

Modélisation et simulation d'un système de stockage à air comprimé couplé à un bâtiment et à une production photovoltaïque en zone insulaire et tropicale.

Sidiki SIMPORE*, François GARDE, Mathieu DAVID, Olivier MARC, Jean CASTAING-LASVIGNOTTES.

Laboratoire de Physique Et Ingénierie Mathématique pour l'Energie et l'environnement (PIMENT),
117 rue du Général Ailleret, 97430 Le Tampon, Ile de La Réunion, France

*(auteur correspondant sidiki.simpore@univ-reunion.fr)

Résumé - L'intégration à grande échelle de l'énergie photovoltaïque aux réseaux électriques décentralisés est souvent difficile à cause du caractère intermittent et variable de la ressource solaire qui peut provoquer l'instabilité du réseau. Pour ces mêmes raisons, rendre autonome des bâtiments tertiaires ou résidentiels par le photovoltaïque (seul) s'avère délicat. Une des solutions réside dans le stockage d'énergie électrique dont la méthode la plus utilisée demeure l'utilisation de batteries. Un autre moyen de stocker l'électricité, longtemps utilisé pour des niveaux de puissance élevée est le stockage par air comprimé (Compressed Air Energy Storage : CAES). Dans cet article, un modèle de système de stockage à air comprimé couplé à un bâtiment, au réseau électrique et à une production photovoltaïque de petite taille est proposé. Le modèle traduit le comportement instantané du système et une étude de sensibilité sur les paramètres clés est faite et les résultats de simulation sont présentés.

Nomenclature

T	Température, K	<i>Symboles grecs</i>	
P	Pression, Pa	β	Taux de compression ou de détente,
h	Enthalpie spécifique, $J.kg^{-1}$	η	Rendement
s	Enthalpie spécifique, $J.kg^{-1}.K^{-1}$	<i>Indices et exposants</i>	
u	Energie interne spécifique, $J.kg^{-1}$	PV	Photovoltaïque
v	Volume spécifique, $m^3.kg^{-1}$	tb	turbine
\dot{m}	Débit massique, $kg.s^{-1}$	<i>Ref</i>	référence
m	Masse, kg	<i>In</i>	entrée
V	Volume, m^3	<i>Out</i>	sortie
A	Surface, m^2	<i>CR</i>	taux de couverture
GHI	Irradiation Normale Globale, $W.m^{-2}$	<i>Vol</i>	volume
E	Energie, J	<i>Syst</i>	système
t	temps, s	<i>Is</i>	isentropique
\dot{V}	Débit volumique, $m^3.s^{-1}$	<i>Pv, bd</i>	du PV au bâtiment
C_p	Capacité calorifique, $J.kg^{-1}.K^{-1}$	m	mécanique
\dot{W}	Puissance, W		
\dot{Q}	Perte thermique, W		
K_{tk}	Coefficient global d'échange $Wm^{-2}K^{-1}$		

1. Introduction

L'augmentation de la demande énergétique durant ces dernières années d'une part, et les conséquences du changement climatique causés en outre par la production d'énergie d'autre part, conduisent à prospecter de nouvelles solutions de production et de gestion de l'énergie. Ainsi, dans l'esprit de la transition énergétique, beaucoup de pays s'engagent à changer leur

modèle énergétique en s'orientant vers les énergies renouvelables en général et le solaire photovoltaïque en particulier. Mais comme d'autres sources renouvelables, l'intégration directe à grande échelle pose problème du fait de son intermittence et de sa variabilité. Ainsi, pour des régions isolées comme l'île de La Réunion, une part importante du solaire photovoltaïque directement injectée dans le réseau électrique peut causer des instabilités. L'une des solutions pour venir à bout de ce problème est le stockage d'énergie [1]. De nos jours, le système de stockage d'énergie le plus utilisé demeure le stockage par batteries. Malgré leurs bonnes performances, elles restent peu respectueuses de l'environnement.

Selon Lund et Salgi [1], l'une des alternatives aux systèmes de stockage à batteries pour le futur semble être le système de stockage à air comprimé. C'est une technologie connue depuis le 19^{ième} siècle et qui était utilisée dans des industries automobiles [2]. Elle consiste à utiliser une source énergétique pour comprimer de l'air puis à le stocker dans un réservoir pendant les périodes où la ressource est abondante, moins chère ou que la demande énergétique est faible. Pendant les périodes de forte demande, de rareté ou de coût important de la ressource, l'air sous pression est détendu à travers une turbine pour produire de l'électricité. De nos jours, seulement deux centrales électriques dotées d'un système de stockage à air comprimé fonctionnent dans le monde. Il s'agit de la centrale Huntorf en Allemagne construite en 1978 avec une puissance de 290 MW qui a été augmentée à 321 MW, et la centrale AEC à McIntosh, Alabama, aux États-Unis d'une capacité de 110 MW [3]. L'air comprimé de ces centrales est stocké dans des cavités d'anciennes mines de sel ou de charbon [4]–[6]. Les systèmes de stockage à air comprimé admettent un rendement allant de 40 à 70 % en fonction de la gestion de la chaleur issue de la compression. Ainsi, si la chaleur de compression est stockée pour être réutilisée pendant la détente, le système de stockage est dit adiabatique et son rendement peut atteindre jusqu'à 70 % selon Hartmann *et al.* et Jube *et al.* [7], [8]. Par contre, le rendement des systèmes de stockage basés sur l'utilisation d'une source extérieure de chaleur pour réchauffer l'air au niveau de la turbine est d'environ 50 %. Dans la littérature, quelques travaux de modélisation voient le jour, en particulier pour le stockage de l'énergie éolienne et solaire. En effet, en 2014, Jannelli *et al.* [9] étudient un système de stockage à air comprimé pour l'alimentation d'une station de radio de télécommunication. Dans cette étude, une méthode de calcul des différents composants de centrale a été proposée et concerne: un champ photovoltaïque (PV), un réservoir de stockage d'air, des compresseurs et des turbines. Ce travail traite aussi d'un système de refroidissement des équipements de la station de radio par la valorisation d'air frais à la sortie de la turbine. Xia *et al.* [10] proposent en 2014 un modèle sur le stockage à air comprimé avec un débit massique constant pour chaque période de fonctionnement du système (compression, stockage, détente). Hartmann *et al.* [6] comparent les rendements des systèmes de stockage à air comprimé sur la base des configurations du compresseur et de la turbine. Il en ressort qu'un système de stockage à air comprimé avec stockage de chaleur muni de deux étages de compression et un étage de détente admet un rendement compris entre 49 et 61 %. Si on suppose une transformation polytropicque. Ce rendement peut atteindre 70% pour une transformation supposé isentropicque.

Presque tous les modèles existants sont basés sur de grandes puissances et un stockage de longue durée voire saisonnier. Dans cet article, un modèle traduisant le comportement instantané d'un système composé d'une production photovoltaïque (PV) de petite échelle (quelque kilowatts), d'un bâtiment consommateur d'énergie électrique, d'un réseau électrique et d'un système de stockage à air comprimé est proposé. Il s'agit pour nous d'étudier la faisabilité de ce type de stockage pour des petites puissances provenant d'une source énergétique intermittente comme le PV et d'augmenter l'autonomie du bâtiment vis à vis du réseau électrique.

Pour percevoir l'impact de chaque composant important sur le système, une étude de sensibilité concernant la surface du champ solaire, le débit volumique du compresseur et le volume de réservoir de stockage est effectuée. L'évolution du rendement global du système et

du taux de couverture des charges dues au système de stockage en fonction des paramètres clés, ainsi que l'évolution des différentes énergies mises en jeu sont présentées dans ce document.

2. Localisation et objectif de l'étude



Figure 1 : Situation de l'étude

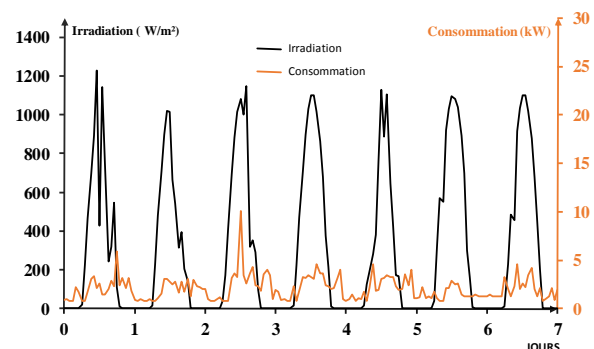


Figure 2 : courbe de charge et ensoleillement

L'île de La Réunion est située dans la zone tropicale de l'hémisphère sud (200 km à l'ouest de l'île Maurice dans l'océan Indien). Cette île bénéficie d'un rayonnement solaire important avec une irradiation moyenne annuelle supérieur à 2000 kWh.m^{-2} . La température de l'air ambiant varie de 22°C et 32°C en été et de 14°C et 29°C en hiver. La présente étude se tient à Saint-Pierre, une ville située au sud de l'île comme l'indique la Figure 1. Cette étude propose un modèle dynamique d'un système de stockage d'énergie à air comprimé couplé à un bâtiment.

Ce bâtiment dénommé ENERPOS est le premier bâtiment à énergie positive des DOM et se classe parmi les 30 bâtiments à énergie positive (BEP) répertoriés dans le monde. Il a été conçu et construit de façon à minimiser sa consommation énergétique. Le toit du bâtiment est équipé d'un champ photovoltaïque de 340 m^2 , ce qui lui permet de produire environ 7 fois plus d'énergie qu'il ne consomme. Enfin, ce bâtiment est équipé d'un dispositif de comptage électrique qui permet de connaître toutes les minutes sa consommation et sa production énergétique.

3. Modélisation du système

3.1. Description du procédé

Le système étudié est composé de quatre grandes parties qui sont interconnectées comme le montre la figure 2 :

- Le bâtiment

Il s'agit du bâtiment ENERPOS décrit plus haut dont sa courbe de charge pour une semaine de fonctionnement est représentée par la figure 2.

- Le champ photovoltaïque

L'idée de l'étude est de pouvoir stocker de façon instantanée le reste de l'énergie électrique produite par un champ photovoltaïque après avoir alimenté en priorité les charges du bâtiment. Ainsi, le système comporte un champ photovoltaïque de quelques kilowatts.

- Le système de stockage à air comprimé

L'une des principales parties à modéliser est celle relative au stockage à air comprimé qui est composé d'un réservoir devant contenir l'air sous pression, d'un module de compression alimenté par le champ photovoltaïque et d'un module de détente équipé d'une turbine et d'un alternateur électrique.

- Le réseau électrique

L'ensemble des autres parties est connecté au réseau électrique qui est toujours disponible et peut servir à couvrir les charges en cas d'absence de production PV ou de production du système de stockage.

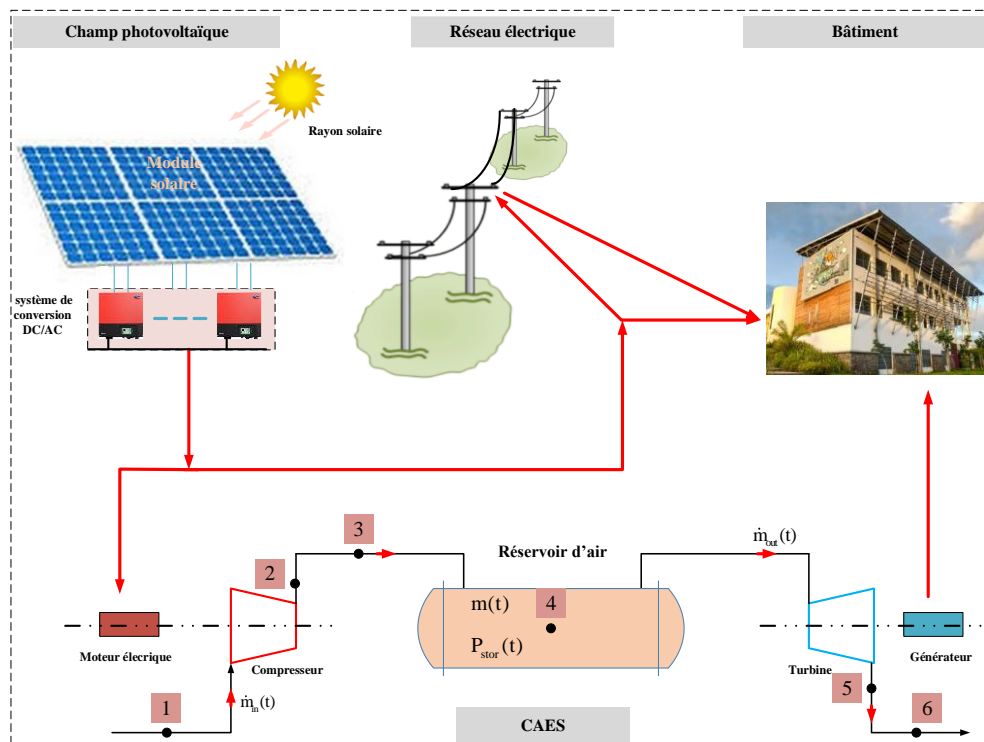


Figure 3 : schéma de l'installation étudiée

Point	Description	Points	Description
1	Entrée de l'air dans le système	4	Intérieur du réservoir d'air comprimé
2	Sortie isentropique du compresseur	5	Sortie isentropique de la turbine
3	Sortie réelle du compresseur	6	Sortie réelle de la turbine

Tableau 1 : Description des points du circuit de l'air dans le système

3.2. Hypothèses et modèles de composants

L'état de l'air à tout pas de temps et à chaque point du système est déterminé par les équations d'état associés et les types de transformations que subit l'air. Pour ce faire, nous admettons les hypothèses suivantes pour l'air :

- L'air utilisé dans ce modèle est assimilé à un gaz parfait dont les capacités calorifiques massiques demeurent constantes ;
- Les pressions minimales et maximales autorisées dans le réservoir sont fixées pour des raisons opérationnelles et de sécurité ;
- Le coefficient global d'échange thermique du réservoir est supposé constant ;
- La compression et la détente sont issues de transformations isentropiques corrigées par des rendements isentropiques variables en fonction du taux de compression et du taux de détente.

Le comportement du système de stockage à air comprimé est décrit par les 6 points indiqués dans la figure 3.

Pour connaître le comportement du système à chaque pas de temps, les variables thermodynamiques sont calculées en utilisant l'équation d'état des gaz parfaits et les principes de conservation de masse et d'énergie. Ainsi, à chaque point et à chaque pas de temps, la

température de l'air, la pression, l'enthalpie spécifique, l'entropie spécifique, le volume spécifique et l'énergie interne spécifique sont calculés.

Entre le point 1 et 2, en supposant dans un premier temps une compression isentropique, le compresseur est modélisé ensuite par son rendement isentropique $\eta_{is,cp}$ défini par :

$$\eta_{is,cp} = \frac{\Delta h_{is}}{\Delta h_{real}} = \frac{h_2(t) - h_1(t)}{h_3(t) - h_1(t)} \quad (1)$$

D'après Jubeh *et al.* [7], les rendements isentropiques de compression et de détente sont fonctions du taux de compression et de détente et peuvent être déterminés par :

$$\eta_{is,cp} = 0,91 + \frac{\beta_{cp}(t) - 1}{300} \quad \text{et} \quad \eta_{is,tb} = 0,90 - \frac{\beta_{tb}(t) - 1}{250} \quad (2)$$

Avec $\beta_{cp}(t)$ et $\beta_{tb}(t)$ qui représentent respectivement le taux de compression et de détente.

A l'intérieur du réservoir de stockage, les équations de conservation de la masse et de l'énergie sont écrites selon :

$$\begin{cases} \frac{dM(t)}{dt} = \dot{m}_{in}(t) - \dot{m}_{out}(t) \\ \frac{d(Mu)}{dt} = \dot{Q}_{ik}(t) + \dot{m}_{in}(t)h_3(t) - \dot{m}_{out}(t)h_4(t) \end{cases} \quad (3)$$

avec la perte de chaleur, le débit massique du compresseur et le rendement volumique définis par :

$$\begin{cases} \dot{Q}_{ik}(t) = K_{ik} \times A_{ik} (T_{ext}(t) - T_4(t)) \\ \dot{m}_{in}(t) = \eta_{v,cp} \frac{\dot{V}}{v_1(t)} \quad \text{avec} \quad \eta_{v,cp} = 1 - \left[(0,05 \times \beta_{cp}(t))^{1,4} - 1 \right] \end{cases} \quad (4)$$

La puissance instantanée nécessaire au fonctionnement du compresseur et la puissance instantanée produite par la turbine sont calculées selon :

$$\begin{cases} \dot{W}_{cp}(t) = \frac{1}{\eta_{m,cp}} \times \dot{m}_{in}(t) \times (h_3(t) - h_1(t)) \\ \dot{W}_{tb}(t) = \eta_{m,tb} \times \dot{m}_{out}(t) \times (h_6(t) - h_5(t)) \end{cases} \quad (5)$$

Le système de stockage ainsi modélisé est couplé à un champ photovoltaïque qui en fonction du niveau de sa production, alimente les charges du bâtiment, alimente les systèmes de compression et injecte éventuellement le reste dans le réseau (énergie vendue).

La production du champ PV peut se modéliser par la relation suivante :

$$\dot{W}_{pv}(t) = \eta_{pv} \times K_{pv} \times GHI \times A_{pv} \quad (6)$$

avec GHI qui représente l'irradiation globale normale sur le plan du module photovoltaïque, A_{pv} représente la surface totale du champ PV, K_{pv} représente le coefficient de conversion électrique des onduleurs et η_{pv} désigne le rendement des cellules photovoltaïques qui dépend du type de cellules et en particulier des conditions climatiques. Selon [11], le rendement d'une cellule PV peut être approché par la relation suivante :

$$\eta_{pv} = \eta_{ref} \times \left[1 - \frac{(T_c - T_{ref})}{(T_0 - T_{ref})} \right] \quad (7)$$

Où η_{ref} désigne le rendement de référence de la cellule PV à la température T_{ref} , T_c représente la température du module PV et T_0 désigne la température au bout de laquelle le

rendement de la cellule est nul. La consommation électrique instantanée du bâtiment $\dot{W}_{bd}(t)$ est donnée par la courbe de charge représentée par la figure 2.

3.3. Scenarii de fonctionnement

Le fonctionnement du système de stockage à air comprimé couplé au bâtiment, à la production PV et au réseau électrique peut se faire par plusieurs scénarii qui prennent en compte la sécurité du système et la différence entre la production et la consommation des charges. Ces scénarii sont établis en fonction des critères et hypothèses ci-après :

- Le bâtiment doit toujours être alimenté en priorité par la production photovoltaïque, suivi par le système de stockage et le cas échéant par le réseau électrique (achat) ;
- Le compresseur est toujours alimenté par le reste de la production PV après l'alimentation des charges du bâtiment ;
- Le compresseur ne peut fonctionner que s'il est alimenté par un niveau de puissance suffisant et que la pression dans le réservoir ne dépasse pas la pression maximale autorisée P_{max} et aussi qu'il est au repos depuis un temps t_{break} nécessaire pour éviter des démarrages intempestifs (anti court-cycle)
- La turbine ne peut fonctionner que si la pression d'air du réservoir est au-dessus de la pression minimale P_{min} autorisé ;
- Le reste éventuel de la production photovoltaïque est injecté au réseau (énergie vendue).

La combinaison de toutes ces hypothèses et critères abouti à 18 scénarii possibles qui correspondent à quatre situations énergétiques différentes :

- Situation 1 : le réseau alimente la charge (pas de stockage)
- Situation 2 : le PV alimente les charges et le reste est vendu (pas de stockage) ;
- Situation 3 : le PV alimente les charges, le compresseur (stockage) et le reste est vendu
- Situation 4 : La turbine alimente les charges (pas de stockage)

Pour évaluer l'efficacité de l'ensemble et l'apport du système de stockage à air comprimé sur l'autonomie du bâtiment, nous définissons trois ratios que sont le rendement global du système de stockage η_{CAES} , le taux de couverture des charges due à l'intégration du CAES CR_{CAES} et le taux de couverture global des charges $CR_{CAES,PV}$. Ils se définissent comme suit :

$$\eta_{CAES} = \frac{E_{tb}}{E_{cp}} ; CR_{CAES} = \frac{E_{tb}}{E_{bd}} \quad (8)$$

Où E_{tb} , E_{cp} , et E_{bd} désignent respectivement l'énergie fournie par la turbine, l'énergie consommée par le compresseur et la demande énergétique totale du bâtiment. Ces énergies sont calculées par intégration de la puissance correspondante à chaque instant et sur une durée déterminée.

4. Résultats et discussion

En appliquant le modèle numérique proposé et en se servant des données climatiques décrites plus haut et aussi des paramètres contenus dans le tableau 2, nous obtenons l'évolution des puissances au cours du temps et les différentes énergies mise en jeu dans le système au bout d'une année de fonctionnement.

Ainsi la figure 4 représente la répartition instantanée de la production photovoltaïque, des charges liées au bâtiment, de la puissance de compression et du reliquat injecté dans le réseau. La figure 5 montre la manière dont la charge du bâtiment est instantanément satisfaite par

différentes manières au cours du temps (PV, Turbine ou éventuellement électricité reçue du réseau).

Paramètres	Valeurs	Paramètres	Valeurs
Pression atmosphérique	1 bar	Température de référence du PV	25°C
Pression maximale	80 bar	η_{ref}	15%
Pression minimale	10 bar	K_{pv}	90%
Surface du champ PV	100 m ²	$\eta_{m,tb}$	90%
Volume du réservoir	5 m ³	$\eta_{m,cp}$	90%
Coefficient global d'échange	5 W/m ² K	\dot{v}	100 m ³ h ⁻¹

Tableau 2: Paramètres d'entrée pour la simulation

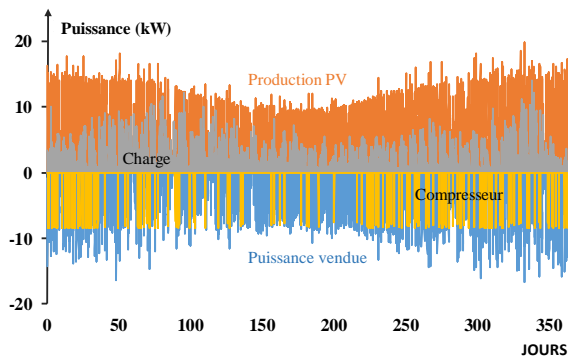


Figure 4 : Répartition des différentes puissances mises en jeu dans le système

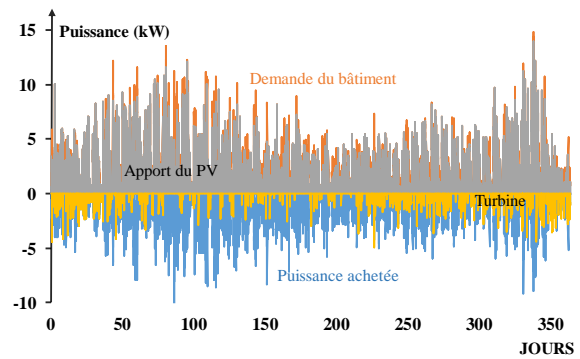


Figure 5 : Répartition de la charge du bâtiment

Pour cette configuration, le système admet un rendement global d'environ 41.1 % et un taux de couverture d'environ 4 %. L'étude de sensibilité sur la surface du champ photovoltaïque, le débit volumique du compresseur, le volume du réservoir d'air, permet de percevoir l'influence de chacun sur le rendement global du système et le taux de couverture des charges.

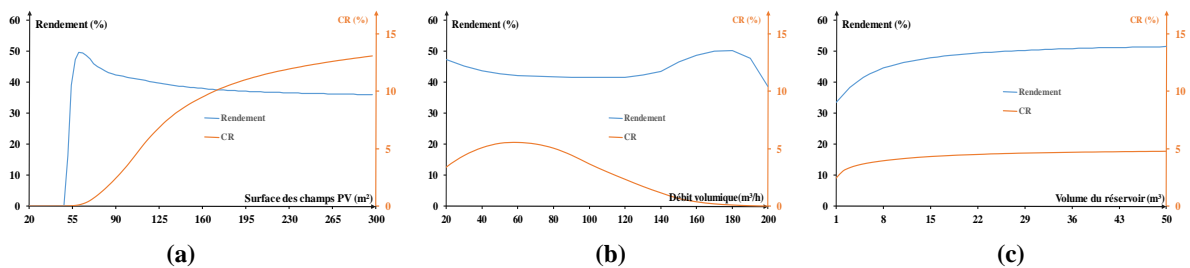


Figure 6 : Evolution du rendement global et du taux de couverture en fonction de la surface (a), du débit volumique (b) et du volume du réservoir (c).

En effet, la figure 6a, la figure 6b et la figure 6c montrent l'évolution du rendement global du système et du taux de couverture. Il apparaît que ces deux indicateurs de performance du système n'évoluent pas forcément dans le même sens pour tous les paramètres. Ainsi, la figure 6a montre que pour un volume de réservoir et un débit volumique fixes, le rendement du système se stabilise au bout d'une certaine valeur de surface du champ PV tandis que le taux de couverture croît avec la surface. Il apparaît aussi que le rendement tel que défini peut être meilleur sans que le système n'ait joué un rôle majeur dans la couverture des charges, la figure 6b illustre bien ce cas. Le rendement global du système peut atteindre 50% pour un débit volumique compris entre 140 m³/h et 200 m³/h pour un champ de capteur photovoltaïque de

100 m² et une surface de réservoir de 5 m³. La figure 6c montre une légère croissance du rendement et du taux de couverture avec le volume du réservoir. Ces différents résultats montrent qu'il existe des points optimaux de fonctionnement du système qui garantissent de meilleurs rendements et de meilleurs taux de couverture des charges ; une étude d'optimisation est donc nécessaire.

5. Conclusion

En conclusion, nous pouvons dire qu'il est possible d'imaginer non seulement un stockage instantané de l'électricité photovoltaïque par un système à air comprimé mais aussi de la réutilisation de cette énergie stockée pour répondre à une demande instantané d'un bâtiment connecté au réseau électrique. Il apparaît donc qu'il existe des relations entre les principaux paramètres du système (surface du champ PV, cylindrée du compresseur, volume du réservoir) qu'il faut optimiser en fonction de la charge du bâtiment.

Cette étude permet aussi de démontrer la faisabilité d'un système de stockage à air comprimé avec de petites puissances (quelques dizaines de kilowatts). Les composants du système doivent être adaptés à la puissance demandée par les charges. Une étude d'optimisation des paramètres et une gestion efficace de la chaleur issue de la compression s'avèrent maintenant nécessaires pour confirmer l'efficacité et la faisabilité de ce système original.

Références

- [1] H. Lund et G. Salgi, « The role of compressed air energy storage (CAES) in future sustainable energy systems », *Energy Convers. Manag.*, vol. 50, n° 5, p. 1172-1179, mai 2009.
- [2] IEC, *Electrical energy storage white paper*. Tech report, 2011.
- [3] M. Raju et S. Kumar Khaitan, « Modeling and simulation of compressed air storage in caverns: A case study of the Huntorf plant », *Appl. Energy*, vol. 89, n° 1, p. 474-481, janv. 2012.
- [4] P. Zhao, Y. Dai, et J. Wang, « Design and thermodynamic analysis of a hybrid energy storage system based on A-CAES (adiabatic compressed air energy storage) and FESS (flywheel energy storage system) for wind power application », *Energy*, vol. 70, p. 674-684, juin 2014.
- [5] H. Zhao, Q. Wu, S. Hu, H. Xu, et C. N. Rasmussen, « Review of energy storage system for wind power integration support », *Appl. Energy*, vol. 137, p. 545-553, janv. 2015.
- [6] N. Hartmann, O. Vöhringer, C. Kruck, et L. Eltrop, « Simulation and analysis of different adiabatic Compressed Air Energy Storage plant configurations », *Appl. Energy*, vol. 93, p. 541-548, mai 2012.
- [7] N. M. Jubeh et Y. S. H. Najjar, « Green solution for power generation by adoption of adiabatic CAES system », *Appl. Therm. Eng.*, vol. 44, p. 85-89, nov. 2012.
- [8] N. M. Jubeh et Y. S. H. Najjar, « Power augmentation with CAES (compressed air energy storage) by air injection or supercharging makes environment greener », *Energy*, vol. 38, n° 1, p. 228-235, févr. 2012.
- [9] E. Jannelli, M. Minutillo, A. Lubrano Lavadera, et G. Falcucci, « A small-scale CAES (compressed air energy storage) system for stand-alone renewable energy power plant for a radio base station: A sizing-design methodology », *Energy*, nov. 2014.
- [10] C. Xia, Y. Zhou, S. Zhou, P. Zhang, et F. Wang, « A simplified and unified analytical solution for temperature and pressure variations in compressed air energy storage caverns », vol. 74, févr. 2015.
- [11] S. Dubey, J. N. Sarvaiya, et B. Seshadri, « Temperature Dependent Photovoltaic (PV) Efficiency and Its Effect on PV Production in the World – A Review », *Energy Procedia*, vol. 33, p. 311-321, 2013.