

Approches de modélisation thermique d'une cellule NMC lithium-ion Poche

Ali ABBAS*^{1,2}, Nassim RIZOUG¹, Eduardo REDONDO-IGLESIAS², Rochdi TRIGUI², Serge PELISSIER², Anthony BABIN¹

¹S2ET, ESTACA, Laval, France

² LICIT-ECO7, Univ Eiffel, ENTPE, Univ Lyon, , F-69500 Bron, France

*Auteur correspondant: ali.abbas@estaca.fr

La température d'une batterie lithium-ion NMC de type poche a été estimée. Deux approches de modélisation thermique ont été adoptées: Un modèle éléments finis basé sur la formulation de Newman, Tiedman, Gu et Kim résolu dans ANSYS Fluent, et un modèle analytique basé sur le réseau des résistances thermiques résolu dans MATLAB. L'étude a été conduite sur une seule cellule durant différentes conditions électriques et thermiques, et une comparaison entre les deux modèles en termes de températures estimées et temps de calcul a été effectuée.

Mots-clés—batterie lithium-ion, modèle éléments finis, NTGK, modèle analytique, MATLAB, ANSYS Fluent

1. INTRODUCTION

Récemment, les demandes d'électrification du secteur des transports terrestres ont augmenté pour faire face aux enjeux environnementaux [1]. Parmi les technologies disponibles, les batteries lithium-ion (Li-ion) sont souvent utilisées par les véhicules électriques (VEs) en raison de leurs densités d'énergie et de puissance élevées, leur durée de vie élevée, et leur faible autodécharge [2]. La température à laquelle une batterie fonctionne, joue un rôle très important en termes de sécurité et de performance de VEs. Généralement, une température acceptable pour les batteries Li-ion se situe entre -20°C et 60°C [3]. Durant leur fonctionnement, les batteries Li-ion génèrent beaucoup de chaleur. Si cette chaleur n'est pas dissipée correctement, les performances de la batterie ainsi que du véhicule vont être affectées à cause d'une forte augmentation de la température, ce qui accélère le phénomène de vieillissement [4]. Afin de garantir un bon fonctionnement dans la plage de température recommandée, la modélisation thermique des batteries est nécessaire pendant la phase de conception. En plus, un système de gestion thermique approprié est essentiel pour contrôler la température des systèmes de stockage et améliorer leurs performances. La modélisation thermique des batteries Li-ion peut être classée en deux catégories principales: modèle éléments finis (MEF) et modèle analytique. Les MEFs sont connus par leur capacité à identifier plusieurs zones de température à l'intérieur de la cellule. Plusieurs études concernant le comportement thermique des batteries lithium-ion ont été menées à l'aide des modèles électro-thermo-chimiques à éléments finis dans lesquels un modèle thermique, qui estime la température de la batterie, est couplé avec un modèle qui calcule la chaleur générée par la batterie en fonction de plusieurs paramètres tels que: les phénomènes électrochimiques à l'intérieur de la batterie, le régime de courant, la température, la profondeur de décharge

(DoD), etc... Panchal et al. [5] ont estimé les profils de tension et de température d'une cellule cylindrique 18650 lithium fer phosphate (LFP) durant différents régimes de décharge en utilisant un MEF, qui prend en considération les phénomènes chimiques causés par le transfert et l'insertion des ions lithium entre et à l'intérieur des électrodes positives et négatives. Le modèle est validé expérimentalement. Madani et al [6] ont étudié le comportement thermique d'une cellule de type poche lithium titanate oxide (LTO) pour différentes valeurs de régimes de courant, avec l'assistance d'un modèle thermique éléments finis couplé avec un modèle 2RC qui estime les paramètres du circuit électrique (capacité et résistance) en fonction du l'état de charge (SoC). Les températures prédictes par [6] sont validées par des résultats expérimentaux. Morali. [7] a effectué une modélisation thermique d'une cellule lithium manganèse oxyde prismatique à l'aide du MEF, où l'auteur a examiné l'effet de la température ambiante, la profondeur de décharge, le régime de courant, et le coefficient de convection sur le comportement thermique de la batterie. Cependant, malgré la précision de cette approche de modélisation, les MEFs nécessitent un temps de simulation assez long, surtout lors de la modélisation d'un pack de batterie couplé avec un système de gestion thermique. Afin de simplifier le problème physique, des études sont menées pour développer des modèles alternatifs plus simples, qui prédisent la température de la cellule avec une différence acceptable par rapport aux MEFs, tout en optimisant le temps de simulation. Plusieurs études ont examiné le comportement thermique des batteries Li-ion avec des modèles analytiques à résistances thermiques, dans lesquels les températures sont identifiées par des nœuds, et les modes de transfert de chaleur (conduction, convection, etc..) sont présentés par des résistances thermiques. Forgez et al. [8] ont estimé la température d'une cellule LFP cylindrique en utilisant un modèle analytique simplifié, et les résultats obtenus étaient proches des mesures réelles. Bryden et al. [9], et Akbarzadeh et al. [10] ont également adopté une approche similaire à celle proposée par [8], et l'ont validée expérimentalement sur des cellules nickel manganèse cobalt (NMC) cylindrique et prismatique respectivement.

Cet article étudie le comportement thermique d'une cellule Li-ion NMC de type poche, et de capacité 14.6 Ah, ayant de l'aluminium et du cuivre comme bornes positive et négative respectivement, durant différentes conditions électriques et thermiques. Deux approches de modélisation, un modèle éléments finis basé sur la formulation de Newman, Tiedman, Gu et Kim (NTGK) et un modèle analytique basé sur le réseau

des résistances thermiques, ont été utilisés afin d'estimer l'évolution de la température de la cellule durant les phases de fonctionnement. L'objectif de ce travail est de passer du MEF complexe, validé par la littérature, vers un modèle analytique plus simple, tout en préservant la précision.

2. PROCÉDURE DE MODÉLISATION

2.1. Modèle 3D éléments finis NTGK

La modélisation des batteries Li-ion est complexe à cause de leur nature multi-physique et multi-échelle. Afin de simplifier ce problème, la cellule est considérée comme un corps homogène qui combine plusieurs couches, telles que : anode, cathode, collecteurs du courant positif et négatif, et les séparateurs, en un seul matériau équivalent. Dans ce scénario, la géométrie de la batterie sera composée de trois corps solides. Deux corps qui représentent les bornes positives et négatives, et le troisième qui est la cellule. La Fig. 1 illustre les composants de la cellule NMC dans la direction de l'axe z, et les dimensions, en mm, de la cellule et les bornes. La conception des pièces solides est réalisée dans SOLIDWORKS®, et les corps sont importés dans ANSYS Fluent® pour modéliser leur comportement thermique. Les paramètres thermiques et physiques de la cellule sont calculés en fonction de ses composants, et en se basant sur les équations suivantes :

$$\lambda_{x,y} = \frac{\sum_i \lambda_i \delta_i}{\sum_i \delta_i} \quad (1)$$

$$\lambda_z = \frac{\sum_i \delta_i}{\sum_i \lambda_i} \quad (2)$$

$$\rho = \frac{\sum_i \rho_i \delta_i}{\sum_i \delta_i} \quad (3)$$

$$C_p = \frac{\sum_i C_{p,i} \delta_i}{\sum_i \delta_i} \quad (4)$$

Où λ [W/K.m], C_p [J/K.Kg], ρ [Kg/m³], et δ [m] représentent respectivement la conductivité thermique, la chaleur spécifique, la densité et l'épaisseur des matériaux. L'indice 'i' fait référence aux composants de la cellule. La conductivité thermique est estimée dans les directions x et y, où les couches sont connectées en parallèle, suivant l'Eq (1), alors qu'elle est déterminée par l'Eq (2) dans l'axe z. Les paramètres thermiques et physiques des couches qui composent la cellule NMC sont pris du travail de Taheri et al. [11].

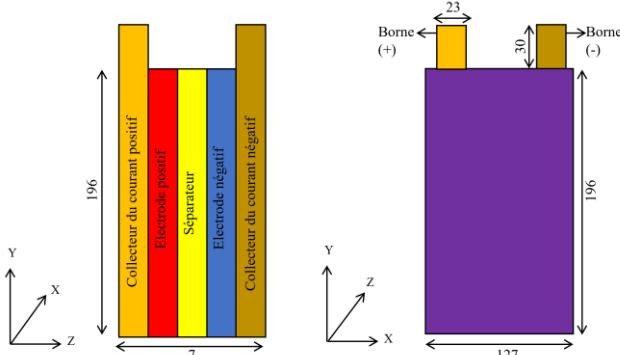


Fig. 1. Les composants de la cellule dans la direction de l'axe z, et les dimensions, en mm, de la batterie

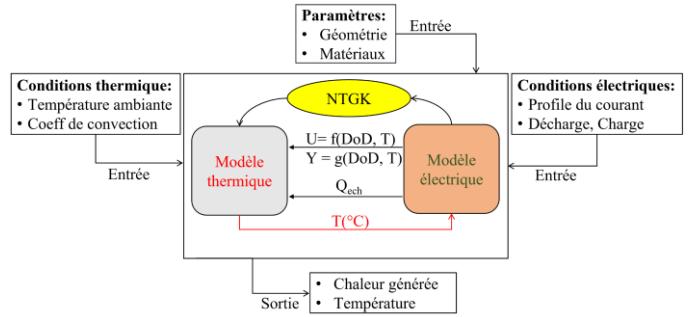


Fig. 2. Schéma de la modélisation thermique à l'aide du modèle éléments finis

La Fig. 2 illustre le schéma de la modélisation des batteries Li-ion en utilisant la méthode du NTGK [12]. Le modèle proposé est une combinaison entre un modèle thermique et un modèle électrique. Les deux modèles sont alimentés par des paramètres d'entrée afin d'estimer la chaleur volumétrique générée à l'intérieur de la cellule, et l'évolution de sa température :

$$\rho C_p \frac{\partial T}{\partial t} = \nabla \cdot (\lambda \nabla T) + Q_{ech} \quad (5)$$

$$\nabla^2 \Phi_+ = \frac{-J}{\sigma_+} \quad (6)$$

$$\nabla^2 \Phi_- = \frac{J}{\sigma_-} \quad (7)$$

Où $T = T(x, y, z, t)$ [°C] est la distribution de température. σ [S/m] et Φ [V] représentent la conductivité et le potentiel électriques des électrodes positives et négatives, respectivement. J [A/m³] est le courant volumétrique, qui est exprimé par l'équation suivante :

$$J = \frac{I}{V_{cell}} = \frac{C_{nom}}{C_{ref} V_{cell}} Y_{(DoD,T)} [U_{(DoD,T)} - (\Phi_+ - \Phi_-)] \quad (8)$$

Où I [A] est le profil du courant appliqué sur la batterie lors des cycles de fonctionnement, V_{cell} [m³] représente le volume de la cellule, C_{nom} [Ah] désigne sa capacité nominale, et C_{ref} [Ah] est la capacité de référence. Y [S] est la conductance électrique de la batterie, et U [V] représente sa tension en circuit ouvert. Ces deux variables électriques sont fortement dépendantes du DoD de la batterie, et de sa température [13, 14], comme illustrés dans les équations suivantes :

$$U = \sum_{k=0}^5 a_k DoD^k + C_2(T_{ref} - T) \quad (9)$$

$$Y = \sum_{k=0}^5 b_k DoD^k \exp[C_1(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T})] \quad (10)$$

Où a et b sont des constantes qui présentent l'influence du DoD sur la tension en circuit ouvert, et la conductance électrique de la batterie, alors que C_1 et C_2 sont des constantes pour illustrer l'effet de la température sur les paramètres électriques. T_{ref} [°C] est la température de référence. Concernant la profondeur de décharge, DoD, ce terme est calculé comme suit :

$$DoD = DoD_{t=0} + \frac{1}{3600 C_{nom}} \int I dt \quad (11)$$

Avec $DoD_{t=0}$ qui désigne la profondeur de décharge à $t = 0$ s. Enfin, le dernier terme à droite de l'équation (5) est la source de chaleur volumétrique générée à l'intérieur de la cellule, Q_{ech} [W/m³]. Ce terme est considéré comme étant uniquement causé par les pertes par effet joule (irréversible). Puisque selon des

études antérieures, l'effet d'entropie est dominé par la source irréversible, donc négliger le terme correspondant n'aura pas d'effet significatif sur la précision des calculs thermiques [9, 15]:

$$Q_{\text{ech}} = \frac{J^2}{Y_{(\text{DoD},T)}} \quad (12)$$

Il est très important de mentionner également que les faces de la batterie, qui sont directement exposées à l'environnement, sont soumises à un échange de chaleur par convection, dans lequel la chaleur transférée de l'intérieur de la batterie à ses faces par conduction, est dissipée dans l'atmosphère. Dans ce scénario, la chaleur dissipée par convection est définie par l'équation suivante :

$$Q_{\text{conv}} = hS(T_s - T_a) \quad (13)$$

Où S [m^2] et T_s [$^{\circ}\text{C}$] désignent respectivement la surface sur laquelle se produit le transfert thermique par convection, et la température de cette surface. T_a [$^{\circ}\text{C}$] représente la température ambiante, et h [W/K.m^2] est le coefficient de convection.

2.2. Modèle analytique à résistances thermiques

Le schéma du réseau des résistances thermiques de la batterie NMC suivant les axes [x-y] et [z-y] est illustré dans la Fig. 3. Comme pour le modèle précédent, la cellule et les bornes sont considérées comme des blocs indépendants, dont chacun est composé d'un nœud à l'intérieur qui illustre sa température interne (T_c , T_p , et T_n), et des nœuds externes qui représentent la température ambiante (T_a). La chaleur, Q [W], est générée à l'intérieur de la cellule, puis elle est transférée vers les faces par conduction (R_{cd}), et vers l'ambiant par convection (R_h). Une partie de cette chaleur est transférée vers chaque borne par conduction suivant l'axe y. A son tour, la chaleur transférée vers les bornes, est dissipée par conduction vers les faces de ces dernières, puis vers l'ambiant. Les résistances en couleur verte désignent le phénomène de conduction, tandis que la couleur bleue représente une dissipation par convection. Les équations thermiques des trois blocs sont illustrées dans les équations suivantes :

$$(\rho VC_p)_c \frac{dT_c}{dt} = Q - 2\left[\frac{T_c - T_a}{R_{cd,cx} + R_{h,cx}} + \frac{T_c - T_a}{R_{cd,cy} + R_{h,cy}} + \frac{T_c - T_a}{R_{cd,cz} + R_{h,cz}}\right] - \left[\frac{T_c - T_p}{R_{cd,cy} + R_{cd,py}} + \frac{T_c - T_n}{R_{cd,cy} + R_{cd,ny}}\right] \quad (14)$$

$$(\rho VC_p)_p \frac{dT_p}{dt} = \frac{T_c - T_p}{R_{cd,cy} + R_{cd,py}} - 2\left[\frac{T_p - T_a}{R_{cd,px} + R_{h,px}} + \frac{T_p - T_a}{R_{cd,pz} + R_{h,pz}}\right] - \frac{T_p - T_a}{R_{cd,py} + R_{h,py}} \quad (15)$$

$$(\rho VC_p)_n \frac{dT_n}{dt} = \frac{T_c - T_n}{R_{cd,cy} + R_{cd,ny}} - 2\left[\frac{T_n - T_a}{R_{cd,nx} + R_{h,nx}} + \frac{T_n - T_a}{R_{cd,nz} + R_{h,nz}}\right] - \frac{T_n - T_a}{R_{cd,ny} + R_{h,ny}} \quad (16)$$

Où les indices 'c', 'p', et 'n' signifient la cellule, et les bornes positive et négative respectivement. R_{cd} [K/W] et R_h [K/W] représentent les résistances thermiques pour la conduction et la convection, respectivement, elles sont spécifiques à chaque corps et sont calculées comme suit :

$$R_{cd,(i,j)} = \frac{L_{i,j}}{2\lambda_{i,j} A_{i,j}} \quad (17)$$

$$R_{h,(i,j)} = \frac{1}{h A_{i,j}} \quad (18)$$

Où 'i' désigne les corps {'c', 'p', 'n'}, et 'j' illustre les directions {x,y,z}. L [m] désigne la longueur de la distance parcourue par la chaleur, et A [m^2] est la surface normale. Finalement, concernant la chaleur générée dans l'Eq (14), un modèle électrique 0D est développé en parallèle. Ce modèle prend comme valeurs d'entrée le profil du courant électrique appliquée sur la batterie, I [A], et la température estimée par le modèle thermique, T_c [$^{\circ}\text{C}$], pour calculer la chaleur générée, Q [W], en se basant sur l'équation suivante :

$$Q = \frac{I^2}{Y_{(\text{DoD},T)}} \quad (19)$$

Il est important de mentionner, que les mêmes constantes utilisées pour illustrer la dépendance des paramètres U et Y sur le DoD et la température dans le modèle éléments finis, sont employées dans le modèle analytique.

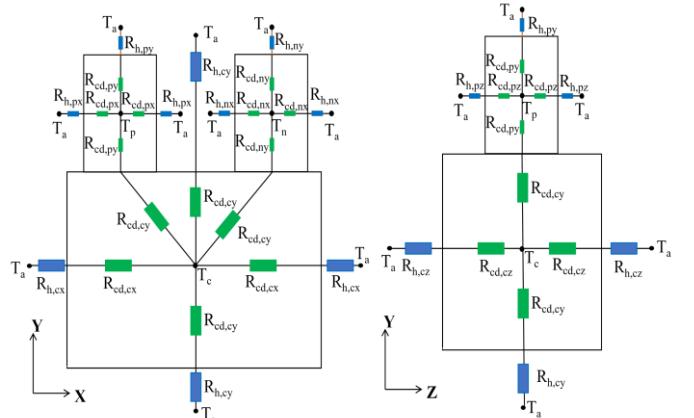


Fig. 3. Schéma du réseau des résistances thermiques de la batterie NMC type poche suivant les axes [x-y] et [z-y]

3. RÉSULTATS

3.1 Effet de la décharge à régime constant sur la batterie

Les études ont commencé par la modélisation du comportement thermique de la cellule NMC pendant la décharge à quatre régimes différents (1C, 2C, 3C, 4C). Le MEF est résolu dans ANSYS Fluent®, alors que le modèle analytique est développé et résolu dans MATLAB®, tout en appliquant la méthode d'Euler explicite pour discréteriser les équations de chaleur. Les deux simulations sont réalisées sur le même ordinateur, avec un pas de simulation de 1s. Le coefficient de convection et la température ambiante sont fixés à 5 W/K.m^2 , et 27°C (300K) respectivement. Les simulations dans les deux modèles sont arrêtées une fois que la batterie est complètement déchargée. La Fig. 4 illustre la distribution de la température de la batterie à la fin de quatre régimes de décharge obtenus par le MEF. On constate que la température de la batterie augmente avec l'augmentation du régime de courant. Pour une décharge à 1C, la température obtenue à la fin du régime est environ 30°C, alors que cette valeur atteint 39°C pour une décharge à 4C. On remarque encore, dans la Fig. 4, que dans tous les régimes de décharge, la cellule chauffe plus que les bornes, et chaque fois le régime de courant augmente, la chaleur s'accumule plus dans

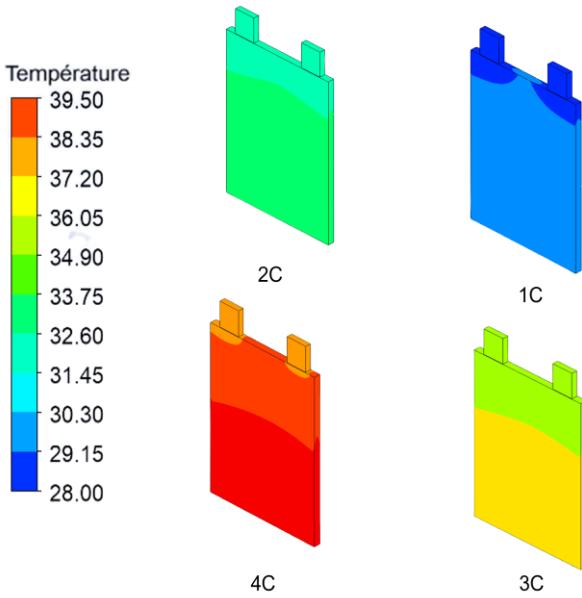


Fig. 4. Contour de température de la batterie à la fin de quatre régimes de décharge (1C, 2C, 3C, 4C) obtenue par le MEF.

la zone allant du centre de la cellule jusqu'à son extrémité inférieure. Le gradient thermique au sein de la batterie augmente également avec le régime de courant. Pour une décharge à 1C, le gradient thermique maximal à la fin du régime est environ 1°C, alors que cette valeur a augmenté jusqu'à 2°C à la fin d'une décharge à 4C. La Fig. 5 illustre l'évolution de la température de la batterie durant la décharge à quatre régimes de courant différents obtenus par le modèle éléments finis et le modèle analytique. Les 2 modèles ont donné des températures proches, mais la différence entre eux augmente avec le régime de courant appliqué. La différence thermique maximale est environ 0,1°C pour une décharge à 1C, tandis que cette valeur a augmenté jusqu'à 0,5°C lors de l'application d'une décharge constante à 4C. En ce qui concerne le temps de calcul, il a fallu près de 21 600s pour résoudre le MEF durant une décharge à 1C, alors que le modèle analytique est résolu en 2s, pour les mêmes conditions thermiques et électriques.

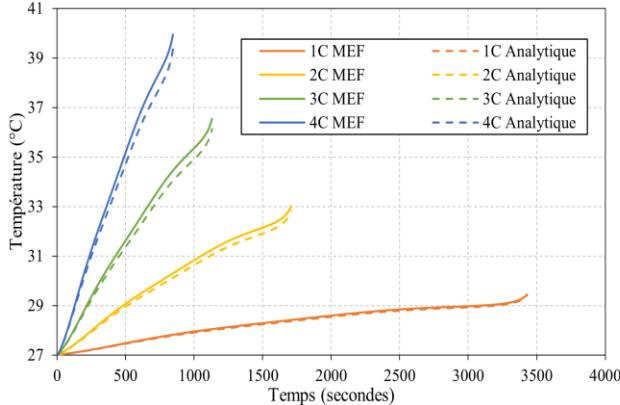


Fig. 5. Evolution de la température de la batterie pendant quatre régimes de décharge obtenue par le MEF et le modèle analytique

3.2 Effet des cycles périodiques (charge/décharge) sur la batterie

L'effet des cycles périodiques constitués d'une charge suivie d'une décharge sur l'évolution de la température de la cellule est étudié dans cette section. Deux valeurs différentes du régime de courant pour les cycles périodiques sont envisagées, 2C et 4C. Chaque cycle a une période de 10s (5s en décharge, 5s en charge). Les valeurs du coefficient de convection et de la température ambiante, utilisées dans le cas précédent, sont conservées. Pour la simulation, un pas de 5s est choisi pour les deux modèles, et les simulations sont lancées pour une durée de 18 000s sur le même ordinateur. La Fig. 6 montre l'évolution de la température de la batterie pendant les cycles charge/décharge 2C et 4C obtenue par le MEF et le modèle analytique, ainsi que la différence thermique entre les deux modèles pendant les cycles périodiques. Dans les 2 scénarios, la température de la batterie augmente d'une manière significative jusqu'à arriver à son régime permanent à environ 10 000s. Comme déjà illustré dans la section précédente, la température augmente également avec le régime de courant appliqué. La température maximale atteinte par la batterie pendant le cycle périodique de 2C est d'environ 32°C, tandis que cette valeur augmente à 44°C pour une valeur de régime de courant de 4C. Cependant dans les deux cas, les températures sont toujours dans la plage acceptable (moins de 60°C). En ce qui concerne la différence entre le MEF et le modèle analytique, les deux modèles ont prédit des valeurs de température proches, pour les deux cycles périodiques. La différence maximale entre les deux approches est remarquée pendant la phase transitoire, où elle a atteint une valeur d'environ 0,4°C pendant les cycles 4C, et une valeur de presque 0,1°C pendant les cycles 2C comme illustré dans la Fig. 6. Cependant, cette différence diminue jusqu'à atteindre une valeur constante de près de 0,2°C et 0,07°C pour les cycles périodiques 4C et 2C respectivement. Concernant le temps de simulation, le MEF a prédit l'évolution de la température en environ 36 000s, tandis que le modèle analytique a pris 3s.

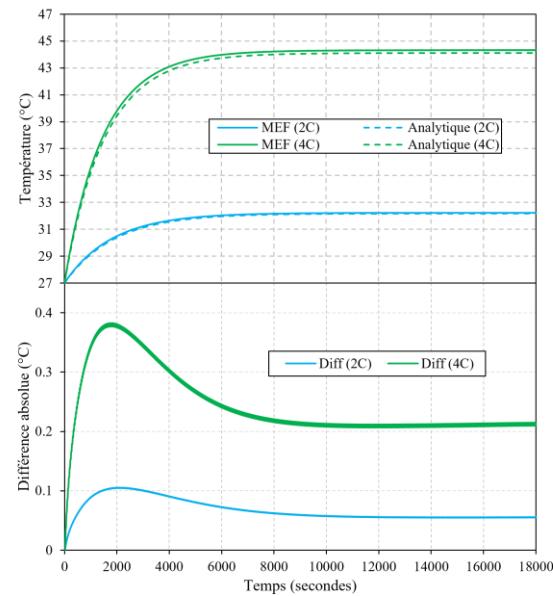


Fig. 6. Evolution de la température de la batterie durant les cycles périodiques de 2C et 4C obtenus par le MEF et le modèle analytique

3.3 Effet du coefficient de convection thermique sur la batterie

Dans cette section, l'effet du coefficient de convection sur la température de la batterie est examiné. Quatre différentes valeurs de h sont choisies : 5, 10, 15 et 20 $\text{W}/\text{K}\cdot\text{m}^2$. La température ambiante est fixée à 27°C. Les simulations sont exécutées pendant des cycles périodiques de 4C pour une durée de 18 000s. La Fig. 7 présente l'évolution de la température de la batterie pendant les cycles périodiques 4C charge/décharge obtenus par les deux modèles pour les différentes valeurs de h . Dans les deux simulations, la température diminue avec l'augmentation de h . La température maximale (environ 44°C) est atteinte avec une valeur de h de 5 $\text{W}/\text{K}\cdot\text{m}^2$, tandis que cette valeur a diminué à près de 33°C pour un coefficient de convection égal à 20 $\text{W}/\text{K}\cdot\text{m}^2$. Nous pouvons également remarquer que plus la valeur de h est élevée, plus la batterie atteint rapidement son régime permanent thermique. Les températures estimées par les deux modèles convergent avec l'augmentation de la valeur de h .

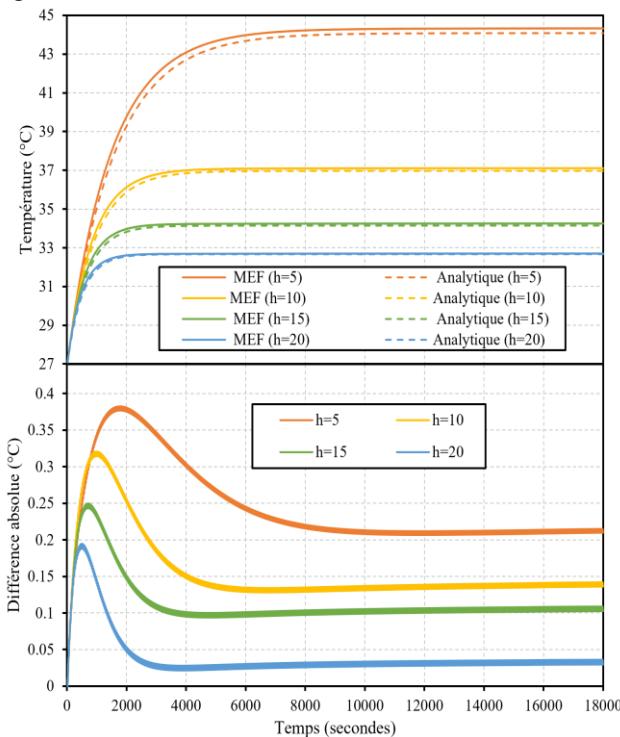


Fig. 7. Evolution de la température de la batterie pendant des cycles périodiques 4C obtenus par les 2 modèles pour 4 valeurs de h .

4. CONCLUSION

Deux approches de modélisation thermiques d'une cellule de batterie Li-ion NMC de type poche ont été adoptées. Un modèle éléments finis basé sur la formulation de Newman, Tiedman, Gu, et Kim, et un modèle analytique basé sur le réseau des résistances thermiques. Les simulations sont exécutées avec différentes conditions électriques et thermiques, et l'évolution de la température est obtenue. Les résultats ont montré que le modèle analytique est capable de donner une estimation de température proche de celle obtenue par le MEF, avec un temps de calcul considérablement plus court. Les deux modèles présentés dans ce papier seront à prolonger pour étudier le comportement thermique d'un module de batterie composé de

plusieurs cellules connectées en série et parallèle. Les modèles étendus seront à valider par des tests expérimentaux, pour les intégrer dans des systèmes de gestion thermique des véhicules électriques partagés en tenant compte du critère du vieillissement de la batterie.

5. REFERENCES

- [1] M. Ehsani, Y. Gao, A. Emadi, *Modern Electric, Hybrid Electric, and Fuel Cell Vehicles: Fundamentals, Theory, and Design*, second ed., CRC Press, 2009.
- [2] Yan, Bo, Cheolwoong Lim, Leilei Yin, and Likun Zhu. "Simulation of heat generation in a reconstructed LiCoO₂ cathode during galvanostatic discharge", *Electrochimica Acta*, 2013.
- [3] Yiqun Liu, Y. Gene Liao and Ming-Chia Lai, *Transient Temperature Distributions on Lithium-Ion Polymer SLI Battery*.
- [4] A. Abbas, N. Rizoug, R. Trigui, A. Babin, E. Redondo-Iglesias and S. Pelissier, "Thermal modeling of batteries for EV energy management," 2022 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), Merced, CA, USA, 2022
- [5] S. Panchal, M. Mathew, R. Fraser, M. Fowler, "Electrochemical thermal modeling and experimental measurements of 18650 cylindrical lithium-ion battery during discharge cycle for an EV," *Applied Thermal Engineering*, 2018
- [6] S. Madani, E. Schaltz, " Simulation of Thermal Behaviour of a Lithium Titanate Oxide Battery", *Energies*, 2019.
- [7] M. Ugur, "A numerical and statistical implementation of a thermal model for a lithium-ion battery," *Energy*, 2022,
- [8] C. Forgez, D. Vinh Do, G. Friedrich, M. Morcrette, C. Delacourt, "Thermal modeling of a cylindrical LiFePO₄/graphite lithium-ion battery", *J. Power Sources*, 2010
- [9] Bryden, T.S.; Dimitrov, B.; Hilton, G.; Ponce de León, C.; Bugryniec, P.; Brown, S.; Cumming, D.; Cruden, "A. Methodology to determine the heat capacity of lithium-ion cells". *J. Power Sources* 2018
- [10] M. Akbarzadeh, T. Kalogiannis, J. Jaguemont, J. He, L. Jin, M. Bercicbar, J. Mierlo, "Thermal modeling of a high-energy prismatic lithium-ion battery cell and module based on a new thermal characterization methodology," *Journal of Energy Storage*, 2020
- [11] P. Taheri, M. Yazdanpour, and M. Bahrami, "Transient three-dimensional thermal model for batteries with thin electrodes", *J. Power Sources*, 2013
- [12] K.H. Kwon, C.B. Shin, T.H. Kang, C.S. Kim, "A two-dimensional modeling of a lithium-polymer battery", *J. Power Sources*, 2006
- [13] H. Gu "Mathematical Analysis of a Zn/NiOOH Cell" General Motors Research Laboratory, Electrochemistry Department, Warren, Michigan 48090.
- [14] U. S. Kim et al. "Modeling the Dependence of the Discharge Behavior of a Lithium-Ion Battery on the Environmental Temperature". *J. of Electrochemical*, 2011
- [15] K. Smith, C.Y. Wang, "Power and thermal characterization of a lithium-ion battery pack for hybrid-electric vehicles", *J. Power Sources*, 2006.