

## TABLE DES MATIÈRES

	Page
INTRODUCTION .....	1
CHAPITRE 1 REVUE DE LITTÉRATURE.....	9
1.1 Techniques de dimensionnement.....	9
1.2 Critères d'optimisation.....	14
1.3 Prédiction du fonctionnement.....	21
1.4 Aspect économique.....	23
1.5 Résumé.....	26
CHAPITRE 2 MÉTHODOLOGIE.....	29
2.1 Données d'entrée utilisateur .....	29
2.1.1 Localisation du site.....	31
2.1.2 Données concernant le pompage .....	33
2.1.3 Données de consommation d'eau : .....	34
2.1.4 Albédo du sol.....	37
2.2 Choix de pompe.....	38
2.2.1 Base de données pompes .....	38
2.2.2 Courbe du système.....	41
2.2.3 Choix de pompe.....	43
2.3 Données des modules photovoltaïques.....	47
2.4 Dimensionnement du système de pompage.....	50
2.4.1 Panneau PV avec $\beta = \varphi$ .....	54
2.4.2 Panneau PV fixe et inclinaison optimale .....	55
2.5 Choix de la solution .....	55
2.6 Analyse économique.....	56
2.6.1 Investissement Initial .....	57
2.6.2 Coûts récurrents .....	57
2.6.3 Valeur Actualisé Nette (VAN).....	58
2.6.4 Tarif et coût du $W_c$ installé .....	59
2.7 Prédiction du fonctionnement.....	60
CHAPITRE 3 VALIDATION.....	63
3.1.1 Cas # 1 : Antalya, Turquie .....	63
3.1.2 Cas # 2 : Wulanchabu, Chine.....	65
CHAPITRE 4 RÉSULTATS ET DISCUSSION .....	71
4.1 Installation potentielle 1.....	71
4.1.1 Influence de l'inclinaison.....	72
4.1.2 Influence de la puissance nominale du GPV et de la taille du réservoir .....	74
4.1.3 Quantité d'eau pompée et consommée .....	78

4.1.4	Bilan énergétique .....	80
4.1.5	Influence du modèle de module PV choisi .....	83
4.1.6	Comportement des tarifs .....	84
4.2	Installation potentielle 2.....	85
4.2.1	Bilan énergétique .....	87
4.2.2	Influence de la source de données météorologiques.....	88
4.2.3	Influence du modèle de consommation .....	91
4.2.4	Comportement des tarifs .....	92
CONCLUSION.....		95
RECOMMANDATIONS .....		99
ANNEXE I	STRUCTURE DU FICHER .EPW – TIRÉ DE (EnergyPlus, 2005) .....	103
ANNEXE II	JOURNÉES TYPE DE SYSTÈMES SOLAIRES TIRÉES DE (Duffie et Beckman, 2013).....	105
ANNEXE III	POMPES DANS LA BASE DE DONNÉES.....	107
ANNEXE IV	SCHÉMAS DE CONNEXION HYDRAULIQUE .....	109
ANNEXE V	DIAGRAMME DU PROCESSUS DE DIMENSIONNEMENT.....	111
ANNEXE VI	SOLUTION TROUVÉE PAR L’OUTIL – VALIDATION 1 ANTALYA, TURQUIE (p. 64).....	113
ANNEXE VII	SOLUTION TROUVÉE PAR L’OUTIL – VALIDATION 2 WULANCHABU, CHINE (p. 65).....	115
ANNEXE VIII	SOLUTIONS TROUVÉES PAR L’OUTIL – INSTALLATION POTENTIELLE 1 SAN BERNARDO, COLOMBIE (p. 71).....	117
ANNEXE IX	SOLUTIONS TROUVÉES PAR L’OUTIL – INSTALLATION POTENTIELLE 2 ANTANANARIVO, MADAGASCAR (p. 85).....	119
ANNEXE X	SOLAR WATER PUMPING SYSTEMS: DIMENSIONING AND OPTIMIZATION .....	121
BIBLIOGRAPHIE.....		141

## LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau 1.1	Synthèse revue de la littérature .....27
Tableau 1.2	Sources utilisées dans le tableau synthèse .....28
Tableau 2.1	Structure de l'objet donnees_localisation .....33
Tableau 2.2	Données concernant le pompage .....34
Tableau 2.3	Données de consommation d'eau .....37
Tableau 2.4	Structure de l'objet pompe.....39
Tableau 2.5	Données obtenues après le choix de la pompe.....46
Tableau 2.6	Données initiales des modules photovoltaïques – Fichier .txt.....47
Tableau 2.7	Paramètres ajoutés aux données des modules photovoltaïques .....50
Tableau 3.1	Données d'entrée pour la validation - cas 1 .....64
Tableau 3.2	Comparaison de résultats pour la validation - cas 1 .....64
Tableau 3.3	Données d'entrée pour la validation - cas 2 .....67
Tableau 3.4	Comparaison de résultats pour la validation - cas 2 .....68
Tableau 4.1	Données d'entrée - Installation potentielle 1 .....72
Tableau 4.2	Données d'entrée - Installation potentielle 2 .....86



## LISTE DES FIGURES

	Page
Figure 0.1	Accès à l'eau par rapport à la richesse – Tiré de (FAO, 2011) .....1
Figure 0.2	Pourcentage de la population utilisant une source.....3
Figure 0.3	Évolution du prix des modules PV aux États Unis – adapté de (Bank <sup>2</sup> , 2016).....5
Figure 2.1	Diagramme générale de fonctionnement .....30
Figure 2.2	Écran d'entrée de données utilisateur .....31
Figure 2.3	Modèles de consommation horaire d'eau .....35
Figure 2.4	Consommation horaire d'eau .....36
Figure 2.5	Consommation d'eau modifiée.....37
Figure 2.6	Avertissement albédo et valeurs typiques.....38
Figure 2.7	Courbes et zone d'opération d'une pompe surface .....40
Figure 2.8	Diagramme choix de la pompe .....44
Figure 2.9	Confirmation de pompe choisie .....45
Figure 2.10	Fonction P Vs. Q.....46
Figure 2.11	Modèle à une diode pour un module PV - tiré de (Duffie et Beckman, 2013) .....48
Figure 2.12	Graphique du PME .....61
Figure 2.13	Diagramme de Sankey .....61
Figure 4.1	( $P_{nom}$ du GPV x PME) Vs. $\beta$ - PME consigne = 15%.....73
Figure 4.2	( $P_{nom}$ du GPV x PME) Vs. $\beta$ - Valeurs moyennes .....74
Figure 4.3	$P_{nom}$ du GPV Vs. $T_{res} - P_{res\_2}$ .....75
Figure 4.4	$P_r$ Vs. $T_{res} - P_{res\_2}$ .....76
Figure 4.5	$P_{nom}$ du GPV Vs. $T_{res} - P_{res\_1}$ .....76

Figure 4.6	Pr Vs. $T_{res} - P_{res\_1}$ .....	77
Figure 4.7	Pr Vs. $P_{nom}$ du GPV – $P_{res\_1}$ .....	77
Figure 4.8	Rapport entre l'eau pompée et eau consommée .....	79
Figure 4.9	Pourcentage mensuel de jours sans eau Vs. Pompage potentiel.....	79
Figure 4.10	Flux hydrauliques pour le mois d'octobre - PME 15% - $P_{res\_1}$ .....	80
Figure 4.11	Bilan énergétique – $P_{res\_2}$ .....	81
Figure 4.12	Bilan énergétique – $P_{res\_1}$ .....	82
Figure 4.13	Taille du GPV pour chaque prix du réservoir.....	83
Figure 4.14	$P_{nom}$ du GPV et Pr par modèle de module PV .....	84
Figure 4.15	Tarif proposé Vs. PME consigne .....	85
Figure 4.16	Consommation et radiation totale horizontale - Installation potentielle 2.....	87
Figure 4.17	Bilan énergétique - Modèle de consommation 1 et source de données EPW .....	88
Figure 4.18	Changement des flux énergétiques - source de données météorologiques.....	89
Figure 4.19	Comportement du réservoir pour le mois de mai - Source de données EPW .....	90
Figure 4.20	Comportement du réservoir pour le mois de mai - Source de données NASA.....	90
Figure 4.21	Changement des flux énergétiques - modèle de consommation d'eau.....	91
Figure 4.22	Tarifs proposés pour l'installation potentielle 2 .....	92

## LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES

CA	Courant Alternatif
CAD	Dollar canadien
CC	Courant Continu
CNE	Conditions Normales d'Essai
CSV	Comma-Separated Values (format de fichier)
DPSP	Deficiency of power supply probability
Eg	Énergie de gap
EPW	Energy Plus Weather, aussi utilisé pour les fichiers météorologiques
FAO	Organisation des Nations Unies pour l'alimentation et l'agriculture
GPV	Générateur photovoltaïque
$k$	Constante de Boltzmann
LCC	Life Cycle Costs
LLP	Load Losses Probability
MI	Machine à Induction
MADA	Machine Asynchrone à Double Alimentation
MPP	Maximum Power Point pour le générateur PV
MPPT	Maximum Power Point Tracking
MSAP	Machine Synchrone à Aimant Permanent
N/A	Non applicable
NASA	National Aeronautics and Space Administration
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature
ONU	Organisation des Nations Unies
PME	Probabilité de manque d'eau
$P_{nom}$	Puissance nominale
$P_r$	Partie variable de l'investissement initial
PV	Photovoltaïque
PWM	Pulse Width Modulation
RMS	Root Mean Square – Erreur Quadratique Moyenne

## XVIII

SDE	Sustainable Development Goals
SPPV	Système de pompage photovoltaïque
TRNSYS	Transient System Simulation Tool
USD	United States Dollar
VAN	Valeur Actualisée Nette
WHO	World Health Organization



## LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE

$\theta$	Angle d'incidence de la radiation directe sur une surface, aussi appelé normale solaire, [°]
$\theta_z$	Angle de zénith, angle d'incidente de la radiation directe sur une surface horizontale, [°]
$\varphi$	Latitude, [°]
$\delta$	Déclinaison solaire, [°]
$\omega$	Angle horaire, [°]
$\omega_{l-c}$	Angle horaire correspondant au lever et au coucher du soleil, [°]
$\beta$	Inclinaison du capteur solaire, [°]
$\gamma$	Azimut, [°]
$n$	Jour de l'année
$\nu_{eau}$	Viscosité cinématique de l'eau, [N·s/m <sup>2</sup> ]

### Unités de mesure

Puissance	Kilowatt crête [kW <sub>c</sub> ] pour le générateur PV et [kW] dans d'autres cas
Énergie	Kilowatt heure [kWh]
Volume	Mètre cube [m <sup>3</sup> ] ou Litres [L]
Distance	Mètre [m]
Tension	Volts [V]
Courant	Ampères [I]

### Variables

$\Delta T_{res}$	Pas de changement de la taille du réservoir [m <sup>3</sup> ]
Res	Quantité d'eau dans le réservoir [m <sup>3</sup> ]
$T_{res\_max}$	Taille maximale du réservoir [m <sup>3</sup> ]
$T_{res\_min}$	Taille minimale du réservoir [m <sup>3</sup> ]
$V_{mp}$	Tension du module photovoltaïque pour obtenir la puissance nominale

XX

$M_s$	Nombre de modules PV en série
$M_p$	Nombre de modules PV en parallèle
$N$	Nombre de modules PV dans la base de données
$N'$	Durée du prêt bancaire

## INTRODUCTION

L'accès à l'eau est l'une des problématiques principales au monde, puisque cette ressource est fondamentale, pas seulement à la survie humaine, sinon à la réalisation des droits de l'homme, au développement économique et à la paix dans la société. Sans eau, une communauté peut être exposée à des maladies mortelles comme la diarrhée ou la malaria; son espérance de vie étant ainsi réduite de même que sa qualité.

L'accès à une source d'eau potable est en étroite relation avec les conditions socio-économiques des peuples qui en ont besoin, notamment les ressources économiques et le milieu qu'ils habitent, soit rural ou urbain, comme montré à la Figure 0.1.

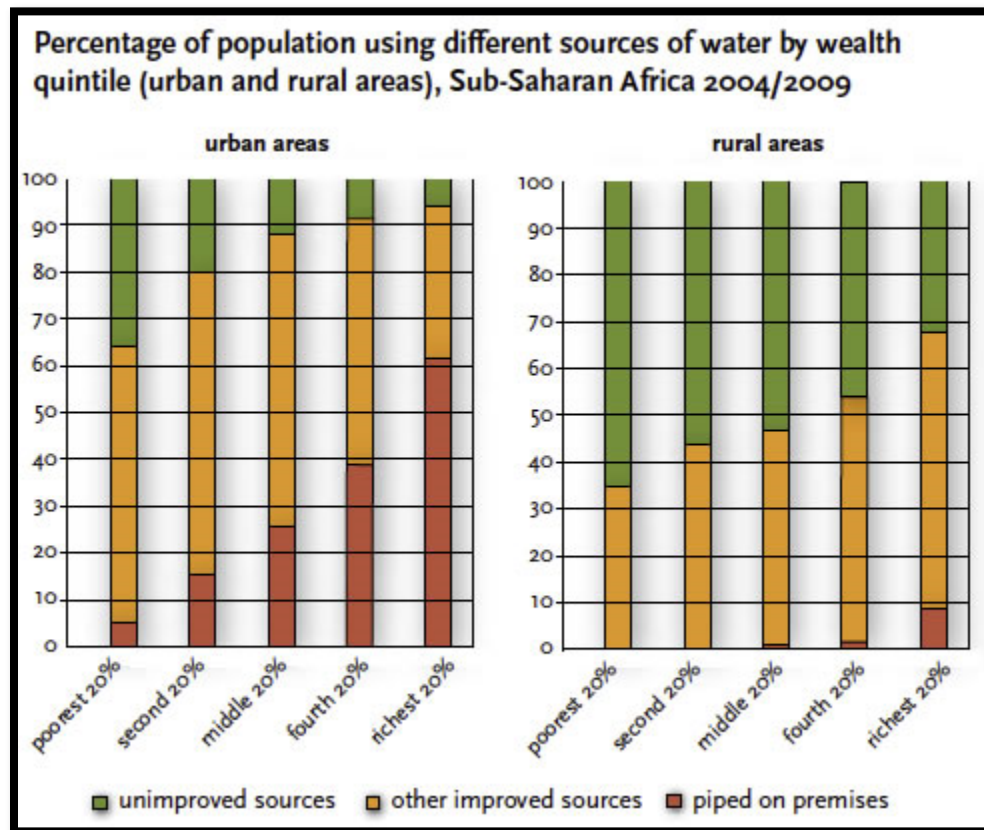


Figure 0.1 Accès à l'eau par rapport à la richesse – Tiré de (FAO, 2011)

Cette figure montre tout d'abord que les gens habitant les régions rurales (à droite) ont en général moins d'accès à l'eau des aqueducs, traitée pour en assurer la salubrité, que ceux qui habitent les villes (à gauche). De plus, la Figure 0.1 indique clairement que l'accès à l'eau dépend de la richesse et ce pour les deux types de résidents, ruraux ou citadins (la proportion de vert augmente avec la précarité financière). C'est l'organisation des Nations Unies (ONU) qui évalue constamment l'état de l'accès à l'eau. Particulièrement, l'année 2015, elle a défini parmi les *Sustainable Development Goals* (SDE), un objectif ambitieux pour l'accès à l'eau, soit le sixième objectif qui vise à garantir l'accès à une source améliorée d'eau potable pour la totalité de la population mondiale (ONU, 2015).

Cette année-là, quelques 663 millions de personnes n'avaient pas accès à une source améliorée<sup>1</sup> d'eau, c'est-à-dire une personne sur dix, dont près de la moitié se trouvaient en Afrique Subsaharienne. En plus, près de 80% de ces personnes habitent en milieu rural où l'accès au réseau électrique est aussi rare, ce qui montre une différence très importante en ce qui concerne les conditions socioéconomiques des communautés, comme présenté sur la Figure 0.2. Cette Figure montre que la plupart des endroits où les gens n'ont pas d'accès à de l'eau traitée sont localisés en Afrique. L'ONU estime également qu'environ un quart de la population habitera dans de pays où le manque d'eau sera un problème récurrent et chronique d'ici l'année 2050 (Ki-moon, 2016).

La collecte et le transport manuels de l'eau ont été également étudiés par l'ONU, qui révèle que, pour les pays en voie de développement, ce sont les femmes qui sont les responsables de ce travail. En moyenne, elles doivent transporter des contenants de 40 livres et parcourir une distance moyenne quotidienne de 3,5 miles (plus de 5 km/jour) (ONU, 2010). En outre, la réduction de temps de collecte et transport d'eau est primordiale, pas seulement pour améliorer l'accès à l'eau, mais aussi pour améliorer l'accès à l'éducation et la productivité,

---

<sup>1</sup> D'après l'ONU, une source d'eau améliorée est celle qui est protégée d'une façon particulière pour éviter la contamination de l'eau, particulièrement avec des matières fécales. Voir (<https://www.wssinfo.org/definitions-methods/watsan-categories/>)

puisque du temps libéré pourrait contribuer à enrichir la qualité de vie des communautés (Slaymaker et Bain, 2017).

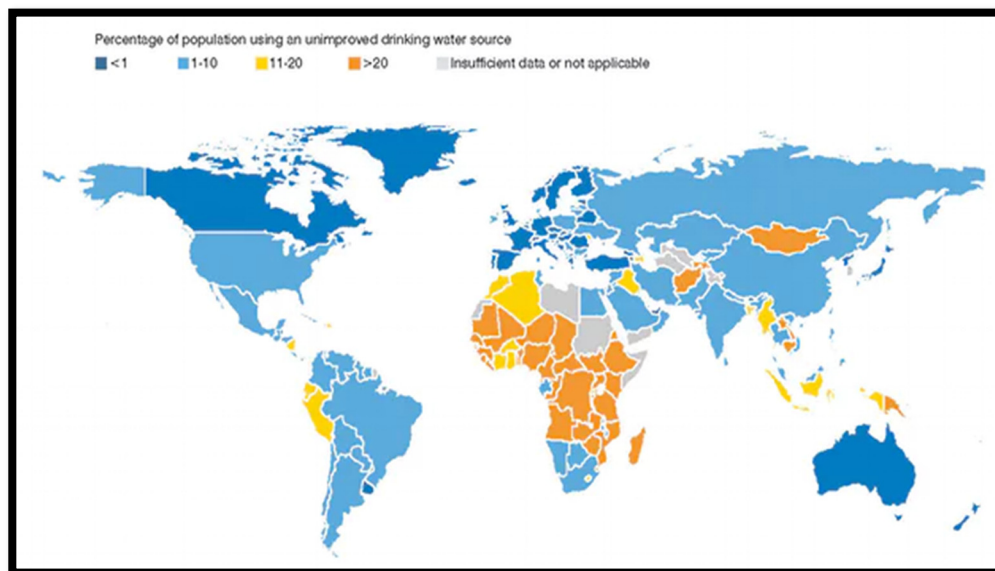


Figure 0.2 Pourcentage de la population utilisant une source non améliorée d'eau – tiré de (UNICEF et WHO, 2015)

Similairement, le rendement des cultures, dont la plupart se trouvent en milieu rural, est affecté par la quantité d'eau disponible dans le sol. Souvent l'irrigation, provenant seulement de la pluie, fait en sorte que le rendement est aléatoire, dépendant de conditions météorologiques de plus en plus instables. Cette dépendance aux caprices de la nature entraîne conséquemment un manque d'approvisionnement de nourriture. Globalement, pour de nombreuses fermes aujourd'hui, l'accès à l'eau pour l'irrigation continue d'être un luxe. Les techniques d'irrigation permettent d'incrémenter et de stabiliser le rendement des cultures, entraînant une sécurité alimentaire accrue et une source constante de revenus pour les fermiers (Bank, 2016).

Pour assurer l'irrigation, parmi les sources plus utilisées en milieu rural se trouve le générateur à diesel, qui représente une alternative pour les sites isolés, mais qui comporte également des inconvénients économiques, environnementaux et opérationnels. Autrement dit, le générateur à diesel nécessite un flux constant d'argent pour payer le combustible et

l'entretien périodique qui doit être exécuté par un technicien qualifié; il émet des gaz à effet de serre constamment et produit énormément de bruit; enfin, sa vie utile est assez courte, entre 5 et 9 ans (Bank<sup>2</sup>, 2016).

C'est le cas pour des installations de pompage d'eau opérant avec du diesel pour l'irrigation de champs de culture au Yémen, qui ont dû s'arrêter de produire pendant une période de guerre au pays à cause du manque d'approvisionnement en combustible. Pourtant, des systèmes de pompage photovoltaïques (SPPV) sont restés en fonctionnement dans le cas des fermes où ce type de système fut implanté (Batati, 2017)

En plus, le prix des combustibles fossiles a une tendance à la hausse, puisque les réserves s'épuisent rapidement et la demande n'arrête pas d'augmenter. Contrairement, le prix des modules PV depuis leur commercialisation dans les années 1970 n'a pas cessé de diminuer; particulièrement dans les sept dernières années, le prix des modules PV a connu une réduction totale de près de 80% (voir Figure 0.3) grâce aux avancements technologiques et une demande croissante (Emcon, 2006). La Figure 0.3 montre que le coût est passé aux États-Unis de plus de 70US\$/W<sub>c</sub> à la fin des années 1970, à moins de 0,50US\$/W<sub>c</sub> en 2015. Similairement, la réduction des prix des modules photovoltaïques au Canada entre les années 2004 et 2014 est en moyenne de 22% par an, allant de 6.18 CAD/W<sub>c</sub> jusqu'à 0.85 CAD/W<sub>c</sub> (Poissant, Dignard-Bailey et Bateman, 2016).

Bien que les installations d'énergie solaire photovoltaïque soient intrinsèquement connues pour être variables en termes de production électrique instantanée, puisqu'elles dépendent des conditions météorologiques, pour les SPPV, le réservoir d'eau est une technologie idéale pour le stockage énergétique (Welsien et Hosier, 2015) puisqu'il permet d'améliorer la performance pour les périodes où l'énergie solaire disponible sur le site est minimale ou nulle (la nuit par exemple).

De nombreuses recherches et développements technologiques ont permis d'améliorer l'adaptation des SPPV aux communautés éloignées des services de base qui en ont besoin.

Les équipements de pompage sont de plus en plus efficaces, il est possible d'utiliser plusieurs types de moteurs, les modules PV sont moins chers et il est possible d'en extraire la puissance maximale théorique grâce à des algorithmes de contrôle améliorés. Néanmoins, il reste du travail à faire pour augmenter le taux de pénétration de ces technologies en milieu rural.

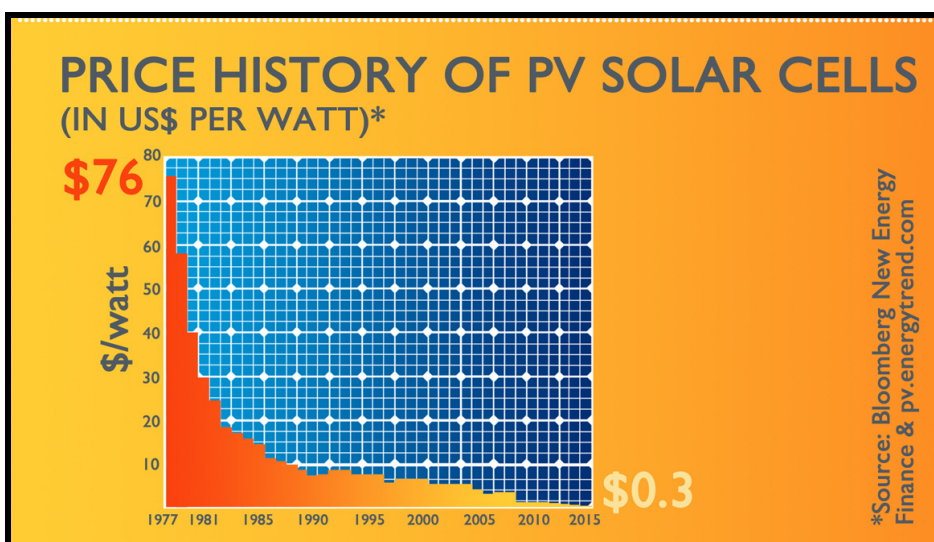


Figure 0.3 Évolution du prix des modules PV aux États Unis – adapté de (Bank<sup>2</sup>, 2016)

Deux problématiques ponctuelles ont été identifiées, soit la pérennité des SPPV et l'amélioration d'accès à l'information concernant les SPPV pour les communautés. En parlant de la première problématique, le manque d'appropriation du SPPV de la part des utilisateurs le met en risque de disparition; il est facile de voir que le SPPV comporte moins de coûts d'opérations qu'un système équivalent au diesel, pourtant des ressources financières sont nécessaires pour assurer la pérennité du projet. La banque mondiale (Bank, 2015) propose un modèle d'évaluation de la performance par compétences, afin de déterminer le degré de connaissances et d'aptitudes qu'une communauté possède vis-à-vis son système d'approvisionnement d'eau. En ce qui concerne la gestion financière, le modèle recommande de réaliser une planification pour quantifier les ressources assurant la pérennité du système, qui à son tour doit aboutir en un tarif pour le service.

Il propose également l'évaluation de la capacité technique du système choisi vis-à-vis les besoins et caractéristiques spécifiques de la communauté; ainsi que de la capacité budgétaire de répondre aux besoins liés à l'entretien et à l'exploitation du système. Un tarif de service de pompage d'eau peut également s'inclure dans un modèle d'affaires pour promouvoir le remplacement des générateurs à diesel par des SPPV, comme proposé par (Welsien et Hosier, 2015).

Similairement, les communautés ont une tendance à rejeter les SPPV parce qu'elles considèrent que les modules PV sont chers et « *high-tech* », donc plus complexes. L'un des défis à surmonter c'est le manque d'information disponible et facilement compréhensible pour les utilisateurs finaux et les responsables (leaders communautaires, employés gouvernementaux et d'autres). Ainsi la banque mondiale offre une panoplie de ressources allant d'articles scientifiques et recherches jusqu'à des programmes d'évaluation, mais, puisque la plupart des utilisateurs finaux n'ont pas le niveau de formation académique requis pour comprendre ce qui est disponible, ces ressources perdent leur valeur intrinsèque et n'ont pas les effets escomptés.

Dans ce contexte, l'objectif principal de cette recherche est le développement d'une méthodologie pour concevoir et dimensionner des systèmes de pompage d'eau pour des communautés isolées des services d'aqueduc et du réseau électrique à partir d'énergie solaire photovoltaïque; méthodologie qui sera ensuite implantée dans un outil informatique de libre distribution. À partir de données d'entrée qui définissent les caractéristiques d'une application de pompage particulière, l'outil sera capable de dimensionner le SPPV qui permet de fournir de l'eau de façon fiable et avec une performance économique avantageuse.

L'outil vise principalement à permettre à des utilisateurs avec peu de connaissances à propos des SPPV d'obtenir une étude de pré faisabilité du projet, indiquant la quantité et le modèle de modules PV à utiliser, l'équipement de pompage requis, et la taille du réservoir appropriée. En plus, les montants d'argent pour l'investissement initial, les coûts périodiques et le maintien d'actifs, ainsi qu'un tarif pour le service seront disponibles en guise d'aide à la



planification financière. Finalement, un diagramme simple des flux énergétiques de l'installation sert à comprendre facilement le principe de fonctionnement du SPPV.

Les éléments à utiliser seront choisis depuis une base de données construite au préalable et facilement modifiable, de façon à ce que l'utilisateur puisse actualiser des informations importantes, comme le prix des modules PV ou l'inclusion d'un nouvel équipement de pompage disponible sur le marché. Cette base de données permettra alors d'obtenir une solution dont les éléments seront disponibles localement et réduira le temps dédié à chercher les composants qui s'adaptent le mieux à l'application.

La méthodologie sera conçue pour dimensionner de façon optimale un SPPV avec deux critères principaux, soit la fiabilité et la performance économique. Du côté fiabilité, l'outil doit chercher les possibles solutions (ensemble pompe-moteur; modèle, inclinaison et nombre des modules PV et taille du réservoir) pour réduire le nombre d'heures où l'eau stockée dans le réservoir est de zéro. Pour la performance financière, l'outil doit tenter de réduire la valeur actualisée nette de l'installation, prenant compte de l'investissement initial, des coûts d'exploitation et du maintien d'actifs.

Le présent document contient premièrement une revue de la littérature, laquelle montre l'état actuel des connaissances et mentionne quelques-unes des recherches les plus importants dans le domaine. Ensuite, la méthodologie pour le dimensionnement optimal des SPPV est présentée; ainsi que son implantation dans l'outil informatique. Les modèles utilisés pour chaque composant faisant partie d'un SPPV sont mentionnés, de façon similaire au modèle économique pour calculer le tarif proposé. Les limites et hypothèses considérées sont également mises en évidence.

Un chapitre de validation expose des comparaisons faites entre deux articles qui dimensionnent des SPPV avec de critères d'optimisation particuliers versus les résultats obtenus par l'exécution de l'outil avec des données d'entrée similaires. Les différences trouvées pour chaque cas sont mises en évidence et justifiées.

Par la suite, les résultats obtenus pour deux installations potentielles avec une étude paramétrique sont décrites dans le chapitre de résultats et discussion. Des données d'entrée différentes sont utilisées pour chacune des installations, de façon à obtenir de SPPV composées d'éléments différents par rapport aux contraintes et caractéristiques de chaque application particulière. L'étude paramétrique agit sur les modèles de consommation d'eau, la source de données météorologiques, le tarif proposé et la fiabilité désirée.

Pour finir, les chapitres de conclusion et de recommandations présentent une synthèse de cette recherche et en proposent la suite, autant pour l'outil informatique que pour la recherche scientifique.

## CHAPITRE 1

### REVUE DE LITTÉRATURE

Avant d'aborder la méthodologie à utiliser pour résoudre la problématique de recherche, il est nécessaire d'établir le cadre théorique concernant le pompage photovoltaïque à partir de l'état actuel de connaissances.

Le pompage d'eau est l'une des principales applications pour l'énergie solaire photovoltaïque et plusieurs articles de recherches abordent ce sujet. Les premières installations de pompage photovoltaïque datent des années 70, néanmoins la plupart des publications considérées dans cette revue de littérature ont été produites depuis de l'année 2000. Ce chapitre est divisé en cinq sous chapitres. La première partie aborde les différentes techniques utilisées pour dimensionner un système de pompage photovoltaïque. La deuxième partie mentionne les critères pour optimiser le fonctionnement des installations et le concept d'optimisation lui-même. Le troisième sous chapitre explique les méthodes utilisées pour prédire le comportement des systèmes de pompage avant son implémentation. L'aspect économique est abordé dans le quatrième sous chapitre, quelques modèles d'analyse sont mentionnés ainsi que leurs résultats. Finalement, une conclusion est présentée afin de situer cette recherche dans le cadre théorique existant.

#### 1.1 Techniques de dimensionnement

Le dimensionnement est l'une des premières étapes dans la conception d'un système de pompage photovoltaïque (SPPV); la quantité, la qualité et le type de données à recueillir *in situ* et à partir d'autres sources dépendent directement du processus de dimensionnement. C'est aussi une étape critique pour la survie financière du projet parce que les éléments à utiliser devraient être sélectionnés en prenant en compte leur coût d'achat, l'entretien requis et la durée de vie attendue.

L'article de (Pande et al., 2003) propose plusieurs critères de conception d'un système de pompage photovoltaïque pour l'irrigation. Premièrement, les besoins en eau sont définis pour chaque plante, ainsi que l'énergie théorique requise pour pomper l'eau, tout en tenant compte des pertes de charge avec l'équation de William Hazen (Walski et Haestad Methods Inc., 2003).

En ce qui concerne la consommation d'eau, plusieurs variables sont mentionnées, comme les phases de croissance des plantes, le type de sol et la saison; donc le profil de consommation varie avec le temps au long de l'année. Néanmoins, seul le pic de consommation est considéré pour ce qui est du dimensionnement du système. Pour les conditions spécifiques citées dans l'article, cette consommation est donnée en litres par plante par jour.

Les critères de sélection de la pompe sont mentionnés, particulièrement le volume d'eau à pomper, la pression de travail du système, les pertes de charge et l'efficacité de l'ensemble pompe-moteur. Cependant, le processus de choix de la pompe n'est pas explicite. Le nombre de modules PV est défini à partir de l'efficacité théorique de l'ensemble pompe-moteur, de la puissance nominale des modules et de la puissance nominale de la pompe, mais les données et les calculs ne sont pas montrés.

Pour sa part (Cuadros et al., 2004) mentionnent que le coût élevé des installations de pompage photovoltaïque nécessite un dimensionnement précis, même avant d'entreprendre des démarches pour en évaluer la performance. Trois étapes pour le dimensionnement de systèmes de pompage photovoltaïque pour l'irrigation sont proposées, soit déterminer les besoins en eau, faire une analyse hydraulique du système et finalement estimer la taille du générateur photovoltaïque (GPV).

Les besoins en eau sont déterminés à l'aide d'une procédure établie par l'Organisation des Nations Unies pour l'alimentation et l'agriculture (FAO) pour l'irrigation, qui tient compte de l'eau stockée dans le sous-sol, de l'eau de pluie et du processus de transpiration des plantes. Le résultat est une quantité d'eau à pomper par plante et par jour, ce qui se traduit

par un profil de consommation d'eau constant et d'une durée de 8 mois approximativement, la consommation étant nulle en hiver. Dans les applications d'irrigation, il est important de fournir une quantité déterminée d'eau par plante pendant la journée, peu importe le moment exact d'irrigation.

Pour ce qui est du système photovoltaïque (modules PV, pompe, moteur), l'énergie hydraulique requise pour faire monter l'eau depuis un puits et jusqu'au réservoir est calculée, et à partir de ce calcul, l'énergie électrique requise est obtenue avec l'équation (1.1)

$$E_{ele} = \frac{E_H + R}{G_d(> G_{threshold})\mu_G\mu_I\mu_{MB}} \quad (1.1)$$

Où  $E_H$  est l'énergie hydraulique,  $R$  sont les pertes liées à la friction entre l'eau et les tuyaux,  $G_d$  est la fraction du jour où la radiation est suffisamment élevée pour démarrer la pompe,  $\mu_G$  est l'efficacité des modules photovoltaïques,  $\mu_I$  l'efficacité du convertisseur et  $\mu_{MB}$  l'efficacité de l'ensemble pompe-moteur. Le dénominateur est alors l'efficacité moyenne du système et la puissance nominale requise est calculée avec l'équation (1.2)

$$P_{ele} = \frac{E_{ele}}{h} \quad (1.2)$$

Étant  $h$  le nombre effectif d'heures de soleil par jour. Finalement, l'auteur propose d'ajouter un 10% de puissance nominale pour tenir compte de la perte d'efficacité des modules due aux températures au-delà de 25°C. Le calcul se fait avec des données mensuelles d'heures de soleil disponibles par jour en moyenne, ce qui produit une puissance nominale par mois; le système est donc dimensionné avec la puissance requise la plus élevée.

Aucune procédure pour le choix de la pompe ou du moteur n'est décrite. Le dimensionnement est fait pour une installation qui utilise un réservoir de stockage d'eau pour les périodes où la radiation est faible, mais sa taille n'est pas calculée. En plus, les efficacités

sont considérées comme constantes, ainsi que la perte d'efficacité liée à la température, ce qui n'est strictement pas le cas.

L'article de ([Hamidat et Benyoucef, 2009](#)) se base sur la méthode *LLP* (Load Losses Probability), utilisée pour la simulation et le dimensionnement optimal de systèmes PV avec de batteries pour stocker l'énergie. Leur recherche propose une analogie entre les batteries et le réservoir d'eau, qui est capable à son tour de stocker de l'eau afin de fournir la ressource pour les périodes avec un ensoleillement faible.

D'abord, l'article propose deux modèles de pompes, composés par une équation reliant puissance électrique d'entrée et débit de sortie pour une hauteur manométrique donnée. Ensuite, à partir des données d'entrée (consommation d'eau, données météorologiques, hauteur manométrique, taille du réservoir), la performance du SPPV est évaluée à l'aide du déficit relatif, qui est le rapport entre la quantité d'eau pompée manquante et la consommation totale.

Une valeur objective de LLP est établie arbitrairement, et la taille du système PV est calculée en conséquence. Deux variables de sortie sont calculées pour dimensionner le SPPV de façon optimale, soit la taille du GPV (exprimée en Watt crête,  $W_c$ ) et la taille du réservoir (exprimée en jours d'autonomie). Plusieurs solutions sont possibles, par exemple, si la taille du réservoir augmente, la puissance nominale du générateur PV peut diminuer, et réciproquement, une taille minimale du générateur PV est cependant requise pour qu'une solution soit possible. Autrement dit, même si l'on augmente la taille du réservoir, la puissance du générateur PV ne pourra pas nécessairement être réduite au-delà d'un seuil minimal. L'impact de la localisation géographique sur le dimensionnement du système est considérable, ainsi que celui de la hauteur manométrique. Par contre, si la taille du réservoir influence la taille du générateur PV, le profil de consommation d'eau l'influence très peu.

Toujours dans cet article (Hamidat et Benyoucef, 2009), l'inclinaison du panneau<sup>2</sup> PV par rapport au zénith ne s'optimise pas afin d'améliorer l'adaptation charge-énergie disponible; similairement, les pompes sont imposées et aucun type de processus de choix n'a lieu. Finalement, plusieurs solutions sont possibles pour chaque application, mais, même si l'une d'entre elles devrait être la solution optimale, aucune discussion à ce sujet n'y est retrouvée. Cette dernière considération est faite par (Bakelli, Hadj Arab et Azoui, 2011) qui mentionnent que la solution optimale pour cette technique de dimensionnement est celle où le LCC (Life Cycle Cost) est minimal. Le critère qui reste à définir est la valeur objective de LLP, puisque pour chaque valeur, au moins une solution optimale est possible; si la valeur de LLP est zéro, la solution optimale permet de combler 100% des besoins en eau.

L'article de (Meah, Fletcher et Ula, 2008) mentionne quelques critères à considérer lors de la conception des SPPV : l'estimation de la puissance nominale du GPV, la sélection de la pompe à utiliser et celle du contrôleur, si requis. Des informations précises sont requises, particulièrement la consommation d'eau, la radiation solaire disponible et le type de source d'eau. Un surdimensionnement de 5 % de la taille de la pompe et de 20% de sa puissance nominale est recommandé pour les jours peu ensoleillés mais sans égard à la situation géographique. Les systèmes de suivi du soleil, qui permettent d'augmenter l'énergie produite par le GPV, sont sensibles aux courants de vent forts et nécessitent d'entretien, donc sont déconseillés.

Finalement, (Setiawan et al., 2014) montrent un exemple pratique de dimensionnement d'un SPPV réel construit en Indonésie. Le système considéré est composé de deux pompes submersibles, de modules photovoltaïques et de tuyaux pour transporter l'eau. L'objectif principal est le remplacement d'un générateur diesel existant.

Premièrement, les distances de pompage sont déterminées (horizontale et verticale) ainsi que les pertes par friction à l'intérieur des tuyaux. Comme les tuyaux sont déjà installés, le calcul

---

<sup>2</sup> D'après la norme IEC 61836, un panneau PV est un ensemble de modules photovoltaïques raccordés entre eux.

des pertes se fait directement. Le calcul des pertes permet de choisir une pompe qui est capable de fournir un débit déterminé avec la hauteur manométrique calculée.

Ensuite, le type de modules PV à utiliser étant imposé (marque, modèle et taille), il reste à en calculer le nombre nécessaire. La quantité de modules en série se calcule à partir de la tension nominale de la pompe et de  $V_{mp}$ , la tension d'opération du module PV pour obtenir la puissance nominale. Le nombre de modules en parallèle quant à lui correspond à la puissance requise par la pompe pour produire le débit désiré comme minimum.

Dans ce cas particulier, le nombre de modules à utiliser dépend de ses paramètres nominaux ainsi que de ceux de la pompe; l'utilisation de données météorologiques pour calculer le nombre de modules n'est pas mentionné dans l'article. Un réservoir de stockage d'eau existait avant l'installation du SPPV, mais son importance n'est pas discutée; en plus, aucune analyse de performance n'est effectuée. Cet article montre cependant la façon typique dont les installations de systèmes de pompage PV sont développées au présent.

## 1.2 Critères d'optimisation

Le choix de composants est important pour le système, mais aussi des critères d'optimisation qui sont souvent proposés afin d'exploiter les composants le plus efficacement possible et d'en obtenir le meilleur rendement pour de conditions données. Il est possible d'obtenir plusieurs types de résultats à partir d'une optimisation, par exemple l'angle optimal du panneau PV, l'algorithme de contrôle de la pompe, l'algorithme de contrôle du panneau PV, etc.

L'article de ([Glasnovic et Margeta, 2007](#)) utilise une fonction objective à optimiser, prenant compte des paramètres intervenant dans le processus de dimensionnement d'un SPPV pour l'irrigation et de leurs interactions. La méthode de dimensionnement la plus utilisée pour un SPPV est basée sur des calculs théoriques réalisés pour chaque composant individuellement et pour le mois critique, c'est-à-dire celui où la radiation solaire disponible est minimale.



Cette approche représente plusieurs inconvénients, comme la possible incompatibilité entre la demande et l'énergie disponible, l'impossibilité de garantir le bon fonctionnement du système pour les mois autres que le mois critique, le stockage d'eau pour les périodes peu ensoleillées est négligé, entre autres.

Une seule équation reliant puissance PV requise, quantité d'eau stockée dans le sol (qui est considéré comme étant un réservoir à capacité fixe) et quantité d'eau pompée permet de connaître l'état de chaque composant de façon dynamique, ce qui permet d'avoir une approximation plus précise du fonctionnement du système. Le critère d'optimisation défini par les auteurs est le rapport entre l'énergie hydraulique requise pour pomper l'eau (sortie) versus la radiation incidente sur la surface des capteurs (entrée), puisque ce critère permet d'optimiser l'adaptation entre la charge et la production électrique. Considérant que la consommation est connue pour chaque pas de temps, donc fixe, le critère d'optimisation devient donc la minimisation de la puissance nominale du GPV pour laquelle la charge est complètement supportée pendant une durée déterminée.

Étant donné que ni l'utilisation d'un réservoir externe ni l'inclusion de batteries ne sont considérées, c'est le prix des modules PV qui définit en grande partie le prix de l'installation pour ce cas particulier. Deux équations principales sont utilisées pour le processus d'optimisation de la taille du GPV, la première décrit le sol comme étant un réservoir qui reçoit l'eau qui est pompée plus l'eau de pluie et qui perd de l'eau par l'évapotranspiration des plantes et par infiltration vers les couches inférieures du sol; la deuxième reliant puissance électrique du GPV avec quantité d'eau pompée. Plusieurs restrictions sont également appliquées, comme la quantité maximale d'eau à pomper (qui ne doit pas être supérieure à celle de remplissage du puits) et le niveau minimal d'eau dans le sol (60% de sa capacité).

L'analyse se fait par période de dix jours et le résultat est la puissance nominale du GPV pour une installation horizontale du panneau PV; la puissance maximale obtenue pour les périodes analysées sera celle qui est optimale pour l'application particulière visée. La taille

du GPV optimal est déterminée avec une inclinaison nulle, sans considérer l'utilisation de batteries, sans ajouter un réservoir externe de stockage, et sous l'hypothèse que les efficacités des éléments (modules PV, pompe et contrôleur) sont constantes. Aucune démarche n'est présentée concernant le choix de la pompe.

Finalement, la validation du modèle implanté est réalisée grâce à une comparaison avec un dimensionnement basé sur la méthode traditionnelle. Les résultats montrent une puissance nominale optimale réduite pour deux installations en Croatie.

La recherche de ([Campana et al., 2015](#)) propose une optimisation économique d'un SPPV pour l'irrigation sans réservoir; afin de maximiser les revenus obtenus des cultures, tout en réduisant l'investissement initial, qui dépend principalement du prix des composants. Un modèle dynamique est évalué pour chaque heure et les résultats obtenus sont comparés avec des données expérimentales.

Un algorithme génétique est implanté pour trouver la taille du système pour laquelle le revenu obtenu est maximal; la restriction principale du système étant le taux de réapprovisionnement de la source d'eau afin d'éviter sa surexploitation et le surdimensionnement du SPPV. Le modèle de module PV à utiliser est imposé et l'énergie incidente sur la surface des modules est calculée selon le modèle de rayonnement isotropique ([Duffie et Beckman, 2013](#)). Grâce aux lois d'affinité, une fonction reliant puissance requise et débit de sortie pour une hauteur manométrique donnée permet de déterminer la puissance du GPV incluant l'efficacité nominale du moteur et de l'inverseur.

Le résultat de l'optimisation montre une réduction de la taille du GPV de 33,3% et une augmentation de 10% de l'énergie produite par le panneau PV à partir du changement de son inclinaison (qui était initialement égale à la latitude). L'investissement initial est réduit de 18,8% dû à la diminution du nombre de modules PV. La capacité de réapprovisionnement de la source est respectée, donc il n'existe pas de surexploitation.

Similairement à la recherche de (Bakelli, Hadj Arab et Azoui, 2011)<sup>3</sup>, celle de (Olcan, 2015) vise à établir un modèle analytique d'optimisation multicritère pour le dimensionnement de SPPV, prenant compte principalement de la probabilité de défaillance de la source d'énergie (DPSP, Deficiency of power supply probability) et de l'analyse économique basée sur les coûts du cycle de vie (LCC). Le SPPV visé est composé de modules PV, d'un réservoir de stockage et d'un ensemble pompe-moteur principalement; en plus, deux modes de changement manuel d'inclinaison sont considérés, soit des changements mensuel et saisonnier. Une bonne performance implique que le SPPV soit capable de combler les besoins en eau complètement et en tout temps, ce qui augmente la taille du système. La solution optimale présente un compromis entre la performance et le LCC du système.

L'inclinaison du panneau est définie afin de maximiser la radiation incidente sur sa surface. L'optimisation a été réalisée avec de données moyennes annuelles de radiation solaire, avec une température de référence fixe, ainsi qu'avec des efficacités constantes. Dans la fonction objective, une égale importance est accordée aux critères d'optimisation, soit le DPSP et le LCC. Le réservoir de stockage est traité comme une batterie qui permet le fonctionnement du système dans les périodes de faible ensoleillement. La méthode cherche premièrement les configurations (nombre de modules et taille du réservoir) pour lesquelles la DPSP est en dessous d'un certain seuil, pour ensuite calculer le LCC.

Les résultats obtenus pour une installation particulière montrent que le changement manuel de la position du panneau réduit le nombre de modules PV, mais augmente le LCC (le coût du changement de position est considéré), donc la solution avec un LCC minimal est celle avec une position fixe et optimale pour le panneau PV. La validation se fait par moyen d'une comparaison avec un modèle numérique qui réalise des calculs successifs pour trouver la solution optimale; les deux méthodes produisent des résultats de dimensionnement égaux, mais le modèle numérique est plus précis, particulièrement avec le calcul de la DPSP.

---

<sup>3</sup> Les concepts LLP et DPSP sont équivalents

Par ailleurs ([Nabil, Allam et Rashad, 2013](#)) étudient un SPPV existant, dans lequel un moteur à réluctance synchrone entraîne une pompe centrifuge. La stratégie de contrôle vise à maximiser la quantité d'eau pompée à travers la maximisation de la puissance permettant au moteur de fonctionner et de pomper de l'eau pour une charge de pompage donnée (hauteur manométrique fixée). Le SPPV considéré est composé principalement d'un GPV, d'un convertisseur cc-cc, d'un convertisseur ca-cc PWM (Pulse Width Modulation), et d'un ensemble moteur et pompe centrifuge. Avec la stratégie proposée, il est possible de réduire la radiation solaire nécessaire pour démarrer la pompe, ce qui augmente à son tour le temps effectif de pompage et la quantité d'eau pompée. Similairement, le panneau PV peut opérer à la puissance maximale grâce au MPPT qui commande le convertisseur cc-cc, tout en évitant un dépassement de la tension nominale du moteur.

De leur côté ([Govindarajan, Parthasarathy et Ganesan, 2014](#)) se basent sur un SPPV existant avec un moteur cc à aimant permanent entraînant une pompe centrifuge, le panneau PV est commandé par un algorithme MPPT. Cependant, comme le dimensionnement est basé sur la radiation moyenne incidente sur la surface, il est possible d'obtenir une tension supérieure à la puissance nominale de la pompe, c'est pourquoi une stratégie de contrôle de la tension est mise en œuvre afin de protéger la pompe. La simulation est exécutée sur Matlab® Simulink® et validée à l'aide d'un montage expérimental.

Les résultats de la simulation montrent que la stratégie proposée évite de fournir à la pompe une tension supérieure à la tension nominale pour des valeurs de radiation solaire autour de  $1000\text{W/m}^2$ , mais aussi garantit que la puissance fournie est maximale pour des valeurs de radiation solaire inférieures.

L'article de ([Betka et Attali, 2010](#)) cherche à optimiser le fonctionnement d'un SPPV, le critère d'optimisation étant la maximisation de la quantité d'eau pompée par jour avec une stratégie de contrôle pour un moteur à induction entraînant une pompe centrifuge. L'utilisation d'un moteur à induction comporte plusieurs avantages, notamment son coût réduit, un entretien minimal et la possibilité d'opérer aux intempéries.

La stratégie proposée réduit les pertes fer et les pertes sur le noyau, ce qui augmente l'efficacité du moteur et augmente la puissance disponible sur l'arbre du moteur. Le résultat est l'augmentation du débit produit par la pompe de 31,3%, ainsi que la possibilité de démarrer la pompe avec un ensoleillement 44,6% plus faible que sans la stratégie de contrôle. En plus, il est possible d'obtenir la puissance maximale du panneau PV grâce à l'implémentation d'un algorithme MPPT. Les valeurs d'augmentation du débit et de réduction d'énergie requise pour le démarrage varient en fonction de la hauteur manométrique.

L'algorithme développé par (Sallem, Chaabene et Kamoun, 2009) optimise la distribution de l'énergie produite par le panneau PV d'une installation de pompage afin d'augmenter le temps effectif de pompage pendant des journées types avec trois conditions climatiques, soit la saison froide, la saison chaude et une saison intermédiaire qui pourrait correspondre à l'automne ou au printemps. Le système est composé de modules PV, une pompe centrifuge entraînée avec un moteur à induction et un ensemble de batteries.

L'algorithme diffus permet de prendre de décisions concernant les flux énergétiques, puisqu'il est possible d'alimenter la pompe à partir des batteries, des batteries avec l'appui du panneau PV et seulement du panneau PV; et similairement, il est possible de stocker l'énergie excédentaire produite dans les batteries. Le modèle appliqué permet d'augmenter le temps de pompage de 97%, tout avec un niveau de décharge des batteries inférieur à 50%, ce qui augmente leur vie utile. Les décisions sont prises à l'aide de prédictions sur la radiation qui sera disponible sur la surface du panneau PV, laquelle est faite à partir de la radiation obtenue la journée immédiatement antérieure.

L'article de (Ghoneim, 2006) évalue les performances d'un SPPV au Koweït sur TRNSYS®, et vise à optimiser le dimensionnement du système, particulièrement à partir du nombre de modules PV, leur inclinaison et les caractéristiques de l'ensemble pompe-moteur cc-circuit hydraulique. La pompe est modélisée à partir des courbes fournies par le fabricant, reliant puissance d'entrée, débit et hauteur manométrique; les modules PV sont modélisés avec le

modèle à cinq équations qui est adéquat pour des modules de silicium amorphe, cristallin et polycristallin. La consommation d'eau est supposée constante pour une population de 300 personnes qui consomment 40 L/personne/jour.

L'étude montre que, pour une pompe imposée, l'efficacité du système varie par rapport à la hauteur manométrique, avec une valeur de hauteur pour laquelle l'efficacité est maximale. Similairement, pour la hauteur manométrique optimale, il est possible de calculer le montant d'argent épargné en comparaison avec un système équivalent à diesel, et la puissance du GPV pour laquelle le montant épargné est maximal. L'inclinaison optimale se trouve en  $\varphi = 10$ , cependant les inclinaisons considérées sont limitées à  $\beta = \varphi$  et  $\beta = \varphi \pm 10$ .

L'optimisation diffuse de l'efficacité proposée par ([Benlarbi, Mokrani et Nait-Said, 2004](#)) tient compte de trois types de moteur (cc à excitation séparée, machine synchrone à aimant permanent (MSAP) et machine à induction) entraînant une pompe centrifuge et cherche à maximiser la vitesse des moteurs afin d'augmenter le débit de pompage. L'algorithme d'optimisation agit sur le rapport d'un convertisseur de type CC-CC permettant l'adaptation d'impédances entre la charge et le GPV.

À partir des simulations réalisées, il est possible d'observer que les points de fonctionnement optimisés des moteurs CC et MSAP coïncident avec les points de fonctionnement du GPV où la puissance de sortie est maximale (MPP). Ce comportement permet de garantir une extraction maximale de puissance, tout en augmentant l'efficacité globale du système; de plus, il est possible de démarrer la pompe plus tôt le matin et de l'opérer durant les dernières heures du soir, car la puissance fournie à la charge est maximale. Une augmentation d'entre 10% et 16% de la quantité d'eau pompée est atteinte dans les simulations avec l'optimisation proposée. La performance de la MSAP est aussi supérieure à celle du moteur CC et du moteur à induction, donc son utilisation est recommandée.

### 1.3 Prédiction du fonctionnement

Une prédiction du comportement du SPPV permet d'estimer avec un degré de certitude acceptable comment le système est capable de combler les besoins en eau pour une application particulière. Cette prédiction doit être basée sur des données météorologiques qui tiennent compte des conditions climatiques moyennes du site, mais aussi sur des suppositions et des hypothèses. Une prédiction correcte réduit le temps de mise au point de l'installation réelle, ce qui se traduit par un coût de main-d'œuvre réduit.

L'article de ([Benghanem et al., 2014](#)) réalise une étude de sensibilité sur la hauteur manométrique pour évaluer son impact sur la performance d'un SPPV. Un montage expérimental permet de mesurer les données de débit produit par la pompe par rapport à une hauteur manométrique donnée (d'entre 50m et 80m) et avec plusieurs conditions d'ensoleillement. À partir des données recueillies, l'auteur modélise l'ensemble panneau PV-moteur-pompe avec deux régressions polynomiales reliant ces trois variables. Les coefficients de détermination  $R^2$  des fonctions se trouvent entre 0.94 et 0.99.

L'efficacité du SPPV est une valeur estimée pour une année calculée comme le rapport entre l'énergie hydraulique produite par la pompe et la radiation incidente sur la surface du panneau PV. L'article montre que, pendant les heures de faible ensoleillement, l'efficacité du système est maximale pour une hauteur manométrique de 50m, tandis que durant les heures d'ensoleillement maximal, l'efficacité est maximale pour la hauteur manométrique de 80m. Il est important de noter que le choix de la pompe est primordial, puisqu'une pompe surdimensionnée devient inefficace pour des hauteurs manométriques faibles, tandis qu'une pompe sous-dimensionnée n'est pas capable de fournir le débit de design.

Sur le même montage expérimental ([Benghanem et al., 2013](#)) étudient aussi plusieurs configurations de panneaux PV pour déterminer la configuration optimale pour une pompe imposée. Les auteurs suggèrent que plusieurs configurations peuvent être utilisées pendant la journée, par exemple, augmenter le nombre de modules en parallèle le matin (6S, 4P) lorsque

la radiation solaire est faible, afin d'augmenter le courant et faire démarrer la pompe plus tôt; et augmenter le nombre de modules en série (8S, 3P) quand la radiation solaire a augmenté, pour le fonctionnement en régime permanent.

Aussi (Flores, Poza et Narvarte, 2012) considèrent les effets de la poussière et de l'ombrage sur les modules PV pour un SPPV avec suivi du soleil. Les auteurs ont développé un outil de simulation qui permet le suivi de la performance des SPPV à partir de différentes données de radiation solaire disponibles; les simulations ont été également validées avec des données expérimentales.

La simulation compte sur plusieurs modes de suivi solaire, incluant un calcul estimatif de l'effet de l'ombrage entre modules ainsi que celui de la poussière par rapport à l'inclinaison. La puissance de sortie du panneau PV calculée, la pompe est modélisée par les lois d'affinité, ce qui permet à la fois d'estimer la quantité d'eau pompée par heure ou même par minute dans un SPPV spécifique. La comparaison avec le montage expérimental montre un RMS de 0.95, ce qui valide le modèle utilisé; une comparaison est faite aussi à niveau des données de radiation utilisées pour estimer la quantité d'eau pompée et l'estimation faite avec des valeurs mensuelles (12) présente une variation inférieure à 2% par rapport au calcul réalisé avec des données par minute (26 280). Il est montré qu'une relation linéaire existe entre la hauteur manométrique et le débit fourni par la pompe.

La performance d'un SPPV avec un GPV de 1.5kWc, un moteur CC et une pompe centrifuge, sans batteries ni contrôleur électronique est étudiée par (Mokeddem et al., 2011) pendant une période de quatre mois et pour deux valeurs de hauteur manométrique. Les points d'opération du moteur ne correspondent pas à ceux de MPP du GPV dû au manque de contrôleur; néanmoins, il est possible de voir qu'il existe une corrélation entre la puissance d'entrée au moteur et le débit d'eau pompée pour les deux valeurs de hauteur manométrique posées.



Finally, (Hamidat et Benyoucef, 2008) propose two mathematical models to link the power produced by the GPV and the flow produced by the pump for a given manometric height, which can be used as a dimensioning tool for SPPV. The models are constructed from experimental data of a SPPV composed of a GPV of 2.2kWc and two pumps, one centrifugal and one positive displacement producing a maximum flow of 30m<sup>3</sup>/h with a manometric height up to 120m.

The first model consists in performing a linear regression of the power input data of the pump-motor assembly and the flow produced with a fixed manometric height. Then, with the same data for several manometric heights, the authors propose a general expression to describe the operation of the pump-motor assembly. The models obtained from linear regressions correctly describe the behavior of the pump-motor assembly from a single general equation.

#### **1.4 Aspect économique**

Feasibility studies of projects are necessarily based on economic analysis since it determines the financial flows over a defined period. Several techniques can be used to evaluate the profitability of a photovoltaic energy project.

The article by (Kolhe, Kolhe et Joshi, 2002) studies the viability of autonomous PV systems by comparing them with diesel systems in India using a Life Cycle Cost (LCC) analysis and a parametric study. For the initial investment of the PV system, the authors consider the prices of PV modules, CC-CA converters and batteries, with a cost per W<sub>c</sub> (PV modules and converter) or per kWh (batteries); while for the operating and maintenance costs a percentage of the initial investment is proposed. The maintenance of assets is only done on the batteries, based on the number of charge-discharge cycles and the depth of discharge recommended.

Pour le système diesel, sa durée de vie estimée est de six ans avec une charge de 25% par rapport à la charge nominale. Les coûts d'exploitation et d'entretien incluent des changements d'huile, des éléments de filtrage et une mise à niveau du générateur avec une périodicité définie. L'inflation sur le combustible est aussi incluse.

L'étude paramétrique montre que les installations PV sont plus avantageuses que celles au diesel, particulièrement pour de charges en dessous de 30kWh/jour avec un taux d'actualisation de 20%. De façon similaire, avec un prix du diesel de 0.15USD/L, le système PV est plus rentable pour des charges inférieures à 28kWh/jour. En plus, lorsque la radiation solaire disponible est de 4kWh/m<sup>2</sup>/jour, le LCC du système PV est inférieur pour des charges allant jusqu'à 53kWh/jour; cas très similaire avec un prix pour le PV de 2,25USD/W<sub>c</sub>.

L'auteur montre également que la fiabilité a un impact important sur le LCC pour les systèmes PV autonomes, puisque si le pourcentage de fiabilité est réduit, le LCC diminue aussi considérablement. Il est à noter que le système PV autonome est très compétitif économiquement, car les coûts d'entretien et exploitation sont assez réduits et que ceux liés au maintien d'actifs sont inférieurs aux coûts d'un générateur diesel.

Dans (Lal, Kumar et Rajora, 2013), la VAN (Valeur Actualisée Nette) est utilisée pour évaluer une installation SPPV existante, tenant compte de l'investissement initial, l'entretien et l'argent épargné par rapport à l'utilisation d'une installation à diesel ou à gaz naturel avec une puissance nominale de 5.88kW. La période de retour sur l'investissement pour le SPPV est de 1.814, plus élevée que celle du système à diesel (1.354), mais inférieure à celle du système à gaz naturel (3.787). La réduction d'émission de gaz à effet de serre est aussi estimée en 14 977 kg/année. L'argent épargné par le SPPV est estimé en 1 948 USD/année pour un système à diesel qui opère 1 447 heures/année (le 16.5% du temps). Les subventions aux combustibles fossiles influencent négativement l'implémentation des SPPV.

Similairement (Foster et Cota, 2014), mentionnent que le coût des modules PV a diminué constamment jusqu'à 80% de 2003 à 2013 tandis que le prix des combustibles fossiles a

augmenté de près de 250% sur la même période, ce qui favorise énormément l'utilisation des SPPV dans une gamme plus étendue de puissances allant jusqu'à 25kW<sub>c</sub>. Selon cet article, les applications typiques pour les SPPV sont la consommation humaine, l'irrigation et l'élevage de bétail, tous en milieu rural.

Les investissements initiaux sont d'autour de 8USD/W<sub>c</sub> (équipements de pompage inclus) et les coûts d'opération de l'ordre de 0.15 USD/kWh; la période de retour sur l'investissement est estimée de deux à trois ans avec une vie utile d'autour de 25 ans pour le panneau PV. Il est important aussi de mentionner que pour les SPPV dont les ressources viennent de donations, la fiabilité est aussi basse que 75%, principalement à cause des installations défectueuses et le manque de suivi.

Des SPPV installés au Mexique pour l'irrigation et l'élevage sont encore en fonctionnement depuis 1994. Le retour sur l'investissement fût de quatre ans au moment où le prix des modules PV était beaucoup plus élevé et le prix du diesel plus bas. La consommation de plus de 9 000 L de combustible a été évitée, donc plus de USD 50 000 d'épargne.

Le SPPV peut également être considéré comme une option technologique pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre, tel que proposé par ([Kumar et Kandpal, 2007](#)) qui mettent en œuvre une méthodologie d'évaluation du coût unitaire de réduction d'émissions avec un SPPV. Une comparaison est faite entre la VAN du SPPV tenant compte du montant d'argent sauvé par rapport à un système à diesel ou branché au réseau électrique versus les émissions évitées (dans le cas du système branché au réseau, l'auteur considère qu'une partie de l'électricité est produite avec du charbon).

Pour un SPPV de 1,8kW<sub>c</sub> de puissance nominale, le coût d'atténuation est de 169 USD/tonne de CO<sub>2</sub> évité par rapport au système diesel, et de 405 USD/tonne de CO<sub>2</sub> évité par rapport au système branché au réseau. Ces valeurs dépendent de l'investissement initial, le prix du combustible, la vie utile du système et le taux d'actualisation. Comme le prix des modules PV continue de diminuer, le coût d'atténuation aura également tendance à diminuer.

Des SPPV pour des sites éloignés sont étudiés par (Meah, Fletcher et Ula, 2008). Parmi les défis rencontrés lors des installations, les auteurs mettent l'accent sur l'utilisation de ressources qui peuvent être achetées aux fournisseurs locaux, puisque cela facilite l'entretien et le maintien d'actifs. Similairement, la formation en entretien et opération permet d'augmenter considérablement les possibilités de survie du système, puisqu'il n'est pas rentable de payer les fournisseurs locaux pour l'exécution de ce type de tâches.

Par rapport à l'aspect économique, les VAN de trois types d'installation de pompage sont comparées, soit un système à diesel, un SPPV et un système raccordé au réseau. L'étude montre que la VAN du SPPV est inférieure aux autres systèmes, principalement dû aux coûts d'entretien et d'exploitation très réduits et à une durée de vie des modules PV assez favorable. Les flux financiers de l'installation raccordée au réseau sont très similaires au SPPV, mais l'investissement initial est trop élevé à cause du coût d'élargir les fils de connexion du réseau jusqu'au site de pompage.

## **1.5 Résumé**

La revue des diverses publications inventoriées dans ce document montre que le pompage photovoltaïque est une solution économique et techniquement bien adaptée pour l'irrigation, l'élevage et la consommation humaine en milieu rural, où la connexion au réseau électrique est rare. En ce qui concerne le dimensionnement, la démarche pour déterminer les composants à utiliser n'est pas explicitement indiquée, donc ces composants sont définis ou fixés préalablement au début sans procédure de sélection. Les procédures mentionnées dans la littérature pour dimensionner le SPPV incluent le calcul de la taille du GPV à partir du mois critique, l'utilisation des efficacités nominales (panneau PV et ensemble pompe-moteur) et la pointe de consommation d'eau.

Le Tableau 1.1 présente une synthèse des caractéristiques des divers systèmes qui ont été revus et discutés dans ce document, similairement, le Tableau 1.2 présente les sources utilisées dans le Tableau 1.1.

Tableau 1.1 Synthèse revue de la littérature

Dimensionnement du système	Étude ou recherche					Méthodologie proposée
	[1]	[2]	[3]	[4]	[5]	
Sélection de l'ensemble pompe-moteur	Yellow	Red	Green	Yellow	Yellow	Green
Sélection du module PV à utiliser et configuration de connexion	Yellow	Blue	Blue	Yellow	Yellow	Green
Calcul de la taille du réservoir	Red	Red	Blue	Red	Green	Green
Calcul de l'inclinaison pour maximiser l'adaptation avec la charge	Red	Red	Blue	Blue	Blue	Green
Critères d'optimisation	Étude ou recherche					Méthodologie proposée
	[6]	[7]	[8]	[4]	[5]	
Performance vis-à-vis la consommation	Blue	Red	Blue	Blue	Green	Green
Aspect économique	Yellow	Red	Yellow	Green	Green	Green
Considère le prix réel des composants comme critère	Red	Red	Yellow	Green	Green	Green
Prédiction du fonctionnement	Étude ou recherche					Méthodologie proposée
	[9]	[10]	[11]	[4]	[5]	
Considère la variation de l'efficacité du GPV	Blue	Blue	Green	Red	Red	Green
Considère la variation de l'efficacité ensemble pompe-moteur	Blue	Blue	Green	Yellow	Red	Green
Détermine les périodes où $PME > 0$	Red	Red	Red	Yellow	Yellow	Green
Présente une analyse énergétique	Red	Red	Red	Red	Yellow	Green
Analyse Économique	Étude ou recherche					Méthodologie proposée
	[12]	[13]	[14]	[4]	[5]	
Tient compte des prix des composants	Blue	Blue	Blue	Yellow	Yellow	Green
Tient compte de l'entretien et l'exploitation du système	Green	Yellow	Blue	Yellow	Blue	Green
Le maintien d'actifs est inclus	Blue	Red	Yellow	Yellow	Yellow	Green
Un tarif par mètre cube d'eau est proposé	Red	Red	Red	Red	Red	Green
Légende						
Fonction optimisée par la méthodologie						
Fonction présentant des limitations						
Fonctions minimales remplies						
Absence de fonctionnalité						

Plusieurs critères d'optimisation sont présentés avec plusieurs fonctions objectives. Comme le but ultime d'un SPPV est de fournir de l'eau selon une consommation donnée, la méthodologie LLP est celle qui permet de dimensionner le SPPV pour répondre à cette consommation. D'autres critères d'optimisation permettent d'établir qu'une pompe entraînée par une MI ou par une MSAP peut opérer à MPP du GPV afin d'obtenir la puissance maximale.

Tableau 1.2 Sources utilisées dans le tableau synthèse

Numérotation	Source
[1]	<u>(Pande et al., 2003)</u>
[2]	<u>(Cuadros et al., 2004)</u>
[3]	<u>(Hamidat et Benyoucef, 2009)</u>
[4]	<u>(Campana et al., 2015)</u>
[5]	<u>(Olcan, 2015)</u>
[6]	<u>(Glasnovic et Margeta, 2007)</u>
[7]	<u>(Nabil, Allam et Rashad, 2013)</u>
[8]	<u>(Ghoneim, 2006)</u>
[9]	<u>(Benghanem et al., 2014)</u>
[10]	<u>(Flores, Poza et Narvarte, 2012)</u>
[11]	<u>(Hamidat et Benyoucef, 2008)</u>
[12]	<u>(Kolhe, Kolhe et Joshi, 2002)</u>
[13]	<u>(Lal, Kumar et Rajora, 2013)</u>
[14]	<u>(Foster et Cota, 2014)</u>

En plus, plusieurs articles montrent qu'il est possible de relier la puissance électrique d'entrée à l'ensemble pompe-moteur par une seule fonction mathématique. Cette fonction peut être construite à partir de données expérimentales, des modèles mathématiques du moteur et de la pompe ou encore des données fournies par le fabricant.

Le LCC et la VAN sont utiles pour analyser le SPPV du point de vue financier. Particulièrement, la valeur actualisée permet d'établir le coût d'exploitation, d'entretien et de maintien d'actifs pour le SPPV pour réaliser la planification financière qui permette la pérennité du projet. Les aspects tels que la compatibilité charge/énergie disponible et la variation de l'efficacité des composants doivent être considérés pour obtenir des résultats plus précis.

## CHAPITRE 2

### MÉTHODOLOGIE

Ce chapitre décrit les activités liées au développement de l'outil pour le dimensionnement et l'optimisation des SPPV. Le langage de programmation utilisé fut Python®, qui est de libre distribution, de haut niveau et avec une quantité considérable de bibliothèques et de fonctions disponibles.

L'outil prend les informations fournies par l'utilisateur et produit une réponse composée de :

- Choix et nombre de composantes à utiliser (nombre de modules PV, pompe, contrôleur et taille du réservoir);
- Probabilité de manque d'eau (PME) pendant l'année et moment estimé d'occurrence;
- Prédiction du comportement du système;
- Analyse économique basée sur le « Life Cycle Cost » (LCC);
- Proposition de tarif pour assurer les ressources liées à l'entretien.

La structure générale du fonctionnement de l'outil peut être décrite à l'aide du diagramme montré sur la Figure 2.1. Une explication en détail de chacun des pas du diagramme est proposée.

#### 2.1 Données d'entrée utilisateur

L'utilisateur doit fournir les informations de base pour le dimensionnement du système concernant la localisation du site, les distances de pompage, le type de source d'eau, la consommation d'eau et l'albédo du sol. Ces données sont requises par l'application dès le début et c'est à l'utilisateur de s'assurer de leur fiabilité et de leur exactitude.

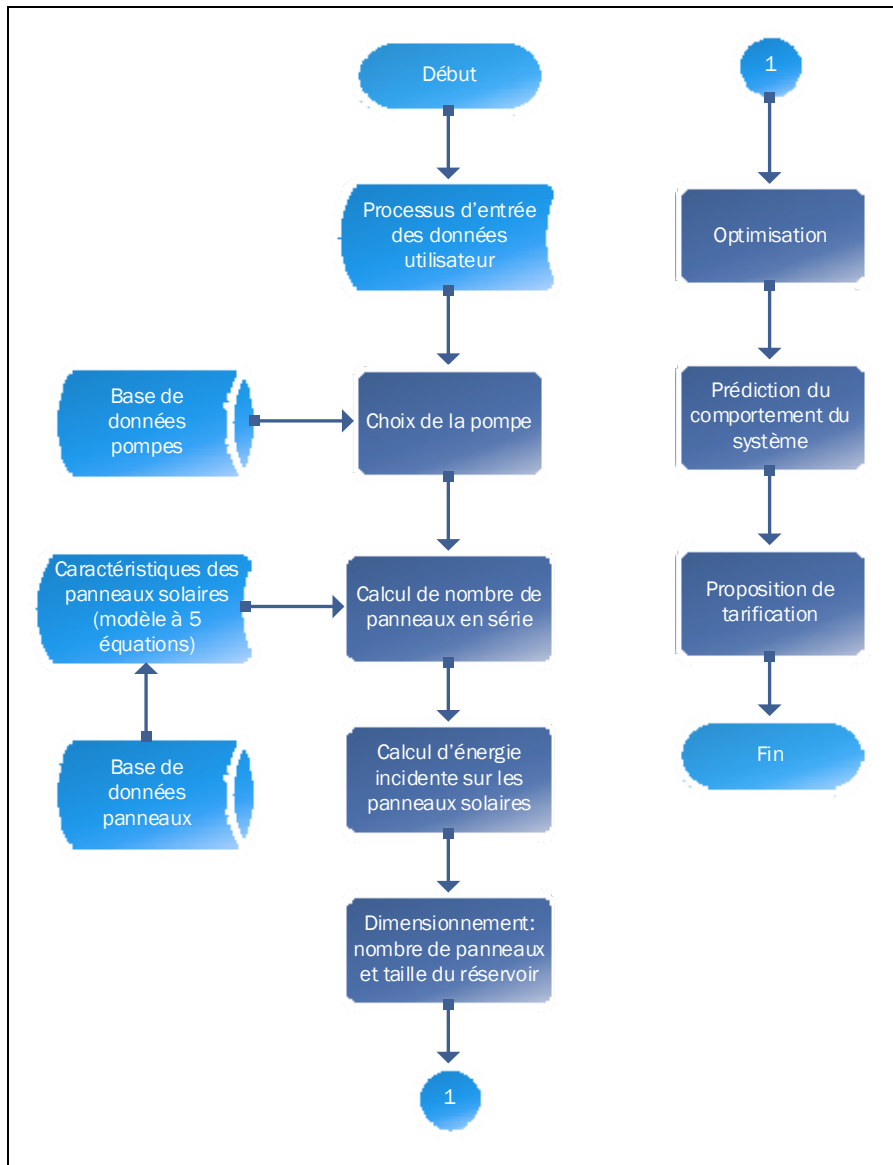


Figure 2.1 Diagramme générale de fonctionnement

L'écran principal de l'outil, montré dans la Figure 2.2, permet à l'utilisateur d'entrer les données nécessaires et d'explorer les possibilités offertes au moyen d'une interface graphique facile à manipuler. Des informations contextuelles ainsi que des contrôles d'erreurs ont été également mis en œuvre.



76 Optimisation système de pompage PV - Données utilisateur

1. Choisissez les données dont vous disposez concernant la localisation du site:

1.1. Latitude et Longitude

1.2. Ville et code du pays

1.3. Utiliser un fichier .EPW

Codes pays

2. Entrez les données concernant le pompage:

2.1. Distance horizontale de pompage (m) 0

2.2. Distance verticale de pompage (m) 0

2.3. Choisissez le type de point de prise d'eau

2.3.1. Rivière

2.3.2. Puits

3. Entrez les données concernant la consommation d'eau:

3.1. Choisissez le type d'information à fournir

3.1.1. Consommation moyenne mensuelle

3.1.2. Fichier de consommation horaire d'eau

4. Entrez l'albédo initial du sol (0-1) 0

Valeurs type d'albédo

Vérifier Confirmer Quitter

Figure 2.2 Écran d'entrée de données utilisateur

### 2.1.1 Localisation du site

L'information concernant la localisation du site sert à recueillir les données qui ont une relation avec l'énergie solaire disponible et la température ambiante; l'utilisateur pourra utiliser une de trois options disponibles :

- Latitude et Longitude : Fournir la latitude et la longitude en format décimal.
- Ville et code du pays : Fournir le nom de la ville et le code du pays<sup>4</sup>.
- Fichier .epw : Fournir un fichier en format *Energy Plus Weather*® contenant les informations requises par l'outil. Le format standard de ce type de fichier est

<sup>4</sup> Liste de codes des pays – ISO 3166 [http://www.iso.org/iso/fr/french\\_country\\_names\\_and\\_code\\_elements.htm](http://www.iso.org/iso/fr/french_country_names_and_code_elements.htm)

disponible dans l'ANNEXE I. Malgré la quantité de données disponibles sur ce type de fichier, l'outil en extrait seulement celles qui sont nécessaires, particulièrement les valeurs de radiation solaire totale, directe et diffuse, la température ambiante, la latitude et la longitude.

Pour les deux premières options, la source d'information utilisée est la *NASA Surface Meteorology and Solar Energy – Global data sets*<sup>5</sup>. Cette source possède l'avantage de fournir des informations pour chaque combinaison de latitude et longitude possible<sup>6</sup>, ce qui garantit la disponibilité de données. Les fichiers correspondant à la radiation directe, diffuse et la température ambiante ont été téléchargés depuis leur site internet.

Les informations fournies par *Surface Meteorology* sont des données mensuelles moyennes, néanmoins l'outil nécessite des données horaires pendant une année, c'est pourquoi une conversion est requise. Comme montré par (Duffie et Beckman, 2013; Wenham, 2012), les données moyennes peuvent être approximées par les données d'une journée type (voir ANNEXE II).

La corrélation de *Collares-Pereira* (équations (2.1) à (2.5)) est utilisée pour estimer la radiation solaire par heure à partir de données journalières, donc l'outil produit des journées type avec de données horaires (Duffie et Beckman, 2013).

$$a = 0.409 + 0.5016 \sin(\omega_{l-c} - 60) \quad (2.1)$$

$$b = 0.6609 - 0.4767 \sin(\omega_{l-c} - 60) \quad (2.2)$$

$$R_t = \frac{\pi}{24} (a + b \cos \omega) \frac{\cos \omega - \cos \omega_{l-c}}{\sin \omega_{l-c} - \frac{\pi \omega_{l-c}}{180} \cos \omega_{l-c}} \quad (2.3)$$

---

<sup>5</sup> Site internet des données utilisées <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/global.cgi?email=skip@larc.nasa.gov>

<sup>6</sup> Les valeurs de latitude et longitude sont des entiers, alors les valeurs disponibles peuvent différer des conditions réelles d'opération.

$$R_d = \frac{\pi}{24} \frac{\cos \omega - \cos \omega_{l-c}}{\sin \omega_{l-c} - \frac{\pi \omega_{l-c}}{180} \cos \omega_{l-c}} \quad (2.4)$$

$$R_t = \frac{I}{H} \text{ et } R_d = \frac{I_d}{H_d} \quad (2.5)$$

L'outil vérifie aussi que les valeurs de latitude et longitude soient comprises entre  $-180^\circ$  et  $+180^\circ$  de façon à éviter des erreurs lors de la recherche des données à l'intérieur des fichiers. Concernant la dernière option (fichier .epw), les données sont horaires et représentatives du site; autrement dit, aucune conversion n'est nécessaire. Finalement, l'outil sauvegarde les données dans un objet appelé donnees\_localisation<sup>7</sup> et montre une confirmation avec le nom de données disponibles ainsi que la latitude et la longitude.

Tableau 2.1 Structure de l'objet donnees\_localisation

Structure de l'objet donnees_localisation			
Champ	Caractéristique	Unités	Observations
Latitude	float	Degrees	entre -180 et +180
Longitude	float	Degrees	entre -180 et +180
I_annuel	Vecteur 8670 positions	Wh/m <sup>2</sup>	Radiation globale surface horizontale
Id_annuel	Vecteur 8670 positions	Wh/m <sup>2</sup>	Radiation diffuse surface horizontale
Ib_annuel	Vecteur 8670 positions	Wh/m <sup>2</sup>	Radiation directe surface horizontale
T_annuel	Vecteur 8670 positions	°C	Température ambiante

### 2.1.2 Données concernant le pompage

L'utilisateur doit fournir les informations concernant le pompage, lesquelles doivent être prises sur le terrain ou estimées à partir d'informations existantes et serviront de critère pour le choix d'équipement de pompage. Ces informations incluent :

- Distances horizontale et verticale de pompage (en mètres): Afin de fournir l'information précise, des schémas sont mis à disposition de l'utilisateur, sur lesquels

<sup>7</sup> Les noms des objets sont cités tel qu'ils apparaissent dans la programmation, c'est pourquoi ils n'ont pas d'accents ou des apostrophes.

les deux distances sont indiquées, un schéma utilisant une pompe submersible et un autre avec une pompe centrifuge de surface comme montré dans l'ANNEXE IV. Des limites sont mises en œuvre par rapport à la capacité maximale des pompes considérées par l'outil. Pour le cas de la pompe submersible, la hauteur manométrique dynamique (variation du niveau dans le puits) n'est pas considérée; l'utilisateur devra fournir la hauteur manométrique maximale.

- Type de point de prise d'eau : Deux options sont présentées à l'utilisateur concernant le point de prise d'eau : une rivière ou un fleuve et un puits. L'objectif de déterminer le type de point de prise d'eau consiste à choisir le type de pompe à utiliser dans chacun des cas, soit une pompe submersible pour le puits et une pompe centrifuge de surface pour une rivière (Karassik, 2001).

Trois variables servent à enregistrer les informations concernant le pompage tel que montré au Tableau 2.2.

Tableau 2.2 Données concernant le pompage

Données concernant le pompage			
Variable	Type	Unités	Observations
Dist_Hor	Int	mètres	Limitée à 100 m
Dist_Ver	Int	mètres	Aucune
Source	String	N/A	Peut prendre deux valeurs prédéfinies

### 2.1.3 Données de consommation d'eau :

Les données de consommation horaire dont l'outil a besoin sont des consommations horaires totales, en conséquence deux options sont présentées à l'utilisateur.

- Consommation moyenne mensuelle : Il est possible d'entrer la consommation moyenne d'eau par mois en litres, c'est-à-dire, douze données au total. Comme mentionné antérieurement, l'outil nécessite des données horaires, alors deux manipulations seront appliquées.

- Conversion des données mensuelles en données journalières : Afin de créer une distribution approximative des consommations journalières à partir des données mensuelles, l'outil relie la variation de la consommation avec la variation de la température (Wenham, 2012) selon l'équation (2.6).

$$Q_{jour}(i, j) = Q_{mois}(j) \left( \frac{\overline{T_{jour}(i, j)}}{\sum_i \overline{T_{jour}(i, j)}} \right) \text{ où } \sum_{i=1}^{i_{max}(j)} \left( \frac{\overline{T_{jour}(i, j)}}{\sum_i \overline{T_{jour}(i, j)}} \right) = 1 \quad (2.6)$$

- Conversion des données journalières en données horaires : Pour créer un profil de consommation horaire, deux modèles trouvés en la littérature (Brière, 2012) sont proposés. Ces modèles permettent d'identifier des heures de consommation de pointe pendant la journée, ce qui permettra de déterminer le débit maximal de consommation, entre autres. Les modèles proposés sont montrés de façon graphique et ne comportent pas de données en litres, mais en pourcentage par rapport à la quantité d'eau consommée pendant la journée.

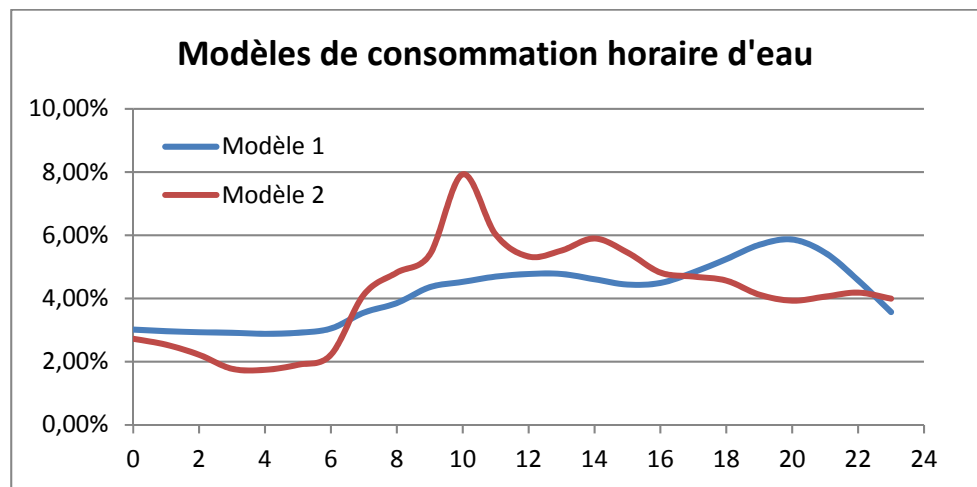


Figure 2.3 Modèles de consommation horaire d'eau

Le premier modèle présente une consommation relativement constante entre 9h et 16h avec un pic vers 20h (en bleu). Le deuxième modèle comporte plus de variations pendant la journée, avec un pic vers 10h et une consommation

très fiable pendant la nuit (en rouge). Si l'utilisateur veut fournir des données de consommation d'eau mensuelles, il lui sera demandé de choisir l'un de deux modèles proposés, celui qui s'ajuste le mieux au profil de consommation désiré.

Un exemple de la consommation qui résulte de la première transformation est montré sur la Figure 2.4. Il est possible de voir la variation du débit quotidien pour le mois de janvier et de juillet. Les profils de consommation sont différents, même si la consommation mensuelle est égale pour les deux mois (305 105 L/mois).

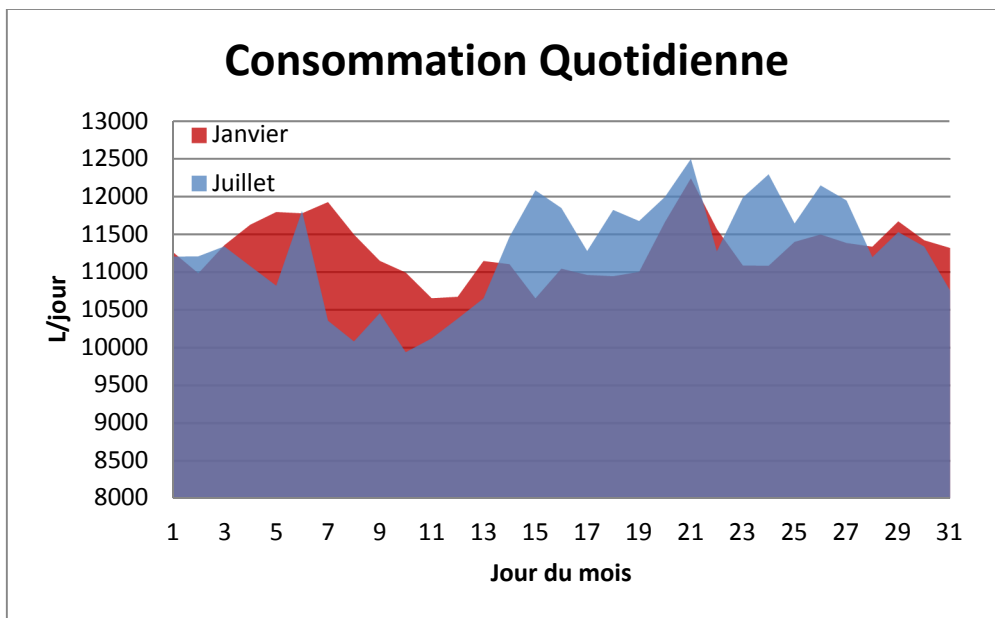


Figure 2.4 Consommation horaire d'eau

- Fichier de consommation horaire d'eau : Si les données de consommation horaire sont disponibles, il est possible de choisir le fichier contenant l'information. L'outil reçoit un fichier avec extension .txt d'une seule colonne avec des consommations en litres par heure, avec le point comme séparateur décimal.

Pour la suite des calculs, puisque le système ne considère pas l'utilisation de batteries, une autre correction doit être appliquée aux données. L'outil calcule les heures du lever et du

coucher du soleil pour chaque jour afin d'identifier la consommation qui a lieu la nuit, cette consommation est ensuite ajoutée à la consommation pendant les heures de soleil afin de créer un profil de consommation de design qui assure que, pendant le jour, suffisamment d'eau sera pompée pour combler les besoins nocturnes. Cette consommation modifiée aura un aspect similaire à celui montré sur la Figure 2.5, de même le résultat des données de consommation d'eau peut être résumé dans le Tableau 2.3.

Tableau 2.3 Données de consommation d'eau

Données de consommation d'eau			
Variable	Type	Unités	Observations
Qdt	Vecteur 8760 positions	L/heure	Consommation théorique
Q_test	Vecteur 8760 positions	L/heure	Pas de consommation pendant la nuit

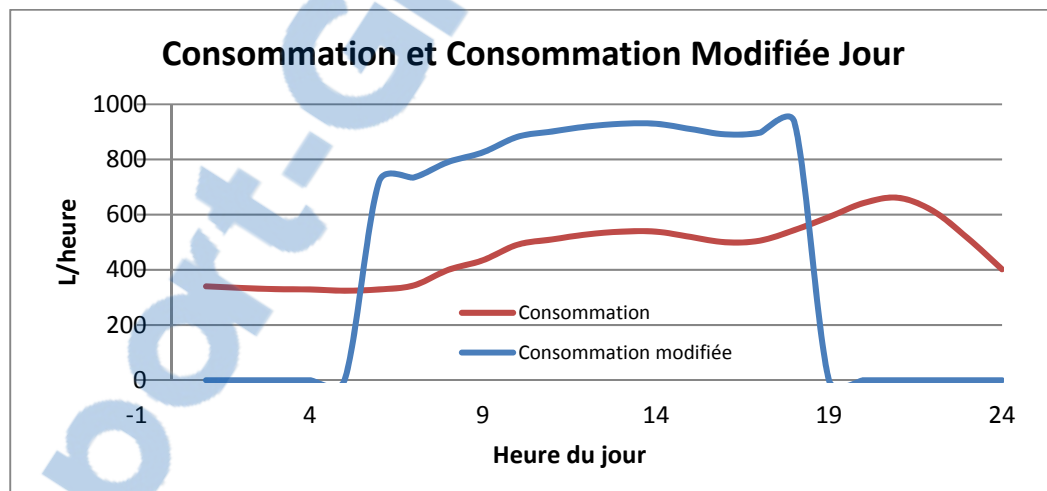


Figure 2.5 Consommation d'eau modifiée

#### 2.1.4 Albédo du sol

Finalement, l'albédo du sol doit être indiqué, puisqu'il sert à déterminer la partie réfléchiée de la radiation incidente sur le panneau PV. Il est possible aussi de consulter les valeurs typiques d'albédo ([Holman, 2010](#)). La valeur écrite doit être entre 0 et 1, un message d'avertissement est montré lorsque la valeur excède les limites (voir Figure 2.6).

L'outil permet de vérifier les informations fournies avant d'en faire la confirmation, lors de laquelle un objet contenant l'ensemble des informations est créé. Le processus de choix de la pompe démarre automatiquement.

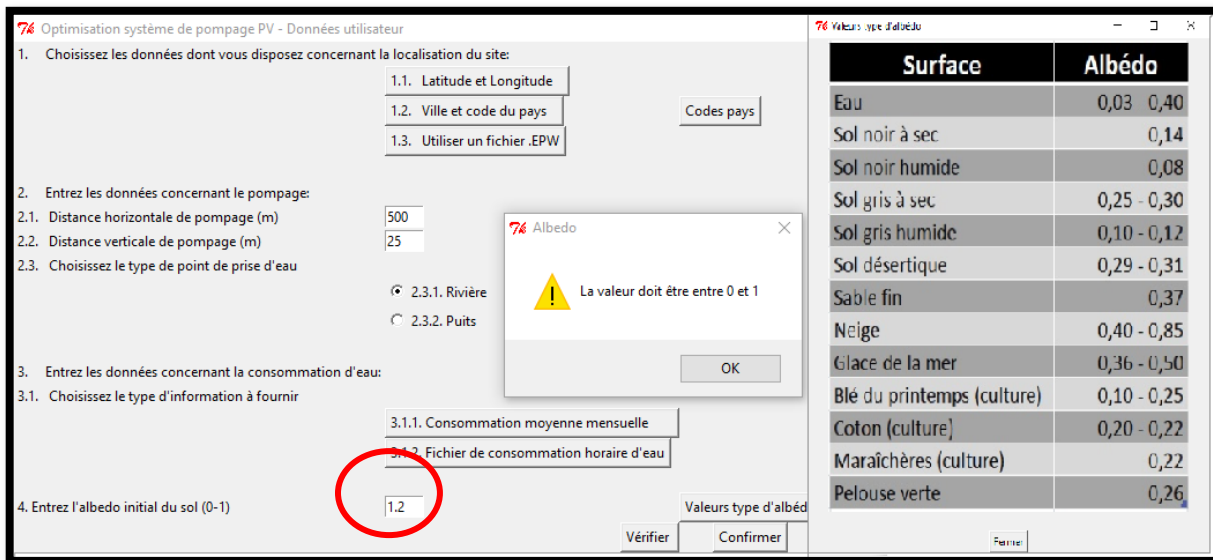


Figure 2.6 Avertissement albédo et valeurs typiques

## 2.2 Choix de pompe

Pour choisir la pompe, l'outil prend les informations des distances de pompage et la consommation comme base, ainsi qu'une base de données de pompes submersibles et centrifuges de surface.

### 2.2.1 Base de données pompes

Les données de pompes ont été obtenues du site internet *Northern Arizona Wind and Sun* (Sun, 2016b) et sont sauvegardées dans un objet étiqueté pompe avec la configuration montrée sur le Tableau 2.4. Au total, 46 pompes composent la base de données, dont 10 sont centrifuges de surface, 19 sont submersibles avec un diamètre de sortie de 1.25'', 4 sont submersibles avec un diamètre de sortie de 1.5'', 9 sont submersibles avec un diamètre de sortie de 2'' et 4 sont submersibles avec un diamètre de sortie de 3'' (voir ANNEXE III).



À partir des informations sauvegardées dans l'objet `data_pompe`, des calculs sont faits afin de caractériser la pompe. D'abord, les données sont utilisées pour créer des fonctions qui décrivent le comportement de la pompe. Ensuite, une identification des points d'efficacité maximale est faite pour finalement établir la zone d'opération théorique de la pompe sur le plan Débit Vs. Hauteur manométrique. La valeur X montrée sur le Tableau 2.4 correspond au numéro de courbes fourni par pompe (Débit Vs. Hauteur manométrique) et la valeur Y correspond au nombre de données correspondant à chacune des courbes.

Tableau 2.4 Structure de l'objet pompe

Structure de l'objet pompe			
Champ	Caractéristique	Unités	Observations
Model	String	N/A	Comme sur la feuille technique
Type	String	N/A	Submersible ou surface
Prix	int	USD	
Puissance	float	Watt	Puissance nominale du moteur
Controleur	String	N/A	Référence du contrôleur à utiliser
Diametre de sortie	float	Pouces	
Data_pompe.Tension	Vecteur X * Y	Volt	Données qui servent à construire les courbes d'opération de la pompe: * LPM Vs. TDH * LPM Vs. Efficacité * LPM Vs. Puissance
Data_pompe.LPM	Vecteur X * Y	Litres par minute	
Data_pompe.TDH	Vecteur X * Y	Mètre colonne d'eau	
Data_pompe.courant	Vecteur X * Y	Ampère	
Data_pompe.Watts	Vecteur X * Y	Watt	
Data_pompe.efficacite	Vecteur X * Y	Pourcentage	

Les fonctions créées correspondent à :

- Débit Vs. Efficacité :

$$eff(\%) = AQ^4 + BQ^3 + CQ^2 + DQ + E; \text{ avec } Q[L/\text{heure}] \quad (2.7)$$

- Débit Vs. Hauteur manométrique :

$$TDH(m) = AQ^4 + BQ^3 + CQ^2 + DQ + E; \text{ avec } Q[L/\text{heure}] \quad (2.8)$$

- Débit Vs. Puissance :

$$P(W) = AQ^4 + BQ^3 + CQ^2 + DQ + E; \text{ avec } Q[L/\text{heure}] \quad (2.9)$$

Il est possible d'identifier, à partir des données des courbes, le débit pour lequel l'efficacité est maximale pour chaque courbe<sup>8</sup>. La zone d'opération idéale des pompes centrifuges se trouve entre 85% et 105% du débit correspondant à l'efficacité maximale (American Society of Heating Refrigerating and Air-Conditioning Engineers., 2012). De façon générale, un polygone de 4 points indiquant la zone d'opération idéale est sauvegardé pour chaque pompe (pairs hauteur manométrique et débit).

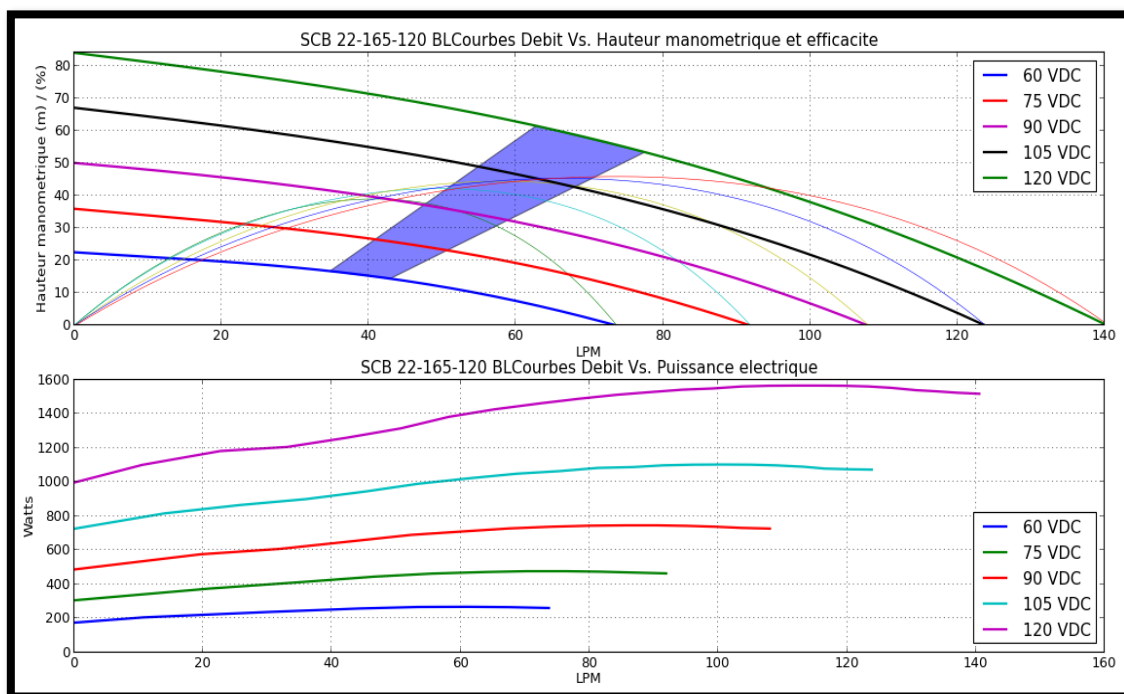


Figure 2.7 Courbes et zone d'opération d'une pompe surface

Un objet final appelé `ensemble_pompes`, qui contient l'ensemble des informations de toutes les pompes, est créé durant le démarrage de l'outil.

<sup>8</sup> Les données comportent entre 3 et 5 courbes par pompe, une pour chaque tension d'opération.

### 2.2.2 Courbe du système

À partir des distances de pompage (horizontale et verticale) et de la consommation d'eau, il est possible de tracer les courbes du système, qui incluent le calcul de perte de charge due à la friction de l'eau à l'intérieur des tuyaux ainsi que les pertes associées aux valves et aux accessoires. Avec les pompes disponibles sur la base de données, une courbe du système sera tracée pour chaque diamètre de tuyaux possible, soit quatre courbes si la pompe à utiliser est submersible et une courbe si la pompe à utiliser est de type surface, car les pertes associées à la friction dépendent du diamètre interne des tuyaux (American Society of Heating Refrigerating and Air-Conditioning Engineers., 2012).

Étant donné le manque d'information concernant le nombre d'accessoires à utiliser lors de l'installation *in situ*, des circuits hydrauliques standard servent à estimer les composantes de base du système concernant le transport d'eau. Deux circuits hydrauliques type sont utilisés, un pour chaque type de pompe disponible (surface et submersible) et ils peuvent être visualisés par l'utilisateur afin de donner un aperçu du schéma de connexions ainsi que de clarifier de données importantes comme les distances de pompage (voir ANNEXE IV). En résumé, les hypothèses suivantes sont proposées afin de calculer les pertes de charge.

- La conduite est lisse à l'intérieur;
- Coefficients des valves sont tirés de (Kavanaugh, Rafferty et American Society of Heating Refrigerating and Air-Conditioning Engineers., 1997);
- Nombre fixe de valves (4);
- Diamètre interne des conduits est tiré de (Kavanaugh, Rafferty et American Society of Heating Refrigerating and Air-Conditioning Engineers., 1997);
- Température de l'eau égale à la température ambiante moyenne du site;
- Débit de design égal au débit maximal du vecteur  $Q_{test}$  (voir Tableau 2.3).
- Longueur équivalente pour les pertes dans les accessoires égale à 10% de la distance de pompage totale.

Le calcul des pertes de charge se fait selon (American Society of Heating Refrigerating and Air-Conditioning Engineers., 2012), il est possible de déduire l'équation (2.10).

$$H_T(m) = H_{stat} + H_{cond} + H_{sing} + H_{valves} \quad (2.10)$$

Où :

- $H_{stat}$  sont les pertes liées à la distance verticale que l'eau doit parcourir dans le système en mètres colonne d'eau;
- $H_{cond}$  sont les pertes par friction à l'intérieur des tuyaux. Pour les calculer, les équations (2.11) à (2.15) (Bergman et al., 2011) sont utilisées;

$$U = \frac{Ql}{\left(\frac{\pi D_{int}^2}{4}\right)}; \text{vitesse théorique de l'écoulement} \quad (2.11)$$

$$Re = \frac{D_{int}U}{\nu_{eau}}; \text{nombre de Reynolds} \quad (2.12)$$

$$f = (0.790 \log(Re) - 1.64)^{-2} \text{ si } Re > 2300 \quad (2.13)$$

$$f = \frac{64}{Re} \text{ si } Re \leq 2300 \quad (2.14)$$

$$H_{cond} = \frac{f * U^2 (L_{vert} + L_{horiz})}{2gD_{int}} \quad (2.15)$$

- $H_{sing}$  sont les pertes singulières dans les accessoires, calculées de façon similaire aux pertes dans les conduits, avec une longueur équivalente (Kavanaugh, Rafferty et American Society of Heating Refrigerating and Air-Conditioning Engineers., 1997);

$$H_{sing} = \frac{f * U^2}{2g} * \frac{\sum L_{eq}}{D_{int}} \quad (2.16)$$

- $H_{valves}$  sont les pertes dans les valves, calculées à partir d'un coefficient de valves  $C_v$  fixe pour chaque diamètre.

$$H_{valves} = (\# \text{ valves}) * 0.70281 \left( \frac{Ql[\text{gpm}]}{Cv} \right)^2 \quad (2.17)$$

Le calcul est fait avec une variation de débit entre zéro et le débit maximal de  $Q_{\text{test}}$  et pour chaque diamètre selon le type de pompe. En plus, une fonction d'ordre quatre reliant le débit et la hauteur manométrique requise est calculée.

$$TDH_{sys}(m) = AQ^4 + BQ^3 + CQ^2 + DQ + E; \text{ avec } Q[L/s] \quad (2.18)$$

Le résultat des calculs est sauvegardé à l'aide d'un objet appelé `courbe_systeme` qui contient les informations plus importantes, telles que les vecteurs contenant le débit et la hauteur manométrique et les coefficients de la fonction.

### 2.2.3 Choix de pompe

Une fois les données des pompes téléchargées et les courbes du système calculées, il reste à faire le choix d'une pompe, laquelle doit opérer à une efficacité aussi élevée que possible. La Figure 2.8 montre l'algorithme de choix de pompe développé. Premièrement, l'outil réalise une comparaison entre les courbes du système et les zones d'opération idéales des pompes, trois résultats de cette comparaison sont possibles :

- Le point de fonctionnement du système coïncide avec la zone d'opération d'une pompe, dans ce cas, cette pompe est choisie;
- Le point de fonctionnement du système coïncide avec la zone d'opération de plusieurs pompes, dans ce cas un calcul de l'efficacité moyenne permet de choisir la pompe la plus appropriée pour les données entrées par l'utilisateur, c'est-à-dire, celle ou l'efficacité est la plus élevée. Par exemple, pour le cas de la Figure 2.9, quatre points d'opération (le point d'opération correspond à l'intersection entre la courbe du système et celle de la pompe) sont indiqués correspondant aux tensions 75V, 90V, 105V et 120V et pour chacun de points on peut obtenir le débit, la puissance du

moteur, la hauteur manométrique et l'efficacité, alors pour l'efficacité cumulée on peut utiliser (2.19);

$$eff_{cum} = \frac{\sum_i eff_i}{i} \text{ ou } i \text{ est le nombre de points d'opération} \quad (2.19)$$

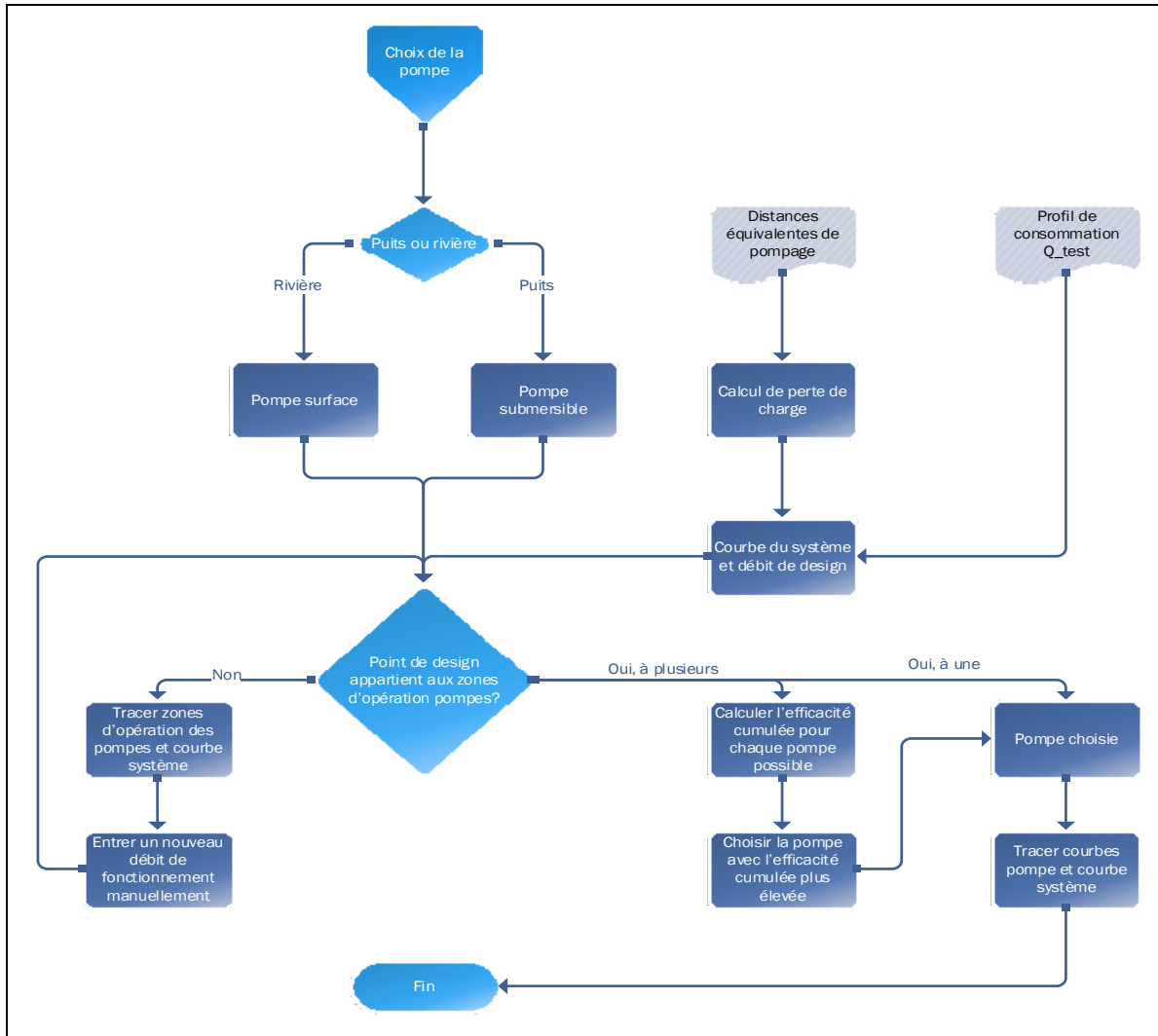


Figure 2.8 Diagramme choix de la pompe

- Le point de fonctionnement du système ne coïncide avec aucune des zones d'opération des pompes, les possibles zones d'opération ainsi que la courbe du système sont montrées et l'utilisateur peut alors changer le débit de design manuellement avec une référence graphique.

Finalement, une confirmation de la pompe choisie est montrée, ainsi que les courbes de la pompe et la courbe du système sur le plan Débit Vs. Hauteur manométrique.

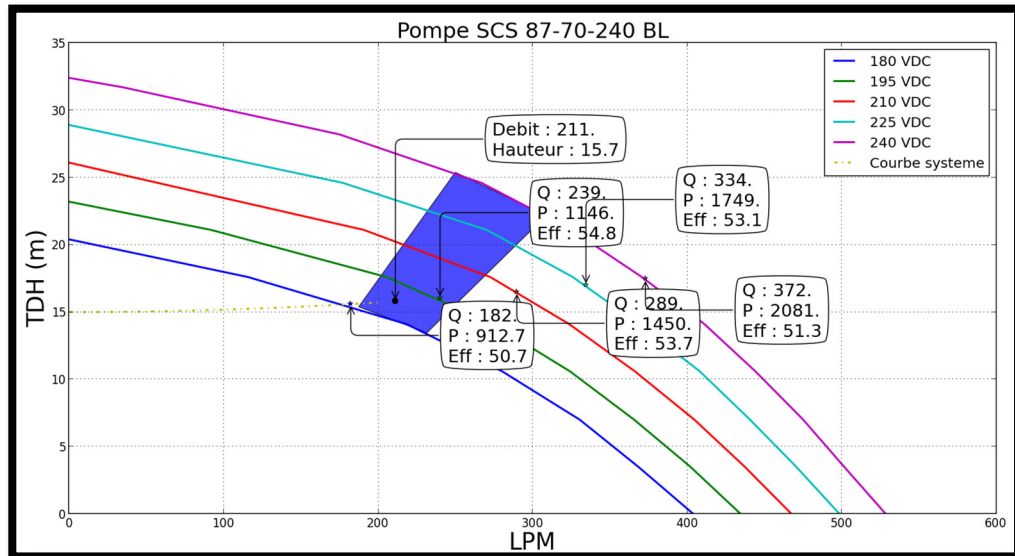


Figure 2.9 Confirmation de pompe choisie

À partir des possibles points d'opération de la pompe (intersections entre la courbe du système et les courbes de la pompe) il est possible de déterminer une fonction reliant la puissance d'entrée au groupe moteur-pompe et le débit de sortie.

$$Q(\text{lpm}) = f(P_{\text{élec}}) \quad (2.20)$$

L'ordre de cette fonction dépend de la quantité de possibles points d'opération, qui peuvent varier entre deux et cinq. S'il s'agit de deux points d'opération la fonction sera linéaire, similairement si entre trois et cinq points d'opération sont trouvés, la fonction sera quadratique. Cette fonction sert à convertir la puissance obtenue à l'aide des modules PV en débit d'eau pour les conditions décrites par les données d'entrée d'utilisateur comme montré sur la Figure 2.10.

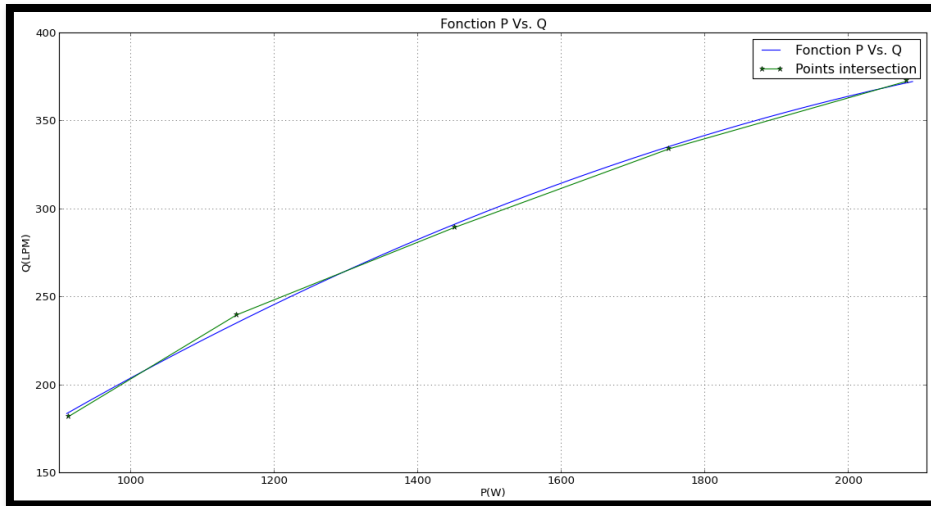


Figure 2.10 Fonction P Vs. Q

Si la puissance produite par le panneau est inférieure à celle correspondant à la première intersection, la pompe ne démarrera pas et le débit sera zéro, ce qui évite le réchauffement et le possible bris de la pompe. Par contre, il est possible que la puissance générée soit légèrement supérieure à la puissance maximale de la pompe, dans ce cas le débit produit sera le débit plus élevé parmi les intersections trouvées. Des informations importantes sont sauvegardées lorsque la pompe a été choisie comme montrée sur le Tableau 2.5.

Tableau 2.5 Données obtenues après le choix de la pompe

Données choix de la pompe			
Variable	Type	Unités	Observations
Pompe_choisie	Objet pompe	N/A	Informations de la pompe choisie
Système	Objet courbe_systeme	N/A	Courbe du système
Intersection	Object intersection	N/A	Débit, hauteur manométrique, efficacité et puissance pour chaque point d'intersection
Coeffs_P	Vecteur X positions	N/A	Coefficients de la fonction P Vs. Q
Coeffs_E	Vecteur X positions	N/A	Coefficients de la fonction Eff Vs. Q



### 2.3 Données des modules photovoltaïques

Similairement aux pompes, une base de données de modules PV a été créée afin de choisir celui qui représente la meilleure option en ce qui concerne la performance et le prix pour le SPPV. Pour faciliter la tâche pour l'utilisateur, un fichier Excel® contient les informations des modules, tirées des fiches techniques, souvent disponibles sur internet, plus le prix qui a été téléchargé, dans ce cas-ci, du site (Sun, 2016a).

Tableau 2.6 Données initiales des modules photovoltaïques – Fichier .txt

Données initiales des Modules PV		
Variable	Paramètre	Unités
Ac	Surface	m <sup>2</sup>
Isc	Courant de court-circuit	A
Voc	Tension en circuit ouverte	V
Imp	Courant maximal	A
Vmp	Tension maximale	V
uVoc	Coefficient de température Tension	%/K
ulsc	Coefficient de température Courant	%/K
No. Cells	Nombre de cellules	N/A
Brand	Marque	N/A
Model	Modèle	N/A
Prix	Prix	USD

Puisque ces informations sont variables dans le temps, ce fichier peut être modifié avant de lancer l'outil pour que les changements soient considérés. Les informations incluses par module PV dans le fichier sont listées dans le Tableau 2.6 selon les CNE (*Conditions Normales d'Essai* : Éclairement solaire = 1 000 W/m<sup>2</sup>, T<sub>amb</sub> = 25°C, Masse de l'air = 1.5).

Ces informations sont téléchargées par l'outil pour ensuite utiliser le modèle simplifié à une diode de la Figure 2.11 pour calculer les paramètres qui permettent de décrire le fonctionnement de chaque module PV avec précision.

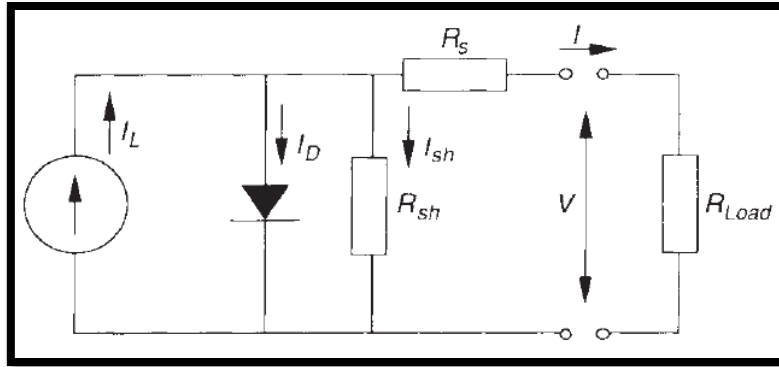


Figure 2.11 Modèle à une diode pour un module PV - tiré de (Duffie et Beckman, 2013)

La caractéristique  $I$  Vs.  $V$  d'un module PV est non linéaire et son point de fonctionnement varie par rapport à la température des cellules, à la charge et à la radiation solaire incidente. Son fonctionnement peut être décrit à l'aide des équations (2.21) à (2.30) (Duffie et Beckman, 2013).

$$I = I_L - I_D - I_{sh} \quad (2.21)$$

$$I = I_L - I_0 \left[ e^{(V+IR_s/a)} - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (2.22)$$

Si  $V = 0$ , l'équation (2.39) en court-circuit devient l'équation (2.23):

$$I_{sc} = I_L - I_0 \left[ e^{(I_{sc}R_s/a)} - 1 \right] - \frac{I_{sc}R_s}{R_{sh}} \quad (2.23)$$

Et si  $I = 0$ , l'équation (2.22 en circuit ouvert devient l'équation (2.24) :

$$0 = I_L - I_0 \left[ e^{(V_{oc}/a)} - 1 \right] - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \quad (2.24)$$

Similairement, l'équation (2.22 pour la puissance maximale est (2.41):

$$I_{mp} = I_L - I_0 \left[ e^{(V_{mp}+I_{mp}R_s/a)} - 1 \right] - \frac{V_{mp} + I_{mp}R_s}{R_{sh}} \quad (2.25)$$

Finalement, la dérivée de la puissance en fonction de la tension pour la puissance

maximale est donnée par l'équation (2.26) :

$$\frac{I_{mp}}{V_{mp}} = \frac{\frac{I_0}{a} e^{\left(\frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{a}\right)} + \frac{1}{R_{sh}}}{1 + \frac{I_0 R_s}{a} e^{\left(\frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{a}\right)} + \frac{R_s}{R_{sh}}} \quad (2.26)$$

Pour considérer l'effet de la température sur l'efficacité du module PV, il faut tenir compte des équations (2.27) à (2.29).

$$\mu_{Voc} = \frac{V_{oc}(T) - V_{oc}(T_{ref})}{T - T_{ref}} \quad (2.27)$$

$$\frac{a}{a_{ref}} = \frac{T}{T_{ref}} \quad (2.28)$$

$$I_0(T) = I_0(T_{ref}) \left(\frac{T}{T_{ref}}\right)^3 e^{\left(\frac{E_{gref}}{kT_{ref}} \left(1 - \left(1 - C(T - T_{ref}) \frac{T_{ref}}{T}\right)\right)\right)} \quad (2.29)$$

Et les remplacer dans (2.24) à une température différente de la température de référence:

$$0 = I_L - I_0(T) \left[ e^{\left(\frac{V_{oc}(T)}{a(T)}\right)} - 1 \right] - \frac{V_{oc}(T)}{R_{sh}} \quad (2.30)$$

Où  $E_g$  est l'énergie de gap (1.794 e-19 J pour le silicium),  $k$  est la constante de Boltzmann (1.381 e-23) et  $C$  est 0.0002677 pour le silicium. Le calcul simultanée des équations (2.23), (2.24), (2.25), (2.26) et (2.30) permet d'obtenir la valeur des paramètres listés dans le Tableau 2.7; des valeurs initiales pour le système d'équations sont :

- $R_{sh} = 100$  Ohms;
- $I_L = I_{sc}$ ;
- $a = \frac{1.5 k T_{ref} N_c}{q}$ ; où  $N_c = \#$  d'élés en série et  $q = 1.602 * 10^{-19} J/V$  ;
- $I_0$  est obtenu à partir de (2.24);

- $R_s$  peut être estimé avec (2.22) en utilisant les valeurs initiales et en négligeant la valeur de  $R_{sh}$ .

Un deuxième fichier est généré avec les informations consolidées pour chaque module PV, c'est-à-dire, les onze paramètres initiaux plus les cinq paramètres calculés à l'aide du modèle mathématique.

Tableau 2.7 Paramètres ajoutés aux données des modules photovoltaïques

Données ajoutées des Modules PV		
Colonne	Paramètre	Unités
IL	Courant généré par la radiation	A
Io	Courant inverse de saturation diode	A
a	<i>Modified ideality factor</i>	V
Rsh	Résistance Shunt	Ohm
Rs	Résistance en série	Ohm

Finalement, les données sont mises dans un objet python pour les rendre disponibles pour la suite des calculs, leur téléchargement se fait une seule fois au démarrage de l'outil.

## 2.4 Dimensionnement du système de pompage

Jusqu'ici, toutes les données nécessaires aux calculs de dimensionnement ont été rendus disponibles au logiciel de dimensionnement, soit la pompe à utiliser, les besoins d'eau de la communauté, l'énergie solaire disponible, les paramètres d'opération des modules PV et l'albédo du sol. Pour réaliser le dimensionnement, plusieurs hypothèses doivent cependant être considérées :

- Celles liées au calcul des pertes de charge et aux distances de pompage 2.2.2 Pag 41;
- La quantité de modules à utiliser sera limitée<sup>9</sup> à 50 ;

---

<sup>9</sup> Des limitations d'espace peuvent exister. En plus, si la taille de l'installation est trop élevée, d'autres variables doivent être considérées.

- La taille du réservoir peut varier entre une valeur minimale ( $T_{res\_min}$ ) et une valeur maximale ( $T_{res\_max}$ )<sup>10</sup>. Le pas de variation est de  $\Delta T_{res}$ .
- Les deux critères à considérer pour le dimensionnement sont la fiabilité de la solution proposée et l'aspect économique, particulièrement le coût de composants tels que la pompe, le contrôleur, le panneau PV et le réservoir. On s'attend à ce que les autres composantes aient une influence plus faible sur le coût global du projet (tuyauterie, câblage, structures, etc.).

Pour la fiabilité, le critère utilisé est la Probabilité de Manque d'Eau (PME) qui représente la proportion de temps où les besoins en eau ne sont pas comblés par le SPPV. Comme les calculs se font sur une base horaire, la formule pour calculer la PME est celle de l'équation (2.31).

$$PME (\%) = \frac{\sum_{i=1}^n [Res_i = 0]^{11}}{n}; \quad (2.31)$$

où  $n$  est 8 760 (heures par année)

et  $Res$  est la quantité d'eau dans le réservoir ( $L$ )

L'ANNEXE V décrit la démarche suivie pour dimensionner le système de pompage. L'outil utilise le modèle isotropique (Kalogirou, 2009) pour calculer l'énergie incidente sur la surface du panneau PV, ces valeurs horaires sont sauvegardées dans un vecteur de 86 700 positions. Les équations et le processus de calcul sont:

$$\delta = 23.45 \sin \left( 360 \frac{284 + n}{365} \right) \quad (2.32)$$

$$\omega_{l-c} = \cos^{-1}(-\tan \varphi \tan \delta) \quad (2.33)$$

---

<sup>10</sup> Des limitations d'espace, ainsi que de temps de rétention d'eau dans le réservoir peuvent exister. Cette limite peut être modifiée dans le code au besoin. Il est nécessaire aussi de considérer la consommation moyenne quotidienne d'eau.

<sup>11</sup> Notation correspondant aux crochets d'Iverson. Iverson, Kenneth E. 1987. « A dictionary of APL ». *SIGAPL APL Quote Quad*, vol. 18, n° 1, p. 5-40. Si l'énoncé entre crochets est vrai, il prend la valeur de 1, sinon il est zéro.

$$\theta = \cos^{-1}(\sin \delta \sin \varphi \cos \beta - \sin \delta \cos \varphi \sin \beta \cos \gamma) \quad (2.34)$$

$$+ \cos \delta \cos \varphi \cos \beta \cos \omega + \cos \delta \sin \varphi \sin \beta \cos \omega \cos \gamma$$

$$+ \cos \delta \sin \gamma \sin \beta \sin \omega)$$

$$\theta_z = \cos^{-1}(\cos \varphi \cos \delta \cos \omega + \sin \varphi \sin \delta) \quad (2.35)$$

Le calcul du coefficient  $R_b$  qui compte pour l'apport de la radiation directe, dépend de la valeur de  $\omega$  par rapport à  $\omega_{l-c}$ . Comme  $\omega$  est un angle horaire, il peut être converti en heures et minutes, alors on appelle  $\omega.h$  la valeur entière d'heures correspondant à cet angle.

- Si  $\omega.h = -\omega_{l-c}$ , on définit deux valeurs  $\omega_1 = -\omega_{l-c}$  et  $\omega_2 = \omega_1.h + 1$ .
- Si  $\omega.h = \omega_{l-c}$ , on définit deux valeurs  $\omega_1 = \omega_{l-c}$  et  $\omega_2 = \omega_1.h$ .

Pour les deux cas, la valeur de  $R_b$  sera :

$$R_b = \frac{(\sin \delta \sin \varphi \cos \beta - \sin \delta \cos \varphi \sin \beta \cos \gamma)(\omega_2 - \omega_1) + (\cos \delta \cos \varphi \cos \beta + \cos \delta \sin \varphi \sin \beta \cos \gamma (\sin \omega_2 - \sin \omega_1) - \cos \delta \sin \gamma \sin \beta (\cos \omega_2 - \cos \omega_1))}{\cos \varphi \cos \delta (\sin \omega_2 - \sin \omega_1) + \sin \varphi \sin \delta (\omega_2 - \omega_1)} \quad (2.36)$$

Et pour d'autres cas :

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (2.37)$$

Enfin, le modèle isotropique est calculé selon l'équation (2.38) :

$$I_T = I_b R_b + I_d \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + I_\rho \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (2.38)$$

Ensuite, il est possible d'utiliser les paramètres des modules PV pour calculer la puissance maximale de sortie disponible pour chaque type de module PV sur la base de données. Le nombre de modules PV à utiliser en série est défini avant le début des calculs de puissance, étant la tension nominale de la pompe choisie divisée par la tension nominale des modules

PV ( $V_{mp}$ ). Le processus de calcul de puissance de sortie est itératif et basé sur le modèle à une diode, tel que décrit dans le sous-chapitre 2.3.

Un estimé de l'efficacité ( $eff$ ) du module PV pour la température et la radiation incidente ( $I_T$ ) sur la surface du module PV actuelles permet de calculer la température de la cellule  $T_c$  (équation (2.39), avec laquelle il est possible ensuite de calculer les paramètres qui en dépendent (équations (2.28),(2.29), (2.40), (2.41) et (2.42)) (Duffie et Beckman, 2013). Les valeurs *Nominal Operating Cell Temperature* (NOCT)<sup>12</sup> sont utilisées pour calculer la température de la cellule  $T_c$ .

$$T_c = T_{amb} + (T_{noct} - T_{\infty noct}) \left(1 - \frac{eff}{0.9}\right) \left(\frac{I_T}{G_{noct}}\right) \quad (2.39)$$

$$E_{g2} = E_g [1 - C(T_c - T_{ref})] \quad (2.40)$$

$$R_{sh} = R_{sh} \left(\frac{1000}{I_T}\right) \quad (2.41)$$

$$I_L = \frac{I_T}{1000} [I_L + \mu I(T_c - T_{ref})] \quad (2.42)$$

La valeur de  $I_L$  ainsi que celle de  $V_{mp}$  sont utilisées comme estimation initiale pour résoudre les équations (2.22) et (2.26) qui permettent d'obtenir la valeur de la tension et du courant pour la puissance maximale.

Comme montré par (Benlarbi, Mokrani et Nait-Said, 2004), (Nabil, Allam et Rashad, 2013), (Betka et Attali, 2010; Govindarajan, Parthasarathy et Ganesan, 2014) entre autres, et selon la fiche technique des contrôleurs pour les pompes considérées (SunPumps, 2016), la pompe peut opérer à la puissance maximale. Avec les valeurs de puissance maximale calculées, l'équation (2.20) est utilisée pour calculer le débit de pompage par rapport à la puissance produite par le GPV. Une perte de 20% de puissance due à la poussière et aux pertes du contrôleur est considérée.

---

<sup>12</sup>  $T_{noct} = 318K$ ;  $T_{inf\_noct} = 293K$ ;  $G_{noct} = 800W/m^2$

Une fois le débit calculé, il est possible de déterminer la quantité d'eau dans le réservoir avec l'équation (2.43).

$$Res_i = Res_{i-1} + Qpompe_i - Qdt_i; 0 \leq Res_i \leq T_{res\_max} \quad (2.43)$$

Le système d'équations résolu, les valeurs de  $Res$  sont sauvegardées. Il est nécessaire aussi de trouver le nombre maximal de modules en parallèle ( $M_p$ ), qui est égal au nombre maximal de modules PV divisé par le nombre de modules en série ( $M_s$ ) déjà calculé. L'outil cherche alors des combinaisons de nombre de modules PV et de taille du réservoir pour que la probabilité de manque d'eau (PME) soit en dessous d'une certaine limite.

Pour trouver ces combinaisons, la taille du réservoir est fixée à  $T_{res\_min}$  et le  $M_p$  (qui commence à un) augmente d'une unité, jusqu'à ce que la PME soit inférieure à la limite imposée. Ensuite, la taille du réservoir augmente d'un incrément  $\Delta T_{res}$ , le  $M_p$  revient à un et le processus se poursuit jusqu'à ce que la limite de la taille du réservoir soit atteinte. Finalement, un ensemble de solutions possibles est produit pour chaque taille du réservoir.

Deux modes de dimensionnement sont implémentés dans l'outil : le premier mode considère une inclinaison égale à la latitude pour le panneau PV ( $\beta = \varphi$ ) et le deuxième considère une valeur de  $\beta$  fixe et optimale par rapport aux données d'entrée. Pour les deux cas, la valeur de  $\gamma$  est imposée et correspond à la valeur optimale théorique pour que l'énergie incidente sur la surface du panneau soit maximale comme suit.

- Si la latitude est positive  $\gamma = 0$  (plein sud);
- Si la latitude est négative  $\gamma = 180^\circ$  (plein nord).

#### 2.4.1 Panneau PV avec $\beta = \varphi$

Comme mentionné avant, l'angle d'inclinaison  $\beta$  est défini comme étant égal à la latitude, critère assez répandu dans la littérature concernant le dimensionnement des SPPV. On



obtient alors  $N \cdot NT_{res}$  solutions, où  $N$  est le nombre de modules sur la base de données et où  $NT_{res}$  est calculé par l'équation (2.44). L'information sauvegardée comprend le modèle et le nombre de modules PV, la taille du réservoir  $T_{res}$  et la PME.

$$NT_{res} = \frac{(T_{res\_max} - T_{res\_min})}{\Delta T_{res}} \quad (2.44)$$

#### 2.4.2 Panneau PV fixe et inclinaison optimale

L'outil suit la même démarche, la différence est la variation de l'angle  $\beta$ , donc le nombre de solutions possibles. La variation de  $\beta$  se fait en intervalles de  $1^\circ$  entre  $0^\circ$  et  $90^\circ$ , autrement dit on peut avoir jusqu'à  $90N \cdot NT_{res}$  solutions. Les informations sauvegardées sont les mêmes que pour le premier mode de fonctionnement plus l'inclinaison du panneau.

#### 2.5 Choix de la solution

L'outil doit choisir la meilleure solution par mode de fonctionnement parmi toutes les solutions possibles, étant les critères la fiabilité et l'aspect économique. La fiabilité du système est évaluée en relation à la capacité des composants choisis de fournir de l'eau en des quantités suffisantes le long de l'année, c'est-à-dire une PME minimale. Comme les possibles solutions sont celles où la PME est inférieure à un seuil déterminé, le seul critère de sélection qui reste est l'aspect économique.

Pour calculer la VAN du projet, il est nécessaire d'établir les flux financiers pour la durée de vie attendue. Les coûts plus importants à considérer sont l'investissement initial, les coûts liés à l'exploitation et à l'entretien et les montants à réserver pour le maintien d'actifs. Parmi ces coûts, l'investissement initial est celui qui influence le plus la VAN; en plus, si la qualité et la durée de vie des éléments à utiliser sont égales (par exemple, on pourrait choisir n'importe quelle pompe de la base de données, leur durée de vie est égale), les coûts liés à l'entretien et à l'exploitation peuvent être considérés comme constants.

Les montants liés au maintien d'actifs sont déterminés à partir des prix des composants, ce qui veut dire que l'investissement initial peut être utilisé comme critère unique pour déterminer l'aspect économique d'une solution donnée. Ensuite, une partie de l'investissement initial pourrait bien être considérée comme étant constante, soit la tuyauterie (les distances de pompage ne sont pas variables, alors la quantité de tuyauterie ne varie pas), le câblage, la pompe et le contrôleur.

L'installation et le transport peuvent varier par rapport au nombre de modules PV et à la taille du réservoir. Par conséquent, une réduction dans le coût total des modules PV et du réservoir diminue l'investissement initial et la VAN du projet. Étant donné que la base de données inclut les prix des composants, il est possible de calculer cette partie variable de l'investissement initial ( $Pr$ ) comme indiqué par l'équation (2.45).

$$Pr = (Ax + By) \quad (2.45)$$

Où :

- $A$  est le nombre de modules PV ( $M_s * M_p$ );
- $x$  est le prix du module PV;
- $B$  est la taille du réservoir en litres;
- $y$  est le prix du réservoir en USD/L.

Dans le cas où plusieurs solutions ont la même valeur de  $Pr$  (fort probablement avec les mêmes composants et une inclinaison différente), la solution choisie est celle où la PME est moins élevée.

## 2.6 Analyse économique

L'analyse économique vise à estimer la VAN des montants d'argent à dépenser, lesquels assurent la pérennité du projet. Cette analyse sert également à la planification financière, puisqu'il est possible d'établir un tarif pour le service de pompage d'eau qui garantit que les

montants seront disponibles. En plus, il est possible d'obtenir le coût du Watt-crête installé. Toutes les valeurs sont en USD.

### 2.6.1 Investissement Initial

L'investissement initial comprend le coût des composants plus le transport et l'installation. Le coût des composants principaux est connu, cependant le coût des fils électriques, des tuyaux, des structures pour le panneau PV et autres n'est pas spécifié, ainsi que pour le transport et l'installation. Une estimation basée sur le prix des éléments principaux est assumée, étant le prix des éléments secondaires le 5% de la valeur des éléments principaux et le transport et l'installation le 15% de la valeur des éléments principaux. De cette façon, l'investissement initial est (2.46):

$$I_{initial} = (P_{panneaux} + P_{pompe} + P_{contrôleur} + P_{réservoir}) * (120\%) \quad (2.46)$$

Où :

$$P_{panneaux} = A * x \quad (2.47)$$

$$P_{réservoir} = B * y \quad (2.48)$$

### 2.6.2 Coûts récurrents

Les coûts récurrents sont ceux qui ont lieu avec une certaine périodicité, donc qui peuvent être quantifiés. L'outil en considère trois comme suit :

- Coût d'exploitation ( $C_x$ ): Sont les coûts liés aux tâches qui permettent de garantir un fonctionnement du système en conditions normales, par exemple, le nettoyage des modules PV ou les petites réparations. Les coûts d'exploitation sont fixes et estimés à 1 000 USD/année.
- Coût d'entretien ( $C_e$ ): Coût lié aux services d'entretien qualifiés, soit pour l'entretien préventif régulier ou pour des réparations graves graves dans le système. Estimé aussi à 1 000 USD/année.

- Maintien d'actifs ( $C_a$ ): Les frais concernant le maintien d'actifs du système, prenant compte de leur durée estimée de vie. L'outil considère quatre changements de contrôleur, deux changements de pompe et un changement de modules PV dans une période de 20 ans.

### 2.6.3 Valeur Actualisé Nette (VAN)

Comme l'analyse économique se fait le long de la durée de vie du système (20 ans ayant comme référence la durée de vie estimée et la période de garantie de la plupart des modules PV), il est nécessaire de ramener toutes les valeurs à une valeur actualisée comme montré par (Agrawal et Tiwari, 2010) et (Duffie et Beckman, 2013). Si l'investissement initial se fait par moyen d'un prêt bancaire, on peut trouver les versements annuels à réaliser le long du prêt :

$$M = \frac{M_i}{\frac{1}{t} \left[ 1 - \left( \frac{1}{1+t} \right)^{N'} \right]} \quad (2.49)$$

Où  $t$  est le taux d'intérêt du prêt,  $M_i$  est le montant du prêt,  $N'$  est la durée du prêt en années et  $M$  est le versement annuel. L'équation (2.50) permet de trouver la VAN des versements du prêt.

$$VAN(M) = M * \frac{1}{i} \left[ 1 - \left( \frac{1}{1+i} \right)^{N'} \right]; i \text{ est le taux d'actualisation} \quad (2.50)$$

Similairement, il est possible de trouver la valeur actualisée des coûts d'entretien et d'exploitation qui ont lieu à chaque année avec les équations (2.51) à (2.53). D'un autre côté, pour le calcul de la VAN des coûts de maintien d'actifs, l'outil utilise les équations (2.54) à (2.57).

$$VAN(C_x) = C_x * FVA(C_x) \quad (2.51)$$

$$VAN(C_e) = C_e * FVA(C_e) \quad (2.52)$$

$$FVA(x) = \left\{ \begin{array}{l} \frac{N'}{1+t_x}; \text{ Si } i == t_x \\ \frac{1}{t_x - i} \left[ 1 - \left( \frac{1+i}{1+t_x} \right)^{N'} \right] \end{array} \right\}; \text{ où } t_x \text{ est l'inflation correspondant} \quad (2.53)$$

$$VAN(C_a) = VAN(Pompe) + VAN(Contrôleur) + VAN(Panneaux) \quad (2.54)$$

$$VAN(Pompe) = P_{pompe} \left[ \sum_{j=1}^2 \left( \frac{1}{(1+t)^{10j}} \right) \right] \quad (2.55)$$

$$VAN(Contrôleur) = P_{contrôleur} \left[ \sum_{j=1}^4 \left( \frac{1}{(1+t)^{5j}} \right) \right] \quad (2.56)$$

$$VAN(Panneaux) = P_{panneaux} \left[ \left( \frac{1}{(1+t)^{20}} \right) \right] \quad (2.57)$$

#### 2.6.4 Tarif et coût du $W_c$ installé

La VAN du projet est alors la somme des VAN calculées. Le coût du Watt-crête installé est la division de la puissance nominale du GPV divisée par la VAN du projet. Ce coût considère ainsi tous les coûts associés au projet.

La VAN permet de calculer les montants d'argent nécessaires pour assurer la pérennité du projet; il est possible alors de proposer de tarifs (en USD/m<sup>3</sup>) pour commencer à accumuler ces montants dès l'entrée en fonctionnement du SPPV. Comme des organismes à but non lucratif ou des agences gouvernementales elles-mêmes financent l'investissement initial, deux propositions de tarifs sont formulées : la première considère que l'investissement initial est payé par un prêt à intérêt fixe, et la deuxième ne considère pas cet investissement et suggère des tarifs pour couvrir les coûts restants. Il est évident aussi que la totalité d'eau pompée ne se consomme pas, fait qui est considéré aussi, calculant un tarif si la consommation est maintenue constante, et un autre si toute l'eau pompée est consommée.

## 2.7 Prédiction du fonctionnement

L'outil produit deux graphiques et deux fichiers CSV qui permettent d'estimer le comportement du système à partir des données entrées par l'utilisateur et les calculs réalisés. Le premier graphique est la PME tracée par mois, elle permet d'avoir un aperçu des moments où il est possible de manquer d'eau avec la configuration retenue (voir Figure 2.12). La courbe montre la probabilité journalière de manque d'eau pendant l'année, les marques des mois permettent d'estimer la quantité de jours où la PME n'est pas nulle, ainsi que le moment du mois. Par exemple, la Figure 2.12 montre que pour les mois d'avril, mai, juillet, août, septembre et octobre, il est possible d'avoir deux jours pendant lesquels la PME est d'entre 0.3 et 0.4; et pour les mois de juin et novembre il est possible d'avoir une journée où la PME se trouve entre 0.4 et 0.5. Cette information permet de prendre les mesures nécessaires pour ajuster la consommation au besoin.

Le deuxième graphique est composé de deux diagrammes de Sankey (voir Figure 2.13), lesquels montrent les flux énergétiques du SPPV. Le diagramme général (à gauche) montre la radiation incidente sur le panneau PV, ainsi que les pertes liées à la diminution de son efficacité dû à la poussière (valeur hypothétique), l'énergie incidente quand la pompe est arrêtée (le réservoir est plein) et les pertes de la conversion photovoltaïque. Le diagramme photovoltaïque (à droite) commence avec l'énergie électrique produite par le panneau PV, les pertes liées au contrôleur sont ensuite indiquées, ainsi que les pertes de l'ensemble pompe-moteur qui sont montrées sous l'étiquette *Pertes Pompe*. Similairement, la puissance excédentaire est celle inférieure à la puissance requise pour démarrer la pompe, plus celle qui excède la puissance maximale requise pour pomper de l'eau. Finalement, l'énergie utile liée à la consommation est indiquée.

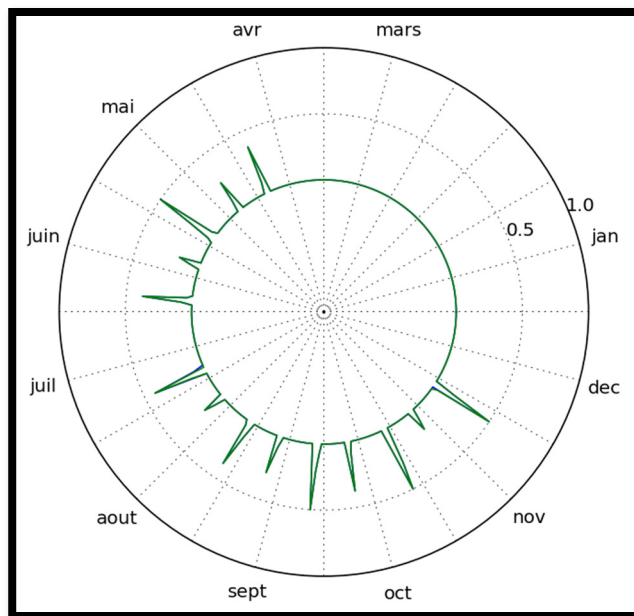


Figure 2.12 Graphique du PME

Un fichier CSV possède les informations plus importantes du système retenu, comprenant l'analyse économique, les tarifs proposés, les composants choisis et un bilan énergétique. Finalement, il est possible de voir le comportement horaire du réservoir, le potentiel de pompage et la consommation d'eau. Le deuxième fichier contient l'ensemble de solutions possibles pour le SPPV et sert à l'analyse paramétrique si désirée.

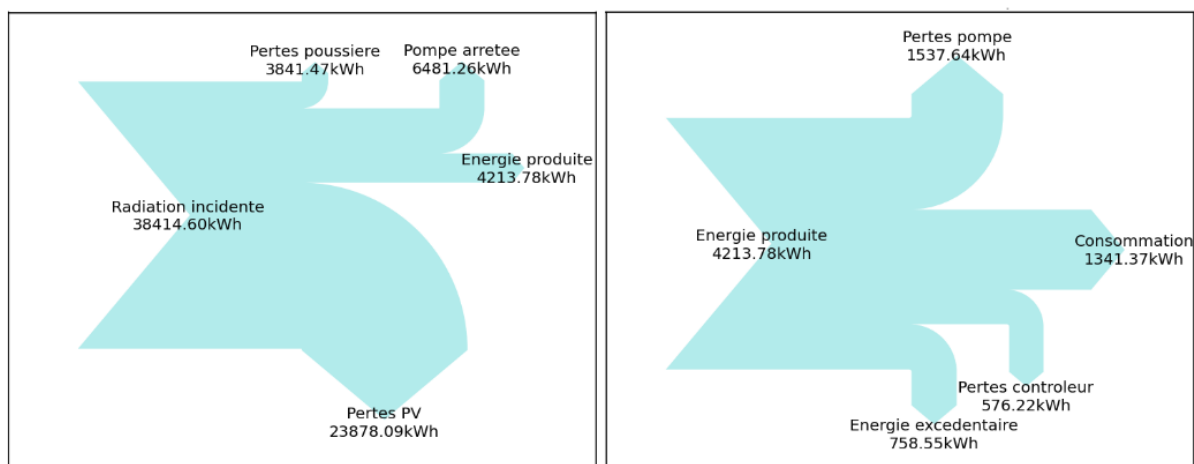


Figure 2.13 Diagramme de Sankey





## CHAPITRE 3

### VALIDATION

La validation est basée sur d'autres articles, recherches et projets portant sur le dimensionnement des SPPV sans batteries. Avec les mêmes données de base, l'outil doit être capable d'arriver à des résultats similaires avec une identification de causes pour expliquer les différences trouvées, le cas échéant.

La comparaison se fait par rapport au dimensionnement et à l'optimisation, non aux paramètres d'analyse économique, puisque le prix des composants varie considérablement en fonction du temps. Deux cas ont été testés sur l'outil avec plusieurs conditions de fonctionnement.

#### 3.1.1 Cas # 1 : Antalya, Turquie

Le premier cas a été pris à partir de ([Olcan, 2015](#)) qui propose une optimisation multicritère pour le dimensionnement d'un SPPV sans batteries pour irrigation dans le village d'Antalya en Turquie. L'outil reçoit les mêmes données d'entrée pour valider le résultat. Les informations concernant l'albédo du sol et la distance horizontale de pompage ne sont pas spécifiées dans l'article, par conséquent d'autres valeurs sont insérées dans l'outil.

Pour le cas de l'albédo, une valeur de 0,22, qui correspond à une culture maraîchère a été utilisée; similairement, une valeur de 200 mètres de distance de pompage horizontale fût considérée. Un fichier de consommation d'eau a été créé, puisque la consommation a lieu seulement pendant la journée (la consommation est répartie de façon égale entre 6h et 18h), ce qui doit être considéré lors de calculs. Les données d'entrée sont indiquées dans le Tableau 3.1:

Tableau 3.1 Données d'entrée pour la validation - cas 1

Données d'entrée utilisateur		
<b>Localisation du site</b>	Latitude (°)	36,53
	Longitude (°)	30,71
	Ville	Antalya
	Pays	Turkey
	Source de données météorologiques	Fichier .EPW
<b>Données concernant le pompage</b>	Distance horizontale* (m)	200
	Distance verticale (m)	30
	Type de source	Puits
<b>Consommation d'eau</b>	Données moyennes de consommation par mois	non
	Fichier de consommation d'eau	oui
<b>Albédo</b>	Albédo du sol*	0,22
<b>Source des données</b>	(Olcan, 2015)	

(\*) valeur non indiquée

Il est possible de comparer la plupart de paramètres calculés par l'outil par rapport à ceux mentionnés par l'article. La comparaison est faite pour le premier scénario considéré selon l'article, c'est-à-dire, inclinaison fixe et optimale.

Tableau 3.2 Comparaison de résultats pour la validation - cas 1

Comparaison des résultats		
Item	Dimensionnement article	Dimensionnement de l'outil
Pompe	Lorentz - PS1200 C-SJ5-8	SCS 10-210-120Y
Module PV	Astronergy Violin CHSM6610P	KU270-6MCA
Taille du GPV (Wc)	5 500	3 240
Inclinaison (°)	33	11
Taille du réservoir (L)	13 000	6 000
PME (%)	2.650%	0,8904%

La puissance nominale du GPV pour l'outil est inférieure de près de 41%, et la taille du réservoir est réduite de plus de la moitié par rapport à ce qui est obtenu par Olcan. Il est important de mentionner que dans le cas de l'article la pompe et les modules PV à utiliser

sont imposés, tandis que l'outil choisit les composants mieux adaptés pour les données d'entrée.

La PME de 0,8904% correspond à avoir une période totale de 78 heures sans eau pendant l'année, ce qui est très acceptable. C'est à dire que, comme le logiciel indique aussi la période de l'année où le manque d'eau est susceptible de se produire, la population peut adapter ses habitudes à la PME pour cette période. Pour réduire la taille du GPV de près de 50% par rapport à l'étude de base qui considère l'inclinaison du panneau pour maximiser la puissance obtenue le long de l'année, l'outil détermine cette inclinaison afin de correspondre à la meilleure adaptation possible entre la consommation d'eau et l'énergie produite par le GPV.

De plus, la validation réalisée dans l'article d'Olcan produit une PME de 2.65% qui correspond à une période équivalente de 232 heures sans eau pendant une année, plus élevée que la PME produite par l'outil avec un système de moindre taille.

Finalement, il est possible d'affirmer que le dimensionnement obtenu à partir de l'outil est non seulement réduit par rapport à celui de l'article, mais qu'il s'agit d'un outil plus précis puisqu'il considère la perte de charge, la variation de l'efficacité de l'ensemble pompe-moteur et la variation même de l'efficacité des modules PV par rapport aux conditions d'éclairement et de température ce que ne permet pas l'article de Olcan. L'ANNEXE VI montre les résultats obtenus par l'outil tirés du fichier généré automatiquement.

### **3.1.2 Cas # 2 : Wulanchabu, Chine**

L'article ([Campana et al., 2015](#)) propose l'optimisation économique d'un SPPV utilisé pour l'irrigation, prenant en compte le coût d'investissement initial pour l'installation, les coûts récurrents et le maintien d'actifs. Également, les revenus obtenus par la vente de la production de la culture sont ajoutés.

Cette optimisation considère le taux de remplissage de la source, dans ce cas un puits, de cette façon le niveau variable du puits ainsi que la quantité d'eau maximale à pomper sont des restrictions pour le dimensionnement du SPPV. Le surdimensionnement est à éviter afin de ne pas surexploiter la source. L'analyse se fait avec un modèle dynamique horaire qui calcule la quantité d'eau pompée et le niveau du puits.

Concernant les hypothèses assumées par les auteurs et celles comprises dans l'outil, on peut remarquer que :

- L'article tient compte du taux de remplissage de la source d'eau, cependant l'outil considère que la source est suffisante pour fournir l'eau pompée;
- Le critère de fonctionnement de l'optimisation réalisée est le respect des quantités maximales d'eau à pomper et du niveau minimal du puits. L'outil calcule la solution pour qu'elle puisse fournir de l'eau avec une consommation donnée précise;
- L'article part d'une installation en fonctionnement, donc de composants déjà fixés. Par contre, l'outil choisit tous les composants dès le début, ce qui ne laisse pas place à assumer qu'un composant existait déjà;
- La consommation considérée par l'article est mensuelle, et peu importe si pendant une ou deux journées il n'y a pas de pompage. Pour réaliser la validation, un fichier de consommation d'eau fut fait à partir des quantités d'eau mensuelles proposées dans l'article et inséré dans l'outil proposé ici. Si pendant une journée le pompage n'a pas lieu, ce fait affecte négativement la PME;
- Comme mentionné par les auteurs, le fait de ne pas considérer le taux de remplissage de la source aboutira en un surdimensionnement du système. La validation peut donner des résultats similaires à ceux du système non optimisé parce que les critères d'optimisation sont différents;
- L'outil considère toujours l'utilisation d'un réservoir d'eau, le système proposé par les auteurs ne le considère pas.

Pour réaliser la validation, un fichier *Energy Plus Weather* fut utilisé. Ensuite, pour les distances de pompage, les données sont de 150m pour la distance horizontale et de 20m pour la distance verticale, et ce en assumant une perte de charge maximale. La source d'eau est un puits, la consommation a lieu seulement pendant la journée et l'albédo du sol est de 0,22 pour une culture maraîchère typique.

Tableau 3.3 Données d'entrée pour la validation - cas 2

Données d'entrée utilisateur		
<b>Localisation du site</b>	Latitude (°)	41.533
	Longitude (°)	111.367
	Ville	Wulanchabu
	Pays	Chine
	Source de données météorologiques	Fichier .EPW
<b>Données concernant le pompage</b>	Distance horizontale*(m)	150
	Distance verticale (m)	20
	Type de source	Puits
<b>Consommation d'eau</b>	Données moyennes de consommation par mois	non
	Fichier de consommation d'eau	oui
<b>Albédo</b>	Albédo du sol*	0,22
<b>Source des données</b>	(Campana et al., 2015)	

(\*) valeur non indiquée

Si une comparaison technique des solutions obtenues est possible, en plus, l'outil fournit d'autres informations importantes pour l'analyse économique et de fonctionnement. Le Tableau 3.4 sert à réaliser cette comparaison et la solution obtenue est présentée dans l'ANNEXE VII.

La puissance du GPV calculée pour obtenir une solution est inférieure à celle du système original de 50.91 % et même à celle du système optimisé de 43.75 % avec la restriction mentionnée antérieurement. L'inclinaison est similaire, égale à la position horizontale, car la consommation a lieu pendant l'été. Le SPPV proposé par l'outil présente une PME de 0% due à l'utilisation d'un réservoir qui évite le manque d'eau pour les journées nuageuses. La taille du réservoir est la taille minimale établie au début du dimensionnement, ce qui veut

dire que le stockage d'eau n'est pas critique pour la solution optimale pour ce site et ce profil de consommation particuliers.

Tableau 3.4 Comparaison de résultats pour la validation - cas 2

<b>Comparaison des résultats</b>		
<b>Item</b>	<b>Solution originale</b>	<b>Solution de l'outil</b>
Pompe	1.1 kW submersible	559.5 W submersible
Module PV	160 Wc type non spécifié	KU270-6MCA
Taille du GPV (Wc)	1 440	540
Inclinaison (°)	10	0
Taille du réservoir (L)	0	3 000
PME	0,000%	0,000%

L'article de (Campana et al., 2015) ne fournit pas les quantités d'eau pompée par mois, c'est-à-dire qu'il n'est pas clair si la configuration optimisée permet de combler les besoins en irrigation. Comme l'outil proposé ici se base sur la consommation pour dimensionner le système, les besoins sont comblés et l'on peut en plus estimer la quantité potentielle d'eau pompée, pas seulement pour l'été sinon tout au long de l'année.

Le système serait capable de pomper jusqu'à 2 113 m<sup>3</sup> d'eau pendant l'été, contre 206 m<sup>3</sup> consommés, c'est-à-dire que la consommation représente le 9,75% du potentiel de pompage (sans considérer la capacité de la source). En plus, un potentiel de pompage d'eau de 3 048 m<sup>3</sup> pendant les autres mois de l'année serait disponible pour d'autres utilisations.

L'analyse économique montre que le fait d'utiliser la station de pompage à 9,75% pendant l'été et de ne pas l'utiliser du tout pendant les autres mois ferait que le coût associé au pompage soit de 8.929 USD/m<sup>3</sup>, ce qui est très élevé. L'opération du système, qui produira un revenu indirect, peut amortir le coût élevé, mais une utilisation du potentiel de pompage dans d'autres tâches (comme la consommation humaine ou l'élevage d'animaux) pourrait rendre l'investissement plus intéressant, avec un coût aussi bas que 0,32 USD/m<sup>3</sup>.

La taille de la pompe est réduite en 49,14%, ce qui signifie que la pompe considérée dans l'article est très probablement surdimensionnée. En plus, avec la pompe choisie, le débit de pompage est plus élevé que le débit de consommation, c'est-à-dire que si l'outil disposait de pompes de moindre capacité, la pompe choisie serait possiblement plus petite aussi. Similairement, l'inclusion de modules PV de puissance nominale inférieure dans la base de données pourrait amoindrir la puissance nominale du GPV proposée par l'outil, puisqu'il serait possible d'approcher la puissance nominale optimale encore plus.

Ces deux exemples montrent que l'outil proposé dans cette recherche possède des possibilités de prédiction qui permettent de dimensionner les systèmes de manière plus appropriée que ceux qui ont été employés par d'autres chercheurs. Et il est à noter que peu d'études répertoriées au chapitre 1 possèdent suffisamment de données et de résultats pour être en mesure de comparer les méthodologies qui sont proposées par rapport à celle qui fait l'objet de cette recherche. Même dans le cas des deux études employées, il manquait de données. Il a fallu se baser sur le nom de la ville pour importer les données météorologiques, par exemple, car la base de données n'était pas spécifiée. De plus, l'albédo non plus n'était pas spécifié.





## CHAPITRE 4

### RÉSULTATS ET DISCUSSION

Ce chapitre permet d'évaluer et de discuter des résultats obtenus lors de l'utilisation de l'outil pour le dimensionnement de SPPV potentiels; il permet également de tester les hypothèses sur lesquelles la méthodologie a été développée. Pour ce faire, une étude paramétrique par installation potentielle montre l'influence des variables de dimensionnement et la façon dont l'outil sélectionne la meilleure solution possible en ce qui concerne la fiabilité et la performance économique.

Cette étude se fait sur deux SPPV potentiels de taille différente afin de prouver que l'outil est capable de dimensionner correctement les SPPV malgré les différences concernant les données d'entrée.

#### **4.1 Installation potentielle 1**

La première installation potentielle est conçue pour une communauté (San Bernardo, Colombie) en milieu rural composée de 900 personnes avec une consommation individuelle de 100 L/jour. Cette communauté est établie en trois lieux différents, ainsi l'installation d'un réservoir principal permet aux habitants des trois sites d'y aller chercher l'eau. La source pour le pompage est un puits à une distance horizontale de 1 000m et verticale de 10m du site prévu pour l'installation du réservoir; une distance additionnelle de 5m s'ajoute pour le changement de niveau d'eau à l'intérieur du puits.

Il est considéré que la consommation a lieu pendant le jour puisque le manque d'éclairage rend difficiles les déplacements pendant la nuit. L'albédo du sol de la pelouse verte est choisi (0,26); l'ensemble de données d'entrée pour l'outil est montré au Tableau 4.1. Un fichier de consommation d'eau a été créé avec les considérations mentionnées ci-dessus.

Tableau 4.1 Données d'entrée - Installation potentielle 1

Données d'entrée utilisateur		
<b>Localisation du site</b>	Latitude (°)	9.35
	Longitude (°)	-75.95
	Ville	San Bernardo
	Pays	Colombie
	Source de données	Fichier .EPW
<b>Données concernant le pompage</b>	Distance horizontale (m)	1 000
	Distance verticale (m)	15
	Type de source	Puits
<b>Consommation d'eau</b>	Données moyennes de consommation par mois	non
	Fichier de consommation d'eau	oui
<b>Albédo</b>	Albédo du sol	0,26
<b>Source des données</b>	Mesures sur le terrain	

L'outil a été utilisé à plusieurs reprises avec deux variations principales : la PME consigne qui varie entre 1% et 20% et le prix du réservoir avec deux valeurs (0,1951 USD/L et 0,0333 USD/L). La première valeur de prix du réservoir (noté comme  $P_{res\_1}$ ) correspond à un réservoir fabriqué en polypropylène tandis que la deuxième (noté comme  $P_{res\_2}$ ) est une valeur de référence liée au site d'installation. Il est important de mentionner que cette valeur peut changer aussi s'il s'agit d'un réservoir fabriqué *in situ* où préconstruit.

Les solutions trouvées par l'outil pour chacune des valeurs de PME consignées et pour les deux prix du réservoir considérés sont décrites par l'ANNEXE I.

#### 4.1.1 Influence de l'inclinaison

Comme mentionné dans la méthodologie, l'outil cherche l'inclinaison qui permet de réduire  $P_r$  (premier critère) et la PME (deuxième critère). Il est possible de voir l'influence de l'inclinaison par rapport à la PME obtenue et à la puissance nominale du GPV pour l'ensemble des solutions possibles. Vu que l'outil choisit les solutions dont la PME est inférieure à la PME consigne, il est possible d'obtenir des valeurs de PME inférieures pour

des valeurs d'inclinaison différentes de l'inclinaison optimale avec une puissance nominale du GPV plus élevée. Un bon indicateur est alors le produit PME et puissance nominale du GPV puisqu'il tient compte des deux paramètres, comme montré dans la Figure 4.1. Cette figure montre toutes les valeurs du produit indiqué par rapport à l'inclinaison avec une PME consigne de 15% et une taille du réservoir de 0,2 jours d'autonomie. Le comportement du produit peut se décrire avec une fonction quadratique avec un coefficient de détermination de 0,855, et la valeur de  $\beta$  pour ce cas particulier se rapproche de  $10^\circ$ ; l'écart des valeurs autour de la courbe correspond aux différents modèles de module PV utilisés dans le dimensionnement.

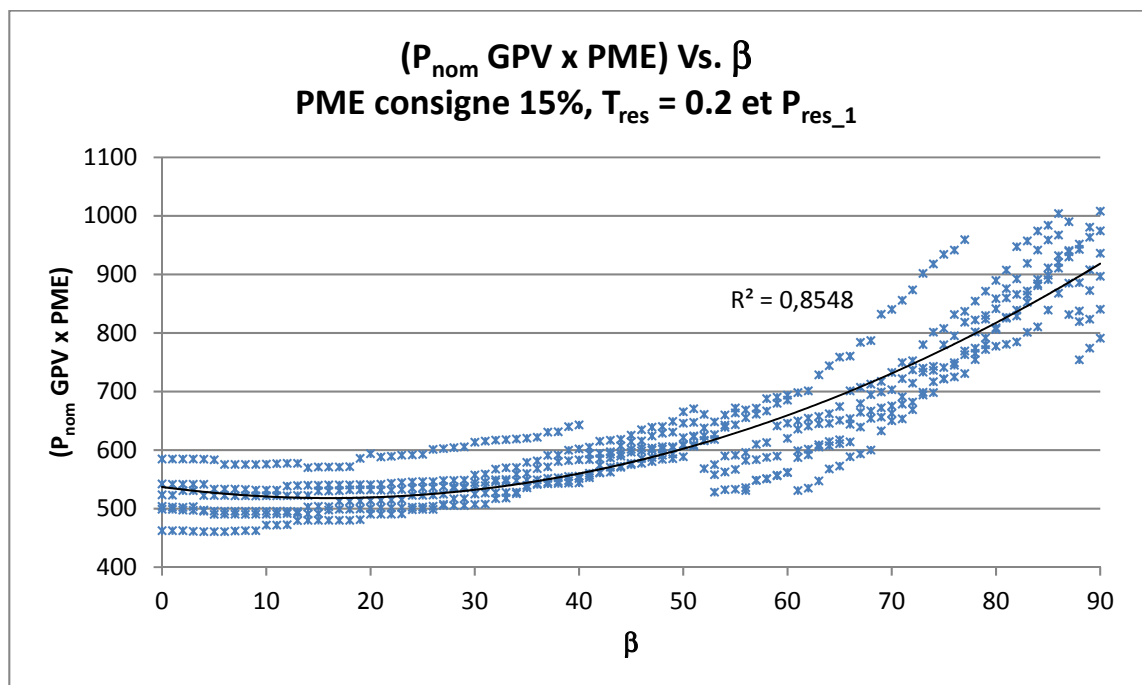


Figure 4.1 ( $P_{\text{nom}}$  du GPV x PME) Vs.  $\beta$  - PME consigne = 15%

Similairement, il est possible de tracer les valeurs moyennes du même produit par rapport à l'angle d'inclinaison et pour chaque valeur de PME consigne, comme montré sur la Figure 4.2. Les courbes présentent un comportement très similaire, avec une valeur optimale d'inclinaison facile à estimer sur les courbes. L'écart entre les courbes correspond aux différentes valeurs de PME calculées pour chaque PME consigne.

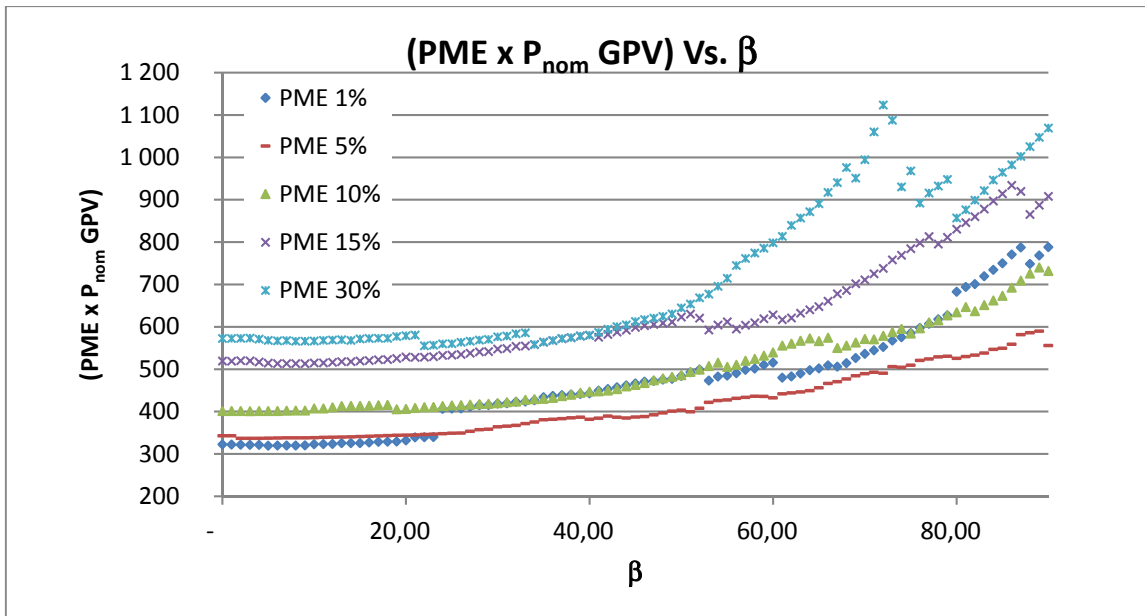


Figure 4.2 ( $P_{nom}$  du GPV x PME) Vs.  $\beta$  - Valeurs moyennes

L'angle d'inclinaison correspond à la meilleure adaptation possible entre la charge et l'énergie produite par le GPV, qui s'approche dans ce cas-ci de la valeur de la latitude, car la charge est constante le long de l'année. Cependant, si la consommation d'eau était plus importante pendant les périodes où l'ensoleillement est plus faible, l'angle d'inclinaison doit changer pour améliorer cette adaptation.

#### 4.1.2 Influence de la puissance nominale du GPV et de la taille du réservoir

On s'attend à ce que la puissance nominale du GPV diminue au fur et à mesure que la taille du réservoir augmente; le SPPV peut alors mieux supporter des périodes prolongées de faible ensoleillement. Il est possible aussi d'observer qu'il existe un rang de puissance nominale du GPV minimal au-dessous duquel le SPPV ne fonctionnerait pas; autrement dit, peu importe si la taille du réservoir augmente jusqu'à la valeur maximale, la  $P_{nom}$  du GPV ne se réduit pas. La Figure 4.3 montre ce comportement pour le SPPV potentiel pour le prix du réservoir de 0.033 USD/L.

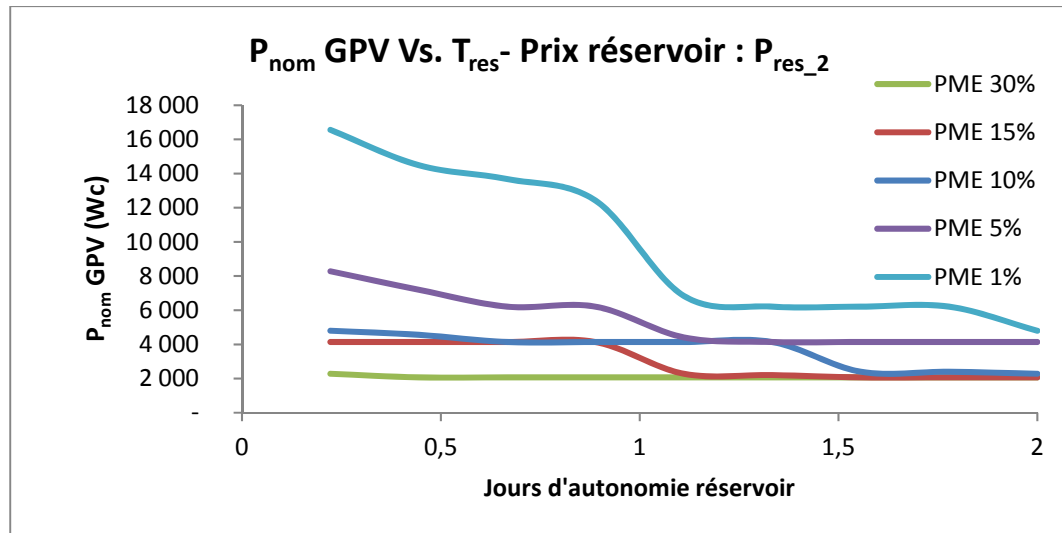
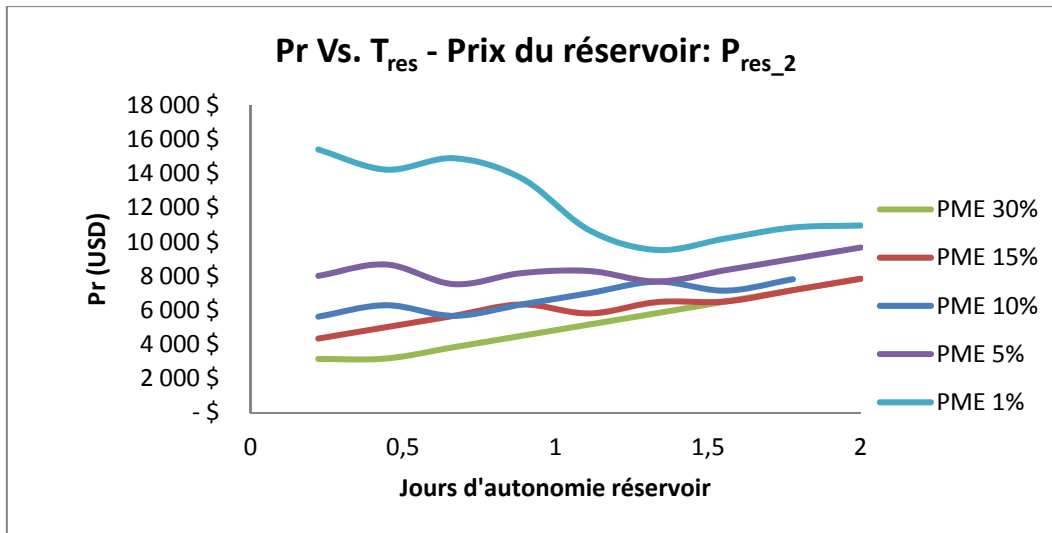


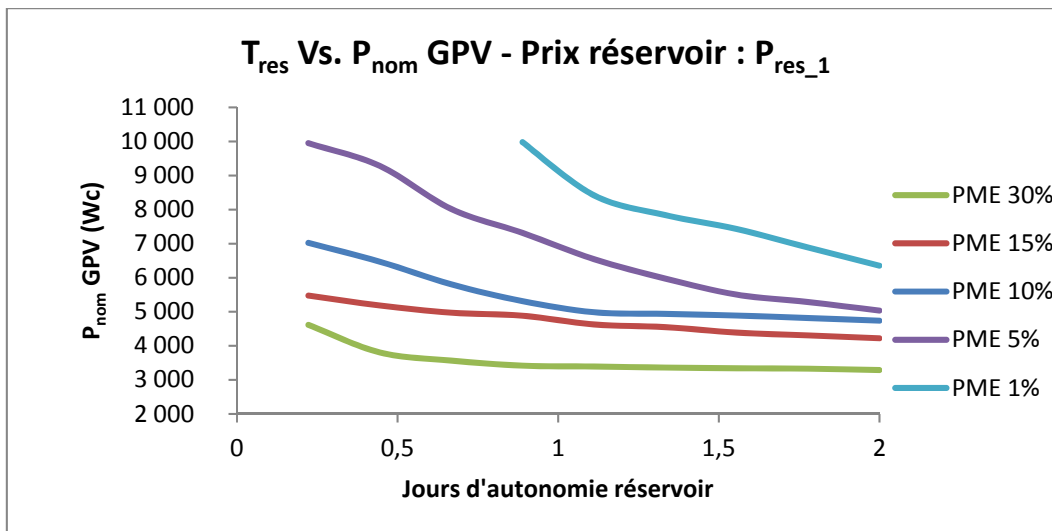
Figure 4.3  $P_{nom}$  du GPV Vs.  $T_{res} - P_{res\_2}$

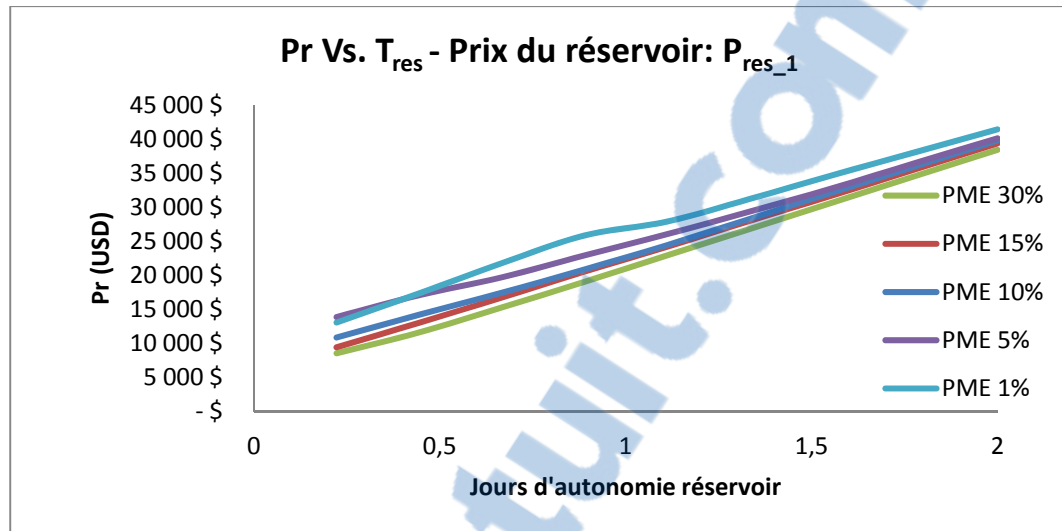
Pour ce cas, la  $P_{nom}$  du GPV minimal est de 2kW approximativement (courbes correspondant aux PME consigne de 10%, 15%, 30%); par exemple, sur la Figure 4.3 pour une PME consigne de 15%, avec une  $T_{res}$  d'entre 1,11 et 2 jours d'autonomie la  $P_{nom}$  du GPV ne change pas; pour une taille de réservoir plus réduite, la  $P_{nom}$  du GPV augmente.

Similairement, il est possible de tracer le comportement de la partie variable de l'investissement initial ( $Pr$ ) Vs. la taille du réservoir (voir Figure 4.4) pour mettre en évidence son influence. Pour les PME consigne d'entre 10% et 30%, si la  $T_{res}$  augmente,  $Pr$  augmente puisque le prix du réservoir influence plus à  $Pr$  que celui des modules PV; ce qui veut dire que la taille optimale du réservoir est  $T_{res\_min}$ . Cependant, pour la PME consigne de 5%,  $Pr$  est approximativement constant pour une  $T_{res}$  d'entre 0,22 et 0,66 jours d'autonomie; au fur et à mesure que la  $T_{res}$  augmente,  $Pr$  augmente; ce qui veut dire que pour cette valeur de PME consigne, la taille optimale du réservoir est de 0,66 jours d'autonomie, avec laquelle  $Pr$  est minimal. La PME consigne de 1% présente un comportement similaire, avec une taille optimale de réservoir de 1,33 jours d'autonomie.

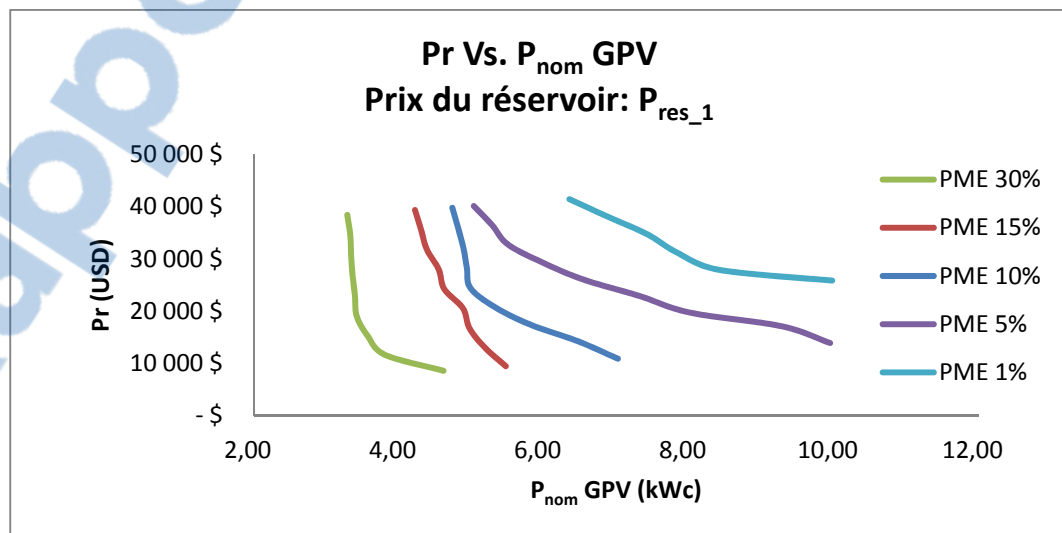
Figure 4.4 Pr Vs.  $T_{res}$  –  $P_{res\_2}$ 

Il est possible de réaliser la même comparaison pour le prix plus élevé du réservoir  $P_{res\_1}$ . La Figure 4.5 montre la variation des valeurs moyennes de la  $P_{nom}$  du GPV par rapport à  $T_{res}$  et la Figure 4.6 montre les valeurs moyennes de Pr par rapport à  $T_{res}$ .

Figure 4.5  $P_{nom}$  du GPV Vs.  $T_{res}$  –  $P_{res\_1}$

Figure 4.6 Pr Vs.  $T_{res}$  –  $P_{res\_1}$ 

Contrairement au cas antérieur, cette fois-ci  $P_r$  est minimale seulement si la taille du réservoir est minimale sans égard à la PME consigne. Si le prix du réservoir est élevé, il est préférable d'augmenter la  $P_{nom}$  du GPV pour maintenir une  $T_{res}$  réduite, donc, un investissement initial minimal. Ce comportement se voit plus clairement sur la Figure 4.7 qui montre la variation des valeurs moyennes de  $P_r$  par rapport à la  $P_{nom}$  moyenne du GPV. Avec un nombre de modules PV plus élevé,  $P_r$  diminue, car la taille du réservoir est réduite.

Figure 4.7 Pr Vs.  $P_{nom}$  du GPV –  $P_{res\_1}$

En résumé, si le critère d'optimisation pour le dimensionnement du système avait été la minimisation de la  $P_{nom}$  du GPV, la solution obtenue aurait été composée d'un réservoir de taille maximale, donc avec un investissement initial plus élevé que celui obtenu avec l'outil. Par ailleurs, pour le cas où le prix du réservoir est fiable, il faut tenir compte de la PME consigne et du prix des composants pour trouver un compromis entre performance et coût, ce qui est dicté dans ce cas-ci par la taille optimale du réservoir.

#### 4.1.3 Quantité d'eau pompée et consommée

En ce qui concerne la quantité d'eau pompée et la quantité d'eau consommée, si ce rapport est de plus de 100 %, cela veut dire qu'il existe un surdimensionnement puisqu'il existe une capacité de pompage excédentaire par rapport à la consommation. Idéalement, ce rapport devrait être de 100% ce qui voudrait dire que le SPPV pompe la quantité d'eau indiquée par la consommation.

La Figure 4.8 montre les valeurs mensuelles de ce rapport. Il est possible de voir que, plus la PME consigne est petite, plus important est le surdimensionnement, puisque l'exigence de performance est plus importante. Il est également évident que pour les mois de mai, septembre et octobre le pompage excédentaire est minimal, c'est-à-dire que ce sont les mois où les conditions météorologiques sont moins favorables par rapport à la charge de pompage.

La Figure 4.8 montre aussi que le pompage excède la consommation pour tous les mois et les valeurs de PME consigne, ce qui veut dire aussi que la PME consigne représente la capacité d'adaptation de la consommation par rapport au pompage. Comme les quantités mensuelles de pompage excèdent celles consommées, on pourrait conclure que la consommation peut être comblée par le SPPV complètement si le profil de consommation s'adapte dans les périodes où l'ensoleillement est faible.



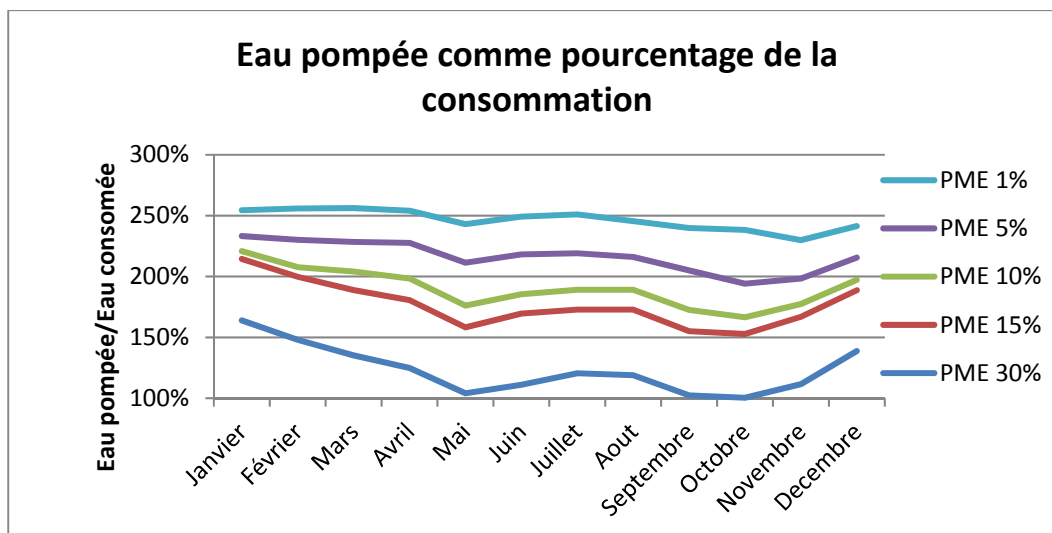


Figure 4.8 Rapport entre l'eau pompée et eau consommée

Similairement, il est possible de tracer le rapport entre la quantité d'eau pompée et celle consommée versus le pourcentage mensuel de jours sans eau, comme montré à la Figure 4.9. Clairement, un pompage excédentaire plus élevé résulte en un pourcentage mensuel de jours sans eau réduit, relation qui présente un comportement quasi linéaire comme décrit par les lignes de tendances montrées avec de coefficients de détermination aussi élevés que 0.9441.

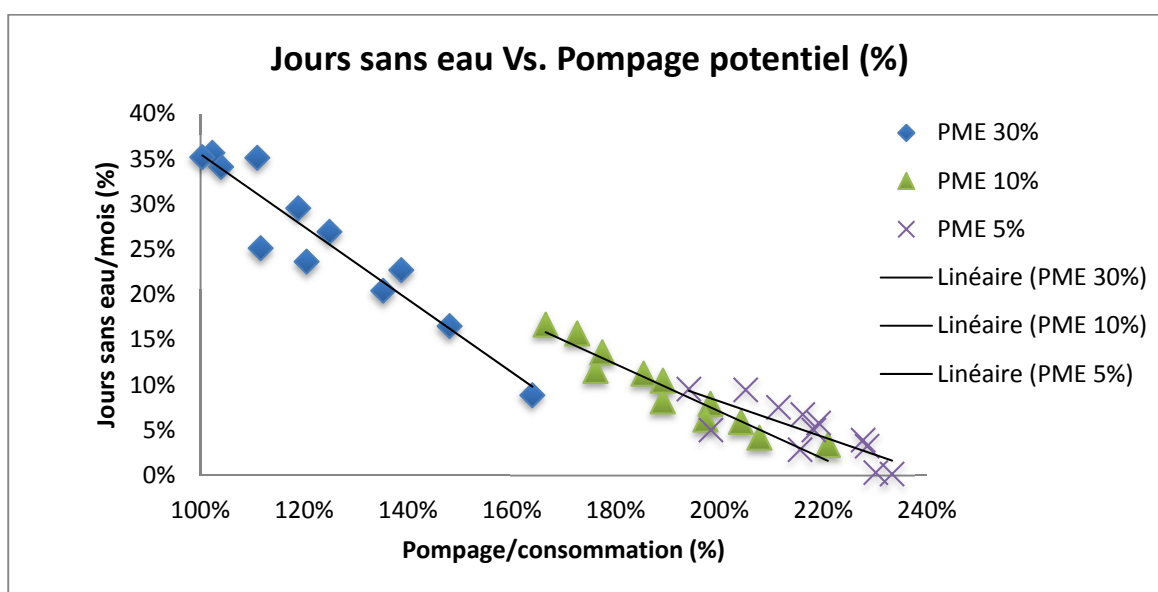


Figure 4.9 Pourcentage mensuel de jours sans eau Vs. Pompage potentiel

La raison pour laquelle la PME n'est pas nulle même si le système est surdimensionné, ce sont les périodes où le réservoir se vide, ce qui est dû aux périodes de faible ensoleillement et au manque de capacité de stockage. Pour cette installation potentielle, il est possible de tracer l'état du réservoir ainsi que les courbes de pompage et de consommation afin de mettre en évidence ce phénomène, comme montré sur la Figure 4.10. Au moins cinq journées où le réservoir se vide peuvent être identifiées, malgré la capacité excédentaire de pompage disponible pour d'autres journées.

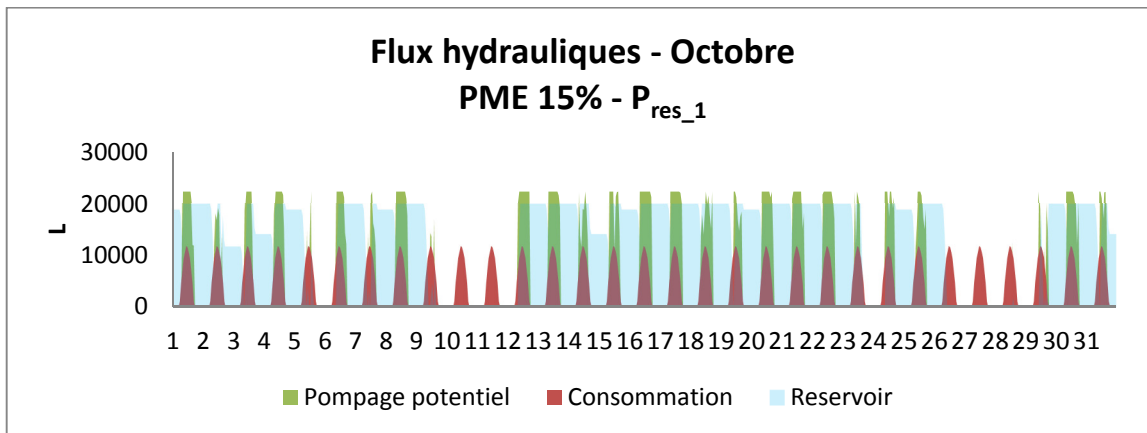


Figure 4.10 Flux hydrauliques pour le mois d'octobre - PME 15% -  $P_{res\_1}$

#### 4.1.4 Bilan énergétique

Avec les informations sauvegardées, il est possible de faire un bilan énergétique qui montre la distribution de l'énergie récupérée par le panneau PV le long de l'année. Une comparaison des bilans par rapport à la PME consigne et au prix du réservoir est montrée par la Figure 4.11.

Pour un prix du réservoir faible, au fur et à mesure que la PME consigne augmente, la quantité annuelle d'énergie produite par le SPPV diminue, particulièrement grâce à une réduction de l'énergie excédentaire, des pertes dans le contrôleur et dues à la poussière (qui dépendent de l'énergie totale récupérée), et des pertes dans l'ensemble pompe-moteur. Le

pompage excédentaire est aussi réduit, ce qui veut dire que la quantité d'eau pompée s'adapte mieux aux valeurs mensuelles de consommation.

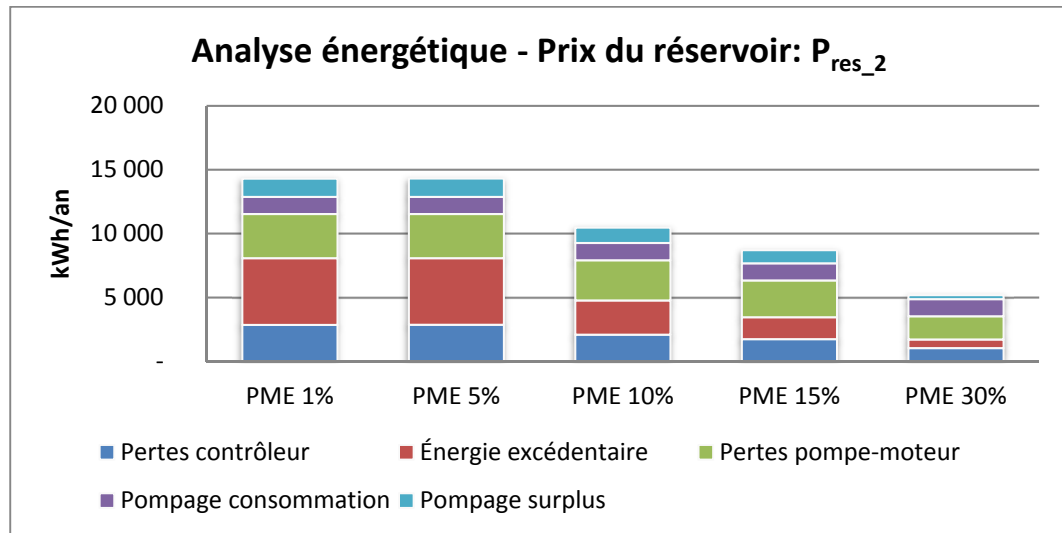


Figure 4.11 Bilan énergétique –  $P_{res\_2}$

Les résultats de la Figure 4.11 indiquent globalement que :

- Pour un SPPV où la consommation doit avoir lieu à un moment spécifique de la journée et où le profil de consommation ne peut pas varier, une PME consigne d'entre 1% et 5% est recommandée. Cette valeur de consigne produira un SPPV plus surdimensionné qui sera capable de mieux répondre aux besoins en eau, même dans les périodes peu ensoleillées; mais qui produira une quantité d'énergie excédentaire qui pourrait être utilisée dans d'autres applications;
- Par contre, si le profil de consommation peut s'adapter au pompage, et que le moment de la journée où l'eau est consommée n'est pas critique; une PME consigne plus élevée peut être utilisée. Le résultat est un SPPV peu surdimensionné, qui peut pomper de l'eau en des quantités mensuelles suffisantes avec peu de pertes énergétiques.

Cette analyse change par rapport au prix du réservoir, puisque s'il est plus élevé, le bilan énergétique par rapport à la PME consigne change considérablement, comme montré dans la Figure 4.12. Dans ce cas, la réduction de l'énergie produite par le SPPV est plus importante pour une PME consigne d'entre 1% et 5% due à l'impossibilité d'augmenter la taille du réservoir, car son coût est élevé. Avec une PME consigne de 1%, le SPPV doit produire une énorme quantité d'énergie pour éviter le manque d'eau pour la consommation donnée, puisque la capacité du SPPV de supporter les périodes peu ensoleillées est minimale.

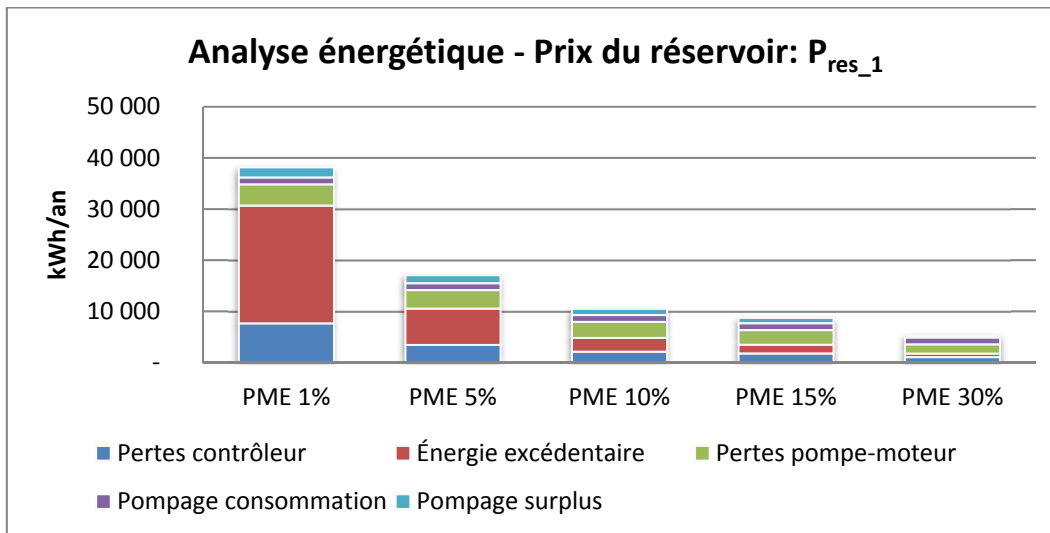


Figure 4.12 Bilan énergétique –  $P_{res\_1}$

Le dimensionnement du SPPV se fait en agissant sur la taille du GPV, puisque la taille du réservoir doit être maintenue aussi basse que possible pour éviter une augmentation de l'investissement initial du projet.

Comme la taille du réservoir est minimale, la capacité du SPPV d'opérer dans des périodes de faible ensoleillement dépend directement du nombre de modules PV; il est clair qu'il serait moins coûteux d'augmenter le nombre de modules PV que la taille du réservoir. Il est possible par la suite de comparer la taille du GPV pour les deux prix du réservoir, pour mettre en évidence son influence, comme montrée sur la Figure 4.13.

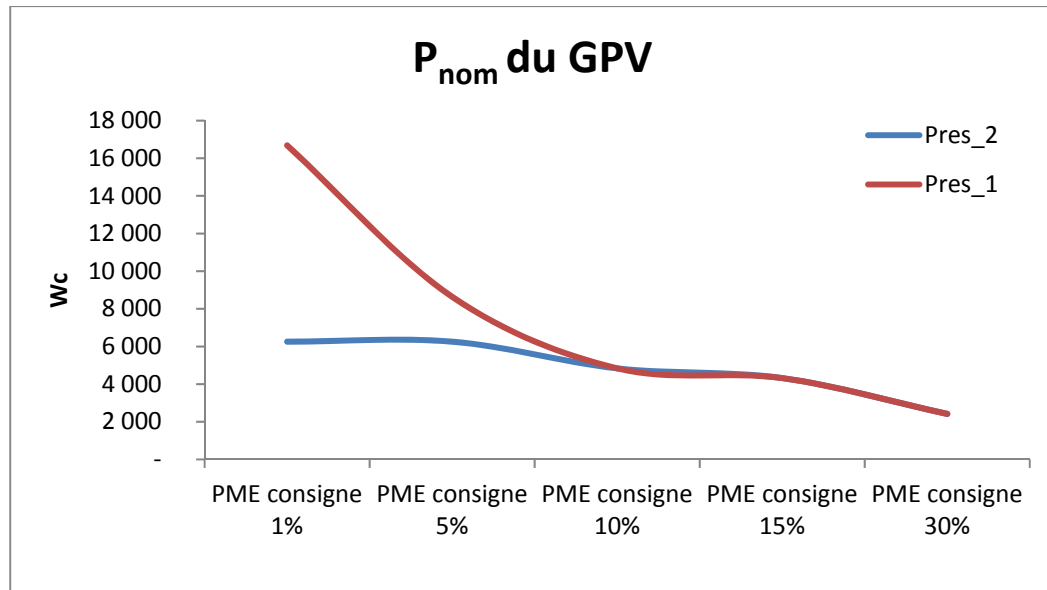


Figure 4.13 Taille du GPV pour chaque prix du réservoir

#### 4.1.5 Influence du modèle de module PV choisi

En ce qui concerne le modèle des modules PV utilisés dans le SPPV, il est possible de comparer les solutions possibles pour chaque modèle de module PV dans la base de données versus Pr. Les solutions montrées sur la Figure 4.14 sont celles qui seraient choisies par l'outil si le modèle indiqué de module PV avait été utilisé; dans ce cas-ci avec une PME consigne de 20%. On peut constater que la solution pour le modèle de module PV KU270-6MCA possède une puissance nominale du GPV minimale, mais l'outil choisit la solution dont le modèle de module PV est REC280TP puisque sa valeur de Pr est minimale.

Ce fait est en concordance avec la méthodologie, car toutes les solutions ont une PME inférieure à la PME consigne, mais la solution que l'outil choisit est celle où l'investissement initial est minimal, donc, Pr minimal et non P<sub>nominale</sub> du GPV minimale, ce qui représente une valeur de Pr de USD 7980; donc un investissement initial réduit de près de USD 223 (la différence de Pr plus 15% de transport et d'installation) avec une puissance nominale du GPV 3,7% plus élevée.

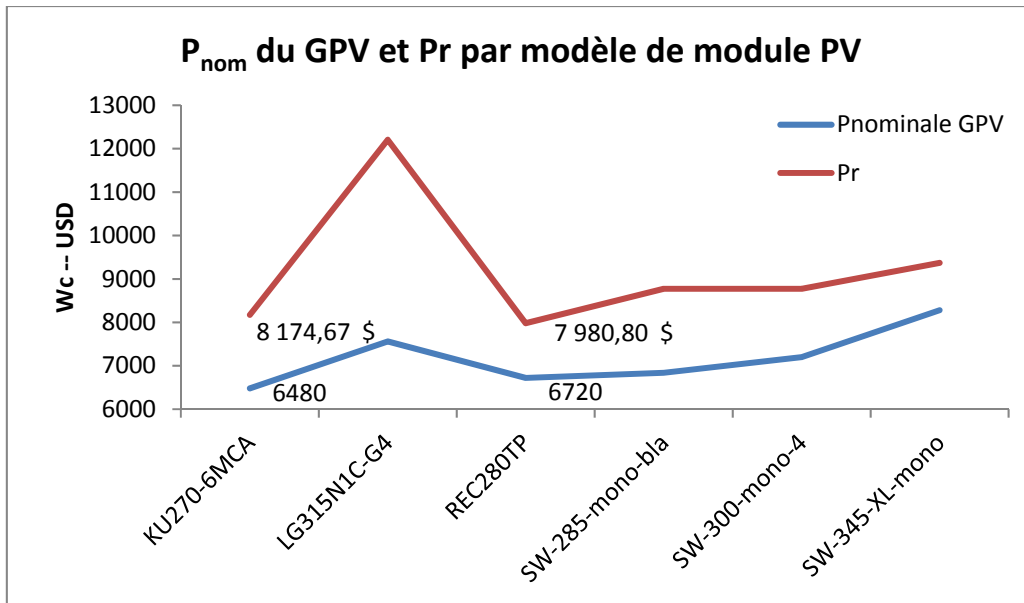


Figure 4.14 P<sub>nom</sub> du GPV et Pr par modèle de module PV

#### 4.1.6 Comportement des tarifs

Pour le client potentiel, il est intéressant de connaître le tarif proposé par m<sup>3</sup> d'eau, puisqu'il est en étroite relation avec la capacité budgétaire des utilisateurs. Le comportement du tarif par rapport à la PME consigne pour les deux prix du réservoir proposés est montré à l'aide de la Figure 4.15, où le tarif de type 1 tient compte de l'investissement initial comme établi dans la section 2.6.4 alors que le tarif de type 2 exclu cet investissement initial.

Le tarif de l'eau, avec un mode d'évaluation type 1, diminue au fur et à mesure que la PME consigne augmente, puisque la taille du SPPV diminue, donc l'investissement initial diminue aussi. Une PME plus élevée représente un tarif plus avantageux sous la prémisses que le profil de consommation doit s'adapter au profil de pompage pour les périodes peu ensoleillées. Le tarif de l'eau, avec un mode d'évaluation type 2, présente une diminution moins brusque, voire nulle, puisque l'investissement initial n'est pas assumé par les utilisateurs; les coûts liés à l'entretien et à l'exploitation sont considérés comme étant constants, mais ceux liés au maintien d'actifs varient en fonction de la taille du SPPV.

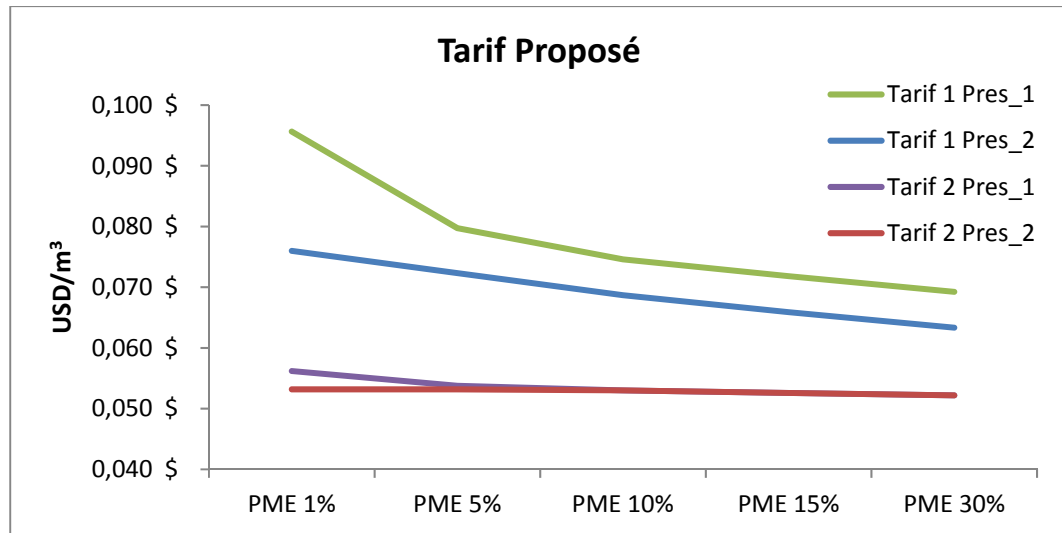


Figure 4.15 Tarif proposé Vs. PME consigne

Si les utilisateurs n'assument pas l'investissement initial, leur tarif pour l'eau varie très peu par rapport à la PME consigne, donc par rapport à la taille du SPPV. Le comportement des tarifs est très similaire pour le dimensionnement réalisé avec les deux prix pour le réservoir.

## 4.2 Installation potentielle 2

La deuxième installation potentielle est conçue pour une petite communauté en milieu rural composée de 150 personnes avec une consommation individuelle de 40 L/jour; cette communauté est établie en un seul endroit composé par neuf unités d'habitation à Antananarivo (Madagascar). La source pour le pompage est un petit lac à une distance horizontale de 300m et verticale de 20m du site prévu pour l'installation du réservoir. Il est recommandé d'installer la pompe sur une surface flottante près de la bordure du lac.

Les deux profils de consommation proposés par l'outil sont utilisés pour en estimer leur influence sur la solution obtenue avec des valeurs de consommation d'eau mensuelles. L'albédo du sol de la pelouse verte est choisi (0,26). L'ensemble des données d'entrée pour l'outil est montré dans le Tableau 4.2.

L'outil a été employé à plusieurs reprises avec deux variations principales : le profil de consommation d'eau et la source des données météorologiques. Un fichier .EPW est disponible pour la ville d'implantation du projet, ainsi que les données météorologiques mensuelles moyennes provenant de la NASA comme mentionné dans la méthodologie. Le prix du réservoir Pres\_1 (0,1951 USD/L) de la première installation potentielle est utilisé.

Les solutions proposées par l'outil pour chacun des cas considérés sont décrites par l'ANNEXE IX.

Tableau 4.2 Données d'entrée - Installation potentielle 2

Données d'entrée utilisateur		
<b>Localisation du site</b>	Latitude (°)	-18.8
	Longitude (°)	47.48
	Ville	Antananarivo
	Pays	Madagascar
	Source des données météorologiques	Fichier et Ville/Pays
<b>Données concernant le pompage</b>	Distance horizontale (m)	300
	Distance verticale (m)	20
	Type de source	Surface
<b>Consommation d'eau</b>	Données moyennes de consommation par mois	Oui
	Fichier de consommation d'eau	Non
<b>Albédo</b>	Albédo du sol	0.26
<b>Source des données</b>	Installation potentielle	

On note que la consommation maximale a lieu pendant les mois de l'année où le rayonnement est moindre. Ceci aura une incidence certaine sur l'inclinaison proposée par l'outil. Ce profil a été délibérément choisi pour tester la robustesse de l'outil proposé (Figure 4.16).

La PME consigne utilisée pour cette installation potentielle est de 1%, puisqu'il s'agit d'une application pour la consommation humaine seulement.



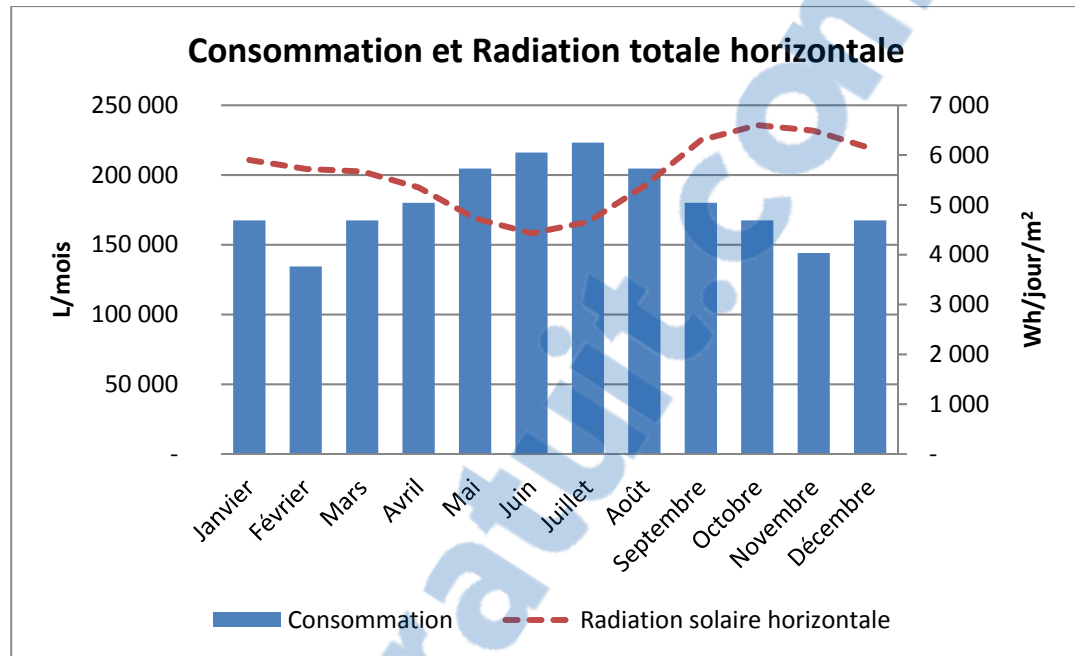


Figure 4.16 Consommation et radiation totale horizontale - Installation potentielle 2

#### 4.2.1 Bilan énergétique

Un premier indicateur de la performance du SPPV est le bilan énergétique sauvegardé par l'outil. Il est possible de voir que les pertes de l'ensemble pompe-moteur représentent plus de la moitié de l'énergie produite par le GPV, en d'autres mots l'efficacité moyenne de la pompe pour ce SPPV est de 27.4%.

Les pertes liées au contrôleur et à la poussière ont été considérées comme étant fixes et représentant le 20% de l'énergie produite. Ensuite, il existe un 14% d'énergie excédentaire pour le SPPV, laquelle était en moyenne d'entre 26% et 32% pour l'installation potentielle 1. Le potentiel de pompage du SPPV correspond à 20% de l'énergie collectée, dont la consommation représente le 5.97% et ce qui reste est une capacité de pompage excédentaire de 14%. La distribution énergétique est montrée par la Figure 4.17.

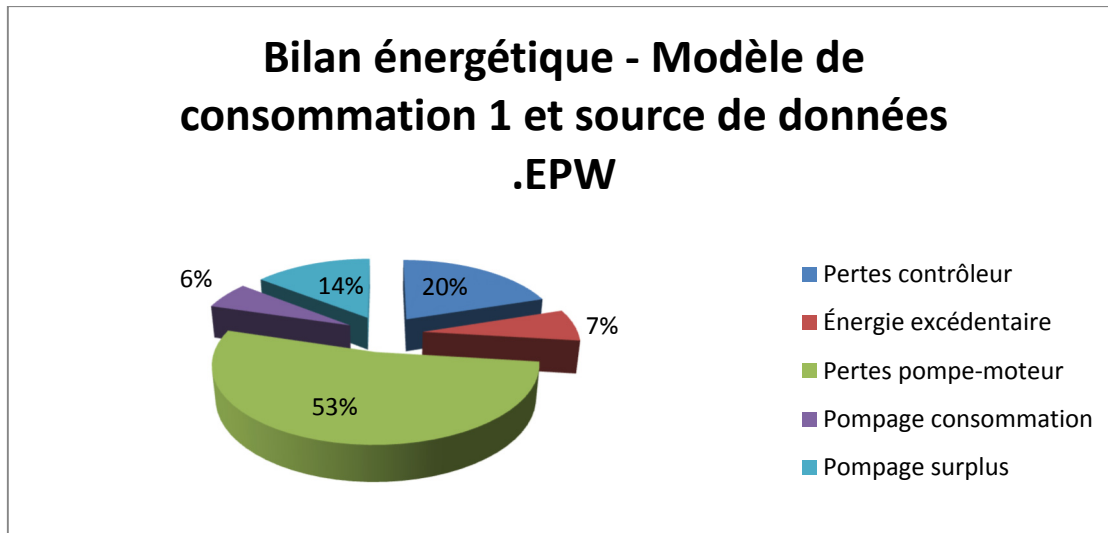


Figure 4.17 Bilan énergétique - Modèle de consommation 1 et source de données EPW

Sans considérer l'efficacité du GPV, l'efficacité estimée du SPPV est de 5.97%, mais pourrait s'incrémenter si la quantité d'eau consommée augmente, puisque l'énergie utile et consommée augmenterait sans augmenter la quantité d'énergie convertie par le GPV.

#### 4.2.2 Influence de la source de données météorologiques

Comme expliqué dans la méthodologie, deux sources de données météorologiques peuvent être utilisées pour le dimensionnement du SPPV, soit un fichier *Energy Plus Weather* et les informations disponibles sur le site de la NASA. L'outil produit un dimensionnement exactement égal pour les deux sources, mais des changements se produisent à niveau du bilan énergétique, comme montré sur la Figure 4.18. Cette comparaison a été réalisée avec des données identiques d'entrée, y incluant le modèle de consommation d'eau (modèle 1 pour ce cas-ci); c'est-à-dire que la seule différence est la source de données météorologiques.

En résumé, les pertes liées au contrôleur et dans l'ensemble pompe-moteur ainsi que la capacité excédentaire présentent une réduction d'entre 6% et 8%; contrairement à l'énergie excédentaire, qui augmente d'environ 3%. La quantité d'énergie produite par le SPPV augmente dans le même pourcentage dont les pertes liées au contrôleur le font; l'énergie liée

à la consommation comporte le 6.38%, donc une augmentation de l'efficacité moyenne du SPPV de 0.4%.

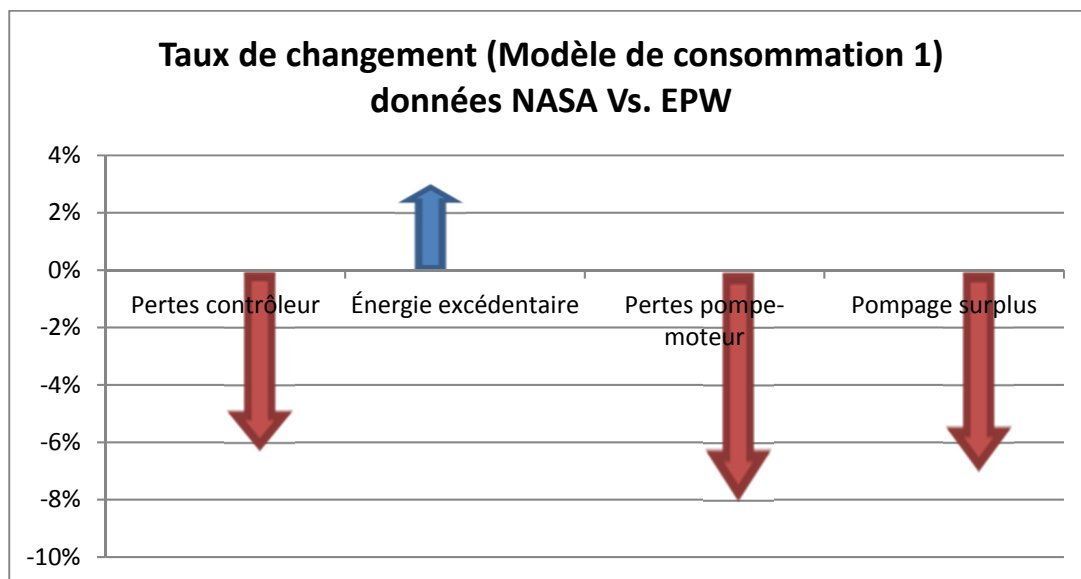


Figure 4.18 Changement des flux énergétiques - source de données météorologiques

Un autre changement vu est la PME calculée par l'outil, qui est nulle pour les données de la NASA et de 0.33% pour les données du fichier EPW. Les informations sauvegardées permettent d'identifier que l'un des moments où le manque d'eau s'est produit est le mois de mai; il est possible également de comparer graphiquement le comportement du réservoir pour les deux SPPV obtenus comme montré sur la Figure 4.19 et la Figure 4.20.

Pour le SPPV dont la source de données est le fichier EPW, il est possible de voir un profil de pompage qui varie d'un jour à l'autre, puisque les données de radiation solaire sont horaires et reflètent des périodes nuageuses et de réduction de la radiation solaire. Évidemment, le profil de pompage varie de façon analogue à la radiation solaire; c'est pourquoi pendant le jour 16 du mois il n'y a pas de pompage, donc le réservoir se vide et la PME augmente.

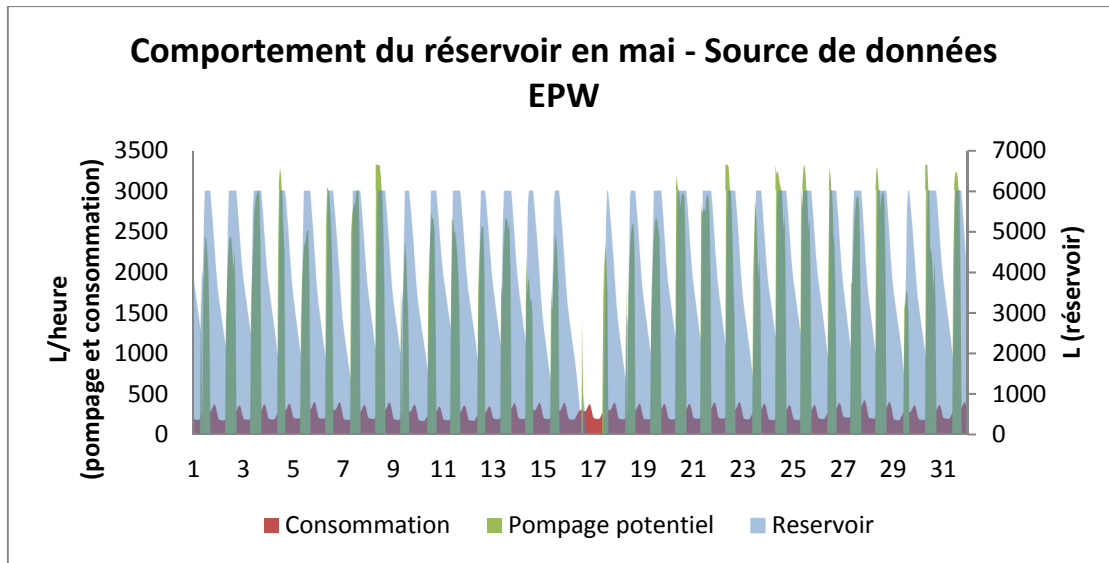


Figure 4.19 Comportement du réservoir pour le mois de mai - Source de données EPW

Comme les valeurs de radiation solaire horaire pour les données de la NASA sont construites à partir de la journée type, le profil de consommation ne varie guère d'un jour à l'autre, donc aucune période nuageuse ou de réduction de la radiation solaire n'est considérée. Cela dit, pour le même mois, le réservoir ne se vide jamais, donc la PME est nulle.

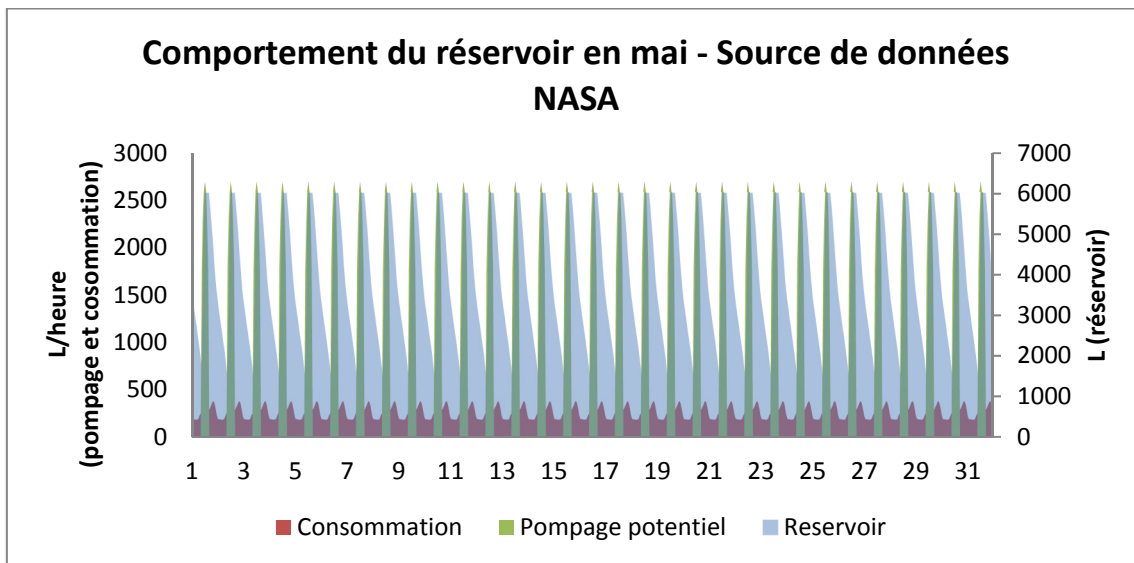


Figure 4.20 Comportement du réservoir pour le mois de mai - Source de données NASA

### 4.2.3 Influence du modèle de consommation

Quand l'utilisateur dispose des valeurs de consommation moyenne mensuelle d'eau au lieu de données horaires, l'outil propose deux profils de consommation d'eau dont la principale différence est la variation horaire de cette consommation. Avec les mêmes données d'entrée et l'utilisation d'un fichier EPW, l'outil propose deux SPPV identiques mais avec des différences dans le bilan énergétique par rapport au modèle de consommation choisi.

La Figure 4.21 montre la variation en pourcentage des flux énergétiques, qui est de l'ordre de 1%. L'énergie produite augmente de 8.4 kWh par année, et l'énergie excédentaire est réduite de 1.44kWh par année. L'efficacité moyenne du système peut se considérer comme constante, avec une réduction de 0.027% pour l'année. Les deux systèmes sont sensiblement égaux, et les différences observées sont négligeables. Le changement d'inclinaison du panneau est de seulement 3°, passant de 29° à 26°.

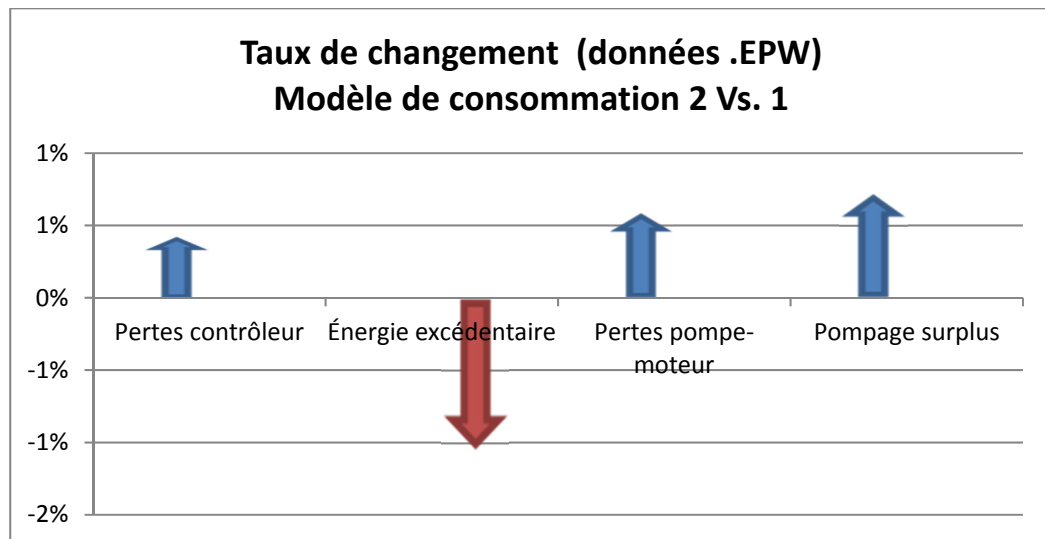


Figure 4.21 Changement des flux énergétiques - modèle de consommation d'eau

La PME calculée est aussi très similaire pour les deux SPPV, soit de 0.331% et de 0.32% pour les modèles 1 et 2 respectivement; ce qui correspond à 29 et à 28 heures de manque d'eau par année, donc une heure de manque d'eau de différence pour les deux systèmes.

#### 4.2.4 Comportement des tarifs

Pour l'installation potentielle considérée, les tarifs calculés par l'outil sont exactement égaux, parce que les SPPV proposés par l'outil pour les quatre conditions étudiées sont identiques. La Figure 4.22 montre les quatre tarifs proposés par l'outil pour le SPPV choisi. Pour le cas où la communauté doit payer l'investissement initial, le tarif oscille entre 0.76 et 0.86 USD/m<sup>3</sup>, dépendamment de la consommation d'eau; ce qui représenterait 154.06 USD/mois que la communauté doit investir en son SPPV; ou encore, 3.38 CUSD/personne/jour. Pour un mois, cela représente un coût moyen d'eau de près de 1.03 USD/personne; ce coût peut être considéré comme constant parce le tarif varie par rapport à la quantité d'eau consommée.

Par ailleurs, si l'investissement initial est obtenu à l'aide d'une subvention, un don ou par des organismes à but non lucratif, la communauté doit s'assurer de ramasser les montants d'argent liés au fonctionnement du SPPV seulement. Le tarif proposé pour ce scénario varie entre 0.23 et 0.26 USD/m<sup>3</sup> d'eau, dépendamment de la consommation. De façon analogue au cas antérieur, ce tarif représente un investissement du côté de la communauté de 136.47 USD/mois, ou de 0.91 USD/personne/mois.

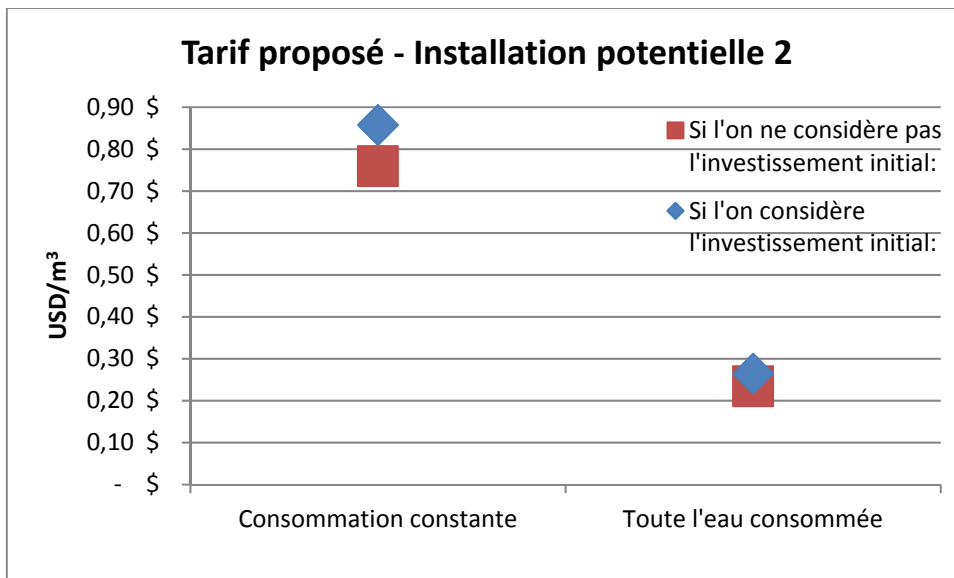


Figure 4.22 Tarifs proposés pour l'installation potentielle 2

Un tarif fixe permet de simplifier la collecte des ressources financières, puisqu'aucun élément de mesure de la quantité d'eau consommée n'est nécessaire, cependant il doit exister un contrôle de la consommation au sein de la communauté pour éviter de surexploiter la source, sous prétexte que le service est payé préalablement.





## CONCLUSION

L'ingénieur sur le terrain est souvent amené à prendre des décisions basées sur les conditions climatiques, politiques, géographiques et sociales locales et les exigences de performance d'une application de pompage donnée. Postérieurement, outre les considérations qui ne relèvent pas de la technologie, parmi les composants disponibles sur le marché local, il est nécessaire d'établir des critères pour le choix de composants, particulièrement pour l'équipement de pompage, le modèle de module PV et le réservoir.

Les techniques, critères et méthodes de dimensionnement et d'optimisation répertoriés à partir de la littérature et largement utilisés pour les installations actuelles peuvent être qualifiés de déficientes. En effet, la plupart des études ne considèrent pas le système de pompage photovoltaïque (SPPV) comme un système dynamique, dont la source énergétique est très variable et pour lequel le prix des composants joue un rôle prépondérant, souvent négligé. La méthodologie proposée dans ce mémoire s'adresse au processus de dimensionnement de façon à corriger ces défauts et se rapprocher des conditions réelles sur les sites d'implantation.

Cette méthodologie a été implantée dans un outil informatique qui permet de fournir les données d'entrée nécessaires au processus de dimensionnement avec des aides contextuelles, réduisant le risque d'erreur de l'utilisateur. D'ailleurs, une base de données de composants facilement modifiable permet de mettre à jour et de changer les éléments disponibles localement, ce qui résulte en un dimensionnement ajusté aux conditions du marché local où l'étude est effectuée.

L'analyse des résultats présentés dans le chapitre précédent permet de conclure que l'outil peut dimensionner correctement un SPPV ajusté aux différentes conditions dictées par les données d'entrée. Par exemple, les deux installations potentielles étudiées présentent de différences notables, particulièrement en ce qui concerne la consommation d'eau (15 fois plus élevée pour l'installation potentielle 1), le type de source d'eau, l'origine des données de

consommation d'eau et la localisation du site. Parmi toutes les solutions possibles, l'outil choisit effectivement celle qui comporte le meilleur compromis possible entre fiabilité et performance financière.

Quant à la probabilité de manque d'eau (PME) à utiliser pour adéquatement dimensionner les systèmes, elle dépend de la capacité d'adaptation de la consommation à l'égard de la capacité de pompage du SPPV; ce qui est dicté par le type d'application dans laquelle le SPPV doit opérer. C'est le cas des SPPV pour la consommation humaine dans des communautés très éloignées, qui nécessitent un système avec une fiabilité accrue, puisque ce système serait leur seule source d'approvisionnement d'eau. Pour la consommation humaine, une période de plusieurs jours consécutifs sans eau serait inadmissible. Conséquemment, la PME doit être aussi basse que possible. Pour ce type de systèmes à PME minimale, le coût des composants influence considérablement la solution optimale.

D'autres applications pour le SPPV, comme l'irrigation ou l'élevage sont plus facilement adaptées au profil de pompage, donc la PME fixée peut être plus élevée. Le résultat est un SPPV capable de fournir les quantités mensuelles d'eau dictées par la consommation, mais dont la réponse lors des périodes nuageuses est assez faible. Pour ces deux types d'applications, les résultats montrent que le calcul de la taille du réservoir est critique pour déterminer la meilleure configuration possible du SPPV; il est aussi clair que le fait de minimiser la taille du GPV, ainsi que le fait de choisir l'inclinaison du panneau PV permettant de maximiser l'énergie incidente sur sa surface ne sont pas de critères valides pour optimiser le dimensionnement d'un SPPV.

Une relation étroite entre PME consigne et tarif a été mise en évidence pour le cas où l'investissement initial est payé à l'aide d'un prêt bancaire. Comme le tarif augmente avec des valeurs décroissantes de PME consigne, il est raisonnable de conclure que ce tarif varie en fonction de la capacité d'adaptation de la consommation; autrement dit, si l'utilisateur ne change pas ses habitudes de consommation d'eau, le service lui coûte plus cher.

Le tarif permet aussi de garantir la survie du projet, puisque les montants liés à l'entretien, l'exploitation et le maintien d'actifs sont considérés depuis le début dans les estimations de viabilité du projet (tarif de vente). La consommation d'eau est un indicateur direct du taux d'utilisation du système, c'est-à-dire que si le SPPV est peu utilisé (la consommation d'eau est faible), les coûts réels liés à l'exploitation, l'entretien et le maintien d'actifs seront réduits, ainsi que les montants d'argent recueillis à cette fin. Évidemment, dans le cas contraire, l'usure du SPPV augmente, ainsi que les ressources financières qui doivent être rendues disponibles pour faire face à des coûts plus élevés.

À son tour, le tarif qui ne tient pas compte de l'investissement initial est presque constant par rapport à la PME consigne. Ce tarif tient compte des montants liés à l'entretien, à l'exploitation (considérés comme fixes) et au maintien d'actifs, ce dernier est variable puisque la méthodologie considère que le générateur photovoltaïque (GPV) est changé après 20 ans, alors la variation du tarif est due à la valeur actualisée nette (VAN) du GPV.

Par ailleurs, les fichiers produits par l'outil donnent un aperçu complet du SPPV proposé, allant d'une description détaillée des composants à utiliser, jusqu'au comportement prévu pour le réservoir de stockage d'eau et l'analyse financière. Une description graphique des flux énergétiques permet d'identifier facilement les pertes et l'efficacité du SPPV, laissant la place aussi à des améliorations; par exemple avec l'utilisation de pompes plus performantes pour réduire les pertes de l'ensemble pompe-moteur. Le diagramme de la PME journalière permet d'estimer les périodes de temps où un manque d'eau peut se produire, aidant aussi à changer des habitudes de consommation au besoin.



## RECOMMANDATIONS

Plusieurs recommandations qui découlent de la présente recherche sont proposées dans ce dernier chapitre. Elles ont été classées par sujet pour faciliter leur compréhension.

### **Fonctionnement de l'outil :**

Il est désirable de poursuivre le développement de l'outil pour en créer une version distribuable de base, dont les utilisateurs potentiels seraient les municipalités en milieu rural voulant implanter des SPPV. Pour pouvoir distribuer une version stable de l'outil, il est nécessaire de réduire le temps de calcul pour le dimensionnement d'un SPPV, qui oscille maintenant entre 3 et 5 heures. Une des options pourrait être le concept d'*infrastructure as a service*<sup>13</sup>, qui permet de réaliser les calculs sur un ordinateur autre que celui sur lequel l'outil est installé.

Pour les données d'entrée d'utilisateur, plus d'options pourraient être considérées, comme la possibilité de créer plus de profils de consommation, l'inclusion de systèmes de suivi du soleil opérés manuellement ou l'évaluation de l'utilisation des eaux de pluie. Selon les dimensionnements réalisés dans cette recherche, il est clair que la PME consigne doit être définie par l'utilisateur, donc incluse dans l'écran principal; ainsi que les informations concernant l'analyse économique (taux d'actualisation, inflation, taux d'intérêt pour le prêt bancaire, etc.). L'interface graphique doit être améliorée, afin de présenter les résultats à l'utilisateur d'une façon plus claire.

Une autre version payante et plus poussée serait aussi viable, dont les utilisateurs seraient des distributeurs de technologies de pompage ou d'installations solaires autonomes; cette deuxième version permettrait à un utilisateur d'inclure plus de composants et d'en actualiser facilement les informations dans l'outil, entre autres. Les SPPV sont souvent comparés à

---

<sup>13</sup> <https://social.technet.microsoft.com/wiki/contents/articles/4633-what-is-infrastructure-as-a-service.aspx>

d'autres systèmes comme ceux basés sur le diesel, ou opérant avec de batteries; il est désirable d'inclure cette comparaison dans l'outil, surtout pour l'aspect économique.

### **D'autres applications potentielles :**

La méthodologie utilisée et implantée dans l'outil peut s'appliquer dans d'autres domaines et pour d'autres types de systèmes. Quelques pistes sont présentées :

- Utilisation de la méthodologie de choix de pompe pour le calcul de COP pour des applications de géothermie;
- Dimensionnement de systèmes d'électrification à petite échelle ou de systèmes de pompage et électrification;
- Utilisation de l'énergie excédentaire du SPPV dans d'autres tâches;
- Évaluation d'autres technologies pour le stockage énergétique;
- Dimensionnement de systèmes hybrides avec d'autres sources d'énergie comme générateurs diesel, éoliennes ou biomasse;
- Dimensionnement de systèmes d'irrigation avec une fonction de calcul de la consommation d'eau.

### **Recherches potentielles :**

Comme présenté dans les résultats, il existe une influence importante de l'inclinaison des collecteurs par rapport au zénith sur la performance du système, mais l'outil cherche toutes les solutions potentielles pour une inclinaison entre  $0^\circ$  et  $90^\circ$ . Pour réduire la tâche de calcul, il est possible de définir un coefficient mensuel qui exprime le rapport entre la charge et la radiation solaire, pour estimer un rang plus étroit de valeurs d'inclinaison dont l'adaptation entre la charge et l'énergie disponible est plus favorable; une autre méthode qui pourrait fonctionner est la méthode de la bissection.

L'influence du prix du réservoir est très importante pour le dimensionnement des SPPV, mais son influence peut dépendre plutôt du rapport entre le prix du réservoir et le prix des modules PV; puisque ce que l'outil évalue, finalement, est l'impact d'augmenter la taille du réservoir versus celui d'augmenter la taille du GPV sur l'investissement initial. Autrement dit, l'outil

décide d'augmenter, soit la  $T_{res}$ , soit la taille du GPV en fonction de celui qui est moins coûteux. Il peut exister une corrélation entre le rapport des prix et l'investissement initial, et cette corrélation pourrait s'utiliser pour réduire la tâche de calcul.

L'outil ne considère pas la perte d'efficacité des modules PV en fonction du temps, cependant cette perte peut facilement atteindre le 10% sur une période de 20 ans. Le calcul d'un scénario où cette perte est considérée aiderait à estimer davantage l'impact de cette perte sur la performance du SPPV. Les pertes d'efficacité liées à la poussière et au contrôleur sont possiblement surestimées; les pertes liées à la poussière pourraient être retirées du bilan pour inclure dans les coûts d'exploitation une estimation des montants requis pour nettoyer le panneau, ce qui donnerait une idée de l'impact du nettoyage sur la performance économique et sur la fiabilité.

L'inclusion d'un modèle de remplissage et d'évaporation de la source d'eau est nécessaire afin d'éviter la surexploitation de la ressource. Ce modèle deviendrait alors une restriction de dimensionnement pour le système.

Les données météorologiques horaires ne sont pas disponibles pour tous les sites, et il est plus commun de disposer de données moyennes mensuelles, comme celles utilisées par l'outil pour les cas où l'utilisateur entre le nom de la ville et le code du pays ou la latitude et la longitude. Cependant, le SPPV obtenu à partir de ces données est souvent « sous-dimensionné » puisqu'aucune période nuageuse n'est considérée. La correcte génération d'une année météorologique qui répond aux valeurs moyennes mensuelles disponibles augmenterait la fiabilité de l'outil.

Enfin, des tests expérimentaux sont conseillés pour vérifier la performance réelle par rapport à la prédiction réalisée par l'outil.





## ANNEXE I

### STRUCTURE DU FICHER .EPW – TIRÉ DE (EnergyPlus, 2005)

Tableau A I-1 Structure du fichier .EPW

Field Description	Field Name	Type
<b>&amp;location</b>		
Name of city	City	String
State or province	StateProv	String
Country code	Country	String (3 characters)
Latitude (N+/S-)	InLat	Numeric
Longitude (W-/E+)	InLong	Numeric
Time zone (GMT +/-)	InTime	Numeric
Elevation (meters)	InElev	Numeric
WMO #	InWMO	Numeric or String (6 characters)
<b>&amp;miscdata</b>		
String for comments 1 header	Comments1	String
String for comments 2 header	Comments2	String
String for source data in location header	SourceData	String
<b>&amp;wthdata</b>		
Input File Type	InputFileType	String
Number of records per hour	NuminHour	Integer
Data Element Names	DataElements	Strings
Data Units	DataUnits	Strings
Multiplicative Conversion Factors for Data	DataConversionFactors	Numeric
Format for Input	InFormat	Format String or "delimited"
Delimiter Character	DelimiterChar	
<b>&amp;datacontrol</b>		
Records to Skip	NumRecordsToSkip	Integer
Records to Read	MaxNumRecordsToRead	Integer
Missing Data Action	MissingDataAction	
Missing Wind Direction Action	MissingWindDirAction	
Missing Wind Direction Value	MissingWinDirValue	Real
Missing Opaque Sky Cover Action	MissingOpaqueSkyCoverAction	
Missing Opaque Sky Cover Value	MissingOpaqueSkyCoverValue	Real (Fraction 0.0 to 1.0)

Tableau A I-1 Structure du fichier .EPW - Suite

Short Name	Long Name	Used by EnergyPlus
year	Year	n
month	Month	y
day	Day	y
hour	Hour	y
minute	Minute	n
datasource	Data Source	n
drybulb	Dry Bulb Temperature	y
dewpoint	Dew Point Temperature	y
relhum	Relative Humidity	y
atmos_pressure	Atmospheric Pressure	y
exthorrad	Extraterrestrial Horizontal Radiation	n
extdirrad	Extraterrestrial Direct Normal Radiation	n
horirsky	Horizontal Infrared Radiation Intensity from Sky	y
glohorrad	Global Horizontal Radiation	n
dimorrad	Direct Normal Radiation	y
difhorrad	Diffuse Horizontal Radiation	y
glohorillum	Global Horizontal Illuminance	n
dirnorillum	Direct Normal Illuminance	n
difhorillum	Diffuse Horizontal Illuminance	n
zenlum	Zenith Luminance	n
winddir	Wind Direction	y
windspd	Wind Speed	y
totskycvr	Total Sky Cover	n
opaqskycvr	Opaque Sky Cover	n
visibility	Visibility	n
ceiling_hgt	Ceiling Height	n
presweathobs	Present Weather Observation	y
presweathcodes	Present Weather Codes	y
precip_wtr	Precipitable Water	n
aerosol_opt_depth	Aerosol Optical Depth	n
snowdepth	Snow Depth	y
days_last_snow	Days since last Snow	n

## ANNEXE II

### JOURNÉES TYPE DE SYSTÈMES SOLAIRES TIRÉES DE (Duffie et Beckman, 2013)

Tableau A II-1 Journées type par mois

Mois	Journée type (n)
Janvier	17
Février	47
Mars	75
Avril	105
Mai	135
Juin	162
Juillet	198
Août	228
Septembre	258
Octobre	288
Novembre	318
Décembre	344



### ANNEXE III

#### POMPES DANS LA BASE DE DONNÉES

Tableau A III-1 Pompes dans la base de données de l'outil

Groupe de pompes	Pompe		
	Modèle	Puissance (HP)	Tension nominale (V)
Submersible 1,25"	SCS 7-210-60 BL	0,75	60
	SCS 10-165-60 BL	0,75	60
	SCS 12-127-60 BL	0,75	60
	SCS 14-95-60 BL	0,75	60
	SCS 18-90-60 BL	0,75	60
	SCS 7.5-250-120Y BL	1	120
	SCS 10-210-120Y BL	1	120
	SCS 12-160-120Y BL	1	120
	SCS 18-105-120Y BL	1	120
	SCS 8-410-120 BL	1,5	120
	SCS 12-265-120 BL	1,5	120
	SCS 17-280-180 BL	2	180
	SCS 8-500-180 BL	3	180
	SCS 10-440-180 BL	3	180
	SCS 12-375-180 BL	3	180
	SCS 80-70-240 BL	3	240
	SCS 10-600-240 BL	3,5	240
	SCS 14-370-240 BL	3,5	240
SCS 20-350-240 BL	3,5	240	
Submersible 1,5"	SCS 20-90-120Y BL	1	120
	SCS 20-180-120 BL	1,5	120
	SCS 20-190-180 BL	3	180
	SCS 22-300-240 BL	3	240
Submersible 2"	SCS 26-80-120Y BL	1	120
	SCS 30-130-120 BL	1,5	120
	SCS 44-80-120 BL	1,5	120
	SCS 71-70-180 BL	2	180
	SCS 30-165-180 BL	3	180
	SCS 30-240-240 BL	3	240
	SCS 45-116-180 BL	3	180
	SCS 87-70-240 BL	3	240
	SCS 50-110-240 BL	3,5	240

Tableau A III-1 Pompes dans la base de données de l'outil - Suite

Groupe de pompes	Pompe		
	Modèle	Puissance (HP)	Tension nominale (V)
Submersible 3"	SCS 125-32-120 BL	1,5	120
	SCS 130-32-180 BL	3	180
	SCS 142-32-180 BL	3	180
	SCS 150-37-240 BL	3	240
Surface 1,25"	SCB 10-150-120 BL	1,5	120
	SCB 22-165-120 BL	1,5	120
	SCB 22-95-120 BL	1,5	120
	SCB 10-150-180 BL	3	180
	SCB 10-200-180 BL	3	180
	SCB 10-220-180 BL	3	180
	SCB 10-265-180 BL	3	180
	SCB 21-350-240 BL	3	240
	SCB 22-185-180 BL	3	180
	SCB 22-250-180 BL	3	180

## ANNEXE IV

### SCHÉMAS DE CONNEXION HYDRAULIQUE

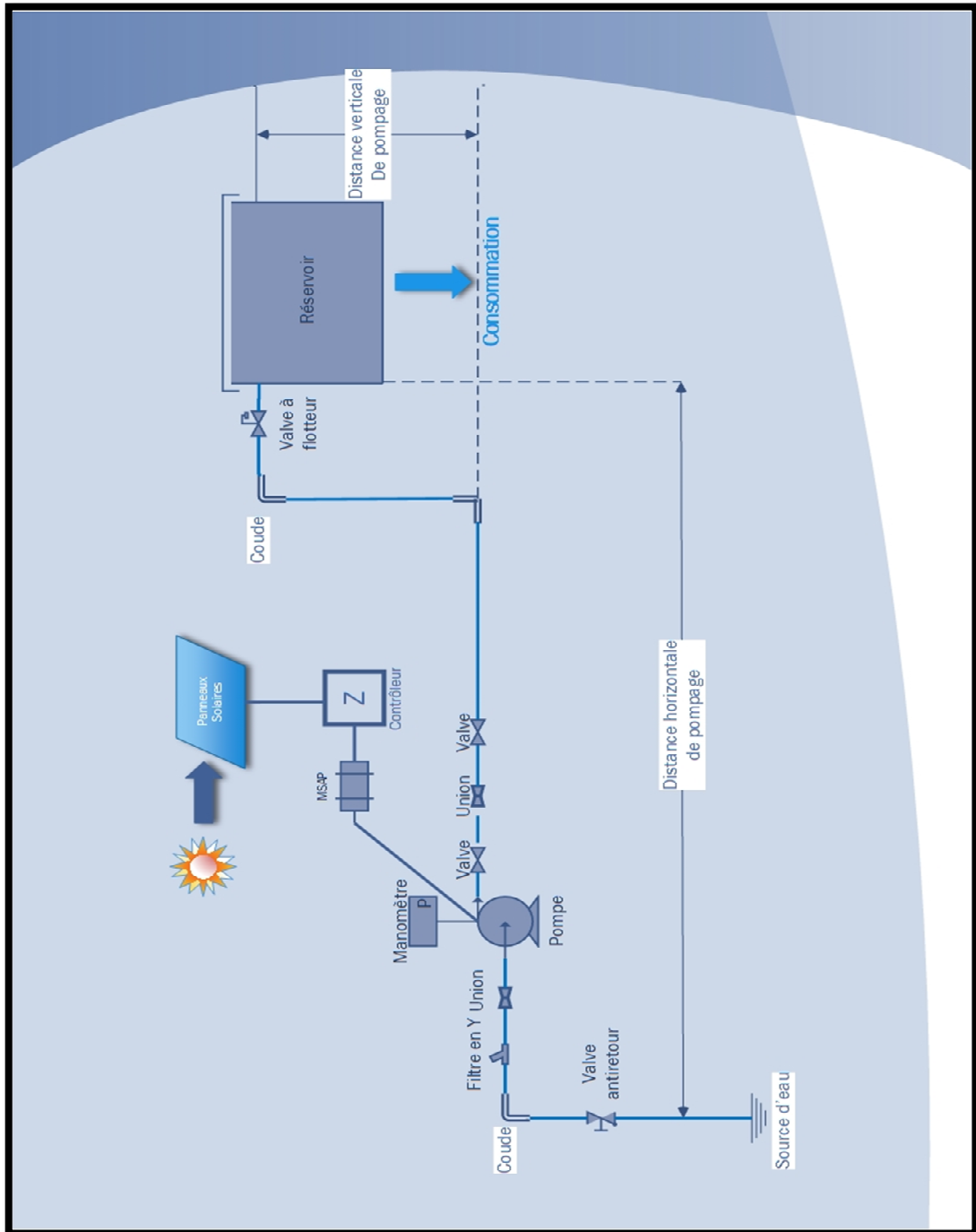


Figure A I-1 Schéma de connexion si la source d'eau est une rivière



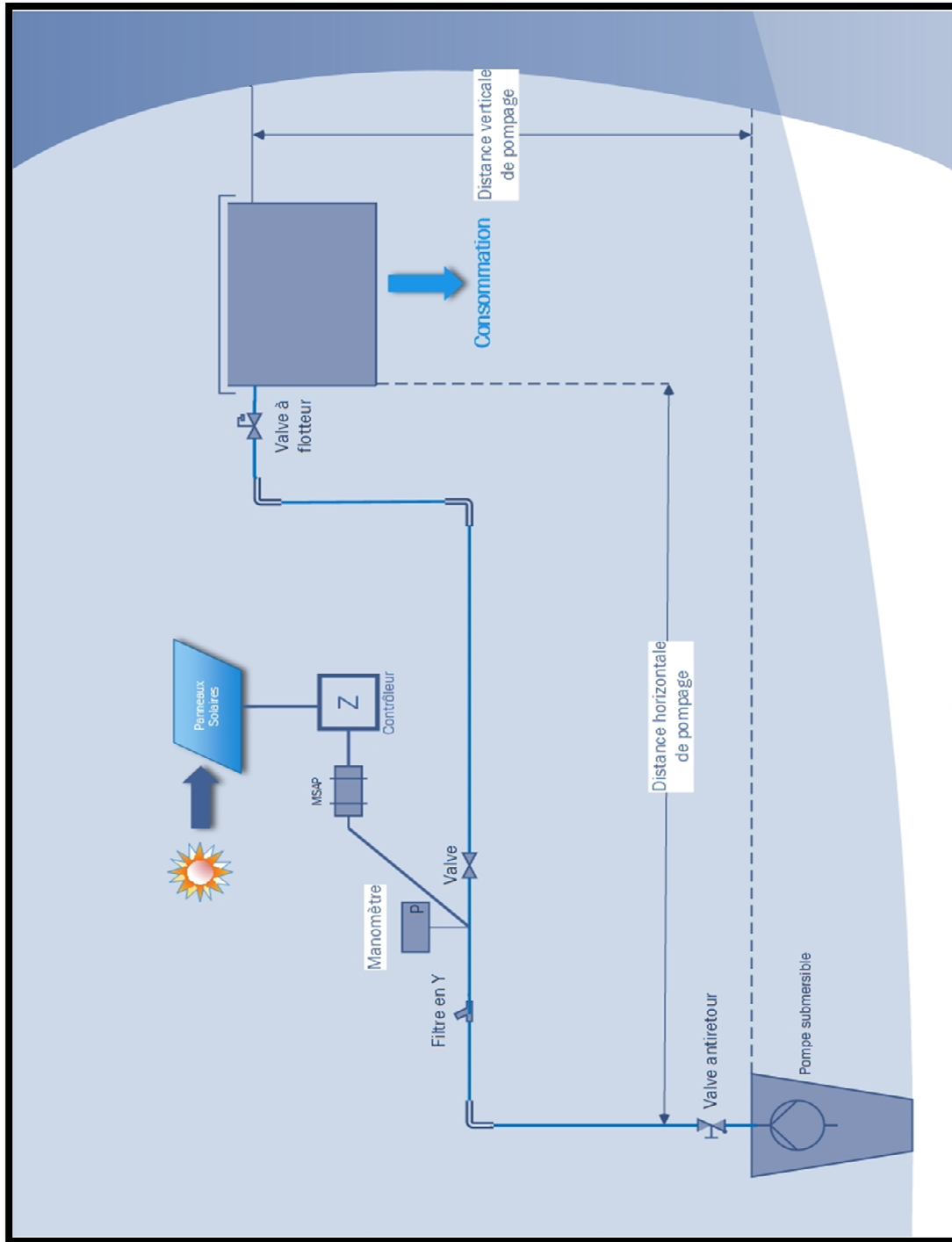


Figure A IV-2 Schéma de connexion si la source d'eau est un puits



# ANNEXE V

## DIAGRAMME DU PROCESSUS DE DIMENSIONNEMENT

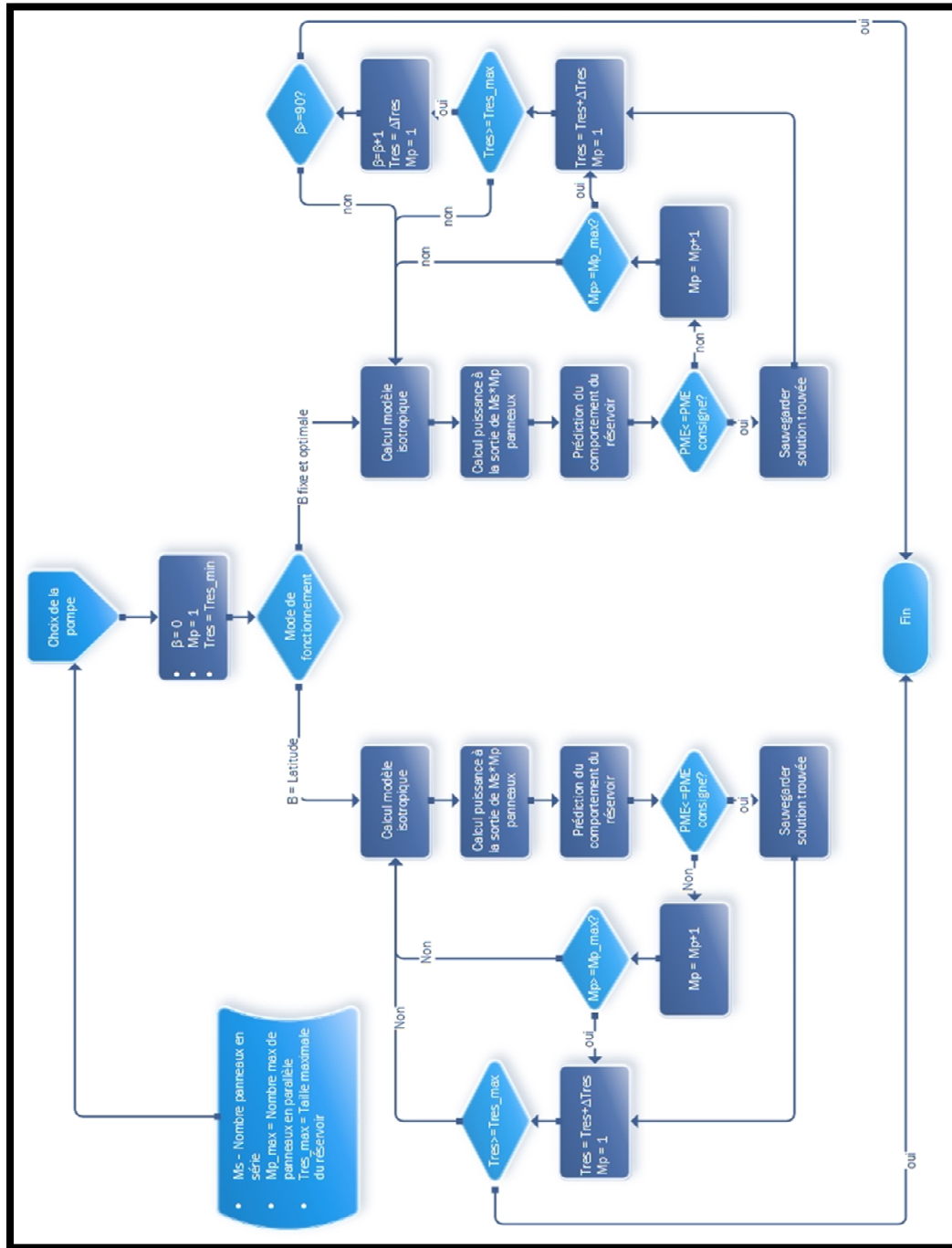


Figure A IV-1 Diagramme du processus de dimensionnement



## ANNEXE VI

### SOLUTION TROUVÉE PAR L'OUTIL – VALIDATION 1 ANTALYA, TURQUIE (p. 64)

Tableau A VI-1 Solution trouvée par l'outil – Validation 1

Informations consolidées de la solution trouvée			
<b>Données entrée utilisateur</b>		<b>Analyse économique sur 20 ans (USD)</b>	
Latitude (°)	38.50	<b>Investissement initial</b>	
Longitude (°)	27.02	Pompe	1 620.00 \$
Source eau	Puits	Contrôleur	398.25 \$
Distance verticale pompage (m)	30.00	Modules PV	2 754.00 \$
Distance horizontale pompage (m)	200.00	Réservoir	1 170.48 \$
<b>Panneau solaire</b>		D'autres matériaux	297.14 \$
Modèle et marque	Kyocera KU270-6MCA	Installation et Transport	891.41 \$
Puissance nominale (Wc)	270.01	Investissement initial	7 131.28 \$
Prix (USD)	229.50 \$	<b>Coûts récurrents</b>	
Inclinaison du panneau (°)	11.00	Exploitation	\$ 1 000.00
Nombre de modules	12.00	Entretien	\$ 1 000.00
Puissance totale (Wc)	3 240.12	<b>Actualisation de composantes</b>	
<b>Pompe</b>		Pompe (2 remplacements)	
Modèle	SCS 10-210-120Y BL	Contrôleur (4 remplacements)	
Type	Submersible	Modules PV (1 remplacement)	
Diamètre sortie (pouce)	1.25	<b>Si l'on considère l'investissement initial:</b>	
Prix (USD)	1 620.00 \$	Valeur actualisée nette	40 678.06 \$
Contrôleur	PCA 120-BLS-M2S	Coût du Wc installé	12.554 \$
Prix contrôleur (USD)	398.25 \$	Coût du m <sup>3</sup> d'eau *	0.429 \$
<b>Réservoir</b>		Coût du m <sup>3</sup> d'eau **	0.170 \$
Taille (L)	6 000.00	<b>Si l'on ne considère pas l'investissement initial:</b>	
Prix (USD)	1 170.48 \$	Coût du Wc installé	10.354 \$
<b>Bilan énergétique (kWh/an)</b>		Coût du m <sup>3</sup> d'eau *	0.353 \$
Énergie produite	6 197.16	Coût du m <sup>3</sup> d'eau **	0.140 \$
Pertes contrôleur	1 239.43	* si la consommation est maintenue constante ** si toute l'eau est consommée	
Énergie excédentaire	1 820.97		
Pertes pompe-moteur	2 161.16		
Pompage consommation	387.51		
Pompage surplus	588.09		



## ANNEXE VII

### SOLUTION TROUVÉE PAR L'OUTIL – VALIDATION 2 WULANCHABU, CHINE (p. 65)

Tableau A VII-1 Solution trouvée par l'outil – Validation 2

Informations consolidées de la solution trouvée			
<b>Données entrée utilisateur</b>		<b>Analyse économique sur 20 ans (USD)</b>	
Latitude (°)	41.70	<b>Investissement initial</b>	
Longitude (°)	110.43	Pompe	1 620.00 \$
Source eau	Puits	Contrôleur	418.50 \$
Distance verticale pompage (m)	20.00	Modules PV	459.00 \$
Distance horizontale pompage (m)	150.00	Réservoir	585.24 \$
<b>Panneau solaire</b>		D'autres matériaux	297.14 \$
Modèle et marque	Kyocera KU270-6MCA	Installation et Transport	462.41 \$
Puissance nominale (Wc)	270.01	Investissement initial	3 699.29 \$
Prix (USD)	229.50 \$	<b>Coûts récurrents</b>	
Inclinaison du panneau (°)	-	Exploitation	\$ 1 000.00
Nombre de modules	2.00	Entretien	\$ 1 000.00
Puissance totale (Wc)	540.02	<b>Actualisation de composantes</b>	
<b>Pompe</b>		Pompe (2 remplacements)	
Modèle	SCS 10-165-60 BL	Contrôleur (4 remplacements)	
Type	Submersible	Modules PV (1 remplacement)	
Diamètre sortie (pouce)	1.25	<b>Si l'on considère l'investissement initial:</b>	
Prix (USD)	1 620.00 \$	Valeur actualisée nette	36 787.58 \$
Contrôleur	PCA 60-BLS-M2S	Coût du Wc installé	68.123 \$
Prix contrôleur (USD)	418.5	Coût du m <sup>3</sup> d'eau *	8.929 \$
<b>Réservoir</b>		Coût du m <sup>3</sup> d'eau **	0.170 \$
Taille (L)	3 000.00	<b>Si l'on ne considère pas l'invest. initial:</b>	
Prix (USD)	585.24 \$	Coût du Wc installé	61.272 \$
<b>Bilan énergétique (kWh/an)</b>		Coût du m <sup>3</sup> d'eau *	0.353 \$
Énergie produite	1 149.42	Coût du m <sup>3</sup> d'eau **	0.320 \$
Pertes contrôleur	229.88	* si la consommation est constante	
Énergie excédentaire	60.14	** si toute l'eau est consommée	
Pertes pompe-moteur	578.36		
Pompage consommation	11.22		
Pompage surplus	269.83		



ANNEXE VIII

SOLUTIONS TROUVÉES PAR L'OUTIL – INSTALLATION POTENTIELLE 1  
SAN BERNARDO, COLOMBIE (p. 71)

Tableau A VIII-1 Solutions trouvées par l'outil – Installation Potentielle 1

Solutions obtenues pour le prix du réservoir P <sub>res</sub> 2						
Catégorie	Item	PME consigne 1%	PME consigne 5%	PME consigne 10%	PME consigne 15%	PME consigne 30%
PME	PME obtenue	0.902%	4.600%	9.600%	13.322%	26.199%
	Modele et marque	SolarWorld SW-345-XL-mono	SolarWorld SW-345-XL-mono	SolarWorld SW-300-mono-4	Kyocera KU270-6MCA	SolarWorld SW-300-mono-4
	Puissance nominale	347.62	347.62	302.41	270.01	302.41
	Prix	307.05 \$	307.05 \$	310.00 \$	229.50 \$	310.00 \$
Panneau PV	Inclinaison des panneaux	-	2.00	4.00	6.00	2.00
	Nombre de panneaux	18.00	18.00	16.00	16.00	8.00
	Puissance totale (Wc)	6257.16	6257.16	4838.59	4320.16	2419.30
	Prix des panneaux	5 526.90 \$	5 526.90 \$	4 960.00 \$	3 672.00 \$	2 480.00 \$
	Modele	SCS 87-70-240 BL	SCS 87-70-240 BL	SCS 87-70-240 BL	SCS 87-70-240 BL	SCS 87-70-240 BL
Pompe	Type	Submersible	Submersible	Submersible	Submersible	Submersible
	Diamètre sortie	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
	Prix	2 398.95 \$	2 398.95 \$	2 398.95 \$	2 398.95 \$	2 398.95 \$
Contrôleur	Contrôleur	PCC 240-BLS-M2S	PCC 240-BLS-M2S	PCC 240-BLS-M2S	PCC 240-BLS-M2S	PCC 240-BLS-M2S
	Prix contrôleur	560.25 \$	560.25 \$	560.25 \$	560.25 \$	560.25 \$
Réservoir	Taille (L)	120000.00	60000.00	20000.00	20000.00	20000.00
	Prix (USD)	4000.00 \$	2 000.00 \$	666.67 \$	666.67 \$	666.67 \$
	Investissement initial	14 359.02 \$	12 059.02 \$	9 873.75 \$	8 392.55 \$	7 021.75 \$
	Changement investissement initial		-16.018%	-18.121%	-15.001%	-16.334%
	Changement puissance nominale GPV		0.000%	-22.671%	-10.715%	-44.000%

Tableau A VIII-2 Solutions trouvées par l'outil – Installation Potentielle 1 (Suite)

Solutions obtenues pour le prix du réservoir P <sub>res 1</sub>						
Catégorie	Item	PME consigne 1%	PME consigne 5%	PME consigne 10%	PME consigne 15%	PME consigne 30%
PME	PME obtenue	0.719%	4.977%	9.600%	13.322%	13.322%
	Modelle et marque	SolarWorld SW-345-XL-mono	Kyocera KU270-6MCA	SolarWorld SW-300-mono-4	Kyocera KU270-6MCA	SolarWorld SW-300-mono-4
	Puissance nominale	347.62	270.01	302.41	270.01	302.41
	Prix	307.05 \$	229.50 \$	310.00 \$	229.50 \$	310.00 \$
Panneau PV	Inclinaison des panneaux	-	-	4.00	6.00	2.00
	Nombre de panneaux	48.00	32.00	16.00	16.00	8.00
	Puissance totale (Wc)	16 685.76	8 640.32	4 838.59	4 320.16	2 419.30
	Prix des panneaux	14 738.40 \$	7 344.00 \$	4 960.00 \$	3 672.00 \$	2 480.00 \$
Pompe	Modelle	SCS 87-70-240 BL	SCS 87-70-240 BL	SCS 87-70-240 BL	SCS 87-70-240 BL	SCS 87-70-240 BL
	Type	Submersible	Submersible	Submersible	Submersible	Submersible
	Diamètre sortie	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
	Prix	2 398.95 \$	2 398.95 \$	2 398.95 \$	2 398.95 \$	2 398.95 \$
Contrôleur	Contrôleur	PCC 240-BLS-M2S	PCC 240-BLS-M2S	PCC 240-BLS-M2S	PCC 240-BLS-M2S	PCC 240-BLS-M2S
	Prix contrôleur	560.25 \$	560.25 \$	560.25 \$	560.25 \$	560.25 \$
Réservoir	Taille (L)	20 000.00	20 000.00	20 000.00	20 000.00	20 000.00
	Prix (USD)	3 901.60 \$	3 901.60 \$	3 901.60 \$	3 901.60 \$	3 901.60 \$
	Investissement initial	24 839.08 \$	16 335.52 \$	13 593.92 \$	12 112.72 \$	10 741.92 \$
	Changement investissement initial		-34.235%	-16.783%	-10.896%	-11.317%
	Changement puissance nominale GPV		-48.217%	-44.000%	-10.715%	-44.000%



## ANNEXE IX

### SOLUTIONS TROUVÉES PAR L'OUTIL – INSTALLATION POTENTIELLE 2 ANTANANARIVO, MADAGASCAR (p. 85)

Tableau A IX-1 Solutions trouvées par l'outil – Installation potentielle 2

Item	Modèle consommation 1 Source de données .EPW	Modèle consommation 2 Source de données .EPW	Modèle consommation 1 Source de données NASA	Modèle consommation 2 Source de données NASA
PME obtenue	0.331%	0.320%	0.000%	0.000%
Modèle et marque	Kyocera KU270-6MCA	Kyocera KU270-6MCA	Kyocera KU270-6MCA	Kyocera KU270-6MCA
Puissance nominale	270.01	270.01	270.01	270.01
Prix	229.50 \$	229.50 \$	229.50 \$	229.50 \$
Inclinaison	29.00	26.00	-	-
Nombre de panneaux	4.00	4.00	4.00	4.00
Puissance totale (Wc)	1	1	1	1
Prix des panneaux	080.04	080.04	080.04	080.04
	918.00 \$	918.00 \$	918.00 \$	918.00 \$
Modèle	SCB 10-150-120 BL	SCB 10-150-120 BL	SCB 10-150-120 BL	SCB 10-150-120 BL
Type	Centrifugal_Surface	Centrifugal_Surface	Centrifugal_Surface	Centrifugal_Surface
Diamètre sortie	1.25	1.25	1.25	1.25
Prix	1	1	1	1
	029.99 \$	029.99 \$	029.99 \$	029.99 \$
Contrôleur	PCA 120-BLS-M2S	PCA 120-BLS-M2S	PCA 120-BLS-M2S	PCA 120-BLS-M2S
Prix contrôleur	398.25 \$	398.25 \$	398.25 \$	398.25 \$
Taille (L)	6000.00	6000.00	6 000.00	6 000.00
Prix (USD)	171.82 \$	171.82 \$	171.82 \$	171.82 \$
Investissement Initial	4 045.77 \$	4 045.77 \$	4 045.77 \$	4 045.77 \$



## ANNEXE X

### SOLAR WATER PUMPING SYSTEMS: DIMENSIONING AND OPTIMIZATION

Sergio **GUALTEROS\***, Daniel R. **ROUSSE**

*Industrial Research Group t3e, École de Technologie Supérieure, Montreal, Canada*

---

#### ABSTRACT

This article proposes a methodology for dimensioning water pumping systems based on solar PV as energy source, considering meteorological conditions, pumping distances and water consumption profiles over time. This dimensioning uses a parts database, listing the available components in the local market, thus approaching the real situation that engineers designing such kind of systems face. The proposed methodology is built into a software application that allows the users to introduce the input data and proposes the optimal set of elements to be used in one particular solar pumping application. A financial analysis shows similarly the potential project cash flows for the next 20 years and calculates a tariff for consumed water, which is aimed to ensure the projects financial viability taking care of the amounts linked to maintenance and assets replacement.

**Keywords:** *solar PV water pumping, dimensioning, optimization, isolated communities, off-grid.*

---

#### NOMENCLATURE

Symbols:

Ac	Solar panel surface, m <sup>2</sup>
I <sub>T</sub>	Solar radiation over a tilted surface, W/hr.m <sup>2</sup>
NPV	Net Present Value, USD
PV	Photovoltaic
ROI	Return on Investment, %
WSP	Water Shortage Probability
N <sub>s</sub>	PV panels in series
N <sub>p</sub>	PV panels in parallel

$\Delta T_{res}$	Variation step for reservoir size, L
$T_{res}$	Reservoir size, L
RES	Water in the reservoir, L
$Q_{pumped}$	Amount of pumped water, L/day
$Q_{consumption}$	Water consumption, L/day
SPVWPS	Solar PV Water Pumping System

Greek characters:

$\beta$	PV panels tilt angle, °
$\gamma$	Azimuth, °
$\varphi$	Latitude, °

Index / Exponent:

stat	Static
cond	Conduct – friction
sing	Singular losses
i	Time period i

## A X-1. INTRODUCTION

Access to an improved<sup>14</sup> water source is a fundamental condition for human life, and several organizations, governments, private enterprises and also universities have been dealing with this problem for decades. However, the actual situation regarding this problematic keep being difficult in 2017.

More than 600 million people or about one person out of ten didn't have yet access to an improved water source (Figure A X-1). Figure 1 shows that most of these people live in Africa. UN estimates that about 25% percent of the earth population will live in countries where access to water will be a recurrent problem by 2015 [13]. A deeper look shows that 80% of these people are living in rural areas, in off-grid isolated communities (Figure A X-2). Figure A X-2 shows that lack of improved water is also related to revenue.

---

<sup>14</sup> Protected to avoid contamination

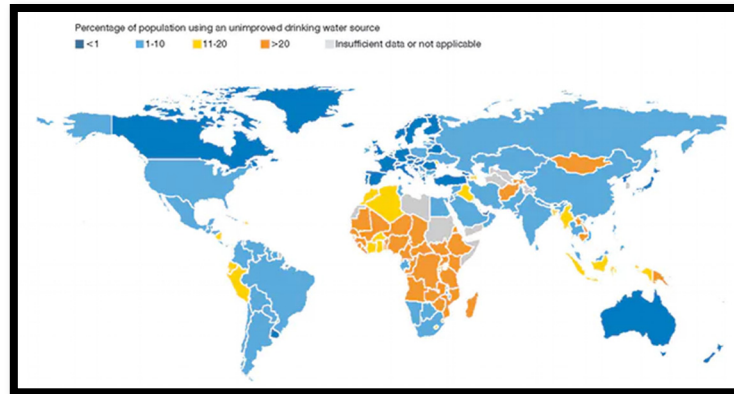


Figure A X-1: Percentage of the population using an unimproved water source [1]

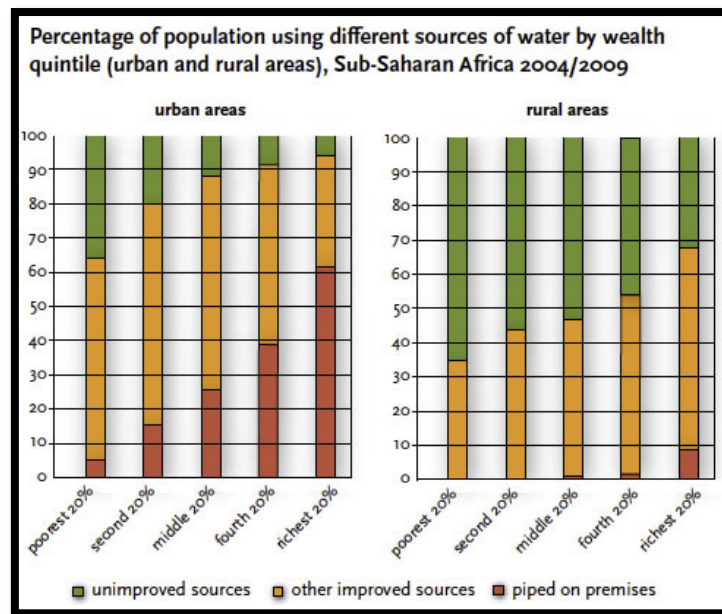


Figure A X-2: Access to improved water sources with respect to wealth

Manual collection and transport of water have also been studied by the United Nations, which reveals that women are responsible for this work in the developing countries. On average, they have to carry 40-pound containers and travel an average daily distance of 3.5 miles (more than 5 km / day) [15] (UN, 2010). Furthermore, reducing the time taken to collect and transport water is essential, not only to improve access to water, but also to

improve access to education and productivity, as time to enrich the quality of life of communities [14] (Slaymaker and Bain, 2017).

Most of the countries who didn't reach the millennium development goals regarding water and sanitation access in 2015 are located between the latitudes  $-40^{\circ}$  et  $40^{\circ}$ , where the solar resource is highly available and where the number of sun hours is almost constant [1]. The fact of using solar energy to partially or completely solve this issue has been a largely considered option for a long time, with the first solar photovoltaic (PV) water pumping systems dating from the early 1970's. The technology and elements used to construct the solar PV panels have substantially increased their efficiency and reliability, also reducing the systems cost. Similar comments, although with a lesser extent, can be formulated regarding the pumping equipment which is every day more efficient and cost effective, thus globally making the solar PV water pumping system (hereafter SPVWPS) an interesting solution.

In addition to improving water access for human consumption, other applications are also considered, especially irrigation, also I rural remote areas, which represents almost 70% of all the water extracted from rivers and lakes. (<http://www.unwater.org/>). Nevertheless, a major problem still has to be solved: the diffusion of information about such systems. Very few communities are aware that SPVWPS are available, are just as reliable (or better) than diesel systems, and can be cheaper to operate. Communities tend to reject SPVWPS because they consider PV modules expensive and "high-tech", and therefore more complex. One of the challenges to be overcome is the lack of information available and easily understood by end users and managers (community leaders, government employees and others). Thus the World Bank offers a range of resources ranging from scientific articles and research to evaluation programs, but since most end-users do not have the level of academic training required to understand what is available, these resources lose their intrinsic value and do not have the expected effects. The World Bank [11] proposes a performance evaluation model based on the determination of the aptitudes and knowledge of a community to operate a water system. And when it comes to finance, it suggests that planning should be made based

on a proper tariff for water. This can also be incorporated in a business model to promote the replacement of diesel-based by solar-based systems [12].

In this context, the main objective of this research is the development of a methodology for designing and dimensioning water pumping systems for remote communities in water and electricity networks from photovoltaic solar energy (the methodology is then be implemented in a computer tool of free distribution). Based on input data that defines the characteristics of a particular pumping application, the tool is able to size the SPVWPS which provides reliable water delivery and economical performance.

The main purpose of the tool is to enable users with little knowledge about solar photovoltaic water pumping systems to obtain a pre-feasibility study of the project, indicating the quantity and model of PV modules to be used, the pumping equipment required, and the size of the tank. In addition, the amounts of money for initial investment, periodic costs and asset maintenance, as well as a fee for the service are available as financial planning assistance. Finally, a simple diagram of the energy fluxes of the installation serves to easily understand the operating principle of the SPVWPS.

This document is organized as follows: section number 2 presents a brief review of the related publications and research in solar PV water pumping and helps locate the present research in this body of existing knowledge, section number 3 refers to the proposed methodology to solve the problem of optimal dimensioning problem, finally the results are presented in section number 4 as well as applied criterion to validate the methodology. One last section presents the conclusions of this research.

## **A X-2. LITERATURE REVIEW**

Water pumping for remote off-grid zones is an application where the use of electric energy produced by solar PV panels can be well adapted. Several researchers have dealt with this particular kind of application, tackling different aspects: dimensioning, operation optimization, financial performance, comparison with other equivalent solutions, greenhouse emissions reductions, etc.

Regarding dimensioning, dimensioning methodologies are very similar in the majority of the published articles. The components of the SPVWPS are considered in an individual basis, leaving aside the interactions between them, and most of the dimensioning calculations are made for the so-called worst month, where the solar radiation is lower.

The component choice process is often neglected; however, its importance is capital. Dimensioning and component choice are the main steps to determine the initial investment and the SPVWPS long-term performance. In other words, a mistaken dimensioning can cause the initial investment to be greater than needed or poor system performance where it is not capable of pumping enough water face to the expected consumption. A bad component choice is fairly widespread in SPVWPS and may cause performance losses of about 18% [2].

Several optimization algorithms, taking care of several parameters, can be used; nevertheless, the most common optimization criterion is the minimization of the PV generator size (reduction of the number of PV panels) that guaranties a certain amount of water being pumped by the system for a particular application. Dimensioning obtained with this optimization criterion behold several disadvantages, as the inability to guarantee a proper functioning for the moths other than the “worst month” [3] as well as neglecting the importance of other components in the performance and the financial behavior of the SPVWPS, especially the water reservoir.

The use of batteries in the SPVWPS allows to stock certain amount of energy that can be used in the periods of time when the solar radiation available is low, or during night; however, their long term cost is too high for remote off-grid rural communities and their expected lifespan is reduced (normally between 5 and 7 years). A water reservoir can accomplish a similar function expending a fraction of the cost, having reduced maintenance labor and a longer lifespan.

The financial analysis allows the SPVWPS project viability assessment. In most of cases, the beneficiaries of this type of installation are located in remote rural communities, where



financial resources are limited. Subvention or donation needs can be estimated through the Net Present Value (NPV) calculation. In a similar manner, a study over the system expected lifespan can be used to predict the amounts of money required for maintaining and exploiting the SPVWPS, and to define strategies to gather those amounts [4].

The research carried by Cuadros et al. [5] is based on a software tool developed in Matlab® for dimensioning SPVWPS used in irrigation. Nevertheless, the components choice is not considered; in other words, the used components (pump and solar PV panel model and type) are imposed. The size of the PV generator is estimated with the calculated water needs for a specific culture.

### **A X-3. METHODOLOGY**

The proposed methodology includes the components choice (PV modules, pump, controller, reservoir, accessories & fittings), the optimal dimensioning of the SPVWPS, the behavior prediction for a typical meteorological year, the distribution of the water shortage probability (WSP) yearly distribution and a basic financial analysis.

A software tool is also proposed with the aim of presenting this methodology and of allowing the rural communities to take profit from this research. The software tool has been developed in Python® language, thus permitting its open distribution, as much for the software tool as for the source code.

#### ***A X-3.1. User Input Data***

Some basic information is needed to start the dimensioning process, particularly the meteorological data of the site, the horizontal and vertical pumping distances, the type of water source and the water consumption profile; several assumptions complete this information.

The user is required to provide an *Energy Plus Weather* (.epw) meteorological data file. The data to be extracted is thus related to the direct and diffuse solar radiation over a horizontal surface and the ambient temperature. Without epw file for a specific location, it is possible to provide the latitude, longitude and the ISO 3166 country code and use NASA Surface

meteorology and Solar Energy – Global data sets. This source provides information for every combination of latitude and longitude, which ensures data availability. When required, the files for direct, diffuse radiation and ambient temperature were downloaded from the website but the monthly values are converted into daily values [D&B, Wenham] and these daily values are used to obtain hourly values by use of the Collares-Pereira correlation [D&B]

Then, the pumping distances (horizontal and vertical) are indicated by the user and the type of water source is selected (river or well, [Karrasik]). The water consumption profile must be provided, which can be done in two different ways, either through a text file indicating hourly consumption in liters for one year, or with the monthly total consumption values in combination with one of the proposed consumption profiles. When monthly values are available, the proposed tool links the consumption with temperature to provide daily consumptions such that [Wenham]:

$$Q_{day}(i,j) = Q_{day}(j) \left( \frac{\overline{T_{day}(i,J)}}{\sum_i \overline{T_{day}(i,J)}} \right) \text{ where } \sum_{i=1}^{i_{max}(j)} \left( \frac{\overline{T_{day}(i,J)}}{\sum_i \overline{T_{day}(i,J)}} \right) = 1 \quad (3.1)$$

Then, two models [Brière] can be used to provide hourly consumption profiles, if need be. Indeed, the hourly consumption values recorded in a text file is preferable. Figure A X-3 proposes a typical consumption profile.

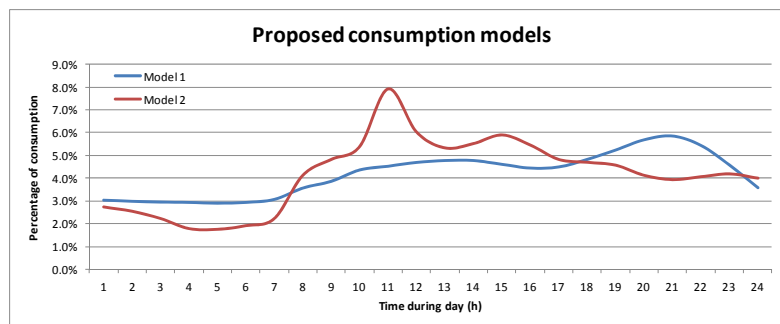


Figure A X-3: Proposed hourly water consumption profiles

For the rest of the calculations, since the system does not consider the use of batteries, another correction must be applied to the data. The tool calculates the sunrise and sunset times for each day to identify the consumption that takes place at night; this consumption is then added to the consumption during the sunshine hours in order to create a consumption profile which ensures that during the day, enough water will be pumped to meet nightly needs.

Finally, the albedo (soil reflectivity) should be indicated [Holman]. A pop-up table proposes typical albedo values depending on the type of soil.

### ***A X-3.2. Optimal dimensioning***

Since the characteristics of the pump do not change with the PV generator size, nor with the reservoir size, the first dimensioning step is the pump-motor assembly choice. From the pumping distances and the water consumption it is possible to plot flow Vs. total head characteristic curves of the system. Then, from the information stored in the data\_pump object, calculations are made in order to characterize the pump. First, the data is used to create functions that describe the behavior of the pump. Then, an identification of the points of maximum efficiency is made to finally establish the theoretical zone of operation of the pump on the plane Flow Vs. total dynamic head.

Those curves consider the losses inside the pipes due to friction, as well as the losses in the accessories and valves. As these losses vary as a function of the inner diameter of the pipes, several curves are calculated and plotted depending on the possible output diameters of the available pumps. Equation (3.2) is used to calculate the total head [ASHRAE 1997].

$$H_T(m) = H_{stat} + H_{cond} + H_{sing} + H_{valves} \quad (3.2)$$

The software tool has a database composed by some 50 pump-motor assemblies with submersible and centrifuge surface models available. The pump type to be used is determined depending on the water source type chosen by the user. For the centrifugal pumps, the

optimal operation zone is between 85% et 105% of the flow rate where the efficiency is maximum [6]; therefore, this area can be located for each pump in the database. The software tool compares the system curve with the operating areas of the available pumps in the database and chooses the one pump where the efficiency is a maximum as shown in the Figure A X-4.

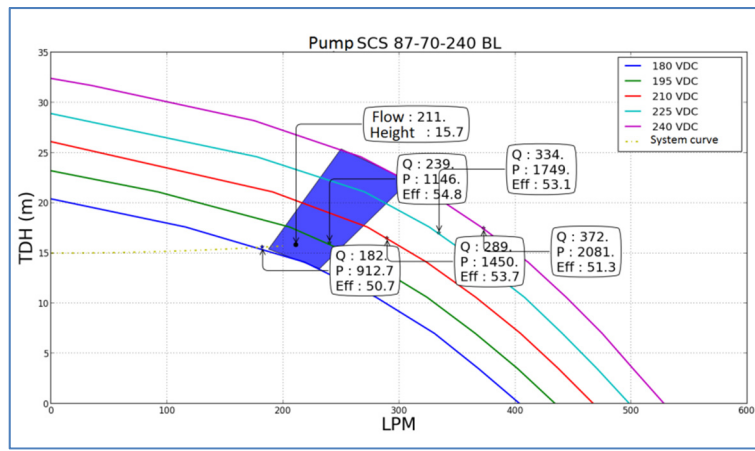


Figure A X-4 System curve and pump choice

From the technical datasheets and the intersection points between the system curve and the pump operating curves, it is possible to determine a function linking the power input to the motor and the output flow rate produced by the pump. This function is then used to calculate the number of PV panels in parallel ( $M_p$ ) required; the number of PV panels in series ( $M_s$ ) required is defined from the nominal voltage of the pump and the panel.

Several solutions are possible for a particular system: nevertheless, the proposed methodology must seek the optimal one. From the equation linking power input to the motor and output flow rate, it is necessary to find the rated power for which the pumping rate can effectively deal with the water requirements. A water reservoir, whose size can vary, is included in the system; the software tool looks for all possible solutions while varying the reservoir size, the type and model of PV panel, the tilt angle ( $\beta$ ); in order to finally find the optimal solution.

The main assumptions accepted in the optimal dimensioning process are:

- The maximum number of PV panels is limited to 50;
- The maximum reservoir size can be defined by the user (in this particular study is limited to 48m<sup>3</sup>);
- The SPVWPS doesn't have any solar tracking device;
- The SPVWPS doesn't have any batteries;
- The water source replenishment rate is higher than the pumping rate at any time.

The criterion used to state that one particular configuration is a valid solution is the genuinely defined Water Shortage Probability (WSP) which is introduced along with the user-defined water consumption profile. This WSP should be under a pre-defined set point (in this particular study set to 1%) that can be varied by the user. The WSP is calculated using Equation (3.3).

$$WSP(\%) = \frac{\sum \text{hours where } RES = 0}{\sum \text{hours per year}} \quad (3.3)$$

It is then the number of hours for which the reservoir *could* be empty over the 8760 hours of the year. The lower the WSP: the higher the size of the system. This is found to be the critical parameter to be fixed by the user.

At the beginning of the calculations, the number of PV panels in parallel is set to one, the reservoir size is set to  $\Delta T_{res}$  (in this particular study is set to 3 m<sup>3</sup>) and the tilt angle ( $\beta$ ) is set to 0°. The software tool calculates the incident radiation on the tilted plane using the isotropic model [Kalogirou, 2009]. Analogically to pumps, the software tool has a solar PV panels database; the one diode five parameters model is used to calculate the electrical energy produced per panel from the calculated incident radiation and ambient temperature [7]. A 20% loss is considered to account for dust and controller related losses.

Then, a test is performed to emulate the system behavior for one year. With the available electric power, it is possible to calculate the theoretical pumping rate. The amount of water in the reservoir is defined according to equation (58.4).

$$RES_i = RES_{i-1} + Q_{pump_i} - Q_{consumption_i}; \tag{58.4}$$

$$0 \leq RES \leq T_{res}$$

Where  $i$  represents the actual period of time and  $Q$  the consumption and pumped flow rates in liters per day. If the WSP is over the limits, then the number of PV panels in parallel  $M_p$  is increased by one and the process starts over again. The same is done for every panel model listed in the database, for each tilt angle value and for each possible reservoir size. The diagram shown in Figure A X-5 presents this very dimensioning process.

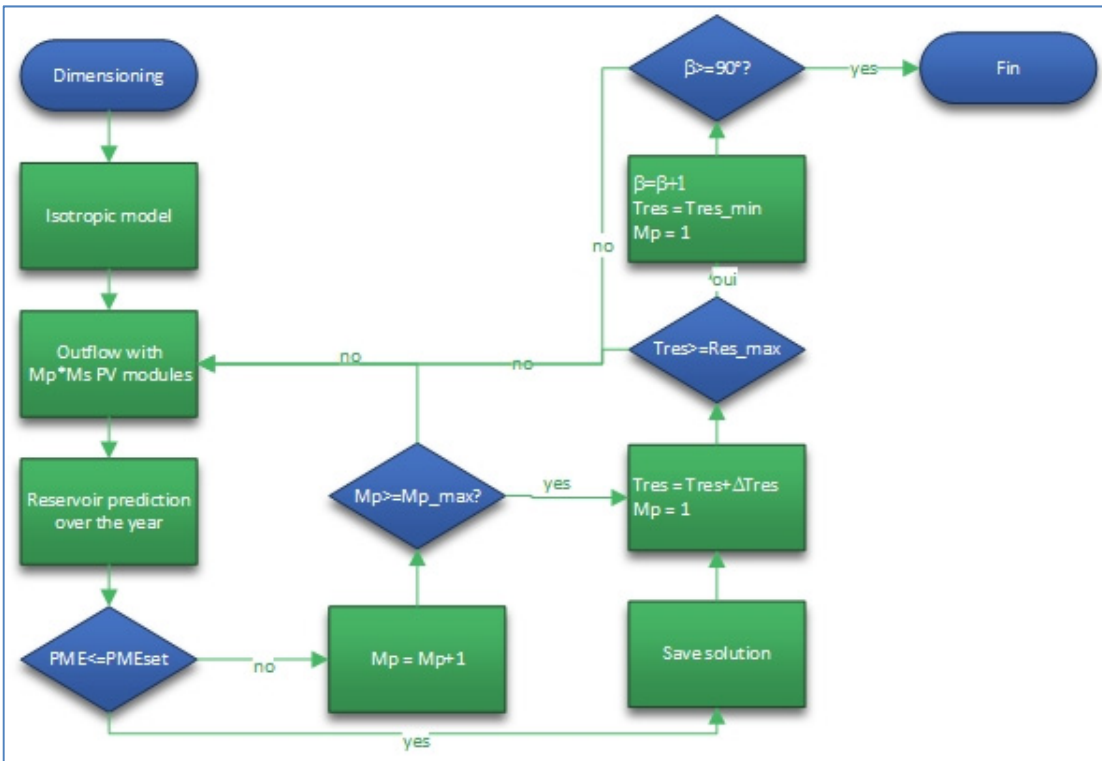


Figure A X-5 : Dimensioning process diagram

### *A X-3.3. Financial analysis*

The financial analysis aims at determining the Net Present Value (NPV) of the project. It is also used to plan the rate at which water should be sold to ensure the viability of the project over its lifespan. Once the software tool has determined every possible technical solution, the cost is first calculated for each one; particularly the variable part of the initial investment is determined by the price of the PV panels and the reservoir, including transportation and installation as well as a 5% provision for fittings, cables, pipes and structural elements. Variable costs including maintenance and operations as well as those related to assets replacement are also accounted for.

Since all of these solutions have a WSP below the established threshold, the one solution associated with a minimal variable part of the initial investment is indeed an optimal solution for this particular application. It is also possible to obtain several solutions with the same variable costs; in this case the one with a minimal WSP value is selected.

In order to assure the project survival, two water pumping service tariffs (in USD/m<sup>3</sup>) are proposed: one that assumes that the initial investment is paid by a fixed rate loan and the other one assuming that this investment is entirely paid at the beginning of the project (there is no debt).

### *A X-3.4. Result files*

The software tool produces three files containing the dimensioning process results as follows:

- A polar graph showing the WSP distribution during the year. It gives an idea of the moments for which a water shortage may occur, as shown in Figure A X-6. In this example, shortages are mostly probable in December, month for which the community should manage the water carefully according to the selected WSP;
- A Sankey diagram (starting with the total electricity production by the modules) showing the energy flux per year, including losses across the system (pump-motor, controller) and energy excess, as shown in Figure A X-7: Sankey Diagram with amounts of energy produced by the PV modules as the input (example). Here, the example shows

that less than 10% (387.51/4249.29) of the total power produced by the modules is effectively used to fulfill the water needs, the rest are losses to the controller, excess pumping and excess power that cannot be used to pump water due to an insufficient voltage to start the pump;

- A text file that compiles the information about the complete SPVWPS proposed solution, the reservoir behavior, the pumping potential as well as the financial analysis results.

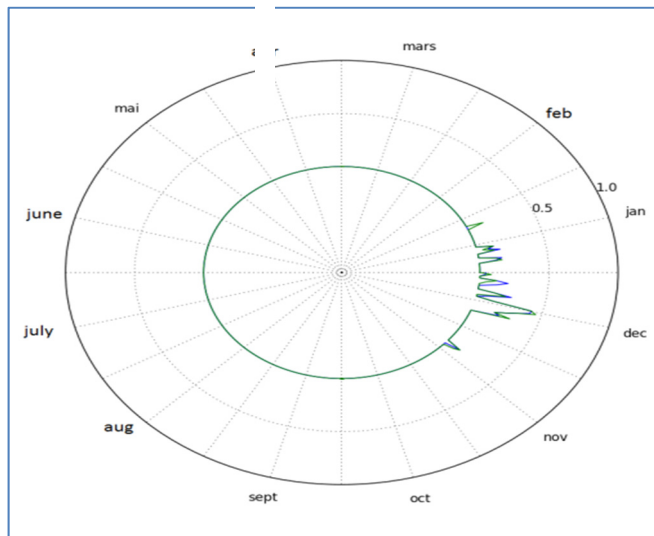


Figure A X-6 : Water shortage probability

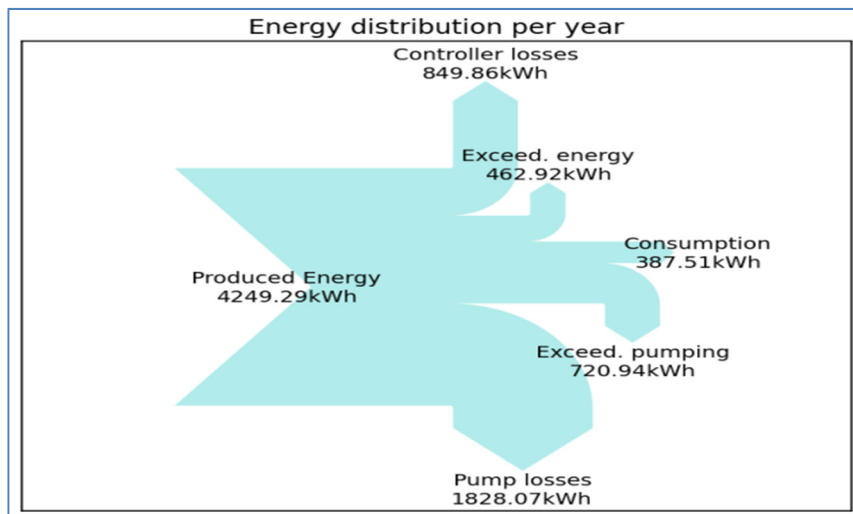




Figure A X-7 : Sankey Diagram with amounts of energy produced by the PV modules as the input (example)

#### A X-4. TEST CASES

The proposed methodology and software tool have been tested by means of a comparison against results found in other articles dealing with dimensioning of SPVWPS. Two specific cases are presented here to highlight the interested in the proposed tool.

##### *A X-4.1. Antalya, Turkey*

Olcan [8] based his work on a solar PV pumping installation without batteries located in Turkey. He proposes a multi-criteria optimization for dimensioning the entire system. The same input data were used in the software tool for comparison purposes. In Olcan study, several parameters were not specified.

A water consumption profile had to be created (but a constant consumption is supposed to occur between 6h00 and 18h00). The albedo was assumed to be 0.22 corresponding to a typical vegetables farming field and a horizontal distance of 200 m was used. The comparative results for a fixed optimal orientation are listed in Table A X-1.

Table A X-1 First comparison

Results Comparison		
Component	Original solution [8]	Software Tool
Pump-motor	Lorentz - PS1200 C-SJ5-8	SCS 10-210- 120Y
PV panel	Astronergy CHSM6610P	KU270-6MCA
$P_{nom}$ PV Panels	5 500 W	3 240W
Tilt angle (°)	33	11
$T_{res}(L)$	13 000	6 000
WSP	2.650%	0,8904%

It is important to mention that the required rated power of the PV panels is 41% lower than for the original system, as well as the reservoir size, reduced by more than 50%, leading to a substantial economy. Moreover, in Olcan's article all components are imposed, while the software tool allows selecting them from the database. There is also a preponderant

difference in the optimal tilt angle because Olcan calculates it in order to maximize the energy production during the year, while the proposed software tool looks for the best possible match between the load and the available energy. Finally, the WSP obtained by the present tool is lower than the one presented in the original article, this also means that the reliability of the proposed system is improved.

#### ***A X-4.2. Wulanchabu, Chine***

The article published by Campana *et al.* [9] deals with the economic optimization of a SPVWPS used in farmland irrigation in China. A financial analysis is proposed, taking into account the generated revenues from selling the culture products. In this particular case, the water consumption is calculated monthly, thus the moment of the day (or even during the week) where the water is consumed is not originally considered, while the proposed software tool does consider the hourly water consumption over the year.

Table A X-2: Second comparison

<i>Table 1 Second comparison</i> Results Comparison		
Component	Original Solution [9]	Software Tool
Pump-motor	1.1 kW submersible	559.5 W submersible
PV panel	160 Wc not specified	KU270-6MCA
P <sub>nom</sub> PV Panels	1080 W	540 W
Tilt angle (°)	10	0
T <sub>res</sub> (L)	0	3 000
WSP	0,000%	0,000%

Campana *et al.* [9] do not consider even the use of a water reservoir, which can help operate the system during the cloudy days. Table A X-2 presents the results for this comparison.

The calculated rated power is about half than that of the original system, and even 43,75% lower than the optimized solution presented by the authors. The pump-motor rated power is also reduced by 49,14%, meaning that this component was likely to be overrated. Using a 3m<sup>3</sup> water reservoir (the smallest considered by the software tool) allows for an important reduction regarding the PV modules rated power, thus reducing the initial investment (components, installation and transportation) of the project.

### ***A X-4.3. Concluding remarks***

One has to note that the aforementioned examples were not selected to benchmark the proposed tool as this would have been strictly impossible due to the lack of information in the reviewed papers. In fact, no papers were found to propose enough data and details for a complete validation. The two examples were indeed selected to show that the proposed tool can lead to a substantial decrease in investment and provide a similar or better reliability (lower WSP).

### **A X-5. RESULTS AND DISCUSSION**

A deeper analysis over the validation process gives more insight regarding the dimensioning process executed by the software tool. It is true that the obtained optimal solution is a function of the available elements within the databases, particularly of their technical characteristics and their price; nevertheless, some tendencies were observed.

Often the tilt angle for the solar PV panels is defined in a way that the solar radiation over the surface of the PV panels is maximized, so the annual electric energy production is maximized ( $\beta=\varphi$ ), but the match load – available resources is neglected. Particularly, in the first comparison, it is possible to see that the latitude is close to  $36^\circ$ , but the optimal tilt angle is finally  $11^\circ$  as shown in Figure A X-8.

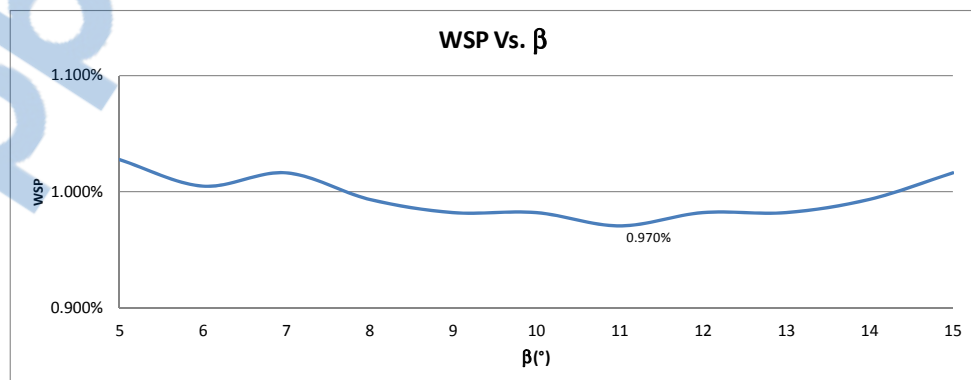


Figure A X-8 : WSP Vs.  $\beta$

Similarly, the optimization algorithms dealing with dimensioning is conceived to minimize the PV generator size, in other words, to reduce the number of PV panels. This concept neglects the importance of the water reservoir, because it's assumed that the PV panels are the most influent factor in the initial investment. As the PV panels price continue to plumb, this assumption is no longer valid. Figure A X-9 shows the variable part of the initial investment (for the first validation) Vs. the water reservoir size, it's clear that a bigger reservoir reduces the number of PV panels, however the initial investment is considerably increased.

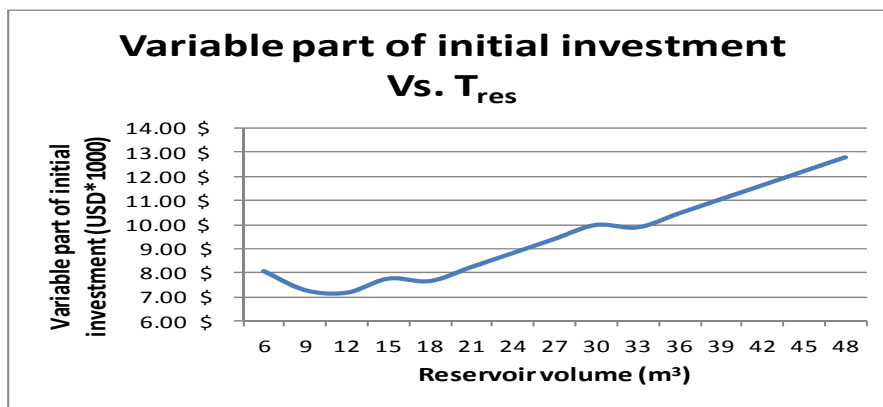


Figure A X-9 : Variable part of the initial investment (USD) Vs. Reservoir size (m<sup>3</sup>)

Finally, the fact that the PV generator size is minimized doesn't guarantee that its costs is minimized. For most of the dimensioning methodologies, the PV panels are imposed *a priori*, this aspect is often neglected, but the relationship between panel rated power and price influences the choice process. Figure A X-10 shows that for this particular case, a SPVWPS operating with panel model SW-285 presents a minimal rated power, however panel model KU-270 is the cheapest for this particular application. Moreover, the individual rated power of the panel is also important, as a smaller panel allows the software to better approach the optimal rated power for a particular application.

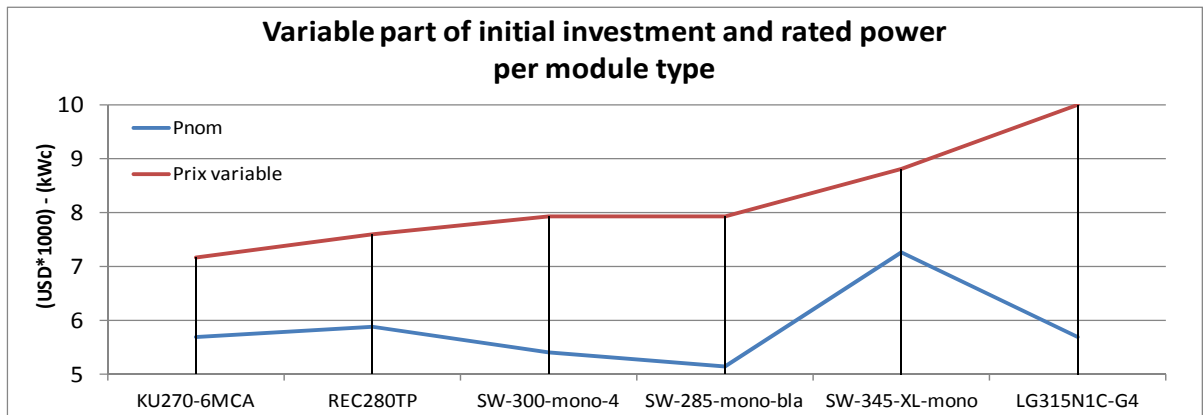


Figure A X-10 Variable part of initial investment and rated power for different panel models

## A X-6. CONCLUSION

Still about 10% of the world's population does not have access to an improved water source. Hence, the goal of this project was to design a free, simple and yet accurate prefeasibility design tool to enable solar photovoltaic water pumping in remote off-grid communities. The software enables users with little knowledge about solar photovoltaic water pumping systems to obtain a pre-feasibility study of the project, indicating the quantity and model of PV modules to be used, the pumping equipment required, and the size of the tank.

The proposed methodology integrated into the software tool is able to determine the optimal solution for a solar PV water pumping system (SPVWPS). The output data and files provided by the software allows the user an access to the financial and energy analysis according to a predefined tolerance to water shortage defined herein as the water shortage probability. The user is also able to perform a parametric analysis.

The optimal solution is found to depend mainly on the provided input data, but also on the completeness of the available components in the database. Several improvements are considered, as manual solar tracking consideration to improve load-available resource match; or even the possibility to allow the user to change more parameters, as the amount of valves and accessories considered to calculate the frictional losses.

It is expected that the actual drastic fall in PV prices will make the reservoir the critical component of the systems in a near future.

## ACKNOWLEDGEMENTS

The authors want to acknowledge Michel Trottier for his generous support to the t3e industrial research group, as well as the NSERC and the FRQNT for the grants and subsidies.

## REFERENCES

- [1] **WHO**, U.a., *Progress on Sanitation and Drinking Water: 2015 Update and MDG Assessment*. 2015, UNICEF. p. 90.
- [2] **WENHAM**, S.R., *Applied photovoltaics*. 3rd ed. 2012, London ; New York: Earthscan. xiii, 289 p.
- [3] **GLASNOVIC**, Z. and J. **MARGETA**, *A model for optimal sizing of photovoltaic irrigation water pumping systems*. Solar Energy, 2007. **81**(7): p. 904-916.
- [4] **Short**, T.D. and R. **Oldach**, *Solar Powered Water Pumps: The Past, the Present—and the Future?* Journal of Solar Energy Engineering, 2003. **125**(1): p. 76-82.
- [5] **Cuadros**, F., et al., *A procedure to size solar-powered irrigation (photoirrigation) schemes*. Solar Energy, 2004. **76**(4): p. 465-473.
- [6] **American Society of Heating Refrigerating and Air-Conditioning Engineers.**, *2012 ASHRAE handbook heating, ventilating, and air-conditioning systems and equipment*. 2012, ASHRAE, : Atlanta, Ga. p. 1 resource en ligne (1 v. (pag.
- [7] **Duffie**, J.A. and W.A. **Beckman**, *Solar engineering of thermal processes*. 2013, John Wiley & Sons, : Hoboken, N.J. p. 1 ressource en ligne (xxvi, 910 p.
- [8] **Olcan**, C., *Multi-objective analytical model for optimal sizing of stand-alone photovoltaic water pumping systems*. Energy Conversion and Management, 2015. **100**: p. 358-369.
- [9] **Campana**, P.E., et al., *Economic optimization of photovoltaic water pumping systems for irrigation*. Energy Conversion and Management, 2015. **95**: p. 32-41.
- [10] **FAO**. 2011. « The state of food and agriculture 2010-2011 ». p. 1.
- [11] **Bank**, The World. 2015. « Competence Model For Village Water Committees ». p. 4
- [12] **Welsien**, Kris , et **Richard Hosier**. 2015. « Solar Water Pumping: Ready for Mainstreaming? ». In. (2 Décembre 2015), sous la dir. de **Group**, World Bank, p. 28. <http://pubdocs.worldbank.org/en/398781482418994536/Mainstreaming-PVP-Presentation-World-Bank-2015.pdf>
- [13] **Ki-moon**, Ban. 2016. « UN service council on Water, Peace and Security ». Speech. < [http://unpeacekeepers.tumblr.com/post/153522952744/by-2050-at-least-%C2%BC-human-beings-will-live-in-a?utm\\_content=buffer9884f&utm\\_medium=social&utm\\_source=twitter.com&utm\\_campaign=buffer](http://unpeacekeepers.tumblr.com/post/153522952744/by-2050-at-least-%C2%BC-human-beings-will-live-in-a?utm_content=buffer9884f&utm_medium=social&utm_source=twitter.com&utm_campaign=buffer) >. Consulted le 05/01/2017.
- [14] **Slymaker**, Tom, et **Robert Bain**. 2017. « Access to drinking water around the world - in five infographics ». *The guardian*, n° Global development professionals network.
- [15] **ONU**. 2010. « The Right To Water - Fact sheet No. 35 ». *Human Rights*, p. 61.

## BIBLIOGRAPHIE

- Agrawal, Basant, et G. N. Tiwari. 2010. *Building Integrated Photovoltaic Thermal Systems - For Sustainable Developments*. Royal Society of Chemistry.
- American Society of Heating Refrigerating and Air-Conditioning Engineers. 2012. *2012 ASHRAE handbook heating, ventilating, and air-conditioning systems and equipment*, Inch-Pound. Atlanta, Ga.: ASHRAE,, 1 resource en ligne (1 v. (pag p. < Accès au texte intégral via Knovel <http://app.knovel.com/web/toc.v/cid:kpASHRAE93> >).
- Bakelli, Yahia, Amar Hadj Arab et Boubekeur Azoui. 2011. « Optimal sizing of photovoltaic pumping system with water tank storage using LPSP concept ». *Solar Energy*, vol. 85, n° 2, p. 288-294.
- Bank<sup>2</sup>: The World. 2016. « Solar Water Pumping - What You Need to Know ». n° Water.
- Bank, The World. 2015. « Competence Model For Village Water Committees ». p. 4.
- Bank, The World. 2016. « Growing Morocco's Agricultural Potential ». n° Feature Story.
- Batati, Saeed Al. 2017. « Solar power pumps life into Yemeni farms ». *Gulf News*, n° News.
- Benghanem, M., K. O. Daffallah, S. N. Alamri et A. A. Joraid. 2014. « Effect of pumping head on solar water pumping system ». *Energy Conversion and Management*, vol. 77, p. 334-339.
- Benghanem, M., K. O. Daffallah, A. A. Joraid, S. N. Alamri et A. Jaber. 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*, vol. 65, p. 50-56.
- Benlarbi, K., L. Mokrani et M. S. Nait-Said. 2004. « A fuzzy global efficiency optimization of a photovoltaic water pumping system ». *Solar Energy*, vol. 77, n° 2, p. 203-216.
- Bergman, Theodore L., Adrienne Lavine, Frank P. Incropera et David P. DeWitt. 2011. *Fundamentals of heat and mass transfer*, 7th. Hoboken, N. J.: J. Wiley, xxiii, 1048 p. p.
- Betka, A., et A. Attali. 2010. « Optimization of a photovoltaic pumping system based on the optimal control theory ». *Solar Energy*, vol. 84, n° 7, p. 1273-1283.
- Brière, François G. 2012. *Distribution et collecte des eaux*, 3e éd. Coll. « Cursus ». Canada: Presses Internationales Polytechnique, xxv, 571 p. p.

- Campana, P. E., H. Li, J. Zhang, R. Zhang, J. Liu et J. Yan. 2015. « Economic optimization of photovoltaic water pumping systems for irrigation ». *Energy Conversion and Management*, vol. 95, p. 32-41.
- Cuadros, Francisco, Fernando López-Rodríguez, Alfonso Marcos et Javier Coello. 2004. « A procedure to size solar-powered irrigation (photoirrigation) schemes ». *Solar Energy*, vol. 76, n° 4, p. 465-473.
- Duffie, John A., et William A. Beckman. 2013. *Solar engineering of thermal processes*, 4th. Hoboken, N.J.: John Wiley & Sons,, 1 ressource en ligne (xxvi, 910 p p. < Accès au texte électronique : Texte <http://onlinelibrary.wiley.com/book/10.1002/9781118671603> >.
- Emcon, Group. 2006. *Feasibility Assessment for the Replacement of Diesel Water Pumps with Solar Water Pumps*. Coll. « Barrier removal to Namibian renewable energy programme (NAMREP) ». Namibia: Ministry of Mines and Energy, 86 p. < <http://pubdocs.worldbank.org/en/511871475091277205/1-Replacement-diesel-GEF-UNDP-Namibia-2006.pdf> >.
- EnergyPlus. 2005. *Auxiliary EnergyPlus Programs*. USA: University of Illinois and University of California, 168 p.
- FAO. 2011. « The state of food and agriculture 2010-2011 ». p. 1.
- Flores, C., F. Poza et L. Narvarte. 2012. « A tool to widen the possibilities of PV pumping simulation ». *International Journal of Sustainable Energy*, vol. 31, n° 2, p. 73-84.
- Foster, Robert, et Alma Cota. 2014. « Solar Water Pumping Advances and Comparative Economics ». *Energy Procedia*, vol. 57, p. 1431-1436.
- Ghoneim, A. A. 2006. « Design optimization of photovoltaic powered water pumping systems ». *Energy Conversion and Management*, vol. 47, n° 11–12, p. 1449-1463.
- Glasnovic, Zvonimir, et Jure Margeta. 2007. « A model for optimal sizing of photovoltaic irrigation water pumping systems ». *Solar Energy*, vol. 81, n° 7, p. 904-916.
- Govindarajan, Ramesh K., Pankaj Raghav Parthasarathy et Saravana Ilango Ganesan. 2014. « A control scheme with performance prediction for a PV fed water pumping system ». *Frontiers in Energy*, vol. 8, n° 4, p. 480-489.
- Hamidat, A., et B. Benyoucef. 2008. « Mathematic models of photovoltaic motor-pump systems ». *Renewable Energy*, vol. 33, n° 5, p. 933-942.



- Hamidat, A., et B. Benyoucef. 2009. « Systematic procedures for sizing photovoltaic pumping system, using water tank storage ». *Energy Policy*, vol. 37, n° 4, p. 1489-1501.
- Holman, J. P. 2010. *Heat transfer*, 10th. Coll. « McGraw-Hill series in mechanical engineering ». New York: McGraw-Hill, xxii, 725 p. p.
- Iverson, Kenneth E. 1987. « A dictionary of APL ». *SIGAPL APL Quote Quad*, vol. 18, n° 1, p. 5-40.
- Kalogirou, Soteris. 2009. *Solar energy engineering processes and systems*. Burlington, MA: Elsevier/Academic Press,, xv, 760 p p. < Accès au texte intégral via Knovel <http://app.knovel.com/web/toc.v/cid:kpSEEPS001> >.
- Karassik, Igor J. 2001. *Pump handbook*, 3rd. New York ; Toronto: McGraw-Hill.
- Kavanaugh, Stephen P., Kevin D. Rafferty et American Society of Heating Refrigerating and Air-Conditioning Engineers. 1997. *Ground-source heat pumps : design of geothermal systems for commercial and institutional buildings*. Atlanta: American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, 167 p. p.
- Ki-moon, Ban. 2016. « UN service council on Water, Peace and Security ». Speech. < [http://unpeacekeepers.tumblr.com/post/153522952744/by-2050-at-least-%C2%BC-human-beings-will-live-in-a?utm\\_content=buffer9884f&utm\\_medium=social&utm\\_source=twitter.com&utm\\_campaign=buffer](http://unpeacekeepers.tumblr.com/post/153522952744/by-2050-at-least-%C2%BC-human-beings-will-live-in-a?utm_content=buffer9884f&utm_medium=social&utm_source=twitter.com&utm_campaign=buffer) >. Consulté le 05/01/2017.
- Kolhe, Mohanlal, Sunita Kolhe et J. C. Joshi. 2002. « Economic viability of stand-alone solar photovoltaic system in comparison with diesel-powered system for India ». *Energy Economics*, vol. 24, n° 2, p. 155-165.
- Kumar, Atul, et Tara C. Kandpal. 2007. « Potential and cost of CO2 emissions mitigation by using solar photovoltaic pumps in India ». *International Journal of Sustainable Energy*, vol. 26, n° 3, p. 159-166.
- Lal, Shiv. , Pawan Kumar et Rajeev Rajora. 2013. « Techno-Economic Analysis of Solar Photovoltaic Based Submersible Water Pumping System for Rural Areas of an Indian State Rajasthan ». *Science Journal of Energy Engineering* vol. 1, n° 1, p. 1-4.
- Meah, Kala, Steven Fletcher et Sadrul Ula. 2008. « Solar photovoltaic water pumping for remote locations ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, n° 2, p. 472-487.

- Mokeddem, Abdelmalek, Abdelhamid Midoun, D. Kadri, Said Hiadsi et Iftikhar A. Raja. 2011. « Performance of a directly-coupled PV water pumping system ». *Energy Conversion and Management*, vol. 52, n° 10, p. 3089-3095.
- Nabil, M., S. M. Allam et E. M. Rashad. 2013. « Performance Improvement of a Photovoltaic Pumping System Using a Synchronous Reluctance Motor ». *Electric Power Components and Systems*, vol. 41, n° 4, p. 447-464.
- Olcan, Ceyda. 2015. « Multi-objective analytical model for optimal sizing of stand-alone photovoltaic water pumping systems ». *Energy Conversion and Management*, vol. 100, p. 358-369.
- ONU. 2010. « The Right To Water - Fact sheet No. 35 ». *Human Rights*, p. 61.
- ONU. 2015. « Sustainable Development Goals ». < <http://www.un.org/sustainabledevelopment/water-and-sanitation/> >.
- Pande, P. C., A. K. Singh, S. Ansari, S. K. Vyas et B. K. Dave. 2003. « Design development and testing of a solar PV pump based drip system for orchards ». *Renewable Energy*, vol. 28, n° 3, p. 385-396.
- Poissant, Yves, Lisa Dignard-Bailey et Patrick Bateman. 2016. « Situation Présente et Évolution du Photovoltaïque - Rapport annuel Canadien 2015 ». p. 3.
- Sallem, Souhir, Maher Chaabene et M. B. A. Kamoun. 2009. « Energy management algorithm for an optimum control of a photovoltaic water pumping system ». *Applied Energy*, vol. 86, n° 12, p. 2671-2680.
- Setiawan, Ahmad Agus, Didik Hari Purwanto, Didit Setyo Pamuji et Nurul Huda. 2014. « Development of a Solar Water Pumping System in Karsts Rural Area Tepus, Gunungkidul through Student Community Services ». *Energy Procedia*, vol. 47, p. 7-14.
- Slaymaker, Tom, et Robert Bain. 2017. « Access to drinking water around the world - in five infographics ». *The guardian*, n° Global development professionals network.
- Sun, Northern Arizona Wind &. 2016a. « Residential solar panels ». < <https://www.solar-electric.com/residential/solar-panels.html?p=3> >. Consulté le 01.
- Sun, Northern Arizona Wind &. 2016b. « Solar Water Pumping ». < <https://www.solar-electric.com/commercial/solar-water-pumping.html> >. Consulté le 01.
- SunPumps. 2016. *PCA and PCC series Brushless DC Pump Controllers*. Datasheet. Arizona, USA, 2 p.

- UNICEF, et WHO. 2015. *Progress on Sanitation and Drinking Water: 2015 Update and MDG Assessment*. UNICEF, 90 p.
- Walski, Thomas M., et Haestad Methods Inc. 2003. *Advanced water distribution modeling and management*, 1st. Waterbury, CT: Haestad Press, xxii, 751 p. p.
- Welsien, Kris , et Richard Hosier. 2015. « Solar Water Pumping: Ready for Mainstreaming? ». In. (2 Décembre 2015), sous la dir. de Group, World Bank, p. 28. < <http://pubdocs.worldbank.org/en/398781482418994536/Mainstreaming-PVP-Presentation-World-Bank-2015.pdf> >.
- Wenham, S. R. 2012. *Applied photovoltaics*, 3rd. London ; New York: Earthscan, xiii, 289 p. p.