

## Stratégie de répartition de puissance améliorée basée sur une séparation fréquentielle dans un micro-réseau DC

Houda Elouadoud<sup>a,b</sup>, Serge Pierfederici<sup>a</sup>, Mohamed Bakhouya<sup>b</sup>, Radouane Ouladsine<sup>b</sup>, Matthieu Urbain<sup>a</sup>

<sup>a</sup> LEMTA, 2 Avenue de la Forêt de Haye, Vandœuvre-lès-Nancy 54500, France

<sup>b</sup> LERMA, L'Université Internationale de Rabat, Sala El Jadida 11103, Maroc

**RESUME** – La mise en œuvre de sources d'énergie non conventionnelles rend le recours aux dispositifs de stockage d'énergie indispensable. Ceux-ci deviennent pertinents pour améliorer la flexibilité et la fiabilité de tout micro-réseau isolé du réseau électrique. Dès lors le contrôle doit prendre en charge la répartition de puissance parmi les sources disponibles et prendre en compte leurs propriétés énergétiques respectives. Cet article propose une approche générique hiérarchisée basée sur le principe d'une séparation fréquentielle entre les divers objectifs de contrôle, l'originalité résidant dans son formalisme généralisé. Les résultats de simulation sous MATLAB/Simulink et les résultats expérimentaux sur prototype mettent en évidence l'efficacité de la stratégie proposée.

**Mots-clés**— *Micro-réseau DC ; Système de stockage hybride; séparation fréquentielle; approche générique hiérarchisée.*

### 1. INTRODUCTION

Cet article s'inscrit dans le cadre du projet de recherche MG-FARM ayant pour ambition de rendre autonome un village isolé du réseau électrique, celui-ci ne disposant que de ressources de nature renouvelable (photovoltaïque et éolien).

Sous l'impulsion de la transition énergétique et la volonté d'intégrer les énergies renouvelables, notamment dans les régions où les réseaux électriques sont encore peu développés, les micro-réseaux autonomes peuvent apporter une solution intéressante en termes de disponibilité et de fiabilité.

Les micro-réseaux à courant continu constituent une solution technologique prometteuses par rapport à leurs homologues alternatifs, les organes de stockage étant naturellement continus [1] et les convertisseurs nécessaires de structure plus simple.

La combinaison de générateurs de natures différentes et de dispositifs de stockage d'énergie au sein d'un même système nécessite un contrôle devant permettre la régulation du bus DC et la gestion des flux de puissance [2]. Lorsque le système comporte en plus des organes de stockage, la prise en compte de l'état de charge (SoC) constitue un objectif supplémentaire. La stabilité du bus DC face à la fluctuation des charges, la gestion des flux de puissances délivrées par les générateurs, qui plus est éventuellement distribués, et le respect des contraintes sur les SoC constituent des défis à relever.

Les méthodes de contrôle proposées dans la littérature peuvent être centralisées, décentralisées ou distribuées. Les stratégies de contrôle centralisé sont principalement basées sur une approche par filtrage [3,4,5,6,7] de la puissance de charge. En ce qui concerne les méthodes de contrôle décentralisé, la plupart d'entre elles sont mises en œuvre avec un contrôle de statisme [8,9,10,11,12]. Enfin, les approches de contrôle distribué reposent souvent sur des algorithmes de consensus

[13,14,15]. Il convient de noter que ces stratégies de contrôle ont traité différents problèmes liés aux micro-réseaux DC avec plusieurs systèmes de stockage d'énergie, à savoir la répartition de puissance, la régulation de la tension de bus DC, le partage de puissance et l'équilibrage de l'état de charge (SoC). Cependant, dans l'état de l'art de ce papier, l'accent est mis en priorité sur les méthodes basées sur le contrôle centralisé qui prennent en compte la question de l'allocation de puissance dans un micro-réseau DC avec un système de stockage d'énergie hybride.

La méthode de répartition de la puissance consiste à distribuer la puissance demandée par la charge sur différentes sources d'énergie de manière à ce que chacune d'entre elles réponde à la demande de puissance en fonction de sa densité énergétique. Cela permet de supporter les variations soudaines de la charge et de rétablir promptement la tension du bus DC [16]. À cet égard, les méthodes basées sur les filtres passe-bas et/ou passe-haut sont largement utilisées dans la littérature et leur principe consiste à diviser le courant de charge en deux parties. Les sources hybrides comportant généralement un supercondensateur, l'appel de puissance est pris en charge dans les temps courts par celui-ci, les temps longs étant réservés à la batterie. Les approches de filtrage présentent l'avantage d'être implémentées sans avoir besoin d'un modèle des convertisseurs pour le dimensionnement de la boucle externe. Toutefois le choix de la fréquence de coupure séparant temps courts et temps longs peut être délicat [17]. Qui plus est, une fréquence de coupure fixe n'est pas adaptée aux différentes conditions de charge et de source d'énergie [18].

En outre, pour un système de stockage d'énergie hybride comportant plus de deux éléments de stockage, le placement des fréquences de coupure correspondantes aux différentes zones de fonctionnement ne tombe pas sous l'évidence.

Dans [5] les auteurs proposent une approche en deux étapes. Dans un premier temps le spectre fréquentiel de la puissance de charge est identifié en ligne, laissant supposé de forte puissance de calcul, en découle une pré-attribution. Dans un second temps le régime de charge (appel de puissance ou récupération) est pris en compte. La combinaison des deux données permet de répartir la puissance sur les deux dispositifs de stockage en présence. Toutefois, la stratégie se limite au cas de deux sources, nous ambitionnerons un cas plus général avec une approche systématique.

Le principe de séparation fréquentielle pour un système comportant plus de deux sources a été abordé dans [19,20,21]. L'article [20] aborde le cas d'une pile à combustible, d'une batterie et d'un supercondensateur. Le profil de charges est tout d'abord décomposé en trois composantes fréquentielles

différentes et relative à chacune des sources. Puis, une couche de contrôle par logique floue est déployée afin de bien maintenir les SoC dans une plage visée. Toutefois, la définition de règles et de fonction d'appartenance est croissante avec le nombre de sources, dont le nombre peut devenir rédhibitoire pour sa mise en œuvre.

Ce papier présente le principe de gestion d'un micro-réseau DC comprenant un bus DC dont la tension doit être régulée, une source d'énergie (pile à combustible, éolienne,...),  $N_s$  organes de stockage dont on souhaite contrôler le SoC et une charge à puissance constante (CPL)  $P_{load}$ . Chaque source doit répondre selon les limites dynamiques qui lui sont propres. Elle est connectée au bus DC via un convertisseur bidirectionnel en courant, son pilotage est assuré par deux boucles. Celle de niveau interne concerne la puissance, et celle de niveau externe porte sur un objectif (énergie ou SoC). Pour simplifier la génération des références de puissance, les pertes dans les convertisseurs sont négligées. La stratégie suivie repose sur une approche générique hiérarchisée et les objectifs sont atteints selon des trajectoires et dynamiques définies par avance. Des essais expérimentaux ont été réalisés dans le cas  $N_s = 2$ .

Cet article est organisé comme suit. La section II décrit la structure du micro-réseau étudié ainsi que la stratégie de contrôle proposée. Les résultats expérimentaux et de simulation sont présentés dans la section III. La dernière section résume la contribution de ce papier.

## 2. STRUCTURE DU SYSTEME ET STRATEGIES DE REGULATION DE BUS DC ET DE CONTROLE DE L'ETAT DE CHARGE

### 2.1. Topologie d'interconnexion proposée

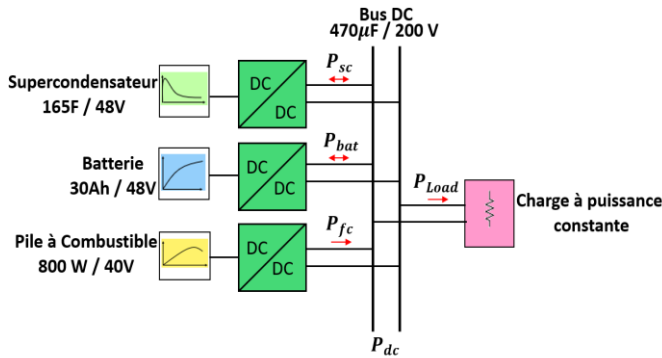


Fig.1. Schéma d'interconnexion adoptée

Dans la littérature, trois types de topologies ont été utilisés pour l'interconnexion des HESS, à savoir la connexion passive [22], la connexion semi-active [23] et la connexion active [24]. Chacune de ces topologies présente des avantages et des inconvénients en termes d'efficacité, de performance dynamique, de flexibilité, de coût, etc.

Dans la connexion passive, les systèmes de stockage d'énergie sont directement reliés au bus DC et, bien qu'elle soit moins coûteuse, cette topologie souffre d'un manque de flexibilité et de contrôlabilité. Dans le cas de la connexion semi-active, où un seul dispositif de stockage est connecté au bus DC par l'intermédiaire d'un convertisseur DC/DC, contrôlabilité et flexibilité sont améliorées. Enfin, avec la connexion active illustrée dans la Figure 1, dans laquelle tous les systèmes de stockage sont connectés au bus DC par l'intermédiaire des convertisseurs DC/DC, contrôlabilité et flexibilité sont totales. C'est aussi pour cette architecture que les réponses transitoires sont les meilleures, raisons pour lesquelles ce type de connexion

a été retenu dans le présent travail. Le schéma électrique du convertisseur DC/DC utilisé est illustré dans la Figure 2.

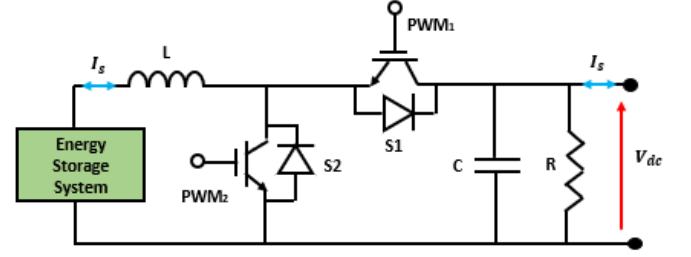


Fig.2. Schéma électrique d'un convertisseur bidirectionnel

### 2.2. La stratégie de contrôle proposée

La priorité du contrôle porte sur la régulation de la tension du bus DC via son énergie  $y_{dc}$ . En désignant  $P_{load}$  la puissance demandée par la charge et  $P_k$  la puissance délivrée par le dispositif  $k$ , celles-ci répondent à la dynamique suivante :

$$\dot{y}_{dc}(t) = -P_{load} + P_1 + \sum_{k=2}^{N_s} P_k \quad (1)$$

$$y_{dc} = 0.5C_{dc}v_{dc}^2 \quad (2)$$

En second lieu, il s'agit de veiller au contrôle des états de charge des  $N_s$  organes de stockage. Le système étant constitué de  $N_s$  dispositifs dont les puissances massiques sont supposées rangées  $p_{m,k} \gg p_{m,k+1}$ , la stratégie de contrôle proposée impose un contrôle de l'organe de stockage d'indice  $k$  par le dispositif de stockage  $k+1$ , les pulsations de coupure de chaque boucle d'asservissement  $\omega_k$  diminuant avec l'indice  $k$  selon le principe hiérarchique générique retenu. Le formalisme employé peut se généraliser dès lors que la grandeur de sortie contrôlée (l'objectif)  $o_k(t)$  est soit le SoC,  $o_k(t) = soc(t)$ , soit une grandeur liée à l'énergie  $o_k(t) = y(t)$ , la dérivée de  $o_k(t)$  étant supposée toujours être liée à la puissance délivrée  $p_k$  par le dispositif  $k$  via la relation (3) :

$$\dot{o}_k(t) = f_k(p_k), k \in \{1, \dots, N_s\} \quad (3)$$

Avec  $f_k$  des fonctions bijectives dans le domaine d'étude.

On désigne par  $\varepsilon_k(t)$  l'erreur commise sur les objectifs :

$$\varepsilon_0(t) = y_{dc,ref}(t) - y_{dc}(t) \quad (4)$$

$$\varepsilon_k(t) = o_{k,ref}(t) - o_k(t) \quad \forall k \in \{1, \dots, N_s\} \quad (5)$$

La dynamique attendue pour chaque objectif est formulée selon (6),  $\xi_k$  et  $\omega_k$  étant respectivement l'amortissement et la pulsation de coupure souhaités :

$$\dot{\varepsilon}_k(t) + 2\xi_k\omega_k\varepsilon_k(t) + \omega_k^2 \cdot \int_0^t \varepsilon_k(\tau) \cdot d\tau = 0 \quad (6)$$

Avec  $\omega_k \gg \omega_{k+1} \quad \forall k \in \{0, \dots, N_s\}$

L'algorithme s'initie au rang 1 en contrôlant l'énergie stockée  $y_{dc}(t)$  dans le bus DC. (1), (3) et (6) imposent alors :

$$P_1 = P_{load} - \sum_{k=2}^{N_s} P_k + \dot{y}_{dc,ref} + 2\xi_0\omega_0\varepsilon_0(t) + \omega_0^2 \int_0^t \varepsilon_0(\tau) \cdot d\tau \quad (7)$$

L'hypothèse de séparation dynamique entre les contrôles de  $o_1(t)$  et  $o_2(t)$  permet alors de considérer pour le calcul de  $P_2$  que :

$$\dot{y}_{dc} \approx 0 \Rightarrow P_1 = P_{load} - P_2 - \sum_{k=3}^{Ns} P_k \quad (8)$$

$$\Rightarrow \dot{o}_1 = f_1(p_1) \approx f_1\left(P_{load} - P_2 - \sum_{k=3}^{Ns} P_k\right) \quad (9)$$

(6) évaluée pour  $k=1$ , permet alors d'asservir  $\varepsilon_1$  à zéro en fixant la référence de puissance  $P_2$  délivrée par le second dispositif de stockage :

$$P_2 = P_{load,\omega_1} - \sum_{k=3}^{Ns} P_k + f_1^{-1}\left(\dot{o}_{1,ref} + 2\xi_1\omega_1\varepsilon_1(t) + \omega_1^2 \int_0^t \varepsilon_1(\tau) \cdot d\tau\right) \quad (10)$$

$P_{load,\omega_1}$  correspond à une mesure filtrée de la puissance de charge (bande passante du filtre fixée à  $\omega_1$ ). Cela permet de garantir que la dynamique de variation de  $P_1$  est toujours bien supérieure à celle de  $P_2$  et plus généralement que celle de  $P_k$  est bien supérieure à celle de  $P_{k+1}$ . Le principe se poursuit au rang suivant en supposant  $\dot{o}_1 \approx 0$  ce qui permettra d'en déduire  $P_3$  et ainsi de suite, le rang final correspondant à une source vraie dépourvue d'objectif, à savoir une pile à combustible dans notre cas.

### 3. RESULTATS DE SIMULATION ET D'EXPERIMENTATION

#### 3.1. La composition du banc d'essais expérimental proposé

Les résultats qui suivent ont été obtenus par simulation sous MATLAB/Simulink et par expérimentation sur un banc d'essai équipé d'une plateforme dSPACE. Le système en question qui apparait dans la Figure 3 comporte une pile à combustible émulée par une source de tension de valeur 40V et de puissance maximale de 800 W et dont la caractéristique statique est illustrée dans la Figure 4, un supercondensateur de capacité 165F et de tension 48V, une batterie LiFePO4 de capacité 30Ah et de tension 48V, un bus DC de capacité 470μF et de tension nominale 200V et une charge à puissance constante (CPL). Pour cette application à trois sources,  $P_1 = P_{sc}$  et  $f_1(P_1) = -P_1$ ,  $P_2 = P_{bat}$  et  $f_2(P_2) = \frac{-P_2}{Q_{bat} \cdot v_{bat}(SoC)}$ ,  $Q_{bat} = 3600 C_{bat}$ ,  $P_3 = P_{fc}$ .

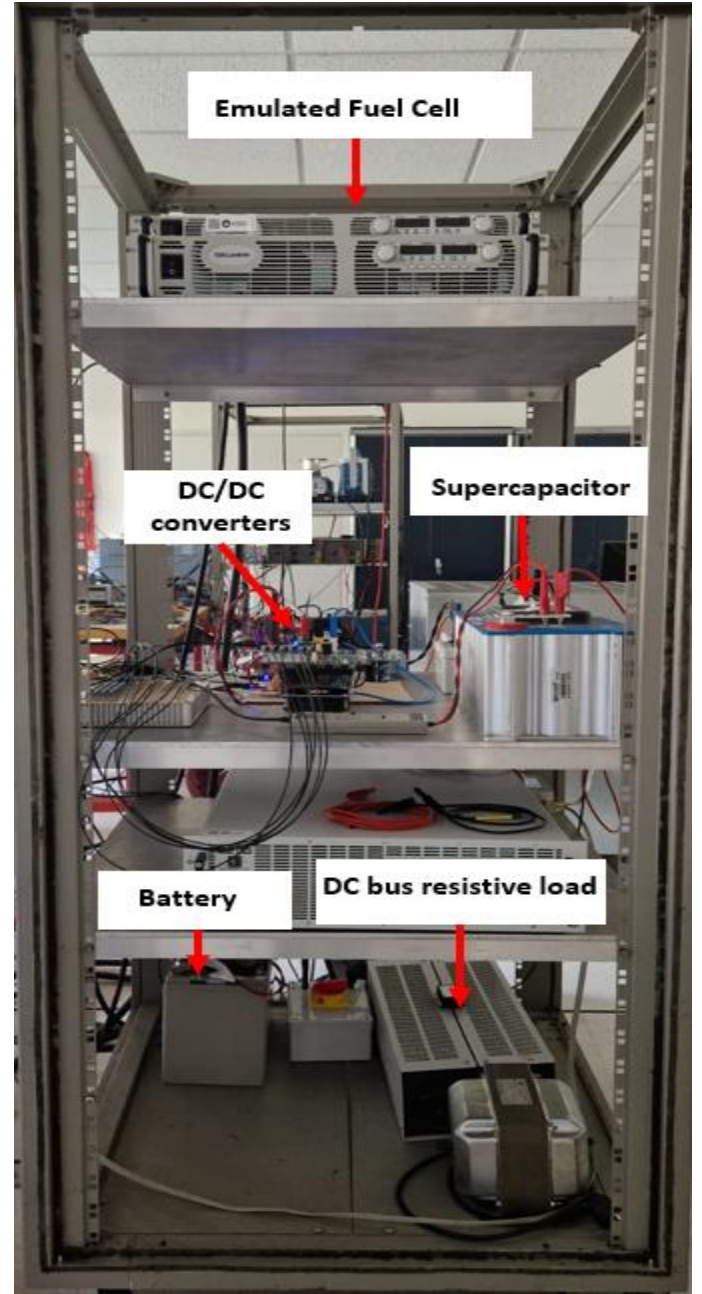


Fig.3. Le banc d'essais expérimental utilisé

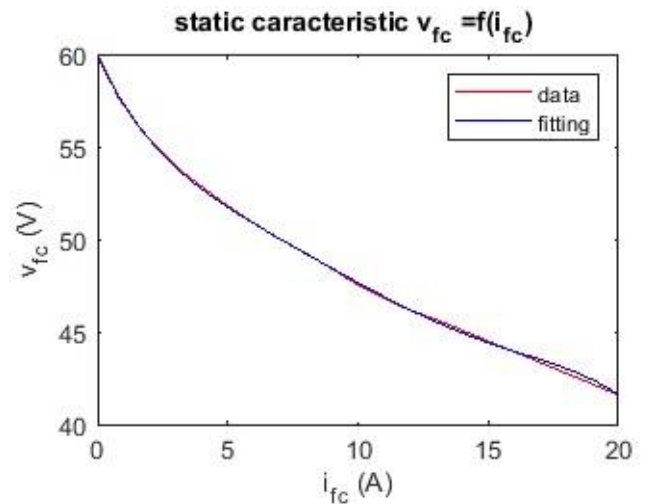


Fig.4. Caractéristique statique  $V_{fc} = f(i_{fc})$  de la pile à combustible

### 3.2. Résultats de simulation et d'expérimentation

#### 3.2.1. Essai en poursuite de consigne

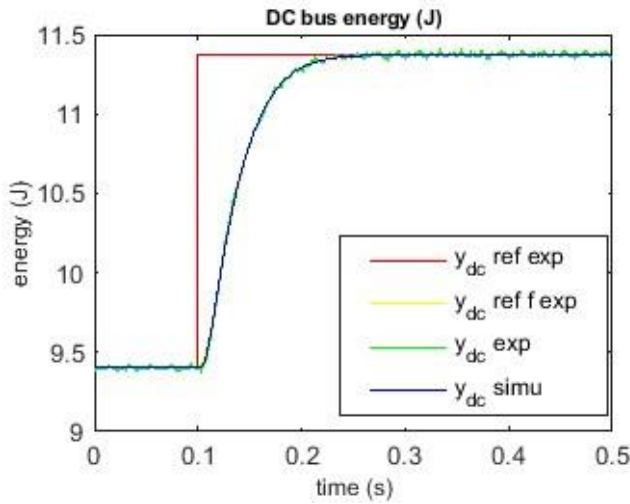


Fig.5. L'énergie sur le bus DC

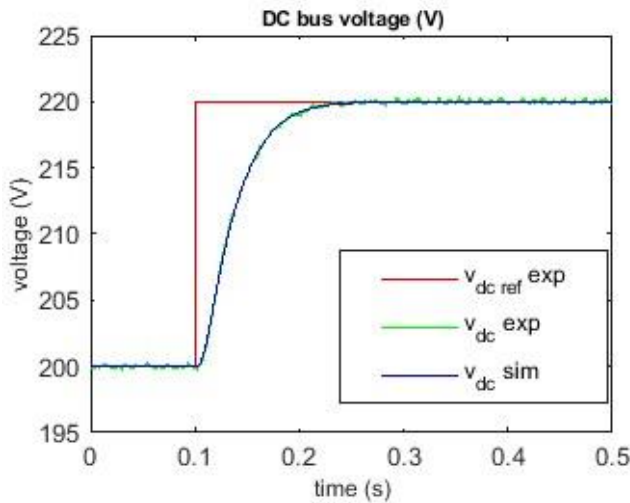


Fig.6. La tension sur le bus DC

Pour vérifier les performances des régulateurs élaborés pour le contrôle, on a commencé par effectuer un essai en poursuite de consigne sur la tension du bus DC passant de 200V à 220V. La Figure 5 présente les énergies associées, à savoir l'échelon initial de consigne  $y_{dc,ref}$ , la trajectoire continue et dérivable générée par le contrôle  $y_{dc,ref,f}$  et la mesure  $y_{dc,mes}$ . Ce scénario a donné lieu à un résultat similaire  $y_{dc,sim}$  en simulation, le comportement expérimental est donc bien celui imposé lors du dimensionnement. Il en va bien évidemment de même pour les tensions sur la Figure 6.

#### 3.2.2. Essai en rejet de perturbations dans les temps longs

Cet essai permet de mettre en évidence la répartition fréquentielle des puissances suite à un appel de puissance de 500W par une charge à puissance constante.

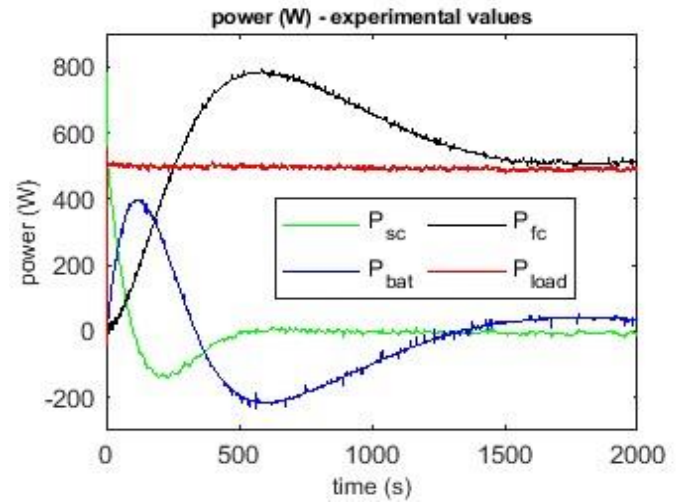


Fig.7. Réponse des organes de stockage de l'énergie dans les temps longs

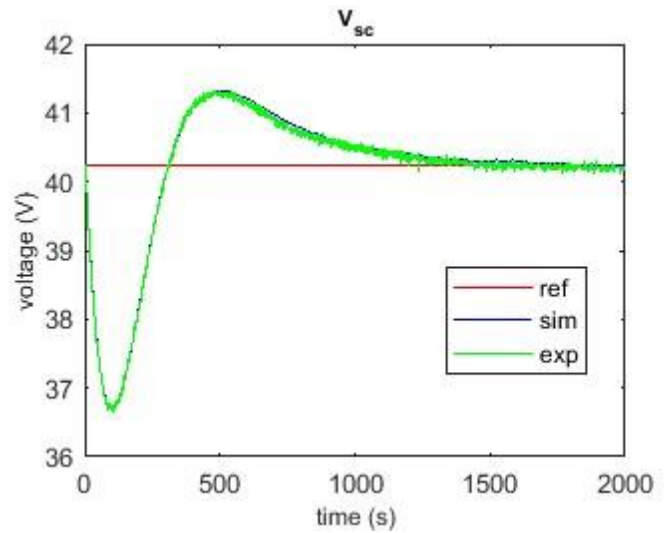


Fig.8. L'évolution de tension dans le supercondensateur

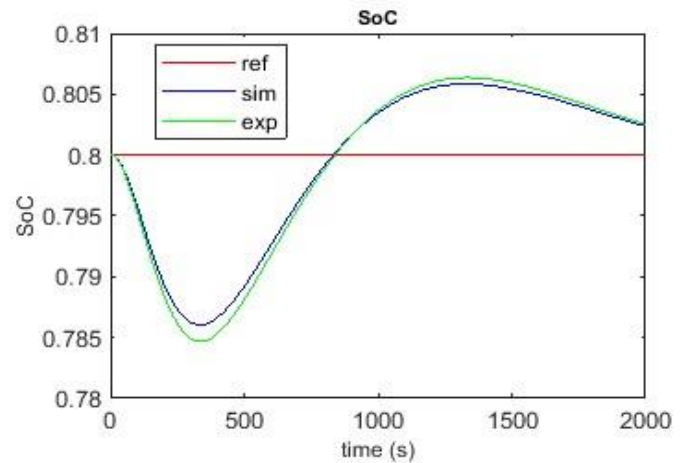


Fig.9. L'évolution du SoC dans la batterie



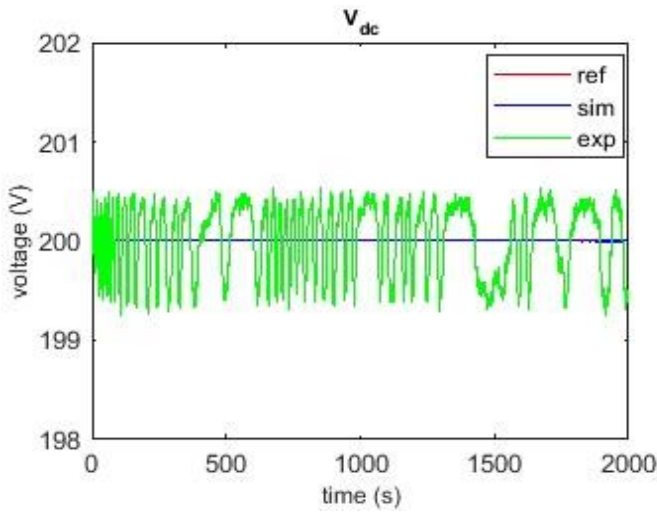


Fig.10. La tension sur le bus DC

La Figure 7 illustre les différentes dynamiques dans les temps longs. Ce sont bien chronologiquement le supercondensateur, puis la batterie et enfin la pile à combustible qui prend en charge la puissance de charge. Ainsi, on conclut que les dynamiques des trois organes de stockage sont bien respectées. D'après les Figures 8 et 9, la batterie et la pile à combustible régulent respectivement le SoC du supercondensateur et celui de la batterie. Eu égard à la Figure 10, la tension du bus DC présente une ondulation d'amplitude 1% par rapport à sa valeur nominale en régime permanent.

### 3.2.3. Essai en rejet de perturbations dans les temps courts

L'essai mis en jeu a pour but d'évaluer la qualité (chute de tension et temps de réponse) avec laquelle la source hybride rejette une perturbation, en l'espèce un appel de puissance de 500W sur le bus DC réalisé avec une charge active dont le pilotage est possible mais pas le réglage de ses paramètres de contrôle.

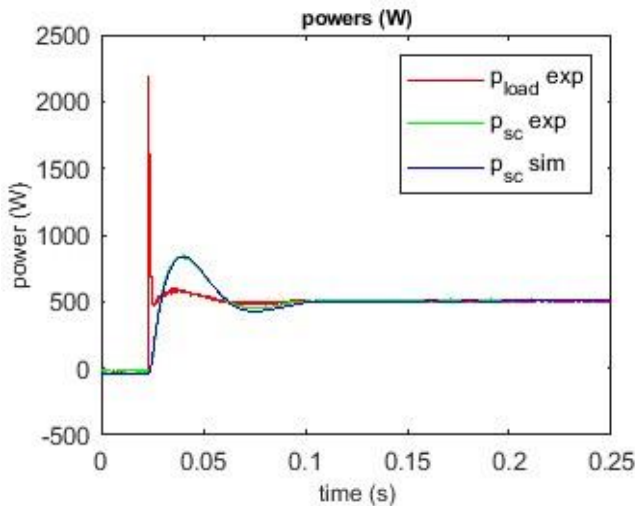


Fig.11. La réponse du supercondensateur

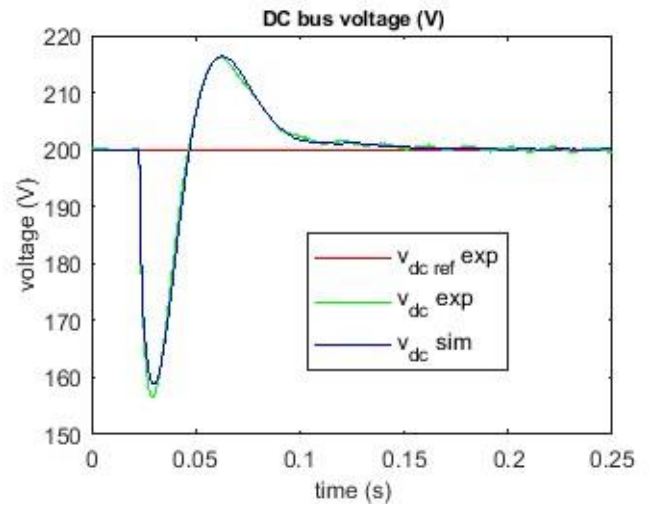


Fig.12. La tension sur le bus DC

A l'instant  $t = 0.023$  secondes, l'appel de puissance supposé constant à 500W est appliqué, celui-ci présente en pratique un fort dépassement, rendant néanmoins l'essai d'autant plus contraignant comme l'indique le signal  $p_{load,exp}$  sur la Figure 11. La correspondance de la puissance délivrée par la surcapacité expérimentale  $p_{sc,exp}$  et simulée  $p_{sc,sim}$  indique que le dispositif prend en charge la perturbation  $p_{load,exp}$  selon la dynamique attendue (Figure 11). La tension du bus DC connaît une variation maximale de 20% avant un retour à sa valeur nominale au bout de 127 ms. Ces valeurs sont conformes au dimensionnement étant donné la cohérence avec le signal  $v_{dc,sim}$  obtenu suite à la reproduction du scénario en simulation (Figure 12) avec le signal expérimental  $p_{load,exp}$ . A noter que cette chute de tension pourrait être mieux maîtrisée par une augmentation de la bande passantes sur la boucle d'énergie  $y_{dc}$  à l'origine de la référence de puissance supercondensateur  $p_{sc,ref}$  et/ou de la capacité de bus DC.

D'un point de vue dimensionnement des convertisseurs, leur durée d'intervention diminue avec la densité de puissance des dispositifs associés. On peut donc envisager, soit un gain d'encombrement du système de refroidissement, soit un gain sur les bandes passantes par le biais d'une augmentation de la fréquence de découpage (à pertes par commutation croissantes) du convertisseur.

## 4. CONCLUSIONS

Dans cet article, une nouvelle stratégie générique hiérarchisée basée sur le principe d'une séparation fréquentielle pour un micro réseau DC à multiples organes de stockage est présentée. L'objectif de cette stratégie est, en premier lieu, de rendre stable le bus DC face à des charges variables, et en second lieu, contrôler l'état de charge des éléments de stockage d'énergie. L'originalité de la méthode proposée par rapport aux autres méthodes utilisées dans la littérature réside dans son formalisme généralisé. En effet, cette stratégie peut s'appliquer sur Ns organes de stockage. Pour montrer son efficacité, une étude de cas comprenant un supercondensateur, une batterie et une pile à combustible est réalisée. Des essais en poursuite de consigne et en rejet de perturbation ont été effectués. Les résultats de simulation sous MATLAB/Simulink ainsi que les résultats expérimentaux sur le banc d'essai coïncident et démontrent la performance de la méthode proposée.

## 5. REMERCIEMENTS

Ce travail a été réalisé dans le cadre du projet MG-FARM. Le projet MG-FARM fait partie du programme LEAP RE. LEAP

RE a reçu un financement du programme de recherche et d'innovation Horizon 2020 de l'Union européenne dans le cadre de la convention de subvention 963530.

## 6. REFERENCES

- [1] Estefanía Planas, Jon Andreu, José Ignacio Gárate, Iñigo Martínez de Alegría, Edorta Ibarra. AC and DC technology in microgrids: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2015, 726-749.
- [2] F. S. Al-Ismaïl, "DC Microgrid Planning, Operation, and Control: A Comprehensive Review," in *IEEE Access*, vol. 9, pp. 36154-36172, 2021.
- [3] D. B. W. Abeywardana, B. Hredzak, V. G. Agelidis and G. D. Demetriades, "Supercapacitor Sizing Method for Energy-Controlled Filter-Based Hybrid Energy Storage Systems," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 32, no. 2, pp. 1626-1637, Feb. 2017,
- [4] K. A. Khan and M. Khalid, "Improving the Transient Response of Hybrid Energy Storage System for Voltage Stability in DC Microgrids Using an Autonomous Control Strategy," in *IEEE Access*, vol. 9, pp. 10460-10472, 2021,
- [5] H. Liao et al., "Adaptive Split-Frequency Quantitative Power Allocation for Hybrid Energy Storage Systems," in *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, vol. 7, no. 4, pp. 2306-2317, Dec. 2021,
- [6] Yue Wu, Zhiwu Huang, Hongtao Liao, Bin Chen, Xiaoyong Zhang, Yanhui Zhou, Yongjie Liu, Heng Li, Jun Peng, "Adaptive power allocation using artificial potential field with compensator for hybrid energy storage systems in electric vehicles," in *Applied Energy*, Vol.257,2020,
- [7] Y. Zhang, G. Du and Y. Lei, "Deadbeat control with power sharing for supercapacitor/ battery-based hybrid energy storage systems in DC microgrids," *IECON 2020 The 46th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Singapore, 2020,
- [8] Xiang, Chuan, Qi Cheng, Yizheng Zhu, and Hongge Zhao. 2023. "Sliding Mode Control of Ship DC Microgrid Based on an Improved Reaching Law" *Energies* 16, no. 3: 1051.
- [9] P. Lin, P. Wang, J. Xiao, J. Wang, C. Jin and Y. Tang, "An Integral Droop for Transient Power Allocation and Output Impedance Shaping of Hybrid Energy Storage System in DC Microgrid," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 33, no. 7, pp. 6262-6277, July 2018
- [10] X. Li, Y. Teng, L. Liu and G. Fang, "A Power Allocation Strategy for DC Line Fault in Serial Hybrid LCC-MMC HVDC System," in *IEEE Access*, vol. 10, pp. 84267-84278, 2022,
- [11] Q. Xu, J. Xiao, X. Hu, P. Wang, and M. Y. Lee, "A decentralized power management strategy for hybrid energy storage system with autonomous bus voltage restoration and state-of-charge recovery," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 64, no. 9, pp. 7098–7108, 2017.
- [12] Q. Xu, X. Hu, P. Wang, J. Xiao, P. Tu, C. Wen, and M. Y. Lee, "A decentralized dynamic power sharing strategy for hybrid energy storage system in autonomous dc microgrid," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 64, no. 7, pp. 5930–5941, 2017.
- [13] Q. Yang, J. Zhou, X. Chen and J. Wen, "Distributed MPC-Based Secondary Control for Energy Storage Systems in a DC Microgrid," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 6, pp. 5633-5644, Nov. 2021.
- [14] X. Chen et al., "Distributed Cooperative Control of Multiple Hybrid Energy Storage Systems in a DC Microgrid Using Consensus Protocol," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 67, no. 3, pp. 1968-1979, March 2020.
- [15] B. Wang et al., "Consensus-Based Control of Hybrid Energy Storage System With a Cascaded Multiport Converter in DC Microgrids," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 11, no. 4, pp. 2356-2366, Oct. 2020.
- [16] Wang, G.; Ciobotaru, M.; Agelidis, V.G. Power Smoothing of Large Solar PV Plant Using Hybrid Energy Storage. *IEEE Trans. Sustain. Energy* 2014, 5, 834–842.
- [17] Abeywardana DBW, Hredzak B, Agelidis VG, Demetriades GD. Supercapacitor sizing method for energy-controlled filter-based hybrid energy storage systems. *IEEE Trans Power Electron* 2017;32(2):1626–37.
- [18] Xiaoliang H, Hiramatsu T, Yoichi H. Energy management strategy based on frequency-varying filter for the battery supercapacitor hybrid system of electric vehicles. *Electric Vehicle Symposium and Exhibition (EVS27)*, 2013 World., IEEE; 2013. p. 1–6.
- [19] Q. Li, W. Chen, Z. Liu, M. Li & L. Ma, "Development of energy management system based on a power sharing strategy for a fuel cell-battery-supercapacitor hybrid tramway", *Journal of Power Sources*, pp. 267–280, 2015.
- [20] O. Erdinc, B. Vural & M. Uzunoglu, "A wavelet-fuzzy logic based energy management strategy for a fuel cell/battery/ultra-capacitor hybrid vehicular power system", *J. Power Sources*, pp. 369–380, 2009.
- [21] S. N. Motapon "Design and simulation of a fuel cell hybrid emergency power for a more electric aircraft : evaluation of energy management schemes", PhD Thesis, ETS, Montréal, 2013.
- [22] Lahyani, A.; Venet, P.; Guermazi, A.; Troudi, A. Battery/Supercapacitors Combination in Uninterruptible Power Supply (UPS). *IEEE Trans. Power Electron.* 2013, 28, 1509–1522.
- [23] Gee, A.M.; Robinson, F.V.P.; Dunn, R.W. Analysis of Battery Lifetime Extension in a Small-Scale Wind-Energy System Using Supercapacitors. *IEEE Trans. Energy Convers.* 2013, 28, 24–33.
- [24] Cohen, I.J.; Wetz, D.A.; Heinzel, J.M.; Dong, Q. Design and Characterization of an Actively Controlled Hybrid Energy Storage Module for High-Rate Directed Energy Applications. *IEEE Trans. Plasma Sci.* 2015, 43,