

# Modélisation d'un système PV, électrolyseur, pile à combustible et batterie pour une application de cogénération dans l'habitat individuel

Mathieu PATIN<sup>1</sup>, Sylvie BEGOT<sup>1</sup>, Frédéric GUSTIN<sup>1</sup>, Valérie LEPIILLER<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Université de Franche-Comté, FEMTO-ST, FCLAB, UTBM, CNRS, Belfort, France

**RESUME –** L'électrolyse de l'eau permet de produire de l'hydrogène pouvant ensuite être utilisé dans une pile à combustible pour fournir de l'électricité ainsi que de la chaleur. L'étude proposée se penche sur le potentiel de ce principe pour réduire les émissions de gaz à effets de serre associés à la consommation électrique et thermique de bâtiments résidentiels. L'objectif est d'étudier les choix de la puissance des composants et de l'architecture du système permettant les meilleures performances financières et de réduction d'émissions. Cet article décrit la simulation des composants d'un système de cogénération à hydrogène-énergie pour le stockage d'électricité photovoltaïque, ainsi que l'estimation de la charge résidentielle thermique et électrique à laquelle il répond.

**Mots-clés—**Hydrogène-énergie, modélisation énergétique, résidentiel, énergies renouvelables

## 1. INTRODUCTION ET CONTEXTE

Partout dans le monde la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> est devenue une priorité. Dans cette idée, l'Europe s'est engagée à une réduction de 40% de ses émissions d'ici 2030 [1]. En France, le bâtiment représente le premier poste de consommation d'énergie avec environ 45% de la consommation française finale, dont 65% pour le résidentiel et 35% pour le tertiaire (commerce, administration...) [2], ce qui se transcrit en 18% des émissions nationales de gaz à effets de serre [3].

La réponse française aux enjeux climatiques passe donc nécessairement par une réduction dans ce secteur, grâce à la fois à une diminution de la consommation et à une réduction de l'utilisation de source d'énergie fortement carbonée comme le gaz naturel. Les crises d'approvisionnement de gaz naturel en Europe ont également démontré l'impératif d'une transition vers des productions locales d'énergies.

Plusieurs méthodes sont envisagées pour y arriver, notamment l'utilisation de panneaux solaires photovoltaïques, technologie bien adaptée au milieu résidentiel. Cependant la production énergétique de ces systèmes est déphasée temporellement par rapport à la demande en énergie des bâtiments. L'étude présente se focalise sur un type de solutions basées sur la production d'hydrogène par électrolyse lors des phases de surproduction permettant grâce à une pile à combustible de produire par cogénération de l'électricité ainsi que de la chaleur (figure 1).

L'objectif global de l'étude est de comparer différentes possibilités (architecture, gestion des flux d'énergie, climats...),

à différentes échelles (habitation, quartier...) et dans le contexte spécifique des bâtiments à faible empreinte carbone (Règlementation Environnementale 2020 « RE2020 » ou toute autre norme équivalente en Europe et dans le monde). Dans cet article, la modélisation du système sera présentée ainsi que les résultats obtenus pour un cas d'étude à l'échelle d'un quartier.

Dans ce type d'étude, la charge du bâtiment est souvent considérée comme une donnée d'entrée des modèles. Des profils de charge thermique ou électrique sont soit générés soit mesurés puis injectés dans le modèle. Cependant, par sa présence le système de stockage peut influencer la charge du bâtiment. Par exemple, la chaleur supplémentaire fournie par la pile fait monter plus rapidement la température des bâtiments et donc transforme le profil de charge. Dans le but d'appréhender ces interactions, nous avons décidé d'utiliser un modèle de génération de charge résidentielle et de le coupler avec le système hydrogène-énergie.

Le modèle choisi génère des profils au pas de temps de la minute ce qui permet de travailler avec une résolution plus fine que ceux présentés dans la littérature. En effet, la plupart des études de ce type travaillent avec un pas de temps d'une heure [4-7], même si certains modèles travaillent en dessous : 10 minutes [8] ou encore 6 minutes [9].

## 2. MÉTHODOLOGIE

### 2.1. Modélisation de la charge résidentielle

La charge d'un bâtiment résidentiel peut être décomposée en deux parties : la partie électrique due à l'utilisation des différents appareils de l'habitation et la partie thermique répondant aux besoins de confort intérieur et d'eau chaude des habitants.

L'étude modélise ces charges en se basant sur le modèle open source développé par le Centre for Renewable Energy Systems Technology (CREST) [10]. Dans ce travail, le modèle initial disponible sous Excel a été réimplémenté dans l'environnement MATLAB et modifié pour permettre son fonctionnement sur des durées supérieures à une journée.

Le modèle a également été enrichi pour y ajouter les technologies liées aux systèmes de cogénération (pile à combustible, électrolyseur et réservoir à hydrogène, batterie). Le fonctionnement de la production de chaleur dans les habitations

est lui modifié pour introduire l'usage de pompes à chaleur et permettre le couplage avec la production de chaleur de la pile.

Le modèle utilise le principe des chaînes de Markov pour simuler le comportement des habitants (occupation, activité, consommation ...). Ces chaînes de Markov sont paramétrées à l'aide de statistiques issues d'enquêtes sur les habitudes d'occupants d'habitations anglaises.

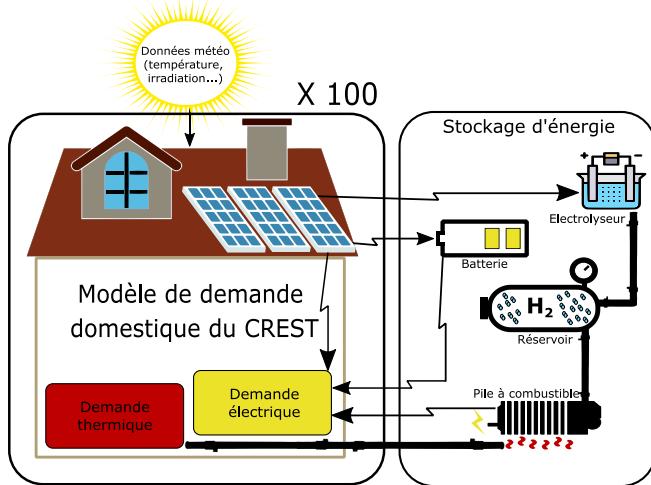


Fig. 1. Schéma simplifié du système étudié

Les schémas de comportement ainsi stochastiquement produits sont ensuite associés aux consommations des différents appareils électriques de l'habitation pour obtenir la demande électrique. La demande thermique se base également sur ces schémas de comportement, notamment pour la demande d'eau chaude, ainsi que sur un modèle thermique du bâtiment simplifié, pour l'évolution de la température intérieure.

Les profils de charge générée par le modèle sont de haute résolution (1 minute) et cohérents. Ceux-ci sont basés sur les mêmes données d'occupation et de météo. Par exemple, cela implique quand l'irradiation solaire diminue une augmentation de la demande d'éclairage et simultanément une diminution de la production photovoltaïque.

Les besoins thermiques peuvent être assurés par des appareils soit électriques comme une pompe à chaleur, soit thermiques comme une chaudière à gaz ou encore être directement fournis à l'habitation par un réseau de chaleur. Ici, une pompe à chaleur répondra à la demande thermique des bâtiments ; en absence du stockage, la charge complète des bâtiments est alors fournie par le réseau électrique.

Tableau 1. Paramètres des habitations

Paramètres	Valeurs	Référence
Surface des habitations	136 m <sup>2</sup>	[10]
Nombre d'habitants	de 1 à 5	[10]
Zone climatique	Warwick, UK	[10]
Isolation	Default CREST isolation	[10]
Puissance de chauffage des pompes à chaleur	23,50 kW	[11]
COP nominal des pompes à chaleur (variable en fonction de la température extérieure)	4,3	[11]
EER nominal des pompes à chaleur	4,2	[11]

## 2.2. Modélisation du système hydrogène-énergie

### 2.2.1. Modélisation des composants du système

Le système multi-énergie est composé de différentes sources et éléments de stockage : panneaux photovoltaïques, batterie, électrolyseur, réservoir et pile à combustible.

La modélisation de panneau photovoltaïque est déjà possible dans le modèle du CREST. Cependant, nous apportons des modifications pour prendre en compte l'impact de la température du panneau sur son efficacité. Pour cela, le modèle présenté par Arsalis et al. est utilisé [6]. Il permet d'estimer la température du panneau en fonction de l'irradiation (G) (1) ainsi que l'impact de cette température sur l'efficacité du panneau ( $\eta_{pv}$ ) à l'aide du coefficient de température de l'efficacité ( $\mu_{mp}$ ) (2).

$$\frac{T_{panel} - T_{amb}}{T_{NOCT} - T_{amb,NOCT}} = \frac{G}{G_{ref}} \cdot \left(1 - \frac{\eta_{pv,ref}}{0.9}\right) \quad (1)$$

$$\eta_{pv} = \eta_{pv,ref} \cdot \left(1 + \mu_{mp} \cdot (T_{panel} - T_{amb,NOCT})\right) \quad (2)$$

Pour la pile à combustible et l'électrolyseur, leurs performances sont calculées à partir de leurs efficacités ( $\eta_{FC}$  et  $\eta_{EZ}$ ), qui varient en fonction du facteur de charge, comparé avec le pouvoir calorifique supérieur (HHV) du dihydrogène. Pour l'électrolyseur, nous calculons le débit massique produit ( $\dot{m}_{H_2,prod}$ ) (3) en utilisant une approche similaire à celle présentée par Ranjbar et Kouhi [12]. Pour la pile à combustible, la méthode est inspirée de celle utilisée par Ghenai et Bettayeb [8], puissance électrique (4), puissance thermique (5). Les valeurs d'efficacité en fonction du facteur de charge utilisées pour la modélisation sont visibles sur la figure 2.

$$\dot{m}_{H_2,prod} = \frac{\eta_{EZ} \cdot P_{EZ}}{HHV_{H_2}} \quad (3)$$

$$P_{elec,FC} = \frac{\dot{m}_{H_2,cons}}{HHV_{H_2} \cdot \eta_{elec,FC}} \quad (4)$$

$$P_{ther,FC} = \frac{\dot{m}_{H_2,cons}}{HHV_{H_2} \cdot \eta_{ther,FC}} \quad (5)$$

La batterie est modélisée par rapport à son efficacité ( $\eta_{charge}$  et  $\eta_{discharge}$ ) ici constante, de manière similaire aux travaux de Ranjbar et Kouhi [12]. À chaque pas de temps, l'état de charge (SOC) de la batterie est modélisé en fonction du pas de temps précédent et le ratio de la puissance de l'électricité qui lui est fourni ou retiré avec la capacité de la batterie ( $Q_{battery}$ ) (6).

$$SOC(t) = SOC(t - \Delta t) + \frac{\eta_{charge} * P_{bat,charge} * \Delta t}{Q_{battery}} - \frac{\eta_{discharge} * P_{bat,discharge} * \Delta t}{Q_{battery}} \quad (6)$$

Tous les composants sont limités par un certain nombre de contraintes opérationnelles. Une pile à combustible ou un électrolyseur réel ne peuvent fonctionner que dans un intervalle réduit : une puissance fournie/demandée trop basse ne permet pas leurs utilisations. Une puissance basse de fonctionnement leur est donc imposée pour modéliser cet aspect. De plus, leurs performances dynamiques sont limitées. Un temps de démarrage et un temps d'extinction doivent donc être modélisés pour prendre en compte ces limitations.

Ces contraintes sont bien plus importantes pour les systèmes à hydrogène énergie (pile à combustible et électrolyseur) que pour la batterie. Seule une limite sur son niveau de charge minimum lui est donc imposée.

Les conversions et le transport d'énergie au niveau électrique et thermique introduisent des pertes dans le système. Pour la partie électrique, nous prenons en compte les pertes dans les convertisseurs DC/DC et le convertisseur DC/AC en introduisant des rendements. Dans la boucle de chaleur, les pertes de l'échangeur avec la pile et les pertes dans le réseau de chaleur pour apporter la chaleur dans les différentes habitations du quartier sont prises en compte.

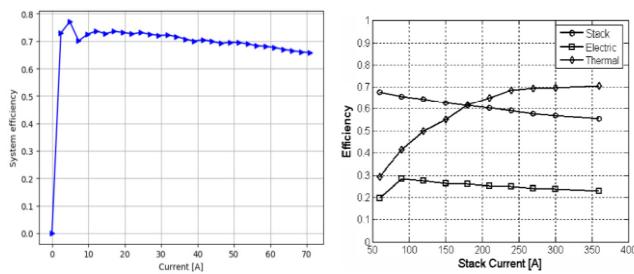


Fig. 2. Efficacité en fonction du facteur de charge de a) l'électrolyseur b) la pile à combustible issue de [13] et [14]

Le tableau 2 résume les paramètres utilisés pour le système multi énergie dans le cas d'étude. On peut observer que l'efficacité thermique de la pile est inférieure à celle de la référence [14], car il a été choisi de ne considérer que la chaleur récupérable au niveau du système de refroidissement, alors que la référence prend également en compte l'enthalpie des gaz de sortie.

Tableau 2. Paramètres et contraintes du système dans cette étude

Paramètres	Valeurs	Référence
Surface PV	50 m <sup>2</sup>	
Efficacité nominale du PV	16,9%	[4]
inclinaison du PV	40°	
Direction du PV	Sud	
Coefficient de température de l'efficacité du PV	-0.38%/°C	[4]
Puissance nominale de l'électrolyseur	200 kW	
Efficacité de l'électrolyseur	65–75%	[13]
Plage de fonctionnement de l'électrolyseur	25–100%	
Délai de démarrage de l'électrolyseur	30 minutes	
Durée d'arrêt de l'électrolyseur	11 minutes	
Puissance nominale de la pile	200 kW	
Rendement électrique de la pile	20–30%	[14]
Rendement thermique de la pile	15–45%	[14]
Plage de fonctionnement de la pile (électrique)	13–100%	[14]
Durée de démarrage de la pile	5 minutes	
Durée d'arrêt de la pile	0 minute	
Capacité du réservoir d'hydrogène	5000 kg (200 m <sup>3</sup> à 300 bar)	
Capacité de la batterie	2000 kWh	
Profondeur de décharge de la batterie	80%	[15]
Puissance de charge maximale de la batterie	1C	

Puissance de décharge maximale de la batterie	1C	
Efficacité de charge de la batterie	92%	[15]
Efficacité de décharge de la batterie	92%	[15]
Efficacité du convertisseur DC/DC	95%	[16]
Efficacité du convertisseur DC/AC	95%	[16]
Efficacité de l'échangeur de chaleur	85%	[17]
Efficacité du réseau de chaleur	80%	[18]

### 2.2.2. Stratégies de répartition des flux énergétique

Pour modéliser le comportement des différents composants, une stratégie de répartition des flux d'énergie entrants et sortants doit être définie. L'étude proposée ne définira pas de commande détaillée des composants, le but étant de diriger les flux d'énergies dans le système.

Les panneaux solaires produisent de l'électricité en journée, ainsi l'autoconsommation de cette énergie est favorisée pour répondre directement au besoin des bâtiments. Si la production dépasse la demande des bâtiments, l'énergie en surplus est absorbée par la batterie et/ou l'électrolyseur. À l'inverse si la demande est trop grande, l'énergie manquante est apportée par la pile à combustible et/ou la batterie. Et le reste est fourni par le réseau électrique.

Pour la question de la priorité entre la batterie et la boucle hydrogène, ce type de système semble donner de meilleurs résultats avec la priorité donnée à la batterie [5]. La batterie prend donc ici la priorité pour fournir et absorber l'énergie. L'électrolyseur n'est ainsi utilisé que si la batterie est déjà chargée.

La fourniture en énergie de la pile à combustible permet d'avoir à la fois de la chaleur et de l'électricité. Elle peut ainsi être assujettie à la demande de chaleur ou à la demande d'électricité. Dans un premier temps, il a été choisi de l'asservir sur l'énergie électrique pour permettre des meilleures performances [17].

Cela implique que lorsque le système doit fournir de l'électricité deux systèmes peuvent y répondre : la batterie et la pile. Il est donc nécessaire de définir une priorité entre les deux. Dans le cas présent, nous avons choisi de prioriser la batterie en raison de sa plus grande flexibilité. Ce qui permet de solliciter moins souvent la pile et pour des puissances plus grandes et plus stables en rechargeant la batterie simultanément.

Assujettir la pile à la demande électrique implique également qu'une partie importante de la chaleur produite par celle-ci ne concorde pas avec la demande des bâtiments, créant ainsi une forte surproduction de chaleur. Cette dernière est alors injectée dans les ballons d'eau chaude des bâtiments si possible et sinon rejetée.

### 2.2.3. Mesure des performances

Dans un premier temps seuls les gains apportés par le système sous la forme de non-utilisation de l'énergie du réseau seront considérés. Par la suite du projet, une méthodologie prenant en compte les impacts économiques et environnementaux sur l'entièreté de son cycle de vie sera développée (positif ou négatif).

Pour calculer la quantité de chaleur apportée par le système ( $H_{prov}$ ), il faut d'abord calculer la quantité de chaleur générée par la pile, mais non utile au bâtiment. Pour cela, on fait la différence entre la production de la pile ( $P_{FC,ther}$ ) et la chaleur qui ne peut pas être utilisée ( $P_{discard,ther}$ ) (7).

Pour l'électricité apportée directement par le système ( $E_{prov,direct}$ ), on soustrait à la demande électrique du bâtiment la part qui doit être apportée par le réseau ( $P_{grid,elec}$ ) (8). L'apport de chaleur du système correspond indirectement à un apport d'électricité, lié à la diminution de l'utilisation des pompes à chaleurs. L'électricité totale économisée est donc la somme de l'électricité directe et la chaleur modulée par le COP de la pompe à chaleur (équation 9).

Ce gain en électricité, qui est produit localement au lieu d'être tiré du réseau, peut être transformé en gain économique ( $G_{cost}$ ) en utilisant le coût de l'électricité du réseau ( $E_{tariff}$ ) (9) et en gain d'émission de CO<sub>2</sub> ( $Em_{prevented}$ ) avec l'intensité en CO<sub>2</sub> du réseau ( $Em_{elec}$ ) (11). En cohérence avec l'origine des bâtiments, ces deux paramètres sont tirés de données sur le réseau du Royaume-Uni en 2021[19-20]. À terme, ces gains peuvent être comparés avec le coût total du système et les émissions totales du système sur l'ensemble de son cycle de vie, pour produire les objectifs d'une optimisation.

$$H_{prov} = (P_{FC,ther} - P_{discard,ther}) * \Delta t \quad (7)$$

$$E_{prov,direct} = (P_{demand,elec} - P_{grid,elec}) * \Delta t \quad (8)$$

$$E_{prov,total} = \sum_{year} (E_{prov} + H_{prov} / COP_{hp}) \quad (9)$$

$$G_{cost} = (E_{prov,total} * E_{tariff}) * Lifetime \quad (10)$$

$$Em_{prevented} = (E_{prov,total} * Em_{elec}) * Lifetime \quad (11)$$

### 3. RESULTATS

#### 3.1. Charge résidentielle de quartier

Le modèle, présenté ci-dessus, nous permet de modéliser avec une résolution d'une minute la demande de puissance sur l'année de notre quartier de 100 habitations. Pour ces résultats préliminaires, des paramètres issus du modèle initial du CREST sont utilisés avec comme système de chauffage des pompes à chaleur.

Au niveau d'une seule habitation, la figure 3 montre la charge électrique d'un certain nombre d'appareils couramment présents dans les habitations. La présence ou non de ces appareils ainsi que leurs moments d'allumage/extinction varient fortement d'une maison à l'autre.

Au niveau du quartier, la figure 4 illustre le type de courbe que permet de produire le modèle. Elle représente la charge électrique en kW de 100 habitations pour une journée de janvier (incluant la demande électrique des pompes à chaleur). On peut y observer l'aspect stochastique du modèle à travers les variations importantes d'une minute à l'autre ainsi que son comportement global à travers l'allure de la courbe, typique des courbes de charges résidentielles.

La charge globale des bâtiments sur l'année est visible dans le tableau 3. Pour le climat utilisé, la charge de climatisation est bien inférieure à la charge de chauffage. Cela implique une grande asymétrie entre la demande électrique en hiver et celle en été. Au total, la charge brute de chauffage (eau chaude et espace) représente environ 80 % de la charge totale du bâtiment (sans tenir compte du COP de la pompe à chaleur).

Le tableau 4 rassemble la consommation moyenne des habitations du quartier avant couplage avec le système hydrogène-énergie. On observe en moyenne une consommation énergétique annuelle de 18663 kWh, soit environ 1,6 tonnes d'équivalent pétrole (toe). En moyenne, les habitations au Royaume-Uni consommaient 2,1 toe d'énergie en 2010 et 1,38 toe en 2019 [21].

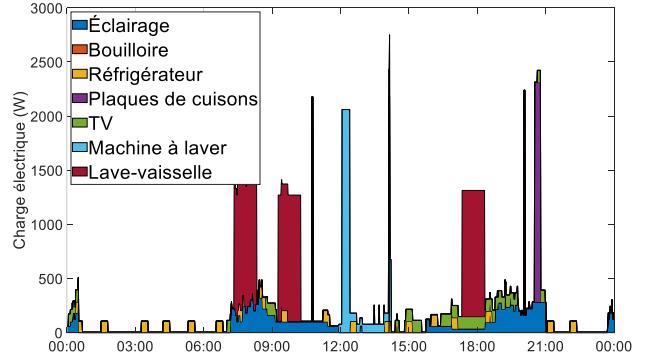


Fig. 3. Charge sur la journée d'une sélection d'appareils dans une habitation

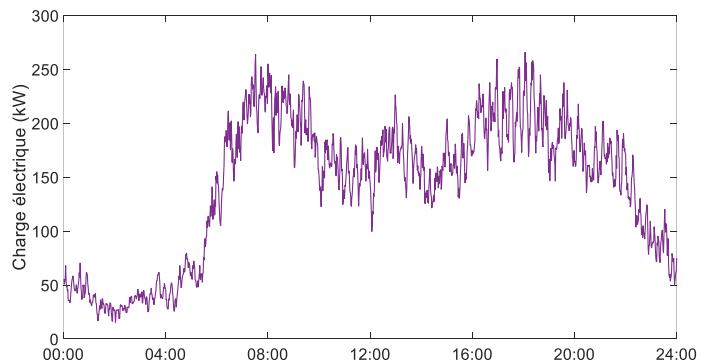


Fig. 5. Demande de la charge journalière de 100 habitations sans couplage avec le système multi-énergie

Tableau 4. Consommation moyenne par habitation

Secteur	Valeurs	Pourcentage du total
Appareils électriques	3298 kWh/an	17.67
Éclairage	724 kWh/an	3.88
Eau chaude	2613 kWh/an	14
Chaussage (avant prise en compte du COP)	88 kWh/an/m <sup>2</sup>	64.13
Climatisation (avant prise en compte du EER)	60 kWh/an	0.32

Le modèle du CREST peut également modéliser la production locale d'électricité par des systèmes photovoltaïques. Chaque habitation possède une surface de 50 m<sup>2</sup> de panneau et donc peut produire de l'électricité en journée. Cette électricité est en premier lieu utilisée pour répondre aux besoins immédiats des bâtiments. En soustrayant la production photovoltaïque à la demande de puissance des bâtiments, on obtient la demande nette présentée en figure 5. Elle illustre bien le déphasage journalier entre la demande et la production ainsi que la puissance potentiellement récupérable par le système de stockage.

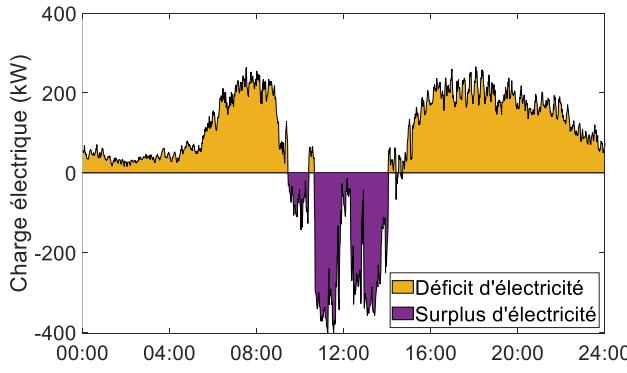


Fig. 5. Demande nette du quartier de 100 habitations

### 3.2. Système hydrogène-énergie

Par la suite, le système hydrogène-énergie est couplé avec le bâtiment. La figure 6 représente le résultat de la modélisation d'un système de petite taille couplé à une habitation. Le fonctionnement de ces 4 composants et la manière dont l'énergie absorbée/fournie est répartie entre eux y sont illustrés. Il est possible d'observer qu'une partie de la charge est encore absorbée par le réseau.

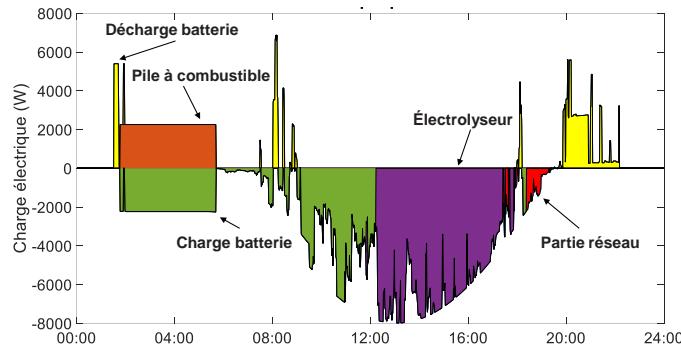


Fig. 6. Puissance fournie/absorbée par les composants d'un système associé à une habitation

Pour le cas d'étude principal, nous allons étudier un système de taille plus importante placé à l'échelle d'un quartier de 100 maisons individuelles. Travailler à l'échelle d'un quartier permet de centraliser et donc lisser la demande. Cependant cela implique de nouveaux enjeux notamment quant à l'acheminement de la chaleur.

Chaque habitation est équipée d'une surface assez importante de PV ( $50 \text{ m}^2$ ) qui répond à leurs besoins et envoie son surplus à une batterie de  $2000 \text{ kWh}$  et un électrolyseur de  $200 \text{ kW}$ . L'hydrogène produit alimente une pile à combustible de  $200 \text{ kW}$  produisant de l'électricité ainsi que de la chaleur qui alimente les bâtiments à travers un réseau de chaleur.

En été, la batterie suffit à répondre à la demande nocturne. La pile à combustible n'est donc pas du tout utilisée pour cette période de l'année. La batterie se charge complètement en début de journée ce qui permet de faire fonctionner l'électrolyseur en deuxième moitié de la journée et donc de remplir petit à petit le réservoir (figure 7). On observe que l'électrolyseur n'est pas assez puissant pour absorber la totalité de l'énergie produite par les panneaux solaires très importante en été.

En saison de chauffage, la charge électrique augmente en grande partie en raison de l'utilisation du chauffage dans les habitations et l'augmentation de la demande d'éclairage. Pour compenser cette demande, la pile à combustible est maintenant

solicitée en fin de soirée ou début de matinée (figure 8). Comme évoqué précédemment, la pile est utilisée à puissance nominale et fournit de l'électricité et de la chaleur au bâtiment tout en rechargeant la batterie.

Cependant en raison du manque d'irradiation solaire et de la durée plus courte des journées, l'électrolyseur ne fonctionne pas. Ce fonctionnement continue donc sur une certaine période jusqu'à l'épuisement de tout l'hydrogène produit en été/mi saison. Quand le réservoir est vide, la batterie seule doit essayer de répondre à la charge (figure 9). Mais elle ne peut pas y répondre dans la globalité, le réseau est donc sollicité.

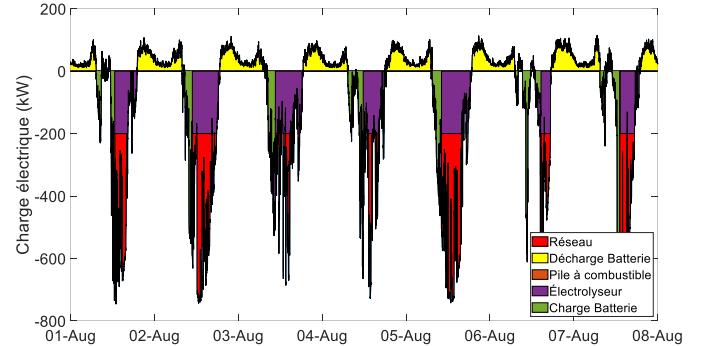


Fig. 7. Puissance fournie/absorbée par les composants d'un système associé à 100 habitations en août

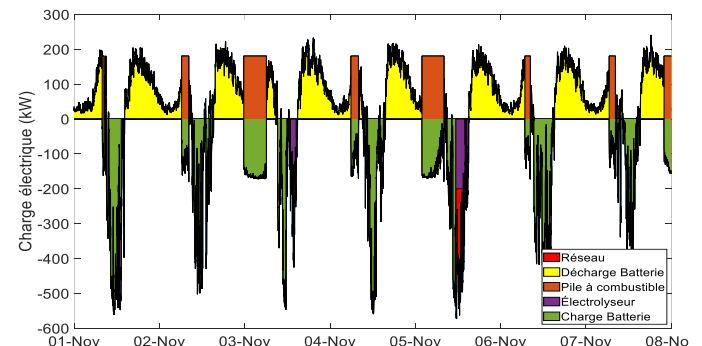


Fig. 8. Puissance fournie/absorbée par les composants d'un système associé à 100 habitations en novembre

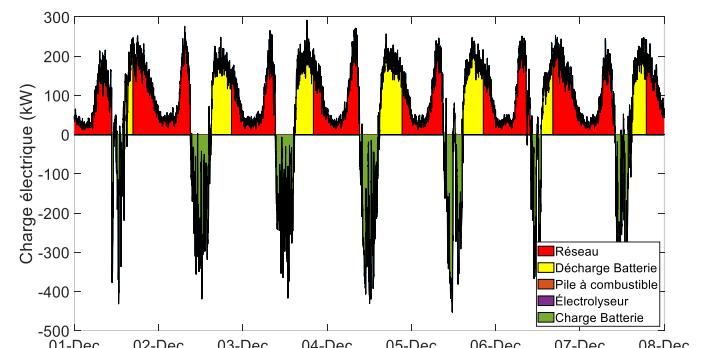


Fig. 9. Puissance fournie/absorbée par les composants d'un système associé à 100 habitations en décembre

Au global sur l'année (d'avril à avril), on peut observer l'évolution de l'état de charge du réservoir et celui de la batterie (figure 10). La batterie se charge et se décharge à un rythme journalier. En été, la charge est complète et la décharge toujours incomplète alors qu'en saison de chauffage la charge n'est jamais complète et la batterie est déchargée jusqu'à son niveau limite. Le réservoir d'hydrogène se remplit d'avril à novembre et puis se vide pendant la saison de chauffage. La boucle hydrogène sert donc de stockage saisonnier là où la batterie sert de stockage

journalier. Le réservoir n'est jamais rempli en totalité ce qui illustre l'intérêt d'un travail d'optimisation du système.

Au global sur l'année, ce système apporte au quartier 662610 kWh d'électricité ainsi que 30806 kWh « thermiques » (soit une consommation de 8733 kWh « électriques » en raison du COP de la pompe à chaleur). Cette énergie qui n'a pas besoin d'être achetée au réseau correspond à un gain économique de 148 380 € sur l'année et une économie de 172 tonnes de CO<sub>2</sub>.

Sur l'année étudiée, quasiment toute la chaleur est exploitée par le système. La totalité est, soit utilisée directement ce qui est souvent possible en raison de la gestion des flux choisis qui utilise la pile lorsque la charge est la plus haute c'est-à-dire ici en saison de chauffage lorsque le chauffage est requis, soit comme évoqué précédemment stocké dans les ballons d'eau chaude pour usage différé. C'est généralement le cas si la pile s'allume en été ou la nuit lorsque la demande d'eau chaude et de chauffage sont moindres. La chaleur perdue presque nulle illustre l'intérêt du couplage dans la modélisation de la charge résidentielle avec le système hydrogène-énergie.

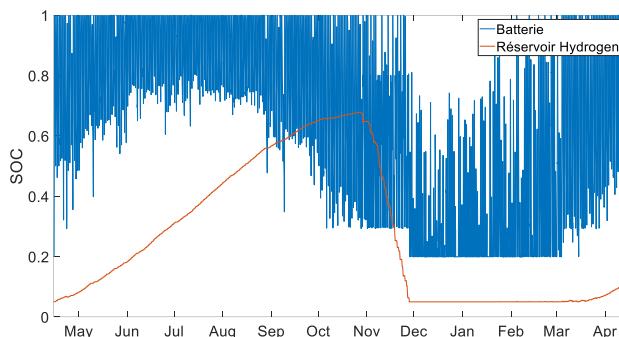


Fig. 10. Évolution de l'état de charge de la batterie et du réservoir d'hydrogène sur l'année modélisée

#### 4. CONCLUSIONS

L'étude présentée a pour objectif d'étudier les performances d'un système d'hydrogène-énergie pour les bâtiments. Dans ce but, les éléments nécessaires pour modéliser la charge des bâtiments et le fonctionnement du système ont été développés. Il a été choisi de se baser sur un modèle de charge résidentiel de la littérature pour obtenir des profils de charge avec une haute résolution temporelle. A ce modèle, le système hydrogène-énergie a été ajouté pour répondre au profil de charge.

Le modèle produit des résultats sur un cas d'étude à l'échelle d'un quartier. Il permet de modéliser à la fois la charge du quartier ainsi que le comportement du système et son influence sur la charge.

La suite du projet de recherche consiste à utiliser ces blocs de modélisation dans une optimisation météuristique pour déterminer les règles de dimensionnement ainsi que la pertinence du système selon différents critères. Cette optimisation se baserait sur les performances économiques et écologiques du système comparé au coût d'investissement et de fonctionnement du système ainsi qu'aux émissions de CO<sub>2</sub> nécessaire à la création des composants du système.

#### 5. REMERCIEMENTS

Les auteurs souhaitent exprimer leur gratitude à l'EIPHI Graduate School (contrat ANR-17-EURE-0002) et à la région Bourgogne-Franche-Comté.

#### 6. REFERENCES

- [1] Commission européenne, « Réduction des émissions : progrès accomplis », 2017.
- [2] ADEME, « Expertises – Bâtiment », 2018.
- [3] Citepa, « Inventaire des émissions de polluants atmosphériques et de gaz à effet de serre en France », Format Secten, 2021.
- [4] M. Hosseini, I. Dincer, M. Rosen, « Hybrid solar-fuel cell combined heat and power systems for residential applications: Energy and exergy analyses », Journal of Power Sources, vol. 221, p. 372-380, 2013.
- [5] F. Monforti et al., « A model-based parametric and optimal sizing of a battery/hydrogen storage of a real hybrid microgrid supplying a residential load: Towards island operation », Advances in Applied Energy, vol. 3, p. 100048, 2021.
- [6] A. Arsalis, A. N. Alexandrou, G. E. Georgiou, « Thermo-economic modeling of a completely autonomous, zero-emission photovoltaic system with hydrogen storage for residential applications », Renewable Energy, vol. 126, p. 354-369, 2018.
- [7] P. Gabrielli et al., « Optimal design of multi-energy systems with seasonal storage », Applied Energy, vol. 219, p. 408-424, 2018.
- [8] H. Lambert et al., « Combined Cooling and Power Management Strategy for a Standalone House Using Hydrogen and Solar Energy », Hydrogen , vol. 2, No. 2, p. 207-224, 2020.
- [9] M. Ranjbar et S. Kouhi, « Sources' Response for supplying energy of a residential load in the form of on-grid hybrid systems », International Journal of Electrical Power & Energy Systems , vol. 64, p. 635-645, 2015.
- [10] E. McKenna et M. Thomson, « High-resolution stochastic integrated thermal-electrical domestic demand model », Applied Energy, vol. 165, p. 445-461, march 2016.
- [11] WAMAK Heat Pump, « Heat pump type AiWa 23 EVI H Out », www.wamak.eu/wapps/datasheets/v2019/datasheet.php?standard=1&fsource=A&code=WA0e1356&lang=en-GB 2019.
- [12] C. Ghenai et M. Bettayeb, « Modelling and performance analysis of a stand-alone hybrid solar PV/Fuel Cell/Diesel Generator power system for university building », Energy, Vol. 171, p. 180-189, 2019.
- [13] M. Yue, et al., « Hydrogen energy systems: A critical review of technologies, applications, trends and challenges ». Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 146, august 2021.
- [14] P. Corbo, F. Migliardini, O. Veneri « Experimental analysis and management issues of a hydrogen fuel cell system for stationary and mobile application », Energy Conversion and Management, vol. 48, august 2017.
- [15] L. Gracia, et al., « Use of Hydrogen in Off-Grid Locations, a Techno-Economic Assessment, Energies », Vol. 11, No. 11, 2018.
- [16] A. Kirubakaran, S. Jain, R. K.Nema, « A review on fuel cell technologies and power electronic interface, Renewable and Sustainable Energy Reviews », Vol. 13, No. 9, p. 2430-2440, 2009.
- [17] J. Romdhane et H. Louahlia-Gualous, « Energy assessment of PEMFC based MCCHP with absorption chiller for small scale French residential application », International Journal of Hydrogen Energy, vol. 43, issue 42, p. 19661-19680, october 2018.
- [18] O. Gudmundsson, J. Thorsen, L. Zhang, « Cost analysis of district heating compared to its competing technologies, WIT Transactions on Ecology and the Environment », vol. 176 p. 3-13, june 2013
- [19] UK Department for Business, Energy & Industrial Strategy, « Energy Prices Domestic Prices, Average variable unit costs and fixed costs for electricity for regions in the United Kingdom », www.gov.uk/government/statistical-data-sets/annual-domestic-energy-price-statistics (visited on 11/2022), 2021.
- [20] Electricity Maps, « 2021 Great Britain electricity network carbon intensity », Electricity maps Database, 2022.
- [21] Enerdata, « Average energy consumption per dwelling », ODYSEE-MURE, Sectoral Profile – Households, 2021.