

Cogénération, trigénération et gestion de l'énergie des systèmes à base de piles à combustible : état de l'art

Cogeneration, trigeneration and energy management of fuel cell systems: State of art

Hugo LAMBERT^{1,3,*}, Robin ROCHE^{2,3}, Samir JEMEI^{1,3}, Pascal ORTEGA⁴, Daniel HISSEL^{1,3}

¹FEMTO-ST, CNRS, Univ. Bourgogne Franche-Comté

²FEMTO-ST, CNRS, Univ. Bourgogne Franche-Comté, Univ. de Technologie de Belfort Montbéliard

³FCLAB, CNRS, Univ. Bourgogne Franche-Comté

⁴GEPASUD, Université de Polynésie-Française

* (correspondre avec l'auteur : hugo.lambert@univ-fcomte.fr)

Résumé - Face au changement climatique, différentes solutions s'offrent à nous pour réduire notre consommation d'énergies fossiles et nos émissions de gaz à effet de serre. L'hydrogène et les piles à combustibles, qui disposent d'un rendement supérieur aux machines thermiques dites "conventionnelles" (moteurs, chaudières), peuvent être utilisées comme moyens de production d'énergie électrique mais également de chaleur. Cet article présente l'état de l'art pour la cogénération et la trigénération à partir des piles à combustible (PAC) dans le domaine stationnaire. Dans un premier temps, nous verrons comment l'hydrogène peut être produit, stocké et utilisé dans les PAC. Puis, selon l'état de l'art, nous posons les avantages qu'offrent les PAC pour la cogénération par rapport aux systèmes conventionnels. Nous recensons ensuite les applications de trigénération à base de PAC. Enfin nous traitons de la gestion de l'énergie dans le cas des systèmes isolés intégrant ce type de systèmes.

Mots-clés : Cogénération, Trigénération, Pile à combustible, Gestion de l'énergie, Hydrogène.

1. Introduction

La consommation mondiale d'énergie est en croissance constante [1], cependant les principales sources d'énergie carbonées utilisées (gaz, pétrole, charbon) sont en diminution constante. Il existe des sources d'énergie alternatives comme l'énergie nucléaire ou encore les énergies renouvelables (solaire, éolien, géothermie, biomasse). Les énergies solaire et éolienne sont actuellement en développement soutenu. Ce sont deux sources d'énergie renouvelable infinie, d'accès relativement simple. Cependant, l'intermittence et la variabilité de ces deux ressources font qu'il est primordial de pouvoir stocker l'énergie, afin de garantir à tout moment une production en phase avec la consommation. Un des moyens de stockage peut être l'hydrogène. Utilisé comme un vecteur énergétique, il permet de stocker, de transporter et de produire de l'énergie sous forme électrique et/ou thermique [2]. Contrairement aux batteries électrochimiques, le stockage d'énergie sous forme d'hydrogène permet le stockage de longue durée, avec une très faible auto-décharge. Ainsi, le vecteur énergétique hydrogène permet de répondre à la demande en énergie électrique et/ou thermique.

Dans cet article, nous verrons quel est l'état de l'art des installations de cogénération et trigénération à partir des PAC et de quelle manière ces installations présentent un avantage sur les installations conventionnelles. Dans une première partie nous verrons comment est produit, stocké et utilisé l'hydrogène pour produire de l'électricité dans les deux technologies de PAC les plus utilisées : la PAC à membrane échangeuse de protons (PEMFC : Proton Exchange Membrane Fuel Cell) et la PAC à oxyde solide (SOFC : Solid Oxyde Fuel Cell), leurs avantages et inconvénients. La deuxième partie traitera des applications des PAC dans le cas de la

cogénération. Dans une troisième partie nous décrirons les applications de trigénération, c'est-à-dire l'utilisation de PAC pour produire de l'électricité, de la chaleur et du froid. Enfin, dans une quatrième partie, nous étudierons le cas des systèmes isolés et l'importance de la gestion de l'énergie dans de tels systèmes.

2. L'hydrogène-énergie et les piles à combustible

L'hydrogène possède une densité énergétique massique environ trois fois supérieure à celle du pétrole mais une faible densité volumique. L'hydrogène doit donc souvent être comprimé afin d'atteindre une densité énergétique volumique intéressante. En revanche l'hydrogène, précisément la molécule de dihydrogène H_2 , n'existe pas à l'état naturel. Il est nécessaire de transformer les molécules qui en contiennent (la matière organique, l'eau).

Actuellement, 76 % de l'hydrogène est produit par le reformage du gaz naturel, à 76 %, et seulement 2% par l'électrolyse de l'eau [3]. L'électrolyse de l'eau, couplée aux énergies renouvelables, est une solution pour le stockage des énergies renouvelables de manière totalement décarbonée. L'électrolyse est une réaction électrochimique qui, sous l'action d'un courant électrique, sépare la molécule d'eau en hydrogène et en oxygène. L'oxygène peut indifféremment être stocké ou relâché dans l'environnement.

L'hydrogène ainsi produit peut être injecté dans les réseaux de gaz, stocké sous forme de gaz comprimé, transformé en hydrogène liquide, ou encore stocké dans des hydrures métalliques où la molécule de dihydrogène se fixe à la surface d'une matrice métallique.

Ainsi, produit par électrolyse de l'eau, et couplé aux énergies renouvelables et une PAC, on obtient un vecteur énergétique totalement décarboné (sans tenir compte de la production des systèmes et de leur transport). Les deux technologies de pile principalement utilisées aujourd'hui, SOFC et PEMFC, sont présentées dans la suite.

2.1. Les piles à Oxyde Solide (SOFC)

Les piles SOFC sont des piles à très haute température (entre 600 et 1000°C). Cette technologie permet une variété de carburant, qui peut être du gaz naturel, du méthane ou de l'hydrogène. Si la pile est alimentée par du gaz naturel ou du méthane, une étape de reformage est nécessaire pour extraire de l'hydrogène. L'hydrogène ainsi créé va réagir à l'anode selon l'équation :



Côté électrode, l'oxygène va réagir avec les électrons selon l'équation :



L'équation générale de la réaction est alors :



Les piles SOFC fonctionnant à haute température, le reformage du méthane peut se faire au sein de la pile à combustible dans une chambre de reformage, ce qu'on appelle reformage interne. Ceci permet de s'affranchir d'une étape de reformage externe et participe au refroidissement à la pile [4] [5].

2.2. Les piles à Membrane Échangeuse de Protons (PEMFC)

La technologie PEMFC est une pile à basse température (entre 50 et 100°C). Dans ce type de pile, l'hydrogène doit être pur car le monoxyde de carbone peut "empoisonner" l'anode et réduire la durée de vie de la pile. A l'anode, une réaction d'oxydation de l'hydrogène a lieu :



A la cathode a lieu la réduction de l'oxygène :



L'équation globale de réaction est alors, comme pour les piles SOFC :



2.3. Comparaison

L'avantage d'une technologie sur l'autre dépend du cas d'utilisation de la pile. L'avantage des SOFC par rapport aux PEMFC, si l'on considère l'approvisionnement en carburant, est que les SOFC permettent le reformage du gaz naturel directement au sein du système pile, ce qui enlève une étape de transformation alors que les PEMFC doivent être alimentées par de l'hydrogène purifié de ses impuretés (monoxyde de carbone et soufre). D'un autre côté si l'on est dans une logique de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES), notamment le CO₂, l'hydrogène peut être produit par électrolyse de l'eau et ainsi les SOFC perdent cet avantage.

Le reformage du gaz naturel (GN) est typiquement composé d'un désulfuriseur, et d'un pré-reformeur. Tout cela peut être intégré directement au sein de la pile SOFC (grâce à sa température de fonctionnement). Une PEMFC, nécessite comme carburant de l'hydrogène pur et sa température de fonctionnement ne permet pas le reformage du GN. Une étape de reformage et de traitement du carburant en amont est nécessaire, ce qui augmente les coûts et la complexité du système et diminue son efficacité globale. Les SOFC ont donc une meilleure efficacité par rapport aux PEMFC si le carburant utilisé est le GN [6].

Les PEMFC possèdent une certaine flexibilité d'utilisation, en effet les temps de démarrage et d'arrêt sont très rapides comparé aux SOFC. Les SOFC sont plutôt utilisées pour des applications nécessitant de grandes puissances et les PEMFC pour des applications de plus faible puissance.

	SOFC	PEMFC
Carburant	Gaz naturel, hydrogène	Hydrogène
Température de fonctionnement	600-1000°C	50-100°C
Applications	Production électrique, bâtiment, cogénération de grande puissance	Production électrique, bâtiment, cogénération de faible puissance, transport, portable
Gamme de puissance	Jusqu'au MW	Du W jusqu'à 100 kW
Avantages	Très haute température qui permet le reformage interne et permet la valorisation de la chaleur pour d'autres procédés	Démarrage rapide, peut fonctionner sous différents régimes de charge, valorise une chaleur à basse température
Inconvénients	Les temps de mise en route sont longs.	Une grande pureté de l'hydrogène est requise.

3. La cogénération dans le bâtiment

On définit la cogénération comme la production d'énergie sous deux formes (électrique et thermique par exemple) à partir d'une source d'énergie primaire. La cogénération permet d'améliorer les rendements car elle permet de valoriser une partie des pertes thermiques de certains procédés de conversion.

Les PAC convertissent l'énergie chimique contenue dans la molécule de dihydrogène en électricité, en eau et en chaleur (réaction exothermique). En valorisant les pertes thermiques de la pile en fonctionnement, on peut alimenter un système de chauffage et ainsi augmenter le rendement des installations. La gestion de la chaleur diffère suivant le type de pile car les températures de fonctionnement ne sont pas les mêmes. Pour les SOFC, la gestion thermique fait souvent appel à un brûleur secondaire alimenté par les gaz de sortie à une température d'environ 1000°C. Dans le cas des PEMFC, la chaleur est extraite par le liquide de refroidissement dans le circuit de refroidissement. Le liquide de refroidissement de la pile à une température entre 70-80°C environ, ce qui permet d'alimenter directement les équipements pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire au moyen d'échangeurs de chaleur et ballons de stockage [7].

Dans le cas des PAC, l'utilisation de la cogénération permet d'augmenter le rendement de 30-60% (rendement électrique) à 80-95% dans certains cas [8]. Dans [5], un système de cogénération d'électricité et chaleur par SOFC de 110 kW a obtenu un rendement électrique de 43,3%, un rendement thermique pour le chauffage de 43,7%, ce qui mène à un rendement global de l'installation à 87%. Dans [9], les auteurs ont montré une réduction de la consommation d'énergie primaire non renouvelable pouvant aller jusqu'à 48% en considérant différents types de bâtiments et différents mix d'énergie primaire (électrique et gaz) comparé aux chaudières à gaz à condensation. Ils ont montré que la plus grande économie d'énergie primaire non renouvelable est faite lorsque la demande d'énergie thermique du bâtiment est entièrement comblée par la valorisation thermique de la PAC. Dans [10], les auteurs ont montré dans une étude comparative que, comparé aux autres sources de cogénération, à puissance équivalente, la cogénération à partir des PAC (SOFC et PEMFC) permet une réduction des émissions de gaz à effet de serre plus importante que d'autres technologies utilisées (moteur Stirling, moteur Rankine et moteur à gaz).

Il est intéressant de citer le projet japonais Ene-Farm qui a implanté environ 300 000 unités de cogénération [11]. Les systèmes déployés sont des unités de cogénération à base de PEMFC d'une puissance électrique de 800 W pour une puissance thermique de 1 kW, alimentées par du GN ou du kérosène. Avec un rendement global de 80%, l'installation permet une économie de l'ordre de 30% des émissions de GES. De nouvelles unités à base de SOFC ont été installées. Il est intéressant de noter qu'entre 2009 et 2017, le coût des installations a été divisé par 10 [12]. En Europe, le projet Ene.field (2012-2017) a permis l'installation de 1000 unités de micro-cogénération dans 10 pays européens. Il a été suivi en 2016 par le projet PACE qui prévoyait l'installation de 2800 unités dans 10 pays. Ces projets ont permis un développement industriel des installations de cogénération à base de PAC en Europe, une réduction des coûts, ainsi qu'une standardisation des installations. Une étude a été menée sur le cycle de vie de ces installations et, dans tous les cas de figure considérés, ces systèmes produisent moins de CO₂ que les chaudières à gaz et les pompes à chaleurs. Pour ces deux projets, le rendement des systèmes atteint jusqu'à 95 %. Une étude économique a également été menée [13]. Ainsi, en augmentant le nombre d'installations, en réduisant les coûts du capital et d'installation, ces installations deviennent compétitives par rapport aux technologies existantes. En installant

environ 5000 unités de cogénération à base de PAC, le coût est estimé à 2125 € par an, alors que pour une unité de cogénération à partir de moteur Stirling, ce coût est de 2200 € par an.

4. La trigénération dans le bâtiment

La trigénération est la production d'énergie sous trois formes différentes (électricité, chaleur et froid) à partir d'une source d'énergie primaire. Nous avons vu précédemment les moyens utilisés pour la production d'électricité et de chaleur. Nous allons maintenant voir les technologies utilisées pour la production de froid. Pour créer du froid, 3 technologies sont utilisées :

- la compression mécanique de vapeurs
- l'absorption
- l'adsorption

La compression mécanique utilise un compresseur électrique alors que l'absorption et l'adsorption sont des procédés thermochimiques qui permettent de produire du froid à partir d'un apport de chaleur. Ces deux technologies sont particulièrement adaptées pour la valorisation thermique des procédés et particulièrement les PAC.

Afin de comparer l'efficacité des machines frigorifiques, il est courant d'utiliser le coefficient de performance (COP). Dans le cas des machines à compression de vapeur, les COP sont généralement supérieurs à 3 alors que pour les machines à absorption et adsorption, le COP est généralement inférieur à 1.

4.1. Refroidissement par compression mécanique de vapeurs

Il est possible de se servir d'une PAC afin d'alimenter un compresseur pour faire fonctionner un climatiseur. Ainsi, [14] montre qu'il est possible d'alimenter un bâtiment en électricité, chaleur et froid à partir d'une PAC à acide phosphorique (non traité dans cet article car peu utilisée) de 200 kW. Dans cette étude, le froid est principalement créé par compression mécanique des vapeurs mais un refroidisseur à absorption est également intégré. Il permet de valoriser la chaleur de la pile à combustible. 500 kW de froid sont créés à l'aide d'un compresseur, pour une consommation électrique de 142 kW ; par ailleurs 73,5 kW de froid sont créés grâce à 105 kW thermiques. L'auteur a démontré qu'il est possible de subvenir aux besoins électriques et frigorifiques du bâtiment à l'aide d'une PAC

Dans [15], pour une application tropicale, les auteurs ont testé un système de stockage thermochimique de froid par compression mécanique. Ils ont démontré que l'utilisation conjointe du compresseur et d'une source de chaleur permet d'exploiter des sources de chaleur dont la température est inférieure à la température minimale de désorption et d'augmenter sensiblement la valeur du COP. Par exemple, la chaleur produite par une PAC notamment à une température de 50°C, au niveau du réacteur thermochimique de stockage permet d'augmenter le COP de 2,9 à 6,3.

4.2. Refroidissement par absorption

Le refroidissement par absorption est un procédé chimique qui utilise la propriété de certains liquides à absorber un gaz. Ce processus est réversible. Dans ce type de système une source de chaleur est utilisée pour séparer le liquide et le gaz absorbé. Le gaz en phase vapeur est alors condensé et passe ainsi en phase liquide. Il est ensuite détendu et s'évapore. Au cours de l'évaporation, le gaz absorbe de la chaleur et crée ainsi du froid. Ces systèmes sont constitués d'un générateur, où sous l'action d'une source de chaleur, le fluide frigorigène est séparé de l'absorbant, un condenseur, qui condense la vapeur issue du générateur et d'un évaporateur.

Ainsi, dans [15] ont été analysées les performances d'un système de trigénération basé sur une PEMFC (5kW). Les auteurs ont étudié deux scénarios : un scénario d'été et un scénario d'hiver. Enfin, ils ont étudié l'influence des paramètres d'entrée (température et pression des

gaz d'entrée, densité de courant et température de la PEMFC) sur le rendement du système. Ils ont obtenu des rendements de 70% en été et 82% en hiver. Ainsi, l'utilisation de l'absorption et la valorisation sous forme de froid augmentent le rendement du système. Dans [16], les auteurs ont étudié l'influence d'un système de trigénération basé sur une SOFC (693 kW), sur la production de GES et la consommation d'électricité, pour un bâtiment de bureau dans un climat tropical sur une année. L'utilisation de ce système a permis de réduire les émissions de GES de 51,4% et la consommation électrique de 7,1% par rapport à un bâtiment connecté au réseau. Ces réductions sont dues à l'origine de l'électricité du réseau et à l'utilisation de refroidisseurs à absorption qui font baisser la consommation en électricité pour la production de froid. Enfin, dans [17], les auteurs ont comparé les performances énergétiques, environnementales et économiques de trois sources de trigénération : une SOFC, un moteur à combustion interne et une micro-turbine à gaz, pour différents types de bâtiments (école, hôpital, commerces, hôtel, bureau) selon différentes zones géographiques en Chine. Ils ont montré que la trigénération à partir de SOFC présente en moyenne la meilleure efficacité électrique (45%), en revanche l'efficacité thermique est la moins bonne des trois (37%) avec une efficacité générale de 74%, ce qui est meilleur que les moteurs à combustion interne (66%) et les micro-turbines (60%). Cependant, en comparaison à la production d'électricité, chaleur et froid à partir de sources conventionnelles, la trigénération à partir de SOFC permet une réduction des GES de 60%, ce qui est la meilleure des trois cas étudiés.

4.3. Refroidissement par adsorption

Le principe est identique au refroidissement par absorption mais, dans le cas présent, le fluide frigorigène n'est plus absorbé dans un liquide mais il est adsorbé à la surface d'un solide (typiquement des sels pulvérisés sur une matrice carbone). L'adsorption est un phénomène de surface, alors que l'absorption est un phénomène de volume. Le refroidissement par adsorption permet de valoriser des températures plus faibles que le refroidissement par absorption [18], ainsi ce type de refroidisseur se prête plus au couplage avec les piles basses température (PEMFC).

En utilisant ce type de système, les auteurs de [19] ont cherché à valoriser la chaleur résiduelle d'une PEMFC (entre 600 et 1400 W). Ils ont calculé le rendement de la cogénération électricité/froid de leur système à partir de l'énergie fournie par l'hydrogène comme le produit de la quantité d'hydrogène consommé et la variation d'enthalpie de formation de l'eau, et ont ainsi obtenu un rendement total de 63%. Dans [18], une étude énergétique, environnementale et économique d'un système de micro-trigénération basé sur une PEMFC, un refroidisseur à adsorption ainsi qu'un générateur thermoélectrique a été réalisée. Un rendement énergétique global de 75% a été obtenu, et les auteurs ont montré que comparé à un système conventionnel une économie de 16 tonnes de CO₂ par an était atteignable et qu'avec un prix de l'hydrogène inférieur à 2\$/kg, ce type de système est compétitif avec d'autres systèmes conventionnels. Enfin, dans [20], les auteurs ont utilisé une SOFC afin d'alimenter un relais de télécommunication avec une charge électrique de 3,5 kW et une charge frigorifique variable. Ils ont utilisé un stockage d'eau afin d'alimenter le refroidisseur à adsorption. Ils ont également étudié l'influence du dimensionnement de l'installation sur les consommations énergétiques et l'impact environnemental. Ainsi, en utilisant quatre SOFC pour une puissance électrique totale de 10 kW et une charge frigorifique moyenne de 4,77 kW, ils ont obtenu un gain d'énergie (par rapport à l'utilisation du réseau électrique italien) de 302 kWh, pour une efficacité globale de 63% et une économie d'émissions de CO₂ de 118 kg/semaine.

5. Application à un système isolé

Un système de production d'énergie renouvelable hybride isolé comprend des producteurs, des consommateurs et des moyens de stockage de l'énergie. Afin d'optimiser le rendement, le

dimensionnement, le coût et la durée de vie de ces systèmes, des algorithmes de gestion de l'énergie doivent être mis en place. Dans [21], une étude comparative de trois systèmes de production isolés est réalisée : un système photovoltaïque (PV)/batteries, un PV/PAC et un système PV/PAC/batterie. Il est montré que c'est ce dernier qui offre les coûts les plus faibles, la meilleure efficacité et la plus petite surface de PV nécessaire.

Ces algorithmes doivent prendre en compte des paramètres comme la météo et la variabilité de la charge. Dans [22], les auteurs ont développé un algorithme pour la gestion de l'énergie au sein d'un système isolé à base d'une batterie à hydrogène (PEMFC + électrolyseur), ainsi qu'un bus continu composé de batteries. Afin de préserver l'électrolyseur et la pile de cycles courts de marche/arrêt, l'électrolyseur est démarré et produit de l'hydrogène lorsqu'il y a un excédent de production PV et que l'état de charge des batteries est supérieur ou égal à 95%. S'il n'y a plus de puissance excédentaire ou si le réservoir d'hydrogène est plein, ou si la pile est allumée, alors l'électrolyseur est arrêté. Si le réservoir et les batteries sont tous les deux pleins, la valeur de référence du MPPT (Maximum Power Point Tracking : recherche du point de puissance maximal) est modifiée pour correspondre à la demande de la charge. Si la charge demande plus de puissance que ne produisent les PV, alors la pile est démarrée si et seulement si l'état de charge des batteries atteint une valeur de référence (40%). Autrement ce sont les batteries qui alimentent la charge. La pile fonctionne en mode courant constant, en alimentant la charge et en rechargeant les batteries. Lorsque les batteries sont suffisamment chargées ou lorsque la puissance PV est suffisante alors la pile est éteinte.

Enfin, dans [23], est proposé un modèle de contrôle d'un système basé sur du PV et de l'éolien, un électrolyseur et une pile. Le principe est le suivant : il y a des éléments producteurs de puissance (PV, éoliennes, pile) et des consommateurs de puissance (électrolyseur, charge, auxiliaires, compresseur). La puissance nette est la différence entre la puissance créée et la puissance consommée. Ainsi, la puissance nette peut être positive ou négative à tout moment. En fonction de la valeur de la puissance nette, le contrôleur active/désactive l'électrolyseur/la pile. La gestion faite permet ainsi d'optimiser la production et la consommation d'hydrogène.

La gestion des flux d'énergie électrique et thermique n'a pas été abordée ici en raison du manque de publications sur le sujet. En effet la gestion de l'énergie aujourd'hui sur le système isolé se concentre sur la gestion de l'énergie électrique.

6. Conclusion

Cet article a dressé un état de l'art et a présenté de quelle manière, l'hydrogène et les piles à combustible, utilisées dans le cadre de la cogénération ou de la trigénération, permettent de réduire les émissions de GES en réduisant la consommation de gaz naturel, en améliorant le rendement énergétique et dans le cadre de l'intégration des énergies renouvelables permet de s'affranchir des émissions de GES. La première section a permis de décrire comment le vecteur hydrogène peut être utilisé pour produire de l'électricité par les piles à combustibles PEMFC et SOFC. La deuxième et la troisième sections ont fourni une revue bibliographique des projets développés et en cours. Enfin, dans la dernière section la gestion d'énergie des installations isolées avec production d'énergie renouvelable a été présentée. La revue de l'état de l'art actuel fait état essentiellement de la gestion de l'énergie électrique mais dans certains cas, la gestion de l'énergie thermique est un paramètre essentiel. C'est afin de mieux comprendre l'interaction entre la gestion des flux électriques et thermiques qu'une attention particulière sera portée par la suite sur la gestion à la fois des flux électriques et thermiques.

Références

- [1] <https://www.connaissancedesenergies.org/sites/default/files/pdf-actualites/keyworld2017.pdf> (site consulté le 14/01/2020).

- [2] Z. Abdin, A. Zafaranloo, A. Rafiee, W. Mérida, W. Lipiński, et K. R. Khalilpour, Hydrogen as an energy vector, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 120 (2020), 109620.
- [3] <https://webstore.iae.org/download/direct/2803>, (consulté le 28/03/2020).
- [4] Z. Yu, J. Han, et X. Cao, Investigation on performance of an integrated solid oxide fuel cell and absorption chiller tri-generation system, *Int. J. Hydrog. Energy*, 36 (2011), 12561-12573.
- [5] F. Zink, Y. Lu, et L. Schaefer, A solid oxide fuel cell system for buildings, *Energy Convers. Manag.*, 48 (2007) 809-818.
- [6] A. Hawkes, I. Staffell, D. Brett, et N. Brandon, Fuel cells for micro-combined heat and power generation, *Energy Environ. Sci.*, 2 (2009), 729-744.
- [7] N. Briguglio, M. Ferraro, G. Brunaccini, et V. Antonucci, Evaluation of a low temperature fuel cell system for residential CHP, *Int. J. Hydrog. Energy*, 36 (2011), 8023-8029.
- [8] <http://enefield.eu/wp-content/uploads/2017/10/ene.field-Summary-Report.pdf> (site consulté le 23/03/2020).
- [9] V. Dorer, R. Weber, et A. Weber, Performance assessment of fuel cell micro-cogeneration systems for residential buildings, *Energy Build.*, 37 (2005), 1132-1146.
- [10] T. Elmer, M. Worall, S. Wu, et S. B. Riffat, Fuel cell technology for domestic built environment applications: State of-the-art review, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 42, p. 913-931, févr. 2015.
- [11] <http://www.fuelcellindustryreview.com/archive/TheFuelCellIndustryReview2018.pdf>. (Consulté le 14/01/2020)
- [12] <http://www.afhypac.org/documents/tout-savoir/Fiche%208.5%20-%20Programmes%20Japon%20r%C3%A9v.%20janvier%202019%20-ThA.pdf>. (Consulté le 14/01/2020)
- [13] http://enefield.eu/wp-content/uploads/2017/12/LCC_modelling_report_Public-Summary-ene.field_.pdf. (consulté le 27/03/2020)
- [14] M. A. Darwish, Building air conditioning system using fuel cell: Case study for Kuwait, *Appl. Therm. Eng.*, 27 (2007), 2869-2876.
- [15] X. Chen, G. Gong, Z. Wan, L. Luo, et J. Wan, Performance analysis of 5 kW PEMFC-based residential micro-CCHP with absorption chiller, *Int. J. Hydrog. Energy*, 40 (2015), 10647-10657.
- [16] K. F. Fong et C. K. Lee, Investigation on zero grid-electricity design strategies of solid oxide fuel cell trigeneration system for high-rise building in hot and humid climate, *Appl. Energy*, 114 (2014), 426-433.
- [17] R. Jing, M. Wang, N. Brandon, et Y. Zhao, Multi-criteria evaluation of solid oxide fuel cell based combined cooling heating and power (SOFC-CCHP) applications for public buildings in China, *Energy*, 141 (2017), 273-289.
- [18] M. Ebrahimi et E. Derakhshan, Thermo-environ-economic evaluation of a trigeneration system based on thermoelectric generator, two-bed adsorption chiller, and polymer exchange membrane fuel cell, *Energy Convers. Manag.*, 180 (2019), 269-280.
- [19] M. V. Oro, R. G. de Oliveira, et E. Bazzo, An integrated solution for waste heat recovery from fuel cells applied to adsorption systems, *Appl. Therm. Eng.*, 136 (2018), 747-754.
- [20] V. Palomba, M. Ferraro, A. Frazzica, S. Vasta, F. Sergi, et V. Antonucci, Dynamic simulation of a multi-generation system, for electric and cooling energy provision, employing a SOFC cogenerator and an adsorption chiller, *Energy Procedia*, 143 (2017), 416-423.
- [21] C.-H. Li, X.-J. Zhu, G.-Y. Cao, S. Sui, et M.-R. Hu, Dynamic modeling and sizing optimization of stand-alone photovoltaic power systems using hybrid energy storage technology, *Renew. Energy*, 34 (2009), 815-826.
- [22] V. Dash et P. Bajpai, Power management control strategy for a stand-alone solar photovoltaic-fuel cell-battery hybrid system, *Sustain. Energy Technol. Assess.*, 9 (2015), 68-80.
- [23] M. Trifkovic, M. Sheikhzadeh, K. Nigim, et P. Daoutidis, Modeling and Control of a Renewable Hybrid Energy System With Hydrogen Storage, *IEEE Trans. Control Syst. Technol.*, 22 (2014), 169-179.