

Diagnostic d'une PEMFC dans un micro-réseau électrique DC par représentation énergétique macroscopique pour des applications de jumelage numérique

Théo LENOIR* Daniela CHRENKO* Robin ROCHE† Samir JEMEI† Mickaël HILAIRET‡

*UTBM, CNRS, institut FEMTO-ST, FCLAB, F-90000 Belfort, France

†Université de Franche-Comté, UTBM, CNRS, institut FEMTO-ST, FCLAB, F-90000 Belfort, France

‡Nantes Université, École Centrale Nantes, CNRS, LS2N, UMR 6004, F-44000 Nantes, France

theo.lenoir@utbm.fr

RESUME - Les micro-réseaux électriques forment un sujet d'étude qui se développe rapidement. Ils ont de nombreuses applications, comme dans le secteur résidentiel où ils permettent d'augmenter la fiabilité de la distribution d'électricité ou encore pour des utilisations reculées et non-connectées au réseau électrique principal. Cependant, ces micro-réseaux sont souvent dépendants de systèmes de stockage de l'énergie électrique, comme des batteries ou des stockages utilisant de l'hydrogène (avec piles à combustible et électrolyseurs). Ces systèmes de stockage sont complexes et se dégradent avec l'utilisation. Un enjeu des micro-réseaux électriques est donc de quantifier ce vieillissement et ses conséquences. Un jumeau numérique du micro-réseau est alors introduit pour intégrer le suivi de ce vieillissement. C'est dans cet objectif que ce travail présente tout d'abord un modèle numérique de micro-réseau électrique contenant des panneaux photovoltaïques, batteries, électrolyseurs et piles à combustible. L'étude du vieillissement de la pile à combustible y est ensuite appliquée, permettant un premier diagnostic de l'état de santé du micro-réseau. Cette étude sera complétée par des travaux sur les batteries et électrolyseurs.

ABSTRACT - Microgrids are a fast-growing field of study. They have many applications, such as in the residential sector, where they increase reliability of power distribution, or for remote uses not connected to the main power grid. However, these microgrids are often dependent on electrical energy storage systems, such as batteries or hydrogen storage systems (fuel cells and electrolyzers). These are complex systems that degrade with use. One of the challenges facing electrical microgrids is therefore to quantify this ageing process and its consequences. A digital twin of the microgrid is then introduced to integrate ageing monitoring. It is with this objective in mind that this work presents a numerical model of an electrical microgrid containing photovoltaic panels, batteries, electrolyzers and fuel cells. An ageing study of the fuel cell is then introduced, enabling a first diagnosis of the microgrid's state of health. This study will be supplemented by work on batteries and electrolyzers.

MOTS-CLES - micro-réseaux, batteries, piles à combustibles, électrolyseurs, vieillissement, modèle, jumeau numérique

1. Introduction

Le contexte écologique actuel ainsi que la raréfaction des ressources naturelles fossiles ont initié ces dernières années un changement de paradigme dans la production de l'électricité. En effet, les modes de production centralisés jusqu'alors majoritaires sont désormais accompagnés par une part croissante de productions plus décentralisées. Ces autres moyens de production, le solaire et l'éolien en particulier, présentent en effet les avantages de ne pas être dépendants de ressources limitées, ainsi que d'être décarbonés à l'usage, et donc largement moins émetteurs de gaz à effet de serre que les moyens de production fossiles. Ce constat a amené les énergies solaires et éoliennes à se développer grandement ces dernières décennies, produisant désormais environ 15% de l'électricité dans les pays de l'OCDE, alors qu'ils étaient presque inexistant il y a 20 ans [1]. Ces moyens de production ne viennent cependant pas sans défauts. Ils sont en effet très dépendants des conditions météorologiques pour fonctionner, respectivement le vent et l'ensoleillement. Cela implique des productions d'électricité qui sont intermittentes et peu pilotables, et donc non alignées sur la consommation. Ce problème impose l'utilisation de méthodes de stockage intermédiaires. Parmi ces méthodes, des moyens décentralisés comme les batteries ou les réservoirs d'hydrogène associés à leurs piles à combustible (PàC) et électrolyseurs sont des solutions potentielles [2]. Le fait que ces derniers soient décentralisés par nature, tout comme les moyens de production cités plus haut, implique que des réseaux électriques locaux et de petite échelle peuvent exister en n'utilisant que ces composants. Ce type de réseau existe déjà et se nomme couramment micro-réseau. Ces micro-réseaux sont des entités qui peuvent donc fonctionner en autonomie, mais également se rattacher au réseau principal. Ils trouvent des applications notamment dans le secteur résidentiel [3] ou dans des zones non connectées au réseau électrique [4]. Les micro-réseaux électriques forment un sujet de recherche en plein essor, mais ne sont souvent pas exempts de limitations. Les moyens de stockage de l'énergie électrique qui les composent, notamment, sont sujets à des mécanismes de vieillissement complexes et sévères, ce qui peut limiter la longévité des micro-réseaux. En effet, les batteries, PàC et électrolyseurs que l'on retrouve dans les micro-réseaux sont également utilisés pour d'autres applications, où leur vieillissement est

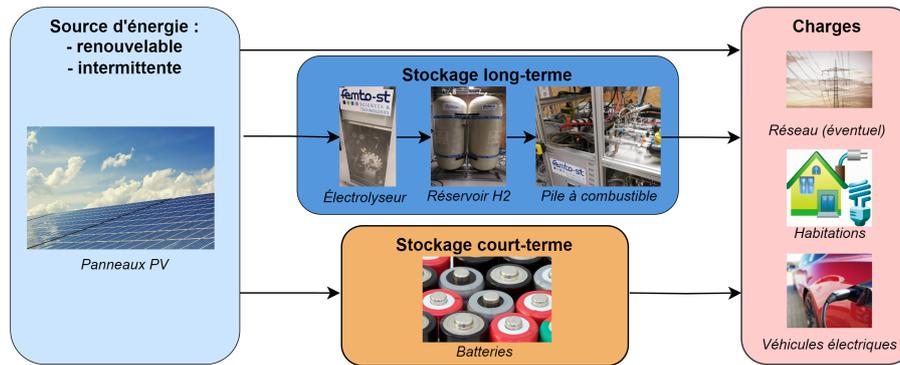


Figure 1: Structure du micro-réseau à l'étude

déjà bien intégré [5][6]. Cependant, pour des applications aux micro-réseaux électriques, seuls le vieillissement des batteries ou des convertisseurs de puissance ont fait l'objet de travaux étoffés, et le vieillissement des systèmes à hydrogène pour ces applications est encore peu considéré.

Ce travail va donc chercher à appliquer l'étude du vieillissement des systèmes à hydrogène dans le cas des micro-réseaux, en particulier de la pile à combustible à membrane échangeuse de protons (PEMFC). L'objectif final de ce travail est une application à un micro-réseau, DC au vu des caractéristiques des sources d'énergie, situé sur l'île de la Réunion, comprenant une trentaine d'habitations non raccordées au réseau principal, et utilisant des panneaux photovoltaïques pour la production d'électricité, des batteries pour le stockage à court terme, ainsi qu'un réservoir d'hydrogène relié à une PEMFC et un électrolyseur pour le stockage à long terme. Une représentation de ce micro-réseau est disponible sur la figure 1. Ce micro-réseau est associé à un jumeau numérique qui simulera son comportement, en parallèle de son utilisation réelle. Cette simulation aura lieu en temps réel, et avec un échange de données constant pour en assurer la fidélité. Son utilisation se justifie dans ce travail pour la quantification du vieillissement des composants en vue d'une maintenance prédictive. Des algorithmes de diagnostic et de pronostic peuvent être appliqués au jumeau numérique en utilisant des données fidèles et ainsi obtenir un suivi en temps de réel des états de santé des composants de stockage. Pour ce faire, un modèle numérique du micro-réseau à l'étude sera développé en amont afin de pouvoir y concevoir ces algorithmes de diagnostics. Le reste de ce travail sera alors organisé comme suit.

Premièrement, le modèle du micro-réseau selon le formalisme de la représentation énergétique macroscopique sera présenté, ainsi que les modèles de chacun des composants. Ensuite sera introduit un indicateur d'état de santé (SOH) pour la PEMFC, ainsi que l'algorithme utilisé pour estimer cet état de santé. Enfin, les résultats de la simulation ainsi que de la prédiction de l'état de santé seront présentés, avec les perspectives futures.

2. Modèle macroscopique

Afin d'y implémenter des algorithmes de vieillissement, un modèle du micro-réseau est nécessaire. Il se veut être fidèle à la structure présentée en figure 1. Des convertisseurs DC/DC sont également présents pour relier chacun des composants du micro-réseau au bus DC, et doivent être présents dans le modèle. Pour cela, le formalisme de la représentation énergétique macroscopique (REM) sera utilisé. Ce formalisme permet en effet une approche haut niveau sur des systèmes complexes, interagissant entre eux et en adoptant le point de vue énergétique. C'est un formalisme déjà utilisé dans le monde académique comme dans le monde industriel pour des applications diverses [7]. Les modèles des différents composants principaux seront introduits avant que le modèle global sous la forme de la REM ne soit présenté.

2.1 Panneaux photovoltaïques

Le modèle des panneaux photovoltaïques est un modèle simple utilisant une source de courant, une diode en parallèle, une résistance de shunt ainsi qu'une résistance en série [8]. L'équation du courant pour un module selon ce modèle est :

$$I_{PV} = \frac{G}{G_a} \left(I_{cc} + K_i \Delta T - I_s \left(\exp \left(\frac{V_{PV} q}{n_s A k_B T} \right) - 1 \right) \right) \quad (1)$$

où G est l'irradiance solaire [W/m^2], G_a est une irradiance de référence [W/m^2], I_{cc} le courant de court-circuit [A], K_i le coefficient de température [A/K], ΔT la différence de température par rapport à la référence de 25°C (nulle ici) [K], I_s est le courant de saturation du module dans le noir [A], V_{PV} est la tension appliquée au module [V], q la charge électronique [C], n_s le nombre de cellules en série dans le module, A le facteur d'idéalité, k_B la constante de

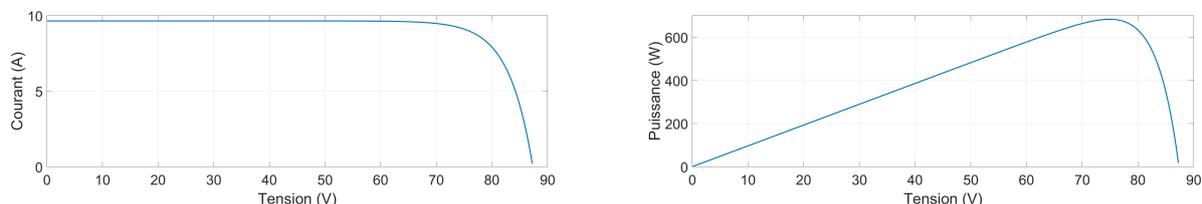


Figure 2: Courbes de caractérisation d'un module de panneau photovoltaïque

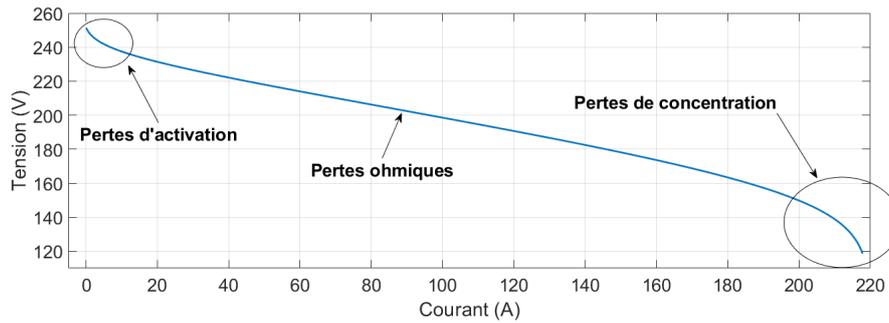


Figure 3: Courbe de polarisation de pile à combustible

Boltzmann [J/K] et enfin T est la température [K]. Les courbes de caractérisation (à irradiance constante de $1000W/m^2$ et température de $25^\circ C$) de ce modèle sont disponibles en figure 2.

2.2 Batteries

Le modèle de batterie est un modèle statique simple où n'est considéré qu'une simple résistance interne ainsi qu'une dépendance linéaire entre la tension à vide et l'état de charge. La tension de sortie de la batterie est alors donnée par :

$$V_{bat} = n_s \left(E_{0-min} + SOC(E_{0-max} - E_{0-min}) - R \frac{i}{n_p} \right) \quad (2)$$

où les paramètres n_s et n_p sont respectivement le nombres de cellules en série et en parallèle. E_{0-min} et E_{0-max} sont respectivement les tensions à vide quand la cellule est complètement déchargée et chargée [V].

2.3 Piles à combustible

Le modèle de la pile à combustible est fondé sur des travaux passés bien établis et ayant permis de reproduire un comportement statique fidèle [9]. L'équation de la tension du stack en fonction du courant et de la température est donnée par :

$$V_{st} = n_s \left(E_0 - Ri - AT \ln \left(\frac{i + j_{in}}{j_0} \right) - BT \ln \left(1 - \frac{i}{S j_L} \right) \right) \quad (3)$$

où le paramètre n_s est le nombres de cellules en série, E_0 est la tension à vide d'une cellule [V], R est sa résistance [Ω], j_0 et j_L sont respectivement sa densité de courant d'activation et sa densité de courant limite [A/m^2], et enfin A est la constante des pertes par activation [V/K], j_{in} est la densité de courant résiduelle [A/m^2] et B est la constante des pertes par concentration [V/K][10]. Le courant est ici toujours positif. Ce modèle donne alors une courbe de polarisation que l'on retrouve en figure 3.

2.4 Électrolyseur

Le modèle d'électrolyseur est fondé ensuite sur les mêmes bases que celui de la pile à combustible :

$$V_{st} = n_s \left(E_0 - Ri + AT \ln \left(\frac{|i| + j_{in}}{j_0} \right) + BT \ln \left(1 - \frac{|i|}{S j_L} \right) \right) \quad (4)$$

où les paramètres ont la même signification que dans l'équation 3. Le courant est cependant ici toujours négatif. On retrouve la courbe de polarisation de l'électrolyseur en figure 4.

2.5 REM globale

Une fois tout ces modèles établis, ils sont ensuite assemblés en un seul modèle de micro-réseau. À ce moment sont également ajoutés les convertisseurs DC/DC, qui sont contrôlés par les commandes en courant du bloc de stratégie de gestion d'énergie, l'algorithme de *Maximum Power Point Tracking (MPPT)* ou encore la consigne en tension pour la charge. Le bloc de couplage correspondant au bus DC transcrit alors les deux lois de Kirchhoff où les tensions sont

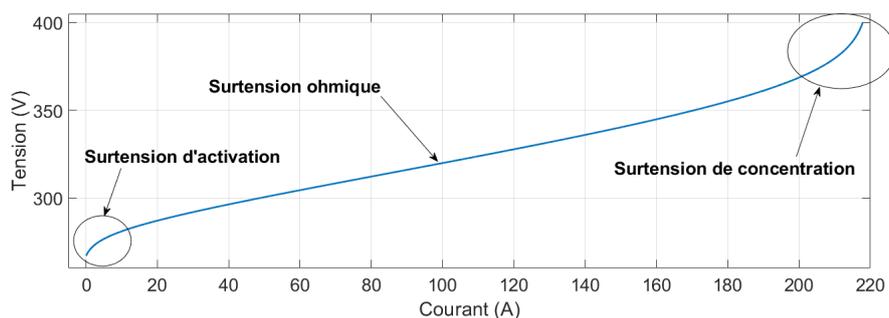


Figure 4: Courbe de polarisation d'un électrolyseur

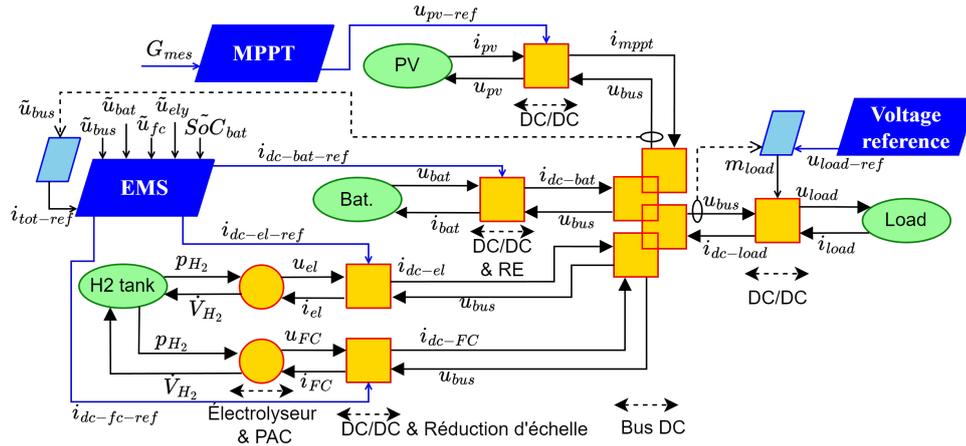


Figure 5: Représentation Énergétique Macroscopique du micro-réseau

communes et les courants s'additionnent. La tension du bus est contrôlée par un contrôleur proportionnel intégral (PI). Le bloc correspondant à la charge est alors composé d'un profil de puissance de référence d'une trentaine d'habitations qui est ensuite transformé en profil de courant. La REM totale du micro-réseau est disponible en figure 5.

3. Estimation de l'état de santé de la PEMFC

3.1 Modèle de vieillissement

Dans le modèle présenté précédemment, les composantes de vieillissement n'ont pas encore été considérées. Les sous-systèmes ont cependant des caractéristiques qui sont très dépendantes du temps et de leurs cas d'utilisation, et en particulier les sous-systèmes participant au stockage de l'énergie électrique. Pour la PEMFC, une approche basée modèle a été choisie pour sa simplicité de mise en oeuvre et pour la présence de modèles déjà établis. En effet, pour les piles à combustible, selon le modèle présenté en éq. (3), il est empiriquement vérifié que deux des quatre paramètres présents dans le modèle varient grandement avec le temps d'utilisation [11][12]. Ces paramètres sont la résistance interne et le courant limite. L'évolution de ces deux paramètres peut également être considérée comme linéaire, et elle est généralement liée sous un seul paramètre α selon : [13]

$$R = R_0(1 + \alpha) \quad || \quad j_L = j_{L-0}(1 - \alpha) \quad (5)$$

On peut lier ce paramètre à l'état de santé de la PEMFC en le définissant par $SOH = 1 - \alpha$. Le modèle donnant la tension de la pile est désormais :

$$V_{st} = n_s \left(E_0 - R_0(1 + \alpha)i - AT \ln \left(\frac{i}{i_0} + j_{in} \right) - BT \ln \left(1 - \frac{i}{S j_{L-0}(1 - \alpha)} \right) \right) \quad (6)$$

3.2 Algorithme de filtrage

Dans la réalité, ce paramètre α n'est pas accessible pas une mesure directe, et l'on dispose seulement de données de tension, courant (et température). Il s'agit donc de donner une estimation de ce paramètre en fonction de ces mesures. L'algorithme du filtre de Kalman étendu est utilisé dans ce but, et il a notamment déjà fait ses preuves pour les systèmes de piles à combustible [14]. L'état du système qui est estimé est composé de deux paramètres, évoluant en temps discret, α_k le paramètre du modèle représentant l'état de santé, et β_k la vitesse de dégradation de cet état de santé. Ils forment ainsi le vecteur d'état $x_k = [\alpha_k \ \beta_k]^T$. Le système d'équation qui en découle est alors :

$$x_k = Ax_{k-1} + w_{k-1} \quad (7)$$

$$y_k = g(x_k, u_k) + v_k \quad (8)$$

où y_k représente la sortie en tension du modèle, g est la fonction représentant le modèle selon l'éq. (6), u_k représente les entrées en commande (courant et température), w_k et v_k sont des bruits gaussiens à moyenne nulle et enfin A représente la matrice de transition. N'ayant pas de modèle de l'évolution de β , celle-ci est supposée quasi constante sur une période d'échantillonnage, et donc $\beta_k \approx \beta_{k-1}$. La matrice de transition A à temps discret s'écrit alors :

$$A = \begin{bmatrix} 1 & T_s \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (9)$$

Tableau I: Algorithme du filtre de Kalman étendu

| (i) Initialisation | (ii) Prédiction | (iii) Correction |
|--------------------------------|---|---|
| $x_{0 0} = 0$ $P_{0 0} = 0$ | $x_{k k-1} = Ax_{k-1 k-1}$ $P_{k k-1} = AP_{k-1 k-1}A^T + Q$ | $x_{k k} = x_{k k-1} + K_k(V_{st-k} - g(x_k, u_k))$ $P_{k k} = (I - K_k H_k)P_{k k-1}$ où : $K_k = P_{k k-1}H_k^T(H_k P_{k k-1}H_k^T + R)^{-1}$ et : $H_k = \frac{\partial g(x_k, u_k)}{\partial x_k}$ |

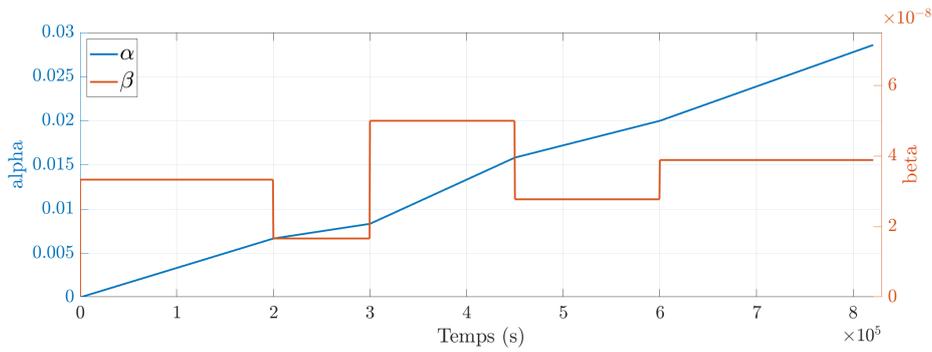


Figure 6: Génération d'un état de santé réel : alpha et sa dérivée beta

où T_s est la période d'échantillonnage de l'algorithme. L'algorithme du filtre de Kalman étendu se présente alors tel que dans le tableau I, où Q est la matrice de covariance du bruit du procédé, associée à w_k dans l'éq. 7, V_{st-k} représente la tension du stack mesurée à l'instant k , et R est la matrice de covariance du bruit de mesure, associée à v_k dans l'éq. 8. Cet algorithme permet ainsi d'estimer l'état x_k du système, et donc la valeur du paramètre α dans notre cas.

4. Résultats préliminaires

Dans le cas représenté, les données de tension du micro-réseau seront accessibles au jumeau numérique, et intégreront donc directement le vieillissement. Pour une simulation découplée du système en revanche, ce vieillissement doit être provoqué. C'est pour cela que dans le modèle est introduit un facteur d'état de santé (alpha) qui influe sur la tension de sortie de la pile à combustible. L'algorithme d'estimation donnera alors une estimation de ce paramètre alpha qui sera ensuite comparé au paramètre alpha dit "anticipé". La génération de ce paramètre est donnée en figure 6. La simulation se déroule sur Matlab/Simulink® et utilise des données de charge provenant de profils génériques de consommation d'habitations et des profils d'irradiance solaire de l'île de la Réunion. Une dizaine de jours sont simulés. Les résultats concernant les courants des différents composants ainsi que la tension du bus sont donnés en figure 7. La comparaison entre l'état de santé anticipé et l'état de santé estimé par le filtre de Kalman étendu est donné sur la figure 8. On observe que le paramètre alpha estimé par l'algorithme est fidèle au paramètre anticipé généré plus tôt. Ces deux courbes sont mises en comparaison à la lumière du courant de la pile à combustible. En effet, lors des phases où le courant est nul, l'influence du paramètre alpha est nulle dans l'équation (6), et ce sont donc les zones où l'on voit un décalage commencer à s'installer. Ce décalage s'efface néanmoins rapidement lorsque l'algorithme peut réajuster son estimation.

5. Conclusion

Ce présent travail se place dans le cadre du développement d'un jumeau numérique de micro-réseau électrique afin d'en avoir un contrôle résilient au vieillissement. Le jumeau numérique permet ici d'y incorporer des algorithmes de diagnostic de vieillissement des composants du micro-réseau. Afin de développer ces algorithmes, et en particulier celui de la PEMFC, un modèle macroscopique du micro-réseau a été établi dans ce travail afin d'y intégrer et tester ces algorithmes. Le filtre de Kalman étendu est présenté ici pour estimer l'état de santé de la pile à combustible. Les résultats présentés ici sont des résultats des premiers mois de thèse, et montrent que l'état de santé peut être estimé avec seulement des informations sur le courant et la tension de la pile à combustible. Ce travail sera ensuite itéré par la considération des états de santé de l'électrolyseur et des batteries présentes dans le micro-réseau.

Remerciements

Cette recherche a été financée en tout ou partie, par l'Agence Nationale de la Recherche (ANR) au titre du projet ANR-22-CE05-0026. Dans l'objectif de sa publication en libre accès, l'auteur a appliqué une licence open access CC-BY à tout manuscrit accepté pour publication (AAM) résultant de ce dépôt. Ce travail a été soutenu par l'EIPHI Graduate School (contrat ANR-17-EURE-0002) et la Région Bourgogne Franche-Comté.

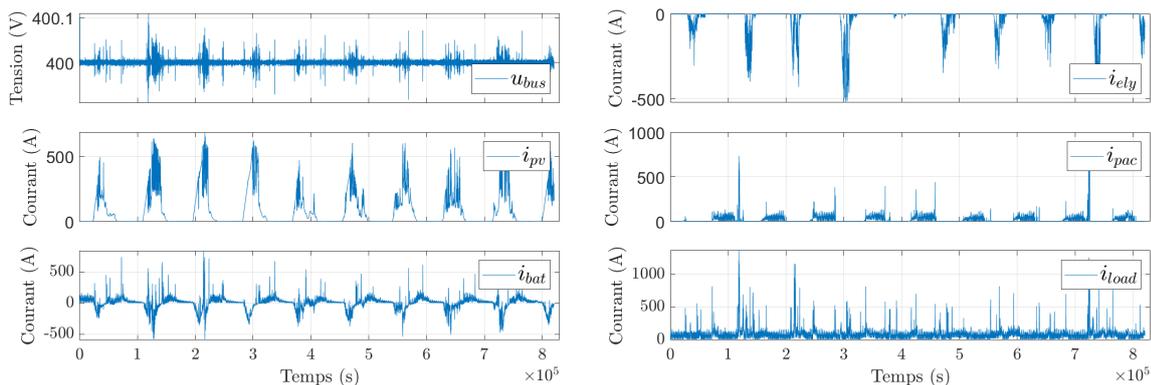


Figure 7: Courbes caractéristiques du bus : tension et courant des différents composants

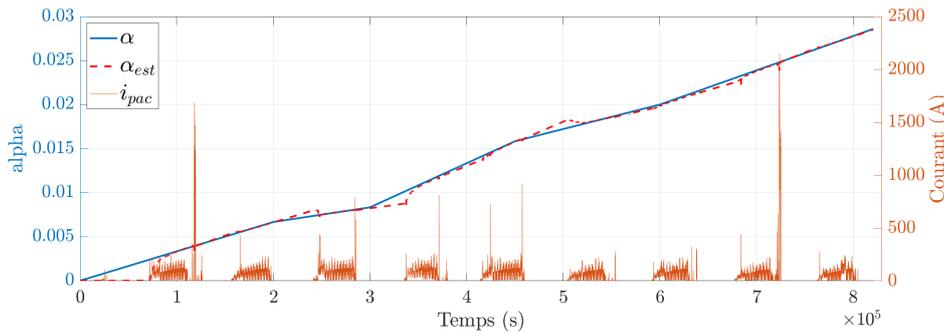


Figure 8: Comparaison entre alpha réel et alpha estimé

References

- [1] *Energy Statistics Data Browser – Data Tools*. en-GB. URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser>.
- [2] Md. Biplob Hossain et al. “Advancement of fuel cells and electrolyzers technologies and their applications to renewable-rich power grids”. In: *Journal of Energy Storage* 62 (June 2023), p. 106842. ISSN: 2352-152X. DOI: 10.1016/j.est.2023.106842. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X23002396>.
- [3] Mostafa Kermani et al. “Intelligent energy management based on SCADA system in a real Microgrid for smart building applications”. In: *Renewable Energy* 171 (June 2021), pp. 1115–1127. ISSN: 0960-1481. DOI: 10.1016/j.renene.2021.03.008. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148121003566>.
- [4] Hashem Elsaraf, Mohsin Jamil, and Bishwajeet Pandey. “Techno-Economic Design of a Combined Heat and Power Microgrid for a Remote Community in Newfoundland Canada”. In: *IEEE Access* 9 (2021). Conference Name: IEEE Access, pp. 91548–91563. ISSN: 2169-3536. DOI: 10.1109/ACCESS.2021.3091738. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9464899>.
- [5] Xiaoyan Qiu et al. “Dynamic parameter estimation of the alkaline electrolysis system combining Bayesian inference and adaptive polynomial surrogate models”. In: *Applied Energy* 348 (Oct. 2023), p. 121533. ISSN: 0306-2619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.121533. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261923008978>.
- [6] Guohua Chen et al. “A probabilistic analysis method based on Noisy-OR gate Bayesian network for hydrogen leakage of proton exchange membrane fuel cell”. In: *Reliability Engineering & System Safety* (Nov. 2023), p. 109862. ISSN: 0951-8320. DOI: 10.1016/j.ress.2023.109862. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0951832023007767>.
- [7] Minh C. Ta et al. “Four-wheel Independently Driven Formula: Experimental EV for Motion Control Studies”. In: *2022 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*. 2022 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE). ISSN: 2329-3748. Oct. 2022, pp. 1–8. DOI: 10.1109/ECCE50734.2022.9948093. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9948093>.
- [8] Huan-Liang Tsai, Tu Ci-Siang, and Su Yi-Jie. “Development of generalized photovoltaic model using MATLAB/SIMULINK”. In: *Lecture Notes in Engineering and Computer Science* 2173 (Oct. 2008).
- [9] Mathieu Bressel et al. “Extended Kalman Filter for prognostic of Proton Exchange Membrane Fuel Cell”. In: *Applied Energy* 164 (Feb. 2016), pp. 220–227. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.11.071. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261915015214>.
- [10] S. Kong et al. “Advanced passivity-based, aging-tolerant control for a fuel cell/super-capacitor hybrid system”. In: *Control Engineering Practice* 105 (Dec. 1, 2020), p. 104636. ISSN: 0967-0661. DOI: 10.1016/j.conengprac.2020.104636. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0967066120302069>.
- [11] Mathieu Bressel et al. “Model-based aging tolerant control with power loss prediction of Proton Exchange Membrane Fuel Cell”. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 45.19 (Apr. 3, 2020), pp. 11242–11254. ISSN: 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2018.11.219. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319918338849>.
- [12] Zhendong Zhang et al. “A novel generalized prognostic method of proton exchange membrane fuel cell using multi-point estimation under various operating conditions”. In: *Applied Energy* 357 (Mar. 1, 2024), p. 122519. ISSN: 0306-2619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.122519. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261923018834>.
- [13] Penghao Wang et al. “A novel degradation model of proton exchange membrane fuel cells for state of health estimation and prognostics”. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 46.61 (Sept. 2021), pp. 31353–31361. ISSN: 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2021.07.004. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319921025519>.
- [14] Rui Ma et al. “A Hybrid Prognostic Method for PEMFC With Aging Parameter Prediction”. In: *IEEE Transactions on Transportation Electrification* 7.4 (Dec. 2021), pp. 2318–2331. ISSN: 2332-7782, 2372-2088. DOI: 10.1109/TTE.2021.3075531. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9417096/>.