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. 277-312

Validation Numérique De La Configuration D'un Système Hybride Tour Solaire À Cheminée Et Photovoltaïque Avec Stockage Par Volant D'inertie Et Batteries Lithium-Ion. Application : Alimentation Du Lpader A L'université De Mahajanga, Madagascar

HOUSSEN Fils Auguste[1], DONA Victorien Bruno[2].

[1]Doctorant, École Doctorale Génie du Vivant et Modélisation (EDGVM), Université de Mahajanga, Madagascar.
[2]Professeur, Laboratoire de Physique Appliquée au Développement des Énergies Renouvelables (LPADER), École Doctorale Génie du Vivant et Modélisation (EDGVM), Université de Mahajanga, Madagascar.
[1]Adresse e-mail : houssenfilsauguste@gmail.com , [2]Adresse e-mail ,bvdno2@gmail.com

Auteur Correspondant: HOUSSEN Fils Auguste. E-mail : houssenfilsauguste@gmail.com

(cc) BY

Résumé : Cet article porte sur la configuration d'un système hybride autonome qui réunit une centrale à cheminée solaire (CCS), un champ photovoltaïque (PV), un volant d'inertie et un banc de batteries lithium fer phosphate (LiFePO4), pour alimenter un laboratoire de recherche (LPADER, Université de Mahajanga). Les quatre sous-systèmes échangent leur énergie par un bus continu commun de 300 V. La demande du laboratoire, reconstruite à partir de dix équipements, s'élève à 29,04 kWh.j^{-1} avec une pointe de 2 805 W. Nous utilisons les durées d'insolation et les températures de l'ASECNA sur quinze années consécutives (2010 à 2024). Les simulations portent sur le mois le plus défavorable, janvier, et sur le plus favorable, octobre, de l'année moyenne : le modèle de Liu et Jordan, avec les coefficients d'Ångström–Prescott de Glover et McCulloch et la fraction diffuse de Collares-Pereira et Rabl, donne 5,64 et 7,66 kWh.m^{-2} par jour sur le collecteur horizontal de la tour et 5,31 et 7,51 kWh.m^{-2} sur les modules inclinés de 16° vers le nord, que l'inclinaison pénalise de 5,9 et 1,9 % parce que le soleil passe alors près du zénith ; la tour de 105 m produit 49,24 et 66,43 kWh par jour, et un module 0,857 et 1,171 kWh. Les dix-huit critères de vérification sont satisfaits, dont quatre (V4, V5, V7, V9) ne sont que des contrôles de cohérence interne. Le modèle de la tour retrouve l'échauffement et la vitesse de l'air de Manzanares (écarts de −4,5 et +3,4 %). Sa puissance n'est cependant retrouvée qu'avec le rendement de la turbine du prototype . La tension du bus dépasse la f.é.m. composée de crête de G2 (261 V, indice de modulation de 0,87), et la jante garde un coefficient de sécurité de 3,26 selon une approximation d'anneau mince. Enfin, les chaînes de sept modules restent au-dessus du seuil inférieur du MPPT (145 V), avec une marge de 2,6 V. La configuration est donc cohérente, mais elle n'est pas validée expérimentalement, et la production de la tour, qui correspond à l'optimum de Schlaich, doit être interprétée comme une borne supérieure.

Mots-clés : système hybride, centrale à cheminée solaire, photovoltaïque, volant d'inertie, batteries LiFePO4, bus continu, validation de modèles, modèle de Liu et Jordan, modèle de Schlaich, compatibilité électrique, Mahajanga.

Abstract: On a stand-alone hybrid system that combines a solar chimney power plant (SCPP), a photovoltaic (PV) array, a flywheel and a lithium iron phosphate (LiFePO4) battery bank to supply an isolated research laboratory (LPADER, University of Mahajanga). The four subsystems exchange energy through a common 300 V DC bus. The laboratory demand, rebuilt from ten devices, comes to 29.04 kWh.day-1 with a 2,805 W peak. We use ASECNA sunshine durations and temperatures over fifteen consecutive years (2010 to 2024). The simulations cover the most unfavourable month, January, and the most favourable one, October, of the average year: the Liu and Jordan model, with the Glover and McCulloch Ångström–Prescott coefficients and the Collares-Pereira and Rabl diffuse fraction, gives 5.64 and 7.66 kWh.m^{-2} per day on the horizontal collector of the tower and 5.31 and 7.51 kWh.m^{-2} on the modules tilted 16° to the

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. 277-312

north, which the tilt penalises by 5.9 and 1.9 % because the sun then passes close to the zenith; the 105 m tower produces 49.24 and 66.43 kWh per day, and one module 0.857 and 1.171 kWh. All eighteen verification criteria are met, four of which (V4, V5, V7, V9) are only internal consistency checks. The tower model reproduces the air temperature rise and velocity of Manzanares (−4.5 and +3.4 %). Its power, however, is matched only with the prototype's turbine efficiency . The bus voltage exceeds the peak line back-EMF of G2 (261 V, modulation index 0.87), and the rim keeps a safety factor of 3.26 under a thin-ring approximation. Finally, the seven-module strings stay above the lower MPPT threshold (145 V), with a 2.6 V margin. The configuration is therefore consistent but not experimentally validated, and the tower output, which is that of Schlaich's optimum, should be read as an upper bound.

Keywords: hybrid system, solar chimney power plant, photovoltaics, flywheel, LiFePO4 batteries, DC bus, model validation, Liu and Jordan model, Schlaich model, electrical compatibility, Mahajanga.

I. INTRODUCTION

Quand le réseau ne fonctionne pas bien, comme dans les laboratoires de recherche ou les maisons isolées, la production solaire décentralisée devient la solution la plus courante [1], [2]. Deux filières coexistent ici. La centrale à cheminée solaire (CCS) chauffe l'air sous un vaste collecteur transparent, et le tirage d'une cheminée entraîne une turbine [3], [4], [5]. Le champ photovoltaïque convertit directement le rayonnement, avec un bien meilleur rendement mais sans inertie thermique [6], [7]. Aucune des deux ne produit la nuit, et il faut stocker de l'énergie pour couvrir la soirée. Le volant d'inertie supporte plusieurs centaines de milliers de cycles, réagit presque instantanément et ne subit aucune dégradation chimique, mais il perd de l'énergie en permanence à vide [8], [9]. La batterie lithium fer phosphate (LiFePO4) offre une énergie massique bien plus élevée, mais elle supporte mal le cyclage et vieillit même au repos [10], [11]. En les associant dans un stockage hybride, on peut confier à chacune la part de la demande qui lui convient le mieux [12].

Avant de dimensionner un tel système, il faut s'assurer que sa configuration est cohérente, et trois questions se posent. La première concerne les données : à Madagascar, les stations météorologiques relèvent surtout la durée d'insolation, la température et la pression, et mesurent rarement l'irradiation globale. Il faut donc reconstituer le rayonnement sur deux plans, horizontal pour le collecteur de la tour et incliné pour les modules. Le modèle de Liu et Jordan [13], associé à la relation d'Ångström–Prescott [14], [15] sous la forme de Glover et McCulloch [38] et à la corrélation de Collares-Pereira et Rabl [39], convient à cet exercice parce qu'il demande peu de paramètres. La deuxième porte sur les modèles des composants, qui doivent retrouver des données de référence : mesures de Manzanares [3], [16] et borne de Schlaich [5], [17] pour la tour, fiche du constructeur pour le module. La troisième concerne la compatibilité des composants entre eux : tension du bus, longueur des chaînes PV, plage de vitesse du volant, indice de modulation du variateur, fenêtre de tension du banc de batteries et tenue mécanique du rotor doivent former un ensemble réalisable [18], [19].

II. MATÉRIELS ET MÉTHODES

A. Matériels

1. Présentation du site d'étude

Le LPADER se trouve à Mahajanga, sur la côte nord-ouest de Madagascar. Les données de température et d'insolation viennent de la station ASECNA de Mahajanga et couvrent quinze années consécutives, de 2010 à 2024 [20]. Les simulations portent sur deux mois de l'année moyenne : janvier, au cœur de la saison des pluies, mois le plus défavorable des modules inclinés, et octobre, à la fin de la saison sèche, mois le plus favorable sur les deux plans. Le site se trouve à 15°43′ S et 46°19′ E, à 22 m d'altitude, avec un albédo du sol de 0,35 ; la Fig. 3 (III-A) donne, pour chaque mois, l'insolation moyenne et le gisement journalier sur les deux plans, en année moyenne et dans l'année la plus défavorable. La température ambiante horaire (7) fixe la température

des cellules PV et le rendement de la cheminée, dont le modèle garde 30 °C comme température de référence pour les contrôles V4 à V8.

2. Configuration du système

La Fig. 1 présente la configuration générale du système. Elle réunit deux productions (tour et turbine-génératrice G1 ; champ PV) et deux stockages : le système inertiel (SISE : volant, machine synchrone G2 et variateur) et le stockage électrochimique (SEB : banc LiFePO4, BMS et convertisseur DC/DC), sous le contrôle du système de gestion de l'énergie (EMS, II-B.9).

Ces sous-ensembles échangent tous leur énergie à travers un bus continu commun de 300 V, représenté à la Fig. 1. G1 s'y raccorde par un redresseur, le champ PV par un convertisseur MPPT élévateur, la machine G2 par un variateur bidirectionnel à modulation de largeur d'impulsion (MLI) vectorielle et le banc de batteries par un convertisseur DC/DC bidirectionnel 51,2 V / 300 V. Les charges alternatives et continues du laboratoire sont alimentées directement depuis le bus, par un onduleur DC/AC et par un convertisseur DC/DC abaisseur ; nous ne modélisons pas ces deux interfaces.

TABLEAU 1 : CARACTÉRISTIQUES DE LA CONFIGURATION RETENUE DANS LE MODÈLE

Sous-système	**Caractéristiques**
Charge LPADER	Dix équipements, 85 % de l'énergie en alternatif ; $P_{L,\max}$ = 2 805 W ; E_L = 29,04 kWh/j
Bus continu	300 V commun (fenêtre de 270 à 330 V) ; gestion hiérarchique de l'énergie (volant, puis batteries, Tableau 5)
CCS et G1	H_{ch} = 109 m ; D_{ch} = 3,60 m ; η_{coll} = 0,60 ; γ = 2/3 ; η_{tg} = 0,72 ($\gamma\eta_{tg}$ = 0,48) ; D = 105,0 m machine synchrone à p = 2, λ_{pm} = 0,020 Wb ; variateur à MLI vectorielle (η_{var} = 0,97)
Champ PV	Kyocera KD210GH-2PU (210 Wc, polycristallin) ; N_s = 7 modules en série ; β = 16° vers le nord ; MPPT élévateur de 145 à 500 V ; k_{sys} = 0,904
Volant et G2	Jante carbone/époxy de 360/270 mm, 24 000 à 36 000 tr/min ; machine synchrone à p = 2, λ_{pm} = 0,020 Wb ; variateur à MLI vectorielle (η_{var} = 0,97)
Batteries	Modules $LiFePO_4$ 16S de 51,2 V et 100 Ah (5,12 kWh) ; SOC de 10 à 95 % ; 0,5C en charge, 1C en décharge ; convertisseur DC/DC bidirectionnel 51,2 V/300 V (η_{conv} = 0,98)

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. 277-312

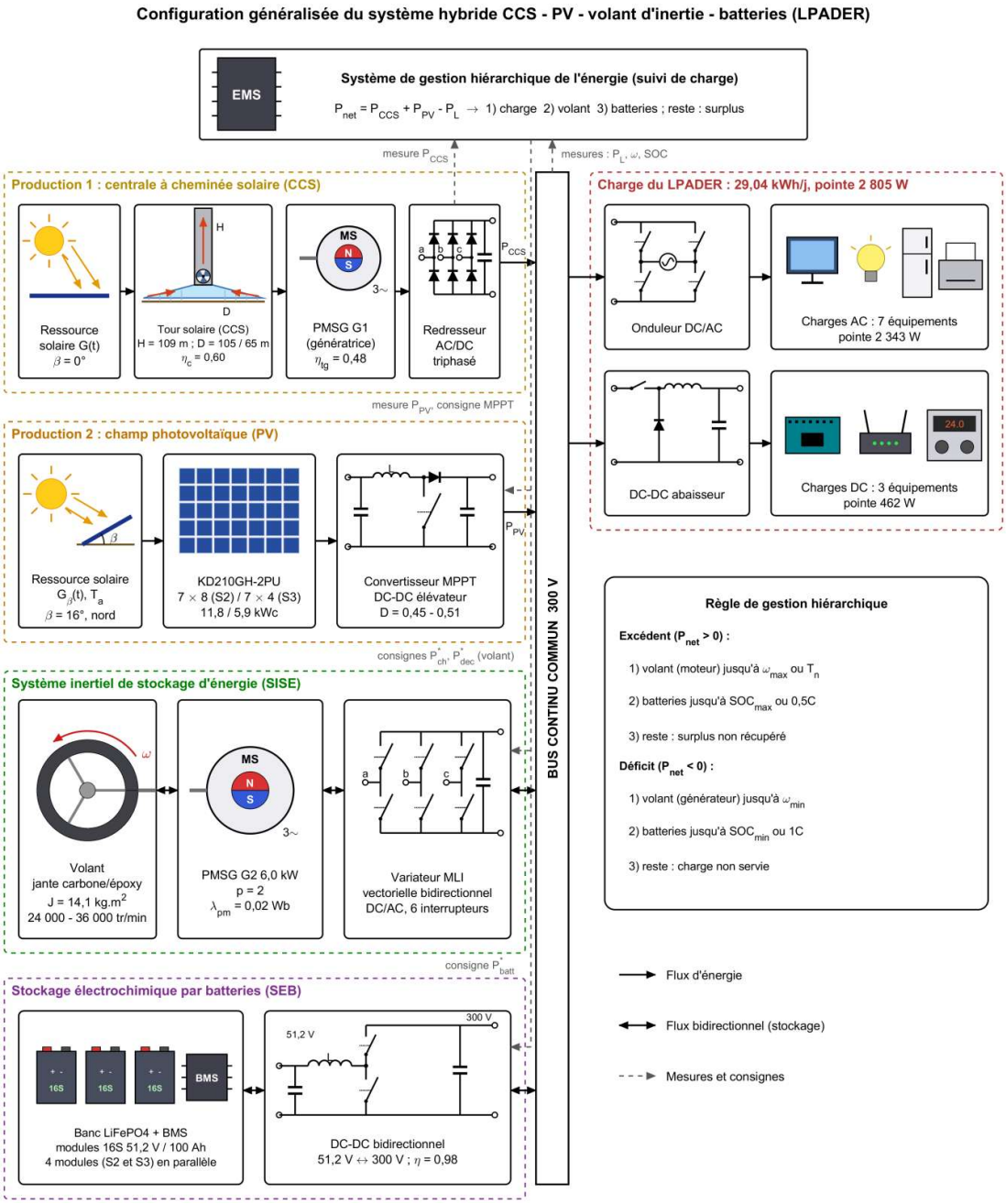


Fig. 1. Schéma généralisé de la configuration du système hybride CCS–PV–volant–batteries : sous-systèmes, flux d'énergie, mesures, consignes et règle de gestion hiérarchique

B. Méthodes

Chaque sous-système est décrit ci-dessous par son modèle mathématique ; les critères qui valident ces modèles sont réunis en II-C (Tableau 6). Les simulations supposent l'absence d'ombrage partiel et des paramètres invariants ; la température ambiante suit le profil horaire ; elles sont simulées par le script MATLAB.

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. 277-312

1. Modèle du rayonnement solaire

Le modèle simule une journée type par mois, en heure légale convertie en temps solaire vrai par la longitude et l'équation du temps (−4,70 min en janvier, +20,23 min en octobre), au pas de 60 s (1 s pour les journées types de janvier et d'octobre). L'indice de clarté mensuel K_T est déduit de la fraction d'insolation σ par la relation d'Ångström–Prescott [14], [15], sous la forme proposée par Glover et McCulloch pour les régions tropicales [38], et l'irradiation horizontale journalière H s'en déduit à partir de l'irradiation extraterrestre H_0 :

$$\sigma = \frac{n}{N}, \quad K_T = a + b\sigma, \quad H = K_T H_0 \tag{1}$$

où n est la durée d'insolation mesurée, N la durée astronomique du jour, et a = 0,29 cos φ = 0,279 et b = 0,52 les coefficients de Glover et McCulloch [38], φ étant la latitude du site inférieure à 60°. L'irradiation extraterrestre (en Wh·m⁻²) dépend du numéro du jour , de la déclinaison , de la latitude et de l'angle horaire du coucher du soleil, avec = 1 353 W·m⁻² [24] :

$$H_0 = \frac{24}{\pi} G_{sc}\left[1 + 0,033\cos\left(\frac{360 n_j}{365}\right)\right]\left(\cos\varphi\cos\delta\sin\omega_s + \frac{\pi\omega_s}{180}\sin\varphi\sin\delta\right)$$
$$\delta = 23,45\sin\left(360\frac{284 + n_j}{365}\right), \quad \cos\omega_s = -\tan\varphi\tan\delta, \quad N = \frac{2\omega_s}{15} \tag{2}$$

À Mahajanga, l'angle horaire ω_s varie de 83,1° (juin) à 96,9° (décembre). La fraction diffuse journalière, H_d désignant l'irradiation diffuse, suit la corrélation mensuelle de Collares-Pereira et Rabl [39], qui dépend de l'indice de clarté et de l'angle horaire du coucher du soleil (angles en degrés) :

$$\frac{H_d}{H} = 0,775 + 0,00653(\omega_s - 90) - \left[0,505 + 0,00455(\omega_s - 90)\right]\cos(115K_T - 103) \tag{3}$$

La répartition horaire suit Liu et Jordan [13] pour le diffus et Collares-Pereira et Rabl pour le global [39], [24] :

$$r_d = \frac{\pi}{24}\frac{\cos\omega - \cos\omega_s}{\sin\omega_s - \frac{\pi\omega_s}{180}\cos\omega_s}, \quad r_t = r_d\left(a_t + b_t\cos\omega\right)$$
$$I = r_t H, \quad I_d = r_d H_d, \quad I_b = I - I_d \tag{4}$$

où ω est l'angle horaire, $a_t = 0,409 + 0,5016\sin\left(\omega_s - 60^\circ\right)$ et $b_t = 0,6609 - 0,4767\sin\left(\omega_s - 60^\circ\right)$; r_d et r_t sont les fractions horaires de l'irradiation journalière, qui donnent les éclairements horizontaux global I , diffus I_d et direct I_b . Le profil de Liu et Jordan s'intègre exactement à 1 ; celui de Collares-Pereira et Rabl est renormalisé, de sorte que les deux profils redonnent exactement H et H_d (l'intégrale brute de r_t vaut 0,993 en janvier et 0,992 en octobre). L'éclairement d'un plan d'inclinaison β est donné par le modèle isotrope du ciel [13], [24], [25], ρ_g étant l'albédo du sol :

$$G_T = I_b R_b + I_d\frac{1 + \cos\beta}{2} + \rho_g I\frac{1 - \cos\beta}{2}, \quad R_b = \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z} \tag{5}$$

Le collecteur est horizontal (β = 0, $G_T = I$) ; les modules sont inclinés de β = 16° vers le nord, à peu près la latitude ($G_T = G_\beta$). Pour un plan orienté vers l'équateur dans l'hémisphère sud (φ < 0), l'angle zénithal θ_z et l'angle d'incidence θ s'écrivent :

$$\cos\theta_z = \sin\delta\sin\varphi + \cos\delta\cos\varphi\cos\omega, \quad \cos\theta = \sin\delta\sin\left(\varphi + \beta\right) + \cos\delta\cos\omega\cos\left(\varphi + \beta\right) \tag{6}$$

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. 277-312

La température ambiante suit un profil en cosinus entre les moyennes mensuelles 2010–2024 des minimales $T_{\min}$ et des maximales $T_{\max}$, le maximum étant atteint à 12 h 48 et le minimum à 0 h 48 en temps solaire vrai (t en heures) :

$$T_{\text{amb}}(t) = \frac{T_{\max} + T_{\min}}{2} + \frac{T_{\max} - T_{\min}}{2} \cos\left[\frac{2\pi\left(t - 12{,}8\right)}{24}\right] \tag{7}$$

2. Modèle de la charge du laboratoire

TABLEAU 2 : ÉQUIPEMENTS DE LA CHARGE ET SOMME DES PUISSANCES ET DES ÉNERGIES

Équipement	**Type**	**P unit. (W)**	**Qté**	**P totale (W)**	**Durée (h.j^{-1})**	**Énergie (Wh.j^{-1})**
Machine de séchage	AC	396	1	396	7	2 772
Ordinateur	AC	110	8	880	12	10 560
Ventilateur plafond	AC	77	4	308	12	3 696
Éclairage néon/LED	AC	44	6	264	14	3 696
Mini-réfrigérateur	AC	110	1	110	10	1 100
Imprimante	AC	137,5	2	275	8	2 200
Petites charges diverses	AC	110	1	110	6	660
Alimentations banc labo	DC	176	2	352	8	2 816
Capteurs / Arduino	DC	11	7	77	14	1 078
Routeur / Switch	DC	33	1	33	14	462
Sous-total AC				**2 343**		**24 684**
Sous-total DC				**462**		**4 356**
Total				**2 805 (pointe)**		**29 040**

La charge est un profil en créneaux identique toute l'année, reconstruit équipement par équipement (Tableau 2) à partir de la puissance unitaire $P_{u,i}$, du nombre d'unités N_i, de la durée de fonctionnement t_i et de l'indicateur de service $\mathbf{1}_i(t)$ (égal à 1 pendant les créneaux de fonctionnement) :

$$P_L(t) = \sum_i P_{u,i} N_i \mathbf{1}_i(t), \quad E_L = \int_0^{24\text{h}} P_L dt = \sum_i P_{u,i} N_i t_i \tag{8}$$

Chaque équipement appelle une puissance constante sur des créneaux fixes ; le profil est établi au pas de 15 min, nul de 22 h à 8 h, puis ramené au pas de 1 s par une interpolation cubique monotone, qui ne crée pas de dépassement.

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. 277-312

3. Modèle de la centrale à cheminée solaire

La CCS est décrite en régime quasi-stationnaire [3], [4], [5] : air parfait, seul apport de chaleur issu du rayonnement absorbé, cheminée adiabatique et sans frottement. La puissance utile transmise à l'air est $Q_u = \eta_{\text{coll}} A_{\text{coll}} G_T$, avec η_{coll} = 0,60 et $G_T = I$. La pression de tirage Δp_{tot} se répartit entre la chute de pression exploitée par la turbine, $\Delta p_s = \gamma \Delta p_{\text{tot}}$, et la pression dynamique ; la puissance est maximale pour γ = 2/3 [4], [5]. Le rendement de la cheminée et la puissance électrique sont [4], [28] :

$$\eta_{\text{cm}} = \frac{g H_{\text{ch}}}{c_p T_{\text{amb}}}, \quad P_{\text{CCS}} = \gamma \eta_{\text{tg}} \eta_{\text{cm}} \eta_{\text{coll}} A_{\text{coll}} G_T, \quad P_{\text{CCS,bus}} = \eta_{\text{AC/DC}} \eta_{\text{bus}} P_{\text{CCS}} \tag{9}$$

Le rendement de la cheminée ne dépend que de sa hauteur H_{ch} et de la température ambiante (7) [4], [28] ; η_{tg} = 0,72 regroupe pales, transmission et génératrice G1, si bien que le produit $\gamma \eta_{\text{tg}}$ vaut 0,48 ; $\eta_{\text{AC/DC}}$ = 0,96 et η_{bus} = 0,98 sont les rendements du redresseur et du raccordement au bus. À vide, toute la différence de pression accélère l'air (relation de Torricelli) ; avec le bilan du collecteur $Q_u = \rho_0 A_{\text{ch}} u c_p \Delta T$, la vitesse u_0 et l'échauffement ΔT_0 de l'air à l'entrée de la cheminée sont :

$$u_0 = \left(\frac{2 g H_{\text{ch}} \eta_{\text{coll}} A_{\text{coll}} G_T}{T_{\text{amb}} \rho_0 A_{\text{ch}} c_p} \right)^{1/3}, \quad \Delta T_0 = \frac{\eta_{\text{coll}} A_{\text{coll}} G_T}{\rho_0 A_{\text{ch}} u_0 c_p}, \quad \frac{\rho_0 u_0^2}{2} = \Delta p_{\text{tot}} \tag{10}$$

En charge, la turbine prélève $\Delta p_s = \gamma \Delta p_{\text{tot}}$ et seul le tiers restant accélère l'air. La puissance reçue par l'air étant fixée, la vitesse baisse d'un facteur $3^{1/3}$ et l'échauffement augmente d'autant :

$$\Delta p_{\text{tot}} = \frac{\rho_0 g H_{\text{ch}} \Delta T}{T_{\text{amb}}}, \quad u = \frac{u_0}{3^{1/3}}, \quad \Delta T = 3^{1/3} \Delta T_0, \quad P_{\text{CCS}} = \eta_{\text{tg}} \Delta p_s u A_{\text{ch}} \tag{11}$$

Le produit $u \Delta T$ étant invariant, (11) redonne exactement (9) : la puissance ne dépend pas de la vitesse retenue, et le plancher de vitesse imposé par le vent (4 m.s^{-1}) ne modifie que l'échauffement. Le bilan thermique du collecteur avec coefficients d'absorption et de pertes n'est pas utilisé faute de coefficients renseignés : η_{coll} est constant.

4. Modèle à une diode du module photovoltaïque

Chaque cellule est représentée par un générateur de courant I_{ph} en parallèle avec une diode et une résistance shunt R_{sh}, l'ensemble étant placé en série avec une résistance R_s [6], [7], [29].

Pour un module de $N_{\text{s,cel}}$ cellules en série, le courant I du module (à ne pas confondre avec l'éclairement horizontal global de la section II-B.1) est solution de l'équation implicite :

$$I = I_{\text{ph}} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + R_s I}{n_{\text{id}} N_{\text{s,cel}} V_t} \right) - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_{\text{sh}}} \tag{12}$$

avec V la tension du module, $V_t = k_B T_c / q$ la tension thermique et n_{id} le facteur d'idéalité de la diode. Le photocourant et le courant de saturation dépendent de l'éclairement et de l'écart $\Delta T_c = T_c - T_{\text{ref}}$; la température de cellule est tirée de la NOCT et de la température ambiante (7) :

$$I_{\text{ph}} = \left(I_{\text{ph,ref}} + K_i \Delta T_c \right) \frac{G_\beta}{G_{\text{ref}}}, \quad I_0 = \frac{I_{\text{sc}} + K_i \Delta T_c}{\exp\left[\frac{V_{\text{oc}} + K_v \Delta T_c}{n_{\text{id}} N_{\text{s,cel}} V_t} \right] - 1}, \quad T_c = T_{\text{amb}} + \frac{\text{NOCT} - 20}{800} G_\beta \tag{13}$$

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. 277-312

R_s et R_{sh} sont identifiés par la méthode itérative de Villalva [6], qui fait passer la courbe P–V par le point de puissance maximale de la fiche, et (12) est résolue par Newton–Raphson, arrêté lorsque $|V\Delta I| < 10^{-4}$ W. Le convertisseur MPPT est supposé idéal ; le point de puissance maximale est calculé toutes les 60 s puis interpolé. Les N_p chaînes de N_s modules livrent au bus, avec un facteur de pertes qui regroupe salissures, câblage, dispersion et MPPT :

$$P_{\mathrm{PV,bus}} = k_{\mathrm{sys}} N_s N_p P_{\mathrm{mpp}}\left(G_\beta, T_c\right), \quad k_{\mathrm{sys}} = 0{,}97 \times 0{,}98 \times 0{,}98 \times 0{,}97 = 0{,}904 \tag{14}$$

Les contraintes sur la longueur des chaînes, qui découlent de la fenêtre d'entrée du convertisseur MPPT, sont traitées en II-B.8.

TABLEAU 3 : CARACTÉRISTIQUES DU MODULE KYOCERA KD210GH-2PU (STC : 1 000 W.m^{-2}, 25 °C, AM 1,5) ET PARAMÈTRES IDENTIFIÉS

Grandeur	**Symbole**	**Valeur**	**Unité**
Technologie	–	Polycristallin	–
Puissance crête	P_{max}	210	Wc
Tension / courant au point de puissance max	V_{mp} / I_{mp}	26,6 / 7,90	V / A
Tension de circuit ouvert	V_{oc}	33,2	V
Courant de court-circuit	I_{sc}	8,58	A
Cellules en série (6 × 9)	$N_{s,cel}$	54	–
Coefficient de température de V_{oc}	K_v	−0,120	V.K^{-1}
Coefficient de température de I_{sc}	K_i	$5{,}15 \cdot 10^{-3}$	A.K^{-1}
NOCT	–	47,9	°C
Dimensions / surface	A_{mod}	1,500 × 0,990 / 1,485	m / m²
Rendement STC	η_{STC}	14,14	%
Tension système max	$V_{sys,max}$	600	V
Facteur d'idéalité	n_{id}	1,30	–
Résistance série identifiée	R_s	0,2137	Ω
Résistance shunt identifiée	R_{sh}	218,0	Ω
Photocourant de référence	$I_{ph,ref}$	8,5884	A
Courant de saturation de référence	$I_{0,ref}$	$8{,}753 \cdot 10^{-8}$	A
Facteur de pertes du système	k_{sys}	0,904	–

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. 277-312

5. Modèle du volant d'inertie

Le volant est une jante cylindrique creuse en carbone/époxy, de rayons extérieur r_e et intérieur r_i, de masse m et de masse volumique ρ, tournant à la vitesse angulaire Ω. Son moment d'inertie, son énergie utile entre $\Omega_{\min}$ et $\Omega_{\max}$ et son état de charge sont [8], [9], [19] :

$$J = \frac{1}{2} m \left(r_e^2 + r_i^2 \right), \quad E_u = \frac{1}{2} J \left(\Omega_{\max}^2 - \Omega_{\min}^2 \right), \quad \mathrm{SOC}_{\mathrm{FW}} = \frac{E - E_{\min}}{E_u} \tag{15}$$

L'énergie cinétique $E = J\Omega^2 / 2$ suit le bilan de puissance du rotor, avec des pertes fer fonction de la fréquence électrique $f_e = p\Omega / (2\pi)$ et des pertes mécaniques (k_h = 5·10^{-3} W/Hz, k_e = 6,25·10^{-6} W/Hz², P_{m0} = 6 W, P_{m1} = 3 W) [19], [30] :

$$\frac{dE}{dt} = P_{\mathrm{em}} - P_{\mathrm{fe}} - P_{\mathrm{méc}}, \quad P_{\mathrm{fe}} = k_h f_e + k_e f_e^2, \quad P_{\mathrm{méc}} = P_{m0} + P_{m1} \frac{\Omega - \Omega_{\min}}{\Omega_{\max} - \Omega_{\min}} \tag{16}$$

La tenue de la jante est estimée par la contrainte circonférentielle d'anneau mince et, la jante étant épaisse (r_i / r_e = 0,75), par la contrainte radiale maximale d'un disque annulaire isotrope de coefficient de Poisson ν = 0,30 [8], [18] ; le coefficient de sécurité visé est de 3 :

$$\sigma_\theta = \rho \left(\Omega_{\max} r_e \right)^2, \quad \sigma_{r,\max} = \frac{3 + \nu}{8} \rho \Omega_{\max}^2 \left(r_e - r_i \right)^2, \quad \mathrm{FS} = \frac{\sigma_{\mathrm{rupture}}}{\sigma_\theta} \tag{17}$$

6. Modèle de la machine synchrone et du variateur

Les équations de la machine G2 sont posées dans le repère de Park lié au rotor [31], [32], avec $\omega_e = p\Omega$ la pulsation électrique, p le nombre de paires de pôles, λ_{pm} le flux des aimants, L_d et L_q les inductances d'axes d et q et R_{st} la résistance statorique :

$$v_d = R_{\mathrm{st}} i_d + L_d \frac{di_d}{dt} - \omega_e L_q i_q \tag{18}$$

$$v_q = R_{\mathrm{st}} i_q + L_q \frac{di_q}{dt} + \omega_e \left(L_d i_d + \lambda_{\mathrm{pm}} \right) \tag{19}$$

$$T_{\mathrm{em}} = \frac{3}{2} p \left[\lambda_{\mathrm{pm}} i_q + \left(L_d - L_q \right) i_d i_q \right] \tag{20}$$

Avec une commande à $i_d = 0$, tout le courant produit du couple. Le couple devient proportionnel au courant d'axe q, d'où les pertes cuivre ; la puissance échangée avec le bus, comptée positivement en charge, intègre le rendement constant η_{var} du variateur, $P_{\mathrm{em}} = T_{\mathrm{em}} \Omega$ étant la puissance électromagnétique :

$$T_{\mathrm{em}} = K_t i_q, \quad K_t = \frac{3}{2} p \lambda_{\mathrm{pm}}, \quad P_{\mathrm{cu}} = \frac{3}{2} R_{\mathrm{st}} i_q^2 \tag{21}$$

$$P_{\mathrm{FW,bus}} = \begin{cases} \dfrac{P_{\mathrm{em}} + P_{\mathrm{cu}}}{\eta_{\mathrm{var}}} & \text{si } P_{\mathrm{em}} \geq 0 \text{ (charge)} \\ \eta_{\mathrm{var}} \left(P_{\mathrm{em}} + P_{\mathrm{cu}} \right) & \text{si } P_{\mathrm{em}} < 0 \text{ (décharge)} \end{cases} \tag{22}$$

Ce modèle reste simplifié. Il suppose un régime équilibré, sans dynamique électrique, avec des courants et des f.é.m. sinusoïdaux déphasés de 120°, sans harmoniques ni ondulation de commutation. Pour que le variateur garde la maîtrise de la machine jusqu'à

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. 277-312

Ω_{max} , la tension du bus doit dépasser la f.é.m. composée crête E_{LL} (critère V15), et l'indice de modulation m doit rester dans le domaine linéaire de la MLI vectorielle (critère V16) [33] :

$$V_{dc} > E_{LL} = \sqrt{3}\, p \Omega_{max} \lambda_{pm} \tag{23}$$

$$m = \frac{E_{LL}}{V_{dc}} = \frac{\sqrt{3}\, p \Omega_{max} \lambda_{pm}}{V_{dc}} \leq 1 \tag{24}$$

Comme ces deux conditions ne font intervenir que p , λ_{pm}, Ω_{max} et V_{dc}, on peut les vérifier sans connaître la puissance nominale de la machine. La génératrice G1, elle, n'est représentée que par le rendement η_{tg} de la chaîne turbine-génératrice. Son dimensionnement électrique sort du cadre de cette étude.

7. Modèle des batteries lithium fer phosphate

Le banc de batteries se compose de N_{bat} modules identiques montés en parallèle. Chaque module aligne en série 16 cellules LiFePO4 de 3,2 V et 100 Ah, soit 51,2 V et 5,12 kWh (Tableau 4). Chaque module est représenté par une source de tension, sa force électromotrice V_{oc} fonction de l'état de charge (SOC), en série avec une résistance interne R_{mod}. C'est la forme statique du modèle de Tremblay et Dessaint [11], dont on néglige la dynamique de polarisation. La f.é.m. est interpolée linéairement dans une table de onze valeurs par cellule, de SOC = 0 à SOC = 1 par pas de ΔSOC = 0,1 :

$$V_{oc}(\mathrm{SOC}) = N_{s,cel}\left[V_k + (V_{k+1} - V_k)\frac{\mathrm{SOC} - \mathrm{SOC}_k}{\Delta \mathrm{SOC}}\right], \quad \mathrm{SOC}_k \leq \mathrm{SOC} < \mathrm{SOC}_{k+1} \tag{25}$$

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. 277-312

TABLEAU 4 : PARAMÈTRES DU MODÈLE DES BATTERIES LiFePO4

Grandeur	Symbole	Valeur	Unité
Cellules LiFePO4 en série par module	$N_{s,cel}$	16	–
Tension nominale / capacité / énergie d'un module	V_{nom} / C_{mod} / E_{mod}	51,2 / 100 / 5,12	V / Ah / kWh
Résistance d'une cellule / des connexions et du BMS	R_{cel} / R_{conn}	0,8 / 2,0	mΩ
Résistance interne d'un module	R_{mod}	14,8	mΩ
F.é.m. d'une cellule pour SOC = 0 ; 0,1 ; … ; 1	V_k	2,80 ; 3,18 ; 3,22 ; 3,25 ; 3,27 ; 3,29 ; 3,30 ; 3,31 ; 3,32 ; 3,34 ; 3,45	V
Fenêtre d'état de charge	SOC_{min} – SOC_{max}	10 – 95	%
Courant maximal de charge / de décharge	–	0,5C / 1C (50 / 100 A par module)	–
Rendement coulométrique (charge)	η_{coul}	99,5	%
Rendement du convertisseur DC/DC	η_{conv}	98	%
Autodécharge	k_{auto}	3	$\%.mois^{-1}$
Pas d'intégration	Δt	1	s

Le courant I_{bat} est compté positivement en charge. La tension aux bornes du banc et la puissance échangée avec son convertisseur DC/DC, de rendement constant $\eta_{conv} = 0,98$, s'écrivent :

$$V_{bat} = V_{oc}(SOC) + R_{int} I_{bat} \tag{26}$$

$$P_{bat} = \begin{cases} \eta_{conv} P_{bat,bus} & \text{si } P_{bat,bus} > 0 \text{ (charge)} \\ \dfrac{P_{bat,bus}}{\eta_{conv}} & \text{si } P_{bat,bus} < 0 \text{ (décharge)} \end{cases} \tag{27}$$

Comme la gestion de l'énergie impose la puissance, le courant est la racine de l'équation du second degré $P_{bat} = V_{oc} I_{bat} + R_{int} I_{bat}^2$ qui s'annule avec la puissance ; elle s'écrit de la même façon en charge et en décharge :

$$I_{bat} = \frac{-V_{oc} + \sqrt{V_{oc}^2 + 4 R_{int} P_{bat}}}{2 R_{int}} \tag{28}$$

En décharge, le discriminant s'annule quand la puissance demandée atteint $V_{oc}^2/(4\ R_{int})$, puissance maximale que le banc peut fournir ; le courant est alors plafonné à $V_{oc}/(2\ R_{int})$. Il est en outre limité par les régimes admissibles, 0,5C en charge et 1C en décharge (C_{bat} désignant la capacité en Ah), et par la fenêtre d'état de charge [SOC_{min} ; SOC_{max}] = [10 % ; 95 %], qu'aucun pas de

temps ne doit pouvoir franchir. La puissance que le banc ne peut pas absorber est refusée et retourne au surplus ; celle qu'il ne peut pas fournir reste à la charge des autres sources :

$$\begin{cases} 0 \le I_{\text{bat}} \le \min\left(0{,}5C_{\text{bat}}; \dfrac{(\text{SOC}_{\max} - \text{SOC})Q}{\eta_{\text{coul}}\Delta t}\right) & \text{(charge)} \\ 0 \le -I_{\text{bat}} \le \min\left(1C_{\text{bat}}; \dfrac{(\text{SOC} - \text{SOC}_{\min})Q}{\Delta t}\right) & \text{(décharge)} \end{cases} \tag{29}$$

L'état de charge est obtenu par comptage coulométrique [35], avec une intégration d'Euler explicite au pas $\Delta t = 1$ s. Le coefficient η vaut $\eta_{\text{coul}} = 0{,}995$ en charge et 1 en décharge ; k_{auto} traduit une autodécharge de 3 % par mois (convertie en s^{-1} dans (30)), et Q est la charge nominale du banc, en coulombs :

$$\text{SOC}(t+\Delta t) = \text{SOC}(t) + \frac{\eta I_{\text{bat}}\Delta t}{Q} - k_{\text{auto}}\text{SOC}(t)\Delta t, \quad Q = 3600C_{\text{bat}} \tag{30}$$

À chaque pas, la puissance prélevée sur le bus se répartit entre les pertes du convertisseur P_{conv}, les pertes Joule dans la résistance interne et la puissance chimique $V_{\text{oc}}\, I_{\text{bat}}$:

$$P_{\text{bat,bus}} = P_{\text{conv}} + R_{\text{int}} I_{\text{bat}}^2 + V_{\text{oc}} I_{\text{bat}} \tag{31}$$

Découlant des équations (26) à (28), cette décomposition sert à vérifier que le bilan d'énergie se ferme. La capacité, l'énergie et la résistance interne d'un banc de N_{bat} modules en parallèle sont enfin données par :

$$C_{\text{bat}} = N_{\text{bat}} C_{\text{mod}}, \quad E_{\text{bat}} = N_{\text{bat}} E_{\text{mod}}, \quad R_{\text{int}} = \frac{R_{\text{mod}}}{N_{\text{bat}}}, \quad R_{\text{mod}} = N_{\text{s,cel}} R_{\text{cel}} + R_{\text{conn}} \tag{32}$$

8. Configuration électrique : chaînes PV, convertisseur MPPT et bus continu

a) Longueur des chaînes et fenêtre du MPPT.

La longueur de chaîne N_s est bornée par la fenêtre d'entrée du convertisseur MPPT (145–500 V) et par la tension système maximale du module ($V_{\text{sys,max}} = 600$ V) ; la tension de circuit ouvert de la chaîne est évaluée à la température la plus froide, 15 °C. Le convertisseur étant un élévateur, une contrainte s'y ajoute : cette tension de circuit ouvert doit rester sous la tension du bus V_{dc} (critère V13). À l'autre bout, la tension de chaîne au point de puissance maximale ne doit pas sortir de la fenêtre du MPPT pendant tout le fonctionnement, y compris aux faibles éclairements du lever et du coucher du soleil (critère V14). Elle est évaluée au seuil de démarrage du convertisseur, $G_\beta = 50$ W·m^{-2} : la part de l'énergie produite sous 145 V est relevée pour chaque mois :

$$N_s V_{\text{oc}}\left(15^\circ\text{C}\right) \le \min\left(V_{\text{MPPT,max}}; V_{\text{sys,max}}\right) = 500\ \text{V}, \quad N_s V_{\text{oc}}\left(15^\circ\text{C}\right) < V_{\text{dc}} \tag{33}$$

$$N_s V_{\text{mp,min}} \ge V_{\text{MPPT,min}} = 145\ \text{V} \tag{34}$$

Pour un élévateur idéal, le rapport cyclique au point de fonctionnement vaut [36], [37] :

$$d = 1 - \frac{V_{\text{in}}}{V_{\text{dc}}} \tag{35}$$

b) Tensions du bus continu et du banc de batteries.

C'est la machine synchrone du volant qui fixe la tension du bus (Fig. 1). Pour la commander jusqu'à 36 000 tr. min^{-1}, il faut que le bus dépasse la f.é.m. composée de crête.

$$E_{\text{LL}} = \sqrt{3}\, p\Omega_{\max}\lambda_{\text{pm}} = \sqrt{3}\times 2\times 3770\times 0{,}020 \approx 261\ \text{V} \tag{36}$$

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. 277-312

Nous avons choisi V_{dc} = 300 V, ce qui laisse une marge d'environ 15 % sur E_{LL} (indice de modulation de 0,87). Cette tension doit aussi convenir aux autres convertisseurs raccordés au bus, dont le Tableau 5 (II-B.9) réunit les plages. La fenêtre admise sur le bus va de 270 à 330 V, soit 300 V ± 10 %. Sa borne basse est imposée par deux organes : la machine G2, dont la f.é.m. composée crête atteint 261 V à 36 000 tr·min⁻¹ et 268 V au seuil de survitesse de 37 000 tr·min⁻¹, et l'élévateur MPPT, qui n'est commandable que si la tension du bus dépasse celle de son entrée, soit au plus la tension de circuit ouvert de la chaîne (240,8 V à 15 °C pour N_s = 7, III-C.2). Au point de puissance maximale (147,6 à 165,6 V), le rapport cyclique de l'élévateur reste compris entre 0,45 et 0,51 (35). Sa borne haute, 330 V, est celle de la protection contre les surtensions ; avec des semi-conducteurs de la classe 600 V et des condensateurs de bus de 450 V, elle garde une marge d'au moins 35 %.

Formé de modules en parallèle, le banc de batteries reste à la tension d'un module, voisine de 51,2 V. Le convertisseur DC/DC bidirectionnel travaille donc avec un rapport de tension proche de 6 (de 5,3 à 6,2 dans la bande normale du bus), et sa plage d'entrée, prise ici de 40 à 60 V (2,50 à 3,75 V par cellule), doit contenir la tension du banc dans tous les régimes (critère V17). Un bus plus haut réduirait les courants mais augmenterait encore ce rapport ; un bus plus bas rendrait G2 incommandable à pleine vitesse. Enfin, la tension crête d'un réseau de 230 V (325 V) dépasse celle du bus : l'onduleur des charges alternatives, que nous ne modélisons pas, doit comporter un étage élévateur ou un transformateur.

9. Modèle de la gestion de l'énergie

Le système de gestion de l'énergie (EMS) partage à chaque instant la puissance nette entre la charge et les deux stockages, d'après les mesures de production, de consommation, de vitesse du volant et d'état de charge des batteries. La puissance nette et le bilan du bus s'écrivent :

$$P_{\text{net}} = P_{\text{CCS,bus}} + P_{\text{PV,bus}} - P_L, \quad P_{\text{CCS,bus}} + P_{\text{PV,bus}} = P_L + P_{\text{FW,bus}} + P_{\text{bat,bus}} + P_{\text{sur}} - P_{\text{def}} \tag{37}$$

où $P_{\text{CCS,bus}}$ et $P_{\text{PV,bus}}$ sont les puissances livrées au bus par la tour (9) et par le champ PV (14), $P_{\text{FW,bus}}$ et $P_{\text{bat,bus}}$ sont comptées positivement en charge, P_{sur} est le surplus non stocké et P_{def} le déficit non couvert. La règle hiérarchique donne la priorité au volant : un excédent ($P_{\text{net}} > 0$) va d'abord au volant jusqu'à $\Omega_{\max}$, puis aux batteries jusqu'à $\text{SOC}_{\max}$, le reste formant le surplus ; un déficit est couvert d'abord par le volant jusqu'à $\Omega_{\min}$, puis par les batteries jusqu'à $\text{SOC}_{\min}$ [9], [12]. Elle se traduit par six règles univoques, appliquées dans cet ordre à chaque pas de temps Δt = 1 s (Fig. 2) :

R1 – Signe de la puissance nette. Le signe de P_{net} fixe le mode : excédent si $P_{net} > 0$, déficit si $P_{net} < 0$, repos des stockages si $P_{net} = 0$. Les deux stockages travaillent donc toujours dans le même sens : aucun ne se charge pendant que l'autre se décharge, et l'énergie ne passe jamais de l'un à l'autre.

R2 – Excédent. Le volant reçoit $P_{FW} = \min(P_{net} ; P_{FW,max})$, où $P_{FW,max}$ est bornée par le couple nominal de G2 (T_n ω) et par l'énergie qui reste à stocker avant N_{max} (22). Les batteries reçoivent ensuite le reste $R = P_{net} - P_{FW}$, dans la limite $P_{bat,max}$ fixée par le régime de 0,5C et par SOC_{max} = 95 % (29).

R3 – Déficit. Le volant fournit $\min(|P_{net}| ; P_{FW,max})$ tant que sa vitesse dépasse N_{min}, avec un couple au plus égal à T_n. Les batteries fournissent le reste, dans la limite du régime de 1C, de SOC_{min} = 10 % et de la puissance maximale $V_{oc}^2/(4R_{int})$ (29).

R4 – Reports, surplus et déficit. Ce qu'un organe ne peut ni prendre ni fournir, parce qu'il atteint une limite pendant le pas de temps, passe à l'organe suivant au cours du même pas. Ce qui reste après les batteries forme le surplus P_{sur}, écrêté par les convertisseurs des sources, ou le déficit $P_{déf}$, compté comme énergie non servie ; le délestage qui l'éviterait est traité au troisième article.

R5 – Butées du volant. À N_{max}, le variateur ne prélève plus sur le bus que les pertes à vide P_0 (16), qui maintiennent la vitesse. À N_{min}, il est bloqué et le volant ne ralentit plus que sous l'effet de ses pertes à vide.

R6 – Cas simultanés. Si les deux stockages sont en butée en même temps (volant à N_{max} et batteries à 95 % en excédent, volant à N_{min} et batteries à 10 % en déficit), tout l'écart passe au surplus ou au déficit. La gestion ne fait ni prévision ni

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. 277-312

hystérésis : chaque pas ne dépend que des mesures et des états du pas courant, et l'ordre des règles reste le même dans tous les cas.

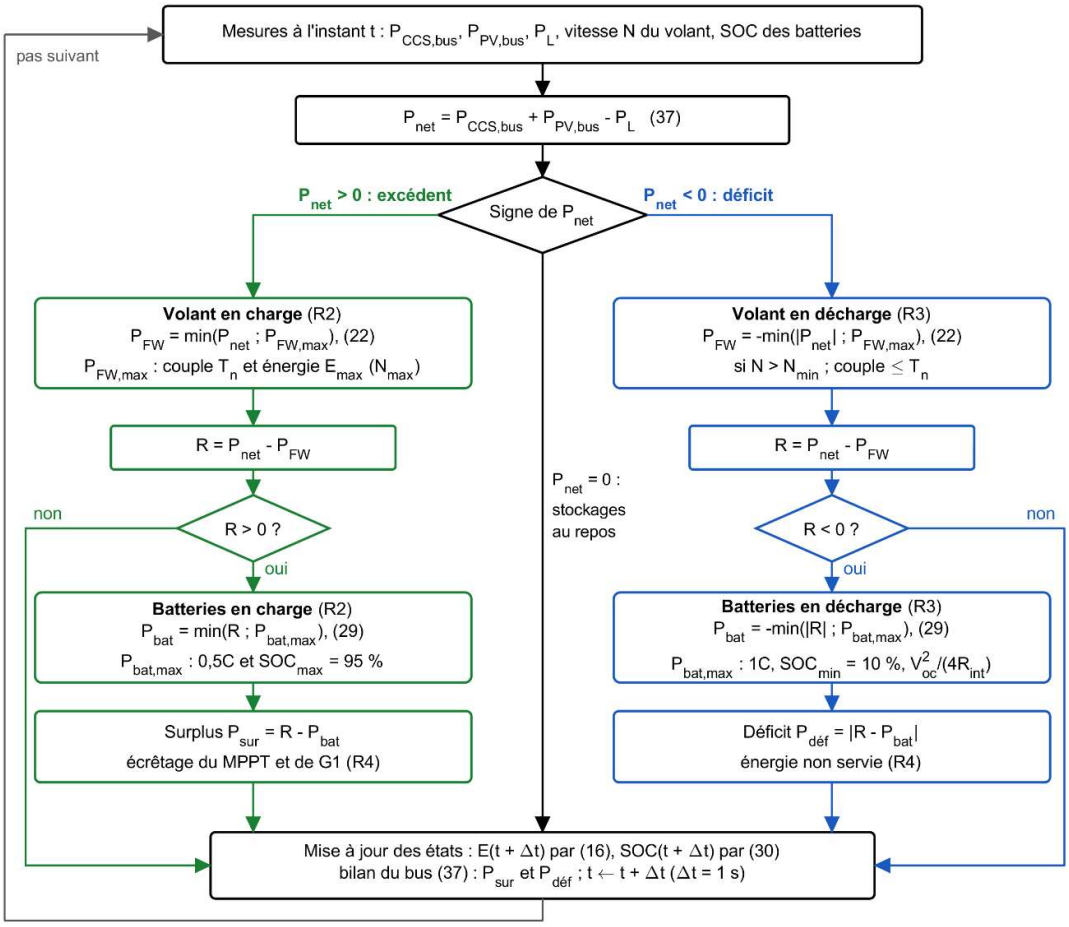


Fig. 2. Organigramme de la gestion de l'énergie appliquée à chaque pas de temps (Δt = 1 s) : signe de la puissance nette (R1), priorité au volant puis aux batteries avec report des limites (R2 à R4), surplus ou déficit, mise à jour des états et bilan du bus

Le Tableau 5 rassemble les seuils et les limites qu'utilisent ces règles, ainsi que la régulation du bus, les protections et les conditions de démarrage et d'arrêt des convertisseurs. Les limites de puissance, de courant, de vitesse et d'état de charge sont appliquées dans la simulation ; la régulation de la tension et les protections ne le sont pas, le bus étant supposé idéal, à tension constante et en équilibre instantané (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. 277-312

TABLEAU 5 : SEUILS, LIMITES, PROTECTIONS ET CONDITIONS DE MARCHE DE LA GESTION DE L'ÉNERGIE ET DU BUS CONTINU (V_{dc} = 300 V)

Organe	Grandeur	Seuil ou limite	Action ou transition
Bus continu	Tension nominale ; bande normale	300 V ; 294 à 306 V	régulation de la tension par le variateur de G2
Bus continu	Bande des batteries	306 à 312 V ; 288 à 294 V	le convertisseur des batteries régule, en charge ; en décharge
Bus continu	Écrêtage ; délestage	> 312 V ; < 288 V	MPPT hors du point de puissance maximale et réduction de G1 ; délestage (troisième article)
Bus continu	Surtension ; sous-tension	330 V ; 270 V	arrêt du MPPT et du redresseur de G1 ; arrêt de l'onduleur et du variateur
Volant et G2	Vitesse de la jante	N_{min} = 24 000 ; N_{max} = 36 000 tr·min^{-1}	fin de décharge (variateur bloqué) ; fin de charge (pertes à vide seules) (R5)
Volant et G2	Survitesse	37 000 tr·min^{-1}	freinage sur résistance (coefficient de sécurité de la jante : 3,08)
Volant et G2	Courant d'axe q ; couple	$I_q \leq I_n$ = 26,5 A ; $T \leq T_n$ = 1,59 N·m	limite $P_{FW,max}$ (R2, R3)
Volant et G2	Indice de modulation	$m \leq 1$ (0,79 à 0,97 de 330 à 270 V)	MLI vectorielle
Batteries	État de charge	SOC_{min} = 10 % ; SOC_{max} = 95 %	fin de décharge ; fin de charge (29)
Batteries	Courant du banc de 4 modules	0,5C = 200 A en charge ; 1C = 400 A en décharge	limite $P_{bat,max}$; la puissance refusée est reportée (R4)
Batteries	Puissance de décharge	$V_{oc}^2/(4R_{int})$	courant plafonné à $V_{oc}/(2R_{int})$ (29)
Batteries	Tension de cellule (BMS)	2,50 à 3,65 V	ouverture du contacteur du banc
DC/DC des batteries	Tension du banc ; rapport V_{dc}/V_{banc}	40 à 60 V ; 4,5 à 8,3 (5,3 à 6,2 en bande normale)	arrêt du convertisseur hors de la plage
DC/DC des batteries	Puissance assignée	6 kW	pointes simulées : 5,0 kW en charge, 2,8 kW en décharge
MPPT du champ PV	Démarrage ; arrêt	$G_\beta \geq 50$ W·m^{-2} et $V_{chaîne} \geq$ 145 V ; $V_{chaîne}$ < 145 V	énergie produite sous le seuil : 0,27 % (janvier), 0,12 % (octobre)

Organe	Grandeur	Seuil ou limite	Action ou transition
MPPT du champ PV	Tension d'entrée ; puissance	145 à 500 V ; 8,9 kW (8 chaînes, octobre)	V_{oc} de la chaîne (240,8 V) < 270 V : élévateur commandable
Redresseur de G1	Puissance livrée au bus	8,7 kW (tour de 105 m, octobre)	écrêtage au-dessus de 312 V
Mise en service	Précharge ; lancement du volant	bus à 294 V ; 0 à 24 000 tr·min^{-1} (12,4 kWh)	précharge par le convertisseur des batteries, puis lancement du volant, puis démarrage des sources

En pratique, la hiérarchie des règles R2 et R3 peut être réalisée sans liaison de communication rapide, par des bandes de tension décalées. Dans la bande normale, de 294 à 306 V (300 V ± 2 %), le variateur de G2 régule la tension du bus : sa boucle de tension fournit la consigne de courant d'axe q, bornée à I_n. Quand le volant atteint une butée (N_{max}, N_{min} ou I_n), la tension sort de cette bande et le convertisseur des batteries prend la régulation, en charge au-dessus de 306 V et en décharge au-dessous de 294 V. Si les batteries sont à leur tour en butée, la tension continue de monter ou de baisser : au-dessus de 312 V, le MPPT quitte le point de puissance maximale et la commande de G1 réduit la puissance de la turbine ; au-dessous de 288 V, les charges sont délestées. En régime quasi-statique, ce partage par bandes donne la même répartition que la règle simulée, dont il constitue une mise en œuvre possible ; sa dynamique (stabilité des boucles, capacité du bus) reste à étudier.

La mise en service suit un ordre fixe : précharge du bus par le convertisseur des batteries, à travers une résistance, jusqu'à 294 V ; lancement du volant en moteur jusqu'à N_{min}, qui demande 12,4 kWh pour J = 14,1 kg·m², prélevés de préférence sur l'excédent d'une journée ; puis démarrage des sources. Le MPPT démarre quand l'éclairement du plan des modules atteint 50 W·m^{-2} et que la tension de chaîne dépasse 145 V ; la simulation n'applique pas ce seuil, mais l'énergie produite en dessous ne représente que 0,27 % de la production PV en janvier et 0,12 % en octobre. Les protections isolent l'organe en cause : surtension du bus à 330 V (arrêt du MPPT et du redresseur de G1), sous-tension à 270 V (arrêt de l'onduleur et du variateur), survitesse du volant à 37 000 tr·min^{-1} (freinage sur résistance, la jante gardant un coefficient de sécurité de 3,08), tension de cellule hors de 2,50–3,65 V (ouverture du contacteur du banc par le BMS).

Les bilans d'énergie se vérifient à trois niveaux sur chaque journée simulée. Pour le bus, $E_{CCS,bus} + E_{PV,bus} = E_L + \Delta E_{FW} + \Delta E_{bat} + E_{sur} - E_{déf}$, où ΔE_{FW} et ΔE_{bat} désignent l'énergie absorbée moins l'énergie restituée par chaque stockage. Pour le volant, ΔE_{FW} égale la somme des pertes du variateur, des pertes cuivre (21), des pertes à vide (16) et de la variation d'énergie cinétique. Pour les batteries, ΔE_{bat} égale la somme des pertes du convertisseur et des pertes Joule (31), des pertes coulombiennes et de l'autodécharge (30), et de la variation d'énergie chimique, cumul de V_{oc} ΔQ. Les résidus de ces trois bilans figurent au Tableau 12 (III-D). Le troisième article évalue cette règle ; le présent article vérifie que chaque organe peut tenir le rôle qu'elle lui attribue, puis l'applique aux couplages des sources et des stockages (III-D).

C. Validation des modèles

Pour chacun des dix-huit critères V1 à V18, le Tableau 6 précise la grandeur contrôlée, le modèle concerné et le seuil d'acceptation ; le Tableau 13 (III-E) donne le résultat obtenu.

TABLEAU 6 : CRITÈRES DE VALIDATION DES MODÈLES ET DE LA CONFIGURATION

N°	Critère (grandeur contrôlée)	Modèle concerné	Seuil d'acceptation
V1	Énergie journalière de la charge	Charge, éq. (8)	29,04 kWh
V2	Cohérence du gisement horizontal	Rayonnement, éq. (1) à (4)	$0 < K_T < 1$; $H = H_b + H_d$
V3	Cohérence du plan incliné	Rayonnement, éq. (5) et (6)	R_b au midi = $\cos(\varphi + \beta - \delta)/\cos(\varphi - \delta)$ à 1 % près ; H_β = somme des composantes
V4	Proportionnalité de la puissance à l'éclairement	Tour, éq. (9)	$P_{CCS} = k\ G$, écart ≤ 0,1 %
V5	Vitesse de l'air à vide (relation de Torricelli)	Tour, éq. (10)	écart ≤ 1 %
V6	Échauffement et vitesse de l'air de Manzanares	Tour, éq. (10) [3], [16]	écart ≤ 10 %
V7	Rendement global (borne de Schlaich)	Tour, éq. (9) [5]	$\eta_{CCS} \leq 0{,}101$ %
V8	Puissance électrique de Manzanares	Tour, éq. (9) [3], [16]	≈ 50 kW (± 30 %)
V9	Points de la fiche et puissance crête du module	Module PV, éq. (12) et (13)	écart ≤ 1 % ; P_{max} à 0,1 %
V10	Coefficient de température ; convergence de Newton–Raphson	Module PV, éq. (12) et (13)	−0,50 à −0,40 %.°C^{-1} ; courbes continues
V11	Tension de cellule aux régimes extrêmes	Batteries, éq. (25) et (26)	2,50 à 3,65 V
V12	Rendement aller-retour (0,2C à 0,5C)	Batteries, éq. (26) à (31)	90 à 96 %
V13	Tension de circuit ouvert de la chaîne à 15 °C	Chaîne PV, éq. (33)	$< V_{dc}$ et ≤ 500 V
V14	Tension minimale de la chaîne au point de puissance maximale	Chaîne PV, éq. (34)	≥ 145 V
V15	Tension du bus et f.é.m. composée crête de G2	Machine G2, éq. (23) et (36)	$V_{dc} \geq E_{LL}$
V16	Indice de modulation du variateur	Variateur, éq. (24)	$m \leq 1$
V17	Tension du banc de batteries (plage du DC/DC)	Batteries, éq. (26)	40 à 60 V
V18	Coefficient de sécurité de la jante	Volant, éq. (17)	≥ 3

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. 277-312

III. RÉSULTATS

A. Gisement solaire

Les simulations portent sur janvier (jour représentatif nj = 17) et sur octobre (nj = 288), dans l'année moyenne. Le soleil culmine 5,2° au sud du zénith en janvier et 6,1° au nord en octobre ; il se lève à 5 h 40, passe au méridien à 12 h 05 et se couche à 18 h 29 en janvier, contre 5 h 29, 11 h 40 et 17 h 51 en octobre (heure légale).

Avec l'insolation moyenne de janvier (5,46 h.j-1), l'indice de clarté ne vaut que 0,501 et la fraction diffuse atteint 44 % ; en octobre (10,47 h.j-1), il monte à 0,720 et la fraction diffuse tombe à 31 % (Fig. 3 c). Sur le plan horizontal du collecteur, l'irradiation journalière vaut 5,64 kWh.m-² en janvier et 7,66 kWh.m-² en octobre. Sur le plan des modules, elle atteint 5,31 et 7,51 kWh.m-² : l'inclinaison de 16° vers le nord fait perdre 5,9 % en janvier et 1,9 % en octobre. Au midi solaire, l'éclairement global atteint 760 W.m-² sur le plan horizontal et 730 W.m-² sur celui des modules en janvier, contre 1 065 et 1 060 W.m-² en octobre ; l'éclairement direct horizontal plafonne à 453 et 765 W.m-².

Sur l'année (Fig. 3), l'irradiation extraterrestre H_0 varie de 7,26 kWh/m² (juin) à 11,28 kWh/m² (décembre), et l'indice de clarté de 0,50 (janvier) à 0,72 (octobre) ; la fraction diffuse évolue en sens inverse, de 44 % en janvier à 30 % en mai et en juin (Fig. 3 c). Le gisement journalier du collecteur horizontal va de 4,88 kWh/m² (juin) à 7,66 kWh/m² (octobre) en année moyenne, soit 6,12 kWh/m² par jour et 2 233 kWh/m² par an, et de 4,32 kWh/m² (juillet) à 7,36 kWh/m² (octobre) dans l'année la plus défavorable, formée du minimum de chaque mois (Fig. 3 a et d). La composante directe en fournit 56 % en janvier et près de 70 % d'avril à octobre. Sur le plan incliné (Fig. 3 b), le minimum se déplace en janvier (5,31 kWh/m² en moyenne et 4,29 kWh/m² dans l'année défavorable), au cœur de la saison des pluies, et le maximum reste en octobre (7,51 et 7,22 kWh/m²) ; la moyenne annuelle y atteint 6,29 kWh/m² par jour (2 297 kWh/m² par an), et la part réfléchie par le sol ne dépasse pas 0,05 kWh/m². Le mois le plus défavorable n'est donc pas le même pour les deux sources : l'hiver austral, avec un soleil bas, pénalise le collecteur horizontal, et la nébulosité de la saison des pluies pénalise les modules. Octobre, à la fin de la saison sèche, est le mois le plus favorable pour les deux, avec 1,7 fois le gisement du mois le plus défavorable.

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. 277-312

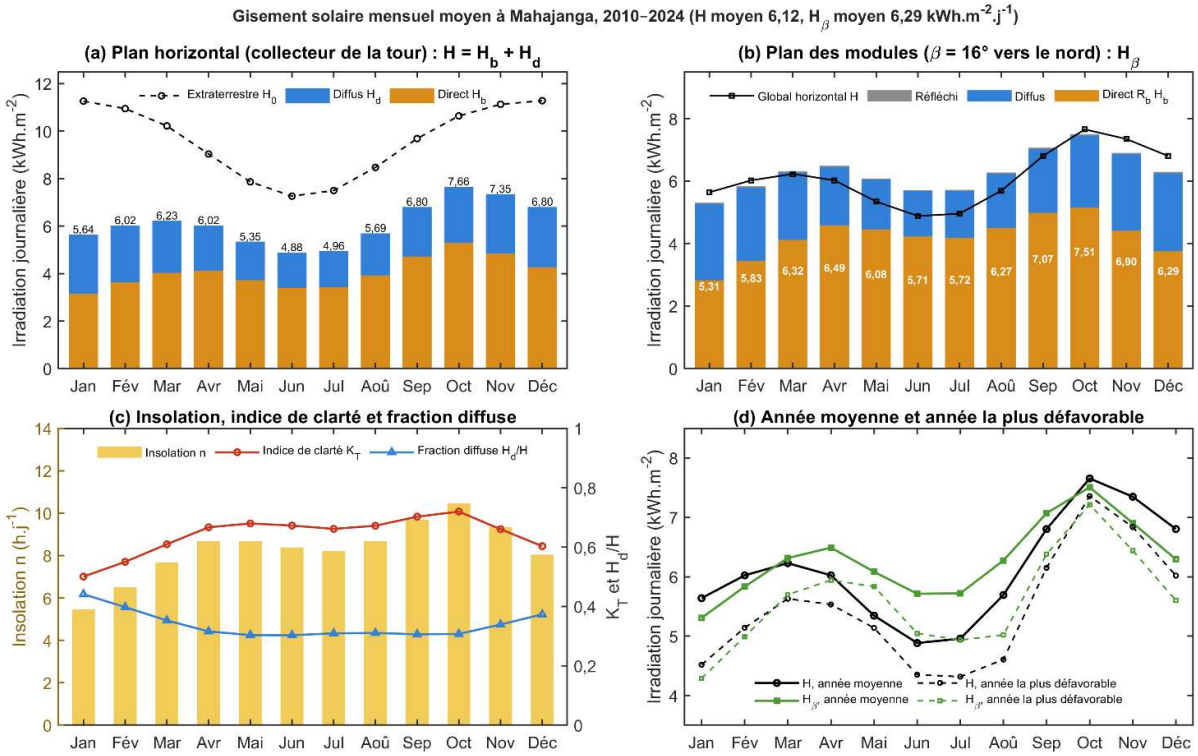


Fig. 3. Gisement solaire mensuel moyen à Mahajanga (ASECNA 2010–2024 ; Ångström–Prescott selon Glover et McCulloch, Collares-Pereira et Rabl, Liu et Jordan) : (a) irradiation journalière directe et diffuse sur le plan horizontal du collecteur et irradiation extraterrestre, (b) irradiation directe, diffuse et réfléchie sur le plan des modules inclinés de 16° vers le nord, comparée au global horizontal, (c) insolation, indice de clarté et fraction diffuse, (d) année moyenne et année la plus défavorable

Au midi solaire, Rb vaut 0,936 en janvier et 0,991 en octobre, exactement les valeurs analytiques $\cos(\varphi + \beta - \delta)/\cos(\varphi - \delta)$ (V3) : le soleil passant près du zénith, un plan tourné vers le nord reçoit le rayonnement direct sous une incidence moins favorable que l'horizontale, surtout en janvier, où il culmine au sud. Rb chute près du lever et du coucher, quand le soleil passe derrière le plan des modules (Fig. 4 c). Les composantes se referment à la précision numérique près sur les deux plans (V2 et V3).

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. 277-312

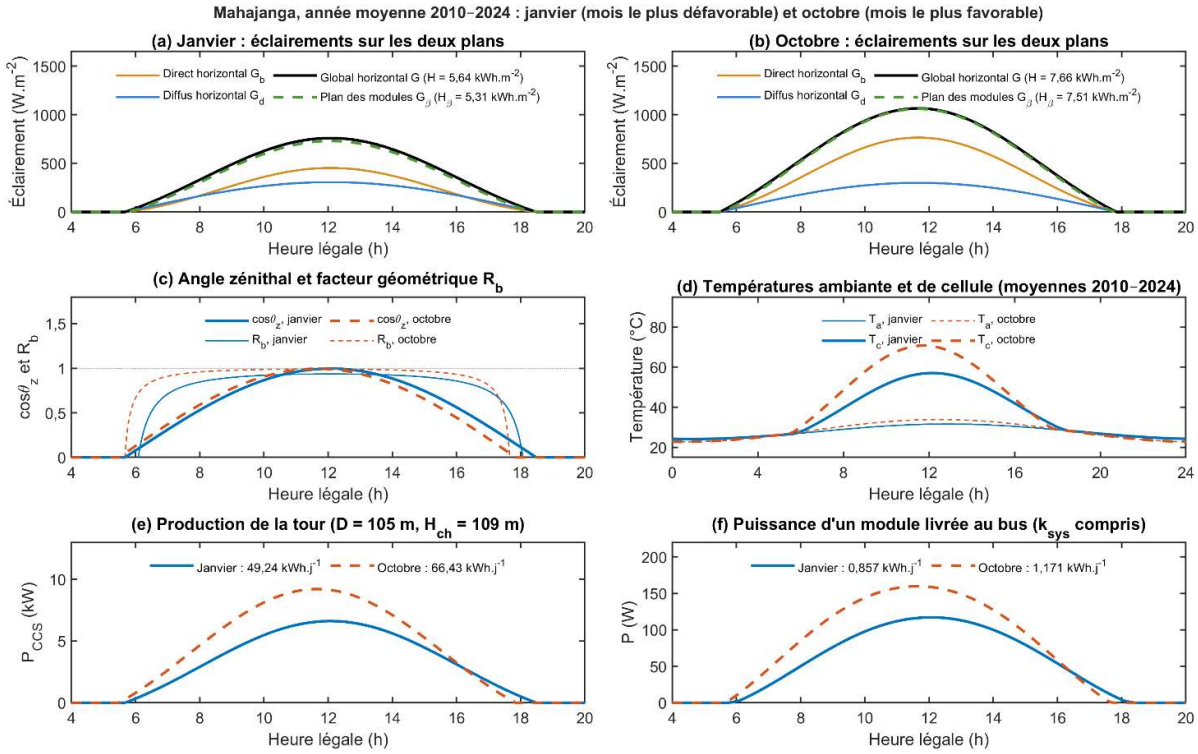


Fig. 4. Janvier (mois le plus défavorable) et octobre (mois le plus favorable), année moyenne 2010–2024 (Glover et McCulloch, Liu et Jordan, Collares-Pereira et Rabl) : (a, b) composantes de l'éclairement sur le plan horizontal du collecteur et sur le plan incliné des modules, (c) angle zénithal et facteur Rb, (d) températures ambiante et de cellule, (e) production de la tour (D = 105 m) et (f) puissance d'un module livrée au bus

B. Profil de charge

Sur la journée, l'énergie consommée atteint 29,04 kWh, valeur que l'interpolation au pas d'une seconde conserve (V1).

La puissance installée s'élève à 2 805 W, dont 2 343 W en alternatif et 462 W en continu, pour 29,04 kWh.j^{-1} (Tableau 2 et Fig. 5). L'alternatif représente 85 % de l'énergie. Une fois le soleil couché, entre 18 h et 22 h, le laboratoire consomme encore 6,48 kWh, soit 22 % de l'énergie journalière ; quant à la pointe de 16 h à 18 h, elle coïncide avec le déclin de la production solaire. Au fil de la journée, la charge démarre à 8 h vers 2 000 W, atteint 2 695 W de 9 h à 12 h, retombe à 485 W pendant la pause de midi, puis culmine à 2 805 W de 16 h à 18 h (Fig. 5 a) ; à 18 h, 78 % de l'énergie journalière est déjà consommée (Fig. 5 b).

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. 277-312

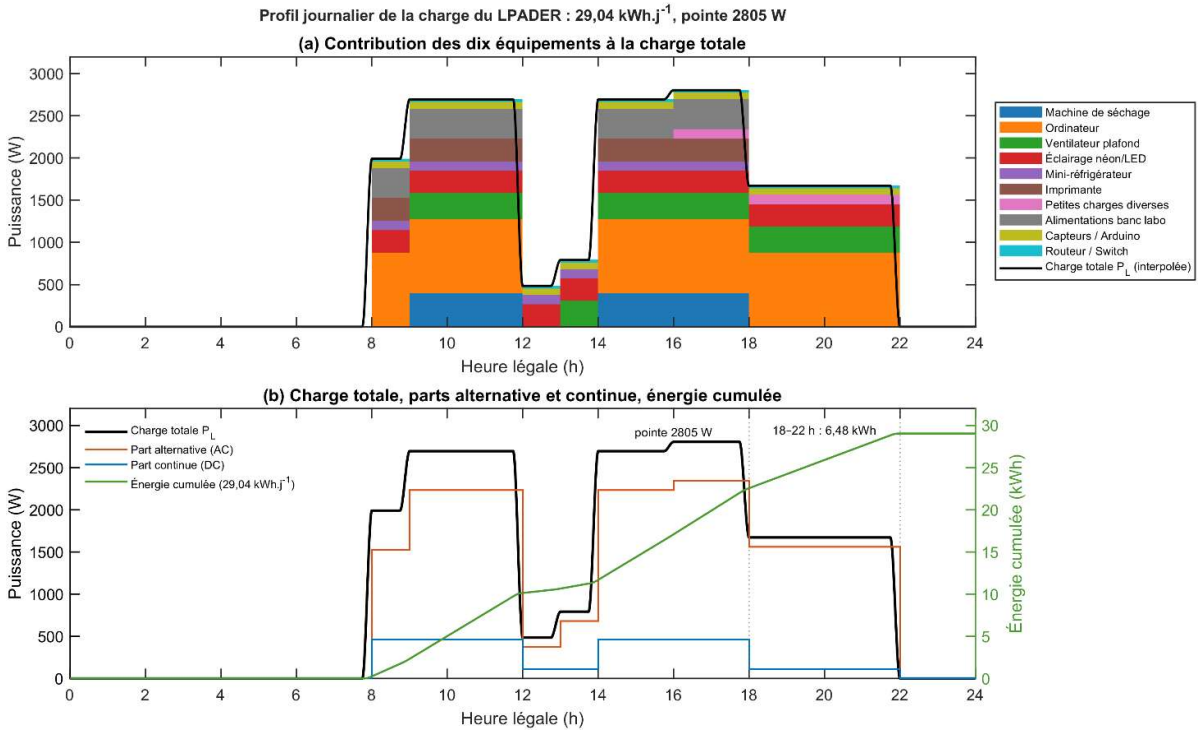


Fig. 5. Profil journalier de la charge du LPADER (29,04 kWh·j⁻¹, pointe de 2 805 W) : (a) contribution des dix équipements du Tableau 2, au pas de 15 min, et charge totale interpolée (8), (b) charge totale, parts alternative et continue, et énergie cumulée

C. Validation des modèles des sous-systèmes

Les modèles des quatre sous-systèmes sont validés un à un d'après les critères définis en II-C : la tour, le module et le champ photovoltaïque, le volant avec sa machine synchrone, puis les batteries.

1. Centrale à cheminée solaire

a) Rendements et caractéristiques de la tour.

Le Tableau 7 rassemble les rendements de la chaîne de conversion. Pour une cheminée de 109 m, le rendement de la cheminée vaut 0,351 % à la température de référence de 30 °C ; combiné au rendement du collecteur (0,60) et à celui de la turbine-génératrice (γ ηtg = 2/3 × 0,72 = 0,48), il donne un rendement global de 0,101 %, égal à la borne de Schlaich (V7) et proche de celui de Manzanares (0,105 %). Pour le collecteur de 105,0 m retenu dans le deuxième article (8 659 m²), la pente théorique de la caractéristique vaut donc k = ηCCS Acoll = 8,753 W.(W.m-²)-1, et la pente simulée lui est égale à mieux que 0,1 % près (V4) : la puissance de la tour suit bien une droite passant par l'origine (Fig. 6 b). Avec ce collecteur et la température horaire du mois, la tour produit 49,24 kWh par jour en janvier et 66,43 kWh en octobre, soit 1,35 fois plus, avec des pointes de 6 616 et 9 210 W (Fig. 4 e).

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. 277-312

TABLEAU 7 : RENDEMENTS ET GRANDEURS CARACTÉRISTIQUES DE LA TOUR (H_{ch} = 109 m)

Grandeur	**Expression**	**Valeur**
Rendement du collecteur	η_{coll}	0,60
Rendement de la cheminée	$\eta_{cm} = g\, H_{ch}/(c_p\, T_{amb})$	0,351 % (30 °C)
Rendement turbine-génératrice	$\gamma\, \eta_{tg} = (2/3) \times 0{,}72$	0,48
Rendement global simulé	$\eta_{CCS} = \gamma\, \eta_{tg}\, \eta_{cm}\, \eta_{coll}$	0,101 %
Borne de Schlaich	$(2/3)\, \eta_{coll}\, \eta_{cm}\, \eta_{tg}$	0,101 %
Pente théorique (D = 105,0 m)	$k = \eta_{CCS}\, A_{coll}$	8,753 $W.(W.m^{-2})^{-1}$
Pente simulée (D = 105,0 m)	max P_{CCS} / max G	8,753 $W.(W.m^{-2})^{-1}$
Échauffement et vitesse à vide : janvier (760 W.m-2) / octobre (1 065 W.m-2)	ΔT_0 ; u_0	25,01 K ; 13,28 $m.s^{-1}$ / 31,33 K ; 14,87 $m.s^{-1}$
Vitesse de Torricelli	$(2\, g\, H_{ch}\, \Delta T_0 / T_{amb})^{1/2}$	14,87 $m.s^{-1}$ (octobre)
Production journalière : janvier / octobre	$\int P_{CCS}\, dt$	49,24 / 66,43 kWh

Sous l'éclairement maximal d'octobre (1 065 $W \cdot m^{-2}$), l'air s'échauffe de 31,33 K à vide sous le collecteur et circule à 14,87 $m \cdot s^{-1}$ dans la cheminée ; sous celui de janvier (760 $W \cdot m^{-2}$), ces valeurs tombent à 25,01 K et 13,28 $m \cdot s^{-1}$. Calculée indépendamment à partir de l'échauffement d'octobre, la relation de Torricelli donne la même vitesse (V5). Le plancher de 4 $m \cdot s^{-1}$ n'intervient qu'en dessous de 21 $W \cdot m^{-2}$, au lever et au coucher du soleil (Fig. 6a), et il réduit alors l'échauffement sans toucher à la puissance. Le rendement de la cheminée croît linéairement avec la hauteur (Fig. 6c).

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. 277-312

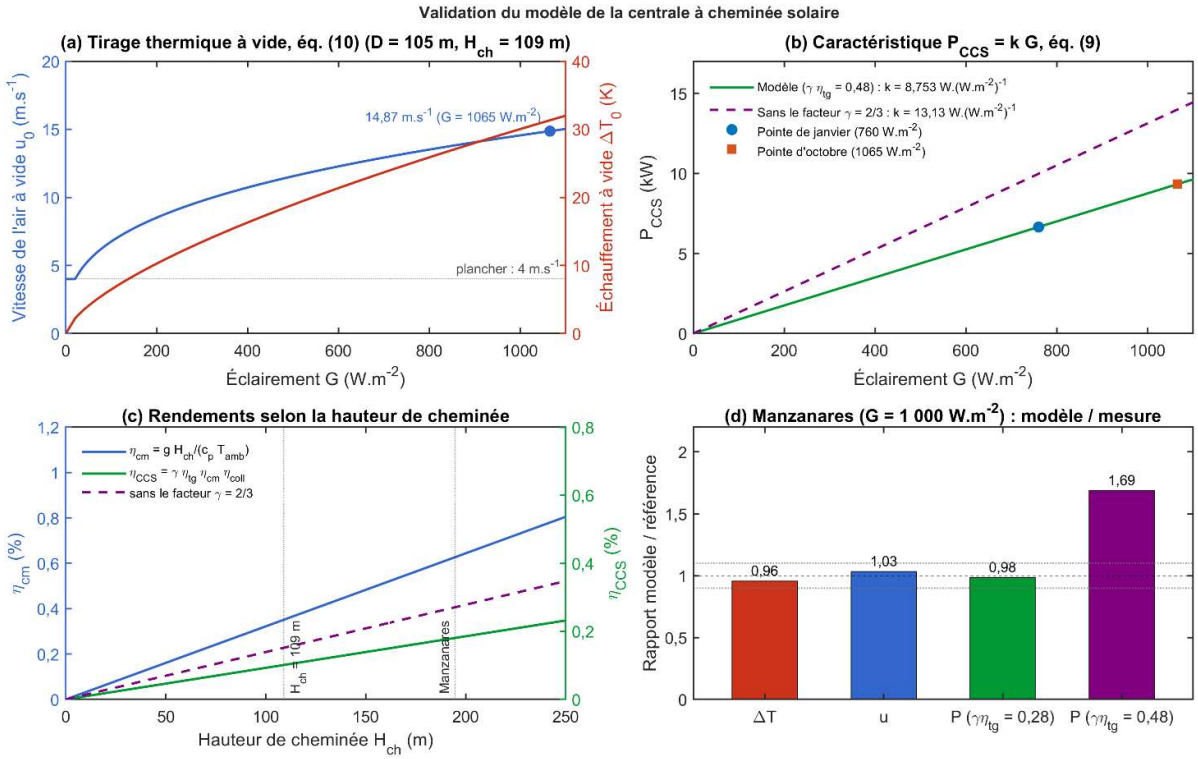


Fig. 6. Validation du modèle de la centrale à cheminée solaire (D = 105 m, température de référence de 30 °C) : (a) tirage thermique en fonction de l'éclairement, (b) caractéristique $P_{CCS} = f(G)$ avec et sans le facteur 2/3 de Schlaich, (c) rendements selon la hauteur de cheminée, (d) rapport modèle / référence pour le prototype de Manzanares

b) Cas de référence de Manzanares.

Appliqué au prototype de Manzanares sous 1 000 W·m⁻², le modèle donne un échauffement de 19,1 K et une vitesse de l'air de 15,5 m·s⁻¹, contre environ 20 K et 15 m·s⁻¹ mesurés sans charge, soit des écarts de −4,5 % et +3,4 % (Tableau 8 et Fig. 6d). Sa partie thermo-aéraulique reproduit donc le comportement du prototype (V6). Pour la puissance, la turbine mono-pale de Manzanares n'a pas le rendement de la turbine G1 du LPADER : avec $\eta_{tg} = 0,42$, soit $\gamma\,\eta_{tg} = 0,28$ au lieu de 0,48 pour la tour, le modèle donne 49,2 kW pour une puissance nominale d'environ 50 kW, soit −1,6 % (V8). Avec le rendement de la turbine G1 ($\gamma\,\eta_{tg} = 0,48$), il donnerait 84,4 kW, soit 1,69 fois la référence.

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. 277-312

TABLEAU 8 : CAS DE RÉFÉRENCE DE MANZANARES (G = 1 000 W.m^{-2}) [3], [16]

Grandeur	**Référence**	**Modèle**	**Écart**
Hauteur / rayon de la cheminée	194,6 m / 5,08 m	idem	–
Diamètre du collecteur	244 m	idem	–
Échauffement de l'air ΔT	≈ 20 K	19,1 K	−4,5 %
Vitesse de l'air sans charge	≈ 15 m.s^{-1}	15,5 m.s^{-1}	+3,4 %
Puissance électrique ($\gamma\ \eta_{tg}$ = 0,28)	≈ 50 kW	49,2 kW	−1,6 %
Puissance avec $\gamma\ \eta_{tg}$ = 0,48 (turbine G1)	≈ 50 kW	84,4 kW	× 1,69

2. Module et champ photovoltaïques

a) Module KD210GH-2PU.

La méthode de Villalva aboutit à n_{id} = 1,30, R_s = 0,214 Ω et R_{sh} = 218 Ω. Aux conditions STC, le modèle donne I_{sc} = 8,580 A, V_{mp} = 26,60 V, I_{mp} = 7,895 A et V_{oc} = 33,20 V, pour une puissance maximale de 210,01 W, à 0,004 % de la fiche (V9). La puissance maximale suit presque proportionnellement l'éclairement, de 37,3 W à 200 W.m^{-2} à 210,0 W à 1 000 W.m^{-2}, tandis que la tension de circuit ouvert passe de 30,3 à 33,2 V. À 1 000 W.m^{-2}, la puissance tombe de 210,0 à 172,0 W quand la température de cellule passe de 25 à 65 °C, soit un coefficient de −0,45 %.°C^{-1}, dans la plage attendue ; Newton–Raphson converge en tout point, et les courbes I-V et P-V ne présentent aucune discontinuité (V10, Fig. 7). En fonctionnement, avec la température ambiante horaire du mois, la température de cellule atteint 57,0 °C en janvier et 70,7 °C en octobre, et un module livre au bus 0,857 kWh par jour en janvier et 1,171 kWh en octobre, soit 1,37 fois plus, facteur ksys compris (Fig. 4 f).

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. 277-312

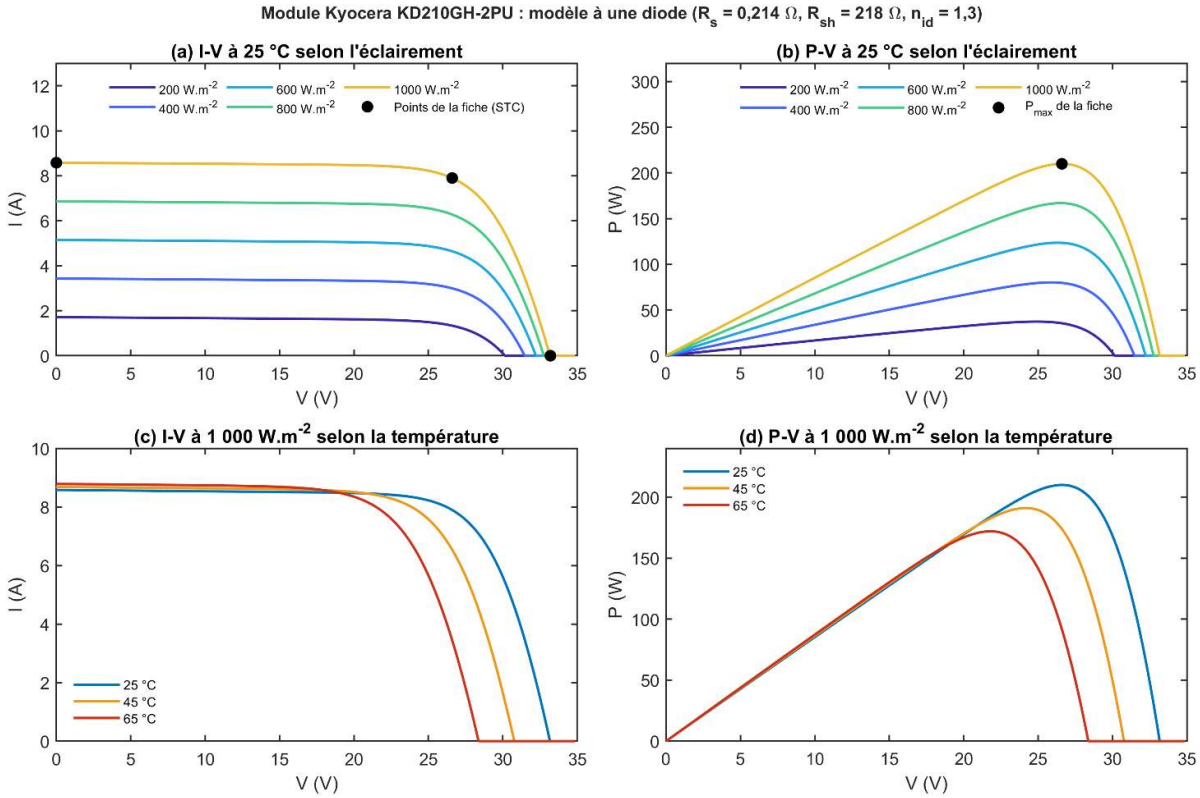


Fig. 7. Caractéristiques I–V et P–V du module KD210GH-2PU selon l'éclairement (25 °C) et la température (1 000 W.m⁻²), avec les points de la fiche constructeur

b) Chaînes et convertisseur MPPT.

Le Tableau 9 confronte plusieurs valeurs de Ns aux contraintes (33) et (34). Par module, la tension de circuit ouvert vaut 34,4 V à 15 °C, et la tension au point de puissance maximale descend au plus bas à 21,09 V en fonctionnement, aux heures chaudes d'octobre, quand les cellules atteignent 70,7 °C. Avec six modules en série, la tension de chaîne tomberait à 127 V, ce qui est insuffisant ; avec neuf, l'élévateur deviendrait inopérant, puisque la tension de circuit ouvert (309,6 V) dépasserait celle du bus. Sept et huit modules respectent toutes les contraintes. Nous retenons Ns = 7. Pour Ns = 7, la tension de circuit ouvert (240,8 V) reste bien en dessous de la tension du bus (300 V), de la limite du convertisseur (500 V) et de celle des modules (600 V) (V13) ; la tension minimale de chaîne (147,6 V en octobre, 148,5 V en janvier) reste au-dessus du seuil bas du MPPT (145 V), avec 2,6 V de marge (V14).

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. 277-312

TABLEAU 9 : CHOIX DU NOMBRE DE MODULES EN SÉRIE (V_{dc} = 300 V)

N_s	$N_s \cdot V_{oc}$ à 15 °C (V)	$N_s \cdot V_{mp,min}$ (V)	Verdict
6	206,4	126,5	Vmp,min < 145 V (écart de 18,5 V)
7 (retenu)	240,8	147,6	Vmp,min ≥ 145 V (marge de 2,6 V)
8	275,2	168,7	toutes les contraintes sont respectées
9	309,6	189,8	$V_{oc} > V_{dc}$: élévateur inopérant

En octobre, ce minimum survient aux heures chaudes : à 1 000 W·m⁻² et à la température de cellule maximale d'octobre (70,7 °C), la tension de chaîne au point de puissance maximale tombe à 147,8 V. En janvier, il apparaît aux faibles éclairements du lever et du coucher. Avec un convertisseur à seuil de 150 V, la chaîne passerait en dessous de Gβ ≤ 55 W·m⁻² en janvier, soit 0,03 % de l'énergie produite, mais pendant les heures chaudes d'octobre, soit 32,1 % de l'énergie du mois : un tel seuil ne conviendrait donc pas. En fonctionnement, la tension d'entrée du convertisseur reste entre 147,6 et 165,6 V, si bien que le rapport cyclique de l'élévateur varie de 0,51 à 0,45, loin des valeurs extrêmes qui dégraderaient son rendement [36].

3. Volant d'inertie et machine synchrone

La jante mesure 360 mm de diamètre extérieur et 270 mm de diamètre intérieur ; elle tourne entre 24 000 et 36 000 tr.min^{-1}. À pleine vitesse, sa vitesse périphérique atteint 679 m.s^{-1} et la contrainte tangentielle 737 MPa. Avec une résistance à la rupture de 2 400 MPa, le coefficient de sécurité vaut 3,26, au-dessus du minimum de 3 que nous avons fixé (V18). La contrainte radiale maximale du disque épais (17), de 19,0 MPa, ne représente que 2,6 % de la contrainte circonférentielle. La plage de vitesse entraîne aussi un talon d'énergie : à 24 000 tr.min^{-1}, il reste $(N_{min}/N_{max})^2$ = 44,4 % de l'énergie à pleine vitesse, et seule la fraction complémentaire, 55,6 %, est utilisable.

Côté machine, la constante de couple vaut K_t = 1,5 × 2 × 0,020 = 0,060 N.m.A^{-1}. À 36 000 tr.min^{-1}, la f.é.m. crête simple atteint p Ω_{max} λ_{pm} = 2 × 3 770 × 0,020 ≈ 151 V, et la f.é.m. composée $E_{LL} = \sqrt{3} \times 151 \approx 261\,\text{V}$. Le bus de 300 V satisfait donc la condition V15, avec un indice de modulation m = 261/300 = 0,87 (V16). Une MLI sinusoïdale, limitée à (√3/2) V_{dc} ≈ 260 V en tension composée crête, ne suffirait pas : il faut une MLI vectorielle [33].

4. Batteries LiFePO4

Le Tableau 10 et la Fig. 8 résument la validation du modèle sur un module de 51,2 V et 100 Ah (R_{mod} = 14,8 mΩ). Sur la fenêtre d'exploitation (SOC de 10 à 95 %), la f.é.m. du module varie de 50,88 à 54,32 V. La courbe reste presque plate entre 20 et 90 % (Fig. 8 a). Aux régimes extrêmes, la tension aux bornes va de 49,40 V, en décharge à 1C à 10 % d'état de charge, à 55,06 V, en charge à 0,5C à 95 %, soit 3,088 à 3,441 V par cellule, à l'intérieur des limites de 2,50 et 3,65 V (V11). Elle reste aussi dans la plage d'entrée du convertisseur DC/DC (V17), avec un rapport de conversion compris entre 5,45 et 6,07.

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. 277-312

TABLEAU 10 : RÉSULTATS DE LA VALIDATION DU MODÈLE DES BATTERIES (UN MODULE 16S, 51,2 V / 100 Ah)

Grandeur	**Valeur**
F.é.m. du module sur la fenêtre de SOC (10 à 95 %)	50,88 à 54,32 V
Tension aux bornes en charge à 0,5C / en décharge à 1C	51,62 à 55,06 V / 49,40 à 52,84 V
Tension par cellule aux extrêmes (limites 2,50 à 3,65 V)	3,088 à 3,441 V
Rapport de conversion V_{dc} / V_{banc}	5,45 à 6,07
Rendement aller-retour bus → bus à 0,10C / 0,19C / 0,29C / 0,38C / 0,47C	94,99 / 94,51 / 94,02 / 93,52 / 93,02 %
Résidu du bilan (31) sur un cycle complet	$< 10^{-12}$ kWh
Demande de 5 kW en charge sur un module à SOC = 50 %	courant borné à 50,0 A (0,5C) ; 2 723 W acceptés, 2 277 W refusés

Le rendement aller-retour d'un module passe de 94,99 % à 0,10C à 93,02 % à 0,47C (Fig. 8c) : il reste donc entre 93,0 et 94,5 % pour les régimes de 0,2C à 0,5C (V12). À chaque cycle, le bilan (31) se ferme avec un résidu inférieur à 10^{-12} kWh. Enfin, si l'on demande 5 kW en charge à un module à demi chargé, le courant est écrêté à 50,0 A, soit 0,5C : le module absorbe 2 723 W, et les 2 277 W restants sont refusés et renvoyés vers le surplus (Fig. 8 d), comme le prévoit l'équation (29).

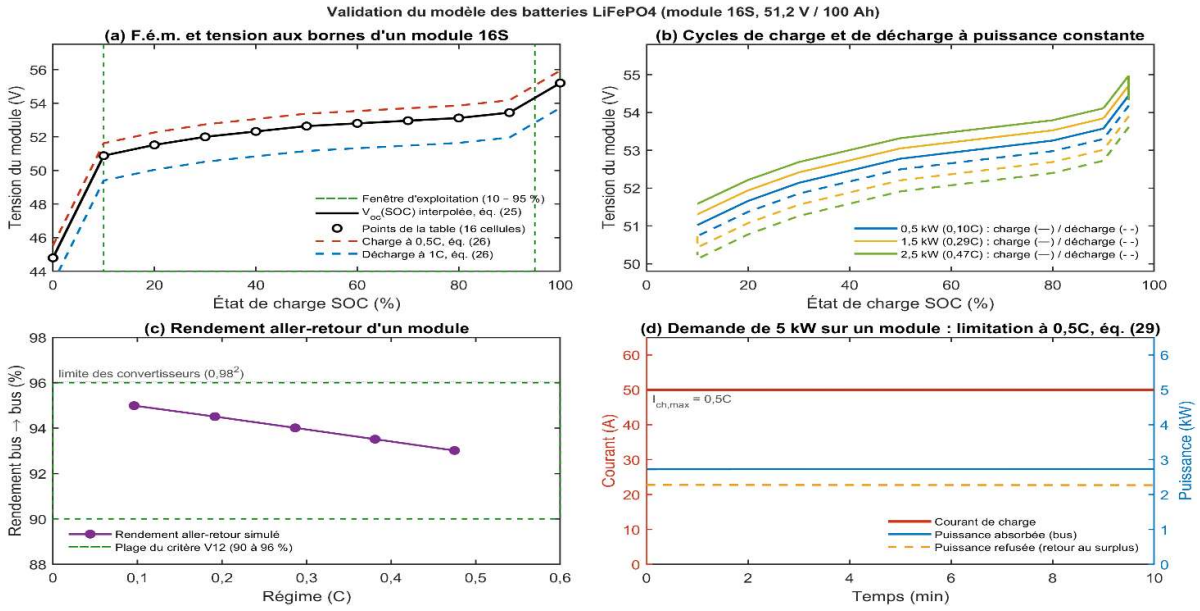


Fig. 8. Validation du modèle des batteries LiFePO4 (module 16S, 51,2 V / 100 Ah) : (a) f.é.m. et tension aux bornes selon l'état de charge, (b) cycles de charge et de décharge à puissance constante, (c) rendement aller-retour selon le régime, (d) limitation du courant de charge à 0,5C

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. 277-312

D. Couplages des sources et des stockages

Chaque source a ensuite été couplée à chaque stockage sur le bus de 300 V, sous la gestion hiérarchique décrite en II-B.9, avec les dimensions retenues au deuxième article : une tour de 105 m ou un champ PV de huit chaînes de sept modules pour une source seule, un volant de 14,1 kg·m² entraîné par une machine G2 de 6,0 kW, et un banc de quatre modules de batteries (20,48 kWh). Les deux sources réunies reprennent les dimensions du système complet de ce même article, soit une tour de 65 m et quatre chaînes. Conformément à (9) et (37), chaque source entre dans le bilan du bus par la puissance qu'elle y livre : pour la tour de 105 m, $P_{CCS,bus} = 0{,}96 \times 0{,}98 \times P_{CCS}$ vaut 46,32 kWh·j^{-1} en janvier et 62,50 kWh·j^{-1} en octobre, contre 49,24 et 66,43 kWh·j^{-1} en sortie de la turbine-génératrice (III-C.1), et la puissance du champ PV comprend déjà le facteur k_{sys} (14). Les neuf couplages possibles ont été simulés pour les journées types de janvier et d'octobre, avec la charge du laboratoire sans marge, soit 29,04 kWh·j^{-1} et une pointe de 2 805 W (Tableau 2). Avec un seul stockage, la journée est simulée en régime établi ; avec deux, la quatrième de quatre journées identiques est retenue. Le Tableau 11 réunit les bilans journaliers, et la Fig. 9 montre les quatre couplages d'une source et d'un stockage en janvier.

TABLEAU 11 : COUPLAGES DES SOURCES ET DES STOCKAGES (JOURNÉES TYPES DE JANVIER ET D'OCTOBRE, ANNÉE MOYENNE, CHARGE DU LABORATOIRE DE 29,04 kWh·j^{-1})

Couplage	**Mois**	**Production (kWh·j^{-1})**	**Énergie restituée par le stockage (kWh·j^{-1})**	**Rendement du stockage (%)**	**Taux de couverture (%)**	**Surplus (kWh·j^{-1})**	**État de charge minimal (%), volant / batteries**
Tour + volant	Janvier	46,32	8,53	88,7	100	16,20	41,3
	Octobre	62,50	9,29	89,0	100	32,31	36,2
Tour + batteries	Janvier	46,32	8,53	94,9	100	16,83	53,9
	Octobre	62,50	9,29	94,8	100	32,95	50,2
PV + volant	Janvier	47,98	8,80	88,9	100	17,84	39,5
	Octobre	65,58	9,42	89,0	100	35,38	35,4
PV + batteries	Janvier	47,98	8,80	94,9	100	18,47	52,6
	Octobre	65,58	9,42	94,8	100	36,02	49,6
Tour + PV + volant	Janvier	41,74	9,06	89,1	100	11,59	37,7
	Octobre	56,74	9,64	89,2	100	26,53	34,0
Tour + PV + batteries	Janvier	41,74	9,06	95,0	100	12,22	51,3
	Octobre	56,74	9,64	94,8	100	27,17	48,5
Tour + volant + batteries	Janvier	46,32	8,53	88,5	100	16,17	41,3 / 94,9
	Octobre	62,50	9,29	88,8	100	32,29	36,2 / 94,9

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. 277-312

Couplage	Mois	Production (kWh·j⁻¹)	Énergie restituée par le stockage (kWh·j⁻¹)	Rendement du stockage (%)	Taux de couverture (%)	Surplus (kWh·j⁻¹)	État de charge minimal (%), volant / batteries
PV + volant + batteries	Janvier	47,98	8,80	88,7	100	17,81	39,5 / 94,9
	Octobre	65,58	9,42	88,9	100	35,35	35,4 / 94,9
Système complet	Janvier	41,74	9,06	88,9	100	11,57	37,7 / 94,9
	Octobre	56,74	9,64	89,0	100	26,51	34,0 / 94,9

Les neuf couplages couvrent entièrement la charge les deux mois : le taux de couverture vaut 100 %, aucune énergie ne manque, et le bilan journalier se ferme, l'énergie stockée revenant à sa valeur initiale à moins de 1 Wh près. Le stockage restitue chaque jour de 8,53 à 9,64 kWh, surtout le soir et la nuit. Le volant le fait avec un rendement journalier de 88,5 à 89,2 % : ses pertes, de 1,09 à 1,17 kWh·j⁻¹, tiennent aux deux passages dans le variateur et aux pertes à vide, qui courent toute la journée. Les batteries atteignent 94,8 à 95,0 %, pour 0,40 à 0,46 kWh·j⁻¹ de pertes. Aucun stockage n'approche de sa limite basse : le volant descend au plus à 34,0 % de son énergie utile, et les batteries à 48,5 % d'état de charge, contre 10 % permis.

La machine G2 est l'organe le plus sollicité. Couplé à la tour seule, le volant appelle au plus 54 % du courant nominal de la machine en janvier et 71 % en octobre ; couplé au champ PV, 59 et 77 %. Avec les deux sources réunies (tour de 65 m et quatre chaînes), il en appelle 80 % en janvier et 68 % en octobre : en janvier, le volant n’est pas encore plein quand la charge retombe à 485 W pendant la pause de midi, et il absorbe alors près de 5 kW. La machine reste donc sous son couple nominal dans tous les couplages, et sa commande n'a jamais à limiter le couple. Les batteries ne dépassent jamais 0,22C en charge ni 0,13C en décharge, loin des limites de 0,5C et de 1C, et leurs cellules restent entre 3,28 et 3,41 V.

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. 277-312

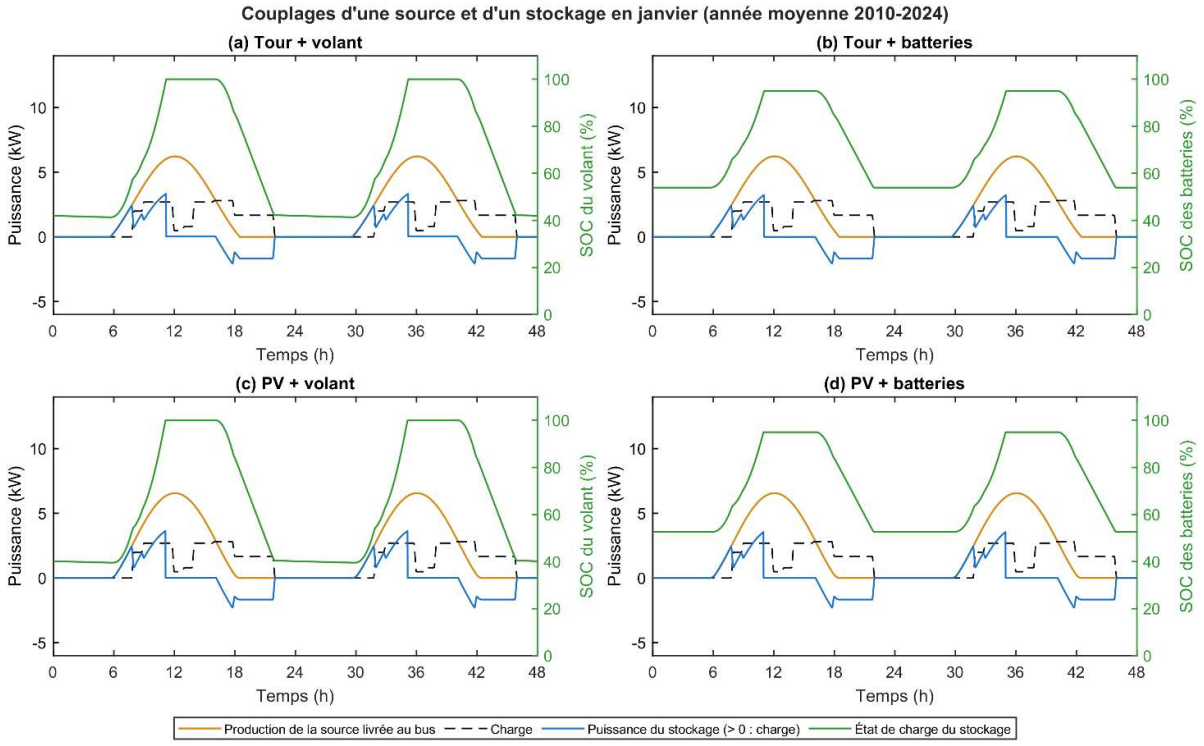


Fig. 9. Couplages d'une source et d'un stockage en janvier (année moyenne 2010–2024, charge de 29,04 kWh·j⁻¹) : production de la source livrée au bus, charge, puissance échangée par le stockage (positive en charge) et état de charge du stockage, pour (a) tour + volant, (b) tour + batteries, (c) PV + volant et (d) PV + batteries

Dans les couplages à deux stockages, la règle hiérarchique sollicite d'abord le volant, qui suffit ici à lui seul : il retrouve les mêmes états qu'en couplage simple, tandis que les batteries, remplies par les excédents des premières journées, restent à 95 % sans rien restituer. Leur rôle de réserve n'apparaît donc pas dans ces journées moyennes ; il se manifeste dans l'année la plus défavorable et sous passages nuageux, que traite le troisième article. Enfin, les surplus restent importants, de 16,2 à 36,0 kWh·j^{-1} avec une seule source, parce que chaque source est dimensionnée pour son mois le plus défavorable ; ils diminuent quand les deux sources se partagent la charge (11,6 et 26,5 kWh·j^{-1} pour le système complet), ce qui relève de l'optimisation du deuxième article.

Le Tableau 12 détaille, pour trois couplages en janvier et pour le système complet en octobre, les bilans définis en II-B.9. Chaque terme est intégré au pas d'une seconde sur la journée retenue. Dans les dix-huit cas simulés, le bilan du bus se ferme à moins de 10^{-11} kWh, celui du volant à moins de 10^{-12} kWh et celui des batteries à moins de 10^{-10} kWh. En janvier, sur les 46,32 kWh livrés par la tour de 105 m, 29,04 kWh vont à la charge, 1,09 kWh couvre les pertes du volant (0,55 kWh dans le variateur, 0,04 kWh par effet Joule dans G2 et 0,50 kWh de pertes à vide) et 16,20 kWh forment le surplus. Avec les batteries, les pertes tombent à 0,45 kWh, dont 0,35 kWh dans le convertisseur. Dans le système complet, les batteries, maintenues à 95 %, n'absorbent que 0,02 kWh par jour, qui compense leur autodécharge. Les pointes restent sous les puissances du Tableau 5 : 4,96 kW pour le variateur de G2 (6,0 kW), 5,0 kW en charge et 2,8 kW en décharge pour le convertisseur des batteries (6 kW), 8,9 kW pour le MPPT et 8,7 kW pour le redresseur de G1.

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. 277-312

TABLEAU 12 : BILANS D'ÉNERGIE JOURNALIERS DU BUS ET DES STOCKAGES (kWh·j⁻¹, ANNÉE MOYENNE, CHARGE DE 29,04 kWh·j⁻¹)

Terme du bilan	Tour + volant, janvier	Tour + batteries, janvier	Système complet, janvier	Système complet, octobre
Production livrée au bus : tour ; champ PV	46,32 ; 0	46,32 ; 0	17,75 ; 23,99	23,95 ; 32,79
Charge du laboratoire E_L	29,04	29,04	29,04	29,04
Volant : énergie absorbée ; restituée	9,61 ; 8,53	–	10,18 ; 9,06	10,80 ; 9,64
Batteries : énergie absorbée ; restituée	–	8,98 ; 8,53	0,02 ; 0,00	0,02 ; 0,00
Surplus E_{sur} ; déficit $E_{déf}$	16,20 ; 0	16,83 ; 0	11,57 ; 0	26,51 ; 0
Résidu du bilan du bus	$< 10^{-11}$	$< 10^{-11}$	$< 10^{-11}$	$< 10^{-11}$
Volant : pertes du variateur ; cuivre ; à vide	0,552 ; 0,035 ; 0,499	–	0,586 ; 0,038 ; 0,490	0,622 ; 0,051 ; 0,493
Volant : variation d'énergie ; résidu	0,000 ; $< 10^{-12}$	–	0,000 ; $< 10^{-12}$	0,000 ; $< 10^{-12}$
Batteries : pertes du convertisseur ; Joule ; coulombiennes ; autodécharge	–	0,354 ; 0,042 ; 0,044 ; 0,015	0 ; 0 ; 0,000 ; 0,021	0 ; 0 ; 0,000 ; 0,021
Batteries : variation d'énergie ; résidu	–	0,000 ; $< 10^{-10}$	0,000 ; $< 10^{-10}$	0,000 ; $< 10^{-10}$

E. Synthèse de la validation

Les dix-huit critères sont vérifiés, mais ils n'ont pas tous la même portée. V4, V5, V7 et V9 sont des contrôles de cohérence interne : la proportionnalité de la puissance à l'éclairement (V4) et la relation de Torricelli (V5) sont des propriétés des équations implantées, la borne de Schlaich (V7) est imposée par le facteur $\gamma = 2/3$ appliqué à η_{tg}, et la restitution de la fiche du module (V9) résulte de l'identification des paramètres. V8 (puissance de Manzanares) n'est obtenu qu'en prenant un rendement de turbine de 0,42 au lieu de 0,72, avec une tolérance de ±30 %. Les autres comparent le modèle à des limites de composants ou à des mesures publiées.

Le Tableau 13 confronte les résultats aux seuils des dix-huit critères du Tableau 6 (II-C) : tous sont vérifiés.

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. 277-312

TABLEAU 13 : VÉRIFICATION DES CRITÈRES DE VALIDATION DE LA CONFIGURATION

N°	Critère	Seuil	Résultat
V1	Énergie de la charge après interpolation	29,04 kWh	29,04 kWh (J1 et J2)
V2	Cohérence du gisement horizontal	$0 < K_T < 1$; $H = H_b + H_d$	KT = 0,501 / 0,720 ; Hd/H = 0,44 / 0,31 (janvier / octobre)
V3	Cohérence du plan incliné	Rb au midi = $\cos(\varphi + \beta - \delta)/\cos(\varphi - \delta)$ à 1 % près ; Hβ = somme des composantes	Rb = 0,936 / 0,991 (analytique 0,936 / 0,991)
V4	Proportionnalité $P_{CCS} = k\ G$	écart ≤ 0,1 %	8,753 / 8,753 $W.(W.m^{-2})^{-1}$ (Ac = 8 659 m^2)
V5	Relation de Torricelli	écart ≤ 1 %	14,87 / 14,87 m.s-1 (ΔT = 31,33 K, octobre)
V6	Manzanares : ΔT et V	écart ≤ 10 %	19,1 K (−4,5 %) ; 15,5 $m.s^{-1}$ (+3,4 %)
V7	Borne de rendement de Schlaich	$\eta_{CCS} \leq 0{,}101$ %	0,101 %
V8	Manzanares : puissance	≈ 50 kW (± 30 %)	49,2 kW (−1,6 %)
V9	Module : points de la fiche et puissance crête	écart ≤ 1 % ; P_{max} à 0,1 %	points à moins de 0,1 % ; 210,01 W (0,004 %)
V10	Module : coefficient de température ; convergence	−0,50 à −0,40 $\%.°C^{-1}$; courbes continues	−0,45 $\%.°C^{-1}$; Newton–Raphson convergent
V11	Batteries : tension de cellule	2,50 à 3,65 V	3,088 à 3,441 V
V12	Batteries : rendement aller-retour (0,2C à 0,5C)	90 à 96 %	93,0 à 94,5 %
V13	Chaîne PV : tension de circuit ouvert à 15 °C	$< V_{dc}$ et ≤ 500 V	240,8 V
V14	Chaîne PV : tension minimale au MPP	≥ 145 V	147,6 V
V15	Tension du bus / f.é.m. composée crête de G2	$V_{dc} \geq E_{LL}$	300 V ≥ 261 V
V16	Indice de modulation du variateur	m ≤ 1	0,87
V17	Tension du banc de batteries	40 à 60 V	49,4 à 55,1 V
V18	Coefficient de sécurité de la jante	≥ 3	3,26

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. 277-312

IV. DISCUSSION

A. Fiabilité des modèles et borne de Schlaich

La validation distingue nettement les deux parties du modèle de la tour. La partie thermo-aéraulique, qui fixe l'échauffement et la vitesse de l'air, s'accorde à moins de 5 % près avec la relation de Torricelli et avec le prototype de Manzanares. La conversion en puissance électrique, sur l'optimum de Schlaich, reste en revanche optimiste, car le modèle simplifie la tour (rendement du collecteur constant, pas de frottement dans la cheminée ni dans la turbine, pertes thermiques non représentées). Les puissances et les énergies calculées pour la tour sont donc des bornes supérieures. Les modèles du module PV et des batteries, classiques [6], [11], ne seront validés qu'après une confrontation à des mesures.

B. Gisement solaire : collecteur horizontal et modules inclinés

En janvier comme en octobre, l'inclinaison de 16° vers le nord fait perdre de l'énergie aux modules (−5,9 et −1,9 %), alors qu'elle en fait gagner pendant l'hiver austral (+17 % en juin, Fig. 3 b). Le soleil passe en effet près du zénith. Sur l'année, l'inclinaison reste avantageuse (6,29 contre 6,12 kWh.m-² par jour en année moyenne), parce qu'elle favorise les mois d'hiver, les moins ensoleillés du plan horizontal. Le modèle ne représente ni les passages nuageux ni la variabilité d'un jour à l'autre. L'approximation pèse davantage sur le plan incliné, où Rb varie au cours de la journée, que sur le collecteur, pour lequel Rb vaut 1 ; elle compte surtout en janvier, où la fraction diffuse atteint 44 %.

C. Compatibilité électrique : bus, chaînes PV et banc de batteries

Le bus de 300 V découle directement de la machine du volant. Il doit dépasser 261 V pour que G2 reste commandable à pleine vitesse, et la marge prise (indice de modulation de 0,87) laisse de la place aux chutes de tension non modélisées, pourvu qu'on utilise une MLI vectorielle. Pour le champ PV, le point sensible se situe au seuil bas du MPPT. Un seuil de 150 V écarterait 32 % de l'énergie d'octobre. Deux solutions permettent de le lever : choisir un convertisseur dont le seuil bas ne dépasse pas 145 V, sans toucher au champ, ce que nous retenons, ou passer à des chaînes de 8 modules, mais avec un nombre total de modules différent. La marge de 2,6 V obtenue avec le seuil de 145 V reste étroite et devra être confirmée sur la fiche technique du convertisseur. Le rapport de conversion, proche de 6, est en revanche élevé pour un hacheur non isolé et appelle un convertisseur isolé ou à deux étages. Restent à étudier le niveau de tension de G1 et la commande de son redresseur, ainsi que la dynamique de la régulation du bus par bandes de tension (Tableau 5) et l'étage élévateur de l'onduleur des charges alternatives.

D. Deux stockages aux rôles complémentaires

Les deux stockages validés ici n'ont pas les mêmes atouts. Le volant supporte des cycles quotidiens complets sans dégradation électrochimique. En revanche, le variateur borne son rendement aller-retour ($0{,}97^2 = 94{,}1$ %), le volant dissipe en permanence 14 à 24 W à vide, et 44,4 % de son énergie à pleine vitesse restent inutilisables. Les batteries offrent un rendement aller-retour de 93 à 95 %, une autodécharge de seulement 3 % par mois et une énergie massique bien supérieure, mais leur durée de vie dépend du cyclage et du vieillissement calendaire [10], [34]. La gestion hiérarchique confie d'abord le report journalier au volant [12].

E. Limites de l'étude

Plusieurs limites sont à garder en tête. Le modèle de la tour est quasi statique : il ne représente pas l'inertie thermique du sol du collecteur, qui prolonge la production en soirée dans une centrale réelle [5], son rendement de collecteur est constant et ses coefficients de pertes ne sont pas renseignés. Le modèle des batteries néglige la polarisation, la température et le vieillissement. La tenue de la jante repose sur une approximation d'anneau mince. La température ambiante suit un profil horaire moyen par mois (2010–2024), sans variabilité d'une année à l'autre ; l'éclairement ne comporte ni nébulosité ni variabilité au cours de la journée, et les résultats ne portent que sur les journées types de janvier et d'octobre. Les coefficients d'Ångström–Prescott sont ceux de Glover et McCulloch pour les régions tropicales [38], et non des valeurs calées sur des mesures de rayonnement à Mahajanga. La série 2010–2024, contrôlée, n'a pas été recoupée avec une base satellitaire. Aucune mesure sur une installation locale ne permet de validation expérimentale.

V. CONCLUSION

Ce travail a vérifié la cohérence de la configuration d'un système hybride tour solaire à cheminée, photovoltaïque, volant d'inertie et batteries LiFePO4 destiné au LPADER. Le système repose sur un bus continu commun de 300 V, imposé par la f.é.m. composée crête de la PMSG G2 (261 V). Sur la série ASECNA 2010–2024, le modèle de Liu et Jordan, avec les coefficients d'Ångström–Prescott de Glover et McCulloch et la fraction diffuse de Collares-Pereira et Rabl, donne pour Mahajanga, en année moyenne, 5,64 kWh/m² en janvier et 7,66 kWh/m² en octobre sur le collecteur horizontal, 5,31 et 7,51 kWh/m² sur les modules inclinés de 16°, que l'inclinaison pénalise en ces deux mois où le soleil passe près du zénith ; la tour de 105 m produit alors 49,24 et 66,43 kWh par jour et un module 0,857 et 1,171 kWh.

Les dix-huit critères sont vérifiés, avec la réserve de portée indiquée en III-E : quatre sont des contrôles de cohérence interne et un repose sur un calage de la turbine. La tour atteint la borne de Schlaich ; la puissance de Manzanares n'est retrouvée qu'avec le rendement de sa propre turbine (0,42), alors que le modèle de la tour emploie 0,72 : la production de la tour est donc à lire comme une borne supérieure, que l'article 2 encadre par une incertitude de 85,5 à 136,0 m sur le collecteur. La tension minimale des chaînes de sept modules reste au-dessus du seuil bas du MPPT (145 V), avec une marge de 2,6 V.

Les neuf couplages possibles des deux sources et des deux stockages, simulés avec la charge du laboratoire sans marge (29,04 kWh/j), couvrent entièrement la demande comme en janvier comme en octobre et ferment leur bilan journalier. Le volant restitue l'énergie du soir et de la nuit avec un rendement journalier voisin de 89 %, les batteries avec 95 % ; la machine G2 reste sous son couple nominal (80 % au plus), et, dans le système complet, les batteries ne sont pas sollicitées pendant ces journées moyennes, le volant y suffisant.

Ces modèles servent de base au dimensionnement et à l'exploitation . Il faudra ensuite confronter les modèles à des mesures sur prototype.

RÉFÉRENCES

[1] Hirsch, A., Parag, Y., Guerrero, J. « Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues », Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier, vol. 90, pp. 402–411, 2018. DOI : 10.1016/j.rser.2018.03.040.

[2] Ibrahim, M. M. « Energy management strategies of hybrid renewable energy systems: A review », Wind Engineering, SAGE Publications, vol. 48, n° 1, pp. 133–161, 2024. DOI : 10.1177/0309524X231200010.

[3] Haaf, W., Friedrich, K., Mayr, G., Schlaich, J. « Solar chimneys, Part I: Principle and construction of the pilot plant in Manzanares », International Journal of Solar Energy, vol. 2, n° 1, pp. 3–20, 1983. DOI : 10.1080/01425918308909911.

[4] Schlaich, J. The Solar Chimney: Electricity from the Sun. Stuttgart : Edition Axel Menges, 1995.

[5] Schlaich, J., Bergermann, R., Schiel, W., Weinrebe, G. « Design of commercial solar updraft tower systems – utilization of solar induced convective flows for power generation », Journal of Solar Energy Engineering, ASME, vol. 127, n° 1, pp. 117–124, 2005.

[6] Villalva, M. G., Gazoli, J. R., Ruppert Filho, E. « Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays », IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 24, n° 5, pp. 1198–1208, mai 2009. DOI : 10.1109/TPEL.2009.2013862.

[7] De Soto, W., Klein, S. A., Beckman, W. A. « Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance », Solar Energy, Elsevier, vol. 80, n° 1, pp. 78–88, 2006. DOI : 10.1016/j.solener.2005.06.010.

[8] Bolund, B., Bernhoff, H., Leijon, M. « Flywheel energy and power storage systems », Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier, vol. 11, n° 2, pp. 235–258, 2007. DOI : 10.1016/j.rser.2005.01.004.

[9] Leclercq, L. Apport du stockage inertiel associé à des éoliennes dans un réseau électrique en vue d'assurer des services système. Thèse de doctorat en génie électrique, Université des Sciences et Technologies de Lille (USTL – Lille 1), Villeneuve-d'Ascq, France, 2004.

[10] Divya, K. C., Østergaard, J. « Battery energy storage technology for power systems—An overview », Electric Power Systems Research, Elsevier, vol. 79, n° 4, pp. 511–520, 2009.

[11] Tremblay, O., Dessaint, L.-A. « Experimental validation of a battery dynamic model for EV applications », World Electric Vehicle Journal, vol. 3, n° 2, pp. 289–298, 2009. DOI : 10.3390/wevj3020289.

[12] Hemmati, R., Saboori, H. « Emergence of hybrid energy storage systems in renewable energy and transport applications – A review », Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier, vol. 65, pp. 11–23, 2016.

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

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

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

[16] Haaf, W. « Solar chimneys, Part II: Preliminary test results from the Manzanares pilot plant », International Journal of Solar Energy, vol. 2, n° 2, pp. 141–161, 1984.

[17] Pretorius, J. P., Kröger, D. G. « Critical evaluation of solar chimney power plant performance », Solar Energy, Elsevier, vol. 80, n° 5, pp. 535–544, 2006.

[18] Upadhyay, P., Mohan, N. « Simulation and analysis of high-speed modular flywheel energy storage systems using MATLAB/Simulink », Department of Electrical and Computer Engineering, University of Minnesota, Minneapolis, MN, USA, Symposium 2009 (GCMS 2009), pp. 74–79.

[19] Filion, G. Conception d'un système de stockage inertiel d'énergie à moyen terme — Développement d'outils numériques et validation expérimentale. Thèse de doctorat, Faculté des sciences et de génie, Université Laval, Québec, Canada, 2015.

[20] ASECNA / Direction Générale de la Météorologie de Madagascar, Station de Mahajanga. Données mensuelles d'insolation, de température et de pression, 2010–2024. Mahajanga, Madagascar, 2026.

[21] Dragičević, T., Lu, X., Vasquez, J. C., Guerrero, J. M. « DC microgrids—Part II: A review of power architectures, applications, and standardization issues », IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 31, n° 5, pp. 3528–3549, 2016. DOI : 10.1109/TPEL.2015.2464277.

[22] Meng, L., Shafiee, Q., Ferrari-Trecate, G., Karimi, H., Fulwani, D., Lu, X., Guerrero, J. M. « Review on control of DC microgrids and multiple microgrid clusters », IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, vol. 5, n° 3, pp. 928–948, 2017.

[23] Dragičević, T., Lu, X., Vasquez, J. C., Guerrero, J. M. « DC microgrids—Part I: A review of control strategies and stabilization techniques », IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 31, n° 7, pp. 4876–4891, 2016. DOI : 10.1109/TPEL.2015.2478859.

[24] Duffie, J. A., Beckman, W. A. Solar Engineering of Thermal Processes, 4e éd. Hoboken, NJ : John Wiley & Sons, 2013, 910 p.

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

[26] Şen, Z. Solar Energy Fundamentals and Modeling Techniques: Atmosphere, Environment, Climate Change and Renewable Energy. Londres : Springer-Verlag, 2008.

[27] Bilgen, E., Rheault, J. « Solar chimney power plants for high latitudes », Solar Energy, Elsevier, vol. 79, n° 5, pp. 449–458, 2005.

[28] Bernardes, M. A. dos S., Voß, A., Weinrebe, G. « Thermal and technical analyses of solar chimneys », Solar Energy, Elsevier, vol. 75, n° 6, pp. 511–524, 2003.

[29] Ould Mohamed Yahya, A., Ould Mahmoud, A., Youm, I. « Étude et modélisation d'un générateur photovoltaïque », Revue des Énergies Renouvelables, vol. 11, n° 3, pp. 473–483, 2008.

[30] Bakay, L. Dimensionnement et pertes dans un centreur magnétique guidant un volant d'inertie soumis à un balourd : application au stockage d'énergie de longue durée. Thèse de doctorat, Faculté des sciences et de génie, Université Laval, Québec, Canada, 2012.

[31] Pillay, P., Krishnan, R. « Modeling, simulation, and analysis of permanent-magnet motor drives, Part I: The permanent-magnet synchronous motor drive », IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 25, n° 2, pp. 265–273, mars/avril 1989.

[32] Krause, P. C., Wasynczuk, O., Sudhoff, S. D. Analysis of Electric Machinery and Drive Systems, 2e éd. Piscataway, NJ : IEEE Press / Wiley-Interscience, 2002.

[33] Bose, B. K. Modern Power Electronics and AC Drives. Upper Saddle River, NJ : Prentice Hall PTR, 2002.

[34] Plett, G. L. Battery Management Systems, Volume I: Battery Modeling. Boston, MA : Artech House, 2015.

[35] Ng, K. S., Moo, C.-S., Chen, Y.-P., Hsieh, Y.-C. « Enhanced coulomb counting method for estimating state-of-charge and state-of-health of lithium-ion batteries », Applied Energy, Elsevier, vol. 86, n° 9, pp. 1506–1511, 2009.

[36] Erickson, R. W., Maksimović, D. Fundamentals of Power Electronics, 2e éd. Norwell, MA : Kluwer Academic Publishers, 2001.

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

[38] Glover, J., McCulloch, J. S. G. « The empirical relation between solar radiation and hours of bright sunshine in the high-altitude tropics », Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society, vol. 84, n° 359, pp. 56–60, 1958. DOI : 10.1002/qj.49708435907.

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