S. (2017). Performance Study of a Solar Photovoltaic Water Pump Used for Irrigation at Jaipur in Rajasthan, India. *2017 International Conference on Technological Advancements in Power and Energy (TAP Energy)*, pp. 1–6. doi : 10.1109/TAPENERGY.2017.8397225.
- Tafech, A., Milani, D. & Abbas, A. (2016). Water Storage Instead of Energy Storage for Desalination Powered by Renewable Energy—King Island Case Study. *Energies*, 9(10), 839. doi : 10.3390/en9100839.
- Verma, S., Mishra, S., Chowdhury, S., Gaur, A., Mohapatra, S., Soni, A. & Verma, P. (2020). Solar PV Powered Water Pumping System – A Review. *Materials Today : Proceedings*, S2214785320371509. doi : 10.1016/j.matpr.2020.09.434.
- Yahyaoui, I., Atieh, A., Tadeo, F. & Tina, G. M. (2017). Energetic and Economic Sensitivity Analysis for Photovoltaic Water Pumping Systems. *Solar Energy*, 144, 376–391. doi : 10.1016/j.solener.2017.01.040.
- Yemenici, O. (2020). Experimental Study of Aerodynamic Loads on Ground-Mounted Solar Panel Arrays : The Panel Spacing and Inclination Angle Effect. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part C : Journal of Mechanical Engineering Science*, 234(17), 3380–3396. doi : 10.1177/0954406220916499.