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. 337-363

Validation Numérique De La Configuration D'un Système Hybride Tour Solaire À Cheminée Avec Stockage Par Batteries Lithium Fer Phosphate 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 associe une centrale à cheminée solaire (CCS) à un banc de batteries lithium fer phosphate (LiFePO4) pour alimenter un laboratoire de recherche (LPADER, Université de Mahajanga). La turbine-génératrice de la tour (PMSG G1) débite sur un bus continu commun de 300 V à travers un redresseur, et le banc de batteries y est relié par un convertisseur DC/DC bidirectionnel 51,2 V / 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 janvier, mois de plus faible insolation, et sur octobre, mois le plus favorable 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, et la tour de 109 m, avec un collecteur de 105 m, produit 49,24 et 66,43 kWh par jour. Les onze critères de vérification sont satisfaits, dont trois (V4, V5, V7) 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 %), mais sa puissance n'est retrouvée qu'avec le rendement de la turbine du prototype (0,42 au lieu de 0,72). Le modèle des batteries garde la tension de cellule entre 3,088 et 3,441 V aux régimes extrêmes et donne un rendement aller-retour de 93,0 à 94,5 % entre 0,2C et 0,5C ; la tension du banc reste dans la plage d'entrée du convertisseur (49,4 à 55,1 V). Couplés, la tour et un banc de quatre modules (20,48 kWh) couvrent toute la charge en janvier comme en octobre ; les batteries restituent 8,53 et 9,29 kWh par jour avec un rendement journalier de 94,9 et 94,8 %, sans descendre sous 50 % d'état de charge. 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, batteries LiFePO4, bus continu, convertisseur DC/DC, validation de modèles, modèle de Liu et Jordan, modèle de Schlaich, compatibilité électrique, Mahajanga.

Abstract: This paper deals with the configuration of a stand-alone hybrid system that pairs a solar chimney power plant (SCPP) with a lithium iron phosphate (LiFePO4) battery bank to supply a research laboratory (LPADER, University of Mahajanga). The turbine-generator of the tower (PMSG G1) feeds a common 300 V DC bus through a rectifier, and the battery bank is connected to it through a bidirectional 51.2 V / 300 V DC/DC converter. 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 January, the month with the least sunshine, and October, the most favourable month of the average year: the Liu and Jordan model,

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. 337-363

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, and the 109 m tower, with a 105 m collector, produces 49.24 and 66.43 kWh per day. All eleven verification criteria are met, three of which (V4, V5, V7) are only internal consistency checks. The tower model reproduces the air temperature rise and velocity of Manzanares (−4.5 and +3.4 %), but its power is matched only with the prototype's turbine efficiency (0.42 instead of 0.72). The battery model keeps the cell voltage between 3.088 and 3.441 V at the extreme rates and gives a round-trip efficiency of 93.0 to 94.5 % between 0.2C and 0.5C; the bank voltage stays within the converter input range (49.4 to 55.1 V). Coupled together, the tower and a four-module bank (20.48 kWh) cover the whole load in January and in October; the batteries return 8.53 and 9.29 kWh per day with a daily efficiency of 94.9 and 94.8 %, without falling below a 50 % state of charge. 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, LiFePO4 batteries, DC bus, DC/DC converter, 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]. Parmi les filières possibles, la centrale à cheminée solaire (CCS) se distingue par sa simplicité : l'air chauffé sous un vaste collecteur transparent s'élève par tirage thermique dans une cheminée et entraîne, à sa base, une turbine couplée à un générateur [3], [4], [5]. Sa production suit pourtant l'ensoleillement, et il faut stocker de l'énergie pour couvrir la soirée. La batterie lithium fer phosphate (LiFePO4) offre pour cela une énergie massique élevée, un bon rendement et une tension presque constante sur une large plage d'état de charge, mais elle supporte mal les régimes forts et vieillit même au repos [6], [7], [8].

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 reçu par le collecteur horizontal de la tour. Le modèle de Liu et Jordan [9], associé à la relation d'Ångström–Prescott [10], [11] sous la forme de Glover et McCulloch [12] et à la corrélation de Collares-Pereira et Rabl [13], 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], [14] et borne de Schlaich [5], [15] pour la tour, limites de tension et rendement des cellules pour les batteries [7], [16]. La troisième concerne la compatibilité des composants entre eux : tension du bus, fenêtre de tension du banc de batteries et rapport de conversion du convertisseur DC/DC doivent former un ensemble réalisable [17], [18]. Cet article applique aux batteries seules la démarche de validation suivie pour les autres configurations du LPADER.

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 [19]. Avant tout calcul, la série est contrôlée : une durée d'insolation est rejetée si elle dépasse 90 % de la durée astronomique du jour ou si elle est inférieure à la moitié du minimum des autres années, et huit valeurs sur 180 sont ainsi remplacées par la moyenne des autres années du même mois. Les simulations portent sur deux mois de l'année moyenne : janvier, au cœur de la saison des pluies, mois de plus faible insolation (5,46 h.j^{-1}) et de plus faible indice de clarté, et octobre, à la fin de la saison sèche, mois le plus favorable (10,47 h.j^{-1}). Le site se trouve à 15°43′ S et 46°19′ E, à 22 m d'altitude ; la Fig. 2 (III-A) donne, pour chaque mois, l'insolation moyenne et le

gisement journalier du collecteur horizontal, en année moyenne et dans l'année la plus défavorable. La température ambiante horaire (6) fixe le rendement de la cheminée ; le modèle garde 30 °C comme température de référence pour les contrôles V4 à V8.

2. Configuration du système

La Fig. 1 donne la configuration générale du système. Elle réunit la production solaire (tour à cheminée, turbine-génératrice G1 et redresseur), le stockage électrochimique (SEB : banc LiFePO4, système de gestion des batteries ou BMS et convertisseur DC/DC bidirectionnel) et la charge du laboratoire, sous le contrôle du système de gestion de l'énergie (EMS, II-B.6). En charge, le convertisseur transfère l'excédent du bus vers le banc ; en décharge, il restitue l'énergie stockée au bus [20], [18].

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 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 ; ces deux interfaces sont représentées par des courbes de rendement estimées (II-B.5). Un bus continu commun simplifie le contrôle, centralise la gestion de l'énergie et laisse la porte ouverte à d'autres sources ou à d'autres stockages [17], [21], [22]. Le diamètre D du collecteur et le nombre N_{bat} de modules relèvent du dimensionnement : aucune des grandeurs validées ici n'en dépend, et seuls les contrôles numériques du modèle de la tour et le couplage (III-D) reprennent les valeurs retenues, D = 105,0 m et N_{bat} = 4 modules (20,48 kWh).

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 ; gestion de l'énergie par les batteries seules
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 ; redresseur triphasé raccordé au bus
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) ; banc de N_{bat} = 4 modules en parallèle (20,48 kWh)

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. 337-363

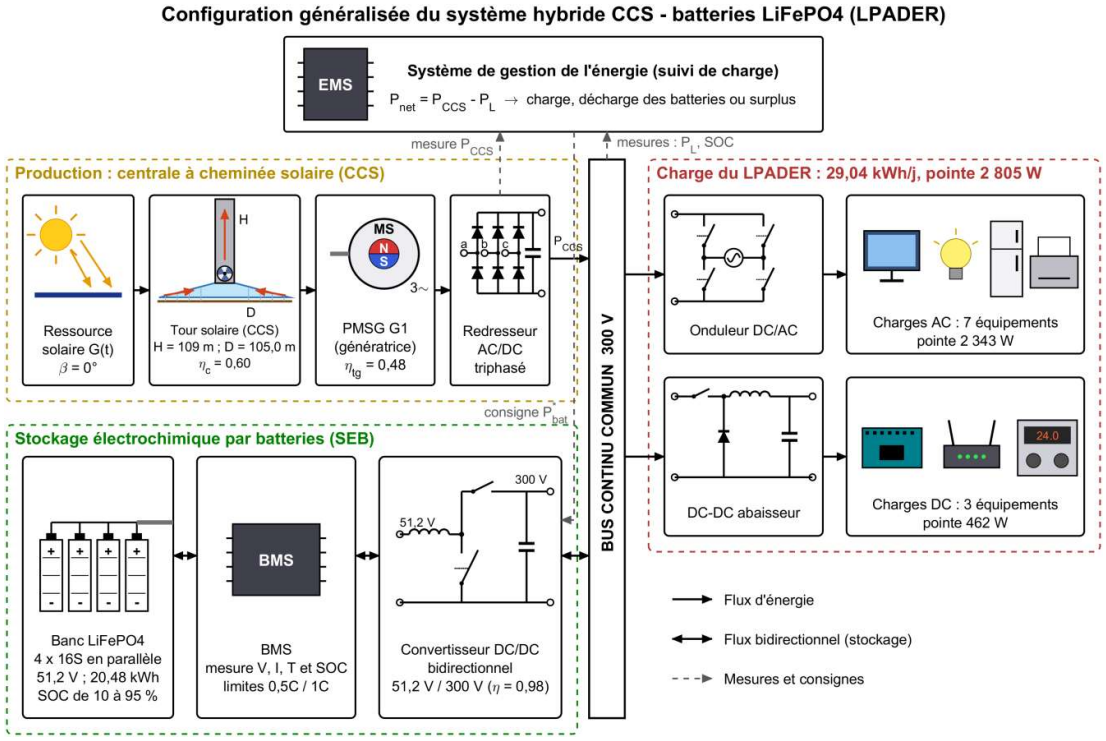


Fig. 1. Schéma généralisé de la configuration du système hybride CCS–batteries LiFePO4 et schéma de principe de chaque sous-système : flux d'énergie, mesures et consignes

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 5). 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.

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 [10], [11], sous la forme proposée par Glover et McCulloch pour les régions tropicales [12], 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 [12], 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 [23] :

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. 337-363

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

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 [13], qui dépend de l'indice de clarté et de l'angle horaire du coucher du soleil (angles en degrés) :

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

La répartition horaire suit Liu et Jordan [9] pour le diffus et Collares-Pereira et Rabl pour le global [13], [23] :

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

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). Le collecteur étant horizontal (β = 0), le facteur géométrique R_b vaut 1 et la composante réfléchie par le sol s'annule : le collecteur reçoit $G = G_b + G_d$, dont la composante directe dépend de l'angle zénithal θ_z, φ étant la latitude, δ la déclinaison et ω l'angle horaire [23] :

$$\cos\theta_z = \sin\delta \sin\varphi + \cos\delta \cos\varphi \cos\omega \tag{5}$$

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) :

$$T_{amb}(t) = \frac{T_{max} + T_{min}}{2} + \frac{T_{max} - T_{min}}{2} \cos\left[\frac{2\pi(t - 12,8)}{24} \right] \tag{6}$$

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. 337-363

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) :

$$P_L(t) = \sum_i P_{u,i} N_i \mathbf{1}_i(t), \quad E_L = \int_0^{24\text{h}} P_L dt = \sum_i P_{u,i} N_i t_i \tag{7}$$

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.

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], [24] :

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. 337-363

$$\eta_{cm} = \frac{g H_{ch}}{c_p T_{amb}}, \quad P_{CCS} = \gamma \eta_{tg} \eta_{cm} \eta_{coll} A_{coll} G_T, \quad P_{CCS,bus} = \eta_{AC/DC} \eta_{bus} P_{CCS} \tag{8}$$

Le rendement de la cheminée ne dépend que de sa hauteur H_{ch} et de la température ambiante (6) [4], [24] ; η_{tg} = 0,72 regroupe pales, transmission et génératrice G1, si bien que le produit $\gamma\eta_{tg}$ vaut 0,48 ; $\eta_{AC/DC}$ = 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 $Q_u = \rho_0 A_{ch} u c_p \Delta T$, la vitesse u_0 et l'échauffement ΔT_0 de l'air à l'entrée de la cheminée sont :

$$u_0 = \left(\frac{2 g H_{ch} \eta_{coll} A_{coll} G_T}{T_{amb} \rho_0 A_{ch} c_p} \right)^{1/3}, \quad \Delta T_0 = \frac{\eta_{coll} A_{coll} G_T}{\rho_0 A_{ch} u_0 c_p}, \quad \frac{\rho_0 u_0^2}{2} = \Delta p_{tot} \tag{9}$$

En charge, la turbine prélève $\Delta p_s = \gamma \Delta p_{tot}$ 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 :

$$\Delta p_{tot} = \frac{\rho_0 g H_{ch} \Delta T}{T_{amb}}, \quad u = \frac{u_0}{3^{1/3}}, \quad \Delta T = 3^{1/3} \Delta T_0, \quad P_{CCS} = \eta_{tg} \Delta p_s u A_{ch} \tag{10}$$

Le produit $u\Delta T$ étant invariant, (10) redonne exactement (8) : 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 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 3). 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 [7], 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 :

$$V_{oc}(\mathrm{SOC}) = N_{s,cel} \left[V_k + (V_{k+1} - V_k) \frac{\mathrm{SOC} - \mathrm{SOC}_k}{\Delta \mathrm{SOC}} \right], \quad \mathrm{SOC}_k \le \mathrm{SOC} < \mathrm{SOC}_{k+1} \tag{11}$$

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. 337-363

TABLEAU 3 : 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 :

$$V_{bat} = V_{oc}(SOC) + R_{int} I_{bat} \tag{12}$$

$$P_{bat} = \begin{cases} \eta_{conv} P_{bat,bus} & \text{si } P_{bat,bus} > 0 \text{ (charge)} \\ \dfrac{P_{bat,bus}}{\eta_{conv}} & \text{si } P_{bat,bus} < 0 \text{ (décharge)} \end{cases} \tag{13}$$

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 :

$$I_{bat} = \frac{-V_{oc} + \sqrt{V_{oc}^2 + 4 R_{int} P_{bat}}}{2 R_{int}} \tag{14}$$

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

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. 337-363

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 :

$$\begin{cases} 0 \le I_{bat} \le \min\left(0{,}5C_{bat}\,;\,\dfrac{(SOC_{max}-SOC)Q}{\eta_{coul}\Delta t}\right) & \text{(charge)} \\ 0 \le -I_{bat} \le \min\left(1C_{bat}\,;\,\dfrac{(SOC-SOC_{min})Q}{\Delta t}\right) & \text{(décharge)} \end{cases} \tag{15}$$

L'état de charge est obtenu par comptage coulométrique [16], avec une intégration d'Euler explicite au pas $\Delta t = 1$ s. Le coefficient η vaut $\eta_{coul} = 0{,}995$ en charge et 1 en décharge ; k_{auto} traduit une autodécharge de 3 % par mois (convertie en s^{-1} dans (16)), et Q est la charge nominale du banc, en coulombs :

$$SOC(t+\Delta t) = SOC(t) + \frac{\eta I_{bat}\Delta t}{Q} - k_{auto}SOC(t)\Delta t, \quad Q = 3600C_{bat} \tag{16}$$

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 $V_{oc}\,I_{bat}$:

$$P_{bat,bus} = P_{conv} + R_{int}I_{bat}^2 + V_{oc}I_{bat} \tag{17}$$

Découlant des équations (12) à (14), 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 :

$$C_{bat} = N_{bat}C_{mod}, \quad E_{bat} = N_{bat}E_{mod}, \quad R_{int} = \frac{R_{mod}}{N_{bat}}, \quad R_{mod} = N_{s,cel}R_{cel} + R_{conn} \tag{18}$$

5. Tensions du bus continu et du banc de batteries

a) Choix de la tension du bus.

Aucune machine n'impose ici la tension du bus : elle résulte d'un compromis entre les organes qui s'y raccordent, que le Tableau 4 résume pour trois niveaux, 48, 300 et 400 V. Un bus de 48 V supprimerait le convertisseur des batteries, mais il ne serait plus régulé, puisque la tension du banc varie de 49,4 à 55,1 V ; le courant atteindrait 181 A à la pointe de la tour (8,67 kW livrés au bus), les pertes en ligne seraient 39 fois plus fortes qu'à 300 V, et le redresseur actif de G1 exigerait une génératrice de 31 V entre phases. À 300 et 400 V, le courant tombe à 29 et 22 A, des semi-conducteurs de la classe 600–650 V conviennent, et la génératrice peut travailler sous 191 à 255 V efficaces entre phases. Le niveau de 400 V a un avantage : il dépasse la tension crête d'un réseau de 230 V augmentée de 10 % (358 V), ce qui permet un onduleur monophasé en pont direct, alors qu'à 300 V l'onduleur doit comporter un étage élévateur. Il porterait en revanche le rapport du convertisseur des batteries de 5,5–6,1 à 7,3–8,1. Nous retenons 300 V parce que c'est la tension commune à toutes les configurations de cette série d'articles, où elle est fixée par les autres organes raccordés au bus : la garder permet de comparer les configurations à convertisseurs identiques. La fenêtre de fonctionnement est fixée de 270 à 330 V (300 V ± 10 %).

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. 337-363

TABLEAU 4 : COMPARAISON DE TROIS TENSIONS DE BUS POUR LA CONFIGURATION TOUR + BATTERIES

Critère	48 V	300 V (retenu)	400 V
Courant à la pointe de la tour (8,67 kW au bus)	181 A	29 A	22 A
Pertes en ligne, rapportées à 300 V	× 39	× 1	× 0,56
Liaison du banc (49,4 à 55,1 V)	directe, bus non régulé	DAB isolé, rapport 5,5 à 6,1	DAB isolé, rapport 7,3 à 8,1
Tension composée maximale de G1 (redresseur actif)	31 V eff	191 V eff	255 V eff
Onduleur 230 V (325 V crête)	basse tension, à transformateur	à étage élévateur	pont direct (358 V requis)
Semi-conducteurs ; condensateurs du bus	100 V ; 63 V	600–650 V ; 450 V	650 V ; 500 V
Tension commune de la série d'articles	non	oui	non

b) Convertisseur DC/DC des batteries.

Le rapport de tension, de 5,5 à 6,1, est trop élevé pour un hacheur non isolé, dont le rapport cyclique deviendrait extrême. Nous retenons un convertisseur isolé à double pont actif (DAB) : deux ponts complets reliés par un transformateur haute fréquence de rapport n = 6, commandés par déphasage à 40 kHz, avec des MOSFET de 100 V côté banc et des MOSFET SiC de 650 V côté bus. Le transformateur porte le rapport de tension, les deux ponts commutent à rapport cyclique fixe, et la commutation à tension nulle limite les pertes ; l'isolation sépare en outre le banc, en très basse tension, du bus de 300 V. Pour une puissance assignée de 6 kW, le courant atteint 121 A côté banc (0,30C pour quatre modules, sous 49,4 V) et 20 A côté bus. Les pertes sont estimées par $P_{pertes} = P_0 + a\,P + b\,P^2$, où $P_0 = 25$ W regroupe la commande et l'aimantation, a = 0,004 les pertes de commutation résiduelles et $b = k_f^2(R_{BT}/V_{banc}^2 + R_{HT}/V_{dc}^2) = 4{,}2\cdot10^{-6}$ W^{-1} les pertes par conduction, R_{BT} = 5 mΩ et R_{HT} = 120 mΩ étant les résistances des chemins de courant côté banc et côté bus et $k_f = 1{,}15$ le facteur de forme des courants. Le rendement passe ainsi de 91,9 % à 300 W à 97,6 % vers 2,4 kW, puis à 96,8 % à 6 kW (Fig. 7a), contre 98 % constants dans le modèle des couplages.

c) Chaîne de la charge.

Les charges alternatives, 85 % de l'énergie, passent par un onduleur monophasé de 230 V à étage élévateur, de 3 kW, et les charges continues par un abaisseur de 0,6 kW. Leurs pertes suivent la même forme : $P_0 = 20$ W, a = 0,025 et $b = 5\cdot10^{-6}$ W^{-1} pour l'onduleur, $P_0 = 5$ W et a = 0,03 pour l'abaisseur, soit, pour l'onduleur, des rendements de 91,5, 95,6 et 95,5 % à 10, 50 et 100 % de sa puissance assignée (Fig. 7 b). Laissés en marche toute la journée, ces deux convertisseurs portent l'appel sur le bus de 29,04 à 30,63 kWh·j^{-1} (+5,5 %), et sa pointe de 2 805 à 2 930 W. Le couplage du Tableau 10 garde la charge rapportée au bus ; l'effet de la chaîne est évalué à part (III-D).

d) Régulation et stabilité du bus.

Le convertisseur des batteries régule la tension du bus : une boucle de tension proportionnelle-intégrale, de bande passante 200 Hz, fournit la consigne d'une boucle de courant de 1 kHz. Quand le banc atteint une limite (SOC_{max} ou 0,5C en charge, SOC_{min} ou 1C en décharge), la tension sort de la bande normale de 294 à 306 V : au-dessus de 306 V, la commande de G1 réduit la puissance de la turbine ; au-dessous de 294 V, les charges sont délestées ; les protections arrêtent le redresseur à 330 V et l'onduleur à 270

V. Ces seuils portent sur la tension filtrée sur 20 ms. Les charges régulées se comportent comme des charges à puissance constante, de conductance incrémentale négative $-P/V^2$: le bus reste stable si la boucle de tension lui oppose une conductance supérieure, $K_p > P/V^2$. La capacité du bus est choisie pour que l'ondulation à 100 Hz imposée par l'onduleur monophasé, d'amplitude $P_{AC}/(2\omega C_{bus}V_{dc})$, reste sous 2 % de 300 V. Le modèle moyen correspondant (condensateur, boucles de courant et de tension, charge à puissance constante) est linéarisé pour l'analyse de stabilité et intégré au pas de 10 µs pour la réponse à un échelon de charge.

6. 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 batteries, d'après les mesures de production, de consommation et d'état de charge du banc. La puissance nette et le bilan du bus s'écrivent :

$$P_{net} = P_{CCS,bus} - P_L, \quad P_{CCS,bus} = P_L + P_{bat,bus} + P_{sur} - P_{déf} \tag{19}$$

où $P_{CCS,bus}$ est la puissance livrée au bus par la tour (8), $P_{bat,bus}$ la puissance échangée par le banc de batteries (13), comptée positivement en charge, P_{sur} le surplus non stocké et $P_{déf}$ le déficit non couvert. Un excédent ($P_{net} > 0$) va aux batteries jusqu'à SOC_{max}, dans la limite de 0,5C, le reste formant le surplus ; un déficit est couvert par les batteries jusqu'à SOC_{min}, dans la limite de 1C (15) [20]. Le présent article vérifie que le banc peut tenir le rôle que cette gestion lui attribue, puis l'applique au couplage de la tour et des batteries (III-D).

C. Validation des modèles

Pour chacun des onze critères V1 à V11, le Tableau 5 précise la grandeur contrôlée, le modèle concerné et le seuil d'acceptation ; le Tableau 11 (III-E) donne le résultat obtenu. Ici, « vérifié » signifie vérifié numériquement ou cohérent avec la théorie ; il ne s'agit pas d'une validation expérimentale.

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. 337-363

TABLEAU 5 : 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. (7)	29,04 kWh
V2	Cohérence du gisement horizontal	Rayonnement, éq. (1) à (3)	$0 < K_T < 1$; $G = G_b + G_d$
V3	Répartition horaire de l'irradiation	Rayonnement, éq. (4) et (5)	$\int G\,dt = H$ et $\int G_d\,dt = H_d$ à 0,1 % près ; $G = 0$ la nuit
V4	Proportionnalité de la puissance à l'éclairement	Tour, éq. (8)	$P_{CCS} = k\,G$, écart ≤ 0,1 %
V5	Vitesse de l'air à vide (relation de Torricelli)	Tour, éq. (9)	écart ≤ 1 %
V6	Échauffement et vitesse de l'air de Manzanares	Tour, éq. (9) [3], [14]	écart ≤ 10 %
V7	Rendement global (borne de Schlaich)	Tour, éq. (8) [5]	$\eta_{CCS} \leq 0{,}101$ %
V8	Puissance électrique de Manzanares	Tour, éq. (8) [3], [14]	≈ 50 kW (± 30 %)
V9	Tension de cellule aux régimes extrêmes	Batteries, éq. (11) et (12)	2,50 à 3,65 V
V10	Rendement aller-retour (0,2C à 0,5C)	Batteries, éq. (12) à (17)	90 à 96 %
V11	Tension du banc de batteries (plage du DC/DC)	Batteries, éq. (12)	40 à 60 V

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. 2 b). Sur le collecteur horizontal, l'irradiation journalière vaut 5,64 $kWh.m^{-2}$ en janvier et 7,66 $kWh.m^{-2}$ en octobre, dont la composante directe fournit 56 et 69 %. Au midi solaire, l'éclairement global atteint 760 $W{\cdot}m^{-2}$ en janvier et 1 065 $W{\cdot}m^{-2}$ en octobre, et l'éclairement direct plafonne à 453 et 765 $W{\cdot}m^{-2}$ (Fig. 3a et b). Les composantes se réfèrent à la précision numérique près (V2), et les profils horaires redonnent exactement H et H_d (V3).

Sur l'année (Fig. 2), l'irradiation extraterrestre H_0 varie de 7,26 $kWh{\cdot}m^{-2}$ (juin) à 11,28 $kWh{\cdot}m^{-2}$ (décembre), et l'indice de clarté varie 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. 2b). Le gisement journalier du collecteur va de 4,88 $kWh.m^{-2}$ (juin) à 7,66 $kWh.m^{-2}$ (octobre) en année moyenne, soit 6,12 $kWh.m^{-2}$ par jour et 2 233 $kWh.m^{-2}$ par an, et de 4,32 $kWh.m^{-2}$ (juillet) à 7,36 $kWh.m^{-2}$ (octobre) dans l'année la 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. 337-363

formée du minimum de chaque mois (Fig. 2 a et c). La composante directe en fournit 56 % en janvier et près de 70 % d'avril à octobre. Avec la température horaire du mois, la tour de 105 m produit de 42,61 kWh par jour (juin) à 66,43 kWh (octobre), soit 53,21 kWh en moyenne et 19 423 kWh par an ; dans l'année la plus défavorable, sa production descend à 37,73 kWh par jour en juillet (Fig. 2 c). Le minimum du collecteur horizontal tombe donc en hiver austral, quand le soleil est bas, et non en janvier, où la nébulosité de la saison des pluies est compensée par un soleil proche du zénith. Octobre, à la fin de la saison sèche, reste le mois le plus favorable, avec 1,57 fois le gisement de juin.

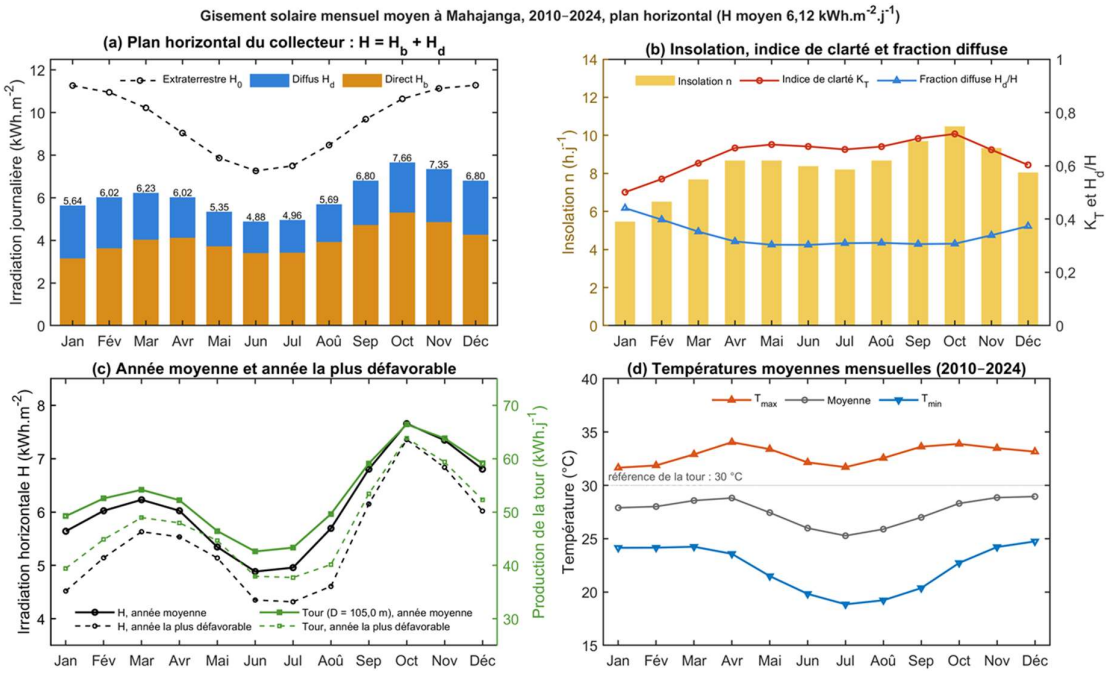


Fig. 2. Gisement solaire mensuel moyen à Mahajanga sur le plan horizontal du collecteur (ASECNA 2010–2024 ; Ångström–Prescott selon Glover et McCulloch, Collares-Pereira et Rabl, Liu et Jordan) : (a) irradiation journalière directe et diffuse et irradiation extraterrestre, (b) insolation, indice de clarté et fraction diffuse, (c) année moyenne et année la plus défavorable, avec la production de la tour (D = 105,0 m), (d) températures moyennes mensuelles

Les deux journées types (Fig. 3) donnent des cloches d'éclairement presque symétriques autour du midi solaire, sans passage nuageux (Fig. 3 a et b) ; le cosinus de l'angle zénithal approche 1 à midi (0,996 en janvier, 0,994 en octobre), le soleil passant alors près du zénith (Fig. 3 c). La température ambiante varie de 24,1 à 31,7 °C en janvier et de 22,7 à 33,9 °C en octobre (Fig. 3 d). Elle n'agit sur la tour que par le rendement de la cheminée, et faiblement : à l'heure de l'éclairement maximal, l'air ambiant atteint 31,6 °C en janvier et 33,8 °C en octobre, et la production journalière ne baisse que de 0,2 et 0,9 % par rapport à celle calculée à 30 °C.

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. 337-363

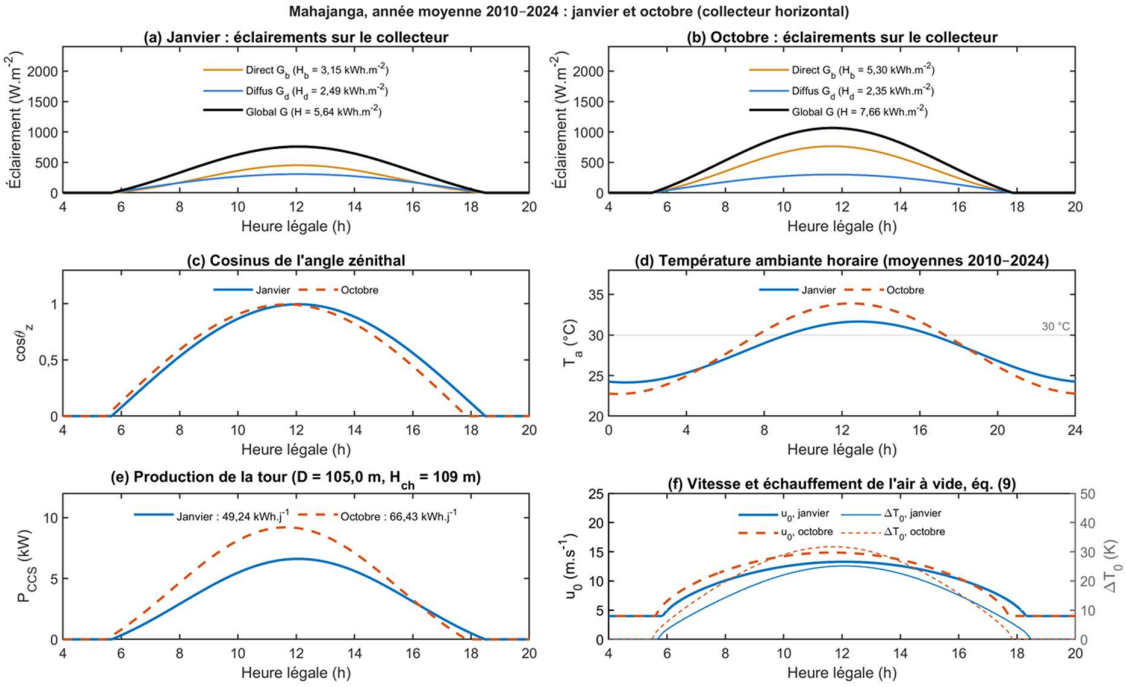


Fig. 3. Janvier (mois de plus faible insolation) et octobre (mois le plus favorable), année moyenne 2010–2024 (Glover et McCulloch, Liu et Jordan, Collares-Pereira et Rabl) : (a, b) composantes de l'éclairement sur le collecteur horizontal, (c) cosinus de l'angle zénithal, (d) température ambiante horaire, (e) production de la tour (D = 105,0 m, H_{ch} = 109 m) et (f) vitesse et échauffement de l'air à vide (9)

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. 4). 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. 4 a) ; à 18 h, 78 % de l'énergie journalière est déjà consommée (Fig. 4 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. 337-363

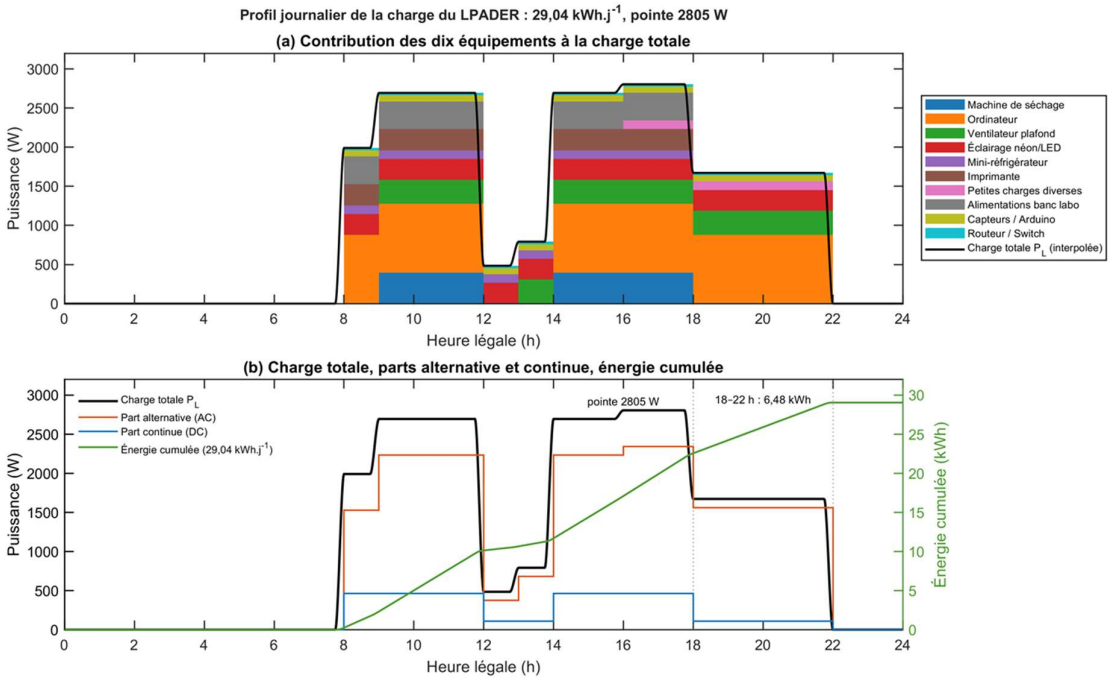


Fig. 4. Profil journalier de la charge du LPADER (29,04 kWh·j⁻¹, pointe de 2 805 W) : (a) contribution des dix équipements du Tableau 2, au pas de 15 min, et charge totale interpolée (7), (b) charge totale, parts alternative et continue, et énergie cumulée

C. Validation des modèles des sous-systèmes

Les modèles sont validés un à un d'après les critères définis en II-C : la tour, puis les batteries.

1. Centrale à cheminée solaire

a) Rendements et caractéristiques de la tour.

Le Tableau 6 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 ($\gamma\ \eta_{tg} = 2/3 \times 0{,}72 = 0{,}48$), 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 (8 659 m²), la pente théorique de la caractéristique vaut donc $k = \eta_{CCS}\ A_{coll} = 8{,}753$ 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. 5 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. 3 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. 337-363

TABLEAU 6 : 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. 5a), et il réduit alors l'échauffement sans toucher à la puissance. Le rendement de la cheminée croît linéairement avec la hauteur (Fig. 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. 337-363

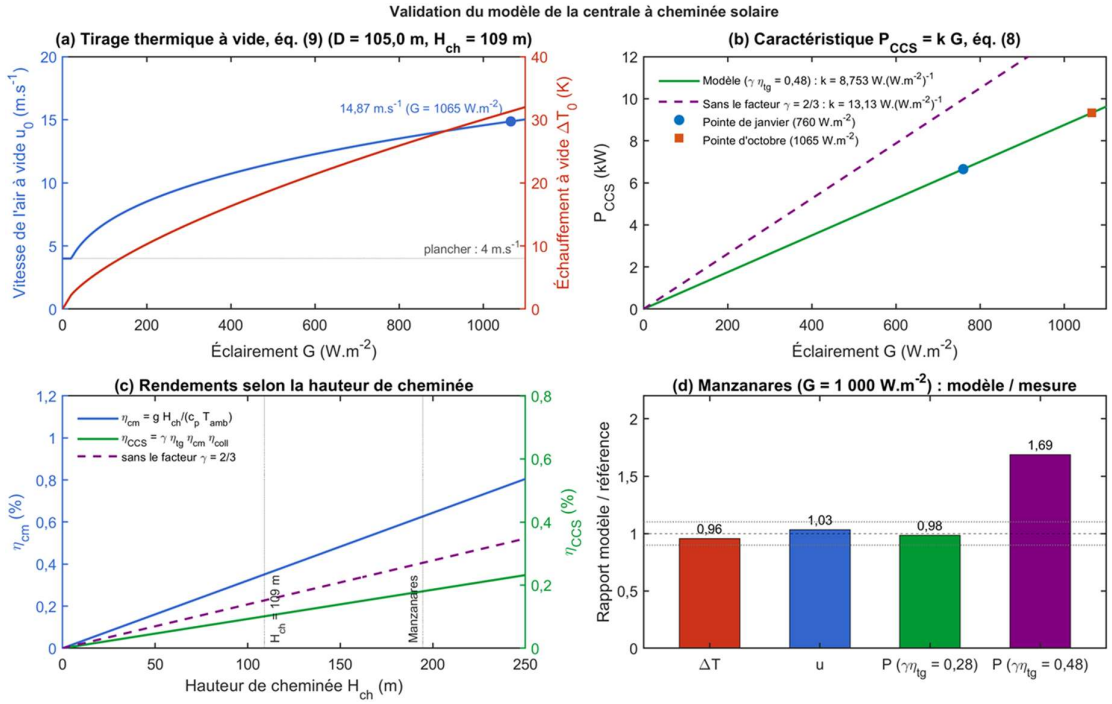


Fig. 5. Validation du modèle de la centrale à cheminée solaire (D = 105 m, température de référence de 30 °C) : (a) tirage thermique en fonction de l'éclairement, (b) caractéristique $P_{CCS} = f(G)$ avec et sans le facteur 2/3 de Schlaich, (c) rendements selon la hauteur de cheminée, (d) rapport modèle / 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 7 et Fig. 5d). 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. 337-363

TABLEAU 7 : CAS DE RÉFÉRENCE DE MANZANARES (G = 1 000 W.m^{-2}) [3], [14]

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 (γ η_{tg} = 0,28)	≈ 50 kW	49,2 kW	−1,6 %
Puissance avec γ η_{tg} = 0,48 (turbine G1)	≈ 50 kW	84,4 kW	× 1,69

2. Batteries LiFePO4

Le Tableau 8 et la Fig. 6 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. 6 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 (V9). Elle reste aussi dans la plage d'entrée du convertisseur DC/DC (V11), avec un rapport de conversion compris entre 5,45 et 6,07.

TABLEAU 8 : 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 (17) 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. 6c) : il reste donc entre 93,0 et 94,5 % pour les régimes de 0,2C à 0,5C (V10). À chaque cycle, le bilan (17) 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. 6 d), comme le prévoit l'équation (15).

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. 337-363

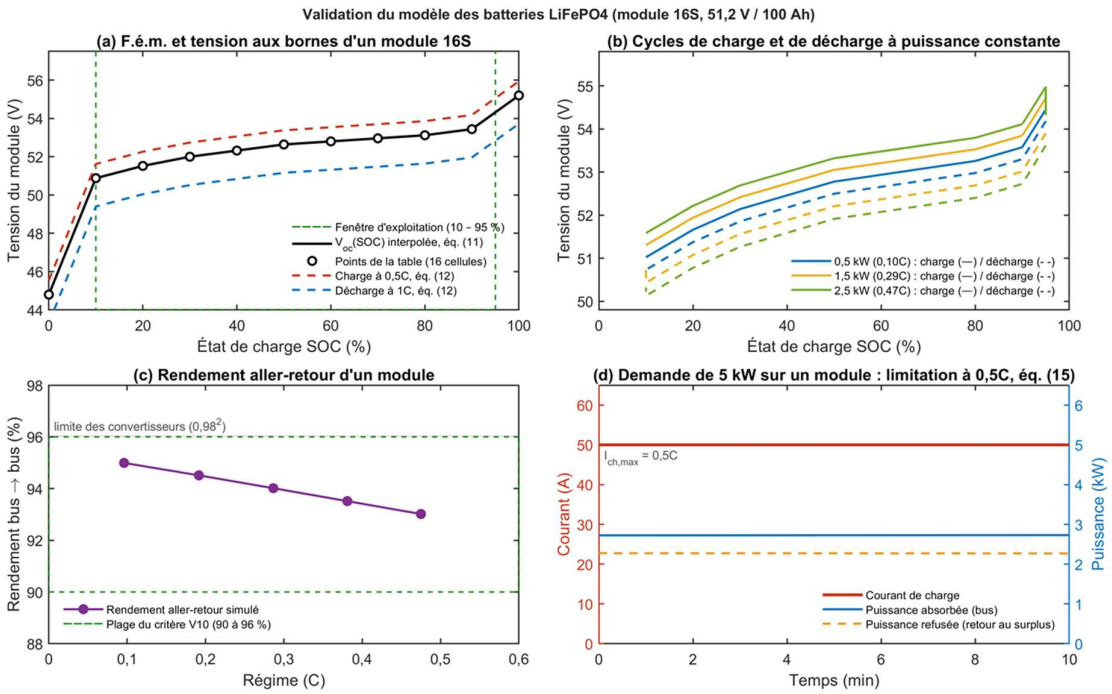


Fig. 6. Validation du modèle des batteries LiFePO4 (module 16S, 51,2 V / 100 Ah) : (a) f.é.m. et tension aux bornes selon l'état de charge, (b) cycles de charge et de décharge à puissance constante, (c) rendement aller-retour selon le régime, (d) limitation du courant de charge à 0,5C

3. Convertisseurs, chaîne de la charge et bus continu

Le Tableau 9 et la Fig. 7 rassemblent les résultats. Le convertisseur DAB reste au-dessus de 96,8 % entre 1 et 6 kW ; aux pointes simulées (4,49 kW en charge et 2,81 kW en décharge, avec la chaîne de la charge), sa marge de puissance atteint 34 et 114 %. Le redresseur de G1, de 10 kW, garde 15 % de marge sur la pointe de la tour (8,67 kW), l'onduleur 28 % sur la pointe alternative (2 343 W) et l'abaisseur 30 % sur la pointe continue (462 W). Le critère statique de stabilité est largement satisfait : K_p = 2,76 S, contre P/V² = 0,034 S pour la pointe de 2 930 W sous 294 V, soit un rapport de 82 ; l'analyse des valeurs propres place la puissance critique de la charge vers 237 kW, environ 80 fois la pointe. La nuit, tour arrêtée, un échelon de la veille à 2,93 kW abaisse la tension à 295,8 V au plus bas, et l'ondulation qui suit reste entre 297 et 303 V, dans la bande normale, avec 1,0 comme avec 2,2 mF (Fig. 7 c). Dans cette simulation, la boucle de tension reprend une partie de l'ondulation à 100 Hz, que le banc voit alors passer ; si l'on filtre cette fréquence dans la boucle pour l'en protéger, le condensateur doit l'absorber seul, et il faut 2,2 mF pour rester sous ± 6 V (5,9 V), contre ± 13 V avec 1,0 mF (Fig. 7 d). Nous retenons donc C_{bus} = 2,2 mF.

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. 337-363

TABLEAU 9 : DIMENSIONNEMENT DES CONVERTISSEURS ET DU BUS : PUISSANCES ASSIGNÉES, POINTES SIMULÉES, RENDEMENTS ET STABILITÉ (ESTIMATIONS DE CONCEPTION)

Organe	**Puissance assignée ; pointe simulée**	**Rendement**	**Contrainte ou marge**
Redresseur de G1	10 kW ; 8,67 kW	0,96 × 0,98 (constant)	marge de 15 % ; $U_{LL} \leq 191$ V eff
DAB des batteries (n = 6, 40 kHz)	6 kW ; 4,49 kW en charge, 2,81 kW en décharge	91,9 % (0,3 kW) ; 97,6 % (2,4 kW) ; 96,8 % (6 kW)	marges de 34 et 114 % ; 121 A côté banc
Onduleur 230 V à étage élévateur	3 kW ; 2,34 kW	91,5 / 95,6 / 95,5 % à 10 / 50 / 100 %	marge de 28 %
Abaisseur continu	0,6 kW ; 0,46 kW	89,8 / 95,5 / 96,3 % à 10 / 50 / 100 %	marge de 30 %
Bus : stabilité statique	$K_p = 2{,}76$ S	$P/V^2 = 0{,}034$ S à 2 930 W	rapport de 82 ; puissance critique ≈ 237 kW
Bus : échelon de 2,93 kW, la nuit	$C_{bus} = 2{,}2$ mF	tension minimale de 295,8 V	dans la bande de 294 à 306 V
Bus : ondulation à 100 Hz	$C_{bus} = 2{,}2$ mF	± 5,9 V (condensateur seul)	≤ 2 % de 300 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. 337-363

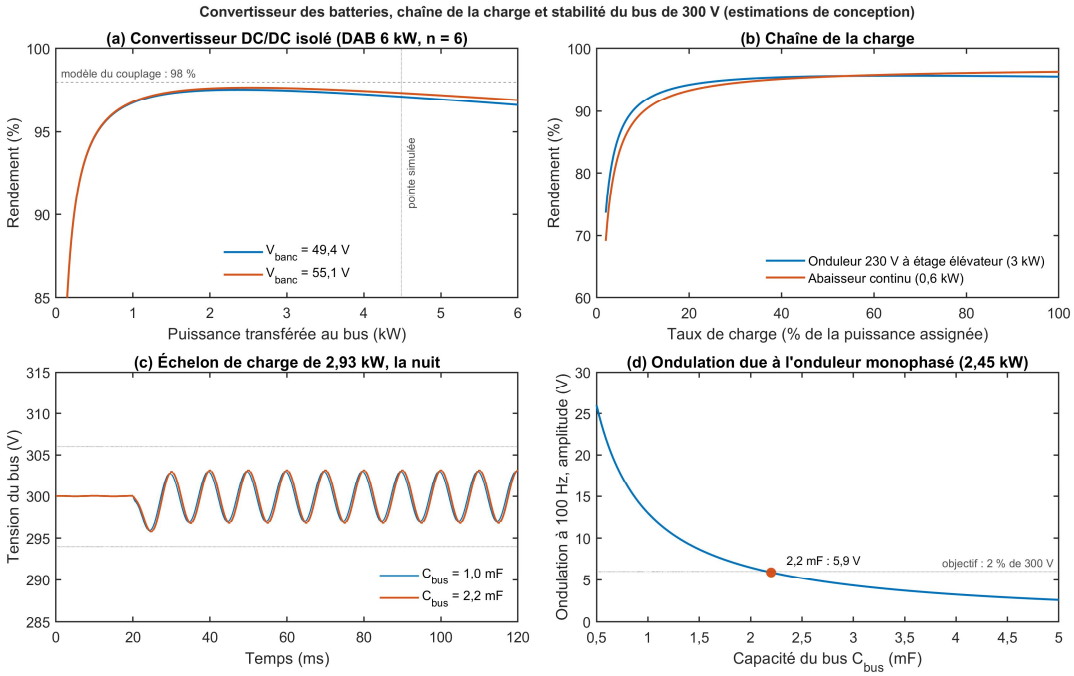


Fig. 7. Convertisseur des batteries, chaîne de la charge et stabilité du bus de 300 V (estimations de conception) : (a) rendement du DAB de 6 kW selon la puissance, aux deux tensions extrêmes du banc, (b) rendement de l'onduleur et de l'abaisseur selon le taux de charge, (c) tension du bus après un échelon de charge de 2,93 kW la nuit, (d) amplitude de l'ondulation à 100 Hz selon la capacité du bus

La Fig. 7 se lit panneau par panneau. En (a), le rendement du DAB (Dual Active Bridge, convertisseur à double pont actif) monte vite aux faibles puissances, où dominent les pertes fixes de 25 W : il dépasse 95 % à partir de 0,6 kW environ, plafonne à 97,6 % vers 2,4 kW, puis redescend légèrement, à 96,8 % à 6 kW, parce que les pertes par conduction croissent comme le carré du courant. La tension du banc influe peu : à 49,4 V, le courant côté banc est plus fort, et le rendement à 6 kW perd 0,3 point par rapport à 55,1 V (96,6 contre 96,9 %). La courbe reste partout sous les 98 % du modèle des couplages ; l'écart, de 0,4 à 1,2 point entre 1 et 4 kW, devient important aux faibles puissances, en début et en fin de charge du banc, ce qui explique la baisse du rendement journalier du stockage évaluée en III-D.

En (b), l'onduleur et l'abaisseur se comportent de la même façon : au-dessus de 30 % de leur puissance assignée, leur rendement dépasse 94 % ; en dessous, leurs pertes fixes le font chuter, jusqu'à 74 et 69 % à 2 % de charge. Or le laboratoire ne consomme rien de 22 h à 8 h : pendant ces dix heures, les deux convertisseurs restés en marche ne dissipent que leurs pertes à vide, 25 W au total, soit 0,25 kWh par nuit, que le banc fournit à très faible puissance. Les couper la nuit, ou les mettre en veille, réduirait d'autant l'appel sur le bus.

En (c), l'échelon de charge de 2,93 kW fait perdre 4,2 V au bus en 5 ms environ ; la boucle de tension ramène ensuite la tension vers 300 V sans dépassement notable. Il reste l'ondulation à 100 Hz de l'onduleur monophasé, de ± 3 V, et la tension ne sort jamais de la bande normale de 294 à 306 V. Les courbes obtenues avec 1,0 et 2,2 mF sont presque confondues : c'est ici la boucle de tension, et non le condensateur, qui fixe la réponse transitoire. En (d), l'amplitude de l'ondulation décroît comme l'inverse de la capacité : elle atteint 26 V avec 0,5 mF, 13 V avec 1,0 mF, 8,7 V avec 1,5 mF et 5,9 V avec 2,2 mF, première valeur normalisée qui respecte l'objectif de 2 % de 300 V. La capacité du bus est donc fixée par l'ondulation et non par la stabilité, déjà assurée avec 1,0 mF.

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. 337-363

D. Couplage de la tour et des batteries

La tour a ensuite été couplée au banc de batteries sur le bus de 300 V, sous la gestion décrite en II-B.6 : collecteur de 105,0 m et banc de quatre modules en parallèle (20,48 kWh ; R_{int} = 3,7 mΩ). Conformément à (8) et (19), la tour entre dans le bilan du bus par la puissance qu'elle y livre : $P_{CCS,bus} = 0,96 \times 0,98 \times P_{CCS}$ 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). La charge est celle du laboratoire, sans marge (29,04 kWh.j^{-1}, pointe de 2 805 W). Chaque journée type est simulée en régime établi : l'état de charge du banc revient à sa valeur initiale au bout de 24 h. Le Tableau 10 réunit les bilans journaliers, et la Fig. 8 montre deux journées consécutives de chaque mois.

TABLEAU 10 : COUPLAGE DE LA TOUR ET DES BATTERIES (JOURNÉES TYPES DE JANVIER ET D'OCTOBRE, ANNÉE MOYENNE, CHARGE DU LABORATOIRE DE 29,04 kWh·j⁻¹)

Grandeur	Janvier	Octobre
Production de la tour livrée au bus (kWh.j^{-1})	46,32	62,50
Énergie absorbée / restituée par les batteries (kWh.j^{-1})	8,98 / 8,53	9,80 / 9,29
Rendement journalier du stockage (%)	94,9	94,8
Pertes du convertisseur et effet Joule (kWh.j^{-1})	0,40 (Joule 0,04)	0,45 (Joule 0,06)
Énergie fournie par les batteries de 18 h à 8 h (kWh.j^{-1})	6,36	6,48
Taux de couverture (%) ; énergie non servie (kWh.j^{-1})	100 ; 0	100 ; 0
Surplus (kWh.j^{-1})	16,83	32,95
État de charge des batteries (%)	53,9 à 95,0	50,2 à 95,0
Régime maximal en charge / en décharge (C)	0,15 / 0,10	0,19 / 0,13
Tension de cellule (V)	3,287 à 3,408	3,284 à 3,412
Tension du banc (V)	52,60 à 54,53	52,54 à 54,59
Puissance maximale au bus, charge / décharge (W)	3 249 / 2 065	4 166 / 2 685
Banc plein (SOC = 95 %) : à partir de / pendant	11 h 02 / 5,19 h	9 h 25 / 6,83 h

La tour et les batteries couvrent entièrement la charge les deux mois : le taux de couverture vaut 100 %, aucune énergie ne manque, et le bilan journalier se ferme. Le banc absorbe 8,98 kWh par jour en janvier et 9,80 kWh en octobre, et en restitue 8,53

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. 337-363

et 9,29 kWh, surtout le soir et la nuit : entre 18 h et 8 h, il fournit 6,36 et 6,48 kWh. Son rendement journalier, 94,9 et 94,8 %, tient surtout aux deux passages dans le convertisseur DC/DC ; l'effet Joule ne coûte que 0,04 et 0,06 kWh par jour. Le banc atteint SOC_{max} = 95 % à 11 h 02 en janvier et à 9 h 25 en octobre, et y reste 5,19 et 6,83 h ; au plus bas, à l'aube, il garde 53,9 et 50,2 % d'état de charge, loin de la limite de 10 %.

Les batteries restent loin de leurs limites : elles absorbent au plus 3,25 kW en janvier et 4,17 kW en octobre, soit 0,15C et 0,19C, et ne fournissent pas plus de 2,07 et 2,69 kW (0,10C et 0,13C), à la fin de la pointe de 16 h à 18 h. Leurs cellules restent entre 3,284 et 3,412 V, et la tension du banc entre 52,5 et 54,6 V, dans la plage d'entrée du convertisseur. Le surplus, 16,83 kWh par jour en janvier et 32,95 kWh en octobre, apparaît dès que le banc est plein : le collecteur de 105 m est dimensionné pour un mois moins ensoleillé que janvier sur le plan horizontal (III-A et IV-B), et le banc de quatre modules reste à moitié plein à l'aube.

Le Tableau 10 repose sur un rendement de convertisseur constant de 98 % et sur la charge rapportée au bus. Avec le modèle de pertes du DAB (III-C.3), les pertes du convertisseur passent de 0,35 à 0,62 kWh par jour en janvier et de 0,39 à 0,69 kWh en octobre, et le rendement journalier du stockage tombe de 94,9 à 92,2 % et de 94,8 à 92,0 %. Si l'on ajoute l'onduleur et l'abaisseur, l'appel sur le bus monte à 30,63 kWh par jour : les batteries restituent 9,27 et 10,02 kWh au lieu de 8,53 et 9,29, avec un rendement de 90,7 et 90,6 % ; leur état de charge descend au plus à 49,1 et 45,5 %, leur régime reste sous 0,2C, et la couverture reste de 100 %, le surplus baissant de 16,83 à 14,75 kWh en janvier et de 32,95 à 30,83 kWh en octobre. Les conclusions du couplage tiennent donc avec la chaîne complète.

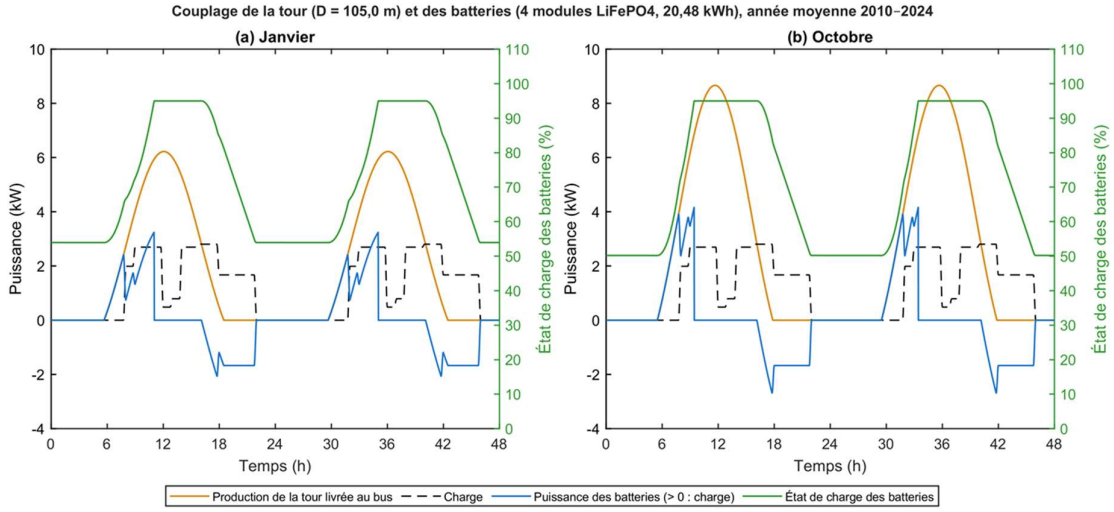


Fig. 8. Couplage de la tour (D = 105,0 m) et des batteries (4 modules LiFePO4, 20,48 kWh) sur deux journées types consécutives (année moyenne 2010–2024, charge de 29,04 kWh·j⁻¹) : production de la tour livrée au bus, charge, puissance échangée par les batteries (positive en charge) et état de charge du banc, (a) en janvier et (b) en octobre

E. Synthèse de la validation

Les onze critères sont vérifiés, mais ils n'ont pas tous la même portée. V4, V5 et V7 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, et la borne de Schlaich (V7) est imposée par le facteur $\gamma = 2/3$ appliqué à η_{tg}. 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 11 confronte les résultats aux seuils des onze critères du Tableau 5 (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. 337-363

TABLEAU 11 : 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 (janvier et octobre)
V2	Cohérence du gisement horizontal	$0 < K_T < 1$; $G = G_b + G_d$	K_T = 0,501 / 0,720 ; H_d/H = 0,44 / 0,31 (janvier / octobre)
V3	Répartition horaire de l'irradiation	écart ≤ 0,1 %	écarts < 10^{-14} ; G = 0 la nuit
V4	Proportionnalité $P_{CCS} = k\ G$	écart ≤ 0,1 %	8,753 / 8,753 $W.(W.m^{-2})^{-1}$ (A_{coll} = 8 659 m^2)
V5	Relation de Torricelli	écart ≤ 1 %	14,87 / 14,87 $m.s^{-1}$ (ΔT_0 = 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	Batteries : tension de cellule	2,50 à 3,65 V	3,088 à 3,441 V
V10	Batteries : rendement aller-retour (0,2C à 0,5C)	90 à 96 %	93,0 à 94,5 %
V11	Tension du banc de batteries	40 à 60 V	49,4 à 55,1 V

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) ; pour retrouver la puissance de Manzanares, il faut d'ailleurs ramener le rendement de sa turbine monopale à 0,42 [15]. Les puissances et les énergies calculées pour la tour sont donc des bornes supérieures. Le modèle des batteries, classique [7], [8], ne sera validé qu'après une confrontation à des mesures.

B. Gisement solaire et collecteur horizontal

Pour un collecteur horizontal, le mois le plus défavorable n'est pas celui de la plus faible insolation. Janvier, au cœur de la saison des pluies, cumule l'insolation la plus courte (5,46 $h.j^{-1}$) et la fraction diffuse la plus forte (44 %), mais le soleil y passe près du zénith et l'irradiation extraterrestre y est proche de son maximum ; le minimum du gisement tombe en juin (4,88 $kWh.m^{-2}$ par jour) en année moyenne, et en juillet (4,32 $kWh.m^{-2}$) dans l'année la plus défavorable. Avec la température horaire, la tour produit 13,5 % de moins en juin qu'en janvier (42,61 contre 49,24 kWh par jour) : c'est sur l'hiver austral que le collecteur doit être

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. 337-363

dimensionné, d'où le surplus de janvier (III-D). Le modèle ne représente ni les passages nuageux ni la variabilité d'un jour à l'autre ; l'approximation compte surtout en janvier, où la fraction diffuse atteint 44 %.

C. Compatibilité électrique : bus et banc de batteries

Le bus de 300 V n'est imposé ici par aucune machine : c'est la tension commune de la série, et le Tableau 4 montre qu'elle reste un compromis acceptable pour la configuration tour + batteries. Elle limite le courant à 29 A à la pointe de la tour, laisse à G1 jusqu'à 191 V entre phases et convient à des composants de la classe 600–650 V. Elle a deux inconvénients : un rapport de conversion de 5,5 à 6,1 pour les batteries, que nous traitons par un convertisseur isolé à double pont actif plutôt que par un hacheur, et un onduleur 230 V qui doit comporter un étage élévateur, ce qu'un bus de 400 V éviterait au prix d'un rapport de 8. Les estimations de III-C.3 montrent que le DAB de 6 kW garde au moins 34 % de marge, que son rendement variable coûte moins de trois points sur le rendement journalier du stockage, et que la chaîne de la charge ajoute 5,5 % à l'énergie appelée sans compromettre la couverture. La régulation par le convertisseur des batteries est stable avec une large marge face aux charges à puissance constante, et un condensateur de bus de 2,2 mF contient l'ondulation à 100 Hz de l'onduleur monophasé dans ± 2 %. Ces résultats restent des estimations : les paramètres des convertisseurs ne sont pas mesurés, le bus est représenté par un modèle moyen, et le niveau de tension de G1, la vitesse de la turbine et la commande du redresseur, qui fixent le point de fonctionnement aérodynamique (Δp_s = 2/3 Δp_{tot}), restent à étudier.

D. 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 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 convertisseurs ne sont représentés que par des courbes de rendement estimées et le bus par un modèle moyen ; ni les harmoniques, ni la compatibilité électromagnétique, ni la dynamique de G1 ne sont étudiées. Les coefficients d'Ångström–Prescott sont ceux de Glover et McCulloch pour les régions tropicales [12], et non des valeurs calées sur des mesures de rayonnement à Mahajanga ; huit des 180 valeurs d'insolation ont dû être reconstituées, et la série 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 et batteries LiFePO4 destiné au LPADER. Le système repose sur un bus continu commun de 300 V ; s'y raccordent la turbine-génératrice de la tour, par un redresseur, et un banc de modules 16S de 51,2 V, par un convertisseur DC/DC bidirectionnel. 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.m^{-2} en janvier et 7,66 kWh.m^{-2} en octobre sur le collecteur horizontal, dont le minimum annuel tombe en juin (4,88 kWh.m^{-2}) ; la tour de 109 m, avec un collecteur de 105 m, produit alors 49,24 et 66,43 kWh par jour.

Les onze critères sont vérifiés, avec la réserve de portée indiquée en III-E : trois 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. Les cellules restent entre 3,088 et 3,441 V aux régimes extrêmes, le rendement aller-retour d'un module vaut 93,0 à 94,5 % entre 0,2C et 0,5C, et la tension du banc reste dans la plage du convertisseur.

Couplés sur le bus avec la charge du laboratoire sans marge (29,04 kWh/j), la tour et un banc de quatre modules (20,48 kWh) couvrent entièrement la demande comme en janvier comme en octobre et ferment leur bilan journalier. Les batteries restituent

l'énergie du soir et de la nuit avec un rendement journalier voisin de 95 %, à moins de 0,2C, et gardent au moins 50 % d'état de charge.

Ces modèles servent de base au dimensionnement et à l'exploitation du système tour–batteries. Il faudra ensuite représenter l'inertie thermique du sol du collecteur et le vieillissement des batteries, introduire des passages nuageux et 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] 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.

[7] 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.

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

[9] 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.

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

[11] 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.

[12] 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.

[13] 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.

[14] 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.

[15] 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.

[16] 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.

[17] 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.

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

[19] 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.

[20] 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.

[21] 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.

[22] 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.

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

[24] 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.

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