International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 145-178

Modélisation, Dimensionnement Et Optimisation D'un Système De Pompage Photovoltaïque Hybride PVT A Moteur DC

HANITRANIRINA Eloddy[1,2], DONA Victorien Bruno[3]

[1] Doctorant, Laboratoire de Physique Appliquée et des Énergies Renouvelables (LPADER), École Doctorale Génie du Vivant et Modélisation (EDGVM), Université de Mahajanga, Madagascar.

[2] Enseignant-chercheur, Institut Supérieur des Sciences et Technologies de Mahajanga (ISSTM), Université de Mahajanga, Madagascar

[3] Professeur, Laboratoire de Physique Appliquée et des Énergies Renouvelables (LPADER), Université de Mahajanga, Madagascar, École Doctorale Génie du Vivant et Modélisation (EDGVM), Université de Mahajanga, Madagascar, (bvdno2@gmail.com , tél: +261 320 558 062)

Auteur correspondant : HANITRANIRINA Eloddy. E-mail : hanitranirinaeloddy@gmail.com (tél: +261 329 190 153)

(cc) BY

Résumé— Nous dimensionnons une installation de pompage au fil du soleil alimentée par des capteurs hybrides photovoltaïques-thermiques (PVT) à eau, pour un besoin supposé de 62 m³/j, ce qui correspond à l'irrigation goutte-à-goutte d'un hectare de brèdes à Mahajanga (Madagascar). Un hacheur Boost commandé par MPPT (IncCond) alimente un moteur à courant continu à aimants permanents de 1,5 kW et une pompe centrifuge du commerce (Ebara 3M 32-160/1,5). L'eau est refoulée dans un réservoir de 62 m³, qui sert aussi de source froide à la boucle de refroidissement. L'irradiation dans le plan des capteurs, inclinés de 16°, est reconstituée à partir des relevés contrôlés de la station de Mahajanga (2010–2026) avec les modèles d'Angström-Prescott (coefficients de Rietveld), d'Erbs et de Liu-Jordan. La méthode proposée compte neuf étapes. Elle couple un modèle électrique à deux diodes, un modèle thermique nodal du capteur et un modèle du groupe motopompe ajusté sur la fiche constructeur, et elle impose une marge de 10 % sur la couverture du besoin. Le bilan d'énergie conduit à 12 modules BP 3150B, mais la simulation montre qu'ils ne couvrent que 101 % du besoin au mois critique (juillet). La règle de marge porte donc le champ à 15 modules (3 en série × 5 en parallèle, 2,25 kWc). Ce champ pompe 84,0 m³ le jour moyen de juillet (135 % du besoin) avec le jeu nominal de paramètres. Une étude paramétrique portant sur quatorze paramètres non mesurés situe cette couverture entre 107 et 152 % (5ᵉ et 95ᵉ centiles) : les volumes annoncés restent donc des estimations conditionnelles. Le refroidissement abaisse la température des cellules de 12,3 K et augmente le volume pompé de 5,3 %, un gain inférieur à celui d'un module PV supplémentaire tant que la chaleur n'est pas valorisée. Sur les saisons d'irrigation 2010–2026, aucun mois n'est déficitaire (couverture moyenne de 154 %, minimale de 111 %).

Mots-clés : Capteur hybride PVT ; Pompage photovoltaïque au fil du soleil ; Méthode de dimensionnement ; MPPT ; Moteur à courant continu ; Validation des modèles ; Étude paramétrique ; Madagascar.

Abstract— This study sizes a battery-less solar water-pumping system supplied by water-cooled photovoltaic-thermal (PVT) collectors for a daily demand of 62 m³, corresponding to drip irrigation of one hectare of leafy vegetables in Mahajanga, Madagascar. A Boost converter with incremental-conductance maximum power point tracking (MPPT) supplies a 1.5 kW permanent-magnet DC motor coupled to a centrifugal pump (Ebara 3M 32-160/1.5). The pumped water is stored in a 62 m³ tank, which also serves as the cooling loop's heat sink. Solar irradiation on the collectors, tilted at 16°, is estimated from quality-controlled 2010–2026 station data using the Angström–Prescott model (with Rietveld coefficients), Erbs and Liu–Jordan models. The nine-step sizing method combines a two-diode electrical model, a nodal thermal model and a motor-pump model based on manufacturer data, while applying a 10% demand-coverage margin. Although the energy balance indicates 12 BP 3150B modules, simulations show only 101% coverage in July, the critical month. The margin criterion therefore leads to 15 modules (3 in series and 5 in parallel), rated at 2.25 kWp. This configuration pumps 84.0 m³ on an average July day, equivalent to 135% of demand. Sensitivity analysis of fourteen unmeasured parameters gives a coverage range of 107–152% (5th–95th percentiles), indicating that predicted volumes remain conditional estimates. Cooling reduces cell temperature

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 145-178

by 12.3 K and increases pumping by 5.3%, less than the gain from adding one PV module when heat is not recovered. Across the 2010–2026 irrigation seasons, coverage averages 154% and never falls below 111%, with no monthly deficit.

Keywords: Hybrid PVT collector; Battery-less solar water pumping; Sizing method; MPPT; DC motor; Model validation; Parametric study; Madagascar.

1. INTRODUCTION

Dans les zones isolées de la région de Mahajanga, les agriculteurs dépendent encore souvent de motopompes diesel ou du pompage manuel, alors que le gisement solaire y est important. Le pompage photovoltaïque est donc une solution bien adaptée à l'irrigation de ces sites [1]–[4]. Deux montages sont possibles. Le moteur peut être couplé directement au générateur : la solution est simple, mais le point de fonctionnement s'écarte alors du point de puissance maximale (PPM) [5]–[7]. Il peut aussi être alimenté par un convertisseur commandé par un algorithme de poursuite du PPM (MPPT) [8], [9]. L'échauffement des cellules pose un autre problème, car il réduit leur rendement d'environ 0,4 à 0,5 % par degré [10]. Le capteur hybride photovoltaïque-thermique (PVT), refroidi par un fluide, limite cette perte [11]–[13]. Dans le domaine du pompage, le refroidissement par eau a surtout été étudié par aspersion ou par film d'eau sur la face avant des modules [14], [15], alors que les capteurs PVT à eau plans ont fait l'objet de nombreux travaux [16], [17]. Nous écartons ici les batteries pour des raisons d'entretien, de durée de vie et de coût : le pompage se fait au fil du soleil, avec un réservoir surélevé.

On distingue trois familles de méthodes de dimensionnement du pompage photovoltaïque [18], [19]. Les méthodes du « mois le plus défavorable » confrontent le besoin à l'irradiation du mois critique. Viennent ensuite les méthodes analytiques, puis les méthodes numériques, qui simulent le fonctionnement et évaluent le taux de déficit en eau (LPSP). Sur de nombreux sites malgaches, seuls la durée d'insolation, la température et le vent sont relevés ; il faut donc reconstituer l'irradiation et les profils horaires à l'aide de modèles empiriques éprouvés [20]–[25]. Le capteur PVT ajoute une difficulté. Sa température, et donc son rendement électrique, dépend du débit de refroidissement et du climat. Le facteur de correction thermique ne peut donc pas être fixé a priori, comme le font généralement les méthodes de dimensionnement du pompage solaire [18], [26].

Ce travail vise à dimensionner les composants d'un système de pompage au fil du soleil équipé de capteurs PVT, d'un hacheur Boost commandé par MPPT et d'un moteur à courant continu à aimants permanents (MCCAP). Nous supposons un besoin journalier de 62 m^3/j, ce qui correspond à l'irrigation d'un hectare de brèdes (légumes-feuilles) à Mahajanga. Ce besoin est une donnée d'entrée : nous n'analysons ni le sol ni la culture et concentrons l'étude sur la chaîne de conversion. Nous présentons une méthode en neuf étapes qui couple le gisement mensuel reconstitué à partir des relevés de la station, le modèle thermique nodal du capteur PVT et la simulation du groupe motopompe. Le dimensionnement est ensuite vérifié sur les douze mois et sur chaque année 2010–2026, en comparant un champ PVT à un champ PV classique. Nous chiffrons enfin la sensibilité aux paramètres non mesurés et confrontons les modèles à un modèle analytique et aux fiches des constructeurs ; un protocole de validation expérimentale complète l'ensemble.

2. MATERIEL ET METHODES

2.1. Caractéristiques du site d'étude

Le site d'étude est Mahajanga, sur la côte nord-ouest de Madagascar (tableau 1). Le climat est tropical, avec une saison des pluies de novembre à mars et une saison sèche d'avril à octobre, pendant laquelle les cultures dépendent entièrement de l'irrigation.

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 145-178

Tableau 1 : Coordonnées géographiques du site de Mahajanga

Latitude (°)	Longitude (°)	Altitude (m)	Méridien de référence (°)	Albédo du sol
15°40'Sud	46°21'Est	22 m	45°	0,30

Le dimensionnement s'appuie sur les relevés mensuels de la station de Mahajanga (ASECNA), réunis en une série consolidée de janvier 2010 à mai 2026 [27]. Cette série comprend la durée d'insolation S (197 valeurs mensuelles), les températures minimale et maximale T_{min} et T_{max} (2010–2024), la température moyenne T_{moy} (2015–2026), la vitesse du vent v (depuis novembre 2018) et la pression atmosphérique, qui sert au calcul de la charge nette positive à l'aspiration disponible (NPSH, section 3.3). Seules les valeurs observées sont utilisées. Le rayonnement n'étant pas mesuré, nous le reconstituons par les modèles ci-dessous, appliqués au jour type de chaque mois [25].

2.2. Conception et architecture du système de pompage PVT

La figure 1 présente le système étudié. Un champ de 15 capteurs PVT à eau (3 en série × 5 en parallèle, inclinés de 16° vers le Nord) est protégé par des fusibles gPV, un sectionneur et un parafoudre DC. Il alimente, par l'intermédiaire d'un convertisseur DC-DC de type Boost commandé par MPPT, un groupe motopompe (MCCAP et pompe centrifuge) qui refoule l'eau du puits dans un réservoir surélevé de 62 m³ utiles. Ce réservoir alimente aussi les échangeurs des capteurs, et l'eau chauffée y retourne : le circuit de refroidissement forme ainsi une boucle fermée capteur-réservoir, dont le réservoir est la source froide. La circulation est assurée par un circulateur à courant continu (environ 50 W) alimenté par un petit module photovoltaïque dédié. Son débit varie avec l'éclairement, une vanne de réglage fixant le débit nominal $\dot{m}_n$, et il ne prélève aucune énergie sur le champ principal.

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 145-178

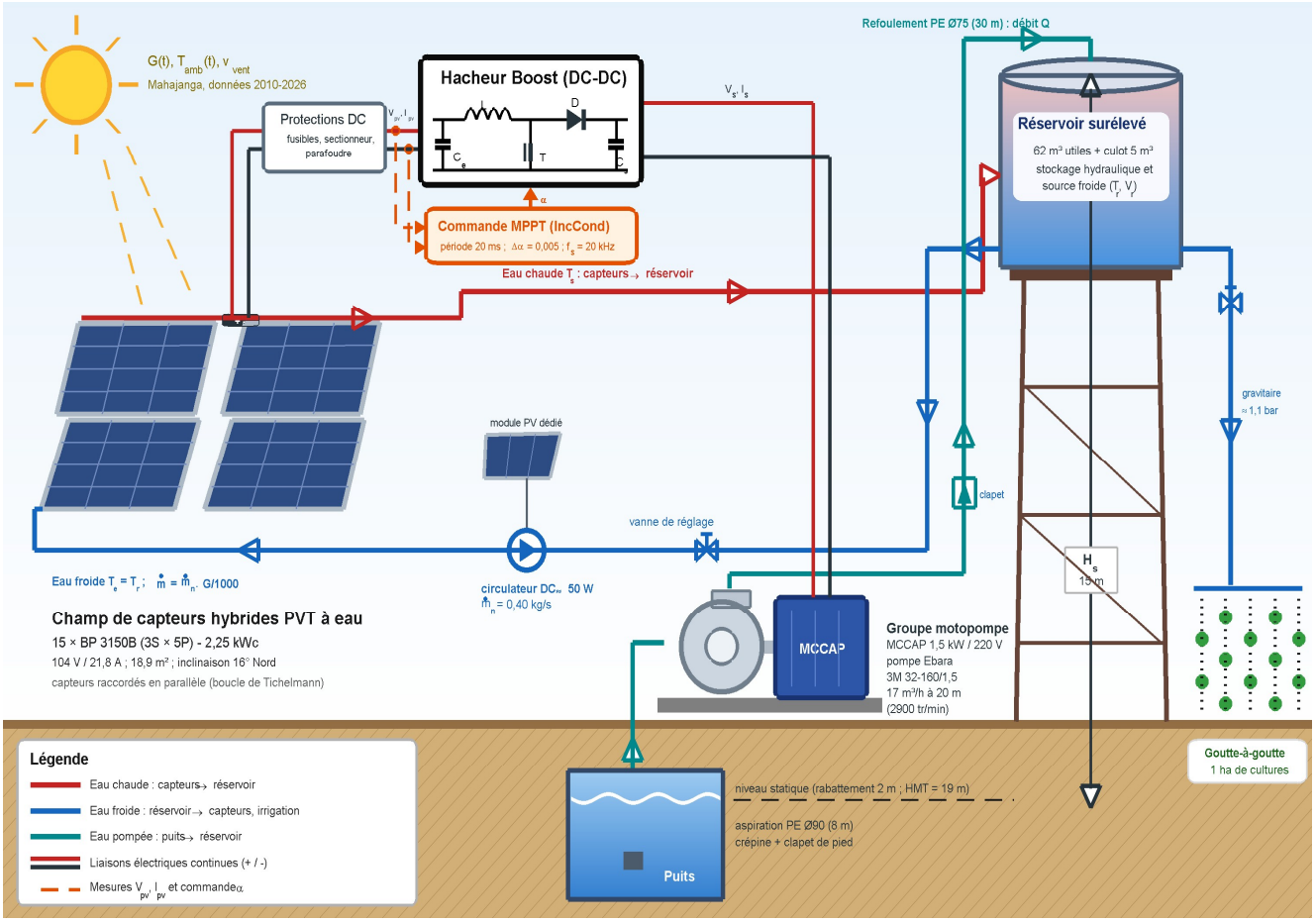


Figure 1 : Conception du système de pompage PVT au fil du soleil à MCCAP pour l'irrigation d'un hectare à Mahajanga

Aucune batterie n'est utilisée : le réservoir assure à la fois le stockage hydraulique (une journée d'autonomie) et le refroidissement, et l'irrigation goutte-à-goutte est alimentée par gravité.

2.3. Modèle du site et potentiel énergétique de Mahajanga

2.3.1. Taux d'insolation et contrôle qualité des données

Le taux d'insolation σ rapporte la durée d'insolation validée S (moyenne mensuelle des valeurs retenues de 2010 à 2026) à la durée astronomique du jour S_0, calculée pour le jour type n à partir de la déclinaison δ et de l'angle horaire du coucher ω_s, φ étant la latitude (négative dans l'hémisphère Sud) [20] :

$$\sigma = \frac{S}{S_0} \;;\; \delta = 23,45 \sin\left(360\,\frac{284+n}{365}\right) \;;\; \omega_s = \arccos\left(-\tan\varphi \tan\delta\right) \;;\; S_0 = \frac{2}{15}\omega_s \qquad (1)$$

Chaque insolation mensuelle est d'abord soumise à une limite physique, $S/S_0 \leq 0,90$, puis au test de Tukey [28], qui écarte les valeurs situées hors de l'intervalle [Q_1 − 3 IQR ; Q_3 + 3 IQR] (Q_1 et Q_3 : quartiles ; IQR : écart interquartile). Sur 197 valeurs, 13 sont écartées et 184 retenues, soit 14 à 17 valeurs par mois. Le même test écarte une valeur de T_{min}, une de T_{max} et une de T_{moy}.

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 145-178

2.3.2. Température

La température horaire de l'air est reconstituée par une sinusoïde de période 24 h entre les températures minimale et maximale du jour type, avec un maximum à 12,8 h en temps solaire vrai t (relation 2). Pour 2025 et 2026, seule T_{moy} a été relevée ; T_{min} et T_{max} sont alors déduites des écarts médians mensuels mesurés de 2015 à 2024 (validation en section 3.8) :

$$T_{amb}(t) = \frac{T_{max} - T_{min}}{2} \cos\left(\frac{\pi(t - 12{,}8)}{12}\right) + \frac{T_{max} + T_{min}}{2} \tag{2}$$

2.3.3. Irradiation

L'irradiation extraterrestre journalière H_0 est calculée pour le jour type de chaque mois (G_{sc} = 1367 W/m²) [20]. Faute de mesures pyranométriques, l'irradiation globale horizontale H est déduite de σ par la relation d'Angström-Prescott [21], [29], méthode de référence lorsque seule l'insolation est disponible [30], [31]. Parmi les nombreuses variantes de cette relation [32], nous retenons la corrélation de Rietveld [33], qui déduit les coefficients a et b de l'insolation relative moyenne σ_{moy} du site (a = 0,269 et b = 0,494 pour σ_{moy} = 0,704). La fraction diffuse est donnée par la corrélation d'Erbs et al. [22], dans sa branche ω_s > 81,4°, valable à Mahajanga :

$$H_0 = \frac{24}{\pi} G_{sc} \left[1 + 0{,}033 \cos\frac{360n}{365}\right] \left(\cos\varphi \cos\delta \sin\omega_s + \frac{\pi\omega_s}{180} \sin\varphi \sin\delta\right) \tag{3}$$

$$H = H_0(a + b\sigma); \quad a = 0{,}10 + 0{,}24\sigma_{moy}; \quad b = 0{,}38 + \frac{0{,}08}{\sigma_{moy}} \tag{4}$$

$$\frac{H_d}{H} = 1{,}311 - 3{,}022K_T + 3{,}427K_T^2 - 1{,}821K_T^3; \quad K_T = \frac{H}{H_0} \tag{5}$$

Les profils horaires de la journée moyenne sont obtenus par les facteurs de répartition de Collares-Pereira et Rabl (global) et de Liu et Jordan (diffus) [24], normalisés pour que leur intégrale soit égale à H, avec a′ = 0,409 + 0,5016 sin(ω_s − 60°) et b′ = 0,6609 − 0,4767 sin(ω_s − 60°), ω étant l'angle horaire :

$$r_d = \frac{\pi}{24} \frac{\cos\omega - \cos\omega_s}{\sin\omega_s - \frac{\pi\omega_s}{180}\cos\omega_s}; \quad r_t = r_d(a' + b'\cos\omega) \tag{6}$$

Les capteurs étant inclinés de β vers le Nord (β = 16°, valeur voisine de la latitude), l'irradiation dans leur plan est calculée par le modèle isotrope de Liu et Jordan [23] (albédo ρ_g = 0,30) ; dans l'hémisphère Sud, le facteur R_b s'obtient en remplaçant φ par φ + β, ω′$_s$ étant l'angle horaire du coucher sur le plan incliné [20], [25] :

$$H_T = (H - H_d)R_b + H_d \frac{1 + \cos\beta}{2} + \rho_g H \frac{1 - \cos\beta}{2} \tag{7}$$

$$R_b = \frac{\cos(\varphi + \beta)\cos\delta\sin\omega_s' + \frac{\pi}{180}\omega_s'\sin(\varphi + \beta)\sin\delta}{\cos\varphi\cos\delta\sin\omega_s + \frac{\pi}{180}\omega_s\sin\varphi\sin\delta} \tag{8}$$

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 145-178

2.4. Modélisation du capteur hybride PVT

Le capteur PVT à eau modélisé (figure 2) associe un module photovoltaïque (vitrage, cellules encapsulées, film de Tedlar), dont les cellules forment l'absorbeur [34], une plaque absorbante et un réseau de tubes en cuivre parcouru par l'eau, et un isolant thermique en face arrière. Sa modélisation couple un modèle électrique et un modèle thermique.

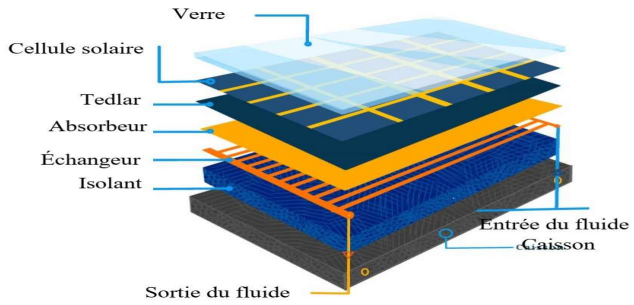


Figure 2 : Architecture du capteur hybride photovoltaïque thermique à eau adoptée [34].

2.4.1. Modèle électrique du capteur

Le modèle à deux diodes à sept paramètres (I_{ph}, I_{01}, I_{02}, a_1, a_2, R_s, R_{sh}) est retenu, car il reproduit mieux que le modèle à une diode le comportement aux faibles éclairements [35], [36].

Le courant I délivré par un champ de N_p branches de modules de N_s cellules en série s'écrit :

$$I = N_p I_{ph} - N_p I_{01}\left[\exp\left(\frac{V+R_s I/N_p}{a_1 V_T}\right)-1\right] - N_p I_{02}\left[\exp\left(\frac{V+R_s I/N_p}{a_2 V_T}\right)-1\right] - N_p\,\frac{V+R_s I/N_p}{R_{sh}}, \quad V_T = \frac{N_s k T_c}{q} \tag{9}$$

$$I_{ph} = \left(I_{ph,n} + K_i\,\Delta T\right)\frac{G}{G_n}\ ;\ I_{01} = I_{02} = \frac{I_{cc,n} + K_i\,\Delta T}{\exp\left[\dfrac{V_{co,n} + K_v\,\Delta T}{\left((a_1+a_2)/p\right)V_T}\right]-1}\ ;\ \Delta T = T_c - T_n\ ;\ I_{ph,n} = \frac{R_{sh}+R_s}{R_{sh}}\,I_{cc,n} \tag{10}$$

où k est la constante de Boltzmann, q la charge de l'électron, V_T la tension thermique du module, K_i et K_v les coefficients de température du courant de court-circuit et de la tension de circuit ouvert, et T_n = 25 °C, G_n = 1000 W/m² les conditions de test standard (STC). Les courants de saturation sont calculés par la méthode d'Ishaque et al. [36] (a_1 = 1, a_2 = 1,2, p = 2,2), soit $I_{01} = I_{02} = 2{,}91\cdot10^{-10}$ A aux STC ; R_s = 0,808 Ω et R_{sh} = 232,7 Ω sont identifiés à partir de la fiche technique, en imposant que la caractéristique passe par le PPM du constructeur (34,5 V ; 4,35 A) avec dP/dV = 0 [37].

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 145-178

2.4.2. Modèle thermique du capteur

La figure 3 représente le réseau thermoélectrique équivalent utilisé pour établir les bilans.

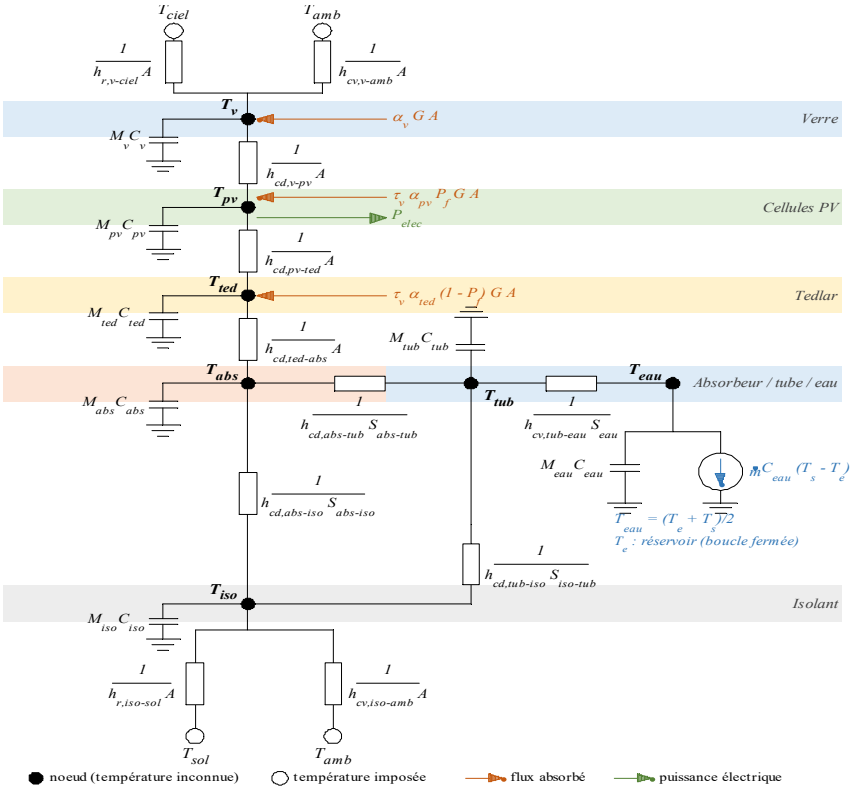


Figure 3 : Réseau thermique équivalent (analogie électrique) du capteur PVT à sept nœuds, adapté [34]

Pour chaque milieu i (verre, cellules, tedlar, absorbeur, tube, eau, isolant), de masse M_i, de chaleur spécifique C_{Pi} et de température T_i, le bilan d'énergie en régime transitoire s'écrit :

$$M_i C_{p,i} \frac{dT_i}{dt} = \sum \Phi_{entrant} - \sum \Phi_{sortant} \quad (11)$$

Appliqué aux sept nœuds, ce bilan conduit au système suivant :

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 145-178

$$\begin{cases} M_v C_v \dfrac{dT_v}{dt} = \alpha_v G A - h_{r,v\text{-}ciel} A\left(T_v - T_{ciel}\right) - h_{cv,v\text{-}amb} A\left(T_v - T_{amb}\right) - h_{cd,v\text{-}pv} A\left(T_v - T_{pv}\right) \\ M_{pv} C_{pv} \dfrac{dT_{pv}}{dt} = \tau_v \alpha_{pv} P_f G A + h_{cd,v\text{-}pv} A\left(T_v - T_{pv}\right) - h_{cd,pv\text{-}ted} A\left(T_{pv} - T_{ted}\right) - P_{elec} \\ M_{ted} C_{ted} \dfrac{dT_{ted}}{dt} = \tau_v \alpha_{ted}\left(1 - P_f\right) G A + h_{cd,pv\text{-}ted} A\left(T_{pv} - T_{ted}\right) - h_{cd,ted\text{-}abs} A\left(T_{ted} - T_{abs}\right) \\ M_{abs} C_{abs} \dfrac{dT_{abs}}{dt} = h_{cd,ted\text{-}abs} A\left(T_{ted} - T_{abs}\right) - h_{cd,abs\text{-}tub} S_{abs\text{-}tub}\left(T_{abs} - T_{tub}\right) - h_{cd,abs\text{-}iso} S_{abs\text{-}iso}\left(T_{abs} - T_{iso}\right) \\ M_{tub} C_{tub} \dfrac{dT_{tub}}{dt} = h_{cd,abs\text{-}tub} S_{abs\text{-}tub}\left(T_{abs} - T_{tub}\right) - h_{cv,tub\text{-}eau} S_{eau}\left(T_{tub} - T_{eau}\right) - h_{cd,tub\text{-}iso} S_{iso\text{-}tub}\left(T_{tub} - T_{iso}\right) \\ M_{eau} C_{eau} \dfrac{dT_{eau}}{dt} = h_{cv,tub\text{-}eau} S_{eau}\left(T_{tub} - T_{eau}\right) - \dot{m}\, C_{eau}\left(T_s - T_e\right) \\ M_{iso} C_{iso} \dfrac{dT_{iso}}{dt} = h_{cd,abs\text{-}iso} S_{abs\text{-}iso}\left(T_{abs} - T_{iso}\right) + h_{cd,tub\text{-}iso} S_{iso\text{-}tub}\left(T_{tub} - T_{iso}\right) - h_{r,iso\text{-}sol} A\left(T_{iso} - T_{sol}\right) - h_{cv,iso\text{-}amb} A\left(T_{iso} - T_{amb}\right) \end{cases} \tag{12}$$

$$M_j = \rho_j\, e_j\, A \text{ (couches planes)} \;;\; M_{tub} = \rho_{cu} \frac{\pi}{4}\left(D_{ext}^2 - D_{int}^2\right) L_t \;;\; M_{eau} = \rho_{eau} \frac{\pi}{4} D_{int}^2 L_t \;;\; T_{eau} = \frac{T_e + T_s}{2} \tag{13}$$

où P_f est le taux de remplissage du module par les cellules, $L_t = n_t \cdot L_{tube}$ la longueur totale des tubes, T_e la température de l'eau à l'entrée du capteur (égale à celle du réservoir, boucle fermée) et T_s sa température de sortie ; T_{sol} est la température du sol vue par la face arrière (prise égale à T_{amb}).

Le système est résolu par la méthode itérative de Gauss-Seidel sous MATLAB.

Les coefficients de transfert et les surfaces utilisés dans les relations précédentes s'écrivent [20], [38] :

$$h_{cd,abs\text{-}tub} = \left(\frac{e_{abs}}{\lambda_{abs}} + \frac{D_{ext} - D_{int}}{2\,\lambda_{tub}}\right)^{-1} \;;\; h_{cd,i\text{-}j} = \left(\frac{e_i}{2\lambda_i} + \frac{e_j}{2\lambda_j}\right)^{-1} \;;\; h_{cv,tub\text{-}eau} = \frac{Nu\ \lambda_{eau}}{D_h} \tag{14}$$

$$D_h = \frac{4S_f}{P_m} = D_{int} \;;\; Re = \frac{4\dot{m}_t}{\pi D_{int}\mu} \;;\; Nu = \begin{cases} 4{,}36 & \text{si } Re \le 2300 \\ Nu_G & \text{si } Re \ge 4000 \end{cases} \tag{15}$$

où Nu_G suit la corrélation de Gnielinski [39] : $Nu_G = (f/8)(Re - 1000)\, Pr \,/\, [1 + 12{,}7\,(f/8)^{1/2}\,(Pr^{2/3} - 1)]$, avec $f = (0{,}79 \ln Re - 1{,}64)^{-2}$. Entre Re = 2300 et Re = 4000, Nu est interpolé linéairement entre ces deux expressions.

$$S_{abs\text{-}tub} = A\ \frac{D_{ext}}{W} \;;\; S_{abs\text{-}iso} = A\left(1 - \frac{D_{ext}}{W}\right) \tag{16}$$

$$S_{iso\text{-}tub} = \frac{\pi D_{ext}}{2}\ L_t \;;\; S_{eau} = \pi D_{int}\ L_t \;;\; L_t = n_t\ L_{tube} \tag{17}$$

La chaleur utile Q_{th} est la différence entre le rayonnement absorbé, diminué de la part convertie en électricité, et les pertes thermiques (modèle de Hottel-Whillier étendu au capteur PVT par Florschuetz [40]) :

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 145-178

$$Q_{th} = \dot{m}\ C_{eau}\left(T_s - T_e\right) \approx \left(\tau\alpha\right)_{eff}\ G\ A_{PVT} - P_{elec} - Q_{perdue}\ ;\ \ \left(\tau\alpha\right)_{eff} = \alpha_v + \tau_v\left[\alpha_{pv}P_f + \alpha_{ted}\left(1 - P_f\right)\right] \tag{18}$$

Les pertes thermiques s'écrivent :

$$Q_{perdue} = U_{PVT}A_{PVT}\left(T_{abs} - T_{amb}\right) \tag{19}$$

Le coefficient U_{PVT} est le coefficient d'échange global du capteur. Il englobe les pertes par l'avant, par l'arrière et par les faces latérales, ces dernières étant ici supposées bien isolées.

$$U_{PVT} = \frac{1}{R_{th,eq}} = \frac{1}{R_{th,eq_av}} + \frac{1}{R_{th,eq_ar}} \tag{20}$$

$$R_{th,eq,av} = \sum_{j\in\{ted,\ pv,\ v\}} \frac{e_j}{\lambda_j} + \frac{1}{h_{cv,v\text{-}amb} + h_{r,v\text{-}ciel}}\ ;\ R_{th,eq,ar} = \frac{e_{iso}}{\lambda_{iso}} + \frac{1}{h_{cv,iso\text{-}amb} + h_{r,iso\text{-}sol}} \tag{21}$$

Les coefficients d'échange avec l'extérieur sont donnés par la corrélation de McAdams (face avant) et celle de Watmuff (face arrière), le rayonnement est linéarisé et la température équivalente du ciel est donnée par la relation de Swinbank (températures en K, vitesse du vent en m/s) [20], [41]–[43] :

$$h_{cv,v\text{-}amb} = 5,7 + 3,8\ V_{vent}\ ;\ h_{cv,iso\text{-}amb} = 2,8 + 3,0\ V_{vent}\ ;\ h_{r,v\text{-}ciel} = \varepsilon_v\ \sigma\left(T_v^2 + T_{ciel}^2\right)\left(T_v + T_{ciel}\right)\ ;\ T_{ciel} = 0,0552\ T_{amb}^{1,5} \tag{22}$$

L'eau circule sous le capteur grâce à un circulateur à courant continu (≈ 50 W). Alimenté par son petit module PV dédié, il ne prélève aucune énergie sur le champ principal. Son débit suit l'éclairement selon la relation (23), la vanne de réglage fixant le débit nominal $\dot{m}_n$:

$$\dot{m}_t = \dot{m}_n \cdot \frac{G_t}{1000} \tag{23}$$

2.4.3. Performances électriques et thermiques du capteur

La puissance électrique utile est liée au rayonnement solaire incident par la relation :

$$P_{elec} = V_{pv}\ I_{pv} = \eta_{elec}\ G\ A_{PVT} \tag{24}$$

où η_{elec} est le rendement électrique rapporté à la surface totale A_{PVT} (relation 25) ; le taux de remplissage P_f = 0,894 (72 cellules de 125 × 125 mm sur 1,258 m²) intervient dans le bilan (12).

Le rendement électrique, rapport entre la puissance électrique produite et la puissance solaire incidente, dépend de la température des cellules [10], [44], [45] :

$$\eta_{elec} = \eta_{ref}\left[1 - \beta_{pv}\left(T_{pv} - T_{pv,ref}\right)\right] \tag{25}$$

Pour le module PV classique (non refroidi) utilisé comme référence, la température des cellules est estimée par le modèle NOCT (température nominale de fonctionnement des cellules) [10], [20], dont l'élévation de température, établie pour un vent de 1 m/s, est corrigée du vent par le facteur k_v (k_v = 0,66 à 3 m/s ; rapport des coefficients de pertes à 1 m/s et à la vitesse v, calculé avec les corrélations de McAdams et de Watmuff et un coefficient de rayonnement linéarisé de 11 W/m²·K) :

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 145-178

$$T_{c,PV} = T_{amb} + k_v \frac{NOCT - 20}{800} G \quad (26)$$

η_{ref} : rendement de référence, mesuré à la température de référence T_{ref} prise égale à 25 °C

$$\eta_{ref} = \frac{I_{mpp} V_{mpp}}{A_{pv} G_{STC}} \quad (27)$$

Le rendement électrique diminue donc lorsque la température des cellules dépasse la température de référence.
Le rendement thermique, rapport entre la puissance thermique utile collectée et le rayonnement solaire incident sur le capteur, est donné par [44] :

$$\eta_{th} = \frac{Q_{th}}{A_{PVT} G} \quad (28)$$

Pour caractériser l'efficacité totale du capteur hybride, on définit un rendement global équivalent, somme du rendement thermique η_{th} et de l'équivalent thermique du rendement électrique $\eta_{elec,th}$ [12] :

$$\eta_{elec,th} = \frac{\eta_{elec}}{C_f} \quad (29)$$

C_f : rendement moyen de conversion de la chaleur en électricité d'une centrale thermique conventionnelle, pris égal à 0,38 [12].

Le rendement global du capteur PVT s'écrit donc :

$$\eta_G = \eta_{th} + \frac{\eta_{elec}}{C_f} \quad (30)$$

2.5. Modélisation du groupe motopompe

2.5.1. Moteur à courant continu à aimants permanents

Le moteur à courant continu à aimants permanents (MCCAP) est modélisé par les équations de base de la machine à courant continu [46], [47] : ses entrées sont la tension d'induit et le couple résistant de la pompe, ses sorties le courant d'induit, le couple électromagnétique et la vitesse.

Ses équations caractéristiques sont les suivantes :

Tension d'induit : $$V_m = R_a \cdot I_m + L_a \frac{dI_m}{dt} + E_m \quad (31)$$

Force électromotrice : $$E_m = K_e \cdot \omega \quad (32)$$

Couple électromagnétique : $$C_{em} = K_t \cdot I_m \quad (33)$$

Équation de la dynamique : $$J_m \frac{d\omega}{dt} = C_{em} - C_r \quad (34)$$

Le couple résistant appliqué sur l'arbre par la pompe centrifuge et les frottements s'écrit :

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 145-178

$$C_r = C_s + f_v\ \omega + K_p\ \omega^2 \tag{35}$$

où C_s est le couple de frottement sec, f_v le coefficient de frottement visqueux et K_p le coefficient de couple de la pompe (couple proportionnel à ω^2, lois de similitude). En unités SI, K_e (V·s/rad) = K_t (N·m/A).

2.5.2. Pompe centrifuge

2.5.2.1. Caractéristique hauteur-débit

La pompe centrifuge, la plus utilisée en pompage photovoltaïque, présente un couple résistant presque nul au démarrage (il croît avec le carré de la vitesse) ; elle démarre donc sous un faible éclairement [47]. Elle est caractérisée par sa courbe hauteur-débit (Q-H) à vitesse donnée [48].

La hauteur manométrique totale (HMT) est la somme de la hauteur statique et des pertes de charge [48] :

$$HMT = H_s + \Delta H \tag{36}$$

H_s : hauteur statique, distance verticale entre le niveau statique de l'eau dans le puits et le point de refoulement le plus élevé ;

ΔH : somme des pertes linéaires ΔH_1 (frottements dans la tuyauterie) et singulières ΔH_2 (dues aux changements de section des conduites) [49]. Les pertes de charge linéaires sont proportionnelles à la longueur de la canalisation et diminuent lorsque son diamètre augmente.

$$\Delta H = \Delta H_1 + \Delta H_2 \tag{37}$$

$$v = \frac{4Q}{\pi D^2}\ ;\ \Delta H_1 = \lambda\ \frac{L}{D}\ \frac{v^2}{2g}\ ;\ \Delta H_2 = \varepsilon\ \frac{v^2}{2g} = \varepsilon\ \frac{8\ Q^2}{\pi^2 D^4 g} \tag{38}$$

$$\Delta H = \left(\lambda\ \frac{L}{D} + \varepsilon\right)\frac{8}{\pi^2 D^4 g}\ Q^2 = K_{fr}\ Q^2 \tag{39}$$

λ : coefficient des pertes de charge linéaires (formule explicite de Haaland pour conduite lisse [50])

$$\lambda = \frac{0{,}309}{\left[\log_{10}\left(Re/6{,}9\right)\right]^2}\ \left(Re = \frac{vD}{\nu} > 4000\right)\ ;\ \lambda = \frac{64}{Re}\ \left(Re < 2000\right) \tag{40}$$

ε : coefficient de pertes de charge singulières ;

v : vitesse moyenne du fluide ($m \cdot s^{-1}$) ;

K_{fr} : constante de la canalisation ($s^2 \cdot m^{-5}$) ; *L* et *D* : la longueur et le diamètre de la tuyauterie (m).

La hauteur totale de pompage est [1] :

$$H = H_s + K_{fr} Q^2 \tag{41}$$

La relation liant la hauteur d'eau H avec le débit de la pompe Q est donnée par le modèle de « Pfleiderer-Petermann » [46], [49], [51] :

$$HMT = C_0\omega^2 - C_1\omega Q - C_2 Q^2 \tag{42}$$

où C_0 ; C_1 ; C_2 sont des constantes de la pompe, ajustées par moindres carrés sur les six points du tableau constructeur de la pompe retenue (Ebara 3M 32-160/1,5 à 2900 tr/min, de 29,5 m à débit nul à 17 m pour 20 m³/h) [52] : $C_0 = 3{,}200 \cdot 10^{-4}$ m·s², $C_1 = 1{,}162$ s²/m² et $C_2 = 3{,}420 \cdot 10^5$ s²/m⁵, avec une erreur quadratique de 0,02 m (0,035 m au plus) ;

ω : vitesse de rotation (rad·s^{-1}).

2.5.2.2. Lois de similitude

La vitesse de la pompe variant avec l'éclairement, les courbes du constructeur, données à vitesse constante, sont étendues par les lois de similitude : le débit varie comme la vitesse, la hauteur comme son carré et la puissance comme son cube [47].

$$Q = f(\omega) ; \quad H = f(\omega^2) ; \quad P = f(\omega^3) \tag{43}$$

$$Q = Q_{réf}\left(\frac{\omega}{\omega_{réf}}\right) ; \; H = H_{réf}\left(\frac{\omega}{\omega_{réf}}\right)^2 ; \; P = P_{réf}\left(\frac{\omega}{\omega_{réf}}\right)^3 \tag{44}$$

Q, H, ω, P : représentent respectivement le débit, la hauteur, la vitesse et la puissance à l'entrée de la pompe.

2.5.2.3. Puissance et rendement de la pompe

La puissance hydraulique fournie par la pompe est [48] :

$$P_h = \rho \cdot g \cdot Q \cdot HMT \tag{45}$$

L'énergie hydraulique journalière est [53] :

$$E_h = \frac{\rho \; g \; HMT \; V_j}{3600} \quad \left(E_h \text{ en Wh/j}, \; V_j \text{ en m}^3\text{/j}\right) \tag{46}$$

ρ : masse volumique de l'eau, 1000 kg·m^{-3} ;

g : accélération de la pesanteur (9,81 m.s^{-2}).

La puissance mécanique demandée au moteur est la puissance hydraulique divisée par le rendement de la pompe :

$$P_{méc} = \frac{P_h}{\eta_p} \tag{47}$$

Pour un groupe électropompe, le constructeur donne en général le rendement global :

$$\eta_{mp} = \frac{P_h}{P_{elec}} = \eta_p \; \eta_m \tag{48}$$

Le rendement hydraulique des pompes solaires est de l'ordre de 40 à 60 % ; il décroît fortement hors du point de fonctionnement nominal, en particulier pour une pompe centrifuge [54].

Le rendement de la pompe retenue n'est donc pas supposé constant. Sa puissance à l'arbre est prise sur la courbe constructeur à $\omega_n = 2900$ tr/min : $P_{2,cat}(Q)$ est ajustée (polynôme du second degré) sur six points de la courbe de rendement, de 42,5 % à 6 m³/h à un maximum de 60 % entre 15 et 18 m³/h (58,7 % à 20 m³/h), avec une erreur quadratique de 0,3 point, et contrôlée sur la courbe de puissance (écart de 2,7 % au plus) ; extrapolée à débit nul, elle vaut environ 590 W. Aux autres vitesses, les lois de similitude (relations 43 et 44) donnent $P_2(Q, \omega) = (\omega/\omega_n)^3 \, P_{2,cat}(Q \, \omega_n/\omega)$ et, pour la NPSH requise relevée sur la même fiche (1,5 à 2,7 m

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 145-178

entre 6 et 20 m³/h), $NPSH_r\ (Q, \omega) = (\omega/\omega_n)^2\ NPSH_{r,cat}\ (Q\ \omega_n/\omega)$. Le couple résistant de la relation 35 devient $C_r = C_s + f_v\ \omega + P_2\ (Q, \omega)/\omega$: à vitesse inférieure au seuil de refoulement, la pompe absorbe encore la puissance de brassage à débit nul.

2.6. Modèle du hacheur survolteur (Boost)

Le hacheur survolteur (Boost) élève la tension du générateur [47], [49]. Il comporte une inductance L, un interrupteur commandé (MOSFET), une diode et deux condensateurs de filtrage C_e et C_s.

L'application des lois de Kirchhoff aux deux phases de fonctionnement (interrupteur passant et bloqué) donne le modèle moyen du convertisseur [49], [55] :

$$\begin{cases} C_e \dfrac{dV_{pv}}{dt} = I_{pv} - I_L \\ L \dfrac{dI_L}{dt} = V_{pv} - r_L\ I_L - (1-\alpha) V_s \\ C_s \dfrac{dV_s}{dt} = (1-\alpha) I_L - I_s \end{cases} \tag{49}$$

Les grandeurs de sortie (V_s, I_s) sont liées aux grandeurs d'entrée (V_{pv}, I_{pv}) par le rapport cyclique α ; la résistance vue par le générateur R_{pv} s'exprime en fonction de α et de R_L (relations 50 et 51).

$$V_s = \frac{V_{pv}}{1-\alpha}\ ;\ \ I_s = \eta_{cv} (1-\alpha) I_{pv} \tag{50}$$

$$R_{pv} = \frac{V_{pv}}{I_{pv}} = R_L (1-\alpha)^2\ ;\ \ \alpha = 1 - \sqrt{\frac{R_{pv}}{R_L}} \tag{51}$$

Puisque le rapport α vérifie l'inégalité $0 < \alpha < 1$, le convertisseur ne joue le rôle d'un élévateur que si la charge R_L remplit la condition suivante : $R_L > R_{pv}$. Dans les conditions optimales et pour une charge R_L donnée, la résistance interne du panneau ($R_{pv} = R_{opt}$) et le rapport cyclique ($\alpha = \alpha_{opt}$) obéissent donc à la relation suivante :

$$R_{opt} = (1-\alpha_{opt})^2 R_L \tag{52}$$

2.7. Recherche du point de puissance maximale (MPPT)

Deux algorithmes MPPT sont mis en œuvre [8], [9] : la Perturbation et Observation (P&O), qui modifie le rapport cyclique et observe l'effet sur la puissance du générateur, et l'Incrément de conductance (IncCond), qui compare la conductance instantanée I/V à l'incrément dI/dV pour situer le PPM.

2.8. Méthode de dimensionnement proposée

La méthode proposée (figure 4) enchaîne neuf étapes, regroupées en quatre phases. Elle remonte la chaîne de conversion, du besoin en eau vers le générateur, pour le mois critique de la saison d'irrigation [18]. Elle se distingue d'un dimensionnement classique sur deux points. D'une part, la correction thermique du champ PVT est calculée par le modèle nodal au lieu d'être fixée a priori. D'autre part, le résultat est vérifié par simulation sur les douze mois et sur chaque année 2010–2026, selon un critère de marge explicite (étapes 8 et 9).

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 145-178

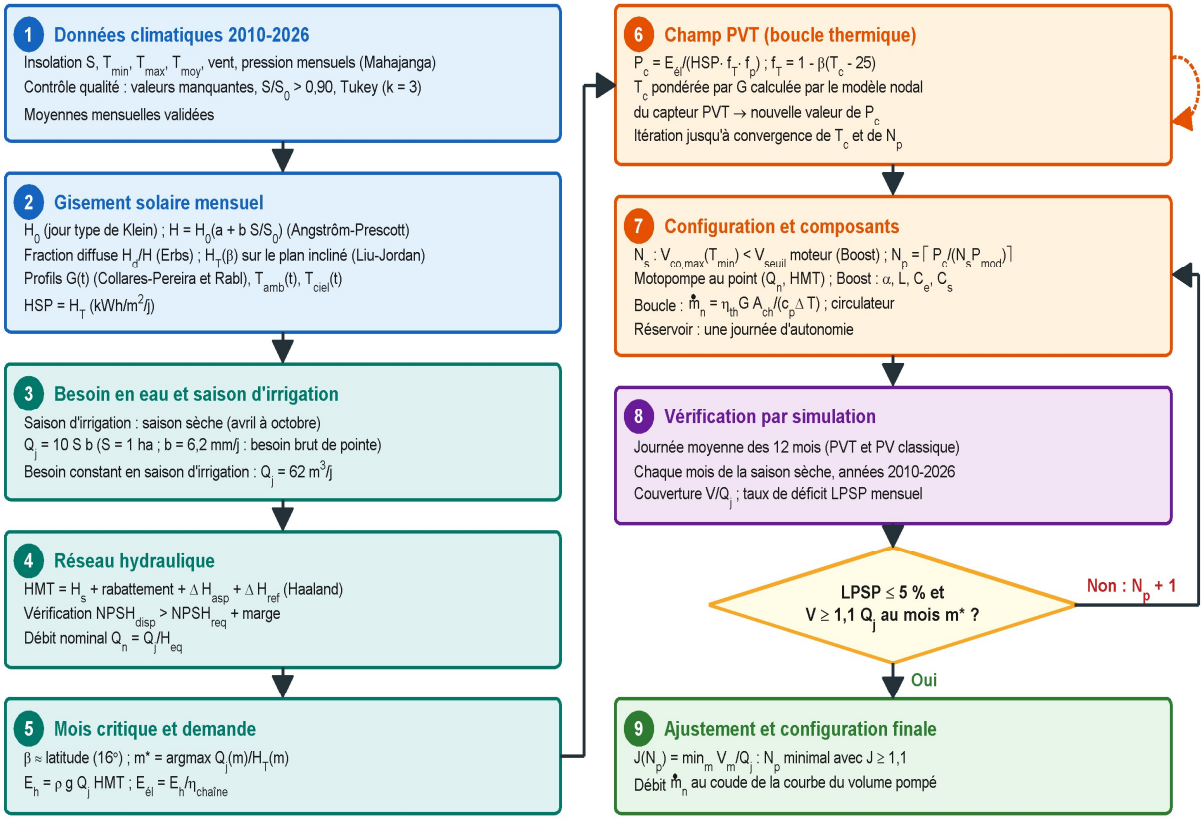


Figure 4 : Organigramme de la méthode de dimensionnement proposée

2.8.1. Données climatiques et besoins en eau (étapes 1 à 3)

Les données sont contrôlées, puis le gisement mensuel dans le plan des capteurs et les profils horaires sont calculés par les relations (1) à (8). Le besoin en eau est une donnée d'entrée : on suppose b = 6,2 mm/j, valeur de conception du même ordre que le besoin de pointe d'un hectare irrigué par pompage solaire à Ouargla (67 m³/j en juin) [56]. Pour une surface S (ha), le besoin journalier Q_j (m³/j) est constant pendant la saison d'irrigation (avril à octobre) et nul le reste de l'année ; il vaut 62 m³/j pour S = 1 ha :

$$Q_j = 10 \cdot S \cdot b \tag{53}$$

2.8.2. Réseau hydraulique et mois critique (étapes 4 et 5)

La HMT est calculée par les relations (36) à (41) au débit nominal $Q_n = Q_j/H_{eq}$ (H_{eq} heures équivalentes de pompage) et l'absence de cavitation de la pompe de surface est vérifiée (relation 54). Les capteurs sont inclinés de β = 16°, valeur voisine de la latitude du site. Le mois critique m* est celui où le rapport entre le besoin et l'irradiation dans le plan est maximal sur la saison d'irrigation [18] (relation 55) ; le besoin étant constant, c'est le mois le moins ensoleillé dans le plan des capteurs. L'énergie électrique à fournir par le champ s'en déduit, η étant le produit des rendements du moteur, de la pompe, du Boost et du MPPT ; les pertes de câblage sont comptées une seule fois, dans le facteur de pertes f_p de la relation 57 :

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 145-178

$$\mathrm{NPSH_{disp}} = \frac{P_{atm} - P_v}{\rho g} - H_a - \Delta H_{asp} \geq \mathrm{NPSH_{req}} + 0{,}5 \ \mathrm{m} \tag{54}$$

$$m^* = \mathrm{argmax}_{m \in saison} \frac{Q_j(m)}{H_T(m)} \tag{55}$$

$$E_h = 2{,}725 \cdot 10^{-3} Q_j HMT \ ; \ E_{él} = \frac{E_h}{\eta_{mot}\eta_p\eta_B\eta_{MPPT}\eta_c} \tag{56}$$

2.8.3. Champ PVT et composants (étapes 6 et 7)

La puissance crête est calculée avec les heures de soleil crête du mois critique HSP, égales à l'irradiation dans le plan de sa journée moyenne reconstituée (relation 6), un facteur de pertes f_p = 0,90 (salissures, dispersion et câblage) et un facteur de température f_T (β_{pv} = 0,005 K^{-1}, fiche du module) évalué à la température des cellules pondérée par l'éclairement (relation 57). Pour le capteur PVT, cette température est donnée par le modèle nodal, et non par le modèle NOCT (26) d'un module classique ; P_c est recalculée jusqu'à convergence. Le nombre de modules en série maintient la tension du champ sous le seuil de refoulement du moteur à la température minimale, ce qui impose le Boost (relation 58). Le Boost est dimensionné pour une ondulation de courant de 20 % et des ondulations de tension de 1 % [55] (relation 59), et le débit de la boucle par la puissance thermique à évacuer à 1000 W/m² pour un échauffement $\Delta T \approx 5$ K (relation 60) :

$$P_c = \frac{E_{él}}{H_T(m^*) f_T f_p} \ ; \quad f_T = 1 - \beta_{pv}(\bar{T}_c - 25) \ ; \quad \bar{T}_c = \frac{\sum T_c G}{\sum G} \tag{57}$$

$$N_s V_{co}(T_{min}) < V_{seuil} \ ; \ N_p = \left(\frac{P_c}{N_s P_{mod}} \right) \tag{58}$$

$$\alpha = 1 - \frac{V_{pv}}{V_s} \ ; \ L = \frac{V_s}{4 f_s \Delta I_L} \ ; \ C_s = \frac{I_s \alpha}{f_s \Delta V_s} \ ; \ C_e = \frac{\Delta I_L}{8 f_s \Delta V_e} \tag{59}$$

$$\dot{Q}_{th} = \eta_{th} G A_{ch} \ ; \ \dot{m}_n = \frac{\dot{Q}_{th}}{c_p \Delta T} \tag{60}$$

2.8.4. Vérification et règle de marge (étapes 8 et 9)

Le dimensionnement est vérifié par simulation (section 3.1) de la journée moyenne des douze mois, puis de chaque mois de la saison sèche de chaque année 2010–2026, à l'aide du taux de couverture τ et du taux de déficit en eau LPSP (volume manquant rapporté au volume demandé) [19] (relation 61). Il est accepté si $\tau \geq 1 + \mu$ au mois critique, avec une marge μ = 10 % destinée à couvrir l'incertitude des paramètres non mesurés, et si LPSP ≤ 5 % ; sinon, une branche est ajoutée (retour à l'étape 7). À l'étape 9, on retient le plus petit nombre de branches N_p vérifiant $J = \min_m \tau_m \geq 1 + \mu$, puis le débit nominal de la boucle $\dot{m}_n$ est fixé au coude de la courbe $V(\dot{m}_n)$, au-delà duquel le gain ne justifie plus la puissance du circulateur.

$$\tau = \frac{V}{Q_j} \ ; \ \mathrm{LPSP} = \frac{\sum \max(Q_j - V, \ 0)}{\sum Q_j} \tag{61}$$

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 145-178

2.9. Validation des modèles : démarche proposée

Aucune mesure n'étant encore disponible sur le système, la démarche distingue la vérification de la validation. La vérification porte sur la fermeture du bilan d'énergie du capteur et sur la comparaison du modèle nodal au modèle analytique de Hottel-Whillier étendu au PVT par Florschuetz [40], sur la courbe de rendement thermique en régime permanent $\eta_{th} = f(T^*)$, avec $T^* = (T_e - T_{amb})/G$, pour $G = 800$ W/m², $T_{amb} = 25$ °C et $v = 3$ m/s. La reconstitution de T_{min} et T_{max} est contrôlée par validation croisée sur 2015–2024 ; le modèle à deux diodes est confronté à la fiche du BP 3150B, le modèle de la pompe à la fiche de l'Ebara 3M 32-160/1,5, point par point, et le moteur type au rendement nominal d'un moteur du commerce. La relation d'Angström-Prescott et les coefficients de Rietveld reposent sur des travaux publiés [30], [31], [33].

Un banc d'essai équipé d'un module PVT instrumenté, installé à Mahajanga, permettra de valider chaque sous-modèle : caractéristique I-V selon l'IEC 61853-1 [57], rendement thermique selon l'ISO 9806 [58], courbes du groupe motopompe à plusieurs vitesses, puis essai du système complet selon l'IEC 62253 [59], comme l'ont fait Tiwari et Sodha pour un système PV/T [17]. Les critères d'acceptation proposés sont un écart moyen inférieur à 5 % et une erreur quadratique inférieure à 10 % sur les grandeurs journalières, et un écart inférieur à 2 K sur la température des cellules.

3. RESULTATS ET DISCUSSION

3.1. Matériel et conditions de simulation

Les relevés climatologiques de la station de Mahajanga proviennent de l'ASECNA et de la Direction Générale de la Météorologie de Madagascar [27]. La série consolidée et les programmes MATLAB R2014a (climat et gisement, dimensionnement, simulation, étude paramétrique, sensibilité et validation) sont disponibles auprès de l'auteur correspondant sur demande raisonnable.

Le module BP 3150B comporte 72 cellules de silicium multicristallin en série ; ses caractéristiques constructeur (STC) sont : $P_{max} = 150$ W, $V_{mpp} = 34{,}5$ V, $I_{mpp} = 4{,}35$ A, $V_{co} = 43{,}5$ V, $I_{cc} = 4{,}75$ A, NOCT = 47 ± 2 °C, coefficients de température de $-(0{,}5 \pm 0{,}05)$ %/°C pour P_{max}, $-(160 \pm 10)$ mV/°C pour V_{co} et $+(0{,}065 \pm 0{,}015)$ %/°C pour I_{cc}, rendement de 11,9 %.

Les paramètres des composants sont regroupés dans le tableau 2 ; les valeurs du champ, du Boost et de la boucle résultent du dimensionnement. La pompe est un modèle du commerce, l'Ebara 3M 32-160/1,5 (1,5 kW, 2900 tr/min) [52], entraînée ici à vitesse variable par le MCCAP ; ses caractéristiques sont celles du catalogue (section 2.5.2). Faute de fiche publique complète d'un MCCAP de 1,5 kW sous 220 V, le moteur reste un moteur type de rendement nominal 82 %, un peu inférieur à celui du moteur du commerce le plus proche, le Brook Crompton MP80200DH (1,5 kW, 2500 tr/min, 180 V, 9,7 A, soit 86 %) [60]. Les volumes calculés sont donc des estimations conditionnelles à ces hypothèses, et non des performances garanties (section 3.7).

Tableau 2 : Paramètres des composants du système utilisés dans les simulations

Composant	Paramètre	Valeur
Module PV BP 3150B	Cellules en série N_s ; surface A	72 ; 1,593 × 0,790 = 1,26 m²
	R_s ; R_{sh}	0,808 Ω ; 232,7 Ω
	a_1 ; a_2 ; $I_{01} = I_{02}$ (STC) ; p	1,0 ; 1,2 ; $2{,}91 \cdot 10^{-10}$ A ; 2,2
	Taux de remplissage P_f ; NOCT	0,894 ; 47 °C
Champ PVT	Modules en série × parallèle ; P_c ; surface	3 × 5 ; 2,25 kWc ; 18,9 m²
	Facteur de pertes f_p (salissures, dispersion, câblage	0,90

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 145-178

Composant	Paramètre	Valeur
	DC)	
Capteur PVT : verre	e ; λ ; ρ ; C_p	3,2 mm ; 1,0 W/m·K ; 2500 kg/m³ ; 840 J/kg·K
	Transmission τ ; absorption α ; émissivité ε	0,92 ; 0,05 ; 0,88
EVA (encapsulant)	e ; λ	0,5 mm ; 0,35 W/m·K
Cellules PV	e ; λ ; ρ ; C_p ; α	0,3 mm ; 148 W/m·K ; 2330 kg/m³ ; 677 J/kg·K ; 0,90
Tedlar	e ; λ ; ρ ; C_p ; α	0,3 mm ; 0,2 W/m·K ; 1200 kg/m³ ; 1250 J/kg·K ; 0,50
	Résistance de contact tedlar-absorbeur	0,008 m²·K/W
Absorbeur (cuivre)	e ; λ ; ρ ; C_p	0,5 mm ; 385 W/m·K ; 8960 kg/m³ ; 385 J/kg·K
	Conductance équivalente absorbeur-tube	250 W/m²·K
Tubes (cuivre)	D_{ext} ; D_{int} ; longueur par module	10 mm ; 8 mm ; 12,6 m
Isolant (laine de verre)	e ; λ ; ρ ; C_p ; ε	40 mm ; 0,04 W/m·K ; 40 kg/m³ ; 840 J/kg·K ; 0,90
Boucle de refroidissement	Débit nominal du champ $\dot{m}_n$ (à 1000 W/m²) ; par module	0,40 kg/s ; 0,027 kg/s
	Re ; h tube-eau (Gnielinski [39]) au débit nominal	5325 ; 3023 W/m²·K
	Circulateur	DC ≈ 50 W, module PV dédié ; $\dot{m} = \dot{m}_n \cdot G/1000$
Réservoir	Capacité utile ; culot initial ; T initiale	62 m³ ; 5 m³ ; 27,3 °C
	Eau du puits ; UA	27,3 °C (T_{air} moyenne annuelle) ; 60 W/K
Hacheur Boost	L ; r_L ; C_e ; C_s ; f_s	0,80 mH ; 0,05 Ω ; 220 µF ; 220 µF ; 20 kHz
	Rendement du Boost ; rendement MPPT (simulation journalière)	95 % ; 99 %
MCCAP	Puissance ; tension ; vitesse nominales	1,5 kW ; 220 V ; 3000 tr/min (moteur type ; rendement nominal 82 %)
	R_a ; L_a ; $K_e = K_t$	2,9 Ω ; 20 mH ; 0,623 V·s/rad
	J ; frottement visqueux f_v ; frottement sec C_s	0,01 kg·m² ; $4{,}5 \cdot 10^{-4}$ N·m·s/rad ; 0,25 N·m
Pompe centrifuge Ebara 3M	C_0 ; C_1 ; C_2 (relation 42)	$3{,}200 \cdot 10^{-4}$ m·s² ; 1,162 s²/m² ; $3{,}420 \cdot 10^{5}$

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 145-178

Composant	Paramètre	Valeur
32-160/1,5		s^2/m^5 (ajustés sur 6 points)
	Rendement ; puissance à débit nul ; $NPSH_r$	42,5 à 60 % (fiche) ; 590 W (extrapolée) ; 1,5 à 2,7 m
Réseau hydraulique	H_s ; rabattement ; K_{fr}	15 m ; 2 m ; $1{,}32 \cdot 10^5$ s^2/m^5

La simulation journalière est quasi statique, au pas de 60 s (300 s pour l'étude interannuelle). À chaque pas, le modèle nodal donne la température des cellules, le modèle à deux diodes la puissance maximale du champ et le régime permanent du groupe MCCAP-pompe le débit pour la puissance transmise par le Boost (rendements de 99 % pour le MPPT et de 95 % pour le Boost) ; le bilan du réservoir fournit la température d'entrée des capteurs. Les essais dynamiques du MPPT utilisent le modèle moyen du Boost et du moteur (pas de 20 µs). Les programmes ont été écrits et exécutés sous MATLAB R2014a.

3.2. Données climatiques de Mahajanga et mois critique

Le tableau 3 et la figure 5 résument le gisement, le climat et le besoin en eau, mois par mois. L'héliographe enregistre 5,8 h/j en janvier, en pleine saison des pluies, et jusqu'à 10,5 h/j en octobre. L'irradiation globale horizontale H varie de 4,72 kWh/m²/j en juin à 7,39 kWh/m²/j en octobre, pour une moyenne annuelle de 5,94 kWh/m²/j. L'inclinaison de 16° vers le Nord relève l'irradiation en hiver austral (+18 % en juin) et la réduit en été (−7 % en janvier) : H_T varie de 5,22 à 7,20 kWh/m²/j sur l'année, pour une moyenne de 6,11 kWh/m²/j. La part diffuse représente 26 à 31 % de H en saison sèche et 44 % en janvier. Les températures moyennes mesurées vont de 25,0 °C (juillet) à 28,7 °C (décembre) ; le vent mesuré oscille entre 2,6 et 3,6 m/s, et sa moyenne de 3,0 m/s est la valeur retenue pour les simulations.

Tableau 3 : Gisement solaire, climat et besoin en eau mensuels à Mahajanga (moyennes des données validées : insolation 2010–2026, T_{moy} 2015–2026 ; H_T pour β = 16°)

Mois	S (h/j)	S/S_0	H	H_T	T_{moy} (°C)	Q_j (m³/j)	Q_j/H_T
Jan	5,81	0,45	5,61	5,22	27,7	0,0	0,00
Fév	6,72	0,54	5,91	5,68	28,0	0,0	0,00
Mar	7,81	0,65	6,07	6,14	28,2	0,0	0,00
Avr	8,74	0,75	5,84	6,33	28,5	62,0	9,80
Mai	8,72	0,77	5,18	5,96	27,2	62,0	10,41
Juin	8,38	0,76	4,72	5,58	25,9	62,0	11,10
Juil	**8,21**	**0,74**	**4,79**	**5,58**	**25,0**	**62,0**	**11,11**
Août	8,79	0,77	5,54	6,15	25,6	62,0	10,07
Sep	9,84	0,83	6,62	6,90	26,4	62,0	8,99
Oct	10,47	0,85	7,39	7,20	27,9	62,0	8,62
Nov	9,33	0,73	7,09	6,58	28,5	0,0	0,00
Déc	8,04	0,62	6,57	5,99	28,7	0,0	0,00
Année	8,41	0,70	5,94	6,11	27,3	36,2	–

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 145-178

H et H_T en kWh/m²/j ; H_T dans le plan incliné de 16° vers le Nord. Saison d'irrigation : avril à octobre (besoin constant de 62 m³/j) ; en gras, le mois critique.

Le besoin en eau est pris égal à 62 m³/j pour un hectare pendant la saison d'irrigation (avril à octobre) et nul le reste de l'année. Dans le plan des capteurs, juin et juillet sont les mois les moins ensoleillés de la saison (5,58 kWh/m²/j) ; le rapport Q_j/H_T (figure 5 e) est le plus élevé en juillet (11,11 m³ par kWh/m²), devant juin (11,10) ; nous retenons donc juillet comme mois critique (relation 55). Son irradiation est de 5,51 kWh/m²/j après reconstitution horaire, valeur commune au dimensionnement et à la simulation, retenue comme HSP ; l'éclairement y atteint 817 W/m² à midi et l'air passe de 22,4 °C à 31,7 °C.

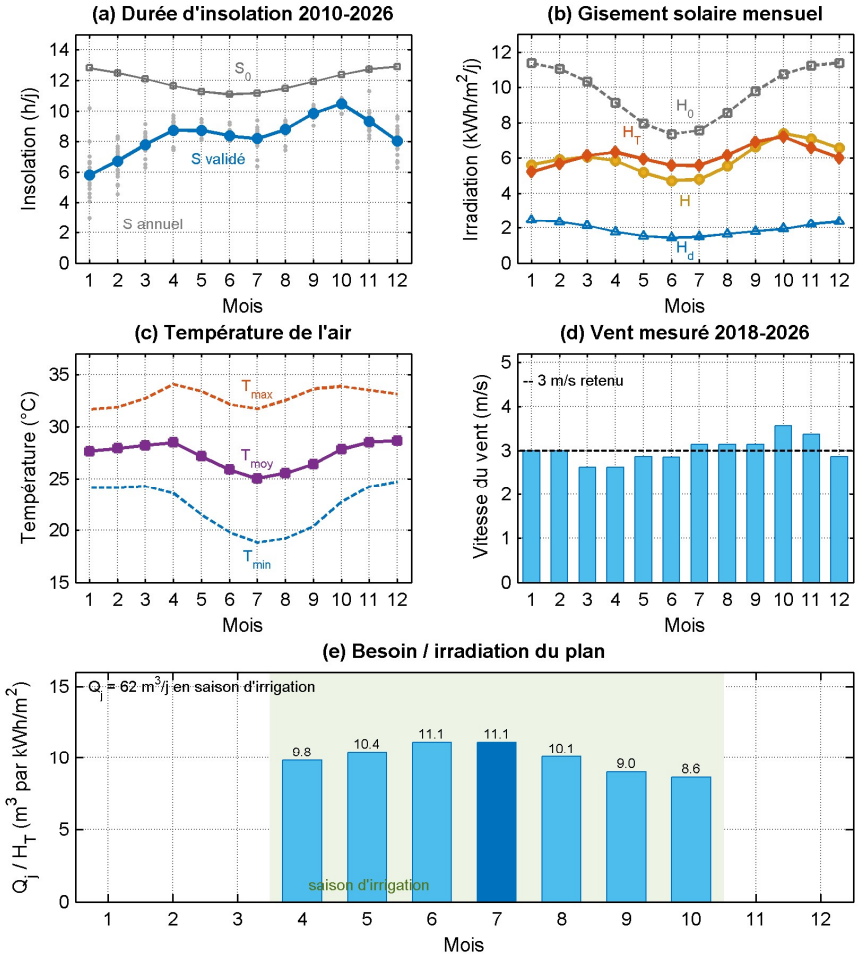


Figure 5 : Données climatiques de Mahajanga (2010–2026) : (a) durée d'insolation journalière validée (bleu) et durée astronomique du jour (en gris) ; (b) irradiations extraterrestre, globale, diffuse et dans le plan des capteurs (β = 16°) ; (c) températures de l'air ; (d) vitesse du vent ; (e) rapport Q_j/H_T du besoin à l'irradiation dans le plan (valeur au-dessus des barres, mois critique en bleu foncé)

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 145-178

3.3. Résultats du dimensionnement

Le débit nominal vaut 13,3 m³/h (4,65 h équivalentes de pompage) et le réseau est dimensionné pour 14 m³/h. À ce dernier débit, les pertes de charge valent 0,20 m à l'aspiration (PE Ø90, 8 m) et 0,96 m au refoulement (PE Ø75, 30 m) ; avec la hauteur statique de 15 m, le rabattement de 2 m et une marge de 0,6 m, la HMT vaut 18,75 m, arrondie à 19 m. La pompe retenue, l'Ebara 3M 32-160/1,5, délivre sur ce réseau 17,2 m³/h sous 20,0 m à sa vitesse nominale de 2900 tr/min (1553 W à l'arbre). À ce débit, la NPSH disponible vaut 5,64 m et la NPSH requise 2,21 m d'après la fiche, soit une marge de 3,4 m, supérieure aux 0,5 m exigés par la relation 54.

Au mois critique, l'énergie hydraulique vaut 3,21 kWh/j ; avec un rendement de chaîne de 0,424 (moteur 0,82 ; pompe 0,55 en moyenne journalière ; Boost 0,95 ; MPPT 0,99), le champ doit fournir 7,57 kWh/j pour HSP = 5,51 h. Pour un champ PV classique (NOCT corrigé du vent), la température des cellules pondérée par l'éclairement est de 44,3 °C (f_T = 0,903) et la relation 57 donne 1,69 kWc ; pour le champ PVT, la boucle itérative de l'étape 6 converge vers 35,3 °C (f_T = 0,948) et 1,61 kWc, soit 4,7 % de moins. La relation 58 conduit à N_s = 3 (V_{co} = 133,5 V à 18,9 °C, sous le seuil de refoulement de 150 V) et, d'après le bilan d'énergie, à N_p = 4. Mais la simulation de l'étape 8 montre que 12 modules couvrent tout juste le besoin (J = 101,3 %, contre 63,3 % pour 9 modules). L'écart s'explique ainsi : la relation 57 suppose que toute l'énergie du champ est convertie au rendement moyen, alors que la pompe ne refoule qu'au-dessus d'un seuil de vitesse. La règle de marge $\tau \geq 1{,}10$ impose donc une cinquième branche (J = 135,4 %). Le champ retenu comprend 15 modules BP 3150B (2,25 kWc, 104 V / 21,8 A, 18,9 m²). Sa puissance électrique au moteur atteint 1,82 kW au plus, en octobre, soit la puissance absorbée nominale du MCCAP (1,5 kW à l'arbre, 82 % de rendement). Le groupe motopompe de 1,5 kW convient donc.

Le Boost, à f_s = 20 kHz, donne au point nominal α = 0,53, I_s = 9,7 A, L = 0,63 mH, C_s = 117 µF et C_e = 26 µF (relation 59) ; on retient L = 0,80 mH et $C_e = C_s$ = 220 µF, valeurs majorées pour la stabilité de la commande MPPT. Pour une puissance thermique de 8,5 kW à évacuer ($\eta_{th} \approx 0{,}45$ sur 18,9 m²) et un échauffement de 5 K, la relation 60 donne $\dot{m}_n$ = 0,406 kg/s, arrondi à 0,40 kg/s (0,027 kg/s par capteur, Re = 5325). Le tableau 4 résume le dimensionnement.

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 145-178

Tableau 4 : Synthèse du dimensionnement de l'installation (mois critique : juillet)

Composant	Valeur retenue
Besoin en eau	62 m³/j (valeur de conception, saison d'irrigation d'avril à octobre) ; Q_n = 13,3 m³/h (réseau dimensionné pour 14 m³/h)
Hauteur manométrique totale	19 m (H_s = 15 m ; rabattement 2 m ; pertes 1,16 m) ; $NPSH_{disp}$ = 5,6 m à 17,2 m³/h
Champ PVT	15 × BP 3150B (3S × 5P) = 2,25 kWc ; 104 V / 21,8 A ; 18,9 m² ; inclinaison 16° ; P_c calculée 1,61 kWc
Hacheur Boost	f_s = 20 kHz ; α_n = 0,53 ; L = 0,80 mH ; $C_e = C_s$ = 220 µF
Commande MPPT	IncCond, période 20 ms, $\Delta\alpha$ = 0,005
Groupe motopompe	MCCAP 1,5 kW / 220 V / 3000 tr/min (moteur type) + pompe Ebara 3M 32-160/1,5 (17,2 m³/h sous 20 m à 2900 tr/min sur le réseau)
Boucle de refroidissement	Boucle fermée réservoir-capteurs ; circulateur DC ≈ 50 W sur module PV dédié ; $\dot{m}_n$ = 0,40 kg/s
Réservoir	62 m³ utiles + culot 5 m³ ; fond à ≈ 11 m
Conduites	Aspiration PE Ø90 ; refoulement PE Ø75
Câbles et protections	10 mm² (champ) ; 2,5 mm² (moteur) ; fusibles gPV 8 A ; sectionneur DC 200 V / 32 A ; parafoudre DC

3.4. Couplage direct et couplage avec MPPT

Branché directement sur le moteur, le champ de trois modules en série ne peut pas pomper : sa tension à vide (130,5 V à 25 °C) reste sous le seuil de refoulement de 150 V (2201 tr/min). Le point de fonctionnement se place vers 116 à 129 V et 1,6 à 1,9 A ; le champ ne fournit que 187 à 240 W, alors que ses PPM représenteraient 351 à 2026 W entre 200 et 1000 W/m², et la pompe tourne sans débiter. Cette désadaptation, imposée par le choix de N_s = 3 qui rend possible le Boost, montre qu'un étage d'adaptation est indispensable [6], [7].

Avec le Boost commandé par MPPT, la puissance du champ rejoint le PPM à chaque palier à partir de 400 W/m² (figure 6). Quand l'éclairement passe de 400 à 1000 W/m², le rapport cyclique monte de 0,38 à 0,53, ce qui élève la tension du champ (≈ 104 V) à 165–219 V aux bornes du moteur ; la vitesse passe de 2327 à 2950 tr/min et le débit de 6,4 à 17,9 m³/h. Sous 200 W/m², le moteur tourne à 1484 tr/min sans refouler. L'IncCond [61] récupère 95,5 % de l'énergie disponible contre 94,5 % pour la P&O ; elle est retenue pour la suite.

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 145-178

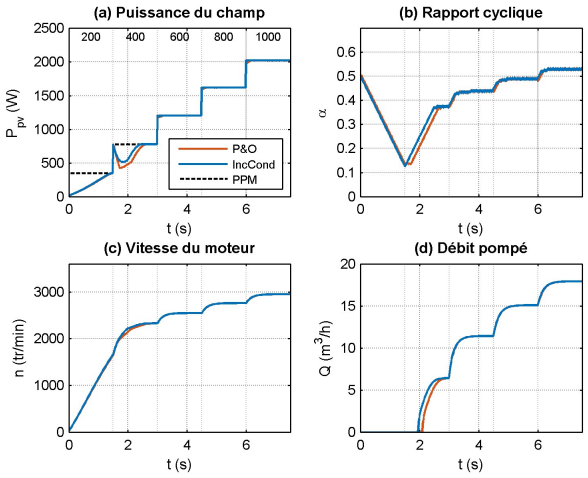


Figure 6 : Poursuite du PPM avec le groupe MCCAP-pompe (P&O et IncCond, G de 200 à 1000 W/m² par paliers de 1,5 s, T = 25 °C) : (a) puissance du champ, (b) rapport cyclique, (c) vitesse, (d) débit

La figure 7 compare, pour la journée moyenne de juillet (5,51 kWh/m² dans le plan incliné de 16°), le champ PVT branché directement, le champ PVT avec Boost et IncCond, et un champ PV classique (non refroidi) avec le même Boost. Avec le MPPT, la pompe refoule de 7 h 32 à 16 h 27 et le débit atteint 14,0 m³/h à midi (moteur à 2690 tr/min et 1471 W). Le volume cumulé atteint 84,0 m³, soit 135,5 % du besoin de 62 m³/j : c'est une estimation conditionnelle au jeu nominal de paramètres, dont la section 3.7 donne la dispersion. Le champ PV classique, dont les cellules chauffent jusqu'à 49,8 °C, plafonne à 13,2 m³/h et pompe 79,8 m³/j (128,7 % du besoin) : le refroidissement augmente le volume pompé de 5,3 %. En couplage direct, le débit reste nul : le champ ne livre que 19,7 % de l'énergie disponible, entièrement dissipée dans le groupe.

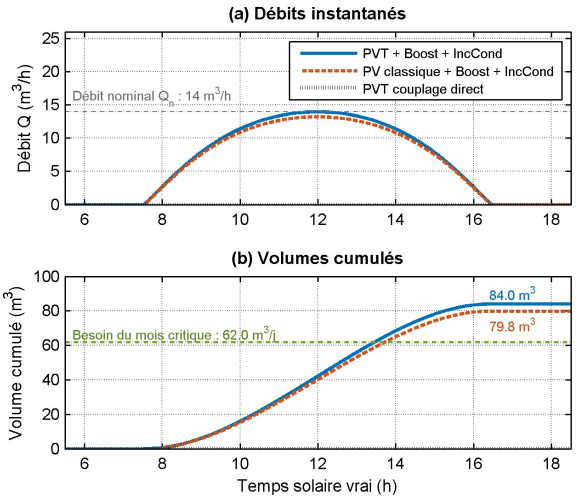


Figure 7 : (a) Débits instantanés et (b) volumes cumulés pompés sous une HMT de 19 m pendant la journée moyenne de juillet (mois critique, β = 16°)

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 145-178

3.5. Comportement thermique et bilan énergétique

La figure 8 a suit la boucle capteur-réservoir. La température de sortie du champ atteint 33,5 °C peu après le midi solaire, et celle du réservoir ne varie que de 27,2 à 27,75 °C ; à midi, elle reste 3,9 K sous celle de l'air : le réservoir joue pleinement son rôle de source froide. Les cellules plafonnent à 37,4 °C, contre 49,8 °C sans refroidissement ; le vent influe peu, leur température maximale ne passant que de 38,2 à 36,9 °C entre 1 et 5 m/s (+0,5 % d'électricité). Les ruptures de pente observées pour G ≈ 434 W/m² tiennent au changement de corrélation d'échange du modèle (Re = 2300) et non à un phénomène observé [39].

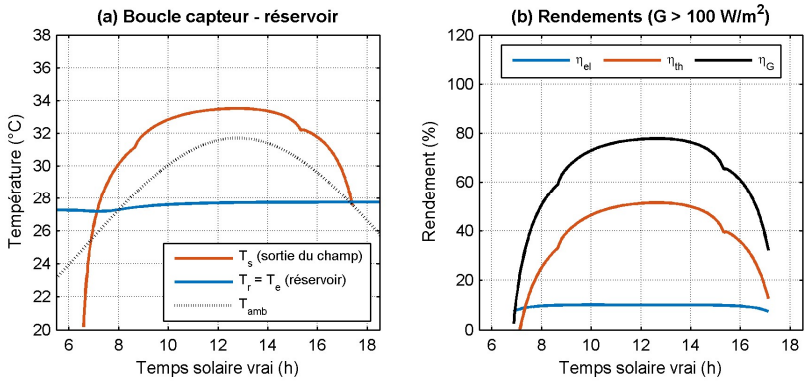


Figure 8 : (a) Températures de la boucle capteur-réservoir et (b) rendements électrique, thermique et global du champ PVT (journée moyenne de juillet ; rendements pour G > 100 W/m²)

La figure 8 b donne les rendements rapportés à l'éclairement reçu sur 18,9 m², pour G > 100 W/m². Sur la journée, les capteurs reçoivent 104,1 kWh et en convertissent 10,3 kWh en électricité et 46,0 kWh en chaleur : les rendements moyens valent 9,9 % et 44,2 %, et le rendement global équivalent (relation 30) 70,3 %. Celui-ci compte la chaleur pour son contenu énergétique, alors qu'elle est cédée à 30–34 °C, près de la température de l'air, et n'a pas d'usage dans ce système.

Le tableau 5 résume le bilan de la journée moyenne du mois critique pour les trois configurations.

Tableau 5 : Bilan énergétique journalier (journée moyenne de juillet, 5,51 kWh/m² dans le plan incliné de 16°, HMT = 19 m)

Grandeur journalière	PVT + Boost + IncCond	PVT couplage direct	PV classique + Boost + IncCond
Énergie électrique max. disponible (Wh)	10 410	10 267	9964
Énergie électrique extraite (Wh)	10 306	2024	9865
Taux d'exploitation (%) (99 % imposé avec le MPPT)	99,0	19,7	99,0
Température max. des cellules (°C)	37,4	41,3	49,8
Chaleur transférée au réservoir (kWh)	46,0	42,1	–
Vitesse max. du moteur (tr/min)	2690	1768	2646
Débit maximal (m³/h)	13,96	0	13,20
Volume pompé (m³/j)	84,0	0	79,8
Énergie hydraulique (Wh)	4209	0	3969

Dans la simulation journalière, le rendement de suivi du MPPT est supposé égal à 99 % ; l'essai dynamique de la figure 6, plus sévère, donne 95,5 %. Le rendement moyen du groupe motopompe est de 43,0 %, conforme à l'ordre de grandeur des pompes centrifuges solaires [54] : la pompe fonctionne près de son meilleur rendement autour de midi seulement, et absorbe sa puissance de brassage sans refouler en début et en fin de journée. Par rapport au champ PV classique, le refroidissement augmente l'énergie électrique de 4,5 %, l'énergie hydraulique de 6,1 % et le volume pompé de 5,3 %.

En couplage direct, le débit maximal, le volume pompé et l'énergie hydraulique sont nuls, car la pompe tourne sans refouler. Une pompe centrifuge ne débite que si sa hauteur à débit nul, $C_0\ \omega^2$ (relation 42), dépasse la hauteur géométrique H_g de 17 m, ce qui exige ici 2201 tr/min, soit 150 V aux bornes du moteur. Or le champ de trois modules en série n'a qu'une tension à vide de 130,5 V à 25 °C et n'applique pas plus de 129 V au moteur, même sous 1000 W/m² : la vitesse plafonne à 1768 tr/min pendant la journée de juillet et le seuil de refoulement n'est jamais atteint. Le débit reste donc nul toute la journée, et avec lui le volume pompé et l'énergie hydraulique (relations 45 et 46). Les 2024 Wh extraits du champ, soit 19,7 % de l'énergie disponible, sont entièrement dissipés dans le groupe motopompe. Ce résultat tient au câblage de trois modules en série, adapté au Boost, et non au couplage direct lui-même : avec cinq modules en série (5S × 3P), le couplage direct refoule 77,4 m³ le jour moyen de juillet (section 3.7).

Le débit nominal de la boucle est ajusté à l'étape 9 en simulant la journée de juillet pour $\dot{m}_n$ de 0,05 à 1,0 kg/s. Jusqu'à 0,40 kg/s, augmenter le débit refroidit nettement les cellules (à midi, de 46,0 à 37,4 °C) et fait gagner du volume (de 81,1 à 84,0 m³/j). Au-delà, doubler le débit n'ajoute que 0,6 m³/j (0,7 %), alors que l'échauffement de l'eau tombe de 5,8 à 3,1 K. La valeur de 0,40 kg/s se situe au coude de la courbe : c'est celle que nous retenons.

3.6. Vérification mensuelle et interannuelle du dimensionnement

La figure 9 a compare, pour la journée moyenne de chaque mois, le volume pompé par les 15 modules inclinés à 16° au besoin. Le champ PVT dépasse le besoin tous les mois de la saison d'irrigation, de 135,4 % en juin (83,9 m³/j) à 180,8 % en octobre (112,1 m³/j) ; le champ PV classique de même puissance va de 128,4 à 170,0 %. Sur l'année, le champ PVT pompe 34 073 m³ contre 32 196 m³ pour le champ PV classique (+5,8 %), produit 4153 kWh d'électricité (+5,3 %) et transfère 20,3 MWh de chaleur au réservoir. Pendant la saison d'irrigation, le besoin est de 13 268 m³ et le champ PVT peut en pomper 20 432 m³ ; en pratique, l'arrêt au niveau haut du réservoir limite le pompage, et l'excédent mesure la marge disponible.

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 145-178

La figure 9 b reprend la vérification pour chaque mois de la saison d'irrigation de chaque année 2010–2026, avec les mesures de l'année (102 mois-années validés, pas de 300 s). La couverture moyenne vaut 154,2 % pour le champ PVT et 145,6 % pour le champ PV classique. Aucun mois n'est déficitaire, pour aucun des deux champs : le taux de déficit en eau (LPSP) est nul, très en dessous du seuil de 5 % de l'étape 8, et le dimensionnement est accepté pour le jeu nominal de paramètres. Le mois le plus défavorable, un mois de juillet, reste à 110,6 % (104,6 % pour le champ PV classique). La succession des jours nuageux n'est pas simulée : ce résultat porte sur la journée moyenne de chaque mois.

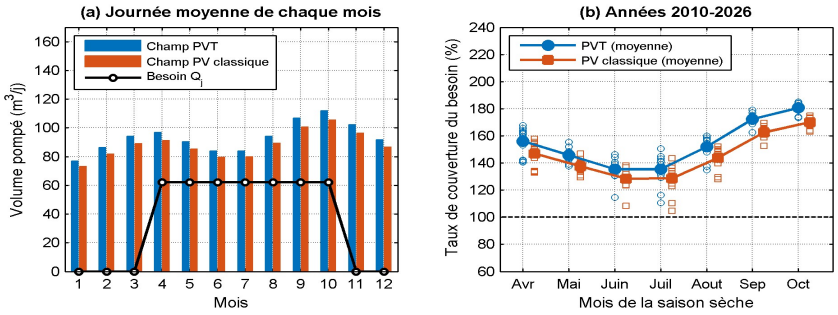


Figure 9 : Vérification du champ retenu de 15 modules (3S × 5P) : (a) volume pompé pendant la journée moyenne de chaque mois et besoin en eau ; (b) taux de couverture du besoin pour chaque mois de la saison d'irrigation des années 2010–2026, champs PVT et PV classique (β = 16°)

3.7. Sensibilité aux hypothèses et aux paramètres non mesurés

Faute de mesures pyranométriques, l'irradiation repose sur les coefficients d'Angström-Prescott de Rietveld [33] ; le besoin repose sur la valeur supposée de 62 m³/j. Le tableau 6 teste ces choix en les comparant aux coefficients classiques (a = 0,25 ; b = 0,50) [21], à ceux de Mt Darwin (Zimbabwe, 16,78° S, latitude voisine de celle de Mahajanga), publiés par Iradukunda et Chiteka [62], et à une variation de ±10 % du besoin. Les coefficients classiques donnent 2,5 % d'irradiation de moins en juillet que ceux de Rietveld, et ceux de Mt Darwin 5,0 % de plus, juin devenant alors le mois critique. La puissance crête calculée varie de 1,53 à 1,65 kWc, contre 1,61 kWc pour Rietveld. Avec les 15 modules retenus, la couverture minimale reste comprise entre 131,3 et 143,4 % pour ces trois jeux, et entre 123,1 et 150,4 % pour un besoin de ±10 % : la règle de marge est respectée dans tous les cas.

Tableau 6 : Sensibilité du dimensionnement aux hypothèses climatiques et au besoin (β = 16° ; m* : juillet)

Hypothèse	H_T (m*) (kWh/m²/j)	Q_j (m*) (m³/j)	P_c calculée (kWc)	N_p (relation 58)	τ minimal (15 modules)	Écart sur H_T (m*)
Rietveld : a = 0,269 ; b = 0,494 (référence)	5,58	62,0	1,61	4	135,4 %	—
Coefficients classiques : a = 0,25 ; b = 0,50	5,44	62,0	1,65	4	131,3 %	−2,5 %
Mt Darwin [62] : a = 0,307 ; b = 0,481 (m* : juin)	5,86	62,0	1,53	4	143,4 %	+5,0 %
Rietveld, besoin − 10 %	5,58	55,8	1,45	4	150,4 %	—
Rietveld, besoin + 10 %	5,58	68,2	1,77	4	123,1 %	—

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 145-178

Le tableau 7 et la figure 10 a étendent l'analyse aux paramètres non mesurés, un seul variant à la fois sur la journée moyenne de juillet. Les tolérances d'essai de la pompe selon l'ISO 9906 (classe 3B : ±7 % sur la hauteur, −7 % sur le rendement) [63] sont les plus influentes (−12,8 à +11,9 points pour la hauteur, −11,3 à +3,1 points pour le rendement), devant la hauteur géométrique (−9,5 à +10,0 points pour 18 et 16 m), le facteur de pertes (−9,1 à +8,8 points) et le rendement du MPPT (−7,5 points à 94,5 %) ; parmi les paramètres du moteur type, seul le frottement sec compte (±5 points). Pris isolément, aucun paramètre ne fait descendre la couverture sous 122 %. Un jeu prudent cumulant quatre hypothèses défavorables (f_p = 0,85 ; MPPT 0,97 ; Boost 0,93 ; rendement de la pompe −7 %) donne encore 109,2 %, et un jeu favorable 151,0 %.

Tableau 7 : Sensibilité de la couverture de juillet aux paramètres non mesurés (15 modules, β = 16°, journée moyenne ; un paramètre modifié à la fois, puis jeux combinés et étude paramétrique)

Paramètre	Nominal	Testé	Volume (m³/j)	Couverture	Écart (points)
Référence (jeu nominal)	–	–	84,01	135,5 %	–
Hauteur de la pompe (facteur ; ISO 9906, classe 3B)	1	0,93 / 1,07	76,07 / 91,41	122,7 / 147,4 %	−12,8 / +11,9
Rendement de la pompe (facteur ; ISO 9906, classe 3B)	1	0,93 / 1,02	77,01 / 85,95	124,2 / 138,6 %	−11,3 / +3,1
Hauteur géométrique H_g (m)	17	18 / 16	78,09 / 90,18	126,0 / 145,5 %	−9,5 / +10,0
Facteur de pertes f_p	0,90	0,85 / 0,95	78,34 / 89,49	126,4 / 144,3 %	−9,1 / +8,8
Rendement du MPPT	0,99	0,945 / 0,97	79,39 / 81,97	128,0 / 132,2 %	−7,5 / −3,3
Puissance de la pompe à débit nul (W, à 2900 tr/min)	590	740 / 440	80,83 / 87,13	130,4 / 140,5 %	−5,1 / +5,0
Frottement sec du moteur (N·m)	0,25	0,35 / 0,15	80,89 / 87,16	130,5 / 140,6 %	−5,0 / +5,1
Rendement du Boost	0,95	0,92 / 0,97	80,82 / 86,09	130,4 / 138,9 %	−5,1 / +3,4
Résistance d'induit R_a (Ω)	2,9	3,4 / 2,4	82,40 / 85,67	132,9 / 138,2 %	−2,6 / +2,7
Jeu prudent (f_p 0,85 ; MPPT 0,97 ; Boost 0,93 ; pompe −7 %)	–	–	67,69	109,2 %	−26,3
Jeu favorable (f_p 0,95 ; Boost 0,97 ; pompe +2 %)	–	–	93,64	151,0 %	+15,5
Monte-Carlo, 14 paramètres (n = 400) : P5 / P50 / P95	–	–	66,6 / 81,0 / 94,4	107,4 / 130,6 / 152,2 %	–

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 145-178

L'étude paramétrique fait varier ensemble les quatorze paramètres incertains (figures 10 b et c) : tolérances de la pompe, puissance à débit nul (±150 W), résistance d'induit, constante de couple et frottement sec du moteur, facteur de pertes, hauteur géométrique, rendements du MPPT et du Boost, paramètres thermiques du capteur, irradiation (−3 à +7 %, plage qui couvre l'écart entre les jeux de coefficients publiés) et vent (2 à 4 m/s), tirés par hypercube latin dans des lois uniformes (400 tirages). Le volume pompé le jour moyen de juillet a pour médiane 81,0 m³ (131 % du besoin), pour 5^{e} et 95^{e} centiles 66,6 et 94,4 m³ (107 et 152 %) ; il reste sous le besoin dans 1,8 % des tirages et sous la règle de marge dans 8,3 %. Les paramètres les plus influents, au sens de la corrélation de rang de Spearman, sont la hauteur de la pompe (+0,56), le facteur de pertes (+0,39), la hauteur géométrique (−0,38) et l'irradiation (+0,37). Avec 12 modules, la même étude (100 tirages) donne 80,5 à 116,9 %, avec 60 % des cas sous le besoin : la cinquième branche est donc justifiée. Les volumes de cet article sont des estimations conditionnelles au jeu nominal, et non des performances garanties.

La figure 10 d donne enfin l'abaque du champ en fonction du besoin brut b : pour la règle $\tau \geq 1{,}10$ au mois critique et des branches de trois modules à 16°, quatre branches suffisent de 4,0 à 5,5 mm/j, cinq de 6,0 à 7,5 mm/j et six à 8,0 mm/j. Le champ de 15 modules vaut donc pour un besoin brut compris entre 5,7 et 7,6 mm/j environ, ce qui encadre le besoin supposé de 6,2 mm/j. Deux variantes éclairent le choix de la configuration (section 3.9) : un champ PV classique de 16 modules pomperait 86,3 m³ le jour moyen de juillet, plus que le champ PVT de 15 modules (84,0 m³) ; un couplage direct à cinq modules en série, sans Boost, refoule 50,2 m³ avec 10 modules (1,50 kWc), un peu plus que les 47,4 m³ obtenus avec Boost et MPPT, et 77,4 m³ avec 15 modules (84,0 m³ avec Boost et MPPT).

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 145-178

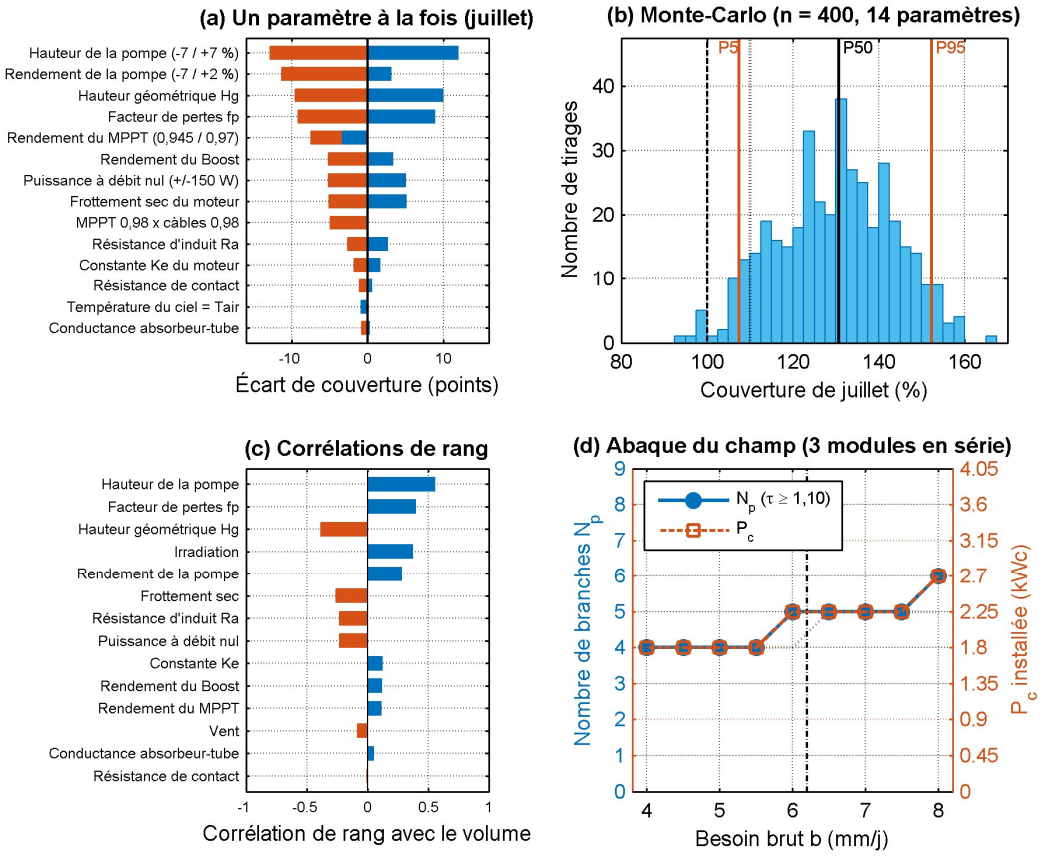


Figure 10 : (a) Écart de couverture de juillet pour une variation plausible de chaque paramètre non mesuré (rouge : valeur défavorable ; bleu : valeur favorable) ; (b) distribution de la couverture de juillet dans l'étude paramétrique (Monte-Carlo, 400 tirages, 14 paramètres ; traits pleins : 5e, 50e et 95e centiles ; tirets : 100 % ; pointillés : 110 %) ; (c) corrélation de rang de Spearman de chaque paramètre avec le volume pompé ; (d) abaque du nombre de branches et de la puissance crête installée en fonction du besoin brut b ($\tau \geq 1{,}10$ au mois critique ; pointillés : $\tau \geq 1$; trait mixte : besoin de conception)

3.8. Validation des modèles

La reconstitution des températures extrêmes à partir de T_{moy}, utilisée pour 2025 et 2026, est validée par validation croisée sur 117 mois-années (2015–2024) : l'erreur moyenne est de +0,02 K sur T_{max} et de +0,11 K sur T_{min}, l'erreur quadratique de 0,93 K et 0,72 K (figure 11 a). Le modèle à deux diodes reproduit la fiche du BP 3150B aux conditions STC (P_{max} = 150,07 W au point 34,50 V ; 4,350 A, V_{co} à −0,2 %) et ses coefficients de température sont dans les tolérances du constructeur ; R_s et R_{sh} étant identifiées sur cette fiche, il s'agit d'une vérification de cohérence et non d'une validation indépendante.

En régime permanent (G = 800 W/m², T_{amb} = 25 °C, v = 3 m/s, débit nominal), le modèle nodal et le modèle de Hottel-Whillier-Florschuetz donnent des droites de rendement thermique presque confondues (figure 11 b) : η_0 = 0,433 et a_1 = 14,9 W/m²·K pour le premier, η_0 = 0,413 et a_1 = 14,1 W/m²·K pour le second, soit un écart quadratique de 1,3 point. Cette concordance vérifie la cohérence interne du modèle thermique ; sa validation reste expérimentale (ISO 9806 [58], section 2.9).

International Journal of Progressive Sciences and Technologies (IJPSAT)
ISSN: 2509-0119.
© 2026 Scholar AI LLC.
https://ijpsat.org/
Vol. 60 No. 1 November 2026, pp. 145-178

Enfin, le modèle de la pompe reproduit la fiche de l'Ebara 3M 32-160/1,5 (figures 11 c et d) : la hauteur est retrouvée à 0,02 m près en moyenne quadratique sur les six points du tableau, le rendement à 0,3 point près (maximum de 60,2 % vers 18 m³/h), la puissance à l'arbre à 2,7 % près au plus et la NPSH requise à 0,03 m près. Aux vitesses plus faibles où la pompe fonctionne ici (2200 à 2860 tr/min), le modèle repose sur les lois de similitude, et la puissance à débit nul est extrapolée (590 W) : ces deux points ne sont pas vérifiés par un essai. Le moteur reste générique ; son rendement nominal (82 %) est un peu inférieur à celui du Brook Crompton MP80200DH (86 %), ce qui est prudent. Le rendement du groupe motopompe varie de 30 % à 600 W à 49 % à 1500 W.

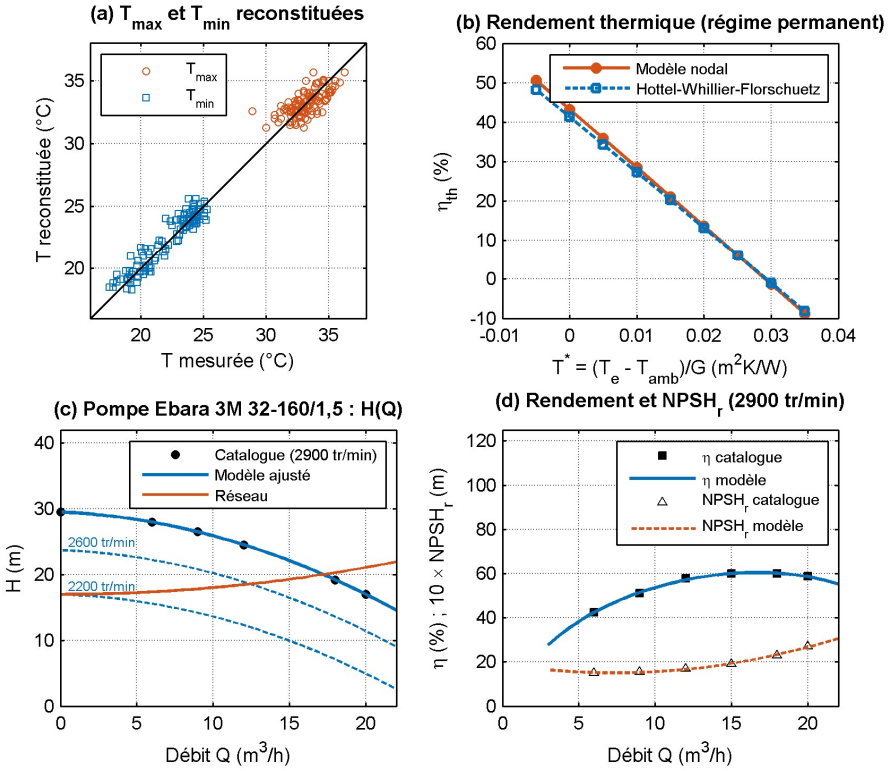


Figure 11 : Validation des modèles : (a) T_{max} et T_{min} reconstituées à partir de T_{moy} (validation croisée 2015–2024) ; (b) rendement thermique en régime permanent du modèle nodal et du modèle de Hottel-Whillier-Florschuetz (G = 800 W/m², v = 3 m/s) ; (c) caractéristique H(Q) de la pompe Ebara 3M 32-160/1,5 : points du catalogue à 2900 tr/min, modèle ajusté, courbes à 2200 et 2600 tr/min et caractéristique du réseau ; (d) rendement et NPSH requise de la pompe : catalogue et modèle à 2900 tr/min ($NPSH_r$ multipliée par 10)

3.9. Discussion

Le refroidissement abaisse la température des cellules de 12,3 K. Il apporte +4,5 % d'électricité et +5,3 % d'eau pompée le jour moyen du mois critique, et +5,3 % d'électricité sur l'année. Ces gains sont plus modestes que les 8 à 12 % d'énergie électrique rapportés pour les capteurs PVT à eau selon le débit et le climat [11], [12], [16]. L'écart tient à la référence choisie : un module classique ventilé par un vent de 3 m/s s'échauffe moins (49,8 °C) que ne le prévoit la formule NOCT à 1 m/s. Il faut aussi compter le circulateur, alimenté par son propre module (environ un tiers de module pour 50 W). Le gain par watt-crête installé tombe alors à +3,0 % en volume, et un module PV classique de plus pomperait davantage que le champ PVT (86,3 contre 84,0 m³ en juillet), probablement pour un coût moindre que celui de la boucle de refroidissement. Comme la chaleur récupérée

(46,0 kWh/j à 30–34 °C) n'est pas valorisée, l'intérêt du PVT repose ici sur le seul refroidissement des cellules. Il dépend donc d'un usage de la chaleur (eau chaude, séchage des récoltes), et il diminuerait avec un module récent, dont le coefficient de température (environ −0,35 %/K) est plus faible que celui du BP 3150B (−0,5 %/K). L'échec du couplage direct à trois modules en série confirme les conclusions de [6] et [7], mais il découle de ce choix de câblage. Un couplage direct à cinq modules en série refoule 77,4 m³ avec 15 modules (125 % du besoin, 8 % de moins qu'avec le Boost). Comme il supprime le convertisseur, il mérite une comparaison économique.

Par rapport à un dimensionnement sur une journée type, la méthode apporte trois améliorations. Elle repère d'abord le mois critique à partir de données mesurées et contrôlées sur 17 ans. Elle remplace ensuite un facteur de température forfaitaire par la température réelle du capteur PVT, calculée par la boucle itérative de l'étape 6. Enfin, elle montre qu'un bilan d'énergie seul ne suffirait pas : les 12 modules de la relation 58 ne couvrent le besoin qu'à 101 %, et il faut une cinquième branche pour respecter la marge.

Ces résultats ont leurs limites. Aucun sous-modèle n'est encore validé par des mesures sur le système. L'irradiation repose sur une relation empirique dont les coefficients n'ont pas été calés localement, faute de mesures pyranométriques. Le modèle thermique est vérifié par un modèle analytique, le modèle électrique par la fiche du module et celui de la pompe par la fiche constructeur ; mais le moteur reste générique et le fonctionnement de la pompe à vitesse variable repose sur les lois de similitude. Le protocole de la section 2.9 doit combler ce manque. Les volumes présentés sont donc des estimations conditionnelles à ces hypothèses, dont la section 3.7 chiffre la dispersion. Par ailleurs, le besoin en eau est une valeur de conception constante, qui ne reflète ni le cycle de la culture ni les pluies d'avril et d'octobre ; l'abaque de la figure 10 d permet toutefois d'adapter le champ à une autre valeur. La succession des jours nuageux n'est pas simulée, le réservoir est supposé parfaitement mélangé et la hauteur géométrique est prise à son maximum (17 m). Enfin, l'analyse technico-économique (coût du mètre cube, coût de la boucle de refroidissement) et les questions d'exploitation (entartrage et corrosion de l'échangeur en cuivre par l'eau de puits, entretien) restent à étudier.

4. CONCLUSION

Nous avons présenté une méthode de dimensionnement en neuf étapes pour un système de pompage au fil du soleil associant des capteurs hybrides PVT, un hacheur Boost commandé par MPPT et un MCCAP. Elle a été appliquée à un besoin supposé de 62 m³/j pour un hectare à Mahajanga, à partir des données climatiques mesurées de 2010 à 2026.

Cinq résultats principaux se dégagent. (i) Avec des capteurs inclinés de 16°, juillet est le mois critique (H_T = 5,58 kWh/m²/j). (ii) Le dimensionnement retenu comprend 15 modules BP 3150B (3S × 5P, 2,25 kWc), un Boost de 20 kHz, un MCCAP de 1,5 kW (moteur type), une pompe du commerce Ebara 3M 32-160/1,5, une boucle de refroidissement de 0,40 kg/s et un réservoir de 62 m³. Le modèle de la pompe reproduit sa fiche à 0,02 m et 0,3 point de rendement près. Le bilan d'énergie seul aurait donné 12 modules, qui ne couvrent le besoin qu'à 101 % et ne respectent pas la règle de marge. (iii) Pour le jeu nominal de paramètres, le champ pompe 84,0 m³ le jour moyen de juillet (135 % du besoin) avec le Boost et l'IncCond (rendement de suivi supposé de 99 %). Un couplage direct n'est possible qu'en adaptant la tension du champ à celle du moteur (cinq modules en série). Ce volume reste une estimation conditionnelle : quand les quatorze paramètres non mesurés varient ensemble dans leurs plages plausibles, la couverture de juillet se situe entre 107 et 152 % (5^{e} et 95^{e} centiles, médiane 131 %) et reste inférieure au besoin dans 1,8 % des cas. (iv) Le refroidissement abaisse la température des cellules de 12,3 K et augmente l'électricité de 4,5 % et le volume pompé de 5,3 % (3,0 % par watt-crête en comptant le module du circulateur). Un module PV classique supplémentaire ferait mieux, d'autant que la chaleur (46 kWh/j à 30–34 °C) n'est pas valorisée. (v) Sur les saisons d'irrigation 2010–2026 (102 mois-années), aucun mois n'est déficitaire pour le jeu nominal (couverture moyenne de 154 %, minimale de 110,6 %).

La priorité est maintenant la validation expérimentale proposée : module PVT instrumenté selon l'IEC 61853-1 et l'ISO 9806, mesure de l'éclairement au pyranomètre sur le site, essai de la pompe à vitesse variable, identification du moteur et essai du système selon l'IEC 62253. Viendront ensuite la prise en compte d'un besoin en eau variable au cours du cycle cultural, une simulation sur une série horaire mesurée et l'optimisation technico-économique (coût du mètre cube pompé, coût de la boucle et

valorisation de la chaleur). La méthode pourra enfin être étendue au moteur asynchrone alimenté par onduleur et au capteur à concentration (PVT-CPC).

REFERENCES

[1] J. Royer, T. Djiako, E. Schiller, B. Sada Sy, « Le pompage photovoltaïque : manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens », IEPF / Université d'Ottawa / EIER / CREPA, 1998.

[2] S. S. Chandel, M. Nagaraju Naik, R. Chandel, « Review of solar photovoltaic water pumping system technology for irrigation and community drinking water supplies », Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 49, pp. 1084–1099, 2015.

[3] M. Aliyu, G. Hassan, S. A. Said, M. U. Siddiqui, A. T. Alawami, I. M. Elamin, « A review of solar-powered water pumping systems », Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 87, pp. 61–76, 2018.

[4] S. M. Wazed, B. R. Hughes, D. O'Connor, J. K. Calautit, « A review of sustainable solar irrigation systems for Sub-Saharan Africa », Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 81, pp. 1206–1225, 2018.

[5] Y. R. Hsiao, B. A. Blevins, « Direct coupling of photovoltaic power source to water pumping system », Solar Energy, vol. 32, n° 4, pp. 489–498, 1984.

[6] M. Kolhe, J. C. Joshi, D. P. Kothari, « Performance analysis of a directly coupled photovoltaic water-pumping system », IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 19, n° 3, pp. 613–618, 2004.

[7] A. Mokeddem, A. Midoun, D. Kadri, S. Hiadsi, I. A. Raja, « Performance of a directly-coupled PV water pumping system », Energy Conversion and Management, vol. 52, n° 10, pp. 3089–3095, 2011.

[8] T. Esram, P. L. Chapman, « Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques », IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 22, n° 2, pp. 439–449, 2007.

[9] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo, M. Vitelli, « Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method », IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 20, n° 4, pp. 963–973, 2005.

[10] E. Skoplaki, J. A. Palyvos, « On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations », Solar Energy, vol. 83, n° 5, pp. 614–624, 2009.

[11] H. A. Zondag, « Flat-plate PV-Thermal collectors and systems: A review », Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 12, n° 4, pp. 891–959, 2008.

[12] B. J. Huang, T. H. Lin, W. C. Hung, F. S. Sun, « Performance evaluation of solar photovoltaic/thermal systems », Solar Energy, vol. 70, n° 5, pp. 443–448, 2001.

[13] S. S. Joshi, A. S. Dhoble, « Photovoltaic-Thermal systems (PVT): Technology review and future trends », Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 92, pp. 848–882, 2018.

[14] M. Abdolzadeh, M. Ameri, « Improving the effectiveness of a photovoltaic water pumping system by spraying water over the front of photovoltaic cells », Renewable Energy, vol. 34, n° 1, pp. 91–96, 2009.

[15] A. Kordzadeh, « The effects of nominal power of array and system head on the operation of photovoltaic water pumping set with array surface covered by a film of water », Renewable Energy, vol. 35, n° 5, pp. 1098–1102, 2010.

[16] N. Aste, C. del Pero, F. Leonforte, « Water flat plate PV–thermal collectors: A review », Solar Energy, vol. 102, pp. 98–115, 2014.

[17] A. Tiwari, M. S. Sodha, « Performance evaluation of solar PV/T system: An experimental validation », Solar Energy, vol. 80, n° 7, pp. 751–759, 2006.

[18] A. Hamidat, B. Benyoucef, « Systematic procedures for sizing photovoltaic pumping system, using water tank storage », Energy Policy, vol. 37, n° 4, pp. 1489–1501, 2009.

[19] B. S. Borowy, Z. M. Salameh, « Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and PV array in a wind/PV hybrid system », IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 11, n° 2, pp. 367–375, 1996.

[20] J. A. Duffie, W. A. Beckman, Solar Engineering of Thermal Processes, 4e éd., John Wiley & Sons, Hoboken, 2013.

[21] J. A. Prescott, « Evaporation from a water surface in relation to solar radiation », Transactions of the Royal Society of South Australia, vol. 64, pp. 114–118, 1940.

[22] D. G. Erbs, S. A. Klein, J. A. Duffie, « Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation », Solar Energy, vol. 28, n° 4, pp. 293–302, 1982.

[23] B. Y. H. Liu, R. C. Jordan, « The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation », Solar Energy, vol. 4, n° 3, pp. 1–19, 1960.

[24] M. Collares-Pereira, A. Rabl, « The average distribution of solar radiation – correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values », Solar Energy, vol. 22, n° 2, pp. 155–164, 1979.

[25] S. A. Klein, « Calculation of monthly average insolation on tilted surfaces », Solar Energy, vol. 19, n° 4, pp. 325–329, 1977.

[26] D. H. Muhsen, T. Khatib, F. Nagi, « A review of photovoltaic water pumping system designing methods, control strategies and field performance », Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 68, pp. 70–86, 2017.

[27] ASECNA / Direction Générale de la Météorologie de Madagascar, « Données climatologiques de la station de Mahajanga (DGRP-MA-MJN) » : relevé du 15 juin 2026 (janvier 2015 – mai 2026 : insolation, température moyenne, précipitations, pression, vent) et série 2010–2024 (insolation, températures minimale et maximale), réunis dans la série consolidée « Données météo Mahajanga 2010–2026 – tableau complet » (contrôle qualité et journal des choix de sources), 3 novembre 2026.

[28] J. W. Tukey, Exploratory Data Analysis, Addison-Wesley, Reading, 1977.

[29] A. Ångström, « Solar and terrestrial radiation », Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society, vol. 50, n° 210, pp. 121–126, 1924.

[30] M. Yorukoglu, A. N. Celik, « A critical review on the estimation of daily global solar radiation from sunshine duration », Energy Conversion and Management, vol. 47, n° 15-16, pp. 2441–2450, 2006.

[31] F. Besharat, A. A. Dehghan, A. R. Faghih, « Empirical models for estimating global solar radiation: A review and case study », Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 21, pp. 798–821, 2013.

[32] J. A. Martínez-Lozano, F. Tena, J. E. Onrubia, J. De La Rubia, « The historical evolution of the Ångström formula and its modifications: Review and bibliography », Agricultural and Forest Meteorology, vol. 33, n° 2-3, pp. 109–128, 1984.

[33] M. R. Rietveld, « A new method for estimating the regression coefficients in the formula relating solar radiation to sunshine », Agricultural Meteorology, vol. 19, n° 2-3, pp. 243–252, 1978.

[34] A. P. Maminirinaharimisa, « Étude des panneaux solaires hybrides photovoltaïques thermiques. Amélioration de leur efficacité énergétique », Mémoire de Licence professionnelle, École Supérieure Polytechnique d'Antananarivo, Université d'Antananarivo, Madagascar, 2023.

[35] S. Khechafi, S. Benlaachi, « Calcul et dimensionnement électrique d'une mini-centrale photovoltaïque autonome », Mémoire d'ingénieur, École Supérieure en Sciences Appliquées (ESSA), Tlemcen, Algérie, 2019.

[36] K. Ishaque, Z. Salam, H. Taheri, « Simple, fast and accurate two-diode model for photovoltaic modules », Solar Energy Materials and Solar Cells, vol. 95, n° 2, pp. 586–594, 2011.

[37] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, E. Ruppert Filho, « Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays », IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 24, n° 5, pp. 1198–1208, 2009.

[38] F. P. Incropera, D. P. DeWitt, T. L. Bergman, A. S. Lavine, Fundamentals of Heat and Mass Transfer, 6e éd., John Wiley & Sons, 2007.

[39] V. Gnielinski, « New equations for heat and mass transfer in turbulent pipe and channel flow », International Chemical Engineering, vol. 16, n° 2, pp. 359–368, 1976.

[40] L. W. Florschuetz, « Extension of the Hottel-Whillier model to the analysis of combined photovoltaic/thermal flat plate collectors », Solar Energy, vol. 22, n° 4, pp. 361–366, 1979.

[41] W. C. Swinbank, « Long-wave radiation from clear skies », Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society, vol. 89, n° 381, pp. 339–348, 1963.

[42] J. H. Watmuff, W. W. S. Charters, D. Proctor, « Solar and wind induced external coefficients for solar collectors », COMPLES, Revue Internationale d'Héliotechnique, n° 2, p. 56, 1977.

[43] W. H. McAdams, Heat Transmission, 3e éd., McGraw-Hill, New York, 1954.

[44] K. S. Hayibo, « Modélisation et simulation d'un capteur solaire hybride photovoltaïque thermique », Mémoire de Master, Université Ouaga I Pr Joseph Ki-Zerbo, Burkina Faso, 2016.

[45] D. L. Evans, « Simplified method for predicting photovoltaic array output », Solar Energy, vol. 27, n° 6, pp. 555–560, 1981.

[46] S. Beddiar, S. Djeddi, « Modélisation et simulation d'un système hybride photovoltaïque/thermique », Mémoire de Master, Université Echahid Cheikh Larbi Tébessi, Tébessa, Algérie, 2021.

[47] M. Saad Saoud, « Optimisation de la gestion de l'énergie photovoltaïque utilisée dans une zone agricole », Thèse de doctorat, Université Badji Mokhtar, Annaba, Algérie, 2017.

[48] S. Aoufi, « Modélisation et commande d'un système de pompage photovoltaïque », Mémoire de Magister, Université Ferhat Abbas Sétif 1, Algérie, 2014.

[49] N. E. H. Abidet, A. Haouam, « Étude et optimisation d'un système de pompage photovoltaïque au fil du soleil », Mémoire, Université Echahid Cheikh Larbi Tébessi, Tébessa, Algérie, 2023.

[50] S. E. Haaland, « Simple and explicit formulas for the friction factor in turbulent pipe flow », Journal of Fluids Engineering, vol. 105, n° 1, pp. 89–90, 1983.

[51] C. Pfleiderer, H. Petermann, Strömungsmaschinen, 7e éd., Springer, Berlin, 2005.

[52] Ebara Pumps, « Centrifugal pumps series 3M – Operating range (2900 rpm) and performance characteristics of 3M32 (H, power on the shaft, efficiency, NPSH) », catalogue technique, 50 Hz, consulté le 4 novembre 2026.

[53] E. van de Giessen, E. Roek, G. Bom, S. Abric, R. Vuik, « Le pompage solaire pour les cadres techniques du secteur public et privé, appliqué aux adductions d'eau potable en milieu rural », Manuel de formation, UNICEF, 2018.

[54] A. Boumendjel, A. Miroud, « Étude d'une chaîne de pompage photovoltaïque », Mémoire, Université Badji Mokhtar, Annaba, Algérie, 2023.

[55] N. Mohan, T. M. Undeland, W. P. Robbins, Power Electronics: Converters, Applications, and Design, 3e éd., John Wiley & Sons, 2003.

[56] M. L. Louazene, D. Korichi, B. Azoui, « Dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque : application sur le site de Ouargla », International Conference on Electronics & Oil: From Theory to Applications (ICEO 2013), Université de Ouargla, Algérie, 5–6 mars 2013.

[57] IEC 61853-1, « Photovoltaic (PV) module performance testing and energy rating – Part 1: Irradiance and temperature performance measurements and power rating », Commission électrotechnique internationale, Genève, 2011.

[58] ISO 9806, « Solar energy – Solar thermal collectors – Test methods », Organisation internationale de normalisation, Genève, 2017.

[59] IEC 62253, « Photovoltaic pumping systems – Design qualification and performance measurements », Commission électrotechnique internationale, Genève, 2011.

[60] ATB Brook Crompton, « MP80200DH – 1,5 kW, 2500 rpm, 180 V DC permanent magnet DC motor (MP80 range) », fiche produit, Inverter Drive Supermarket, consultée le 4 novembre 2026.

[61] K. H. Hussein, I. Muta, T. Hoshino, M. Osakada, « Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions », IEE Proceedings – Generation, Transmission and Distribution, vol. 142, n° 1, pp. 59–64, 1995.

[62] C. Iradukunda, K. Chiteka, « Angstrom-Prescott type models for predicting solar irradiation for different locations in Zimbabwe », Strojniški vestnik – Journal of Mechanical Engineering, vol. 69, n° 1-2, pp. 32–48, 2023.

[63] ISO 9906, « Rotodynamic pumps – Hydraulic performance acceptance tests – Grades 1, 2 and 3 », Organisation internationale de normalisation, Genève, 2012.