



Développement d'un système de gestion de batterie lithium-ion à destination de véhicules "mild hybrid" : détermination des indicateurs d'état (SoC, SoH et SoF)

Aurélien Lièvre

► To cite this version:

Aurélien Lièvre. Développement d'un système de gestion de batterie lithium-ion à destination de véhicules "mild hybrid" : détermination des indicateurs d'état (SoC, SoH et SoF). Énergie électrique. Université Claude Bernard - Lyon I, 2015. Français. <NNT : 2015LYO10065>. <tel-01178049>

HAL Id: tel-01178049

<https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01178049>

Submitted on 17 Jul 2015

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

THÈSE DE L'UNIVERSITÉ DE LYON

Délivrée par
L'UNIVERSITÉ CLAUDE BERNARD LYON 1
ÉCOLE DOCTORALE EEA

DIPLÔME DE DOCTORAT
(Arrêté du 7 août 2006)

Développement d'un système de gestion de batterie lithium-ion à
destination de véhicules "mild hybrid"
Détermination des indicateurs d'état (SoC, SoH et SoF)

soutenue publiquement le 27 mai 2015

par
Aurélien LIÈVRE



JURY

Rapporteurs :	Christophe FORGEZ Jean-Michel VINASSA	UTC (Compiègne) INP (Bordeaux)
Examineurs :	Jean-Christophe CRÉBIER Stéphane RAËL	CNRS INP (Grenoble) UL (Nancy)
Directeurs :	Pascal VENET Serge PELISSIER	UCBL (Lyon) IFSTTAR (Bron)
Encadrants :	Ali SARI Alaa HIJAZI	UCBL (Lyon) INSA (Lyon)
Invité :	Arnaud SAGUEZ	Valeo

REMERCIEMENTS

Je tiens tout d'abord à remercier Christophe FORGEZ et Jean-Michel VINASSA d'avoir accepté de rapporter mes travaux de thèse. D'une manière plus générale, je remercie les membres du jury d'avoir bien voulu examiner ces travaux au travers de leurs expertises respectives.

Je souhaite ensuite remercier Daniel BENCHETRITE et Mathilde OUATTARA-BRIGAUDET pour la confiance qu'ils m'ont accordée en me permettant d'effectuer ces travaux au sein de la société VALEO. Cela a été un réel plaisir de travailler avec vous au sein de cette société de laquelle je garderai un excellent souvenir. Merci Mathilde pour ta disponibilité et ta gentillesse lors de ton encadrement.

Je remercie également mes directeurs de thèse Pascal VENET et Serge PELISSIER pour m'avoir fait confiance et permis d'effectuer ces travaux de thèse sous leur direction, au sein du laboratoire AMPÈRE et de l'IFSTTAR. Je joins également à ces remerciements Ali SARI pour son rôle d'encadrant. Vos conseils, votre disponibilité malgré des emplois du temps chargés, votre complicité et votre bonne humeur sont une source de motivation indéniable. Travailler avec vous a été un réel plaisir.

Je remercie l'ensemble des membres du laboratoire AMPÈRE pour l'ambiance chaleureuse qu'ils font régner au laboratoire où j'ai passé la majorité de mon temps. Merci à Alaa HIJAZI pour son aide lors du développement d'observateurs, ainsi qu'à Younes ZITOUNI pour son aide lors de certaines réalisations.

Mes remerciements vont également aux membres de VALEO et de l'IFSTTAR qui m'ont permis d'effectuer mes travaux de recherche dans d'excellentes conditions. Merci à Eduardo REDONDO-IGLESIAS pour son aide précieuse lors des différents dysfonctionnements survenus sur le matériel de test.

Je remercie mes collègues de bureau Alaa, Rémy, Elias, Oualid, Atef, Justine, Albert, Eduardo ainsi que tous les doctorants des différents sites dont Seïma, Ronan, Maawad, Menad, Joris, Elie pour leur bonne humeur et l'ambiance d'entraide qui règne entre doctorants.

Je remercie les membres de ma famille et mes amis qui ont dû me supporter durant toutes ces années et qui ont su m'encourager.

J'adresse enfin mes plus grands remerciements à mon frère et à mes parents sans qui je n'aurais pas pu entreprendre ces travaux de thèse. Merci pour votre soutien et votre aide inconditionnels.

TITRE

Développement d'un système de gestion de batterie lithium-ion à destination de véhicules "mild hybrid" - Détermination des indicateurs d'état (SoC, SoH et SoF)

RÉSUMÉ

Les véhicules hybrides se démocratisent avec une utilisation croissante des éléments de stockage à base de lithium-ion. Dans ce contexte d'exploitation, le type d'usage est atypique et dépend fortement des stratégies de répartition des énergies au sein du véhicule. Parmi les hybridations, la catégorie "mild hybrid" conserve la motorisation thermique pour l'autonomie qu'elle apporte, et lui adjoint une machine électrique associée à un élément de stockage réversible, afin de permettre une récupération de l'énergie cinétique du véhicule.

L'objet de ces travaux porte sur la mise en place d'algorithmes destinés à la détermination des états de charge (SoC), de santé (SoH) et de fonction (SoF) de chacune des cellules qui compose un pack batterie lithium-ion. Ces fonctionnalités sont implantées dans un système de gestion dénommé BMS pour Battery Management System. Dans un souci de réduction des coûts de production, nos travaux s'attachent à limiter la puissance de calcul et les moyens de mesure nécessaires à la détermination de ces états.

À partir de mesures effectuées lors d'une utilisation de la batterie dans une application "mild hybrid", les méthodes développées permettent la détermination des états, ainsi que d'une partie des paramètres internes aux cellules. Cette utilisation est caractérisée par de forts courants et un maintien de l'état de charge autour de 50 %, ceci afin de maximiser la disponibilité de la batterie et d'en minimiser le vieillissement. L'utilisation d'observateurs et de méthodes en boucle ouverte, à partir d'une modélisation simplifiée de cellule, nous permet d'obtenir des résultats satisfaisants avec une puissance de calcul réduite.

MOTS-CLÉS

Véhicule "mild hybrid", Battery Management System, Batterie lithium-ion, State of Charge, State of Health, State of Function, Observateur de Luenberger, Filtre de Kalman, Moyenne mobile exponentielle

ENTREPRISE

Valeo – EEM
2 rue André Boulle
94017 Créteil Cedex, France

LABORATOIRES

Laboratoire Ampère, UMR CNRS 5005
Bat. Omega, 43 bd du 11 Novembre 1918
69622 Villeurbanne Cedex, France

IFSTTAR – LTE
25 av François Mitterrand, Case24
69675 Bron Cedex, France

TITLE

Development of lithium-ion battery management system for mild hybrid vehicles - State indicators determination (SoC, SoH and SoF)

ABSTRACT

Hybrid vehicles are developing with increasing use of energy storage elements based on lithium-ion battery. In this context, the use of battery is atypical and highly dependent on energy allocation strategies within the vehicle. Among these vehicles, the mild hybrid category retains heat engine for the autonomy that offer and adds to it an electric machine associated with a reversible storage system, to allow the kinetic energy recovery of the vehicle.

The object of this work involves the development of algorithms for determining the states of charge (SoC) and health (SoH) and function (SoF) of each cell that compose a lithium-ion battery pack. These features are implemented in a Battery Management System (BMS) for industrial production. In order to reduce production costs, our work attempts to limit the computing power and the measuring sensors necessary for these states determination.

From battery measurements in a "mild hybrid" use, developed methods allow the states determination, as well as some of the internal parameters of cells. This application is characterized by high currents and maintaining a SoC of around 50%, in order to maximize the availability of the battery and to minimize aging. The use of observers and estimators, using a simplified model cell, allows us to achieve satisfactory results with a reduced computing power.

KEY-WORDS

Mild hybrid vehicle, Battery Management System, Lithium-ion battery, State of Charge, State of Health, State of Function, Luenberger observer, Kalman filter, Exponential Moving Average

COMPANY

Valeo – EEM
2 rue André Boulle
94017 Créteil Cedex, France

LABORATORIES

Laboratoire Ampère, UMR CNRS 5005
Bat. Omega, 43 bd du 11 Novembre 1918
69622 Villeurbanne Cedex, France

IFSTTAR – LTE
25 av François Mitterrand, Case24
69675 Bron Cedex, France

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	1
CHAPITRE I - LES BATTERIES LITHIUM-ION EN MILD HYBRID.....	3
I.1 - GÉNÉRALITÉS SUR LES VÉHICULES HYBRIDES.....	3
<i>I.1.1 - Du thermique à l'électrique en passant par le mild hybrid.....</i>	<i>4</i>
I.1.1.1 - Électrification des motorisations.....	4
I.1.1.2 - Avenir du mild hybrid	4
<i>I.1.2 - Modes d'hybridation dans l'automobile</i>	<i>5</i>
I.1.2.1 - Le micro hybrid.....	5
I.1.2.2 - Le mild hybrid	6
I.1.2.3 - Le full hybrid.....	6
I.1.2.4 - Le plug-in hybrid.....	8
I.1.2.5 - La diversité des hybrides face aux usages.....	8
<i>I.1.3 - Spécificités des sollicitations en mild hybrid.....</i>	<i>8</i>
I.1.3.1 - Conditions électriques.....	9
I.1.3.2 - Conditions thermiques	10
I.1.3.3 - Conditions vibratoires	10
I.1.3.4 - Synthèse des contraintes sur le pack	10
I.2 - GÉNÉRALITÉS SUR LES BATTERIES LITHIUM-ION	10
<i>I.2.1 - Comportement électrochimique d'une cellule.....</i>	<i>13</i>
I.2.1.1 - Principe d'oxydo-réduction	13
I.2.1.2 - Aperçu des différentes technologies à base Li-ion	15
<i>I.2.2 - Grandeurs caractéristiques.....</i>	<i>16</i>
I.2.2.1 - Grandeurs dimensionnantes	17
I.2.2.2 - Phénomènes associés aux cellules.....	17
<i>I.2.3 - Vieillissements des cellules</i>	<i>18</i>
I.2.3.1 - Vieillissement calendaire.....	19
I.2.3.2 - Vieillissement en cyclage.....	19
I.2.3.3 - Effets considérés pour le vieillissement	19
<i>I.2.4 - Assemblage d'un pack batterie.....</i>	<i>20</i>
I.2.4.1 - Géométrie des cellules élémentaires.....	20
I.2.4.2 - Association des cellules.....	21
I.2.4.3 - Pack batterie visé et cahier des charges	22

I.3 - GÉNÉRALITÉS SUR LES BMS	23
<i>I.3.1 - Fonctionnalités assurées par le BMS</i>	23
I.3.1.1 - Sécurisation des cellules.....	23
I.3.1.2 - Les états des cellules	25
I.3.1.3 - Systèmes supplémentaires associés au BMS	27
I.3.1.4 - Bilan des fonctionnalités du BMS.....	30
<i>I.3.2 - Modélisations des cellules</i>	30
I.3.2.1 - Les différents types de modèles.....	30
I.3.2.2 - Les composants électriques	31
I.3.2.3 - Les modèles électriques courants	32
<i>I.3.3 - Gestion des états d'une cellule</i>	34
I.3.3.1 - Méthodes empiriques	35
I.3.3.2 - Méthodes adaptatives.....	36
I.3.3.3 - Méthodes "de laboratoire"	38
I.4 - CONCLUSION DU CHAPITRE I.....	41
CHAPITRE II - DÉTERMINATION DE L'ÉTAT DE CHARGE	42
II.1 - ÉTUDE EN BOUCLE OUVERTE.....	42
<i>II.1.1 - Suivi de SoC par intégration du courant</i>	42
II.1.1.1 - Fréquence d'acquisition	43
II.1.1.2 - Bruit et incertitude de mesure	44
II.1.1.3 - Variation de la capacité	45
II.1.1.4 - Exemple expérimental.....	47
<i>II.1.2 - Détermination de SoC par la tension à vide (OCV)</i>	50
II.1.2.1 - Relaxation.....	52
II.1.2.2 - Cycles de recul.....	53
II.1.2.3 - Effets de la température	55
II.1.2.4 - Effets du vieillissement.....	57
II.1.2.5 - La tension à vide en résumé.....	59
<i>II.1.3 - Bilan sur la détermination en boucle ouverte du SoC</i>	59
II.2 - ÉTUDE EN BOUCLE FERMÉE.....	59
<i>II.2.1 - Équations d'état d'une cellule</i>	59
II.2.1.1 - Système linéaire stationnaire à temps continu.....	61
II.2.1.2 - Système linéaire stationnaire à temps discret	62
<i>II.2.2 - Observateurs d'état de charge</i>	63
II.2.2.1 - Observateur de Luenberger	63

II.2.2.2 - Observateur à mode glissant.....	65
II.2.2.3 - Filtre de Kalman.....	68
II.2.3 - <i>Choix d'observateur</i>	70
II.2.3.1 - Comparaison expérimentale	70
II.2.3.2 - Essais sous contraintes spécifiques.....	72
II.2.3.3 - Amélioration des performances.....	74
II.3 - CONCLUSION DU CHAPITRE II.....	77
CHAPITRE III - DÉTERMINATION DE L'ÉTAT DE SANTÉ.....	79
III.1 - VIEILLISSEMENT RELATIF À LA RÉSISTANCE	79
III.1.1 - <i>Résistance considérée</i>	80
III.1.2 - <i>Mesure en boucle ouverte de la résistance</i>	83
III.1.2.1 - Pondération des impulsions.....	84
III.1.2.2 - Filtrage des déterminations successives	85
III.1.2.3 - Validation de la méthode	86
III.1.3 - <i>Observateurs étendus pour la résistance</i>	89
III.1.3.1 - Équations d'état linéarisées au point de fonctionnement.....	89
III.1.3.2 - Observateur de Luenberger et filtre de Kalman	90
III.1.4 - <i>Élimination des variations d'environnement</i>	93
III.1.4.1 - Aparté sur les modèles thermiques usuels	93
III.1.4.2 - Établissement d'une table de correspondance.....	94
III.2 - VIEILLISSEMENT RELATIF À LA CAPACITÉ	96
III.2.1 - <i>Adaptation à la température</i>	96
III.2.2 - <i>Adaptation au courant</i>	97
III.2.3 - <i>Détermination de la capacité</i>	98
III.3 - SUIVI DE L'ÉTAT DE SANTÉ	101
III.3.1 - <i>Paramètres surveillés</i>	101
III.3.1.1 - Perte de capacité propre à chaque cellule.....	101
III.3.1.2 - Augmentation de résistance propre à chaque cellule	103
III.3.1.3 - Augmentation de la résistance du pack complet	103
III.3.2 - <i>Validation logicielle</i>	104
III.4 - CONCLUSION DU CHAPITRE III.....	109
CHAPITRE IV - SYNTHÈSE DU BMS	110
IV.1 - STATE OF FUNCTION	110
IV.1.1 - <i>Principe de prévision de puissance</i>	110

<i>IV.1.2 - Limitations d'utilisation</i>	112
IV.1.2.1 - Plage de SoC	113
IV.1.2.2 - Chutes de tensions	113
IV.1.2.3 - Seuils constructeur	114
<i>IV.1.3 - Suivi de l'état de fonction</i>	116
<i>IV.1.4 - Conclusion sur le SoF</i>	118
IV.2 - VALIDATION EXPÉRIMENTALE	119
<i>IV.2.1 - BMS appliqué aux modules</i>	119
IV.2.1.1 - Conditions de test et description des cellules	119
IV.2.1.2 - Spécificités des états pour une batterie	121
<i>IV.2.2 - Profil sévère</i>	122
IV.2.2.1 - Module de 7 Ah	122
IV.2.2.2 - Module de 11,5 Ah	125
<i>IV.2.3 - Profil de puissance mild hybrid</i>	127
IV.2.3.1 - Module de 7 Ah	127
IV.2.3.2 - Module de 11,5 Ah	129
<i>IV.2.4 - Conclusion sur les résultats</i>	131
CONCLUSION	133
ANNEXES	135
ANNEXE 1 – MOYENNE MOBILE EXPONENTIELLE	135
ANNEXE 2 – SIMULATION DE CELLULES	137
ANNEXE 3 - ÉCHAUFFEMENT	139
ANNEXE 4 - SPECTROSCOPIE D'IMPÉDANCE	142
BIBLIOGRAPHIE	145
TABLE DES FIGURES	155

ABRÉVIATIONS

Ce document de thèse contient quelques abréviations et utilise certaines conventions que nous définissons ici.

Sauf mention contraire, le courant (ainsi que par extension la puissance) en charge est considéré positivement. Inversement, le courant de décharge est donc considéré négativement.

L'emploi du mot "thermique", dans le contexte des motorisations, fait référence aux moteurs à combustion interne (ICE pour Internal Combustion Engine) couramment employés dans le domaine de l'automobile.

L'emploi du terme "véhicule" au sens large se réfère plus précisément à la voiture qui est l'objet cible du pack batterie étudié dans cette thèse. Cependant, les notions abordées lors de l'emploi de ce terme sont souvent généralisables pour d'autres types de véhicules terrestres (moto, poids lourds, bus, ...).

Le terme batterie est utilisé pour désigner l'assemblage de plusieurs cellules. De manière détournée, il peut être employé pour désigner un seul élément de stockage (à savoir l'intégration d'une seule cellule) et plus généralement pour désigner les accumulateurs électrochimiques.

Abréviations d'origine anglaise :

HEV : Hybrid Electric Vehicle → Véhicule hybride, souvent employé dans cette thèse pour parler des voitures hybrides.

SoC : State of Charge → État de charge, qui définit la quantité de charge restante pouvant être soutirée à une cellule en comparaison de la totalité de charge pouvant être stockée.

SoH : State of Health → État de santé, qui quantifie le degré de vieillissement d'une cellule en se basant sur la dégradation de son impédance interne et/ou de la perte de capacité.

SoF : State of Function → État de fonctionnement, qui informe sur la disponibilité de la cellule pour une application donnée (niveau de courant, durée d'impulsion) en fonction de ses états internes (température, SoC, SoH).

OCV : Open Circuit Voltage → Tension en circuit ouvert, soit la tension mesurable lorsque la cellule est au repos (à courant nul) depuis une durée suffisamment importante.

INTRODUCTION

L'électrification des véhicules, initiée il y a plus de cent ans, est en plein essor seulement depuis quelques années. En effet, de nombreuses exigences de diminution de consommation d'énergie (prix des ressources) et de baisse d'émission de polluants apparaissent. Les instances politiques et les acteurs du marché automobile tendent à promouvoir l'utilisation de véhicules totalement électriques, dont la motorisation ne souffre quasiment d'aucun défaut. En effet, les machines électriques sont silencieuses, réversibles, possèdent un rendement élevé, une forte puissance massique et une souplesse d'utilisation importante avec notamment un couple important à vitesse nulle. L'unique difficulté d'une telle motorisation est alors la nécessité de générer l'énergie électrique à l'instant où elle est requise par la motorisation. Les véhicules, qui sont par définition destinés à une utilisation nomade, doivent alors embarquer leur propre source d'énergie électrique.

Les véhicules hybrides grâce à un système de stockage réversible ont un meilleur rendement énergétique que les véhicules qui utilisent une chaîne de traction non-réversible. Il existe alors différents niveaux d'hybridation, qui vont du "micro-hybrid" au "full hybrid" en passant par le "mild hybrid". Cette diversité de solutions devrait progressivement s'implanter dans le milieu automobile, en apportant une solution aux différents usages qui sont faits des véhicules.

Nos travaux se situent dans le domaine du "mild hybrid", qui désigne la possibilité pour un véhicule de récupérer l'énergie cinétique lors des phases de décélérations. Cette récupération est permise grâce à l'utilisation d'une machine électrique au sein de la chaîne de traction du véhicule. L'énergie est provisoirement stockée afin de pouvoir être réutilisée par la suite, lors des phases d'accélération, et ainsi venir en aide au moteur qui utilise une source d'énergie non-réversible. L'électricité ne pouvant être stockée telle qu'elle, l'énergie est stockée de manière indirecte sous une autre forme. Dans le cadre de nos travaux, l'élément de stockage concerné est de type électrochimique, et plus particulièrement une batterie lithium-ion. Ce type de technologie est de plus en plus présent dans les applications nomades demandant une autonomie élevée. Cela est principalement dû à sa forte densité massique et volumique comparativement à d'autres systèmes de stockage réversibles. Le développement constant de ce type de technologie permet également d'obtenir des éléments de stockage autorisant l'utilisation de fortes puissances. Pour une application "mild hybrid", il est alors possible de couvrir les besoins de stockage d'énergie réversible, ainsi que les niveaux de puissances exigés, à partir de batterie lithium-ion proposant un encombrement réduit (en termes de masse et de volume).

La batterie lithium-ion désigne un assemblage de cellules lithium-ion. Ces éléments unitaires peuvent se révéler dangereux si l'utilisation qui en est faite n'est pas contrôlée. Il est alors nécessaire de mettre en place un système dont la principale fonction est la surveillance et la gestion des grandeurs électriques et thermiques. Celui-ci est également chargé d'une tâche plus ardue, à savoir la détermination des états de charge et de santé de chacune des cellules. Dans le contexte "mild hybrid", il est également intéressant de pouvoir identifier le niveau de disponibilité de la batterie, ce qui se traduit par la détermination de l'état de fonctionnement. L'ensemble de ces états nécessite la détermination, par le système de gestion, de certains paramètres internes aux cellules (capacités et résistances). Des méthodes existent dans la littérature scientifique, mais souvent ces dernières nécessitent une puissance de calcul ou des

moyens de mesure importants, et pouvant se révéler incompatibles avec une utilisation embarquée sur véhicule.

Afin de minimiser les coûts de production de notre système de gestion, nos travaux proposent des méthodes pour la détermination de l'ensemble des états des cellules, à partir de moyens de mesure déjà présents au sein d'une batterie pour sa sécurisation, ainsi que de moyens de calcul limités.

Ce document est composé de quatre chapitres. Le premier présente d'une manière générale les fonctionnalités associées à un système de gestion de batterie, ainsi que l'environnement "mild hybrid" et la constitution d'une batterie. Le second est consacré à la détermination de l'état de charge au niveau d'une cellule, à l'aide d'observateurs utilisant un modèle de cellule simplifié. Le troisième traite de la détermination des états internes des cellules afin de déterminer leur état de santé. Enfin, le quatrième chapitre réunit l'ensemble des états et paramètres afin de constituer un indicateur de la disponibilité du pack batterie dans son ensemble. Il se poursuit par une étude expérimentale sur un assemblage de cellules, afin de valider l'ensemble des fonctionnalités dans des conditions "mild hybrid".

Chapitre I - LES BATTERIES LITHIUM-ION EN MILD HYBRID

Le contexte automobile actuel s'organise autour d'une augmentation de plus en plus importante de la part d'énergie électrique participant à la traction/propulsion des véhicules [1]. En effet, l'utilisation de machines électriques au niveau de la motorisation permet d'une part une amélioration notable des performances énergétiques du véhicule et d'autre part de limiter la pollution atmosphérique locale. Cette tendance est confortée, au niveau européen, par l'adoption de normes d'émissions "Euro" pour le transport routier, qui fixent des limites en fonction du type de motorisation et du type d'émission (ex. réduction à 0,08 g/km des émissions d'oxydes d'azote (NOx) par la norme "Euro 6" pour les motorisations diesel). Des alternatives à l'électricité sont également développées à des fins d'hybridations (pneumatique/thermique) [2].

Le principal élément limitant l'électrification des véhicules est la nécessité de créer le courant électrique à l'instant où il est consommé (ou à contrario, absorber ce courant à l'instant où il est généré) par les machines électriques participant au déplacement du véhicule. L'électricité ne pouvant être stockée de manière directe, des manières indirectes de stockage permettent de recréer un courant électrique lorsque nécessaire. Cependant à l'heure actuelle, aucun système de stockage réversible ne permet un stockage d'énergie comparable, en termes de densité énergétique, à ce que permet l'utilisation de carburants d'origine fossile (non réversibles). Dans ces conditions, le moyen de stockage électrochimique reste le plus utilisé, avec depuis quelques années une grande progression des batteries lithium-ion. C'est ce type de technologie, d'un point de vue général, qui est retenu dans le cadre de cette thèse (c'est-à-dire sans aucun parti pris pour un type de chimie en particulier, rendant notre étude des batteries lithium-ion "assez générique").

L'objet de recherche porte tout particulièrement sur la détermination des états d'une batterie de ce type, en situation mild hybrid. En effet, durant l'utilisation de la batterie, il est important de pouvoir déterminer l'état de charge (SoC pour State of Charge), l'état de santé (SoH pour State of Health) ainsi que la disponibilité (état de fonctionnement : SoF pour State of Function) de chaque cellule (l'élément unitaire) composant le pack batterie. Ceci permet de quantifier le niveau d'énergie stocké et stockable, ainsi que de déterminer les paramètres internes caractéristiques. Ces derniers permettent de mieux appréhender le comportement de chaque cellule dans une optique de sécurité (prévision des limitations d'utilisation) et d'optimisation énergétique. Les états des cellules ne peuvent pas bénéficier de mesures spécifiques. Ils doivent donc être déduits de la réponse temporelle en tension et en courant de chaque cellule et de la mesure ou de l'estimation de leur température, en accord avec la chimie utilisée.

Au sein de ce chapitre, nous verrons dans un premier temps comment peuvent se répartir les différents niveaux d'hybridations, qui poussés à l'extrême, mènent au véhicule totalement électrique (EV pour Electric Vehicle). Nous nous attarderons ensuite sur le système de stockage de l'énergie électrique, à savoir la batterie lithium-ion qui à l'heure actuelle est l'élément critique d'un véhicule hybride. Pour finir, nous présenterons les fonctionnalités assurées par le système qui gère la batterie et la sécurise ; système qui est l'objet de ce travail de thèse.

I.1 - Généralités sur les véhicules hybrides

I.1.1 - Du thermique à l'électrique en passant par le mild hybrid

I.1.1.1 - Électrification des motorisations

Historiquement, le recours aux véhicules électriques n'est pas nouveau puisque certains modèles remontent à plus d'un siècle. En effet, les tout premiers véhicules pouvaient être aussi bien équipés de motorisations électriques (ex. certains taxis new-yorkais à partir de 1897) ou thermiques. Certaines formes d'associations sont apparues très tôt dans l'histoire de l'automobile, créant ainsi le concept de véhicule hybride (notamment par Ferdinand Porsche à partir de 1900). Cependant avec l'essor du véhicule personnel et le besoin de se déplacer sur de plus longues distances, le véhicule thermique a pris le dessus effaçant quasiment totalement les variantes hybrides ainsi que le véhicule électrique. En effet ces derniers souffraient et souffrent toujours de la difficulté de stocker l'énergie électrique (autonomie), bien que le confort de conduite soit bien supérieur. Depuis lors, le véhicule thermique a bénéficié d'une centaine d'années d'améliorations afin de diminuer l'effet de ses principaux inconvénients, à savoir les vibrations, le bruit, les émissions polluantes locales, l'échauffement, le faible rendement, l'abondance de pièces mécaniques assurant la transmission de l'énergie jusqu'aux roues, ...

C'est seulement depuis quelques décennies, et tout particulièrement à partir des années 70 avec la forte hausse du prix du baril de pétrole, que l'intérêt pour un retour aux véhicules électriques réapparaît. Cet état de fait est renforcé par l'estimation pessimiste des réserves de carburants fossiles, et par la nécessité de diminuer drastiquement les émissions polluantes des véhicules (le parc automobile mondial s'accroissant fortement, les impacts sur l'environnement se font de plus en plus présents). L'inconvénient des véhicules électriques résidant dans le stockage de l'énergie, une étape d'hybridation importante tente de tirer avantage des deux types d'énergie au sein d'un même véhicule, cela à travers plusieurs solutions d'hybridation.

I.1.1.2 - Avenir du mild hybrid

Parmi les solutions d'hybridation des véhicules, le mild hybrid est voué à se démocratiser. En effet, il part du constat que les moyens de stockage d'énergie (qui participent à l'autonomie du véhicule) les plus efficaces sont ceux qui ne sont pas réversibles (notamment à base de combustibles tels que le gasoil, l'essence, le GPL, l'hydrogène, ...). Pourtant, lors des phases de décélération d'un véhicule, une part non négligeable de l'énergie est dissipée thermiquement (par exemple dans les freins) alors qu'elle pourrait être récupérée par un système de stockage et une motorisation tous deux réversibles, afin d'être réutilisée par la suite.

L'offre automobile se diversifie au niveau des types de véhicule, afin de répondre à la diversité des usages. L'objectif est alors la fin progressive du véhicule 100 % thermique remplissant la totalité des usages. En séparant les usages, on peut considérer deux extremums qui sont les applications routières à fort besoin d'autonomie, et les applications urbaines pour des trajets courts et des durées de stationnement élevées. Pour cette dernière application, le véhicule adéquat semble être le véhicule électrique rechargeable. Le faible besoin d'autonomie ne requière pas l'utilisation d'un dimensionnement démesuré du système de stockage réversible dont le coût est important et la durée de vie généralement plutôt faible. De plus, avec un temps de stationnement élevé, l'impact sur le réseau électrique de recharge peut être diminué.

Pour l'application routière, le candidat préférentiel est quant à lui un véhicule utilisant une source d'énergie principale non réversible pour l'autonomie qu'elle apporte (et la rapidité de

remplissage du combustible), associée à une seconde source d'énergie réversible de faible encombrement, capable de récupérer une partie de l'énergie cinétique du véhicule afin d'en améliorer le rendement. Le mild hybrid, traduit donc cet apport de réversibilité dans la traction du véhicule, et est donc un moyen efficace de profiter des fortes densités massique/volumique qu'apportent les combustibles, tout en améliorant le rendement énergétique du véhicule, et en limitant la taille et le prix du système de stockage réversible au strict minimum.

Entre ces deux extremums (véhicule à stockage réversible de faible autonomie et véhicule mild hybrid de forte autonomie), de nombreuses variantes d'hybridations existent déjà et se développeront afin de répondre à la diversité des usages. Il est à noter que dans ce document, à chaque fois qu'il sera fait mention d'hybridation, le terme se référera à l'utilisation des deux types d'énergie, électrique et thermique (issue des carburants fossiles), bien que le terme hybridation puisse donc faire référence à d'autres types d'énergie.

I.1.2 - Modes d'hybridation dans l'automobile

Les véhicules hybrides se répartissent au sein de diverses catégories en fonction du niveau d'électrification qu'ils apportent [3][4]. Parmi ces catégories, on peut citer le micro hybrid (parfois considéré comme n'étant pas de l'hybridation) qui consiste à pouvoir arrêter le moteur thermique lorsque le véhicule est à l'arrêt, le mild hybrid qui est le contexte de cette thèse où le moteur thermique est aidé par une motorisation électrique, le full hybrid où la motorisation électrique est capable à elle seule d'entraîner le véhicule mais où la source d'énergie principale reste d'origine thermique, et enfin le plug-in hybrid où l'énergie électrique peut provenir d'un apport extérieur au véhicule (recharge sur le réseau). Ces catégories sont explicitées un peu plus dans le détail ci-dessous.

I.1.2.1 - Le micro hybrid

C'est le niveau le plus bas d'hybridation commercialisé. Il consiste à arrêter le moteur thermique lorsque le véhicule est immobilisé ou à une très faible vitesse précédent l'immobilisation, et à le redémarrer en quelques dixièmes de secondes à l'aide d'une machine électrique assurant la fonction d'alternateur-démarrateur. L'énergie de démarrage est issue de l'énergie cinétique récupérée lors des phases de ralentissement. Ce système n'apporte donc pas d'énergie cinétique au véhicule, mais permet de diminuer l'énergie dissipée au travers des freins conventionnels (qui agissent par frottement) en participant aux phases de freinage. Ainsi, la forte réactivité et la réversibilité de la machine électrique, associée à une source d'énergie comme les supercondensateurs ou les batteries, permettent de pallier le problème de consommation énergétique des moteurs thermiques lors des phases d'immobilisation. L'énergie à stocker étant faible, le système de stockage réversible a un impact réduit sur le coût et l'encombrement au sein du véhicule.

La machine électrique ne participant pas directement à l'entraînement du véhicule lors des phases de roulage, son appartenance à la catégorie des véhicules hybrides est contestée. Cette stratégie ainsi que le système associé offrent cependant des gains pouvant atteindre 10 % d'émissions de CO₂ pour des cycles urbains chargés où le véhicule est souvent amené à s'arrêter. En dehors d'une utilisation avec arrêts fréquents, ce mode d'hybridation perd de son utilité.

1.1.2.2 - Le mild hybrid

Ce mode d'hybridation vise à pallier l'un des principaux inconvénients d'une motorisation thermique, à savoir la non-réversibilité. En effet, l'énergie mise en œuvre pour déplacer un véhicule thermique ne peut être récupérée puis stockée lors du freinage, et est donc dissipée thermiquement par les freins. Une machine électrique, couplée au moteur thermique, est associée à un moyen de stockage réversible (comme une batterie et/ou des supercondensateurs) afin de récupérer l'énergie cinétique qui serait habituellement dissipée dans le système de freinage. Le rendement global du véhicule est donc amélioré tout en nécessitant une électrification limitée de la motorisation (machine électrique et système de stockage associés limités à une dizaine de kilowatt [5]).

Une machine électrique est donc utilisée comme génératrice pour fournir un couple résistant sur la roue et ainsi récupérer l'énergie cinétique (recharge du moyen de stockage), puis utilisée comme moteur lors de fortes sollicitations du moteur thermique (mode "boost"), ou pour redémarrer le moteur thermique arrêté lors des phases d'arrêt (reprise des fonctionnalités du micro hybrid), en restituant l'énergie stockée.

Dans ce mode d'hybridation, c'est donc toujours le moteur thermique qui apporte la base de l'énergie nécessaire au déplacement. Un mode 100 % électrique est envisageable (selon le niveau d'électrification), du fait du couplage direct entre les deux types de motorisation, mais son utilisation reste peu économe (le moteur thermique inactif étant alors mis en rotation à cause d'un couplage direct). Hormis les phases de repos, le moteur thermique est donc ainsi toujours maintenu dans une plage de fonctionnement permettant l'amélioration du rendement moyen, les variations importantes de couple étant absorbées par la partie électrifiée.

La capacité d'accueil du moyen de stockage étant limitée (de l'ordre du kWh), le niveau de charge va interdire certaines phases de freinage récupérateur ou d'assistance au moteur thermique, limitant ainsi les gains espérés d'un tel mode d'hybridation. C'est ce type d'hybridation pour lequel le BMS (Battery Management System), qui est le sujet de la thèse, est développé.

1.1.2.3 - Le full hybrid

Il s'agit du mode d'hybridation où la motorisation électrique est capable à elle seule d'entraîner le véhicule. Ce type d'hybridation conserve les avantages des autres types d'hybridations vus précédemment (micro hybrid et mild hybrid). Cependant, du fait de la difficulté de stocker l'énergie électrique, l'autonomie est limitée et c'est pourquoi le moteur thermique est conservé. L'association des deux types de moteurs peut être faite de différentes manières [6].

L'association "parallèle" conserve la structure d'un véhicule thermique et lui adjoint une motorisation électrique. Cette dernière peut être située sur le même essieu que le moteur thermique ou bien sur le second essieu, comme illustré sur la Figure I.1. La machine électrique est dimensionnée de manière à pouvoir déplacer à elle seule le véhicule. Les deux types de motorisation peuvent être utilisés simultanément. Leurs vitesses de rotation doivent pouvoir être coordonnées.

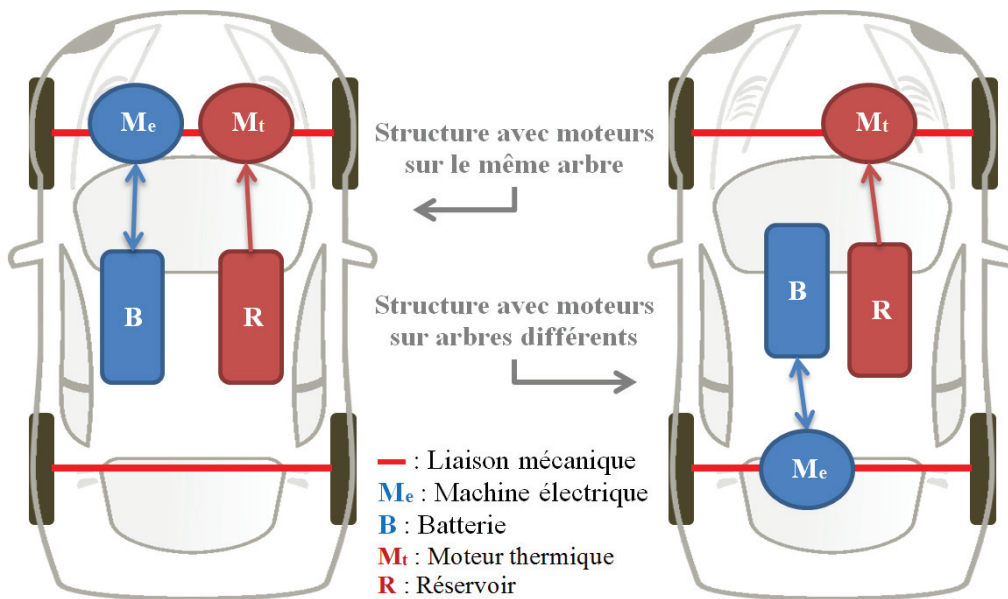


Figure I.1 – Différences de structures de deux véhicules hybrides parallèles

L'association "série" utilise également comme motorisation principale une machine électrique située sur un essieu. Elle met en mouvement le véhicule à elle seule, et tire son énergie d'un système de stockage réversible. En dehors de l'énergie récupérée lors des phases de décélération, ce système de stockage est alimenté par la motorisation thermique au travers d'une génératrice, comme illustré sur la Figure I.2. Il est alors possible de favoriser le fonctionnement du moteur thermique à un point de fonctionnement nominal afin de réduire sa consommation et/ou délocaliser ses émissions polluantes.

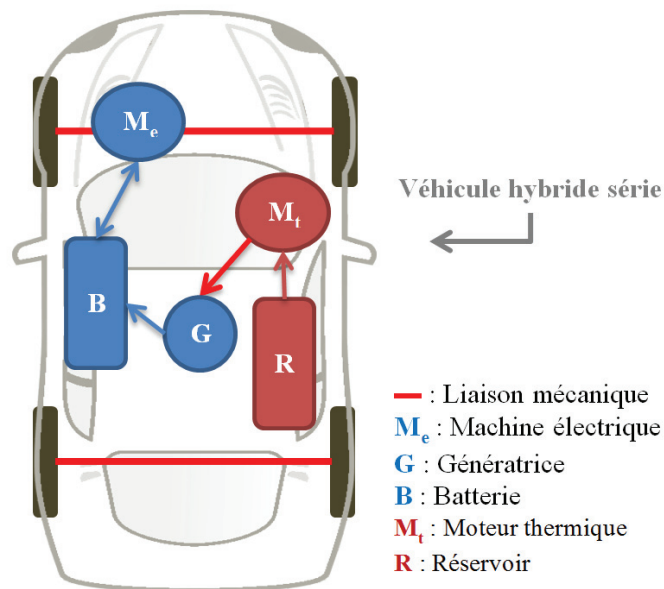


Figure I.2 – Structure d'un véhicule hybride série

Entre ces deux types d'association de moteurs, de nombreuses variantes existent. Des associations "série-parallèle" sont utilisées afin de tirer parti des avantages des deux architectures présentées précédemment, et proposer une souplesse d'utilisation supplémentaire.

Pour l'ensemble de ces architectures, la stratégie de répartition des énergies lors de l'utilisation du véhicule est propre au niveau d'électrification souhaité. L'énergie électrique embarquée peut alors aller (pour des véhicules légers) de 1 à 10 kWh, ainsi que des puissances au niveau du

moteur électrique de 30 à 50 kW. Sur un parcours urbain classique, le mode électrique peut ainsi être utilisé seul tant qu'il y a de l'énergie électrique disponible, et sur des trajets avec moins de phases d'arrêt/démarrage ou avec de plus grosses puissances nécessaires (autoroutes, montagne, ...) le moteur thermique est utilisé pour apporter le complément de puissance ou d'énergie.

Dans tous les cas, on peut noter que la totalité de l'énergie électrique utilisée dans ces types de véhicules est, au final, toujours issue de l'énergie thermique (ou cinétique elle-même issue à un moment ou un autre de l'énergie thermique). Il s'agit alors ici encore d'une optimisation énergétique d'un véhicule thermique qui vise à délocaliser les émissions polluantes et optimiser le point de fonctionnement de la motorisation thermique.

1.1.2.4 - Le plug-in hybrid

Contrairement aux autres modes d'hybridation présentés précédemment, celle-ci autorise une recharge extérieure du véhicule. L'énergie du véhicule n'est plus seulement optimisée puisqu'un apport supplémentaire peut être effectué par l'utilisation du réseau de distribution électrique. Concrètement, le véhicule reprend les caractéristiques du mode d'hybridation full hybrid avec en supplément la possibilité de raccorder le véhicule au réseau lors des phases de stationnement, pour le recharger. Il est alors intéressant d'avoir un dimensionnement plus important de la batterie, du point de vue stockage de l'énergie, par rapport à celui d'un véhicule full hybrid.

Ce type de véhicule est donc aussi adapté aux trajets urbains, où seulement l'énergie électrique est exploitée, et plus particulièrement celle issue de la recharge depuis le réseau électrique (où comme pour le véhicule 100 % électrique, on retrouve la problématique des bornes de recharge [7][8]). Ce véhicule permet également une utilisation sur de plus longues distances en utilisant le moteur thermique pour l'autonomie qu'il apporte (complexification de la chaîne de traction par rapport à un véhicule électrique [9]). Il s'agit donc d'un véhicule destiné à des usages multiples qui est capable de se passer d'une recharge de carburant (utilisation en tant que VE) ou bien encore d'une recharge sur le réseau électrique (utilisation en tant que véhicule full hybrid).

1.1.2.5 - La diversité des hybrides face aux usages

Il existe donc une grande diversité de véhicules hybrides (avec leurs variantes) que certains travaux tentent donc de comparer dans des conditions spécifiques [10][11]. Les cycles étudiés se réfèrent à des cycles normalisés tel que NEDC (New European Driving Cycle) au niveau européen [12], ou plus récemment le WLTP (Worldwide harmonized Light vehicles Test Procedures) au niveau mondial [13]. Cependant, les véhicules précédemment cités présentent des performances qu'il est difficile de comparer en raison de leurs caractéristiques inhérentes à leur structure. De plus, les cycles normalisés ne sont pas totalement représentatifs des usages grand public des véhicules [14][15]. La performance réelle en utilisation découle du type d'architecture du véhicule [16], de l'usage (urbain, routier, mixte) [17], du relief du trajet, du type de conduite, de l'état du trafic et de bien d'autres facteurs difficilement prévisibles.

1.1.3 - Spécificités des sollicitations en mild hybrid

Le domaine d'hybridation ciblé étant le mild hybrid, le système de stockage servant de base à cette thèse doit donc répondre à certaines contraintes liées à ce domaine d'application. En effet, les cellules lithium-ion ont ici la spécificité d'être utilisées principalement en tant qu'éléments de stockage de "puissance". Contrairement à la majorité des utilisations de batteries, l'élément de stockage n'est donc pas utilisé pour apporter de l'autonomie au système l'utilisant (appareils

électroniques portables, véhicules électriques, ...). L'autonomie énergétique du véhicule est donc totalement assurée par la partie thermique.

1.1.3.1 - Conditions électriques

La nature exacte des sollicitations n'est pas maîtrisée dans la mesure où Valeo, en tant d'équipementier automobile, cherche à rendre compatible le pack batterie avec un maximum d'usages déterminés par les constructeurs automobiles. Il est par exemple difficile d'utiliser un cycle normalisé de roulage (type NEDC ou WLTP), qui d'une part n'est pas réellement représentatif d'un usage réel, et d'autre part ne tient pas compte des stratégies de répartition des énergies à bord du véhicule. Ces cycles normalisés, vus par les cellules de la batterie, ne seront donc pas les mêmes selon les véhicules ciblés.

Cependant, afin de se fixer un cadre, ce pack se destine à une utilisation autour d'un état de charge de 50 %. Ce SoC cible est naturellement propice à une utilisation mild hybrid où la succession de charges et décharges de même ordre de grandeur impliquent une faible dérive d'état de charge. L'usage de la batterie ne doit ainsi pas entraîner une variation de charge au-delà d'un seuil bas de 40 % et haut de 60 %. À l'intérieur de cette plage de fonctionnement, les cellules Li-ion présentent une tension relativement stable et un vieillissement diminué [18][19].

La nature des courants est dictée par l'utilisation du véhicule (phases d'accélération, freinages, auxiliaires, ...) et l'intelligence gérant la répartition entre énergie thermique et électrique. Les profils visés (ex. Figure I.3) sont ainsi fortement aléatoires, avec comme objectif la nécessité de pouvoir répondre à des appels de fortes puissances (entre 10 kW et 15 kW). Ces puissances, bien que très élevées, ont une durée très limitée rendant ainsi les niveaux d'énergie échangés faibles en comparaison de l'énergie pouvant être stockée.

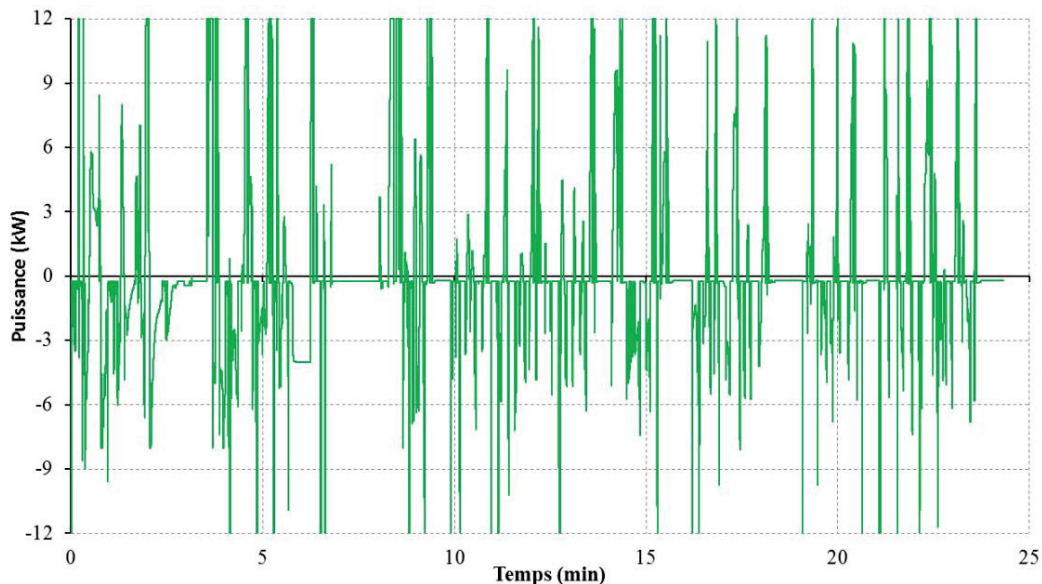


Figure I.3 – Profil de puissance typique visé pour notre application mild hybrid (valeurs positives représentant les phases de charges)

Le profil présenté ici constitue une base à bon nombre de nos tests. En effet, mesuré sur véhicule, il correspond aux types de sollicitations auxquelles Valeo destine le pack batterie. Une base de décharge de quelques dizaines de Watt correspond à une consommation presque continue des auxiliaires du véhicule. Autour de cette base, surgissent des impulsions de charges et

décharges plus ou moins durables selon l'utilisation. Ces dernières pouvant dépasser la dizaine de kilowatt.

1.1.3.2 - Conditions thermiques

Les conditions climatiques ne sont également pas maîtrisées. En raison du domaine d'application grand public des véhicules, les températures peuvent grandement varier d'un pays à l'autre et selon les saisons. Cependant, compte tenu des limitations intrinsèques aux cellules de batterie, le pack est prévu pour un fonctionnement approximatif de -20 °C à 60 °C [20]. À température négative, son utilisation doit être limitée par le BMS afin de ménager les cellules dont le comportement est amoindri (baisse de la puissance disponible, de la capacité et mécanismes de vieillissement supplémentaires pouvant être engendrés). Au-delà de 60 °C , le vieillissement est très fortement accéléré et l'apparition de réactions exothermiques est favorisée. Un emballement thermique peut mener à un incendie voir à une explosion [21] s'il n'est pas évité par le BMS (régulation de la température des cellules par le système de refroidissement voire interdiction d'utilisation des cellules).

La plage de températures des cellules n'est donc pas dictée par l'usage de destination, mais par les contraintes électrochimiques constitutives des cellules. Le pack batterie quant à lui contient le système de régulation thermique, et sera donc chargé d'adapter la température des cellules afin de permet un usage du pack aux températures extérieures plus ou moins élevées. La régulation thermique des cellules ne fait pas l'objet de cette thèse.

1.1.3.3 - Conditions vibratoires

Placé sur véhicule, la batterie est également en présence de phénomènes vibratoires qui peuvent influencer le vieillissement ainsi que le comportement des cellules en utilisation. Certains travaux traitent des modes de défaillances associés aux conditions vibratoires pour un pack batterie complet [22][23]. Ces défaillances surviennent principalement au niveau de l'assemblage des cellules entre elles au sein du pack. L'influence de ces perturbations sur les cellules n'est cependant pas étudiée dans ce travail de thèse, il est d'ailleurs très peu abordé dans la littérature. Néanmoins les effets des mécanismes de vieillissement causés par des contraintes vibratoires, au niveau des cellules peuvent être associés à ceux d'autres mécanismes de vieillissement (calendaire, cyclage).

1.1.3.4 - Synthèse des contraintes sur le pack

Le pack batterie est donc destiné à une utilisation de puissance n'impliquant pas d'importantes dérives de SoC. Les cellules sont maintenues à une charge moyenne, limitant ainsi grandement le vieillissement dû à des SoC importants ou faibles. La température est régulée par un système externe afin d'améliorer la disponibilité des cellules en les plaçant à des températures comprises entre -20 °C et 60 °C .

1.2 - Généralités sur les batteries lithium-ion

Le principal inconvénient des véhicules hybrides, et à plus forte échelle des véhicules électriques, est le stockage de l'énergie électrique. Plusieurs systèmes de stockage réversibles peuvent être envisagés. Il est courant de comparer les possibilités offertes par ces différents systèmes de stockage au travers d'un diagramme de Ragone [24]. Ce dernier représente de manière logarithmique la densité massique de puissance (couramment en abscisse) ainsi que la

densité massique d'énergie (couramment en ordonnée). La notion de puissance étant liée à celle d'énergie grâce au temps, des lignes iso-temps peuvent être ajoutées afin de faire apparaître un ordre de grandeur des temps de charge/décharge des différents éléments de stockage. La Figure I.4 représente ainsi un tel diagramme pour différents types d'éléments de stockage que l'on peut rencontrer dans le milieu automobile. Notre diagramme référence plus précisément ceux pouvant être utilisés pour participer à la traction du véhicule, en tenant compte de la motorisation associée à chaque type de stockage.

Si nous considérons par exemple le cas d'une motorisation par combustion interne, ce type de motorisation avoisine couramment des rendements de l'ordre de 30 % (essence) à 40 % (gasoil) auquel se rajoutent des pertes de transmissions, totalisant un rendement du système de stockage jusqu'à la roue, approximativement de 15 à 30 %. De plus, comme la motorisation possède sa propre puissance massique (≈ 500 W/kg dans le cadre de notre exemple) cela a pour effet de diminuer le ratio entre la puissance disponible et le poids de l'ensemble motorisation avec système de stockage d'énergie. Si le carburant de notre exemple comprend de nombreux points forts (≈ 13 kWh/kg et ≈ 10 kWh/kg de moyenne pour l'essence et le gasoil), ces derniers sont très vite contrebalancés par la motorisation. Pour ce qui est des batteries (qui dans notre diagramme regroupe des batteries de chimies différentes), la motorisation associée est électrique (de même que pour les piles à combustible, les supercondensateurs, ...). Le rendement de tels moteurs est alors beaucoup plus élevé (≈ 80 %). Sa simplicité peut diminuer la complexité (suivant le type de véhicule et son architecture) de la chaîne de transmission dont le rendement intervient également. De plus, la puissance massique des machines électrique est de l'ordre du kW/kg, ce qui vient en partie contrebalancer le fait que les batteries sont des éléments beaucoup plus massifs que l'essence, à puissance ou énergie identique.

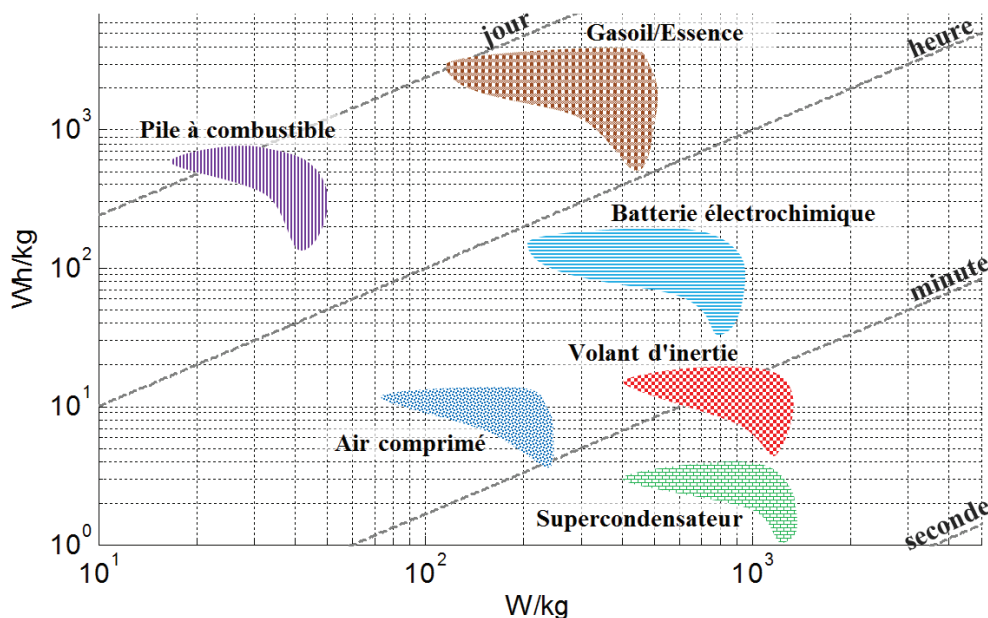


Figure I.4 – Diagramme de Ragone de différents systèmes de stockage d'énergie pouvant être utilisés pour participer à la traction d'un véhicule (représentation de la puissance et de l'énergie disponible tenant compte du poids moteur + stockage)

Il est à noter que les deux types d'éléments de stockage du diagramme dont l'énergie massique est la plus élevée, sont des systèmes non réversibles. Pour des applications typées énergie où l'autonomie prime (véhicule routier), il apparaît donc préférable d'opter pour ce type de stockage

et de l'associer à un système réversible faiblement dimensionné pour pallier l'absence de récupération d'énergie (cas des véhicules mild hybrid et micro hybrid). Pour des véhicules où le besoin d'autonomie est faible (type urbain), il semble préférable de se limiter à un seul type d'énergie (pour limiter les coûts) de préférence réversible, en optant notamment pour les batteries. Entre ces deux types d'utilisation (routier et urbain), une pléthore d'associations sont envisageables afin de favoriser plus ou moins l'aspect autonomie et/ou coût du véhicule.

Lorsque la décision d'utiliser de l'énergie électrique pour une partie ou la totalité de la traction du véhicule est prise, une préférence pour le stockage électrochimique (supercondensateurs et batteries) apparaît depuis quelques années dans le milieu automobile. La découverte de la pile (stockage non réversible), il y a plus de deux siècles par Alessandro Volta, a préfiguré la mise au point du premier accumulateur électrochimique (en 1859) par Gaston Planté. Depuis lors, de nombreux progrès ont permis de diversifier les chimies et technologies utilisées, permettant de couvrir une large palette d'utilisation.

Bien que grandement perfectible encore à l'heure actuelle (au vu des énergies théoriquement stockables pour certaines technologies à base de lithium, à savoir plusieurs centaines de Wh/kg), l'accumulateur électrochimique offre l'avantage de proposer une conversion quasi directe de l'énergie. De plus, elle bénéficie d'une grande notoriété au niveau du grand public ainsi que d'un recul plus important, du fait de sa forte implantation au sein des appareils domestiques (batteries de voitures, téléphones portables, télécommandes, ...) depuis de très nombreuses années. Le diagramme de Ragone de la Figure I.5 représente une comparaison entre les principaux systèmes de stockage électrochimique.

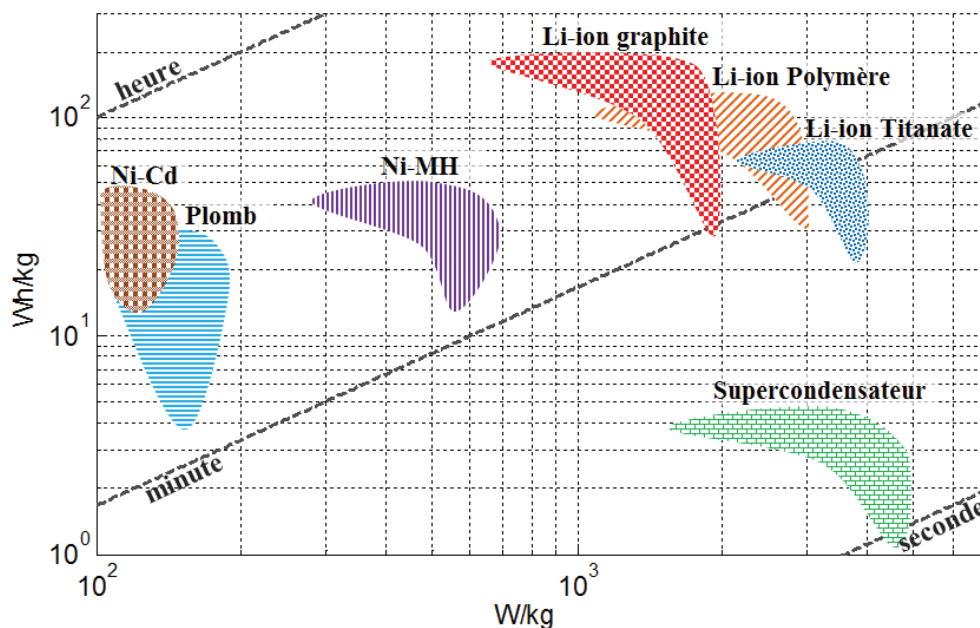


Figure I.5 – Diagramme de Ragone d'éléments de stockages électrochimiques pour la traction automobile

Les éléments de stockage présentés dans ce diagramme de Ragone, sont destinés à être utilisés avec le même type de motorisation (électrique). Cette dernière n'est donc plus prise en compte (contraire à la Figure I.4), car ne constitue plus un élément de comparaison. Parmi ces éléments de stockage, les batteries utilisant une technologie à base de lithium présentent l'avantage d'offrir un encombrement moindre quels que soient les besoins en termes de puissance ou d'énergie. Ces batteries tendent donc à se démocratiser au niveau des transports routiers, et alimentent déjà à

l'heure actuelle un grand nombre d'applications nomades de faibles puissances (ordinateurs, téléphones, ...). Cette dynamique autour de ce type de batterie tend à favoriser son développement [25][26]. En dehors de ces aspects de puissance et d'énergie, ce type de batterie présente également d'autres avantages :

- une tension entre électrodes très élevée (tension nominale autour de 3,6~3,7 V selon les technologies, contre 1.2 V et 2 V pour respectivement les technologies Ni-Cd (nickel-cadmium) et plomb,
- l'absence d'effet mémoire (tout du moins limité sur certaines chimies [27]), impliquant que la batterie ne perd pas à l'usage les zones de stockage rarement exploitées,
- une cyclabilité importante par rapport aux autres technologies de batterie (durée de vie convenable de quelques milliers de cycles) [28],
- une faible auto-décharge, inférieure à 10 % par mois [29],
- une relativement bonne tolérance à l'utilisation de forts courants, qui couplée avec sa forte tension, lui attribue une forte puissance massique (cf. Figure I.5) et volumique.

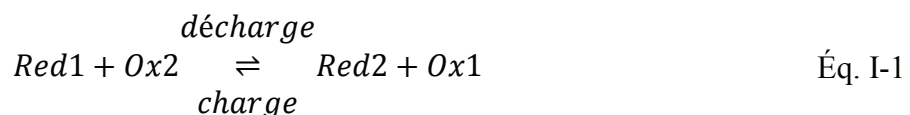
Malgré ces nombreux avantages, la technologie Li-ion et plus généralement celles à base de Lithium, présentent l'inconvénient d'être coûteuses (même si le prix tend continuellement à baisser [30]) et dangereuses car susceptibles de s'enflammer, voire d'exploser (d'où la nécessité d'un système de gestion et de surveillance). Cependant le marché automobile se tourne de plus en plus vers cette solution au détriment, pour les véhicules hybrides, des batteries Ni-MH [31].

À noter qu'au sein des cellules Li-ion, plusieurs chimies [32] existent et apportent leur lot d'avantages et inconvénients, que cela soit au niveau de la sécurité, de l'encombrement ou bien encore du coût. Parmi ces chimies, qui sont désignées par le matériau qui compose l'électrode positive (l'électrode négative étant souvent à base de graphite ou parfois de titanate de lithium), on peut notamment citer celles à base de fer-phosphate ou bien encore celles utilisant des oxydes de cobalt, de nickel ou de manganèse.

I.2.1 - Comportement électrochimique d'une cellule

I.2.1.1 - Principe d'oxydo-réduction

Comme tout accumulateur, les cellules Li-ion (qui composent une batterie Li-ion) exploitent le phénomène d'oxydo-réduction réversible qui se produit à leurs électrodes [33]. Une cellule est composée de deux électrodes isolées électriquement l'une par rapport à l'autre par un séparateur qui baigne dans un électrolyte. Ce séparateur doit permettre le passage des ions entre les deux électrodes, par le biais de l'électrolyte [34] qui doit être un excellent conducteur ionique, et un isolant électronique (empêcher le passage des électrons).



Lors d'un raccordement électrique des deux électrodes (par un circuit extérieur à la cellule), le passage des électrons d'une électrode à l'autre est permis, ce qui conduit à une réaction électrochimique de réduction ou d'oxydation selon l'électrode et le sens de passage des électrons. Dans le même temps, un transfert ionique s'effectue entre les deux électrodes (à travers

l'électrolyte) afin d'assurer la neutralité des éléments. Ces ions, Li^+ pour une cellule Li-ion, permettent un échange réversible lors des phases d'utilisation (charge ou décharge).

- *La décharge*

Pour la phase de décharge, le passage des électrons entre les deux électrodes est rendu possible par un circuit extérieur à la cellule, ce qui fait intervenir une réaction d'oxydation au sein de l'électrode négative (anode dans le cas d'une décharge), ce qui inclut l'émission de cations Li^+ . L'électrode positive est le siège d'une réaction de réduction (cathode), avec donc réception des cations émis pas l'anode à travers l'électrolyte, ainsi que des électrons à travers le circuit extérieur. Un tel cas de décharge est représenté sur la Figure I.6.

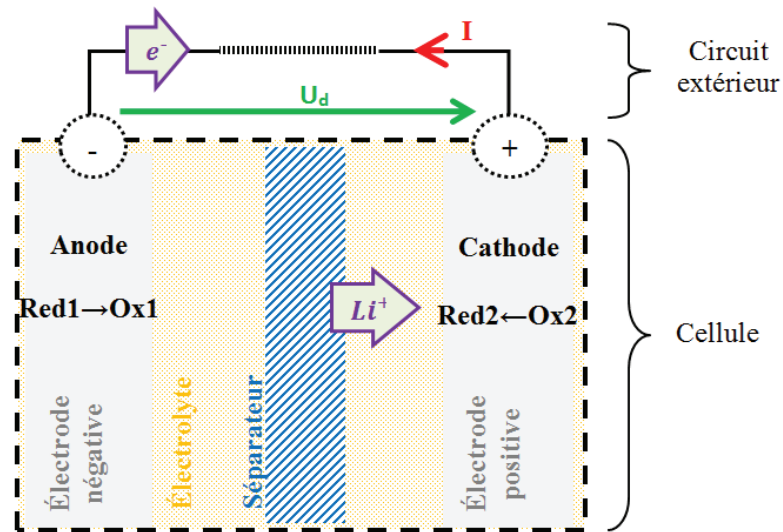


Figure I.6 – Schéma de principe d'une cellule pour le cas d'une décharge

- *La charge*

Pour la charge de la cellule, les phénomènes s'inversent, avec un forçage du passage des électrons de l'électrode positive vers celle négative, par le circuit extérieur. L'électrode positive est alors le siège d'une réaction d'oxydation (anode) avec émission d'électrons et de cations Li^+ , alors que l'électrode négative est le siège d'une réduction (cathode). Un tel cas de charge est représenté sur la Figure I.7.

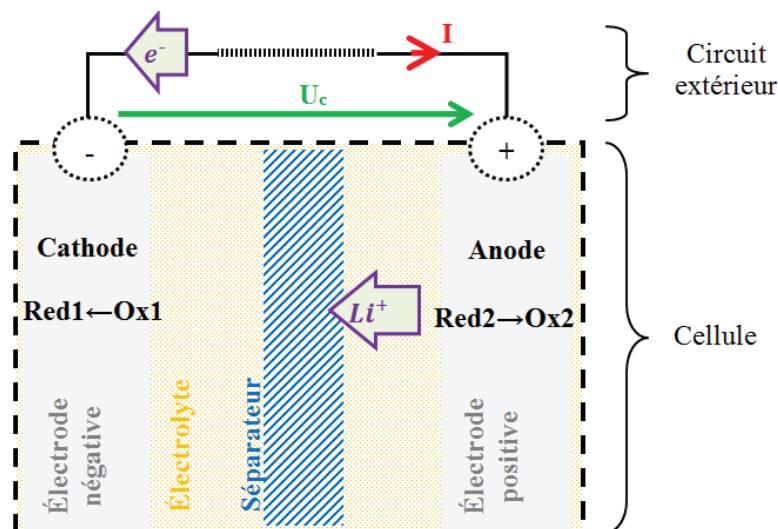


Figure I.7 – Schéma de principe d'une cellule pour le cas d'une charge

À noter que les termes cathode (siège d'une réaction de réduction) et anode (siège d'une réaction d'oxydation) utilisés dans le domaine de l'électrochimie, diffèrent quelque peu de ceux du génie électrique couramment utilisé pour les composants électroniques, où l'anode correspond à l'électrode positive, et la cathode à celle négative.

▪ *Évolution des potentiels aux électrodes*

Le potentiel de chaque électrode (représenté sur la Figure I.8) évolue différemment selon le niveau de courant qui intervient lors des réactions d'oxydation et de réduction (quantité d'électrons et d'ions extraits ou insérés) [35]. Ainsi, pour un même courant (I dans l'illustration suivante), la tension aux bornes de la cellule ne sera pas la même selon le cas d'une charge (U_c) ou d'une décharge (U_d). Des surtensions d'électrode de signes opposés vont en effet, selon la nature du courant (charge ou décharge), éloigner chaque électrode de son potentiel d'équilibre (E_{th1} pour l'électrode négative et E_{th2} pour la positive) au fil de l'augmentation du courant.

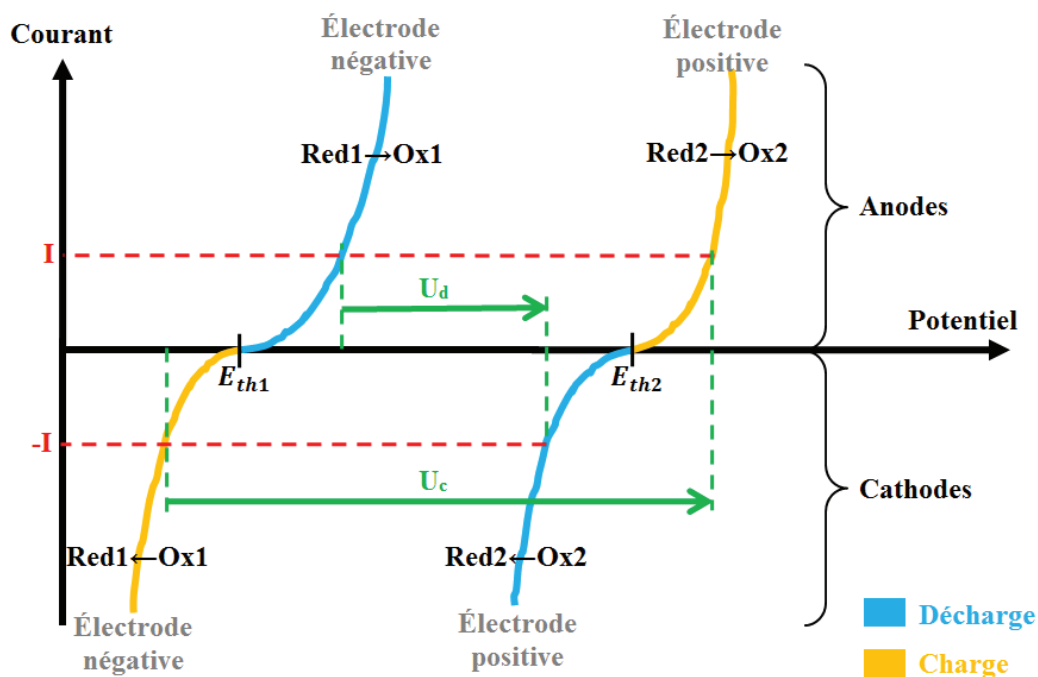


Figure I.8 – Évolution des potentiels électriques des deux électrodes d'une cellule en fonction du courant

Une cellule Li-ion est constituée de deux électrodes qui doivent permettre l'insertion et la désinsertion des ions Li^+ , d'un électrolyte non aqueux pour éviter toute réaction avec le lithium (réagissant violemment avec l'eau) qui doit posséder une bonne conduction ionique, et d'un séparateur poreux empêchant tout contact physique entre les deux électrodes. Plusieurs chimies de cellules Li-ion permettent de remplir ces critères [36]. Ces technologies de cellule sont souvent désignées par la composition de l'électrode positive, car c'est la partie qui présente le plus grand nombre de variantes et qui est la plus révélatrice du type de cellule.

1.2.1.2 - Aperçu des différentes technologies à base Li-ion

▪ *Électrode négative*

Les premières batteries exploitant les ions Li^+ (années 60) utilisaient une électrode négative à base de lithium sous sa forme métallique (réducteur), qui avec son faible poids permet d'avoir une

grande capacité massique. Ce type d'électrode présente le désavantage d'occasionner des dépôts de lithium dans l'électrolyte au fils des charges et des décharges, provoquant des courts-circuits internes si des dendrites viennent à faire le lien entre les deux électrodes [37].

Pour allonger la durée de vie de ces cellules, tout en essayant de conserver l'excellente densité énergétique qu'offre le lithium, le lithium métal peut être utilisé conjointement avec par exemple un polymère faisant office d'électrolyte et de séparateur (technologie lithium métal polymère), ou alors dans le cas de la technologie Li-ion, être remplacé au profit d'un composé d'insertion à base de graphite, qui possède un potentiel standard proche du lithium.

Beaucoup moins représentées que le graphite, car plus coûteuses, les électrodes à base de titanate de lithium (LTO) permettent une plus grande durée de vie malgré une densité énergétique plus faible que pour le graphite. Cependant, de par sa structure, elle autorise des régimes de courant beaucoup plus élevés, la rendant plus apte à des applications typées puissance.

▪ *Électrode positive*

L'électrode positive est la principale variante entre les différentes technologies de cellules Li-ion [38], car de nombreux matériaux peuvent être utilisés, avec d'importantes variations au niveau du coût, de la durée de vie, de la sécurité, du potentiel d'équilibre et de l'énergie/capacité spécifique. Il est important que le matériau choisi offre une structure qui ne s'altère pas au fils des insertions et désinsertions des ions, afin d'obtenir un bon rendement ou/et une bonne durée de vie. Les principaux matériaux utilisés sont :

LiCoO₂ (oxyde de cobalt) : offre une tension élevée et une forte capacité spécifique, mais présente une certaine toxicité ainsi qu'un coût élevé.

LiNiO₂ (oxyde de nickel) : moins coûteux, mais il faut souvent l'associer à du cobalt afin d'avoir une forte capacité spécifique.

LiMn₂O₄ (oxyde de manganèse) : peu coûteux, non toxique et offrant une meilleure sécurité (stabilité thermique), sa capacité spécifique est moyenne et sa durée de vie est réduite.

LiFePO₄ (LFP) (lithium fer phosphate) : tension plus faible mais faible coût, bonne durée de vie, non toxique et capacité spécifique importante.

▪ *Électrolyte*

L'électrolyte a pour principale fonction le transport des ions d'une électrode à l'autre, et doit par conséquent posséder une excellente conductivité ionique. Mais il doit également être un excellent isolant électronique, pour empêcher le passage des électrons en son sein. La technologie à base de lithium impose également que cet électrolyte ne soit pas aqueux. Globalement, l'électrolyte est composé de sels de lithium dissous dans un solvant (souvent de l'hexafluorophosphate de lithium, LiPF₆), ou dans des matrices polymères pour les cellules polymères (LiPo).

I.2.2 - Grandeurs caractéristiques

Différentes grandeurs caractéristiques sont à prendre en considération lors de l'utilisation de batteries, et à plus petite échelle, de cellules. La première catégorie de grandeurs se réfère à celles utilisées pour dimensionner la batterie vis-à-vis de son utilisation future. La seconde catégorie répertorie les principaux phénomènes à prendre en considération lors de l'utilisation de la batterie.

1.2.2.1 - Grandeurs dimensionnantes

- *Valeurs limites*

Ce sont des grandeurs de température, tension et courant à ne pas dépasser (ou alors exceptionnellement mais pendant des temps très courts). Ainsi la cellule (ou à plus grande échelle la batterie) doit rester dans une certaine plage de température et de tension, et ne pas dépasser une certaine valeur de courant. Un dépassement de ces conditions d'utilisation pouvant entraîner une dégradation irréversible des performances, voir même la destruction de la cellule (incendie, explosion).

- *Capacité*

C'est la quantité de charges électriques qu'une cellule est capable de stocker. Cette grandeur varie selon le niveau de courant, de température, d'état de santé, et est représentée en Ah. Ainsi une batterie donnée à 7 Ah, doit permettre en théorie de soutirer un courant de 7 A pendant une heure, ou bien encore de 14 A pendant 30 minutes. Il est courant de remplacer cette valeur donnée pour une heure par la lettre C, et d'indiquer par la suite le niveau de courant utilisé par un multiple de C (dans notre exemple, C correspond à 7 A et 2C à 14 A). Cette invariance de la capacité avec le courant est une approximation valable au 1^{er} ordre pour les batteries lithium-ion (elle ne l'est pas pour les batteries au Plomb par exemple).

- *Énergie stockable*

C'est la quantité d'énergie qu'une cellule est capable de stocker. Cette grandeur est similaire à la capacité, mais contrairement à cette dernière, elle prend en compte la variation de tension qui s'opère aux bornes de la cellule. Cette grandeur varie selon le niveau de courant, la température, l'état de santé, et est représentée en Wh.

- *Impédance interne*

Ce paramètre important pour les batteries, en particulier pour les batteries de puissance, reflète le comportement de la batterie face à des appels de courants de différentes durées. La tension qui en résulte, liée au courant, permet notamment d'estimer les puissances admissibles sur la batterie sans dépassement des limites de sécurité. Ce paramètre est principalement lié à la température [39], à l'état de charge et à l'état de vieillissement des cellules. Il peut être représenté par un diagramme de Nyquist, un modèle électrique, ... ou bien encore se limiter à des valeurs résistives données pour différentes constantes de temps.

1.2.2.2 - Phénomènes associés aux cellules

- *Rendement faradique*

C'est le rapport entre la quantité de charges électriques déchargées et celle chargée. Ce paramètre donne une indication sur l'efficacité des charges et décharges, qui dans le cas des cellules Li-ion est proche de 100 %. Ce paramètre révèle la quantité très faible d'électrons "consommée" par des réactions électrochimiques parasites internes aux cellules.

- *Rendement énergétique*

Comme pour la capacité et le rendement faradique, l'énergie possède son propre indicateur d'efficacité entre les phases de charge et de décharge, correspondant aux pertes énergétiques. Il s'agit donc du rapport entre l'énergie déchargée et l'énergie chargée, où à la différence du rendement faradique, l'évolution de la tension est prise en compte (intégration du produit courant-tension). Pour certaines cellules Li-ion, ce rapport peut être supérieur à 95 %.

- *Auto-décharge*

Durant les phases de repos, une certaine quantité d'énergie ou de charge est perdue au sein de la cellule, suite à certains processus électrochimiques. Ce phénomène s'accroît avec l'augmentation de la température [40], mais reste généralement de l'ordre de quelques pourcents (inférieur à 10 % en un mois) pour les cellules Li-ion.

- *Durée de vie*

La durée de vie d'une cellule est impactée par de nombreux paramètres dont la température, les contraintes physiques (environnement vibratoire, ...), l'utilisation (grandeurs électriques utilisées), l'âge de la cellule, les états de charge lors du stockage et de l'exploitation, ... Globalement on peut distinguer deux principaux types de vieillissement qui agissent sur la durée de vie, à savoir le calendrier qui intervient quand la cellule est inutilisée, et le cyclage qui est marqué par le niveau d'utilisation lors des charges et décharges. Dans ces deux cas de figure, le vieillissement est accéléré avec l'augmentation de la température.

- *Cycles d'hystérésis*

Au repos, la tension aux bornes d'une cellule est dictée par l'état de charge, la température, mais également par la nature des courants lors de l'utilisation précédente [41]. Elle a tendance à suivre la forme d'un cycle d'hystérésis dont la partie basse est parcourue lors de la décharge et la partie haute lors de la charge. Cette tension étant utilisée pour indiquer l'état de charge à une température donnée, il est important de pouvoir la situer en fonction de l'utilisation qui a précédé le repos. La durée de ce repos intervient également à cause des effets de la relaxation qui tendent à ramener la tension à une valeur au centre dudit cycle d'hystérésis. Lors de l'utilisation d'impulsions en charge et décharge, la tension de repos suit des cycles de recul à l'intérieur du cycle d'hystérésis principal [42]. Pour une application mild hybrid utilisant ce type de comportement, il est alors intéressant de pouvoir tenir compte de ce phénomène qui peut atteindre plusieurs dizaines de millivolts entre 10 et 90 % de SoC [43].

1.2.3 - Vieillissements des cellules

L'étude du vieillissement des cellules est très importante dans bon nombre d'applications, car cela détermine la durée de vie du système de stockage. Les causes de vieillissement peuvent être très nombreuses et avoir des incidences très variées sur le comportement des cellules. En effet, les mécanismes physico-chimiques de vieillissement peuvent être de natures très différentes selon les chimies de batteries. La compréhension de ces mécanismes, qui sont des processus très longs, est alors rendue très difficile devant l'abondance de variantes de chimies et pour lesquelles peu de recul existe (compte tenu de la jeunesse de certaines). Globalement, on peut distinguer les deux modes de vieillissement détaillés ci-dessous.

1.2.3.1 - Vieillessement calendaire

Ce premier type de vieillissement intervient lorsque la batterie est inutilisée. Inéluctablement, les cellules se dégradent. Cette dégradation occasionne une modification du comportement électrochimique, avec tout particulièrement une baisse de la capacité et/ou une augmentation de la résistance interne. La cellule est alors en mesure de stocker et restituer moins de charges électriques, et/ou est sujette à des chutes de tensions plus importantes (baisse du rendement énergétique) lors de son utilisation.

Les facteurs qui aggravent ce vieillissement sont liés à de fortes températures [44] et des états de charge élevés [45]. Pour ce dernier point, notre domaine d'utilisation mild hybrid limite fortement ce type de vieillissement en fixant un point de fonctionnement à 50 % de SoC (à ± 10 %). La température reste donc pour nous, le principal facteur de vieillissement calendaire, d'autant que lorsque le véhicule n'est pas utilisé les températures ne sont pas maîtrisées (été/hiver, jour/nuit, conditions climatiques...)

1.2.3.2 - Vieillessement en cyclage

Ce second type de vieillissement est directement lié aux sollicitations de la batterie. Plus elle est utilisée de manière intensive, plus les mécanismes physico-chimiques de vieillissement interviennent. D'autres facteurs aggravants interviennent, avec comme pour le vieillissement calendaire, une température élevée ou un état de charge proche de 0 % ou 100 %. Dans notre domaine mild hybrid, l'accélération du vieillissement due à l'état de charge intervient dans une moindre mesure. Par contre, en plus du caractère aléatoire de la température, un autre facteur d'imprécision apparaît avec le vieillissement causé par la nature des utilisations de la batterie.

Pour une chimie donnée, le vieillissement diffère selon la nature du courant (charge/décharge), sa durée d'application, sa valeur, la durée de repos entre deux sollicitations, l'état de charge, la température, ... La nature des sollicitations dépend donc énormément de l'application (EV, PHEV, HEV, application stationnaire, ...), c'est pourquoi il doit être étudié de manière spécifique au domaine visé. Différents cycles normalisés tentent de reproduire des conditions comparables à un mode d'utilisation, afin de simuler un vieillissement semblable et de pouvoir le quantifier (et identifier les phénomènes de vieillissement en jeu). Cependant, pour tout un domaine donné, il est extrêmement difficile d'avoir un aperçu des usages réels et de leurs conséquences sur le vieillissement.

En effet, un véhicule peut être utilisé de manière ponctuelle une heure par jour ou alors de manière intensive pendant de longues durées (ex. relève des conducteurs pour un véhicule de transport en commun). La nature des sollicitations peut également être très différente (montagne/campagne/urbain/autoroutier, conducteur pressé/détendu), d'autant plus que les instants où la batterie sera sollicitée en complément du moteur thermique dépend des stratégies établies par le constructeur automobile.

1.2.3.3 - Effets considérés pour le vieillissement

Dans le cadre de cette thèse, les motifs de vieillissement étant de natures très différentes et apparaissant de manières très aléatoires, nous n'utiliserons pas de lois de vieillissement qui sont établies dans des conditions optimales en laboratoire, pour des chimies de batteries ciblées. Le but n'est en effet pas d'estimer le vieillissement à partir du calendrier écoulé et des cycles subis, afin d'estimer les paramètres de la cellule impactés. L'objectif poursuivi est la détermination

directe des paramètres à partir de la réponse des cellules aux sollicitations lors de son utilisation. Les valeurs de ces paramètres sont comparés à leurs valeurs à l'état neuf (ou aux valeurs constructeur) afin de donner une indication sur l'état de vieillissement. Les principaux indicateurs suivis sont la perte de capacité (applications typées énergie) et/ou l'augmentation de la résistance interne (applications typées puissance). La fin de vie est alors couramment fixée lorsque la capacité atteint 80 % de sa valeur à l'état neuf et/ou lorsque sa valeur de résistance s'accroît de 200 %.

I.2.4 - Assemblage d'un pack batterie

Le terme de batterie désigne l'association de plusieurs cellules en série et/ou en parallèle. En effet, dans la plupart des domaines d'utilisation des batteries, une cellule seule ne peut pas fournir la puissance ou l'énergie nécessaire à l'application. C'est le regroupement de plusieurs cellules, qui va permettre d'augmenter le niveau de courant et/ou de tension pour atteindre les puissances souhaitées et/ou les énergies ciblées. Ces cellules peuvent alors prendre différentes formes selon le type d'application.

I.2.4.1 - Géométrie des cellules élémentaires

Les cellules sont constituées de deux électrodes isolées électriquement par un séparateur. Ce dernier est préalablement imprégné de l'électrolyte ou fait directement office de conducteur ionique. Les électrodes sont formées de collecteurs de courant qui servent de support aux matériaux actifs. Cet assemblage peut alors être enroulé autour d'un axe (cylindre) ou d'une surface (à plat), ou bien encore empilé sous forme d'un pliage en zigzag ou en superposant plusieurs couches.

La disposition finale des différents éléments est intégrée dans un boîtier afin de le protéger et de faciliter l'utilisation de la cellule ainsi formée, au sein d'un pack batterie. Ce boîtier peut se décliner sous la forme d'une enveloppe souple ("pouch") pour une cellule plus légère, ou bien d'un boîtier rigide pour la solidifier. La distribution des électrodes est effectuée indifféremment sur une même face de la cellule ou bien sur des faces différentes. Toutes ces variantes de dispositions et de formes varient selon le constructeur de cellules. On retrouve ainsi trois principaux groupes de boîtiers présentés sur la Figure I.9.



Figure I.9 – Exemples de cellules selon le type de boîtier ("pouch", prismatique et cylindrique)

Les principaux types de boîtiers permettent ainsi de constituer des cellules "pouch", cylindriques et prismatiques. Les cellules "pouch" et prismatiques permettent d'être disposées de manière plus compacte au sein d'un pack batterie. L'encombrement est ainsi moindre, mais le faible espacement entre cellules ne favorise pas les échanges thermiques convectifs. À contrario,

les cellules cylindriques impliquent la présence d'espaces entre les cellules, ce qui favorise la dissipation thermique par convection, mais conduit à des packs moins compacts.

1.2.4.2 - Association des cellules

Plusieurs termes permettent d'identifier le niveau de regroupement de cellules. La batterie (ou pack batterie) désigne la plupart du temps l'élément de stockage sous sa forme finale. Selon son niveau de puissance et/ou d'énergie, elle peut être constituée d'une cellule, quelques cellules, ou plusieurs modules [46], chaque module étant lui-même constitué de plusieurs cellules. Des modules possédant des propriétés similaires peuvent ensuite être associés entre eux de la même manière que le sont les cellules. Globalement, deux types d'associations permettent l'assemblage d'une batterie pour répondre aux exigences électriques souhaitées.

▪ Association en série

La première association consiste en la mise en série des cellules de manière à sommer leur tension. La chaîne de cellules ainsi formée est désignée par le terme de branche. Les cellules d'une même branche sont traversées par le même courant, elles voient donc transiter la même quantité de charges électriques (visible dans la Figure I.10). La capacité de la branche est ainsi celle de la plus faible des cellules. De plus, si déséquilibres il y a entre les états de charges initiaux des cellules, la capacité de la branche est limitée en charge par la cellule la plus chargée et en décharge par la cellule avec l'état de charge le plus bas.

Dans le cas de cellules identiques, le principe de mise en série correspond à la situation suivante (avec U_x en volt, I_x en ampère, C_x en ampère-heure, P_x en Watt et W_x en watt-heure) :

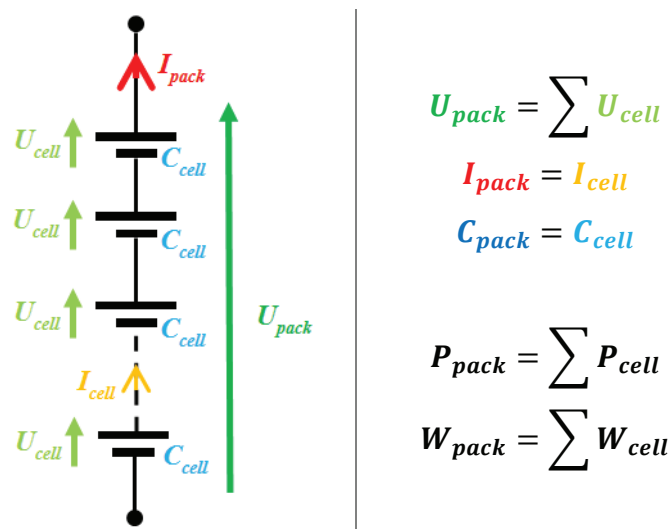


Figure I.10 – Principe de mise en série de cellules

▪ Association en parallèle

Dans cette seconde façon d'associer des cellules, la tension est commune à toutes les cellules (visible dans la Figure I.11), et les états de charges sont alors très proches (aux variations de paramètres internes près) car ceux-ci sont intimement liés à la tension. Pour ce qui est du courant, il est réparti entre les différentes cellules (équitablement dans le cas de cellules rigoureusement identiques). Les charges électriques sont ainsi réparties et la capacité totale du pack batterie correspond à la somme des capacités de chaque cellule.

Dans le cas de cellules ayant les mêmes propriétés, le principe de mise en parallèle correspond alors à la situation suivante (avec U_x en volt, I_x en ampère, C_x en ampère-heure, P_x en watt et W_x en watt-heure) :

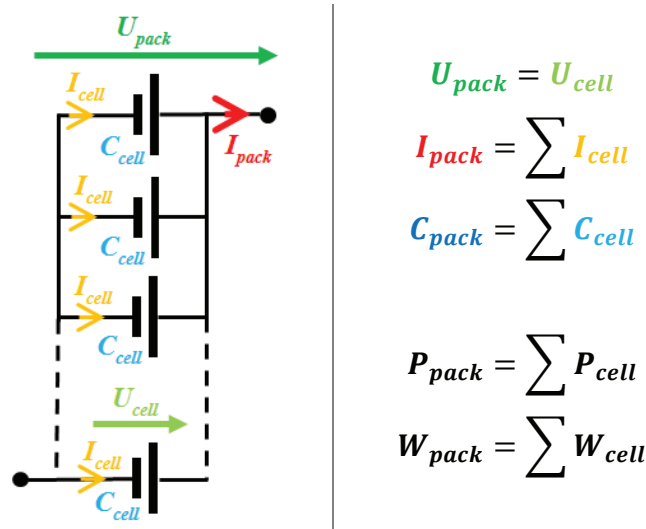


Figure I.11 – Principe de mise en parallèle de cellules

Le pack batterie est donc la résultante de la composition de ces deux types d'associations de cellules (et de modules le cas échéant). Il existe alors de nombreuses variantes possibles pour aboutir à un pack ayant la tension, le courant admissible et la capacité voulus (la puissance et l'énergie découlant de ces trois grandeurs).

I.2.4.3 - Pack batterie visé et cahier des charges

Les différents aspects touchant au type d'application visé (mild hybrid), au type de technologie de stockage utilisé (Li-ion) et à la constitution d'une batterie, ayant été abordés, nous présentons ci-dessous les exigences que devra remplir notre pack batterie ainsi que les contraintes qui y sont liées.

Le choix du moyen de stockage réversible s'est donc tourné vers l'utilisation de cellules Li-ion. Ces dernières seront utilisées à un niveau de charge proche de 50 % où leur tension de repos avoisine les 3,7 V (pour la chimie nickel-manganèse-cobalt). Ces cellules sont assemblées en pack afin d'obtenir une batterie ayant une tension finale de 48 V, soit 13 cellules Li-ion en série (pas de mise en parallèle pour nos cellules qui autorisent l'utilisation de courants suffisamment importants). Le choix de cette tension en particulier tient de la volonté d'augmenter au maximum la tension afin de diminuer le courant (à puissance égale) et donc les pertes.

Cette tension de 48 V est de plus en plus présente dans le milieu automobile car elle est considérée comme appartenant au domaine de la très basse tension par la régulation R100 de la CEE-ONU (Commission économique de Nations Unis pour l'Europe) [47]. En effet, cette dernière a fixé pour le domaine des tensions continues, un seuil à 60 V, un dépassement de ce seuil nécessitant la mise en place de moyens de sécurité propres aux plus fortes tensions. De plus, cette valeur présente l'avantage d'être un multiple des tensions usuelles de batteries, à savoir 12 V, elle-même multiple de bon nombre de technologies de cellules (plomb avec $\approx 2,1$ V, NiMH et NiCd avec $\approx 1,2$ V).

Dans le cadre de notre étude, la chimie des cellules Li-ion n'est pas figée, l'objectif étant de concevoir un BMS suffisamment "générique" afin de limiter le travail d'adaptation à l'utilisation

de cellules provenant de fournisseurs différents. Le type d'application est le mild hybrid. Le comportement des cellules peut donc varier, mais le type d'utilisation reste globalement connu.

Le mode d'utilisation mild hybrid se caractérisant par de brèves impulsions de courant de fortes valeurs, aussi bien en charge qu'en décharge, la plage d'état de charge cible est défini entre 40 % et 60 % afin de maximiser la disponibilité de la batterie (qui est donc toujours apte à recevoir ou fournir des impulsions). Au-delà de ce type de sollicitations, le pack sera également utilisé pour l'alimentation des auxiliaires (ex. radio, climatisation). Une consommation continue est donc à prendre en compte pour l'application visée.

Un équilibrage dissipatif devrait être utilisé afin de permettre un recalage des niveaux de charge de chaque cellule au repos (pas d'utilisation en ligne à prévoir). L'échauffement découlant de cet équilibrage ou de l'utilisation du pack, ne fera pas l'objet de cette thèse. En effet la gestion thermique (dimensionnée afin d'éviter des écarts dépassant 5 °C entre cellules) sera gérée par un système extérieur au BMS (ou intégré par la suite au BMS).

Les capteurs devront permettre la surveillance et la mesure des principales grandeurs électriques et thermiques de chaque cellule. Échantillonné toutes les 10 ms (soit une fréquence de 100 Hz), il sera donc effectué :

- une mesure de la tension de chaque cellule (mesure à ± 5 mV). La valeur ne devra pas dépasser certains seuils hauts et bas, selon la durée de dépassement, le type de technologie des cellules et la température.
- une mesure de courant de la branche regroupant toutes les cellules (mesure à ± 15 mA jusqu'à 1 A, et à $\pm 1,5$ % au-delà). La valeur ne devra pas dépasser certains seuils minimums et maximums, en fonction du SoH, de la température, de la durée d'impulsion et de la technologie de la cellule.
- une mesure de la température de chaque cellule. Là encore des seuils minimums et maximums sont à considérer pour autoriser ou non l'utilisation du pack batterie. Ces limitations dépendent essentiellement des informations données par le constructeur de cellule pour la technologie correspondante.

Le BMS doit également être en mesure de communiquer avec le système amont utilisant la batterie, en fournissant l'autorisation d'utilisation du pack, et les valeurs des états à calculer (SoC, SoH et SoF).

I.3 - Généralités sur les BMS

I.3.1 - Fonctionnalités assurées par le BMS

I.3.1.1 - Sécurisation des cellules

Pour garantir une bonne durée de vie du système, le BMS doit en premier lieu pouvoir surveiller les grandeurs qui sont préjudiciables aux cellules qui composent la batterie. Si les seuils de ces grandeurs sont atteints, le BMS doit pouvoir indiquer au système utilisant la batterie, que cette dernière ne doit plus être utilisée. Si cette dernière est toujours utilisée, le BMS doit pouvoir isoler électriquement la batterie pour stopper son fonctionnement.

Pour ce qui est des seuils, les événements à éviter sont les suivants :

- une forte température (≈ 60 °C pour les batteries Li-ion),

- un trop fort courant,
- une trop faible tension (2,5 V pour les batteries Li-ion),
- une trop forte tension de charge (par exemple 4,2 V pour la technologie nickel-manganèse-cobalt).

À noter que ces seuils (représentés sur la Figure I.12) sont variables selon la chimie et les conditions d'utilisation de la cellule. Ainsi il est par exemple autorisé un seuil de tension bas plus faible (par exemple 2 V) lors de la présence de températures basses, ou bien encore un courant plus important est autorisé sur de courts instants (fonctionnement impulsionnel).

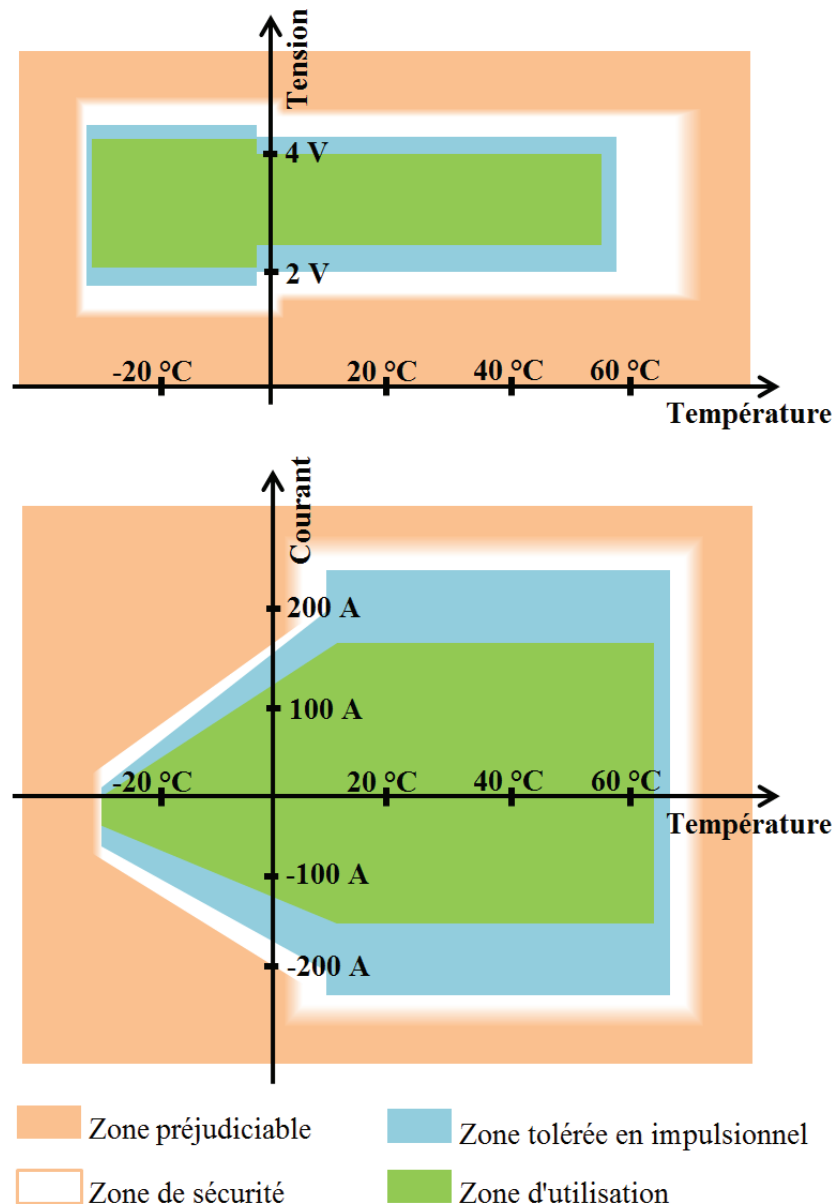


Figure I.12 – Illustration, à titre indicatif, des seuils à considérer par le BMS d'après indications du fournisseur de cellules Li-ion (nickel-manganèse-cobalt)

D'autres contraintes liées au type d'utilisation choisie peuvent intervenir, comme par exemple les seuils d'état de charge. Dans notre cas, afin d'augmenter la durée de vie et la disponibilité de la batterie, nous avons limité l'utilisation à une plage de SoC définie entre 40 % et 60 %. Des seuils d'état de santé sont également définis, seuils au-delà desquels la batterie est considérée

inutilisable de manière définitive. Ces états ne sont pas directement mesurables, il convient donc de pouvoir les déterminer au sein du BMS.

1.3.1.2 - Les états des cellules

La gestion des cellules, et donc de la batterie, nécessite de connaître l'état de charge (SoC) actuel des cellules, leur état de santé (SoH) ainsi que leur disponibilité (SoF) pour le type d'application auxquelles elles sont destinées.

- *L'état de charge : State of Charge (SoC)*

Il s'agit du rapport (souvent exprimé en pourcent) entre la charge stockée (en Ah) à un instant "t" et la charge totale stockable (capacité en Ah) à un instant de référence. Selon les sources, cette référence peut correspondre à la capacité de la batterie donnée par le fournisseur, celle mesurée lors d'une première utilisation, ou bien à la capacité actuelle.

À noter que certaines sources parlent de profondeur de décharge (abrégié DoD pour Depth of Discharge), qui est le complément du SoC. Par exemple, pour une batterie déchargée jusqu'à un SoC de 17 %, on parle de DoD de 83 %. Le SoC représente donc la quantité de charge qui est potentiellement déchargeable alors que le DoD indique celle qu'il est possible de charger dans la cellule. On peut également noter qu'au lieu (ou en complément) du SoC, d'autres sources introduisent la notion de SoE (State of Energy) [48]. Ce n'est alors plus un rapport de quantité de charge, mais un rapport d'énergie (prise en compte de la tension) qui est étudié. De façon analogue au SoC, il définit donc la quantité d'énergie stockée dans une cellule par rapport à la quantité totale stockable. Nous ne ferons plus mention des termes SoE et DoD dans la suite de ce mémoire de thèse, et préférons utiliser le terme SoC.

L'établissement de ce paramètre (souhaité à ≈ 3 % près) constitue le principal objectif du BMS. Le moyen le plus efficace de remonter à ce paramètre est de se baser sur l'étude de la tension en circuit ouvert (abrégié OCV pour Open Circuit Voltage). Or, pour un même état de charge, cette tension varie selon la durée de relaxation, la température, l'état de santé (SoH), et le type d'utilisation précédent l'instant de mesure. Ce comportement étant trop complexe à modéliser (et variable selon la technologie de la cellule), des tables de correspondances (ou des lois simplifiées) sont établies expérimentalement afin de donner la correspondance entre OCV et SoC dans différentes situations (température, vieillissement, ...), et pourront être extrapolées afin de se rapprocher du SoC réel (ex. Figure I.13).

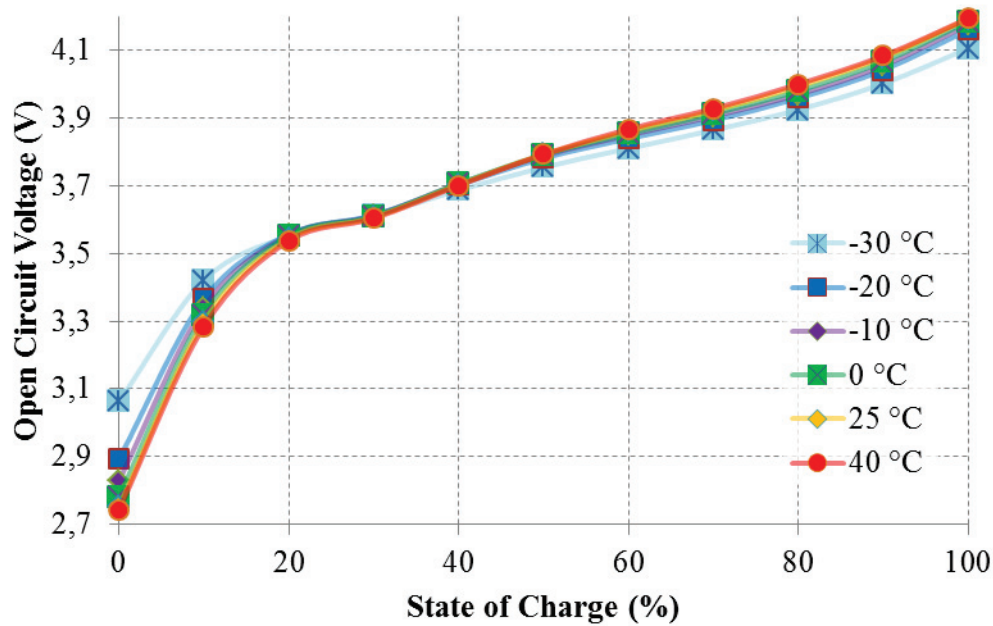


Figure I.13 – Exemple de correspondance entre tension de repos et état de charge pour une cellule Li-ion nickel-manganèse-cobalt neuve (tracé moyen entre cycle de charge et décharge)

Lors de l'établissement de ces correspondances se pose la problématique de la référence choisie pour la capacité des cellules ($C_{constructeur}$, C_{neuve} ou $C_{actuelle}$). Le choix le plus intéressant est d'accéder à la capacité réelle à l'instant de détermination du SoC soit d'utiliser $C_{actuelle}$. Cette capacité évoluant avec le vieillissement, elle sera donc à actualiser au sein de la fonction chargée du calcul du SoH.

Pour le calcul du SoC, une première approche est de déterminer le SoC par une mesure directe de l'OCV lorsque la cellule est au repos depuis un certain temps (à fixer), puis d'intégrer le courant au cours du temps d'utilisation afin de suivre l'état de charge. Cette méthode atteint très vite ses limites lorsque la tension évolue très faiblement entre plusieurs valeurs de SoC très différentes (ex. de la technologie LFP entre les états de charge de 40 à 60 %), ou que l'utilisation de la batterie se prolonge de manière à ce que l'intégration du bruit de mesure sur le courant devienne trop importante.

C'est pourquoi en seconde approche (aspect générique de la thèse touchant plusieurs technologies de cellules, dont le LFP), un observateur est développé. De nombreux types d'observateurs existent (parmi lesquels le plus représenté est le filtre de Kalman [49][50]), utilisant en majorité des modèles électriques plus ou moins élaborés ($OCV + R_0 + R_1//C_1 + \dots + R_n//C_n$). Une fois le type d'observateur défini, un compromis doit être fait entre complexité de calcul et précision, ce qui va par exemple influencer le nombre n de circuits R//C d'un modèle électrique (avec n pouvant aller de 0 à 15, voire plus).

▪ L'état de santé : State of Health (SoH)

C'est un paramètre qui prend en considération le vieillissement de la cellule. Selon le type d'application pour lequel est destiné le pack batterie (énergie ou puissance), différents effets du vieillissement sont surveillés au travers de ce paramètre [51]. Les principaux effets du vieillissement étant l'augmentation de la résistance interne et la perte de capacité, on distingue deux principaux cas.

- Application typée énergie (cas des véhicules électriques par exemple), où les cellules de la batterie doivent pouvoir fournir le maximum d'autonomie et donc avoir la meilleure capacité possible. C'est alors la perte de capacité lors du vieillissement que doit quantifier le SoH [52][53]. Il nécessite donc de pouvoir déterminer l'évolution de la capacité de la cellule ($C_{actuelle}$). Dans notre type d'application mild hybrid, ce paramètre reste important dans la mesure où la batterie est utilisée à 50 % de SoC, et que cet état de charge dépend de la capacité totale. La perte de capacité reste cependant beaucoup plus difficile à déterminer que dans une application typée énergie, car la cellule n'est jamais chargée/déchargée en totalité comme cela peut être le cas pour d'autres types d'applications [54]. De plus, sans atteindre une totale charge ou décharge, il n'y a pas non plus de longues utilisations à courant constant où la variation plus importante de la tension indiquerait le rapprochement d'un faible ou d'un fort niveau de SoC.
- Application typée puissance (cas de cette thèse), où les cellules doivent pouvoir faire face à de fortes puissances (en charge et décharge) et donc avoir une résistance interne faible. C'est donc l'augmentation de cette valeur de résistance qui est évalué pour le SoH. Le SoH est alors le rapport entre la résistance interne à un instant t et la résistance interne lorsque le composant est sain. Au-delà d'une certaine augmentation de sa valeur (couramment un doublement par rapport à l'état neuf), le pack est considéré défaillant.

Une première méthode consiste à surveiller l'utilisation de la cellule jusqu'à l'obtention d'un $\Delta V / \Delta I$ mesuré dans des conditions adéquates (une température, un courant, ...). L'abondance d'impulsions (en mild hybrid) favorise la probabilité de rencontrer des niveaux de courants, des états de charges à des températures données, afin d'obtenir une valeur de résistance (considérée comme instantanée à notre niveau d'échantillonnage). Cette valeur évoluant très lentement, une moyenne peut être effectuée afin de limiter l'impact du bruit de mesure sur la tension et le courant (lors du calcul du rapport $\Delta V / \Delta I$).

Une seconde méthode consiste à inclure ce paramètre (la résistance) dans l'observateur utilisé pour la détermination du SoC. C'est alors l'observateur qui indirectement se charge d'éliminer le bruit au fil de la surveillance des impulsions sur la cellule. La complexification du modèle est alors à considérer lors de la construction de l'observateur.

▪ *L'état de fonction : State of Function (SoF)*

Il s'agit d'un paramètre assez récent et très peu décrit dans la littérature. Cependant ce paramètre commence de plus en plus à être utilisé par les constructeurs, car il répond à un besoin réel, qui est de savoir si dans les conditions de SoH, de SoC et de température, à un instant t , la batterie est capable de réaliser une fonction donnée. Cette fonction peut notamment se matérialiser par l'identification d'une valeur de puissance atteignable (en charge et décharge [55]) pour un horizon de temps souhaité. Ainsi, compte tenu des conditions de température, des états de charge et de santé, le BMS définit les valeurs de puissances que le pack est capable de recevoir ou de fournir durant un temps défini.

1.3.1.3 - Systèmes supplémentaires associés au BMS

De par la structure d'une batterie, des déséquilibres se produisent naturellement entre les cellules. Ces déséquilibres sont déjà présents lors de la fabrication des cellules et de la

constitution du pack batterie, et s'accroissent lors de l'utilisation. Les causes possibles sont les suivantes :

- La fabrication : un certain niveau de tolérance est utilisé lors de la fabrication des cellules. Les cellules ne sont donc pas identiques dès leur fabrication (capacité, impédance interne, niveau de charge initiale). Une tolérance de fabrication plus stricte ainsi qu'une sélection des cellules ayant le moins de différence permet de limiter le phénomène, mais est lourde et coûteuse à mettre en place.
- La température : une fois la batterie assemblée, les cellules ne sont pas soumises aux mêmes températures, ce qui accentue le phénomène de dispersion des caractéristiques (l'augmentation de la température accélère le vieillissement). Ces "déséquilibres" thermiques sont dus à l'emplacement des cellules, ainsi qu'à leur auto-échauffement qui diffère selon les cellules (à cause de leur impédance interne).
- Le vieillissement propre à chaque cellule : les cellules ne vieillissent pas de la même manière. Dans un même pack, les cellules n'ont jamais les mêmes conditions d'utilisation, puisqu'elles sont placées à des endroits différents du pack (températures différentes) et possèdent des paramètres différents (contraintes en température, tension pour les mises en série, courants pour les mises en parallèle).
- Les états de charges peuvent ne pas être identiques lors de l'assemblage, mais également lors de l'utilisation où les paramètres internes (rendement faradiques, autodécharge,...) de chaque cellule vont entraîner un déséquilibre accentué au cours du temps.

La limitation (ou la défaillance) d'une seule cellule limite l'utilisation du pack batterie dans son ensemble. Cette cellule est alors difficilement remplaçable, car elle fait intervenir un nouveau déséquilibre entre la cellule neuve et les autres cellules. De plus, un changement de cellule est une opération complexe à mettre en œuvre (dû à la conception du pack) et à réaliser. Certains fabricants prévoient le remplacement d'un module si une cellule de ce module impacte de façon trop néfaste l'utilisation du pack dans son ensemble.

À des fins de sécurité, d'augmentation de la durée de vie et de disponibilité du pack, deux principaux systèmes peuvent être associés aux BMS des batteries de fortes puissances, à savoir un système d'équilibrage et une régulation thermique. Ces deux systèmes ne font pas l'objet de cette thèse et sont souvent optionnels sur de petits systèmes utilisant peu de cellules.

▪ *Gestion thermique*

La gestion thermique des cellules est une fonction importante des packs batterie qui possèdent un grand nombre de cellules [56][57]. Cette gestion est d'autant plus importante en présence de cellules à base de lithium. En effet, une température importante ($\approx 60\text{ °C}$ ou au-delà) engendre un fort vieillissement ou l'apparition de phénomènes exothermiques (au-delà de $\approx 100\text{ °C}$) pouvant être dangereux.

Outre la nécessité de refroidir le pack batterie pour augmenter la durée de vie et limiter les risques, il faut également pouvoir augmenter la température du pack lors de températures trop basses. À basse température ($\approx 0\text{ °C}$ ou températures inférieures) les cellules peuvent avoir des performances grandement diminuées, ce qui limite fortement leur usage. Pour des raisons de disponibilité du pack, il est donc dans l'intérêt du système de gestion de réguler les températures des cellules à des valeurs supérieures à $\approx 10\text{ °C}$.

Un dernier aspect est l'homogénéisation des paramètres de chaque cellule. Cette homogénéisation passe par un équilibrage des grandeurs électriques (cf. partie suivante), mais aussi par celui des grandeurs thermiques. En effet, durant l'utilisation, les cellules ne subissent pas les mêmes échauffements alors que leurs paramètres internes sont fortement liés à la température. En utilisation, chaque cellule ne subit ainsi pas les mêmes contraintes et des déséquilibres d'états de charge et de vieillissement apparaissent. Ces derniers ont tendance à s'amplifier, du fait qu'une cellule ayant des performances amoindries par le vieillissement a plus tendance à s'auto-échauffer, aggravant d'autant son vieillissement...

▪ Équilibrage des cellules

Par équilibrage, il est souvent fait référence au nivellement des tensions de repos de toutes les cellules. Cette tension est liée à l'état de charge, son équilibrage constitue alors un moyen rapide d'uniformiser le SoC afin de placer toutes les cellules dans des conditions similaires où leurs paramètres de fonctionnement sont proches. Cependant, les capacités des cellules n'étant pas nécessairement identiques (effet des dispersions des caractéristiques, de la température et du vieillissement), un même état de charge ne correspond alors pas à une même quantité de charges électriques stockée. Une autre stratégie d'équilibrage peut ainsi consister à uniformiser les charges électriques stockées au sein des différentes cellules.

Les systèmes qui permettent d'équilibrer les cellules peuvent être classés suivant différentes structures [58]. Parmi ces structures on retrouve les méthodes dites "dissipatives" où l'énergie superflue est dissipée, et les méthodes dites "non dissipatives" où l'énergie est transférée entre les cellules. La Figure I.14 reprend schématiquement le cas de trois cellules présentant des capacités différentes (symbolisées par une taille de cellule différente) ainsi que des SoC (et donc des quantités de charges électriques) initiaux différents.

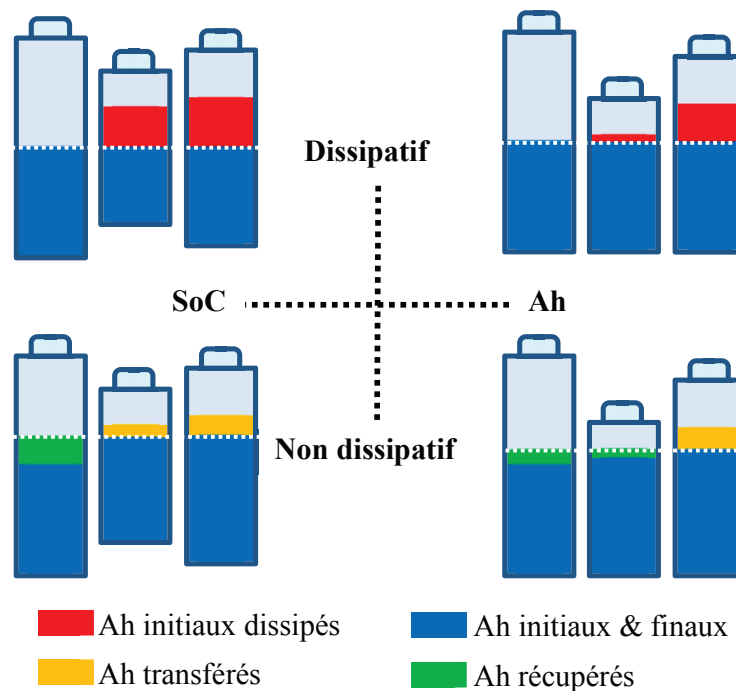


Figure I.14 – Illustration des différences entre équilibrage en tension (\approx SoC) vs en charges électriques (Ah) dans le cas "dissipatif" vs "non dissipatif"

Sur la Figure I.14, deux objectifs sont alors considérés avec le cas d'un équilibrage des SoC, et celui des charges électriques (nommé "Ah"). Ces objectifs sont confiés à un système d'équilibrage dissipatif ainsi qu'à un système d'équilibrage non dissipatif. La charge électrique stockée dans la cellule après équilibrage est représentée sous le trait pointillé blanc.

Dans le cas d'un équilibrage dissipatif, les cellules ayant un niveau de charge plus élevé sont déchargées de leur excédent de charge. Cette décharge est alors permise par l'utilisation d'une résistance en parallèle de chaque cellule. Cette méthode d'équilibrage pouvant être réalisée en utilisation (courant non nul), la détermination de l'OCV (ou du SoC) est alors nécessaire car inaccessible par la mesure. Avec cette méthode, l'excédent d'énergie est alors systématiquement dissipé, diminuant d'autant le rendement (énergétique mais aussi faradique) du pack batterie.

Pour ce qui est des méthodes d'équilibrage non dissipatives, des condensateurs ou inductances associés et des interrupteurs électroniques [59] ou des convertisseurs statiques [60] sont utilisés pour transférer les excédents de charges dans les cellules en déficit. L'énergie n'est alors plus dissipée et participe à l'amélioration du rendement énergétique du pack batterie. Cependant, dans les faits comme les composants ne sont pas parfaits, une partie de l'énergie qui transite entre les cellules est dissipée.

1.3.1.4 - Bilan des fonctionnalités du BMS

Un BMS est donc destiné, pour les systèmes les plus basiques, à la sécurisation de la batterie par la surveillance des grandeurs électriques et thermiques. Ces données surveillées sont traitées de manières binaires (autorisation ou non des charges/décharges en fonction des mesures). Des BMS plus avancés reprennent ces fonctionnalités et se servent des mesures afin de déterminer certains états. Ces états sont alors utiles au système qui utilise la batterie, pour la gestion des stratégies de répartition des énergies électriques et thermiques pour le véhicule. Ils sont également utiles aux systèmes d'équilibrage et de gestion thermique pour la gestion optimale de l'énergie et l'amélioration de la disponibilité du pack batterie. Ces derniers ne font cependant pas partie de notre étude.

1.3.2 - Modélisations des cellules

De par la nature complexe des réactions chimiques internes, une cellule est un élément difficile à modéliser. Un modèle simplifié est donc utilisé. Ce modèle doit pouvoir retranscrire les principaux phénomènes qui se produisent au sein de la cellule, dans des conditions d'utilisation données. Pour se faire deux domaines d'étude sont utilisés, à savoir les domaines temporel et fréquentiel. Les comportements de la cellule sont alors retranscrits au travers de modèles électrochimiques, électriques ou mathématiques/logiques.

1.3.2.1 - Les différents types de modèles

Les modèles électrochimiques retranscrivent les réactions physico-chimiques relatives à la constitution des cellules. Ils permettent ainsi une retranscription très fidèle du comportement d'une cellule, mais au prix d'une forte complexité du modèle [61]. De plus, les expressions du modèle nécessitent un grand nombre de paramètres relatifs à la constitution de la cellule (concentration, nature des espèces chimiques, ...) qui sont méconnus lors de l'achat au fournisseur de cellules (confidentialité, dispersion des paramètres) ou bien difficilement mesurables. En effet, une identification de ces paramètres nécessite des tests très poussés.

Les modèles électriques tentent de recréer à l'aide de composants électriques élémentaires, le comportement d'une cellule. Certains phénomènes prépondérants (résistivité, transfert de charge, diffusion, ...) et communs à toutes les chimies de batteries sont représentés par une association de composants électriques plus ou moins complexe. Les paramètres sont identifiés par des procédures de caractérisations en fonction de la complexité du modèle adopté. Ce type de modèle est très utilisé au sein des BMS où il permet une puissance de calcul mesurée pour des résultats très satisfaisants.

Les modèles mathématiques/logiques tâchent de reconstituer le comportement d'une cellule sans considérer la nature des mécanismes physico-chimiques. Ils sont souvent basés sur des phases d'apprentissages, et on peut notamment citer quelques méthodes telles que les réseaux de neurones artificiels (ANN pour Artificial Neural Network) ou bien encore les techniques à base de logique floue (Fuzzy logic).

1.3.2.2 - Les composants électriques

Pour la détermination des états, les principales méthodes utilisées par les BMS (dont le nôtre) se basent sur des modèles électriques faisant intervenir un nombre réduit de types de composants considérés parfaits (cf. Table I.1).

On peut noter que le composant CPE (Constant Phase Element) est une formulation plus générale d'une capacité ou de l'impédance de Warburg. En effet, le paramètre α qui le caractérise doit être défini entre 0 et 1. Les extremums peuvent être associés à une résistance dans le cas $\alpha = 0$ (indépendamment de la fréquence, Q est alors assimilable à une valeur de conductance), et à une capacité dans le cas $\alpha = 1$. Entre ces deux extremums, le choix d'un $\alpha = 0,5$ correspond alors au cas d'une impédance de Warburg.

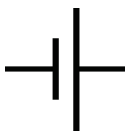
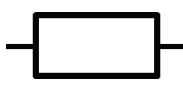
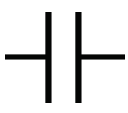

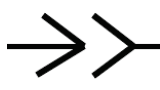

Source de tension	Résistance	Capacité	Impédance de Warburg	Constant Phase Element	Inductance
					
OCV (en V)	R (en Ω)	$\frac{1}{j \cdot C \cdot \omega}$ (en Ω)	$\frac{1}{Q \cdot \sqrt{j \cdot \omega}}$ (en Ω)	$\frac{1}{Q \cdot (j \cdot \omega)^\alpha}$ (en Ω)	$j \cdot L \cdot \omega$ (en Ω)

Table I.1 – Schémas et grandeurs caractéristiques des composants usuels des modèles électriques de cellules

Finalement, seuls ou associés, tous ces composants permettent alors la représentation de certains phénomènes qui ont été identifiés au sein des cellules. Selon l'application visée et le degré de complexité souhaité on retrouve principalement :

- Une source de tension (ou un condensateur de grande capacité) qui traduit la tension entre électrodes au repos (OCV). Cette source de tension continue est en réalité fonction de l'état de charge, du vieillissement et de la température.
- Une résistance série de connectique et d'électrolyte. Elle représente les chutes de tension directement liées à la valeur du courant. Cette valeur peut être différente selon la température et le vieillissement.

- Un premier circuit R//C servant à représenter les phénomènes de transferts de charges (effet résistif $\rightarrow R$) et de capacité de double couche (effet capacitif $\rightarrow C$), qui interviennent à des constantes de temps de l'ordre de quelques dizaines de millisecondes. Les effets de la capacité de double couche peuvent également être modélisés plus finement par un composant CPE.
- Pour modéliser les phénomènes basses fréquences comme les effets de la diffusion intervenants à des constantes de temps très élevées, plusieurs circuits R//C peuvent être chaînés ou bien des composants de types CPE ou/et impédance de Warburg peuvent être utilisés. Le comportement fréquentiel de la cellule est alors associé aux différents composants. Cependant, dans le domaine temporel qui est le nôtre (cas d'un BMS qui évolue en temps réel), la modélisation très basse fréquence de ces composants demande une puissance de calcul considérable (surtout dans le cas de CPE) inutile pour une application typée puissance.
- Une inductance, aux fréquences très élevées, peut représenter les effets de la géométrie et du raccordement de la cellule. De manière expérimental, il est possible d'étudier ces phénomènes, cependant en application réelle ce comportement n'est pas perceptible, car se situe au-delà des fréquences d'acquisition du BMS (souvent en dessous de 1 kHz).

L'assemblage de ces composants peut ainsi théoriquement représenter l'intégralité des comportements imaginables. Les limites sont alors la puissance de calcul face à la complexité des associations et le nombre des composants utilisés. Dans la grande majorité des cas, on se limite donc souvent à quelques associations séries des composants (et circuits R//C) cités précédemment.

I.3.2.3 - Les modèles électriques courants

▪ Modèle simple ($E + R$)

Ce modèle (Figure I.15) utilisé brut ne permet pas une bonne modélisation d'une cellule. Beaucoup de phénomènes sont ainsi occultés par la simplicité du modèle. Malgré tout, ce modèle est très utilisé pour un dimensionnement rapide ou pour donner un premier aperçu lors de simulations. Il prend en compte seulement la tension au repos et la chute de tension ohmique de la cellule.

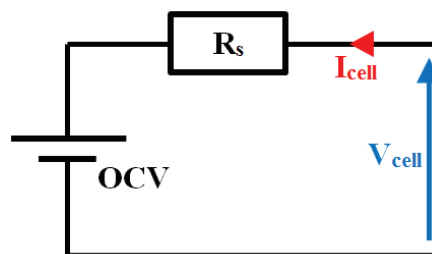


Figure I.15 – Simple modèle électrique $E + R$

Cependant, dans ce modèle, la source de tension et la résistance peuvent voir leur valeur modifiée selon d'autres paramètres tels que le niveau de charge, le niveau de courant (ou son sens), la température, la durée de vie, ... Le modèle reste alors toujours assez simple à mettre en œuvre, et permet d'atteindre une précision suffisante pour de nombreuses applications.

▪ *Modèle avec un étage R//C*

Parmi les modèles électriques les plus utilisés, celui-ci (Figure I.16) permet d'offrir un bon compromis entre précision de modélisation et puissance de calcul [62][63][64][65]. Il est particulièrement adapté aux applications typées puissances faisant intervenir peu de charges/décharges à courant constant. Pour une application mild hybrid, où les dynamiques sont souvent très rapides et où les décharges (ou charges) continues très longues sont quasiment inexistantes, la partie diffusive qui intervient aux très basses fréquences a très peu d'influence et n'a donc pas vocation à être modélisée.

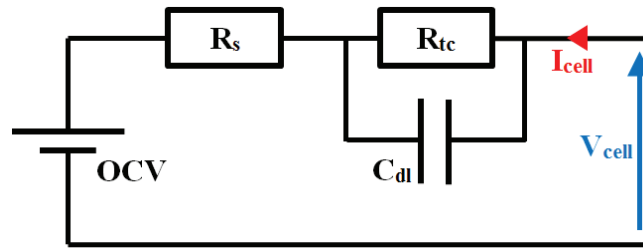


Figure I.16 – *Modèle électrique E + R + R//C*

Des variantes existent, comme le modèle linéaire de batterie illustré dans la Figure I.17, qui est utilisé au sein du consortium américain FreedomCar [66]. On retrouve alors les mêmes éléments que pour le modèle avec un étage R//C, à la différence près que l'intégration du courant influe sur la tension de repos au travers de la capacité 1/OCV'. Ce modèle peut être lui-même adapté en fonction du degré de précision souhaité [67].

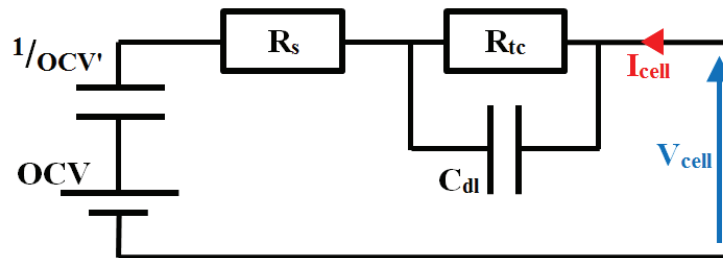


Figure I.17 – *Modèle électrique extrait de FreedomCar*

▪ *Modèle avec deux étages R//C*

Ce modèle (Figure I.18) reprend exactement les traits du modèle présenté précédemment (E + R + R//C), avec cette fois l'ajout d'un circuit R//C supplémentaire qui représente les phénomènes basses fréquences [68][69]. Il offre alors l'avantage de toujours utiliser des composants simples, tout en permettant un niveau de précision accru pour des applications typées énergie, qui de fait, comportent plus de composantes basses fréquences.

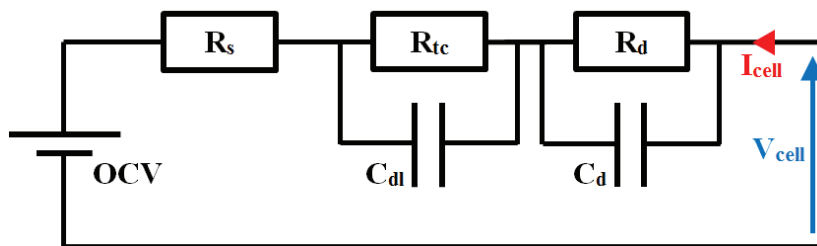


Figure I.18 – *Modèle électrique E + R + R//C + R//C*

Le second circuit R//C permet la prise en compte d'une partie du comportement diffusif de la cellule. Ce phénomène apparait souvent à partir de fréquences proches de l'hertz (constante de temps correspondant à la seconde) et s'accroît lors du maintien d'une consigne continue (correspondant à des fréquences de plus en plus basses). Il est alors de moins en moins bien modélisé par ce second circuit R//C.

- *Modèles avec phénomènes très basses fréquences*

Afin de modéliser une cellule sur une très large plage de fréquences, une multitude de circuits sont développés [70][71]. Ces derniers, bien que présents lors des études en laboratoire, sont difficilement implantables sur des BMS dont la puissance de calcul est limitée. De plus, le comportement des CPE dans le domaine temporel est complexe ce qui rend difficile son intégration au sein d'un BMS.

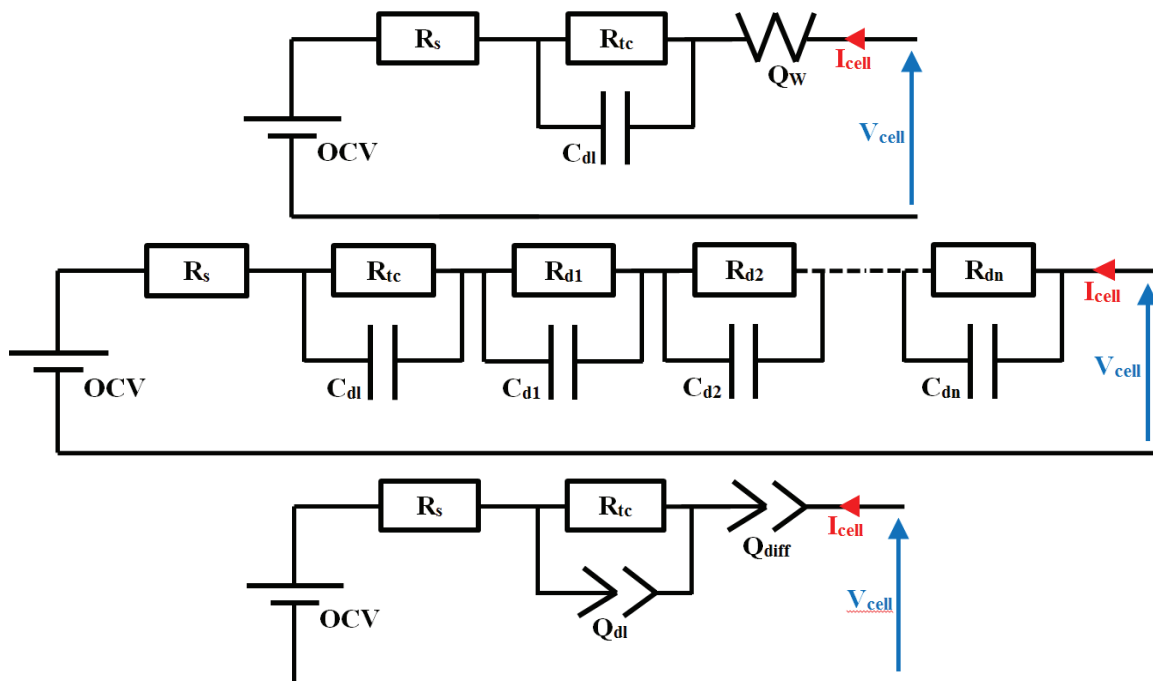


Figure I.19 – Exemples de modèles électriques tenant compte des effets de diffusion

L'ensemble des modèles décrits sur la Figure I.19 sont utilisés pour simuler le comportement des cellules. Les paramètres sont alors identifiés expérimentalement par des méthodes dites de "laboratoire" (cf. "I.3.3.3 - Méthodes "de laboratoire""). Le modèle paramétré est alors utilisé au sein de méthodes adaptatives (cf. "I.3.3.2 - Méthodes adaptatives") chargées de retrouver les états de chaque cellule (ex. observateurs). Si certains paramètres sont voués à évoluer et que le modèle devient non-linéaire, des techniques permettent de remonter aux paramètres lorsque la batterie est en utilisation (ex. régression polynomiale, filtre de Kalman étendu [72]). Globalement, l'objectif est de modifier la valeur des états du modèle (et/ou ses paramètres) afin que les grandeurs électriques (tension et courant) du modèle tendent vers celles mesurées sur cellule.

I.3.3 - Gestion des états d'une cellule

Comme nous avons pu le voir, la détermination des états constitue l'un des principaux enjeux des BMS. Ces états ne sont pas directement mesurables, et leur détermination implique la prise en considération de nombreux phénomènes interconnectés. Plusieurs méthodes existent, plus ou moins propices au contexte d'utilisation des batteries, et sont explicitées dans les grandes lignes

au sein de cette section. On peut distinguer les méthodes empiriques qui permettent une détermination simple mais peu robuste des états. Elle est présente dans les systèmes commercialisés utilisant peu de cellules et dont le mode de fonctionnement se limite à des charges et décharges profondes. On distingue également les méthodes plus poussées qui doivent permettre une détermination plus avancée des paramètres, le tout en temps réel. Enfin, on peut remarquer la présence de méthodes lourdes utilisées en laboratoire, qui permettent l'étude des phénomènes internes aux cellules. Ces dernières méthodes nécessitent souvent que la cellule soit au repos, puis appliquent différents types de signaux afin d'isoler les différents comportements. Elles sont donc principalement utilisées afin de caractériser les cellules avant la réalisation d'un BMS, et ne constituent donc pas des méthodes de détermination "en ligne".

1.3.3.1 - Méthodes empiriques

▪ *Détermination du SoC par mesure OCV*

La mesure OCV (Open Circuit Voltage) est la méthode la plus basique pour identifier le niveau de SoC. Elle consiste en une mesure de tension lorsque les cellules sont au repos et stabilisées. Cette tension est rapprochée d'une table donnant directement le SoC en fonction de la tension OCV (cf. Figure I.13) qui dépend de la chimie utilisée.

Cette méthode nécessite donc d'avoir au préalable édité une table de correspondance prenant en compte les effets de la température et du vieillissement. De plus, cette méthode a pour principal inconvénient de recourir à une mesure lorsque la cellule n'est pas sollicitée (au repos) depuis un certain temps (après relaxation d'une durée fixée). La détermination du SoC "en ligne" n'est ainsi pas permise lors des phases d'utilisation de la batterie, où la tension de la cellule au repos (OCV) n'est pas accessible car indissociable des chutes de tensions dues à l'impédance interne. Pour pallier ce problème, un modèle électrique simple est utilisé pour estimer la tension OCV correspondante à une tension mesurée lorsque la batterie est en fonctionnement (courant non nul). Pour la technologie Li-ion, la difficulté de détermination du SoC à partir de tels tracés est accentuée par le fait que certaines chimies possèdent une courbe OCV en fonction du SoC très "plate" pour des niveaux de charges médians.

▪ *Suivi du SoC (et du SoH) par méthode coulombmétrique*

La méthode coulombmétrique est la méthode qui vient le plus facilement à l'esprit lorsque l'on souhaite suivre l'évolution de l'état de charge en cours d'utilisation. Elle consiste en l'intégration du courant mesuré durant les phases de fonctionnement de la cellule (charge et décharge). La capacité d'une batterie s'exprimant en Ah, cette méthode revient à comptabiliser, au cours du temps, la quantité d'électrons (ou d'ions) transitant entre les électrodes de la cellule. Cette quantité de charges électriques présente dans la cellule peut alors directement être mise en rapport avec la capacité totale de référence (Q_{ref} exprimée en Ah) pour obtenir le SoC (en %) :

$$SoC(t) = \frac{Q_{initial} + \eta_f \cdot \int I(t) \cdot dt}{Q_{ref}} \quad \text{avec} \begin{cases} \eta_f = \eta_{faradique} & \text{si } I(t) > 0 \\ \eta_f = 1 & \text{si } I(t) < 0 \end{cases} \quad \text{Éq. I-2}$$

Cette méthode a pour principaux inconvénients de nécessiter la connaissance de la valeur de capacité et de l'état de charge initial (faussé par l'auto-décharge par exemple), ainsi que d'intégrer les erreurs de mesures du courant au cours du temps. La valeur de capacité peut être mesurée

dans le cas de décharges complètes à température donnée. Cela nécessite donc un type d'utilisation orienté énergie où des charges/décharges complètes sont effectuées. Les déterminations successives de capacité peuvent permettre de suivre l'évolution du SoH basé sur la baisse de capacité. Les charges/décharges complètes permettent également de partir d'un état de charge connu (100 % ou 0 %).

Avec cette méthode il est donc possible de suivre, en utilisation, l'évolution de l'état de charge d'une cellule, contrairement à la méthode de mesure OCV. Cependant cette dernière est utile lors des phases de repos, afin de recalibrer l'état de charge dans le cas où la méthode coulombmétrique divergerait en raison de l'intégration des erreurs de mesure. En absence de charge/décharge complète, la méthode OCV permet également la détermination du SoC initial avant intégration. La méthode coulombmétrique est donc principalement utilisée pour le suivi du SoC, et dans le cas d'applications typées énergie, pour la détermination du SoH.

- *Estimation du SoH par historisation*

Cette méthode est basée sur l'historique de la batterie, à partir duquel on essaye d'estimer un état de vieillissement (SoH). Certains systèmes comptabilisent le nombre de cycles effectués, la durée calendaire écoulée, les durées durant lesquels la batterie a été soumise à des températures extrêmes, des trop forts courants ou des tensions en dehors des seuils admis.

Cette méthode nécessite de surveiller en permanence la cellule lors de son utilisation, mais également lors des phases de repos. Cette surveillance est historisée et doit donc être sauvegardée par le BMS (stockage de l'historique). Cette historisation est mise en relation avec des lois de vieillissement afin d'estimer l'état de dégradation des cellules. Elle nécessite donc la maîtrise de ces lois de vieillissement, et se base donc sur la surveillance des causes du vieillissement, plutôt que sur l'observation des conséquences du vieillissement (augmentation des chutes de tension, perte de capacité, ...).

1.3.3.2 - Méthodes adaptatives

- *Détermination du SoC et SoH avec observateur*

La méthode coulombmétrique ne permettant que le suivi du SoC une fois l'état de charge initial connu, globalement la seule méthode de détermination du SoC (mis à part une mesure de concentration des espèces chimiques à l'intérieur de la cellule) est la mesure de la tension en circuit ouvert (OCV). Cette tension n'étant accessible qu'au repos, les observateurs peuvent permettre de remonter à cette valeur à partir de la réponse en tension de la cellule aux sollicitations en courant. Le comportement de la cellule est alors analysé et rapproché de modèles connus plus ou moins complexes selon le contexte. De nombreux types d'observateurs existent, avec également de nombreuses variantes.

Ces méthodes sont globalement basées sur un modèle électrique des cellules, dont les paramètres (ou une partie d'entre eux) sont déterminés et corrigés selon les mesures effectuées lors de l'utilisation de la batterie (utilisation normale ou forcée avec un signal quand la cellule est dans une période de repos). Une mesure de la grandeur d'entrée (u) est injectée dans le modèle du système à observer (cf. Figure I.20). En fonction de cette mesure et des états estimés du modèle, une valeur de sortie est calculée (\hat{y}) et comparée à la valeur de sortie du système réel à observer (y). L'erreur entre ces deux valeurs vient corriger au travers d'un certain gain, la valeur des états

du modèle jusqu'à ce que cette erreur s'annule au fil des mesures. Les états du modèle correspondent alors normalement à ceux du système à observer, dans la mesure où le modèle et le système se comportent de manière identique.

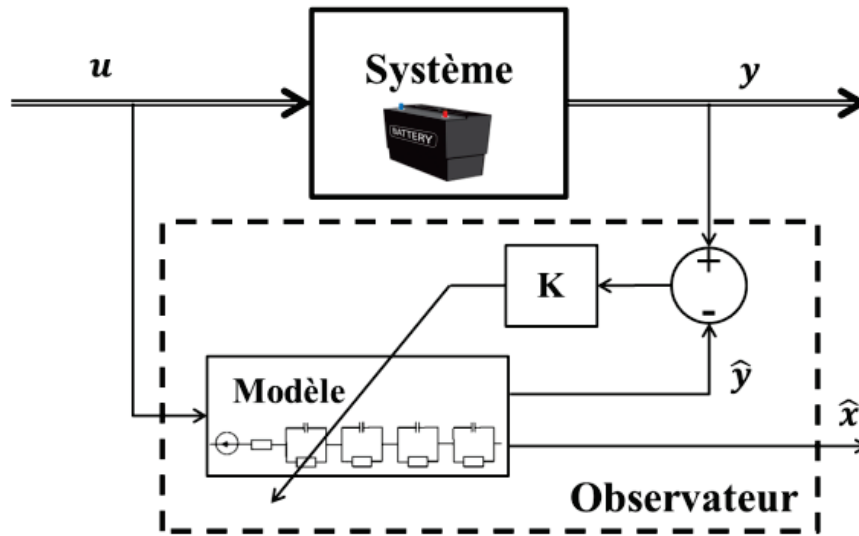


Figure I.20 – Schéma de principe d'un observateur d'états d'une cellule

Parmi les observateurs couramment utilisés, on peut citer les observateurs à mode glissant [73][74], les observateurs de Luenberger [75][76], ou bien encore les filtres de Kalman [49][50]. Ces méthodes adaptatives sont particulièrement adaptées à une utilisation dans un BMS. Elles permettent selon le niveau de complexité du modèle et la précision souhaitée, d'offrir un bon compromis entre puissance de calcul et robustesse aux bruits de mesure, tout en permettant une détermination "en ligne" des états (et le cas échéant, de quelques paramètres). C'est pourquoi certaines d'entre elles seront explicitées plus en détail dans le chapitre II.

▪ Détermination du SoC et SoH avec intelligence artificielle

D'autres méthodes existent également et sont basées sur l'apprentissage du comportement. Elles ne reflètent pas directement les phénomènes physiques en jeu dans les cellules, mais permettent de rapprocher un comportement mesuré, directement d'un état. On peut notamment citer les méthodes à base de réseaux de neurones et de logique floue.

La logique floue [77] utilise une compilation d'états simplifiés de la cellule auxquels sont associés des états de charge ou de vieillissement. Par exemple, au lieu de se baser sur une valeur précise de température et de courant, cette méthode évalue la grandeur selon un certain niveau de précision (par exemple élevée, moyenne ou faible), et c'est la relation avec d'autres grandeurs électriques, thermiques ou temporelles qui va renseigner le niveau de l'état.

Par exemple, on peut imaginer qu'une tension mesurée élevée (proche de la tension maximale), couplée à un courant faible (impliquant de faibles chutes de tensions internes) est un indicateur d'un état de charge élevé. On peut également imaginer qu'une température élevée de la cellule pour une température extérieure moyenne, couplée à un courant moyen, est indicateur d'une résistance interne plus élevée (\approx vieillissement). Cette méthode nécessite donc une phase d'apprentissage destinée à lier les observations faites à un état donné, sans réelles connaissances de la nature physique des cellules.

Les réseaux de neurones (neurone illustré dans la Figure I.21) passent également par une phase d'apprentissage qui doit être suffisamment représentative du comportement des cellules. Cependant le traitement opéré par la suite n'est pas le même que pour la logique floue. Des neurones artificielles sont activées ou non (suivant certains seuils) par les sommes pondérées (propres à chaque neurone) de toutes les entrées issues des mesures sur cellule [78][79].

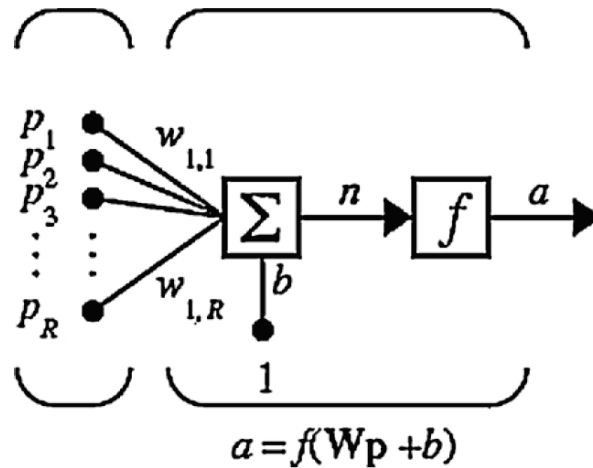


Figure I.21 – Illustration de la constitution d'un neurone artificiel d'après [79]

Ce réseau nécessite donc un traitement préalable des mesures, afin qu'elles puissent être injectées dans les neurones qui le constituent. La sortie des neurones peut être injectée comme entrée à d'autres neurones (ou à elle-même dans les cas de réseaux plus complexes gérant les retours d'état) ou alors constituée une indication sur l'état recherché de la cellule (sortie du réseau).

I.3.3.3 - Méthodes "de laboratoire"

- *Étude du SoC et SoH par spectroscopie d'impédance*

Cette approche fréquentielle vise à déterminer la partie imaginaire et réelle de l'impédance de la cellule pour différentes fréquences [80]. L'impédance est déterminée à partir d'une consigne sinusoïdale de tension (ou de courant) de faible amplitude, dont on mesure la réponse en courant (ou respectivement en tension). Cette consigne est appliquée à diverses fréquences, ce qui rend cette méthode coûteuse en temps (mesure à basse fréquence). Cependant elle est très précise malgré son coût élevé et les limitations d'usage (mesures à l'état de repos de la cellule et à faibles courants).

L'impédance de la cellule est variable en fonction du SoC, du SoH, de la température et du courant. Il faut donc répéter la spectroscopie d'impédance dans toutes ces différentes conditions, tout en respectant une certaine durée de repos afin d'éliminer une grande partie des effets de la relaxation. On peut également noter que cette méthode nécessite d'être à l'équilibre thermodynamique, et que l'utilisation d'un signal (courant non nul), même de faible amplitude, va modifier le SoC lors de la spectroscopie, surtout aux très basses fréquences.

Les mesures permettent au final l'identification des paramètres d'un modèle électrique. Cette identification est souvent réalisée au moyen d'un ajustement (désigné par les termes anglais "curve fitting") des paramètres d'un modèle électrique jusqu'à obtention d'un signal modélisé

proche de celui mesuré (ex. régression polynomiale). La correspondance entre paramètres et comportement mesuré, est présenté sur la Figure I.22.

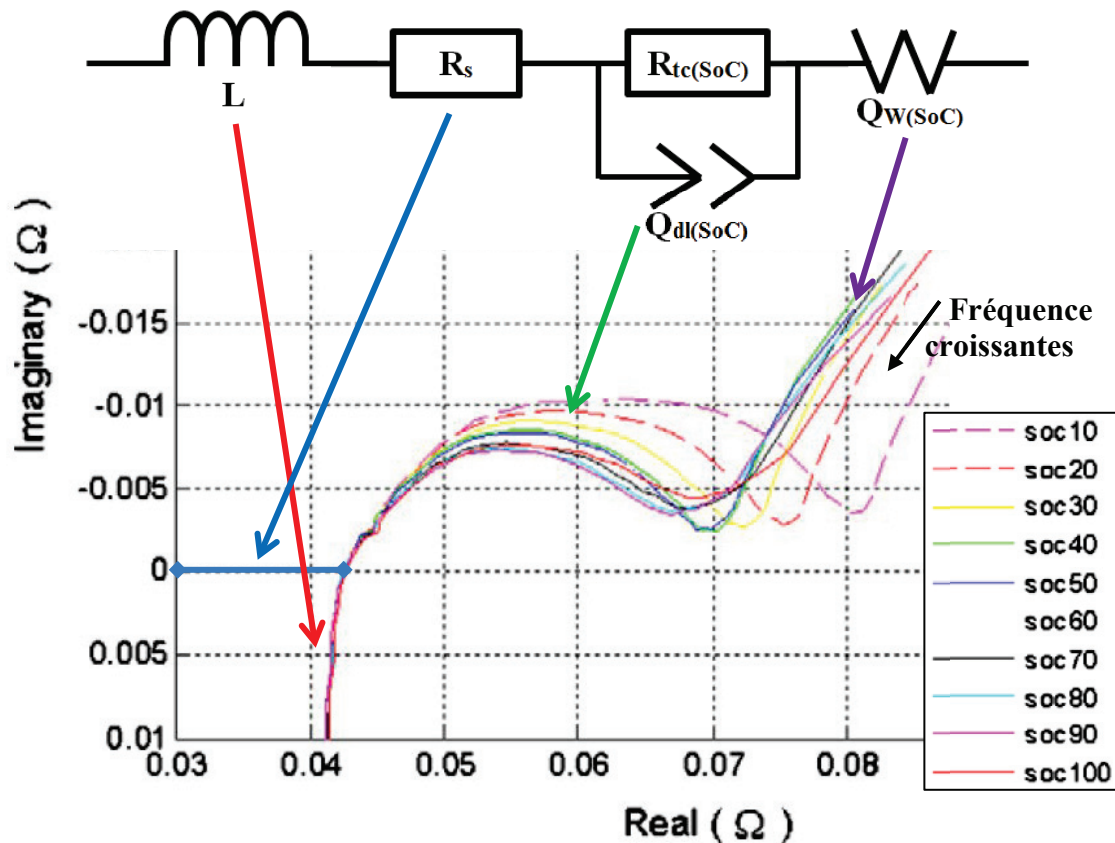


Figure I.22 - Impédance complexe d'une cellule Li-ion pour des fréquences et états de charge différents [81] + mise en relation avec les composants d'un modèle électrique (à SoH et température donnés)

Sur ce type de représentation (Figure I.22), on peut ainsi mieux représenter l'impact du niveau de charge sur l'évolution de l'impédance d'une cellule. Le niveau de charge (SoC en %) n'est pas le seul phénomène impactant cette impédance, on peut ainsi retrouver la température et l'état de santé (SoH) de la cellule [82]. Il s'agit d'une méthode de laboratoire qui permet une analyse fine du comportement des cellules [83][84], d'où l'abondance de publications dans ce sens [71] avec des modèles plus ou moins élaborés. Ces derniers permettent la traduction (plus ou moins partielle) des données issues de la spectroscopie d'impédance.

Cependant, cette technique reste difficile à implanter dans un véhicule, car elle nécessite du matériel de précision très coûteux. Pour des systèmes embarqués, il est possible d'utiliser un système simplifié [85] utilisant un nombre réduit de fréquences caractéristiques, où les impédances mesurées peuvent alors être suffisantes pour en extraire des indications de SoC [86] et/ou de SoH [87]. D'autres méthodes utilisent la FFT d'un signal temporel [88], dont le spectre est analysé afin d'extraire une partie des paramètres du modèle de la cellule.

▪ Caractérisation temporelle

Ce type de caractérisation passe souvent par une identification par ajustement des paramètres du modèle, d'après la réponse temporelle (souvent une réponse à un créneau de courant) d'une cellule dans des conditions spécifiques (état de charge, température, âge). Suivant la complexité du modèle, un profil quelconque de courant (ex. Figure I.23) peut être considéré, avec un

balayage d'une large plage de SoC ou de température. Les fonctions (décrivant le modèle électrique) doivent alors tenir compte de ces variables ; la qualité des paramètres déterminés en dépendant énormément.

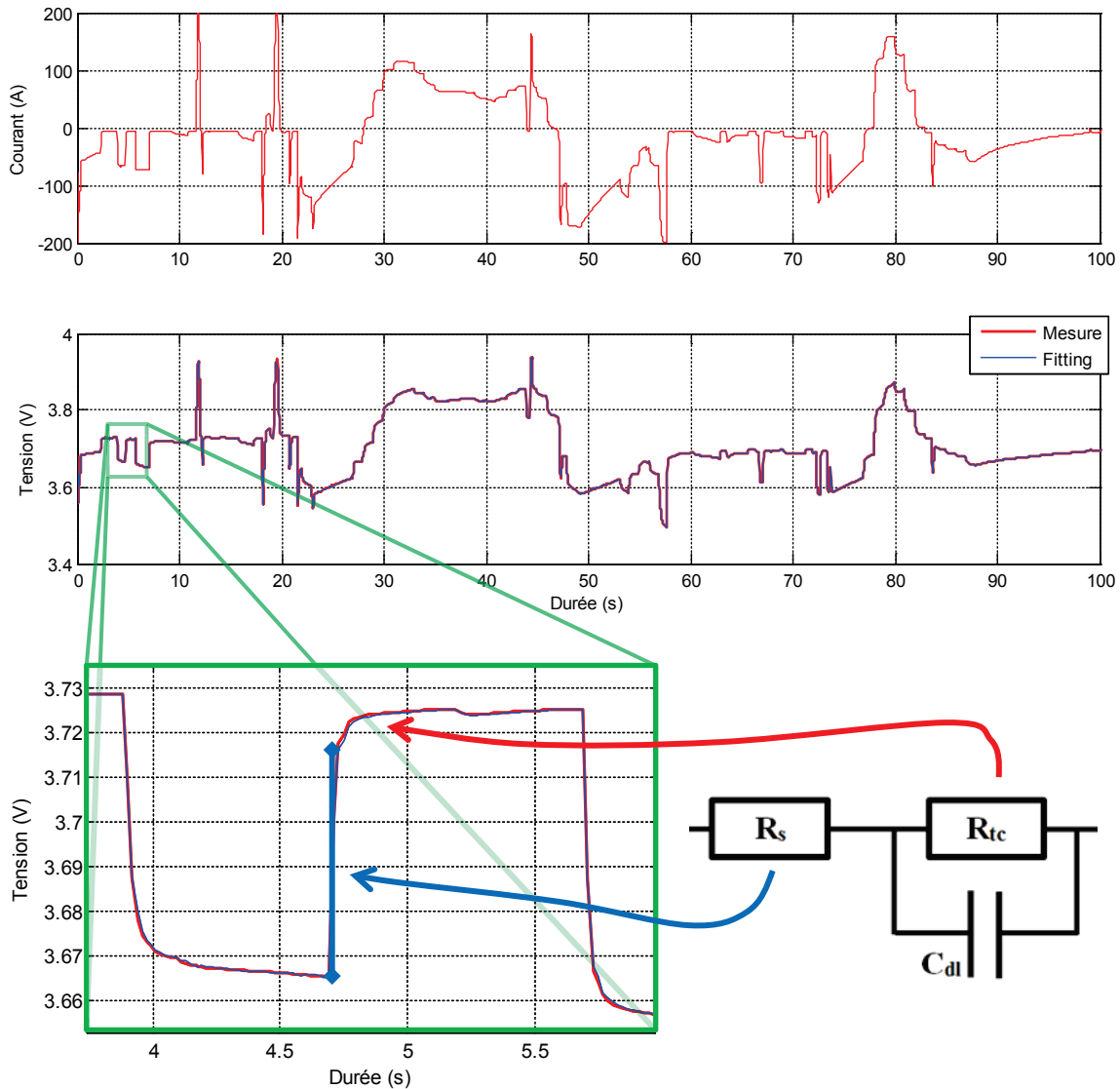


Figure I.23 – Fitting des paramètres d'un modèle $E + R + R//C$ sur un profil de courant quelconque + correspondance des phénomènes temporels avec les paramètres du modèle

En laboratoire, pour isoler certains comportements, la consigne est choisie de manière à solliciter la cellule d'une manière précise. Pour la détermination d'une valeur de résistance, un créneau de courant est par exemple appliqué après une longue période de repos (réduction des effets de relaxation). Le courant constant permet d'isoler le comportement de l'impédance lorsque les variations de tension sont observées. Les paramètres du modèle ainsi déterminés sont alors propres au niveau de courant utilisé (incluant charge/décharge), à l'état de charge, la température et à l'état de vieillissement.

Ce principe peut être utilisé au sein de BMS avec l'ajout d'un système qui permet de provoquer un courant contrôlé [89] et ainsi remonter à certains paramètres. Le BMS peut aussi remonter à une partie des paramètres lors d'une sollicitation naturelle en utilisation (charge/décharge) [65][82], mais il est alors plus difficile d'isoler les causes menant à ces paramètres (relaxation, dérive de SoC, hystérésis, variation de courant, ...).

I.4 - Conclusion du chapitre I

Lors de cette thèse, plusieurs aspects sont donc étudiés. Dans l'objectif de diminuer la puissance de calcul nécessaire au BMS, nous avons étudié les méthodes dites empiriques. Elles servent de base à l'établissement de méthodes plus poussées et permettent d'identifier et de quantifier les principales causes d'erreurs de détermination des états. Afin d'apporter de la robustesse à ces méthodes, les méthodes adaptatives sont étudiées et développées pour notre BMS final. Afin de valider les valeurs déterminées par notre BMS, il a fallu également mettre en place des méthodes de laboratoire (notamment des caractérisations temporelles) qui permettent une détermination plus précise des états des cellules selon les conditions expérimentales. Néanmoins, ces conditions ne sont souvent pas représentatives du type d'utilisation de la batterie (imprévisibilité d'une utilisation réelle en mild hybrid), et pour certaines méthodes comme la spectroscopie d'impédance, le type de sollicitations (fréquentielle à bas courant) est complètement différent, car faisant intervenir des comportements électrochimiques différents.

Le but de cette thèse est donc de concevoir des algorithmes capables d'identifier le niveau de charge présent dans chaque cellule composant un pack batterie. Ceci afin que le véhicule mild hybrid utilisant la batterie ai une connaissance précise de l'état de charge du pack à tous les stades du vieillissement de celui-ci, dans l'objectif d'assurer une gestion optimale de l'énergie disponible. Pour ce faire il autorisera ou non la récupération d'énergie cinétique ou l'assistance au moteur thermique. Il pourra également commander une utilisation plus poussée du moteur thermique afin de remonter le niveau de charge de la batterie.

Les algorithmes doivent également permettre de mesurer l'état de vieillissement de la batterie en estimant sa capacité, ainsi qu'en déterminant sa résistance interne qui influence directement le rendement énergétique. Cette résistance étant également importante pour l'estimation des chutes de tension en utilisation, elle doit permettre l'estimation du niveau de puissance autorisé par le pack. L'ensemble de ces fonctionnalités devront tenir compte des limitations propres au pack batterie et au domaine d'application visé, c'est-à-dire une limitation de la puissance de calcul ainsi qu'une utilisation sur de faibles variations d'état de charge. Le chapitre suivant se propose de présenter plus en détail les méthodes, de détermination d'état de charge d'une cellule, étudiées au cours de cette thèse.

Chapitre II - DÉTERMINATION DE L'ÉTAT DE CHARGE

Tous les systèmes de stockage électrique réversible sont conçus pour pouvoir stocker et restituer une quantité donnée de charges électriques. Il est alors important de pouvoir situer ce niveau de charges pouvant être restituées ou bien encore d'en déduire la quantité de charges pouvant être rajoutées. La détermination de l'état de charge constitue donc l'un des principaux enjeux pour les systèmes de stockage, et tout particulièrement des systèmes électrochimiques, dont la capacité d'accueil des charges électriques dépend de nombreux facteurs tels que la température ou le vieillissement [90]. Pour les batteries, cet état évolue en fonction du courant qu'elles génèrent ou reçoivent, et cette évolution impacte directement la tension présente à leurs bornes. Différentes méthodes sont alors utilisées pour remonter et/ou suivre cet état de charge par la mesure des grandeurs électriques.

On peut classer les méthodes selon deux principales catégories, à savoir les méthodes en boucle ouverte et celles en boucle fermée. La première catégorie se charge d'estimer des grandeurs à partir de mesures d'autres grandeurs sur le système. Elle nécessite l'utilisation d'un modèle lui permettant de passer des mesures aux valeurs estimées. La seconde catégorie fonctionne sur le même principe, et ajoute une phase de correction. Le modèle est utilisé pour estimer les mesures, puis ces estimations sont comparées avec les valeurs mesurées. Si une erreur est présente, cela signifie que le modèle utilisé ne modélise pas complètement les phénomènes du système réel. Le modèle, et plus précisément un ou plusieurs de ses états et/ou paramètres, sont alors corrigés. Cette méthode permet ainsi une plus importante souplesse au niveau de la connaissance des éléments constitutifs du modèle (et indirectement du comportement du système réel).

II.1 - Étude en boucle ouverte

L'étude en boucle ouverte permet de présenter les méthodes de bases utilisées pour la détermination et le suivi de l'état de charge. Elle permet surtout de mettre en évidence et de présenter les principaux phénomènes qui vont limiter la qualité des résultats. En effet, la qualité de mesure (fréquence d'échantillonnage, bruit de mesure) et la présence de phénomènes électrochimiques complexes (hystérésis, relaxation, impédance interne) vont grandement limiter l'usage de telles méthodes en boucle ouverte.

II.1.1 - Suivi de SoC par intégration du courant

Pour suivre l'état de charge lors de l'utilisation de la batterie, la méthode la plus intuitive consiste à suivre le courant en l'intégrant durant l'utilisation des cellules. Cette intégration donne de manière directe la quantité de charges électriques injectées ou soutirées à la cellule permettant ainsi de quantifier la charge disponible dans la batterie [91]. C'est cette charge disponible dans la batterie qui est exprimée par la valeur du SoC lorsque mise en rapport avec la capacité totale de la cellule (Q_{cell}) et le rendement faradique (η_{fara} présent selon le cas d'une charge ou d'une décharge). Si cette méthode nécessite de partir d'un état de SoC connu, cela est rendu possible dans des applications basiques par la détection d'un état totalement chargé ou déchargé (fixé par des tensions constructeur) ou de variations de tensions connues [92]. L'expression de l'évolution de l'état de charge d'une cellule en fonction du courant est définie ainsi :

$$SoC(t_n) = SoC(t_{n-1}) + \frac{\eta_f}{Q_{cell}} \cdot \int_{t_{n-1}}^{t_n} i_{cell}(t) \cdot dt \quad \text{avec } \begin{cases} n \in \mathbb{Z} \\ \eta_f = \eta_{fara} \text{ si } i_{cell}(t) > 0 \\ \eta_f = 1 \text{ si } i_{cell}(t) < 0 \end{cases} \quad \text{Éq. II-1}$$

Cependant, même dans le cas d'un état initial connu, certains phénomènes mènent à un biais sur le suivi de l'état de charge. L'intégration du courant étant réalisée de manière numérique (discrétisation) par le BMS, le premier biais de mesure est introduit par la fréquence d'acquisition des mesures. L'intervalle de temps (dt) théoriquement infinitésimal utilisé pour l'intégration du courant se voit affecter une valeur réelle liée à la fréquence d'échantillonnage. Le second biais est la mesure inévitable de bruits aléatoires indépendants de la mesure du courant (i_{cell} étant composé du courant réel et du bruit). Le dernier biais est provoqué par une erreur d'estimation des valeurs de la capacité (Q_{cell} et η_{fara}) de la cellule.

II.1.1.1 - Fréquence d'acquisition

La première source d'erreur est liée à l'intégration des points de mesure nécessairement espacés dans le temps (discrétisation), qui fausse la nature du signal à mesurer. Pour illustrer cela, nous pouvons imaginer un signal fictif (en rouge sur la Figure II.1) échantillonné à une fréquence donnée (ex. 200 Hz) avec une interpolation linéaire entre les points de mesure. Pour une même fréquence d'acquisition, celle-ci peut débuter à différents instants, ce qui peut également fausser la perception du signal (ex. des tracés bleu et vert).

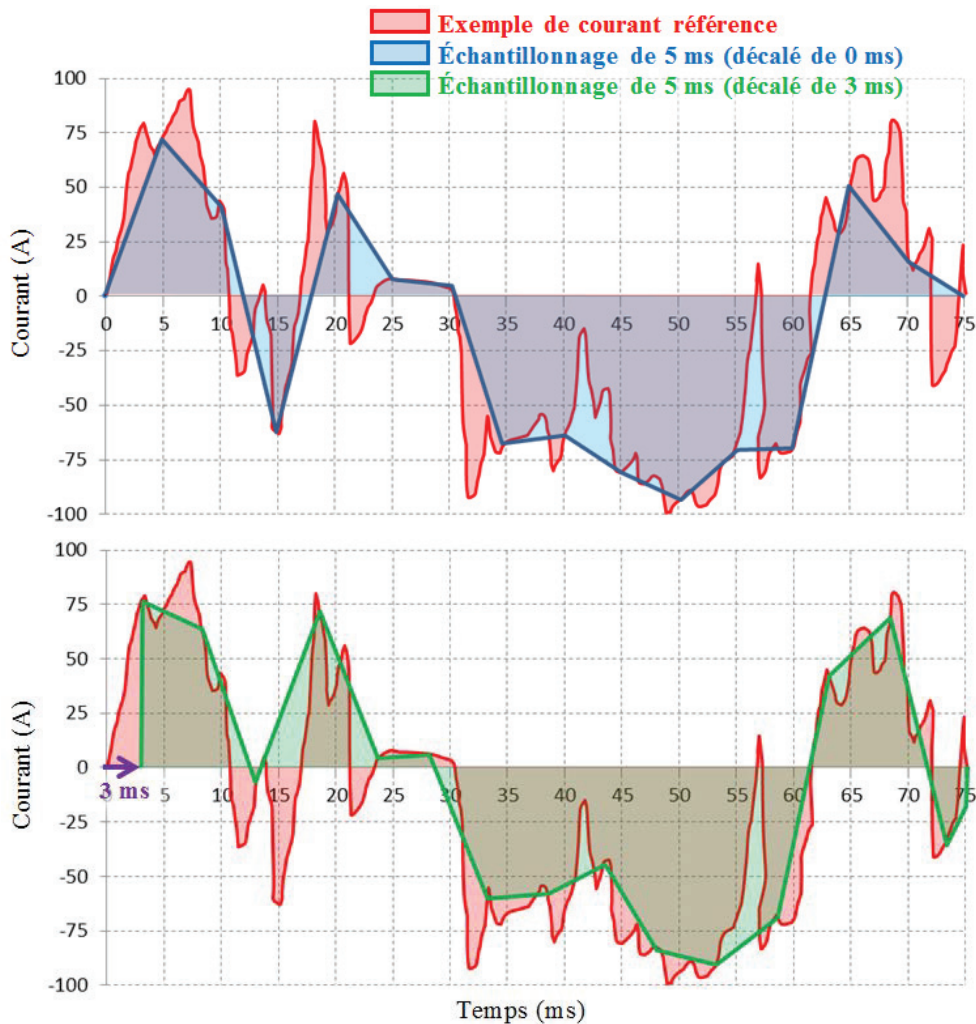


Figure II.1 – Principe du sous échantillonnage et du décalage opéré sur une mesure référence

Sur la Figure II.1, on peut ainsi remarquer la différence d'intégration entre deux échantillonnages d'un même signal, et à une même fréquence. On peut alors imaginer les scénarios possibles pour différents décalages temporels et différentes fréquences d'acquisitions. Pour limiter ces effets indésirables, la fréquence d'échantillonnage doit être la plus élevée possible, ou d'après le théorème de Nyquist-Shannon, doit être au minimum deux fois plus élevée que la plus grande fréquence contenue dans le signal à mesurer. Le courant des cellules étant non-uniforme, il est en théorie composé d'une infinité de signaux de différentes fréquences. Cependant, ces différents signaux transportent plus ou moins d'énergie, et dans notre cas c'est souvent les composantes ayant les plus basses fréquences qui participent le plus au transfert de charges électriques (participant à l'évolution du SoC).

De plus, d'une part la fréquence d'échantillonnage et donc d'acquisition est limitée par le coût des capteurs, d'autre part la puissance de calcul du BMS doit permettre de traiter les mesures acquises. La fréquence d'acquisition est donnée par le cahier des charges de notre étude à 100 Hz, pour toutes les grandeurs à mesurer, ce qui permet normalement d'appréhender convenablement les phénomènes électrochimiques agissant au-delà de constantes de temps de quelques dizaines de millisecondes (effets de diffusion avec en plus, selon les technologies, une partie plus ou moins importante des effets de transfert de charges ainsi que ceux liés à la double couche).

Cette problématique se retrouve également avec tous les autres types de mesures, c'est-à-dire dans notre cas, avec la tension et la température. Cependant, ces deux dernières grandeurs sont souvent plus permissives quant à la fréquence d'acquisition. En effet, la température suit une évolution plus lente qui requière une fréquence d'acquisition moindre. Quant à la tension, elle peut être acquise de manière ponctuelle pour un recalibrage du SoC (lors d'une phase de repos), lorsqu'une méthode consistant à simplement intégrer le courant est utilisée.

II.1.1.2 - Bruit et incertitude de mesure

La présence de bruit est liée à la mesure par les capteurs et peut être représentée par des signaux aléatoires indépendants. Ils se superposent au signal à mesurer (en l'occurrence le courant dans notre suivi du SoC). Un filtrage permet d'en atténuer les effets pour peu que le domaine fréquentiel de ce bruit soit différent du signal à mesurer.

Pour ce qui est de l'incertitude de mesure, elle est liée au capteur utilisé et l'erreur faite sur la valeur mesurée ne peut en être dissociée. Ainsi on peut retrouver les effets dus à la résolution du capteur, à sa justesse, ou bien encore à sa fidélité.

Considérés indépendamment, une illustration de ces sources d'incertitudes sur la mesure sont représentés sur la Figure II.2. Une bonne justesse décrit l'aptitude d'un capteur à donner des mesures proches de la grandeur à mesurer. Un capteur souffrant exclusivement de cette source d'erreur donnera systématiquement une valeur présentant un offset par rapport au signal à mesurer. La fidélité (précision) décrit la dispersion de mesures successives par rapport au signal à mesurer. Un capteur souffrant exclusivement de cette source d'erreur verra des mesures successives fluctuer autour de la véritable valeur. Enfin, la résolution représente la capacité du capteur à dissocier deux valeurs distinctes. Un capteur souffrant exclusivement de ce type d'incertitude aura une évolution de la mesure par paliers très marqués.

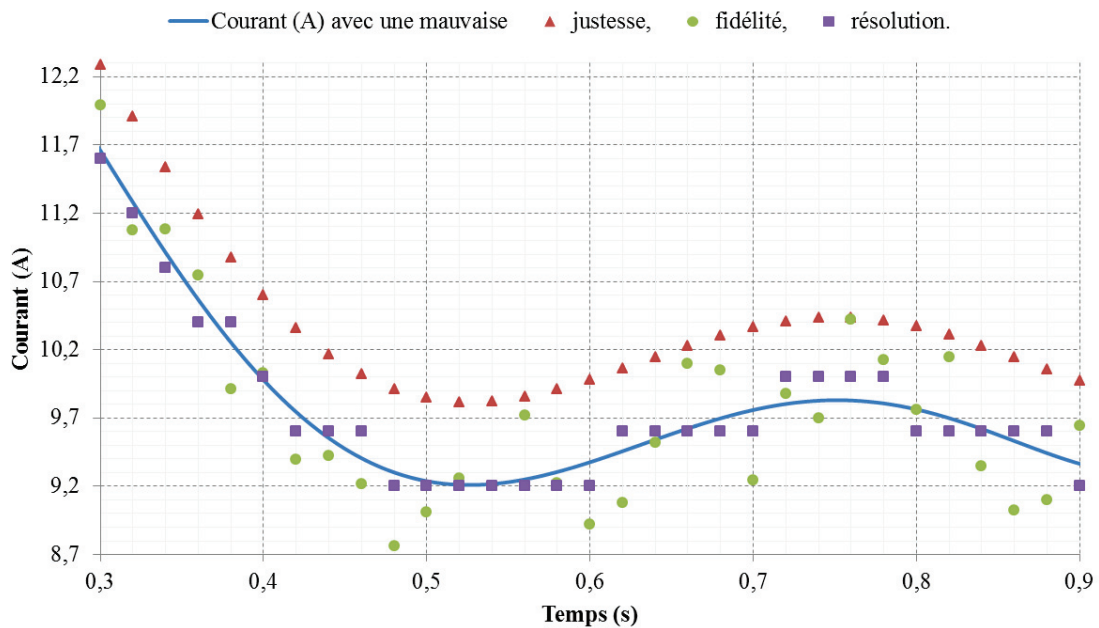


Figure II.2 – Exemple d'un courant mesuré au travers de trois capteurs souffrant chacun d'un type d'incertitude différent

La mesure qui parvient au BMS est donc composée du bruit lié à l'environnement des cellules, et également des erreurs dus aux capteurs. Ces différentes sources d'erreurs doivent être limitées par l'utilisation de capteurs adéquats permettant un bon compromis entre coût et qualité de mesure (meilleures justesse, fidélité et résolution), par l'utilisation de filtres (atténuation des composantes du bruit aux fréquences différentes de celles du signal à mesurer) ou bien encore de blindage (limitation des sources externes de bruit).

Comme pour la fréquence d'acquisition, ce problème de bruit est également présent avec les mesures des tensions et températures. Cependant, dans des conditions en boucle ouverte, ces paramètres sont considérés à des constantes de temps plus élevées qu'il est donc plus aisé de moyenniser (filtrage). Pour les systèmes en boucles fermées où la tension est étudiée également en utilisation, son évolution peut alors, comme pour le courant, être très rapide. Le bruit est alors atténué par les méthodes basées sur les observateurs (ex. filtre de Kalman).

Pour l'incertitude de mesure des capteurs, du fait de son indissociabilité du signal mesuré, une erreur systématique peut se répercuter sur l'état final à déterminer. Ainsi, compte tenu des valeurs précisées dans le cahier des charges, une incertitude sur le capteur de tension de ± 5 mV peut introduire une erreur de l'ordre de ± 5 % de SoC pour certaines technologies de cellules (ex. pour les chimies fer-phosphate, sur une large plage de SoC une variation d'OCV de 1 mV peut indiquer une variation de 1 % de SoC). Pour le courant, l'erreur d'incertitude est intégrée au cours du temps par le BMS. L'erreur sur le suivi du SoC peut alors être cumulative (le caractère aléatoire ne permettant pas de l'affirmer) et dépend de la précision du capteur face aux valeurs de courants et de la durée d'intégration.

II.1.1.3 - Variation de la capacité

Pour relier la quantité de charge qui transite dans la cellule à l'état de charge, un élément important est la connaissance de la capacité de la cellule. Or cette dernière dépend des conditions de température, de vieillissement, de l'intensité du courant [93]. La capacité peut également

dépendre du mode de fonctionnement en charge/décharge au travers du rendement faradique, qui peut être perçu comme une capacité différente en charge par rapport à celle de décharge.

Pour un profil équilibré (ex. de la Figure II.3 où valeur moyenne du courant est nulle sur 24 minutes) appliqué à une cellule ayant un rendement faradique proche de 1 (ce qui est souvent le cas pour les technologies Li-ion), la méconnaissance de la capacité ne conduit qu'à des erreurs temporaires sur l'état de charge lors des variations de SoC. Lorsque le profil se rééquilibre vers le niveau de SoC initial (application mild hybrid autour de 50 % de SoC), les erreurs se compensent. Cependant, lors d'une mauvaise considération du rendement faradique, l'intégration pure du courant conduit irrémédiablement à un accroissement de l'erreur. L'évolution de telles erreurs est illustrée dans la Figure II.3 où un profil de courant est intégré (en rouge) suivant les bonnes valeurs de capacité (= 10 Ah) et de rendement faradique (= 1). Deux autres scénarios sont alors envisagés avec dans les deux cas une intégration de ce même courant, mais avec une fausse estimation de la capacité de la cellule (= 8 Ah en bleu) dans le premier, et une fausse estimation du rendement faradique (= 0,9 en vert) dans le second.

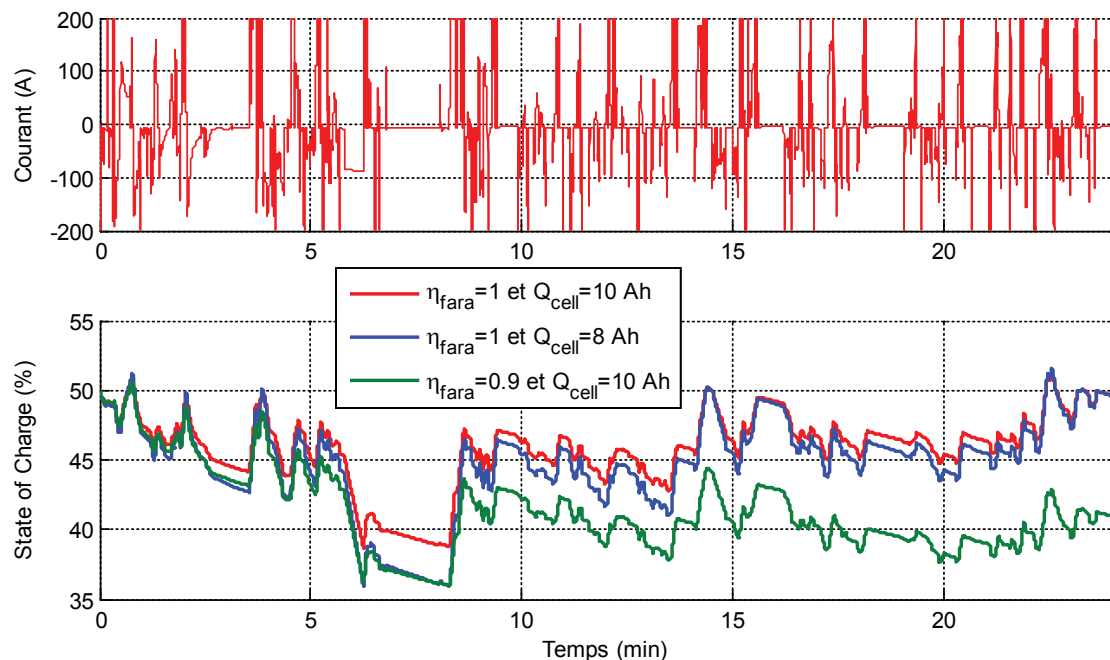


Figure II.3 – Intégration du courant dans le cas d'une mauvaise estimation de la capacité ou du rendement faradique d'une cellule

L'intégration du courant utilisée telle quelle pour le suivi du SoC doit donc être réalisée avec une bonne connaissance des capacités en fonction des différentes conditions afin de ne pas introduire un biais dans le suivi. Ceci est possible lors d'études en laboratoire où les conditions de test sont maîtrisées et où la capacité de la cellule est mesurée régulièrement. L'intégration du courant peut alors dans ces conditions être un bon moyen de constituer une référence quant à la valeur du SoC. En situation mild hybrid, la connaissance de la capacité permet d'éviter des erreurs d'estimation temporaires lorsque l'état de charge est éloigné de son point de fonctionnement référence à 50 %. Pour le rendement faradique qui revient à considérer une seconde valeur de capacité selon le cas d'une charge ou d'une décharge, il semble nécessaire d'utiliser une méthode permettant de ramener le SoC à sa véritable valeur avant d'avoir accumulé trop d'erreur au cours du temps.

II.1.1.4 - Exemple expérimental

Pour étudier l'impact d'une méthode d'intégration du courant sur le suivi du SoC, trois "profils de mission" successifs sont appliqués à des cellules. L'objectif est alors d'avoir des scénarios identiques d'utilisation de la cellule suffisamment longs afin d'étudier l'impact de l'intégration du bruit. Une fréquence de mesure plus élevée que celle du cahier des charges prévue dans le BMS est utilisée afin d'appréhender plus précisément le comportement de la cellule et l'impact de la précision de mesure. Ainsi, à température ambiante de 25 °C (dans une enceinte), deux cellules que nous nommerons x1M et x2M (cellules à base de nickel-manganèse-cobalt de 11,5 Ah) se voient appliquer les trois profils (séparés par 1 h de repos) d'une durée de 24 minutes chacun. Le profil en puissance appliqué est constitué de points à intervalle régulier de 100 ms. Le courant n'est alors pas connu (car dépendant de la tension), et est limité par les possibilités du banc (± 200 A).

Le test complet se déroule de la manière suivante (illustré également dans la Figure II.4) :

- Charge CC-CV complète sous 1C (soit 11,5 Ah)
 - *L'état de charge est alors connu \rightarrow SoC = 100 %*
- Décharge complète à courant nominal (1C)
 - *Permet la détermination de la capacité de la cellule au moment du test*
- Recharge CC-CV complète
- Décharge 1C pendant 30 minutes
 - *SoC d'arrivée déterminable (intégration du courant) et proche de 50 %*
- Repos de 1 h pour mieux visualiser les effets de la relaxation à SoC médian
- Répétition du profil trois fois
 - **Profil de puissance de 24 minutes (1, 2 et 3 sur Figure II.4)**
 - **Repos de 1 h pour mesure de l'OCV et prise en compte de la relaxation**
- Décharge 1C pour évaluer la charge restante
- Recharge CC-CV complète

Dans ces conditions expérimentales, et contrairement à un BMS, la capacité de la cellule est connue à l'instant du test grâce à une décharge complète. Le SoC initial est contrôlé par la décharge partielle précédant l'application des trois profils. La mesure de courant est filtrée et effectuée dans des conditions optimales en comparaison d'un système embarqué sur véhicule. Dans l'équation Éq. II-1, beaucoup de paramètres sont donc maîtrisés dans ces conditions de laboratoire, et permettent donc un bon suivi de l'état de charge pour comparaison avec les méthodes développées pour le BMS.

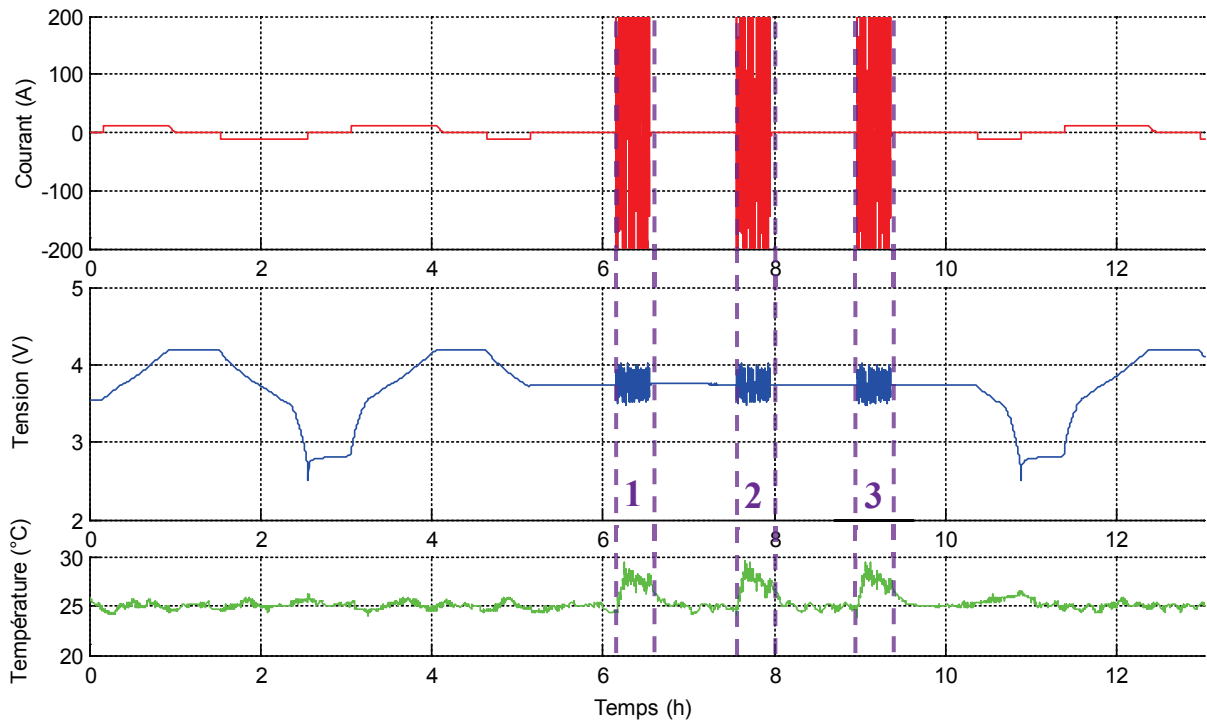


Figure II.4 - Aperçu du test complet pour la cellule x1M neuve à 25 °C

En supplément de la mesure effectuée par le banc, un second dispositif est utilisé, permettant une mesure du courant à plus haute fréquence (1 kHz), afin de constituer une base de comparaison entre des acquisitions à différentes fréquences. Le matériel constituant le test est donc le suivant :

- Banc Arbin BT2000 avec 2 voies de ± 200 A (mesure à 50 Hz)
- Deux cellules à base de manganèse (11,5 Ah) : x1M (état neuf) et x2M (état vieilli)
- Carte d'acquisition Compaq DAQ de NI (mesure à 1 kHz) et mesure de courant via capteur LEM

Pour ce qui est des résultats, une mesure à 1 kHz est considérée comme très précise dans notre domaine d'application où la fréquence d'acquisition ne dépassera pas 100 Hz. Les profils enregistrés à 1 kHz (points toutes les 1 ms) sous LabView, constituent donc notre référence pour comparaison avec des acquisitions à plus basses fréquences. Ces mesures de référence sont utilisées pour recréer des profils enregistrés à de plus basses fréquences. Par exemple, la sélection d'un point sur cinq équivaut à une acquisition faite toutes les 5 ms (200 Hz). L'échantillonnage n'est pas seulement étudié pour des fréquences d'acquisition plus basses, mais est également visualisé pour différents décalages temporels lors de mesures à même fréquence (illustré en violet sur la Figure II.1), ceci dans le but de diversifier les situations d'échantillonnage.

Le but est donc, pour les deux cellules, d'imaginer un grand nombre de sous échantillonnages possibles avec un certain nombre de décalages initiaux pouvant en découler, et d'utiliser ces nouvelles séquences de mesure pour intégrer le courant. Ces nouveaux suivis de l'état de charge sont alors comparés à la référence effectuée à 1 kHz afin d'identifier les erreurs maximales faites à chaque sous-fréquence, et de les répertorier. Par exemple, pour un sous-échantillonnage de 100 ms, selon les décalages effectués et pour les trois profils considérés successivement sans temps de repos (ces derniers n'influençant pas l'intégration du courant), l'erreur maximale détectée à cette fréquence est proche de 0,25 % de la capacité nominale (repéré par le cercle vert sur la Figure II.5).

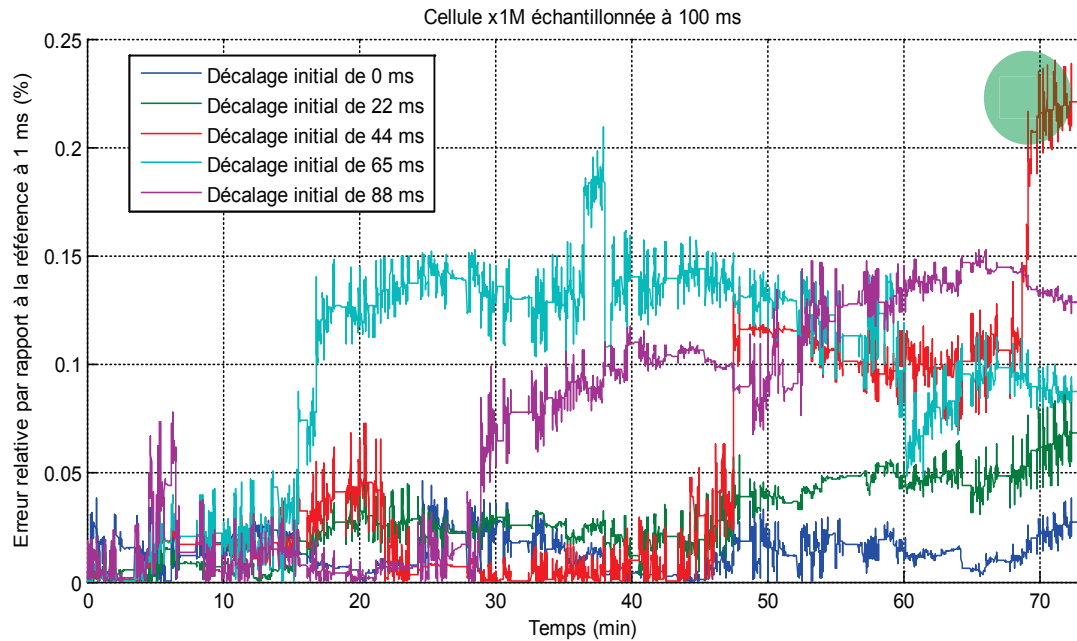


Figure II.5 – Illustration de l'erreur temps réel lors de l'intégration du courant pour différents décalages initiaux pour une seule fréquence d'échantillonnage

Il convient donc de réaliser que l'erreur est grandement affectée par un grand nombre de facteurs qu'il est impossible de maîtriser. Un décalage d'une prise de mesures de quelques millisecondes peut mener à des erreurs qui se cumulent ou se compensent, à des instants différents des profils. Les erreurs maximales atteintes à différentes fréquences, survenues à des instants et des décalages différents selon les fréquences, sont répertoriées pour les deux cellules (x1M et x2M) sur la Figure II.6. Ainsi pour une succession de profils pendant plus d'une heure, un échantillonnage à des pas de temps inférieurs ou proches de 100 ms permet de conserver une erreur d'intégration des charges électriques inférieure au pourcent de la capacité totale. Il s'agit là de valeurs absolues et maximales au cours du décalage le plus handicapant pour chaque fréquence étudiée. Rien n'assure donc qu'en prolongeant les profils pendant plusieurs autres heures, les erreurs faites ne se compensent ou ne s'amplifient.

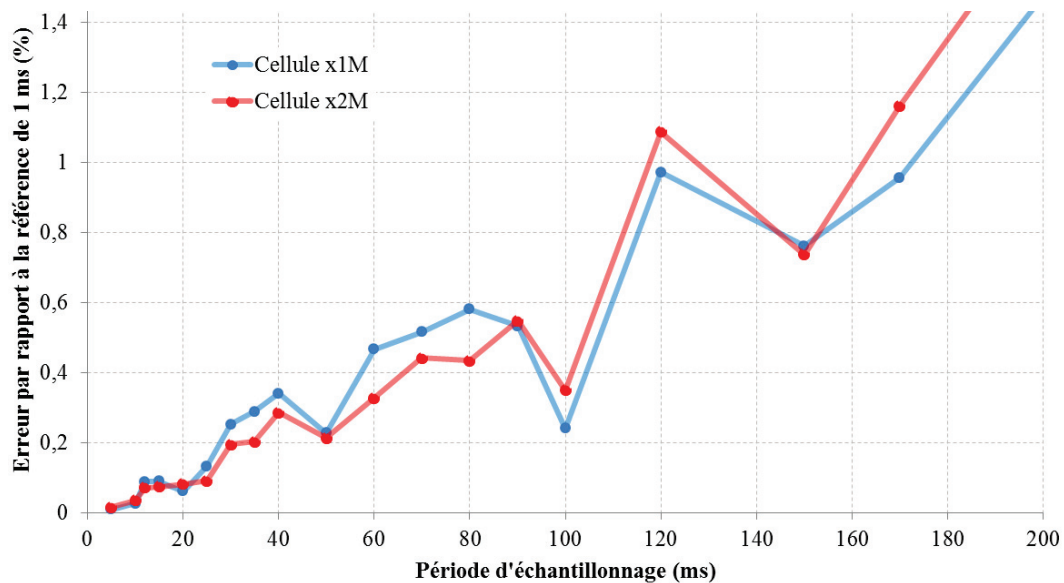


Figure II.6 – Récapitulatif des erreurs maximales observées aux différentes fréquences de sous échantillonnage

L'intégration du courant en boucle ouverte ne constitue pas pour notre application une solution viable au sein du BMS. En effet, elle ne permet qu'un suivi de SoC à partir d'un état initial connu. Or dans les applications mild hybrid, un état totalement chargé ou déchargé n'est jamais atteint. En absence de ces points de repère, la méthode d'intégration du courant ne peut être utilisée seule, et doit être couplée à une méthode complémentaire qui permet une initialisation ponctuelle du SoC.

Cependant cette étude permet de mettre en évidence la problématique liée à la fréquence d'échantillonnage et à l'intégration de bruits de mesure. Ces phénomènes sont difficilement quantifiables et provoquent un accroissement de l'erreur de mesure qui n'est pas envisageable sur de longues périodes d'utilisation. Malgré tout, sur des durées de quelques heures, l'erreur est suffisamment faible pour nous permettre d'utiliser cette méthode comme référence (pour comparaison avec les méthodes développées) dans la mesure où elle est réalisée dans des conditions de laboratoire où les sources d'erreurs sont plus aisément maîtrisées, et le SoC initial est contrôlé.

II.1.2 - Détermination de SoC par la tension à vide (OCV)

Contrairement à l'intégration du courant, cette méthode n'est pas en mesure de suivre l'évolution de l'état de charge, mais seulement de le déterminer lorsque la cellule est au repos dans des conditions spécifiques. Elle est donc complémentaire de la précédente, et les deux méthodes peuvent être couplées afin de minimiser l'impact des différentes erreurs dues aux perturbations externes ou intrinsèques au système utilisé.

Le potentiel aux électrodes d'une cellule est lié à la quantité de charges présentes, à la manière dont elles ont été insérées (niveau de courant), à la température et au vieillissement. Pour relier la différence de potentiel des électrodes au niveau de charge de la cellule, il faut donc tenir compte de l'état de dégradation (vieillissement), de la température et de la nature des courants utilisés avant l'état de repos, dont la durée intervient également au travers des effets de relaxation.

La relation entre toutes ces grandeurs n'est pas précisément connue compte tenu des incertitudes liées aux cellules (secret industriel, tolérances de fabrication, ...). Il est donc courant d'utiliser des tables ou des relations empiriques (ou plus poussées [94]) déterminées expérimentalement sur des échantillons de cellules comparables. On peut observer des importantes variations de comportement entre les différentes technologies de batteries Li-ion (ex. Figure II.7 avec x1M pour une cellule à base de nickel-manganèse-cobalt, x1A pour une à base de nickel-cobalt-aluminium et x1P pour une dernière à base de fer-phosphate).

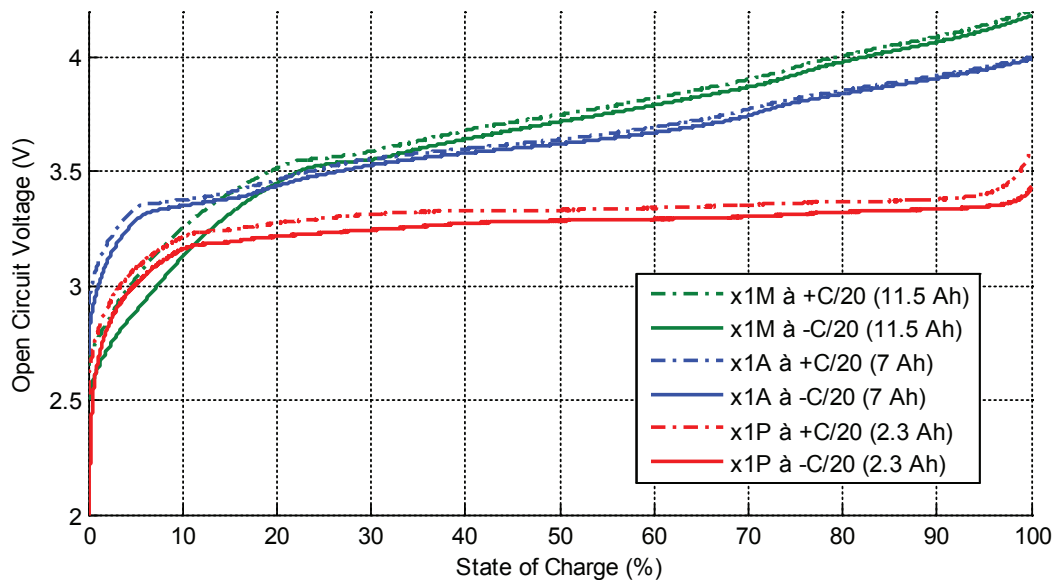


Figure II.7 – Tracés OCV de trois cellules neuves ayant des chimies différentes, sous un courant de charge et décharge de C/20, à une température de 25 °C

Pour déterminer ces relations entre OCV et SoC, il est courant d'appliquer des créneaux de courant (intégrés pour évaluer la variation de SoC) en respectant un certain temps de repos entre chaque nouveau créneau [66]. Avant l'application d'un nouveau créneau de courant, la tension en circuit ouvert est relevée et mise en relation avec le SoC, les points intermédiaires étant alors interpolés (visible sur la Figure II.8 pour des repos de 30 minutes). Une autre manière peut consister à appliquer un courant continu de très faible valeur tout au long d'une charge et d'une décharge complètes. Les chutes de tensions internes sont alors limitées par la faible valeur du courant (cas de la Figure II.7 mais également illustré sur la Figure II.8). Les effets de la relaxation suite à une certaine durée de repos ne peuvent alors pas être envisagés et la capacité de la cellule à ce faible courant est moins révélatrice d'une utilisation réelle. Cependant il est plus simple d'étudier certains phénomènes de manière continue [95] (et non ponctuelle comme les mesures au repos).

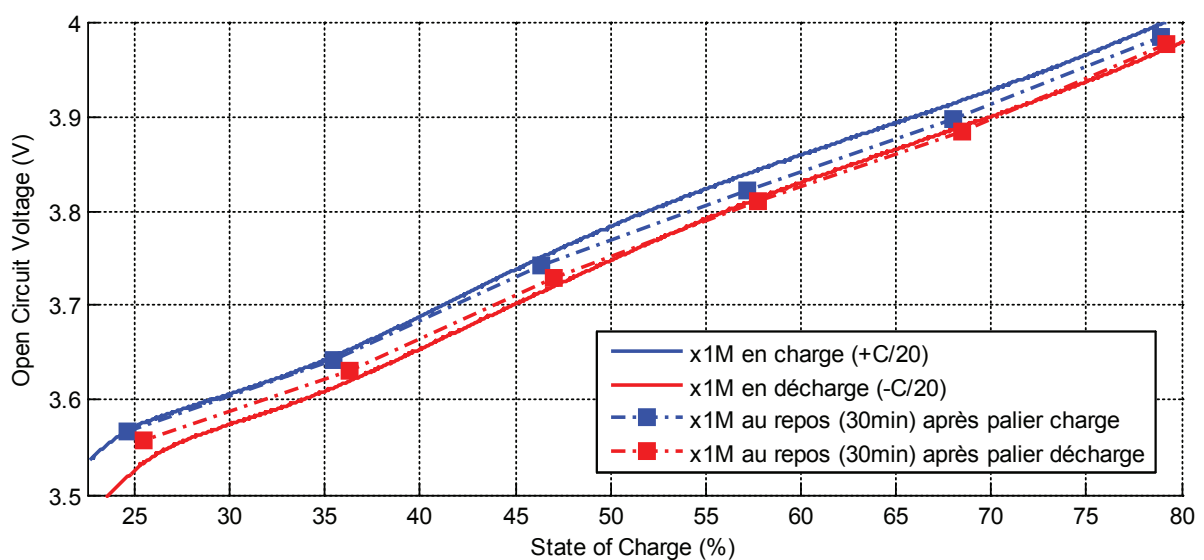


Figure II.8 – Comparaison de tracés OCV à 25 °C édités à partir de tensions de repos de 30 minutes vs ceux issus de mesures continues à très faible courant

Typiquement, la relation entre tension au repos et état de charge se caractérise par des cycles d'hystérésis qui résultent d'effets d'entropie thermodynamique [96]. Ce cycle se dilate avec l'augmentation du courant et la baisse de température, et à contrario, un temps de repos plus important a tendance à le diminuer. Le cycle d'hystérésis est parcouru dans sa partie supérieure lors de charges continues et dans sa partie inférieure lors de décharges continues. Pour une application mild hybrid, le parcours suivi au fil des impulsions de charges/décharges est alors beaucoup plus complexe, et se localise à l'intérieur du cycle d'hystérésis borné par l'hystérèse en charge et celle en décharge [42]. Les chemins empruntés par la tension en fonction du SoC à l'intérieur de ce cycle d'hystérésis majeur peuvent alors s'apparenter aux cycles de recul en magnétisme, et dépendent de la température interne des cellules ainsi que de leur état de vieillissement.

II.1.2.1 - Relaxation

Afin d'associer l'évolution de l'OCV au SoC, il est courant de se baser sur des mesures de tension au repos de manière expérimentale. Cependant, une cellule au repos possède en réalité une variation de tension bien que son état de charge reste inchangé (absence de courant). Il convient alors de se baser sur un temps de repos fixe pour relever la tension d'une cellule (valable en mild hybrid également pour les batteries de type NiMH [97]). L'objectif est alors de comparer cette mesure de tension à celle définie préalablement lors de l'établissement de la courbe OCV pour la même durée de repos, afin d'en déduire le SoC correspondant. Un temps de repos important engendre une meilleure stabilisation de la tension qui permet à son tour une correspondance plus précise à un niveau d'état de charge. Afin de diminuer ce temps de repos qui peut s'élever à plusieurs heures pour une mesure de SoC, certaines sources tentent d'en modéliser les effets [98][99]. Un exemple de cette variation de tension sur une cellule, en fonction de son utilisation précédente, est illustré sur la Figure II.9 pour des conditions similaires de SoC et une même température.

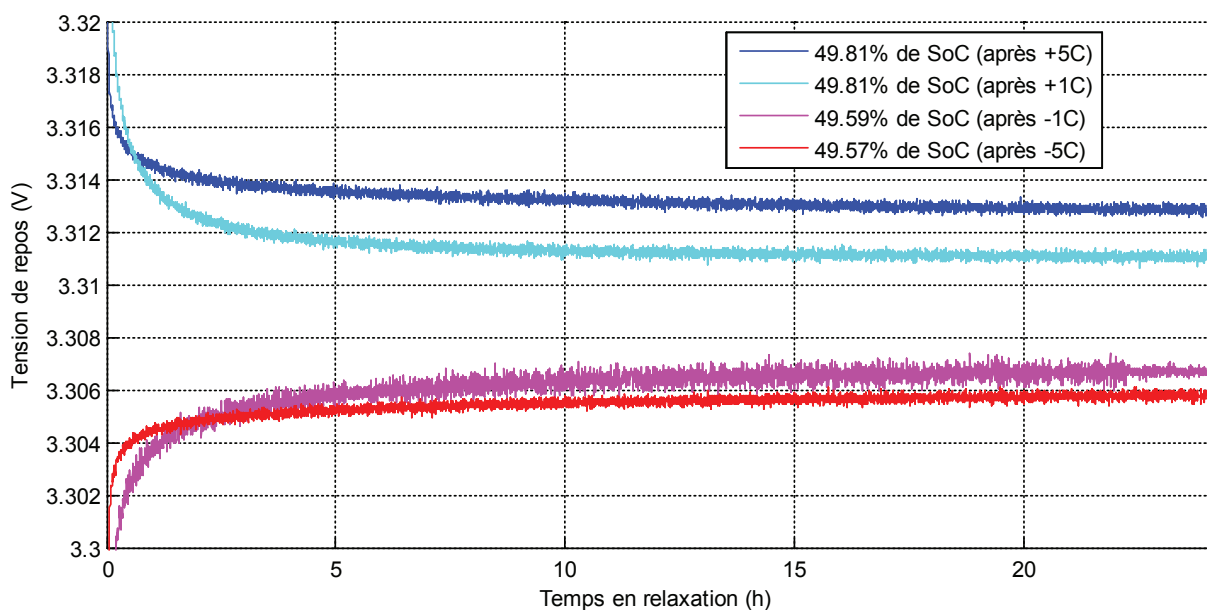


Figure II.9 – Relaxation de 24 h sur une cellule x1P à température de 25 °C après créneaux de courant de $\pm 1C$ et $\pm 5C$

Ce phénomène désigné sous l'appellation relaxation, correspond à la relaxation des espèces chimiques de la cellule, est donc directement impliqué dans la constitution de la loi liant l'OCV

au SoC (ex. sur la Figure II.7). Son évolution peut être observée suite à différents types de courant prenant fin à un état de SoC quasiment identique (cf. sur la Figure II.9). Selon le sens du courant (charge/décharge), la valeur vers laquelle se stabilise la tension n'est ainsi pas la même pour un état de charge quasiment identique. On retrouve ainsi les effets d'hystérésis d'un tracé OCV où les tensions mesurées au repos correspondent à une hystérèse en charge ou en décharge selon le type d'utilisation précédente. Ainsi sur ces valeurs stabilisées de tension, une absence de considération du sens de courant précédent le repos, se traduit par une erreur possible de l'ordre de 7 % dans notre exemple utilisant la cellule x1P de type fer-phosphate (différence de ≈ 7 mV entre une charge et une décharge).

On remarque également que le processus de relaxation est actif pendant de nombreuses heures de repos. Dans les faits, les tracés OCV sont établis expérimentalement à partir de temps de repos fixés. Il est donc important pour le BMS de se baser sur des mesures de tensions effectuées après ce même temps de repos, afin de convenablement identifier le SoC correspondant sur le tracé OCV. Sur la Figure II.9, on peut ainsi remarquer que pour un temps de repos de 30 minutes, la tension mesurée pour un même passé d'utilisation (ex. décharge 5C en rouge) et un même SoC est différente selon le temps de repos au bout duquel est effectuée la prise de mesure. Sur cette cellule de type fer-phosphate, compte tenu de la pente de sa courbe d'OCV, une variation de quelques millivolts peut impliquer une erreur d'estimation du SoC de quelques pourcents.

Si pour ce même temps de repos de 30 minutes, le sens du courant précédent le repos n'est pas considéré, on remarque que la différence de tension à ce même temps est de l'ordre de 15 mV entre une charge et une décharge 1C (erreur sur le SoC de ≈ 15 %). Pour notre application où les temps de repos ne sont pas nécessairement longs, il peut être intéressant de se baser sur des temps de repos de l'ordre de la dizaine de minutes. Il faut cependant bien veiller à bien considérer le type de courant utilisé avant le repos pour utiliser la bonne hystérèse (en charge ou décharge). Cependant, une utilisation mild hybrid ne fait pas intervenir de charge et décharge constantes, et ne permet donc pas une distinction nette entre les deux hystérèses (qui sont suivies dans le cas de courants constants). En présence d'un courant s'inversement régulièrement, on conçoit que la tension OCV aura tendance à naviguer entre les deux hystérèses au grès des instants à courant positif ou négatif.

On peut remarquer que dans le cadre de notre exemple, la chimie de la cellule considérée (fer-phosphate) est la plus contraignante au niveau de l'erreur faite sur le SoC (à partir de l'erreur de tension) car elle présente le tracé OCV en fonction du SoC le plus plat possible (visible sur la Figure II.7 entre 10 % et 90 % de SoC). Pour d'autres types de cellules, les faibles variations de tensions occasionnent moins d'erreur de détermination du SoC. À noter que la Figure II.9 est un agrandissement entre 3,3 V et 3,32 V des tensions de repos mesurées, pour lesquelles la valeur initiale se trouve en dehors de cette plage de tension observée.

II.1.2.2 - Cycles de recul

À une température et un état de vieillissement donnés, la tension mesurée au repos (aux effets de relaxation près) est l'image de l'état de charge de la cellule considérée. Cependant, comme nous l'avons vu avec les effets de relaxation, l'historique de charge et de décharge précédent doit être également pris en compte. La tension au repos a tendance à suivre un cycle d'hystérésis selon qu'il s'agit d'une charge ou d'une décharge continue. Dans le cadre de notre application mild hybrid, les cellules ne sont pas chargées ou déchargées à courant continu. La tension de

repos évolue alors au grès des impulsions négatives et positives, à l'intérieur du cycle d'hystérésis principal. Il s'agit alors de cycles de recul parfois appelés "hysteresis eye" [99] ou bien encore "minor loop" [42][43].

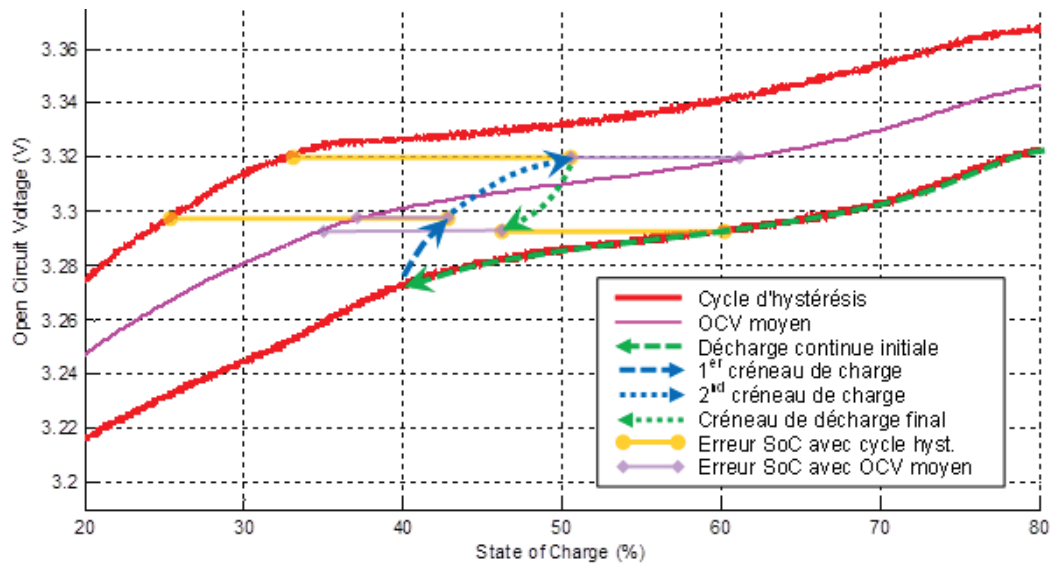


Figure II.10 – Illustration de cycles de recul à partir d'impulsions de courant autour d'un état de charge de 50 % (ex. au sein de l'hystérésis d'une cellule fer-phosphate)

La Figure II.10 présente (de manière schématique, car le véritable OCV ne peut être mesuré) le cas d'une cellule qui aurait été déchargée de manière continue jusqu'à un SoC proche de 40 %. Durant la décharge, l'OCV n'est pas accessible (noyé parmi les chutes de tensions internes à la cellule) mais suit en théorie la partie basse du cycle d'hystérésis construit expérimentalement à partir de temps de repos convenables (ici approximés à une décharge à C/20). La cellule se voit alors appliquer des créneaux de charge qui vont augmenter son état de charge, cependant l'OCV ne rejoint pas instantanément la partie haute du cycle d'hystérésis qui correspond à l'hystérésis d'une charge continue, mais va quitter progressivement la partie basse du cycle d'hystérésis. Si maintenant ces créneaux prennent fin et qu'un courant de décharge est appliqué, le comportement s'inverse à nouveau. Typiquement, la succession de ces étapes de charges/décharges correspond schématiquement au type d'impulsions rencontrées en mild hybrid. L'OCV mesuré au repos après une telle activité ne correspond alors plus à l'état de charge réel de la cellule.

Lors de la détermination de l'état de charge (OCV au repos), si l'on se base sur la partie de l'hystérésis correspondant au sens du dernier courant appliqué, l'erreur faite sur le SoC peut devenir importante (cf. lignes jaunes sur Figure II.10). Pour une utilisation très "chahutée" il peut alors être intéressant de se baser sur le seul tracé OCV moyen (moyenne de l'hystérésis de charge avec celle de décharge) afin de limiter l'erreur (cf. lignes violettes sur Figure II.10). Cependant, pour des cellules de type fer-phosphate dont l'allure de la courbe (plate à SoC proche de 50 %) est très défavorable, l'erreur peut rester très élevée rendant la prise en compte impérative de ce phénomène. Il est par exemple possible d'avoir un courant principalement actif en charge, mais qui lors du tout dernier instant se termine par une valeur en décharge. Si on considère alors l'hystérésis de décharge à cause de la seule dernière valeur mesurée de courant, une tension mesurée de 3,32 V correspond à un SoC de 80 % (cf. Figure II.10). Cependant, cette même tension de 3,32 V correspond à 33 % de SoC sur l'hystérésis de charge, réellement suivie par la cellule utilisée dans notre cas principalement en charge (soit ≈ 50 % d'erreur sur le SoC). Cet exemple considère volontairement le cas le plus défavorable d'une utilisation d'une cellule de type

fer-phosphate (type lui-même le plus défavorable), cependant il permet de souligner l'importance dans certaines situations d'avoir une modélisation du cycle de recul.

La mise en évidence de ce cycle de recul peut être réalisée au moyen d'un changement du sens du courant lors d'une charge ou d'une décharge à courant constant. La Figure II.11 présente le cas d'une cellule de type fer-phosphate initialement déchargée afin d'identifier le cycle d'hystérèse en décharge. La cellule est ensuite partiellement rechargée et parcourt donc partiellement l'hystérèse en charge. Après un temps de repos, la cellule est à nouveau déchargée ce qui permet de visualiser le passage de l'hystérèse de charge, à celle de décharge. L'opération inverse est ensuite réalisée avec une recharge complète permettant le tracé de l'hystérèse complète en charge, suivit d'une décharge partielle (qui se superpose à la partie correspondante de l'hystérèse en décharge). Une recharge à partir de ce SoC est alors réalisée pour faire apparaître le passage de l'hystérèse de décharge à celle de charge. La succession de ces étapes est respectée dans la légende, et le courant utilisé est d'amplitude $C/10$.

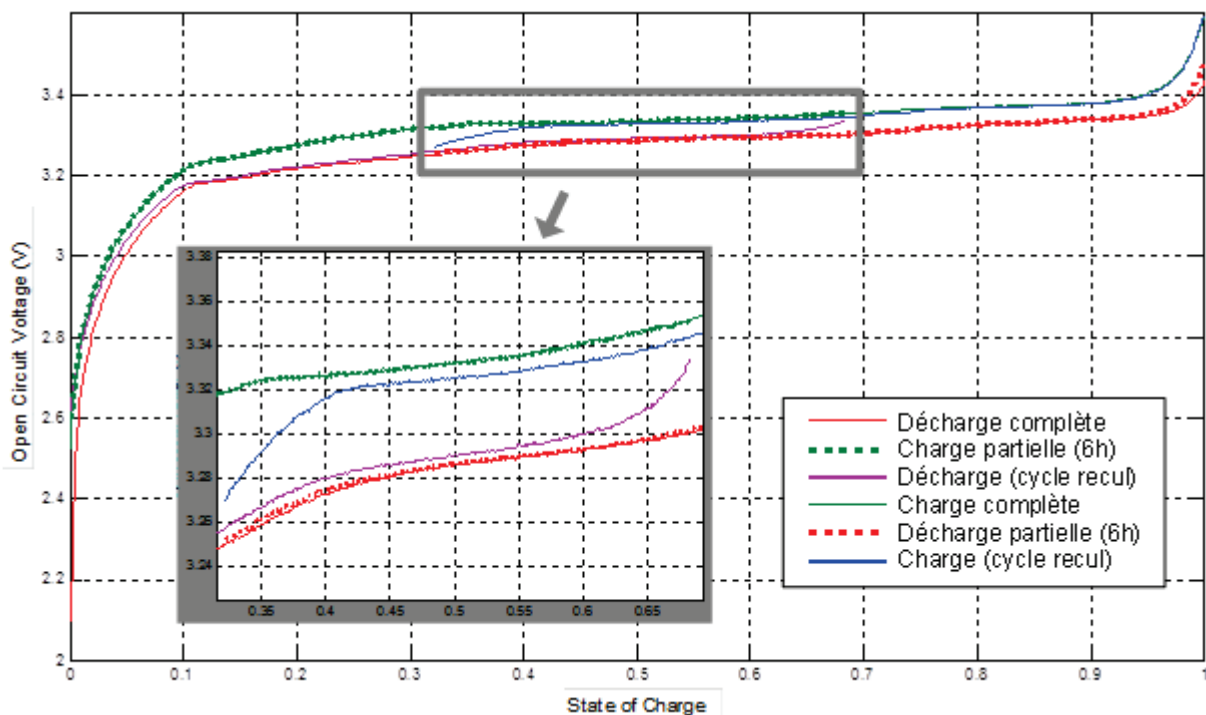


Figure II.11 – Comportement de cycles de recul observés sur cellule $x1P$ de type fer-phosphate à 25 °C lors d'une charge et décharge incomplètes à $C/10$

L'évolution de la tension au sein du cycle d'hystérésis (visualisable sur la Figure II.11) s'apparente globalement à un système du premier ordre qu'il est alors possible de modéliser [100][101]. Les paramètres de ce système peuvent être identifiés expérimentalement lors d'une phase de caractérisation, pour ensuite permettre l'estimation du cycle de recul.

II.1.2.3 - Effets de la température

La température est une donnée fondamentale dans le traitement d'éléments électrochimiques. Si elle participe aux mécanismes de dégradations des cellules, elle affecte également directement le comportement de ces dernières [19]. Cela se traduit par une modification de l'impédance interne des cellules, visible en utilisation au travers des chutes de tensions internes aux cellules mais également pour le cas de mesures de tensions en circuit ouvert, par une modification du lien entre OCV et SoC.

Pour illustrer ces effets sur l'OCV et le SoC, une correspondance (Figure II.12) entre ces deux grandeurs est réalisée expérimentalement au moyen de paliers en charge et en décharge, après chacun desquels est mesurée la tension de repos à 30 minutes. Ces paliers dont la valeur de courant et la durée sont connus, permettent de suivre le SoC et d'identifier l'état de charge correspondant à chaque mesure OCV. La plage de SoC parcourue par ce test expérimentale englobe notre plage d'utilisation mild hybrid entre 40 % et 60 % de SoC. La succession des paliers en charge permet de représenter l'hystérèse en charge (traits pointillés avec les points mesurés représentés par un rond) pour différentes températures (différenciées par une couleur spécifique autre que le noir). Pour les paliers en décharge, le même procédé est utilisé avec une hystérèse en pointillé est les points de mesures représentés par un triangle.

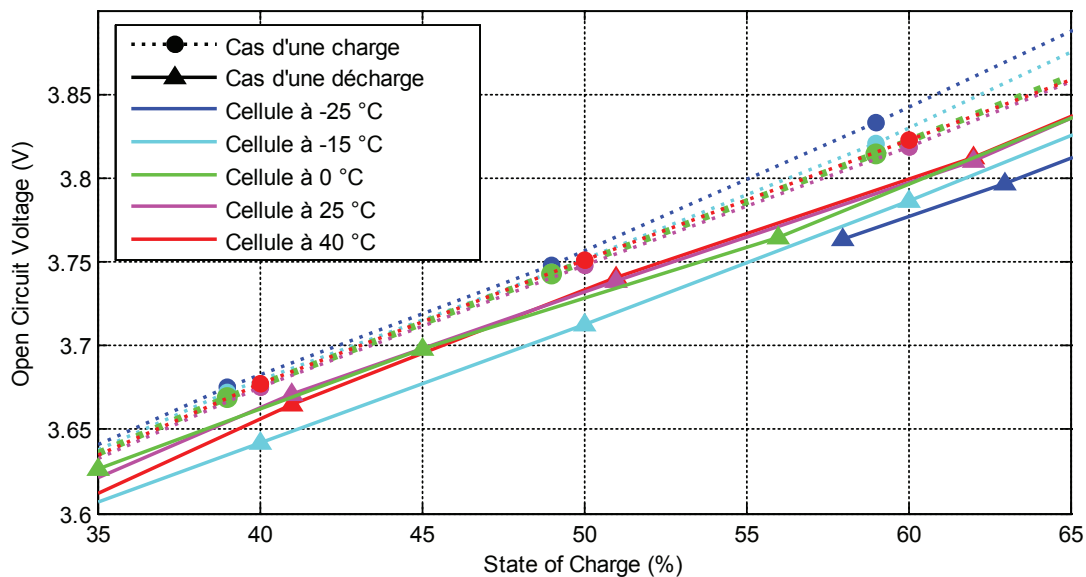


Figure II.12 – Effets de la température sur les tracés OCV en fonction du SoC de la cellule x1M à l'état neuf (édité à partir de repos de 30 min)

La Figure II.12 permet de visualiser les effets de la température sur la relation qui lie l'OCV au SoC. Ces effets restent assez limités sur notre tracé OCV où le SoC est référencé par rapport à la capacité réelle (déterminée dans les conditions de température correspondante). Pour une utilisation mild hybrid bornée à des SoC de 40 % et 60 %, les effets sur l'OCV moyen considéré sont très faibles. Seule la dilatation du cycle d'hystérésis devient plus importante aux basses températures et devra être prise en compte lors de la considération des cycles de recul.

Pour des applications typées énergies où les cellules sont sollicitées le plus souvent en décharges continues afin d'apporter l'autonomie au système qui l'utilise, il est courant d'éditer la loi de correspondance entre OCV et SoC sur la partie basse du cycle d'hystérésis correspondant à une décharge. La dilatation du cycle d'hystérésis aux basses températures implique donc une modification du tracé OCV dans ces cas de figure, ce qui n'est pas le cas pour notre application typée puissance.

Notons sur la Figure II.12 que pour le cas des paliers en décharge à -25 °C , le dernier palier effectué correspond à un état de charge de 58 %. Le palier suivant sensé abaisser l'état de charge n'a malheureusement pas pu être effectué. En effet, le test considéré est également utilisé pour étudier la chute de tension et la résistance lors de l'application des paliers. Pour cela, il convient d'utiliser des valeurs importantes de courant. Dans ce cas de décharge à -25 °C , la valeur

autorisée par le constructeur a provoqué alors le dépassement de la tension de sécurité basse, mettant fin au test.

II.1.2.4 - Effets du vieillissement

Le vieillissement est un facteur difficile à appréhender, c'est pourquoi il fait l'objet de nombreuses études. Au-delà des problèmes liés à sa quantification (SoH) et des études qui portent sur les mécanismes de vieillissement, ses effets vont directement impacter les relations qui lient la tension en circuit ouvert à l'état de charge de la cellule.

Dans un premier temps et de manière directe, l'un des principaux effets du vieillissement, à savoir la perte de capacité, va directement affecter le rapport entre quantité de charges présente dans la cellule (suivi du SoC) et la quantité pouvant être stockée (capacité réelle). La Figure II.13 illustre le cas de deux types de cellules Li-ion à trois différents états de vieillissement, pour lesquelles une charge et une décharge à un courant de $C/20$ (tension proche de l'OCV) ont été effectuées. Le premier type de cellule à base de nickel-cobalt-aluminium (x1A et x2A) est représenté par une couleur foncée qui varie du vert pour l'état neuf, au bleu pour le vieillissement intermédiaire et rouge pour l'état le plus vieilli. Le second type de cellule à base de nickel-manganèse-cobalt reprend le même code couleur en plus clair.

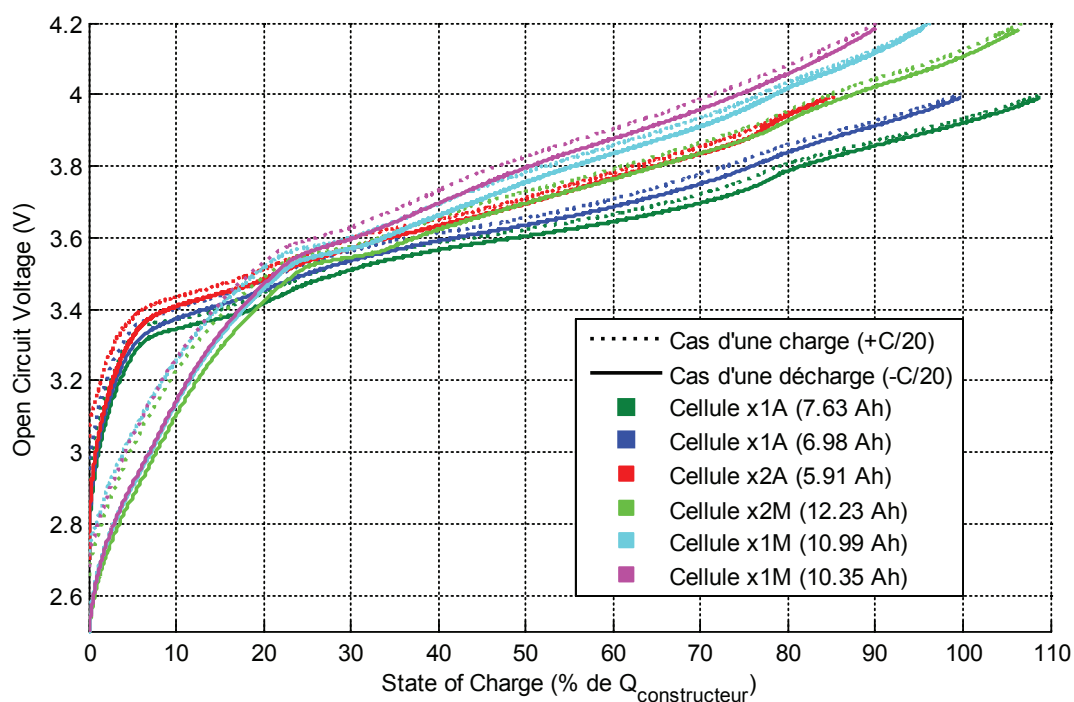


Figure II.13 – Tension à $C/20$ en fonction du SoC pour deux types de cellules Li-ion à différents états de vieillissement (à 25 °C) – Capacité constructeur considérée comme référence

Les quantités de charges électriques chargées/déchargées correspondantes à la tension ont été rapportées à la capacité nominale donnée par le constructeur. À l'état neuf, on peut remarquer que le SoC est supérieur à 100 %, ce qui indique que les cellules permettent de stocker (et fournir) plus de charges électriques qu'annoncé par le constructeur de la cellule correspondante. Avec le vieillissement et la diminution de capacité qui en résulte, la tension mesurée ne correspond alors plus au même état de charge, obligeant à considérer une nouvelle loi de correspondance entre tension en circuit ouvert mesurée et état de charge.

En ne considérant plus la capacité donnée par le constructeur, mais la capacité réelle au moment du test, il est possible de ramener l'évolution du SoC à des valeurs entre 0 et 100 %. Cela revient graphiquement à réaliser une homothétie, qui ramène toutes les tensions de fin de charge à une valeur de 100 % de SoC (toutes les courbes étant déjà initialement référencées par rapport à 0 % de SoC sur la Figure II.13). La Figure II.14 présente un tel tracé où le SoC est exprimé en pourcentage de la capacité réel. La visualisation de ce tracé se limite à notre domaine d'étude mild hybrid entre 40 % et 60 % de SoC.

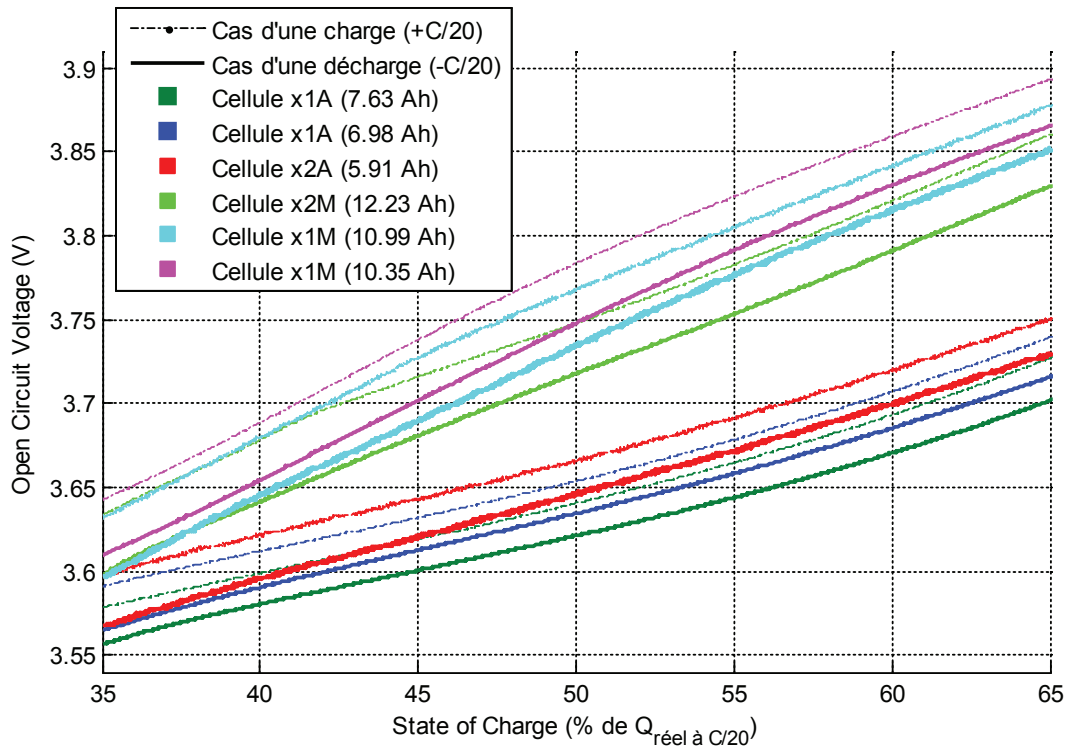


Figure II.14 – Tension à C/20 en fonction du SoC pour deux types de cellules Li-ion à différents états de vieillissement (à 25 °C) – Capacité réelle considérée comme référence

Avec cette nouvelle visualisation, les lois qui lient l'OCV au SoC ont une évolution plus modérée en fonction du vieillissement. La Figure II.14 permet de constater que ces variations se situent notamment au niveau de la forme du tracé de la tension, impliquant une modification des réactions chimiques internes à la cellule. Cette forme de tracé OCV peut être analysée par exemple au travers de l'étude des variations de tensions par rapport aux variations de charges électriques [95][102] et associée à des mécanismes de vieillissement [103].

Pour notre domaine d'utilisation mild hybrid où l'état de charge est confiné à des valeurs comprises entre 40 % et 60 %, les effets du vieillissement (modification comportement + perte de capacité) se limitent alors à une légère modification de la pente de la droite ainsi que l'ajout d'un offset sur la valeur de tension. L'absence de prise en compte de cet effet sur la tension, peut mener à une erreur de l'ordre de 5 % de SoC dans le cas extrême d'une perte de capacité de 20 % (valable pour les cellules testées à base de nickel-manganèse-cobalt et celles de nickel-cobalt-aluminium).

À noter qu'en mild hybrid, la tension en circuit ouvert de la cellule ne suit jamais ces tracés OCV. En effet, en l'absence de charge/décharge continue, la tension évolue au fil des impulsions entre le tracé à +C/20 et -C/20 (cf. "II.1.2.2 - Cycles de recul"). Il est alors par exemple

impossible de quantifier le vieillissement de la cellule à partir d'une modification de la pente que l'on aurait observé lors de l'utilisation.

II.1.2.5 - La tension à vide en résumé

Beaucoup de phénomènes agissent donc sur la valeur finale que prendra la tension aux bornes de la cellule lorsqu'elle est inutilisée. Il est possible de citer pour exemple l'effet combiné lors de longues durées de non-utilisation (au-delà de plusieurs dizaines d'heures) de la relaxation qui se stabilise et qui commence à se mêler (de manière cumulative ou compensative) aux phénomènes d'autodécharge qui tendent à diminuer la tension en circuit ouvert. Il est donc très difficile de dissocier bon nombre de phénomènes, car la relaxation est également liée aux niveaux de courant utilisés qui eux-mêmes ont un impact différent sur l'auto-échauffement (la température impactant également la relation OCV et SoC). Ceci peut se compliquer d'avantage en utilisation où le courant provoque des chutes de tensions internes qui dépendent à leur tour de nombreux autres phénomènes. La détermination en boucle ouverte du SoC n'est alors plus suffisante.

II.1.3 - Bilan sur la détermination en boucle ouverte du SoC

En boucle ouverte, il convient donc de se limiter à des mesures au repos pour la détermination du SOC, puis sur une intégration du courant pour son suivi. La tension doit être lue de manière suffisamment précise (1 mV d'erreur menant à 1 % d'erreur sur le SoC pour des cellules LFP), puis traitée efficacement pour mener à une détermination correcte de l'état de charge [43]. Le courant doit également être mesuré de façon suffisamment précise, à l'aide d'un capteur précis, et échantillonné à une fréquence suffisamment élevée. Cependant, l'importance des phénomènes à considérer est telle qu'il est plus avantageux de recourir à des capteurs logiciels (observateurs) lors de l'utilisation [104], plutôt que de se baser sur des mesures directes (boucle ouverte) pour lesquelles doit être éliminée l'influence de toutes les sources d'erreurs vues précédemment (connaissance approfondie de ces phénomènes nécessaire).

II.2 - Étude en boucle fermée

La connaissance de l'état de charge est une nécessité des systèmes de stockage d'énergie électrique, avec le besoin d'une détermination fiable même en utilisation. En effet, même si l'usage d'un véhicule peut être perçu comme un événement ponctuel (une voiture particulière étant utilisée en moyenne 3 % du temps) des exceptions d'usage peuvent exister (flotte de taxi, développement de l'autopartage) et nécessiter un suivi de l'état de charge plus robuste, notamment lors des phases d'utilisation. Des outils d'automatique permettent alors une détermination de certains états dans des conditions plus sévères (en fonctionnement, présence de bruit, ...) au prix d'une puissance de calcul plus importante. Nous tâcherons de présenter les plus fréquemment utilisés dans la littérature, avec quelques tests validant leur utilisation dans notre domaine d'usage qu'est le mild hybrid.

II.2.1 - Équations d'état d'une cellule

Pour observer l'état interne d'un système, il faut au préalable identifier les principaux phénomènes qui interviennent dans son domaine d'utilisation et identifier les variations de paramètres engendrées, ceci afin de pouvoir modéliser son comportement, qui sera ensuite comparé aux grandeurs mesurables lors de l'utilisation. L'étape finale vise à faire coïncider le modèle aux mesures en corrigeant les états internes du modèle. Les états sont alors considérés

observés. Dans notre cas de figure, le système à observer n'est pas le pack batterie dans son ensemble, mais chaque cellule qui le compose.

En mild hybrid, compte tenu du type de sollicitations, seuls quelques phénomènes principaux sont à considérer pour la modélisation. Ces derniers peuvent et sont souvent retranscrits par l'intermédiaire de composants électriques parfaits associés dans un circuit électrique (cf. § "I.3.2.3 - Les modèles électriques courants"). Ainsi nous nous basons sur un modèle électrique (représenté sur la Figure II.15) constitué d'une source de tension continue qui est l'image de l'état de charge, une résistance série pour les chutes de tensions directement liées à la valeur du courant, et un circuit R//C qui retranscrit les effets dus aux transferts de charges et à la capacité de double couche. Si le domaine d'utilisation s'étend à des phases de décharges et charges plus profondes, l'utilisation d'un (ou plusieurs) circuit R//C supplémentaire est facilement implantable au modèle d'origine pour prendre en compte les phénomènes de diffusions apparaissant sur des constantes de temps plus élevées.

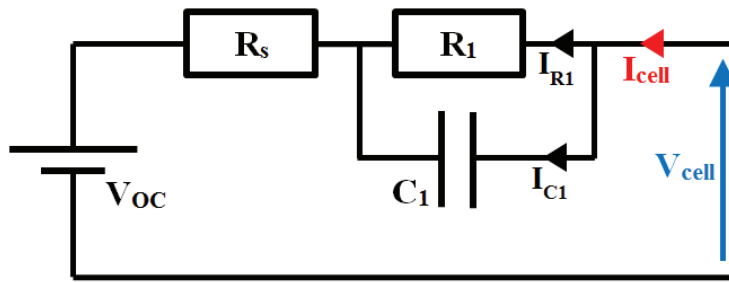


Figure II.15 – Modèle électrique retenu pour notre application mild hybrid

Le comportement de ce modèle électrique est retranscrit sous forme d'équations. Ainsi, l'équation générale (Éq. II-2) régit l'évolution de la tension du modèle électrique en fonction des évolutions relative au circuit R//C (nommée V_{RC}), proportionnelle au courant (aux bornes de la résistance série R_s) et enfin fonction de l'état de charge (qui correspond à l'OCV et est nommée V_{OC}).

$$V_{cell} = V_{RC} + R_s \cdot I_{cell} + V_{OC} \quad \text{Éq. II-2}$$

La tension aux bornes du circuit R//C est régit par une équation différentielle du premier ordre (Éq. II-3). Elle est alors fonction du courant mais également d'un état initial inconnu. Cet état initial devra alors être déterminé par l'observateur en tant que variable d'état.

$$i_{R1} + i_{C1} = \frac{V_{RC}}{R_1} + C_1 \cdot \frac{dV_{RC}}{dt} = I_{cell}$$

$$\dot{V}_{RC} = -\frac{1}{R_1 \cdot C_1} \cdot V_{RC} + \frac{1}{C_1} \cdot I_{cell} \quad \text{Éq. II-3}$$

La tension en circuit ouvert (V_{OC}) dépend en grande partie du SoC, de la température et du vieillissement. La relation liant la tension à ces variables est souvent approximée expérimentalement par un polynôme ou par l'intermédiaire de tables. Cependant, l'évolution de l'état de charge peut également être exprimée par une équation différentielle du premier ordre, et constituer une variable d'état de l'observateur.

$$S\dot{o}C = \frac{\eta_f}{Q_{cell}} \cdot I_{cell} \quad \text{avec} \begin{cases} \eta_f = \eta_{fara} \text{ si } I_{cell} > 0 \\ \eta_f = 1 \text{ si } I_{cell} < 0 \end{cases} \quad \text{Éq. II-4}$$

Dans l'équation Éq. II-4, il est possible de considérer une capacité Q_{cell} variant selon la température, le niveau de courant et le vieillissement (à quantifier au travers de la variable d'état de santé SoH). Le rendement faradique η_{fara} de la cellule intervient au numérateur lors d'une charge (cela est équivalent à le considérer au dénominateur lors des décharges). Ceci est valable pour l'ensemble des équations que nous définissons par la suite où η_f apparait. Cette évolution du SoC est alors liée à la tension en circuit ouvert au travers d'une linéarisation d'un tracé OCV sur l'intervalle d'utilisation entre 40 % et 60 % de SoC (illustré sur la Figure II.16).

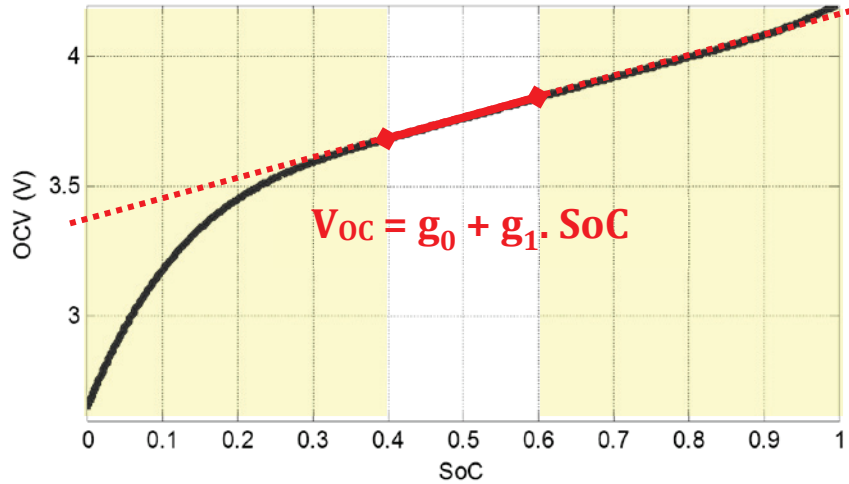


Figure II.16 – Illustration de la linéarisation de l'OCV en fonction du SoC entre 40 % et 60 % de SoC

L'OCV considéré avant linéarisation est la moyenne du cycle d'hystérésis en charge avec celui de décharge. L'équation pourra voir par la suite ses coefficients (g_0 et g_1) modifiés en fonction de la température ou du vieillissement. Il est tout à fait envisageable de considérer une équation plus évoluée. Cependant, au sein de notre plage d'utilisation mild hybrid (autour de 50 % de SoC), l'équation d'une simple droite est suffisante.

II.2.1.1 - Système linéaire stationnaire à temps continu

En automatique, les équations d'états qui décrivent le comportement d'une cellule sont exprimées sous forme d'un système, représenté dans l'équation Éq. II-5. Dans le cadre de nos équations qui décrivent un système linéaire, la matrice d'état A traduit la variation des variables d'état x en fonction de leur état précédent, alors que les variations apportées par la commande (mesure u) sont retranscrites au travers de la matrice de commande B . L'estimation de la sortie y est, quant à elle, composée d'une matrice d'observation C pour les variables d'état, et d'une matrice d'action directe D qui agit selon la commande. Les valeurs prises par ces matrices sont identifiées à partir des équations décrivant le modèle électrique retenu (cf. Éq. II-6).

$$\begin{cases} \dot{x} = A \cdot x + B \cdot u \\ y = C \cdot x + D \cdot u \end{cases} \quad \text{Éq. II-5}$$

$$\begin{cases} \begin{bmatrix} \dot{SoC} \\ V_{RC} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & \frac{-1}{R_1 \cdot C_1} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} SoC \\ V_{RC} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{\eta_f}{Q_{cell}} \\ \frac{1}{C_1} \end{bmatrix} \cdot I_{cell} \\ V_{cell} = [g_1 \quad 1] \cdot \begin{bmatrix} SoC \\ V_{RC} \end{bmatrix} + R_s \cdot I_{cell} + g_0 \end{cases} \quad \text{Éq. II-6}$$

D'une manière générale, le modèle électrique de base d'une cellule Li-ion peut être étendu aux comportements relatifs à de plus importantes constantes de temps (diffusion, relaxation) par l'ajout de circuits R//C. Le système d'équations mène alors aux équations d'états décrites ci-dessous (pour n circuits R//C).

$$\left\{ \begin{array}{l} \begin{bmatrix} \dot{SoC} \\ \dot{V}_{RC_1} \\ \dot{V}_{RC_2} \\ \vdots \\ \dot{V}_{RC_n} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \frac{-1}{R_1 \cdot C_1} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & \frac{-1}{R_2 \cdot C_2} & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & \dots & \frac{-1}{R_n \cdot C_n} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} SoC \\ V_{RC_1} \\ V_{RC_2} \\ \vdots \\ V_{RC_n} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{\eta_f}{Q_{cell}} \\ \frac{1}{C_1} \\ \frac{1}{C_2} \\ \vdots \\ \frac{1}{C_n} \end{bmatrix} \cdot I_{cell} \\ \\ V_{cell} = [g_1 \quad 1 \quad 1 \quad \dots \quad 1] \cdot \begin{bmatrix} SoC \\ V_{RC_1} \\ V_{RC_2} \\ \vdots \\ V_{RC_n} \end{bmatrix} + R_s \cdot I_{cell} + g_0 \end{array} \right. \quad \text{Éq. II-7}$$

II.2.1.2 - Système linéaire stationnaire à temps discret

Le BMS traite les mesures comme une succession d'événements discrets. Il est alors nécessaire de retranscrire le modèle de cellule sous sa forme discrète. Les fonctions temporelles correspondantes aux dérivées exprimées dans le vecteur d'état, sont intégrées de l'instant " $k-1$ " à " k " (qui correspond à une discrétisation sur un pas de temps Δt) afin d'estimer les états à l'instant de calcul. L'équation de la tension du circuit R//C (qui a pour forme $\dot{y} = a \cdot y + b$) nécessite de passer par la résolution d'une équation différentielle linéaire avec second membre, dont la solution a pour forme $f(t) = K \cdot e^{a \cdot t} - \frac{b}{a}$ et à partir de laquelle la forme discrétisée est donnée par l'équation Éq. II-9.

$$SoC_k = SoC_{k-1} + \frac{\eta_f \cdot \Delta t}{Q_{cell}} \cdot I_{cell_k} \quad \text{Éq. II-8}$$

$$V_{RC_k} = e^{\frac{-\Delta t}{R_1 \cdot C_1}} \cdot V_{RC_{k-1}} + \left(1 - e^{\frac{-\Delta t}{R_1 \cdot C_1}}\right) \cdot R_1 \cdot I_{cell_k} \quad \text{Éq. II-9}$$

L'estimation actuelle (instant " k ") des états est donc dépendante des valeurs aux instants précédents (représentés par l'indice " $k-1$ "). Le système ainsi discrétisé s'exprime alors sous la forme suivante (les matrices A_d , B_d , C_d et D_d étant notées avec un indice " d " pour les différencier des matrices en temps continu) :

$$\begin{cases} x_k = A_d \cdot x_{k-1} + B_d \cdot u_k \\ y_k = C_d \cdot x_k + D_d \cdot u_k \end{cases} \quad \text{Éq. II-10}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \begin{bmatrix} [SoC] \\ [V_{RC}]_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & e^{\frac{-\Delta t}{R_1 \cdot C_1}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} [SoC] \\ [V_{RC}]_{k-1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{\eta_f \cdot \Delta t}{Q_{cell}} \\ R_1 \cdot (1 - e^{\frac{-\Delta t}{R_1 \cdot C_1}}) \end{bmatrix} \cdot I_{cell_k} \\ \\ V_{cell_k} = [g_1 \quad 1] \cdot \begin{bmatrix} [SoC] \\ [V_{RC}]_k \end{bmatrix} + R_s \cdot I_{cell_k} + g_0 \end{array} \right. \quad \text{Éq. II-11}$$

De manière analogue au système décrit en équation Éq. II-7, le modèle électrique d'une cellule peut faire intervenir un plus grand nombre de circuits R//C. Il en résulte alors une augmentation de la taille des matrices d'état qui peut provoquer une augmentation notable de la puissance de calcul nécessaire (pour chaque cellule à observer), selon la méthode d'observation retenue (les filtres de Kalman nécessitant par exemple une inversion de ces matrices à chaque pas de calculs).

II.2.2 - Observateurs d'état de charge

Les observateurs utilisent les équations d'état préalablement éditées afin d'estimer la ou les sortie(s) du système à observer. Son objectif est alors de corriger les variables d'état jusqu'à obtenir un comportement similaire du modèle avec le système réel. Le comportement réel est observé au travers des mesures, qui avant de parvenir jusqu'à l'observateur peuvent être biaisées (cf. "II.1.1.2 - Bruit et incertitude de mesure"), puis la comparaison est effectuée avec un modèle qui lui-même contient nécessairement des approximations (simplification du modèle sur le domaine d'utilisation, méconnaissance de la valeur exacte des paramètres). L'utilisation d'observateurs permet de limiter l'impact de ces incertitudes sur la qualité des résultats. En effet les observateurs sont capables d'associer les comportements observés aux états du système modélisé. Pour cela, les phénomènes ne correspondant pas à des comportements modélisés, tels que les incertitudes de mesures et de modélisation, sont éliminés.

II.2.2.1 - Observateur de Luenberger

Ce type d'observateur est capable de reconstruire les états d'un système linéaire. Le système est alors modélisé afin de fournir une estimation qui permettra d'identifier la valeur des états du système observé. Notre cellule est alors représentée (de manière simplifiée sur notre domaine d'utilisation mild hybrid) par les équations d'états Éq. II-5 auxquelles viennent s'ajouter une incertitude sur la mesure ainsi que sur le modèle. Du point de vue de l'observateur (Éq. II-12), la cellule est parfaitement représentée, avec en plus une partie relative à l'erreur faite avec le système réel qui est ajoutée afin de corriger l'évolution des états. Cette partie supplémentaire doit être annulée au fil des itérations de calcul, afin de faire correspondre le comportement du modèle au système réel.

$$\begin{cases} \dot{\hat{x}} = A. \hat{x} + B. u + L. (y - \hat{y}) \\ \hat{y} = C. \hat{x} + D. u \end{cases} \quad \text{Éq. II-12}$$

Le but principal de l'observateur est donc l'annulation de l'erreur entre estimation (\hat{y}) et mesure (y) afin de faire correspondre les états "observés" (\hat{x}) à ceux inaccessibles du système réel (x). À partir de la différence entre les équations d'état du système réel et celles considérées par l'observateur, l'évolution de l'erreur sur les états ($x - \hat{x} = e$) peut être exprimée selon une équation différentielle du premier ordre de la manière suivante :

$$\begin{aligned} \dot{x} - \dot{\hat{x}} &= A. x + B. u - A. \hat{x} - B. u - L. (C. x + D. u - C. \hat{x} - D. u) \\ \dot{x} - \dot{\hat{x}} &= A. (x - \hat{x}) - L. C. (x - \hat{x}) \\ \dot{e} &= (A - L. C). e \end{aligned} \quad \text{Éq. II-13}$$

La science de l'automatique, définie que pour assurer l'annulation de l'erreur au cours des itérations, la matrice formée par $A - L. C$ doit avoir ses valeurs propres à partie réelle négative. Les matrices A et C étant imposées par le système, il faut alors choisir des valeurs pour le vecteur L de manière à respecter cette première condition. Pour s'assurer qu'un tel vecteur puisse exister, il faut que les conditions d'observabilité soient respectées. En automatique, cette condition est

remplie en présence d'une matrice d'observabilité de rang plein. Cette matrice est construite en fonction des matrices C et A, en partant d'une première ligne composée de C. Les lignes suivantes sont construites à partir de la multiplication de la ligne précédente et de A, ceci jusqu'à atteindre une matrice d'observabilité de dimension identique à A.

$$Mat = \begin{bmatrix} C \\ CA \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} g_1 & 1 \\ 0 & \frac{-1}{R_1.C_1} \end{bmatrix} \quad \text{rang 2} \rightarrow \text{Observable} \quad \text{Éq. II-14}$$

On remarque alors que le paramètre g_1 (pente du tracé OCV aux alentours de 50 % de SoC) ne doit pas être nul, auquel cas la matrice d'observabilité n'est plus de rang plein rendant la cellule inobservable pour ce qui est du SoC. En effet, un tel cas de figure implique que tous les états de charges correspondent à une unique valeur d'OCV. Il est alors impossible à tout observateur de déduire l'état de charge à partir d'une estimation de la tension OCV. Dans le cas de cellules fer-phosphate où cette pente g_1 est très proche de 0, la détermination du SoC est rendue très difficile car le système est très proche d'un cas de figure non-observable. Le modèle considéré par l'observateur doit alors être le plus précis possible (prise en compte d'effets diffusifs, des variations paramétriques, des cycles de recul, ...) afin de limiter toutes incertitudes sur l'estimation de la tension de la cellule.

L'observabilité démontrée, le gain de correction L (qui est un vecteur) peut alors être défini de manière à ce que les pôles de la matrice $A - L.C$ correspondent à ceux d'un système convergeant de manière asymptotique. Suivant les valeurs choisies pour le gain de correction, la convergence est alors plus ou moins rapide au prix d'une plus forte tendance à l'instabilité dans les cas les plus rapides. Ceci est illustré sur la Figure II.17, où un profil de courant d'une vingtaine de minutes est appliqué à une cellule à 25 °C. La réponse en tension de la cellule est traitée par l'observateur de manière à déterminer le SoC en cours d'utilisation. Trois différents types de gains de corrections sont choisis pour des corrections plus ou moins rapides.

Sur la Figure II.17, l'état initial du SoC est inconnu de l'observateur et est donc initialisé à une valeur volontairement aberrante (étude au pire des cas). Malgré cette méconnaissance de l'état initial du SoC, mais aussi des états internes du modèle électrique (notamment les tensions des circuits R//C), l'état de charge est déterminé puis suivi en cours d'utilisation de la cellule. Ce comportement permet de valider le bon fonctionnement de l'observateur qui, quelle que soit l'erreur initiale, arrive à stabiliser son suivi de l'état de charge autour de mêmes valeurs.

On remarque aussi que selon la valeur de réglage de la correction (vecteur L), la durée de détermination est affectée avec notamment une détermination de l'état de charge de quelques secondes pour la correction rapide. Cependant, dans ce cas de figure la qualité du suivi de l'état de charge est affectée avec une plus forte tendance à s'éloigner de l'état de charge réel, contrairement aux gains de correction plus lents qui permettent un meilleur suivi. Une dynamique voulue rapide impose l'utilisation de grandes valeurs de gain L, rendant l'observateur plus sensible aux variations.

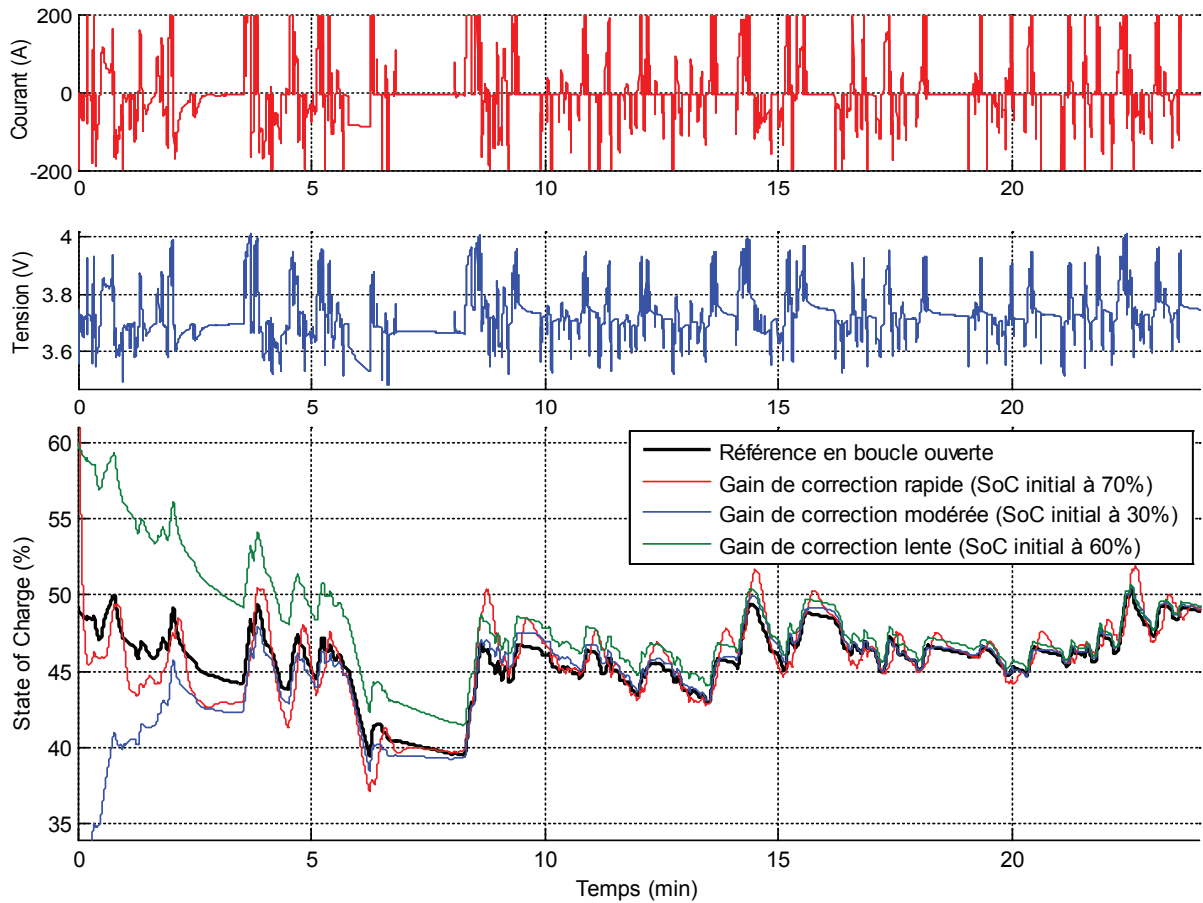


Figure II.17 – Observateur de Luenberger appliqué à la cellule x1M (initialement à 49 % de SoC) lors d'un profil à 25 °C

À noter que nous faisons l'hypothèse d'un modèle à paramètres constants. Ces derniers peuvent évoluer en fonction de la température ou du vieillissement. Or ces paramètres sont présents dans la matrice A et C du système d'état considéré par l'observateur. Ces matrices permettent notamment la détermination du gain de correction L qui doit permettre d'assurer la stabilité du système $A - L \cdot C$. Le gain L qui influe sur la rapidité et la stabilité, peut donc devenir dépendant de paramètres voués à évoluer. Le système d'état n'est alors plus linéaire. Pour le traitement de systèmes non linéaires, l'observateur de Luenberger peut être alors étendu [105].

II.2.2.2 - Observateur à mode glissant

Ce type d'observateur découle directement de l'observateur précédemment étudié. Il apporte cependant un élément non-linéaire permettant de tenir compte des erreurs de modélisation et du bruit de mesure. Cet élément non linéaire correspond le plus souvent à la fonction "sign" (qui donne le signe d'une valeur) pondérée par un gain de mode glissant [106][107]. Le gain est un vecteur (que l'on désigne par M) comparable au gain L de l'observateur de Luenberger auquel il est souvent associé. Ce gain de mode glissant doit alors pouvoir compenser les incertitudes maximales estimées sur les différents états du modèle. Selon le signe de l'erreur (fonction "sign"), il aura alors pour fonction de proposer une correction qui borne le signal à suivre. Le système d'état considéré par l'observateur est ainsi le suivant :

$$\begin{cases} \dot{\hat{x}} = A \cdot \hat{x} + B \cdot u + L \cdot (y - \hat{y}) + M \cdot \text{sign}(y - \hat{y}) \\ \hat{y} = C \cdot \hat{x} + D \cdot u \end{cases} \quad \text{Éq. II-15}$$

Un élément de correction est donc ajouté en supplément de la correction apportée par l'observateur de Luenberger (cf. Éq. II-12). Le temps nécessaire à la détermination du SoC est alors diminué (correction plus rapide) mais peut se révéler plus instable lors du suivi. En effet, en ajoutant un gain de correction à la correction déjà effectuée par l'observateur de Luenberger, on retrouve des effets comparables à l'augmentation du gain de correction illustré sur la Figure II.17.

Il est possible de se passer du gain de Luenberger ($L = 0$), ou d'en diminuer la valeur, afin d'isoler l'impact du gain de mode glissant. La correction n'est alors plus assurée par le produit du gain (si $L = 0$) avec l'erreur, mais est seulement constituée de l'incertitude estimée qui borne l'erreur. Ce type de traitement permet donc l'utilisation d'un comportement différent face aux erreurs. Cependant, lorsque l'erreur est annulée (états considérés connus) et que l'observateur suit le fonctionnement réel de la cellule, la valeur infime de l'erreur (nécessairement présente) provoque un effet de "shattering" propre à ce type d'observateur. En effet, si l'observateur détermine un état légèrement inférieur de celui à observer, l'itération suivante applique un gain de correction fixe (M) qui mène à un état déterminé supérieur à celui qu'il faut observer. L'itération suivante, l'erreur qui est devenue négative ramène (raisonnement inverse) l'état déterminé à une valeur légèrement inférieure à celle qu'il faut observer (et qui à peu eu le temps de changer d'une itération à l'autre). Pour faire face à cet effet de "shattering", des fonctions différentes de "sign" peuvent être utilisées, afin d'offrir une transition plus douce aux environs d'une erreur d'estimation nulle. Cette transition peut être assurée par une droite de pente positive passant par zéro, avec une saturation au-delà de ± 1 . Il est également possible d'utiliser une loi basée sur une fonction arc tangente, dont une comparaison du comportement avec la fonction "sign" est donnée sur la Figure II.18.

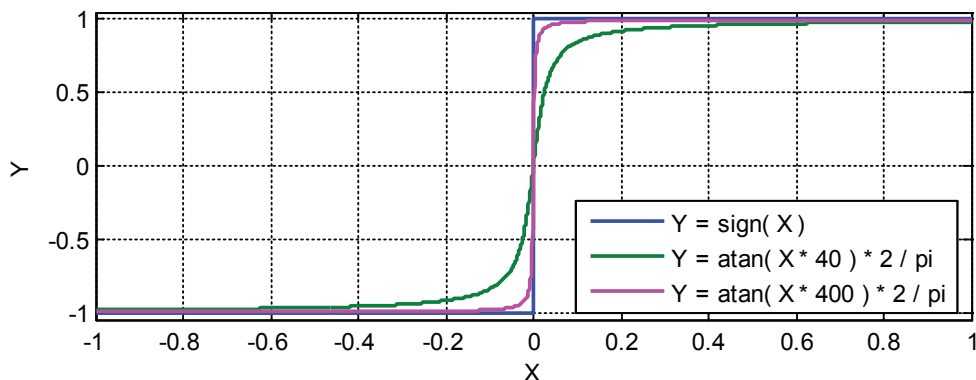


Figure II.18 – Comparaison entre la fonction "sign" et deux exemples d'arc tangentes, utilisées pour gérer la présence d'erreurs faibles

Le tracé ci-dessus permet de montrer qu'en présence d'erreurs élevées (représentées par l'axe X), les comportements des différentes fonctions donnent un résultat similaire avec une valeur de " ± 1 " selon le signe de l'erreur. En présence d'une erreur de valeur absolue très faible, l'arc tangente permet de fournir une valeur inférieure (en valeur absolue) à "1". Cette valeur étant multipliée par la suite à M, la correction est plus faible et limite ainsi l'effet de "shattering". Cette différence de comportement est visualisable sur la Figure II.19.

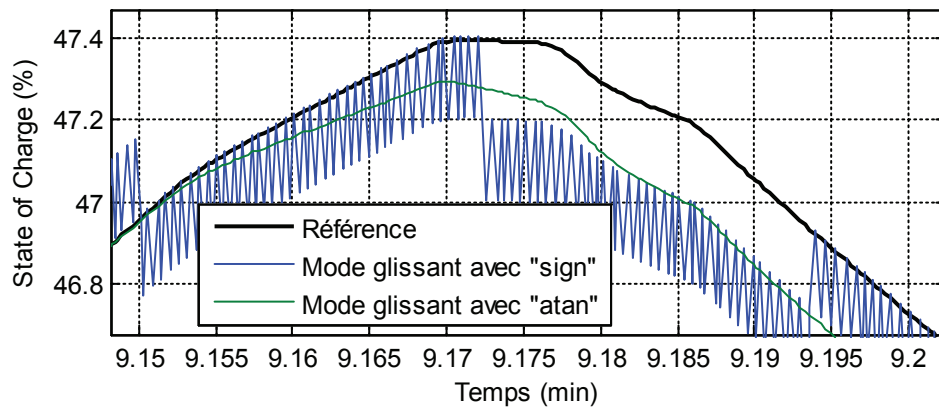


Figure II.19 – Exemple d'effet de "shattering" causé par l'utilisation d'une fonction "sign", comparé à l'utilisation d'une fonction arc tangente

Ce tracé permet de visualiser l'effet de "shattering" présent avec l'utilisation de la fonction "sign" en mode glissant. La valeur retenue pour la correction M est alors visible et correspond à 0,2 % (passages d'une valeur à l'autre marquée par des passages de 0,2 % de SoC). La fonction arc tangente permet des résultats comparables sans effets de "shattering". Le tracé présenté sur la Figure II.19 est issu d'un agrandissement proche de la 9^{ème} minute d'un test à 25 °C sur une cellule de type nickel-manganèse-cobalt (x1A). Le test complet d'une vingtaine de minutes présentant également l'utilisation d'un observateur de Luenberger couplé au mode glissant (avec fonction "sign") est présenté sur la Figure II.20.

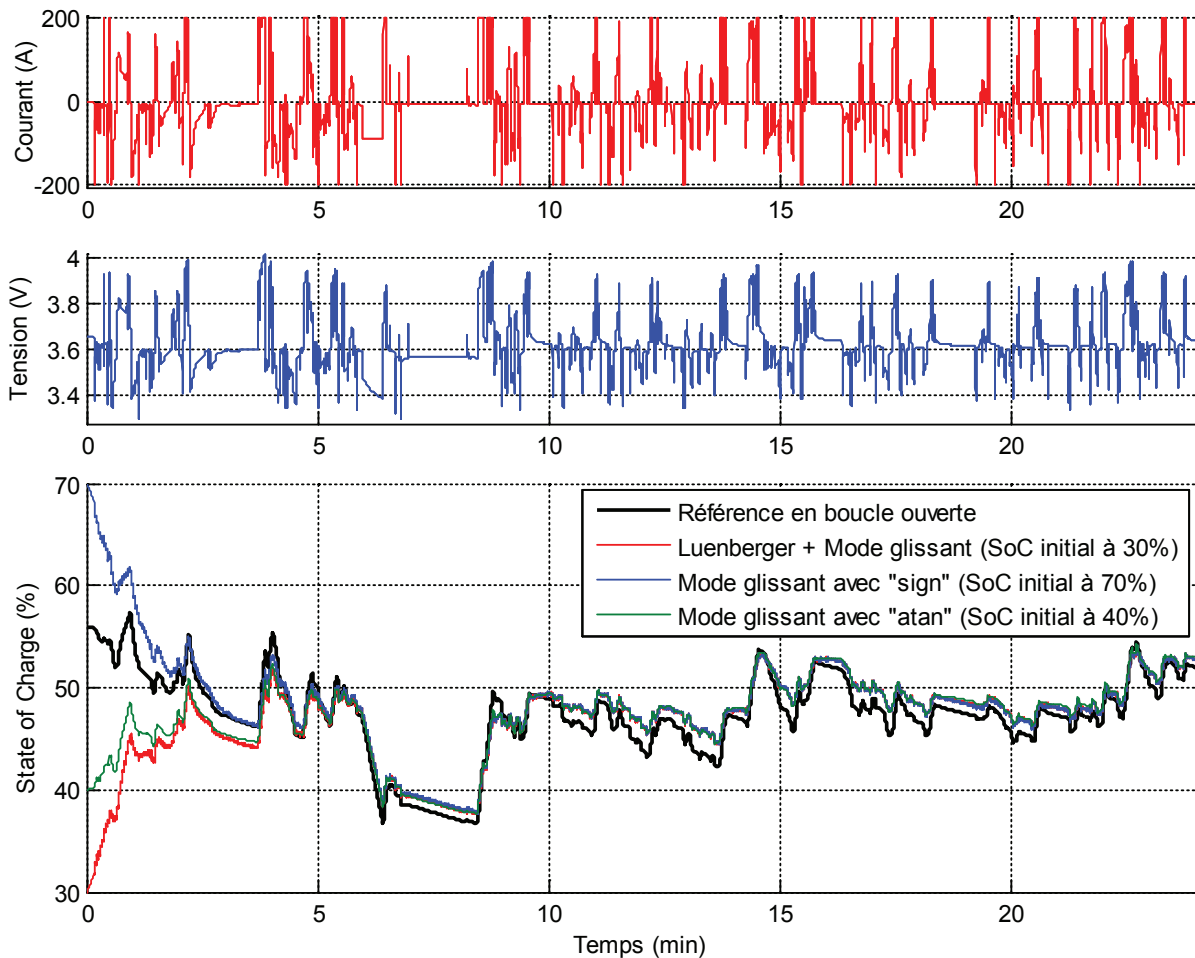


Figure II.20 – Déterminations du SoC de la cellule x1A (initialement à 56 % de SoC) lors d'un profil à 25 °C effectuées grâce à différents observateurs

Les observateurs présentés dans cette figure, ont un comportement très proche. Tracés avec l'échelle de SoC de la Figure II.20, l'effet de "shattering" est d'ailleurs difficilement discernable ($\approx 0,2\%$ du SoC). La rapidité de convergence est dépendante des valeurs de réglages et ne permet pas réellement de comparer l'aspect qualitatif des observateurs entre eux, chacun pouvant être réglé de manière à être plus rapide que les autres, ou plus stable lors du suivi du SoC.

II.2.2.3 - Filtre de Kalman

Le filtre de Kalman est un observateur qui comme les deux précédemment étudiés, s'applique à un système linéaire. La modélisation de la cellule reste similaire à celle décrite par les équations du paragraphe § "II.2.1 - Équations d'état d'une cellule". Il est généralement présenté comme une succession d'étapes, pour lesquelles une notation discrète est préférable afin d'identifier plus aisément les paramètres à l'instant considéré (instant " k ") de ceux à l'instant précédent (instant " $k-1$ "). Le comportement du filtre de Kalman peut d'ailleurs être décrit à partir de ces deux seuls instants, puisqu'il s'agit d'un estimateur récursif où seules la mesure actuelle et l'estimation de l'état précédent est nécessaire. Lorsqu'il est fait mention du modèle, les matrices considérées correspondent à celles définies pour notre système discret (Éq. II-11).

Dans le domaine des batteries, il est courant de recourir à l'usage d'un filtre de Kalman. Cet outil de la science de l'automatique, est donc largement détaillé dans de nombreuses références. Nous ne nous attarderons donc pas sur sa description détaillée, et nous contenterons d'en décrire les lignes de fonctionnement principales. La procédure suivie par un filtre de Kalman est généralement séparée en deux parties distinctes, à savoir une phase de prédiction, suivie d'une phase de correction.

La première phase d'opérations effectuées par le filtre de Kalman, consiste à prédire les états actuels $\widehat{x}_{prédit}$ (vecteur contenant les états du modèle électrique) à partir de ceux estimés à l'instant précédent, ainsi que de la mesure et des matrices A_d , B_d , C_d et D_d qui décrivent le modèle électrique de la cellule. Le filtre de Kalman effectue également une estimation de la covariance de l'erreur P_k^- à partir du comportement du modèle et de la matrice de covariance de bruit de "process" Q . Cette matrice représente l'espérance (au sens mathématique) attendue sur les incertitudes de modélisation.

Prédiction	Prédiction de l'état :	$\widehat{x}_{prédit} = A_d \cdot \widehat{x}_{k-1} + B_d \cdot u$	Éq. II-16
	Estimation de la covariance de l'erreur :	$P_k^- = A_d \cdot P_k \cdot A_d^T + Q$	Éq. II-17

La seconde phase de traitement effectuée par le filtre de Kalman est de corriger les états prédits et de mettre à jour les matrices de covariances qui servent au calcul du gain de correction K . La succession de ces étapes est représentée par les équations ci-dessous. Parmi elles, la matrice de covariance d'innovation (S) est déterminée à chaque nouvelle itération (mise à jour de sa valeur) à partir de la matrice prédite de covariance de l'erreur (P_k^-) ainsi que de la matrice de covariance sur le bruit de mesure (R). Cette dernière matrice représente, de manière analogue à la matrice Q précédemment décrite (lors de la phase de prédiction), l'espérance attendue sur le bruit de mesure. Le gain de Kalman (K) est ensuite calculé en fonction des matrices de covariances et sert ensuite à corriger les états (\widehat{x}_k) selon les états préalablement prédits et les mesures.

Finalement, la matrice d'estimation de la covariance de l'erreur P_k est également mise à jour pour être utilisée lors de l'itération qui suit (cette même matrice est donc notée P_k^- lorsqu'elle est prédite, et P_k lorsqu'elle est corrigée).

Correction	Mise à jour de la de covariance d'innovation :		
		$S = C_d \cdot P_k^- \cdot C_d^T + R$	Éq. II-18
	Mis à jour du gain de Kalman :		
		$K = P_k^- \cdot C_d^T \cdot S^{-1}$	Éq. II-19
	Observation des états :		
	$\widehat{x}_k = \widehat{x}_{prédit} + K \cdot (y_k - \widehat{y}_k)$	Éq. II-20	
	Mise à jour de la covariance de l'erreur :		
	$P_k = (I - K \cdot C_d) \cdot P_k^-$	Éq. II-21	

La succession de ces étapes, nécessite bien entendu la définition des matrices qui définissent le système d'état, mais également lors de la toute première itération les valeurs initiales les matrices P_k , R et Q . En dehors de la toute première itération, l'absence de formule pour la détermination des matrices Q et R laisse entendre que leurs valeurs sont fixes. Certains travaux tentent de mettre à jour ces matrices en essayant de déterminer l'espérance mathématique attendue sur les incertitudes de "process" et le bruit de mesure [108][109]. La tâche est complexe à réaliser et demande une importante puissance de calcul. De plus, comme lors de l'initialisation, aucune erreur n'est encore présente (puisque aucune estimation n'a encore pu être effectuée), cela rend difficile la détermination d'une valeur d'espérance qui représente de manière intuitive la valeur moyenne de l'erreur attendue (sur le modèle avec Q et sur la mesure avec R). Il est donc très courant d'utiliser une valeur fixée empiriquement : [49][50][110 à 114].

L'utilisation de valeurs fixées, permet tout de même le bon fonctionnement d'un filtre de Kalman. La détermination automatique du gain de correction effectuée par le filtre de Kalman perd de son intérêt face à d'autres types d'observateurs (comme Luenberger), puisque son évolution n'est plus reliée à l'erreur réellement présente entre le modèle et le système mesuré. Le filtre de Kalman n'étant pas l'objet principal de notre étude (car demandant une puissance de calcul conséquente), nous n'avons pas souhaité complexifier son étude, et nous nous contentons donc comme la plupart des travaux dans le domaine des batteries, de matrices R et Q fixes. La Figure II.21 illustre l'utilisation d'un tel observateur pour la détermination du SoC de la cellule x1m de type nickel-manganèse-cobalt (chimie et fabricant identique que la x1M de 11,5 Ah à la différence de capacité qui est de 7 Ah).

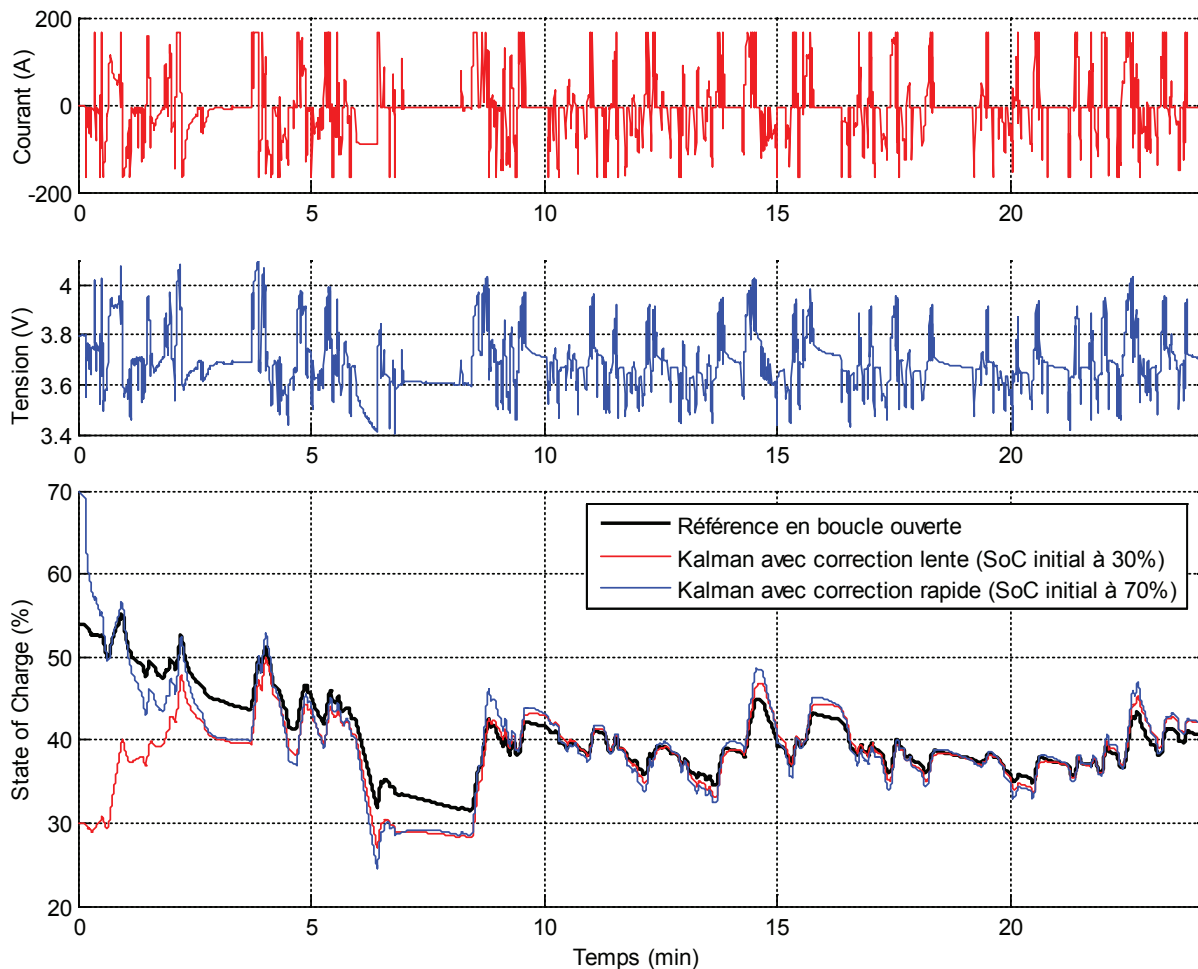


Figure II.21 – Filtre de Kalman appliqué à la cellule x1m (initialement à 52 % de SoC) lors d'un profil à 25 °C

La réponse de l'observateur quant à la détermination du SoC peut être très rapide, au prix d'une baisse de la qualité du suivi par la suite. On retrouve ainsi le même principe de réglage qui avait été évoqué pour la correction du gain de correction L de l'observateur de Luenberger. Ce réglage (rapidité en fonction de la qualité de suivi) est cette fois retranscrit au travers de l'initialisation des matrices de covariances d'erreur, qui vont modifier par elles même les valeurs du vecteur de correction K . Le réglage du gain de correction est donc en quelque sorte réalisé de manière indirecte pour les filtres de Kalman. La puissance de calcul nécessaire est plus importante dans le cadre de ce type d'observateur qui comprend alors de nombreux produits matriciels dont une inversion de matrice. Pour des systèmes non linéaires, ce type d'observateur très répandu peut également être modifié et utilisé sous le nom d'un filtre de Kalman étendu [50][108]. La puissance de calcul nécessaire est alors encore plus importante avec notamment la nécessité de déterminer les matrices Jacobiennes permettant de linéariser le modèle à chaque nouveau point de fonctionnement.

II.2.3 - Choix d'observateur

II.2.3.1 - Comparaison expérimentale

Afin de confronter les méthodes d'observations à une situation plus proche de la réalité, les différents observateurs étudiés sont comparés lors de profils de mission réels. Ces derniers sont appliqués durant une dizaine de jours à raison de 20 h par jour. Pour éviter une déviation

progressive du SoC cible, en raison du profil appliqué qui n'est pas équilibré en énergie et afin de mesurer régulièrement la capacité réel au cours du vieillissement, 4 heures journalières sont réservées à un cycle de charge/décharge. La température est contrôlée à 40 °C lors de la première série d'essai (10 jours), puis à 25 °C pour une seconde série (10 autres jours) et enfin à 0 °C pour une dernière série (10 jours également).

La Figure II.22 illustre le cas d'une cellule de chimie nickel-cobalt-aluminium (x1A) de capacité constructeur 7 Ah pour laquelle les trois différents types d'observateurs étudiés sont appliqués à la détermination du SoC. Les 5 premières minutes du sixième jour sont volontairement initialisées avec des valeurs aberrantes de SoC au sein des observateurs, afin de visualiser la convergence lors de la détermination du SoC. La sélection d'une dizaine de minutes représentée sur la Figure II.22, permet d'apprécier la qualité du suivi du SoC des trois différents types d'observateurs. À noter que l'erreur faite sur le suivi du SoC est difficilement comparable car dépend principalement des valeurs de réglages. Ainsi avec une détermination très faiblement plus lente, le suivi du SoC fait par le filtre de Kalman aurait pu suivre celui effectué par les deux autres observateurs. Ces résultats permettent donc simplement de constater la similitude entre résultats obtenus quel que soit le type d'observateur utilisé.

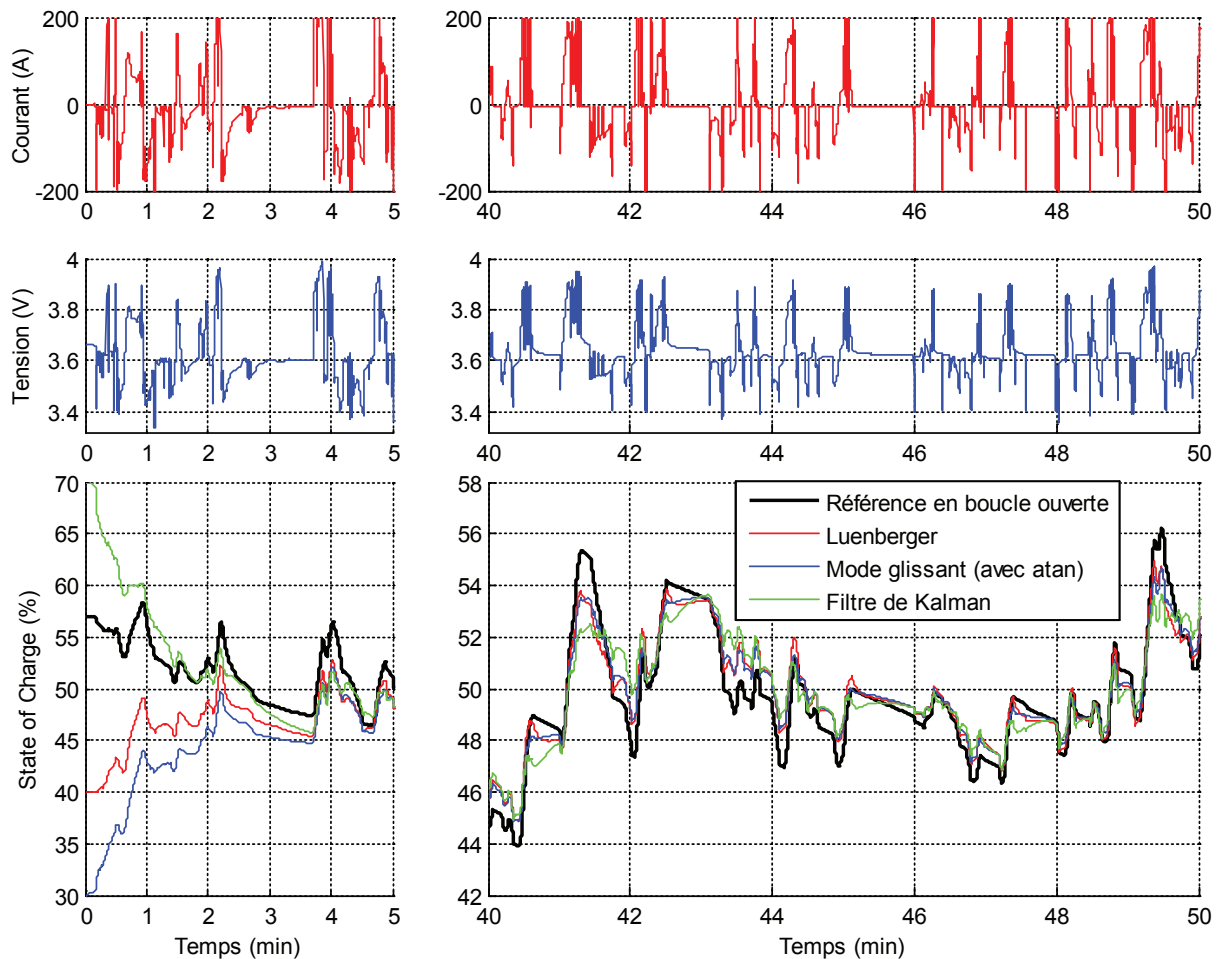


Figure II.22 – Différents observateurs utilisés pour déterminer le SoC d'une même cellule x1A au 6^{ème} jour à 40 °C (capacité réelle de 6,8 Ah à 40 °C)

À basse température, et pour une cellule vieillie (x1M de type nickel-manganèse-cobalt), les observateurs continuent de fournir une détermination de SoC fiable. Dans le cas de la Figure

II.23, la capacité réelle de la cellule est mesurée à 9,5 Ah lors de la décharge complète journalière à température de test (ici 0 °C).

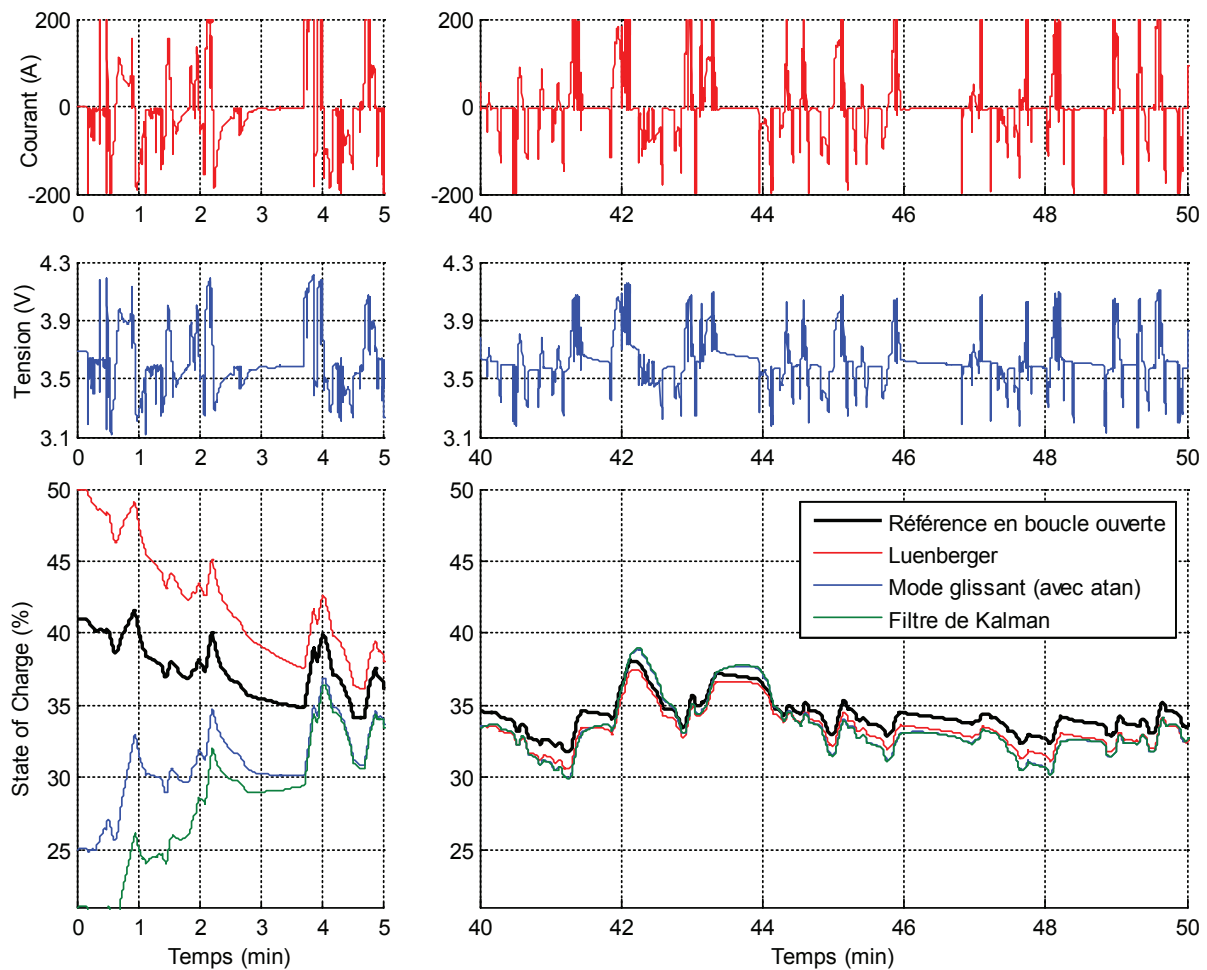


Figure II.23 – Observateurs appliqués à la cellule x1M au 8^{ème} jour à 0 °C (capacité réelle de 9,5 Ah à 0 °C)

Bien que l'observateur considère la capacité constructeur de 11,5 Ah, le suivi de l'état de charge reste cohérent et assez indépendant d'une mauvaise estimation de la capacité (pour des conditions de SoH et de température donnés). On retrouve ainsi la même constatation qui avait été faite en partie "II.1.1.3 - Variation de la capacité". En présence d'une erreur entre capacité modélisée et capacité réelle, les variations de SoC sont en quelques sortes dilatées autour du SoC initial. Au retour à cette valeur initiale (pour nous une valeur proche de 50 % de SoC), les erreurs d'intégration du courant se compensent. Sur le long terme, une utilisation mild hybrid par nature équilibrée (car elle effectue des retours à 50 % régulièrement) n'est donc pas impactée par une cumulation des erreurs dues à une méconnaissance de la capacité. Seuls les instants éloignés de 50 % de SoC (événements temporaires) présentent des erreurs à imputer à la valeur de capacité modélisée.

II.2.3.2 - Essais sous contraintes spécifiques

Afin de valider l'utilisation des différents observateurs, nous avons appliqué un profil standard sur une cellule que nous avons mesuré au moyen d'un système indépendant du banc de cyclage utilisé précédemment. En effet, le banc de cyclage permet la mesure et l'enregistrement des résultats d'un test mais effectue un filtrage des valeurs mesurées et ne permet pas d'atteindre un échantillonnage de 10 ms. L'usage final du BMS s'appuyant sur des mesures non-filtrées (il

appartient ou non au BMS de les filtrer) échantillonnées toutes les 10 ms, l'essai présenté sur la Figure II.24 rapporte les mesures de tension et courant effectuées par le système de mesure extérieur au banc. Ces mesures sont traitées par les observateurs du BMS, et le SoC déterminé est reporté sur cette même figure. La cellule considérée pour ce test, à température de 25 °C, est de type nickel-manganèse-cobalt (x1M).

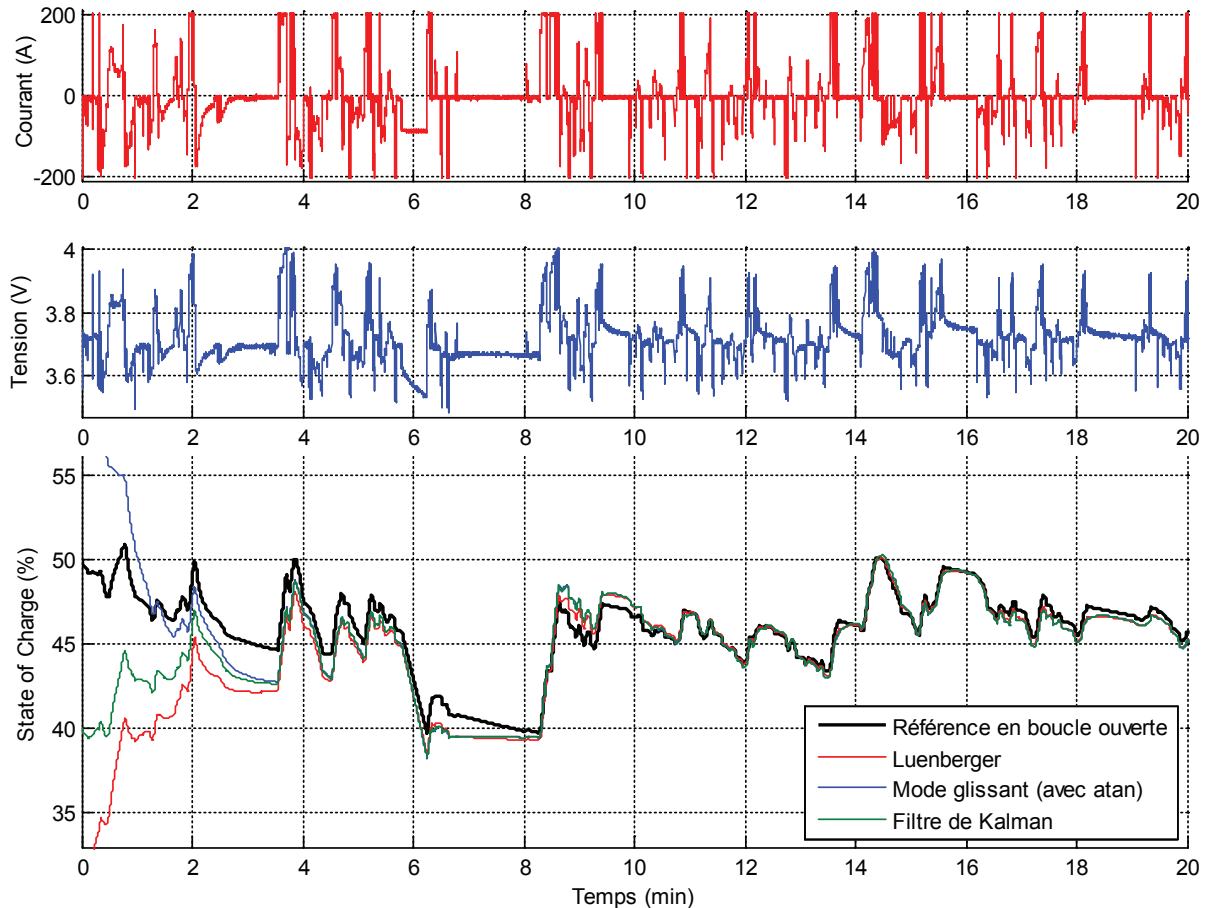


Figure II.24 – Observateurs appliqués à la cellule x1M dans des conditions fortement bruitées (courant et tension) avec échantillonnage à 10 ms (à 25 °C)

Sur les mesures, aucun effort n'a été fait pour limiter le bruit, et aucun filtrage n'a été effectué après échantillonnage afin de confronter les observateurs à une situation au pire des cas. Malgré la présence de ce bruit de mesure relativement important pour notre étude, on peut remarquer que la réponse des observateurs reste bonne. Le comportement face au bruit n'est pas différent de celui qui avait pu être observé lors de nos précédents tests où les mesures filtrées du banc étaient considérées. De plus, le comportement des différents observateurs est similaire. Les différences pouvant être observées ne sont pas à attribuer à la présence de bruit, mais plutôt à des différences de réglage des gains de correction (gérés indirectement par les matrices de covariance pour le cas du filtre de Kalman).

Afin de donner une idée du niveau de bruit rencontré sur la mesure de tension et de courant, une sélection de quelques mesures successives est représentée sur la Figure II.25, avec dans un cas les mesures du système indépendant au banc, et dans l'autre cas des mesures effectuées (et filtrées) par le banc de cyclage. Les mesures effectuées sur le banc ont été réalisées à 0°C et celles avec le système de mesure extérieur à 25°C sur la même cellule. On peut noter au passage, que la variation de tension est plus importante à 0 °C, ce qui s'explique par la plus forte résistance et la plus faible capacité de la cellule à cette température. Cet effet n'empêche pas d'apprécier le

niveau de bruit présent lors du test avec une mesure "brute" (avec système de mesure différent du banc). Sur la mesure du courant, le bruit apparaît comme une variation bornée de ± 3 A. Pour la tension, la variation du bruit est bornée de ± 4 mV.

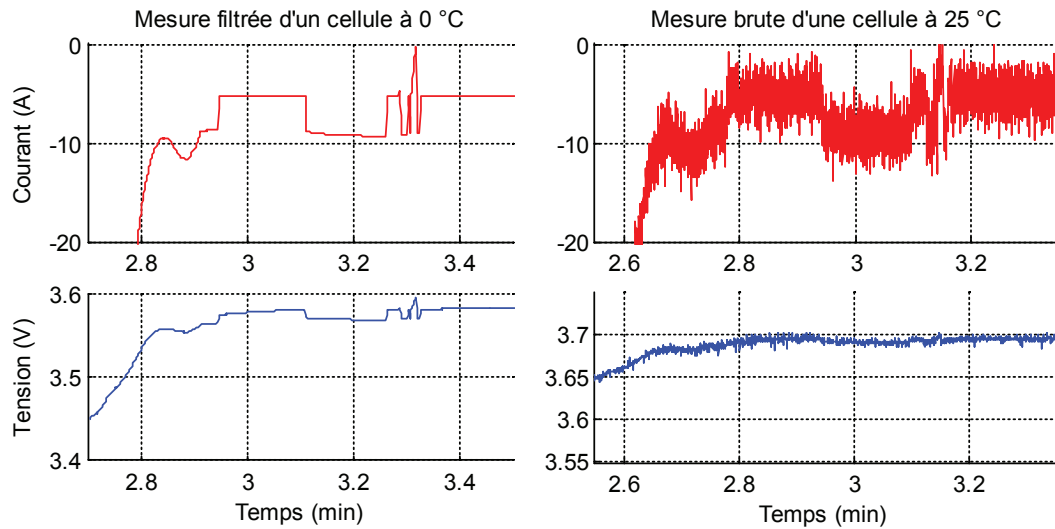


Figure II.25 – Comparaison de mesures bruitées avec celles filtrées par le banc de cyclage

Lors de l'exécution des différents observateurs, les instructions propres à chaque observateur sont surveillées en termes de temps de calcul. Les temps répertoriés ne correspondent pas à ceux attendus sur calculateurs embarqués au pack batterie sur véhicule, car ceux-ci sont obtenus sur ordinateur lors d'instructions Matlab. Cependant le rapport entre les différents temps des observateurs permet d'apprécier la puissance de calcul nécessaire à chacun. Ainsi, en moyenne sur 150 000 pas de calculs, la durée d'une itération s'élève à 12 μ s pour l'observateur de Luenberger, 17 μ s pour le mode glissant utilisant une fonction arc tangente et 30 μ s pour le filtre de Kalman. Ce dernier est donc près de deux fois plus gourmand en puissance de calcul que ces homologues.

II.2.3.3 - Amélioration des performances

En utilisation mild hybrid, l'une des principales sources d'erreur est introduite par les cycles de recul. La qualité des résultats obtenus sur les cellules de type fer-phosphate (chimie la plus contraignante) doit donc être améliorée en les prenant en compte afin de diminuer l'erreur faite sur la détermination du SoC. En effet, il est intéressant de pouvoir confronter l'observateur développé au cas des chimies de batteries les plus défavorables.

Si le fait d'avoir une tension extrêmement stable quel que soit l'état de charge (typiquement entre 20 % et 90 %) est un avantage pour le système utilisant la batterie, c'est clairement un désavantage pour l'observateur chargé de déterminer le SoC (état proche de l'inobservabilité). En ajoutant la problématique des cycles de recul, la qualité des résultats d'un observateur s'appuyant sur un modèle simple du système observé, devient insuffisante. Il convient alors de traiter cette problématique en améliorant la modélisation des cellules dans l'observateur.

Dans notre domaine d'application mild hybrid où le courant varie fortement d'un instant à l'autre, on peut supposer que l'OCV varie sans cesse à l'intérieur du cycle d'hystérésis. Ce comportement a été évoqué au paragraphe § "II.1.2.2 - Cycles de recul" lors de l'étude de la détermination du SoC à partir de la mesure d'OCV. Il est donc intéressant de pouvoir estimer cette différence de tension entre OCV réel et hystérèse correspondante. Pour ce faire nous

cherchons à représenter le comportement entre deux cycles [100][101], par une équation différentielle linéaire du 1^{er} ordre.

En effet, le cycle de recul présenté sur la Figure II.11 dont un agrandissement est donné sur la Figure II.26, peut s'apparenter au comportement d'une décroissance exponentielle qui peut être retranscrite sous la forme d'une équation différentielle du premier ordre. Ce comportement observé entre les deux hystérèses se caractérise par une constante de temps. L'hystérèse en charge (en vert) est associée à une grandeur que nous nommerons Y_{hyst} et qui prendra pour valeur "+0,5". À l'inverse, l'hystérèse en décharge sera associée à une valeur Y_{hyst} de "-0,5". L'espace entre les deux hystérèses, quel que soit la valeur de SoC, est donc normalisé à une valeur de "1". La forme décroissante exponentielle suivit par le cycle de recul entre ces deux hystérèses (en bleu ou en violet sur la figure) permet d'approximer la constante de temps à considérer. En effet, une décroissance exponentielle atteint 95 % de sa valeur (ou réciproquement 99 %) vers laquelle elle tend en un temps correspondant à 3 fois (réciproquement 5 fois) sa constante de temps. Dans notre cas il ne s'agit pas de temps, mais de SoC. Le ΔSoC_{rec} correspond alors à ce temps de passage entre la valeur de départ et $\approx 95\%$ de la valeur vers laquelle elle converge.

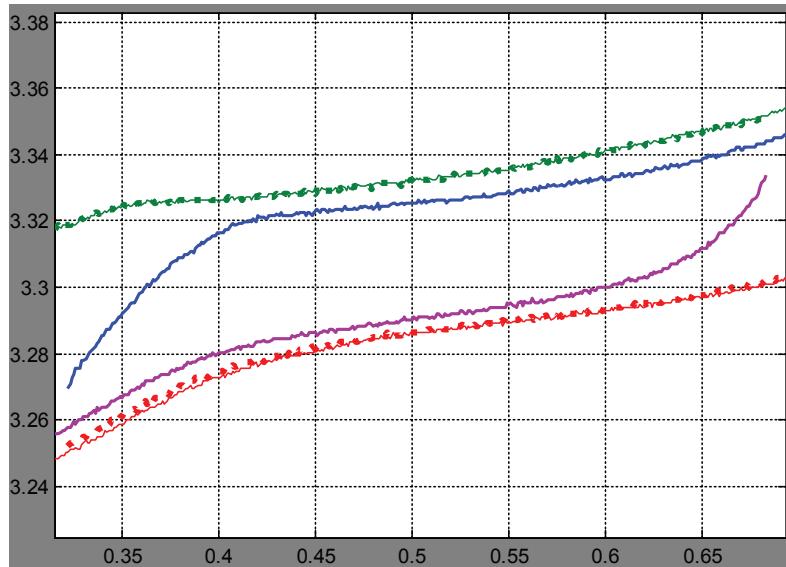


Figure II.26 – Agrandissement de la Figure II.11 mettant en évidence le cycle de recul entre l'hystérèse en charge et celle en décharge

L'équation différentielle identifiée est décrite par l'équation Éq. II-22. Dans le domaine temporel, l'équation différentielle précédente est décrite par l'expression Éq. II-23, à partir de la connaissance de la dérivée temporelle du SoC. La constante de temps τ_{rec} est défini expérimentalement à partir de la mesure de ΔSoC_{rec} lors du parcours d'un cycle de recul. Dans ces équations, le sens du courant permet de définir vers quelle hystérèse représentée par Y_{hyst} à "+0,5" ou "-0,5", va tendre la valeur actuelle d' Y_{hyst} .

$$\frac{dY_{hyst}}{dSoC} = -\frac{sign(I_{cell})}{\tau_{rec}} \cdot Y_{hyst} + \frac{1}{2 \cdot \tau_{rec}} \quad \text{avec } \tau_{rec} = \frac{\Delta SoC_{rec}}{3} \quad \text{Éq. II-22}$$

$$Y_{hyst} = -\frac{abs(I_{cell}) \cdot \eta_f}{Q_{cell} \cdot \tau_{rec}} \cdot Y_{hyst} + \frac{\eta_f \cdot I_{cell}}{2 \cdot Q_{cell} \cdot \tau_{rec}} \quad \text{car } \dot{SoC} = \frac{I_{cell} \cdot \eta_f}{Q_{cell}} \quad \text{Éq. II-23}$$

Cette dernière équation décrit une variation temporelle, variation qui s'effectue à partir d'un état initial d' Y_{hyst} . La mise en situation de la Figure II.27 utilise des paliers de courants

quelconques, à partir desquels le cycle de recul suivi en cours d'utilisation est simulé. Il présente alors trois différents cas : selon le cas d'une initialisation de la valeur Y_{hyst} sur l'une ou l'autre hystérèse et au centre de ces deux hystérèses (correspondant à l'OCV moyen pour ce dernier cas). Le graphique de gauche de cette figure étudie l'évolution d' Y_{hyst} dans le domaine temporel, alors que celui de droite représente la correspondance en fonction de l'état de charge.

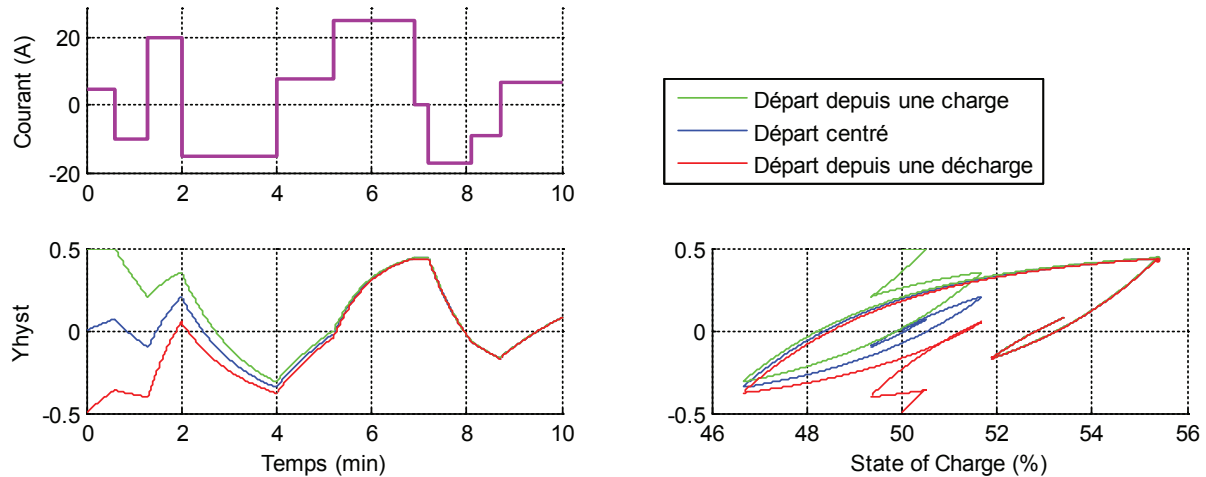


Figure II.27 – Exemple de 3 situations d'estimation du cycle de recul normalisé sur le gap entre l'hystérèse de charge ($Y_{hyst} = +0,5$) et celle de décharge ($Y_{hyst} = -0,5$)

On peut ainsi remarquer, que quel que soit notre point de départ (que l'on considère sortir d'une charge ou d'une décharge), au bout d'un certain temps le suivi du cycle de recul devient indépendant de l'initialisation. En effet, au bout des 10 minutes, la valeur prise par Y_{hyst} est identique quelle que soit la valeur initiale considérée. Tracé en fonction du SoC, on voit apparaître les variations décrites par l'équation Éq. II-22, et plus particulièrement la forme prise par l'exponentielle décroissante qui définit cette équation (avec la constante de temps associée).

Cette modélisation des cycles de recul traitée en boucle ouverte et ajoutée au sein de l'estimateur de tension de la cellule de l'observateur permet ainsi la réalisation de l'amélioration présentée sur la Figure II.28. Bornée par les deux hystérèses, l'estimation est réalisée en boucle ouverte car au fil des itérations, elle devient indépendante de l'erreur d'initialisation. La constante de temps associée au SoC nommée τ_{rec} et analogue à la constante de temps dans le domaine temporel, est différente pour chaque chimie de cellule. Elle doit donc être identifiée expérimentalement à l'aide d'un cycle de recul, comme visualisé sur dans la Figure II.11 pour la cellule x1A (où ΔSoC_{rec} correspond à la variation de SoC nécessaire au passage d'une hystérèse à l'autre en présence d'un courant continu).

La Figure II.28 représente l'observation faite par un observateur utilisant un tracé OCV moyen (et plus particulièrement une linéarisation autour de 50 % de SoC) sur la cellule x1P. Avant application du profil correspondant à une application mild hybrid, la cellule est déchargée à courant continu jusqu'à atteindre 50 % de SoC qui est l'état de charge ciblé pour le test. L'OCV réel suivi par la cellule correspond alors à l'hystérèse en décharge. Puis le profil vient appliquer une succession de variations de SoC de charge et décharge, ce qui a pour effet de faire quitter l'OCV de l'hystérèse de décharge.

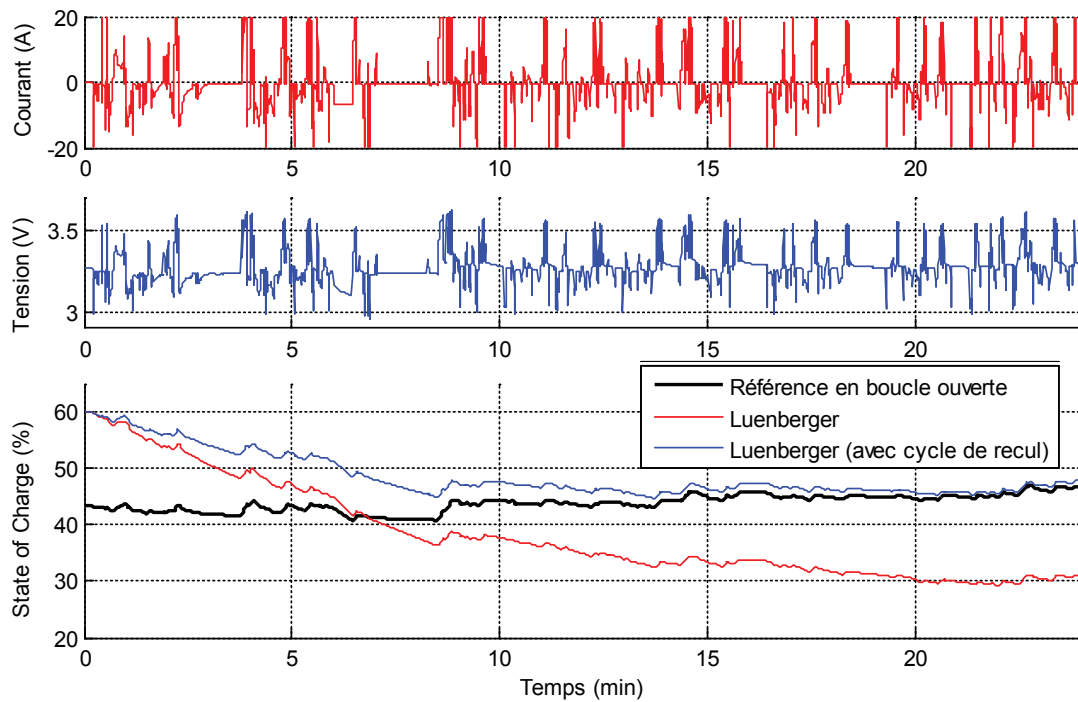


Figure II.28 – Illustration de la problématique des cycles de recul sur la qualité des résultats de la cellule x1P et amélioration des résultats par estimation du cycle de recul

La prise en compte du cycle de recul permet alors d'adapter la loi de correspondance entre OCV et SoC, afin que l'observateur puisse en toutes circonstances faire correspondre l'OCV estimée à la bonne valeur de SoC. Sur ce type de chimie, la détermination du SoC qui est très sensible à la valeur de la tension nécessite une correction plus lente afin de limiter l'impact des erreurs à chaque itération. Il est donc conseillé d'avoir une bonne initialisation de la valeur de SoC afin d'éviter une durée de détermination du SoC trop longue, ce qui est le cas en situation réelle (contrairement aux initialisations volontairement aberrantes de la Figure II.28).

II.3 - Conclusion du chapitre II

Tous les observateurs permettent donc un bon suivi de l'état de charge en cours d'utilisation suivant les valeurs de réglage. La qualité de ce suivi est corrélée à la rapidité de détermination initiale du SoC par l'intermédiaire des gains réglables des observateurs. En utilisation réelle, l'état de charge initial lors de la mise en route du BMS est inconnu, cependant sa dernière valeur connue (lors de la dernière utilisation) est normalement proche de la valeur réelle. En effet, contrairement aux situations présentées pour tester les observateurs, la valeur initiale de SoC de l'observateur ne peut avoir une valeur aberrante proche de 70 % ou 20 % (faible autodécharge, limite d'utilisation sur une faible plage de SoC, ...). Le paramètre de rapidité de détermination initiale du SoC est donc moins important dans notre choix des valeurs de réglage de l'observateur. De plus, cette détermination initiale du SoC peut aisément être effectuée, de manière ponctuelle, par une estimation de l'OCV lors de la mise sous tension du BMS.

Pour le choix d'un observateur, nous préférons par la suite nous tourner vers l'observateur de Luenberger qui offre un bon compromis entre qualité des résultats et puissance de calcul nécessaire. De plus son fonctionnement plus intuitif permet une amélioration de ses performances avec notamment l'incorporation de lois destinées à gérer une variation de l'OCV plus complexe (cycle de recul, vieillissement, ...). Pour l'inclusion de ces phénomènes au sein même du modèle

électrique de la cellule, le rendant non linéaire, des solutions existent avec notamment le fait d'étendre l'observateur. Pour les systèmes non linéaires, les Extended Kalman Filter [111][115][72] sont souvent utilisés, ou bien encore d'autres variantes (ou alternatives) avec par exemple les Unscented Kalman (ou Particle) Filter ([116] pour l'UKF et [117] pour l'UPF).

Chapitre III - DÉTERMINATION DE L'ÉTAT DE SANTÉ

Les batteries sont dimensionnées afin de remplir un certain nombre de conditions propres à leur domaine d'application. Cependant, comme tout système, elles subissent des altérations qui affectent leurs performances [102][118]. Ces dégradations sont difficilement prévisibles car dépendent de nombreux facteurs environnementaux (températures, vibrations, ...) et propres au degré d'utilisation (cyclage, forts courants, ...) [119]. Il est alors important de pouvoir quantifier le niveau d'usure afin de vérifier si la batterie répond aux exigences énoncées par le cahier des charges. C'est ce niveau de dégradation qui est évalué au travers du State of Health (SoH) [83].

Les cellules qui composent un pack batterie vont conditionner son niveau d'altération. Cependant, pour chaque cellules, les contraintes peuvent être inégales et mener à une importante dispersion des états de dégradation. Cette problématique se reporte alors sur celle de l'équilibrage dont le but est justement de pouvoir limiter l'évolution de cet état de santé. En ce qui concerne les batteries, la diminution des performances est souvent ramenée à une perte d'énergie stockable et/ou une perte de puissance [120]. Ces deux types de dégradations peuvent être issus de mécanismes de vieillissement communs, ou bien évoluer indépendamment l'un de l'autre [119].

Le premier cas de figure correspond à une diminution de la capacité, qui compte tenu des tensions des cellules, implique une diminution du temps d'utilisation de la batterie lors d'utilisations typées énergie. Les cellules étant généralement reliées électriquement en série, c'est la cellule ayant la plus faible capacité qui va limiter la capacité de l'intégralité du pack.

Le second cas de figure correspond au cas d'une augmentation des impédances internes des cellules. Pour un même courant d'utilisation, les chutes de tensions internes sont plus importantes et conduisent à une tension finale du pack avec de plus fortes variations. Les tensions de sécurité sont plus rapidement atteintes et la valeur de tension pour un même courant, implique une puissance fournie diminuée en décharge et une puissance nécessaire plus importante pour la charge.

Nous commencerons par présenter l'aspect relatif au vieillissement de cette impédance, et plus particulièrement l'augmentation de la partie résistive perceptible dans une utilisation mild hybrid. Cette valeur de résistance est identifiée à partir de la mesure des chutes de tension en utilisation, ou bien par extension de l'observateur de SoC au paramètre résistif de son modèle électrique. Nous poursuivrons par une méthode de détermination de la capacité, qui peut également constituer une indication sur l'état de vieillissement d'une cellule. Nous terminerons par la définition que nous donnons au SoH, qui réunit ces deux aspects du vieillissement.

III.1 - Vieillessement relatif à la résistance

L'augmentation de l'impédance est l'évènement le plus limitant au niveau d'une utilisation mild hybrid. Cette impédance ne peut pas être appréhendée globalement et est donc limitée à l'étude de l'augmentation d'une valeur de résistance spécifique. Si cette augmentation à observer est bien celle relative au vieillissement, la résistance évolue également naturellement en fonction de l'état de charge et de la température. Dans un premier temps, la détermination de la résistance telle quelle (sans considération du SoC et de la température) permettra par la suite la prédiction des chutes de tensions pour le SoF (traité dans le chapitre suivant) dans les conditions à l'instant

de détermination. Dans un second temps, les variations relatives à la température et à l'état de charge doivent être dissociées de la valeur de résistance afin de quantifier le niveau de vieillissement (SoH). Cette dissociation passe alors souvent par l'établissement expérimental au préalable des lois liant la résistance à la température (et parfois le SoC dans le cas d'applications typées énergie [121]).

III.1.1 - Résistance considérée

La résistance désigne le rapport normalement constant entre la tension aux bornes d'un dipôle et le courant qui le traverse. Les cellules sont composées d'éléments (assimilables à des dipôles) qui vont "résister" au passage des charges électriques. Parmi ces "résistances" on peut par exemple citer celles qui limitent le déplacement des électrons au sein des électrodes ainsi que celles qui limitent le déplacement des ions au sein de l'électrolyte.

En réalité, d'autres valeurs résistives sont présentes au sein d'une cellule, comme par exemple celle de transfert de charges qui représente la résistance ressentie par les ions lors de leur passage entre électrolyte et électrode. Cependant ces résistances sont mises en présence de phénomènes capacitifs, comme avec notre exemple, où une capacité de double couche liée à la différence de la nature des charges présentes dans l'électrode et l'électrolyte intervient. La combinaison de la résistance et de la capacité forme donc une impédance. L'évolution de la tension de cette impédance n'est donc plus directement liée à la quantité de charges en transit à travers la résistance, mais est liée également à la différence de potentiel (soit la tension elle-même) maintenue par la capacité.

Selon les phénomènes en jeu, les impédances ont un comportement prépondérant aux alentours de certaines constantes de temps. C'est pourquoi ces impédances sont dissociées en une succession de circuits R//C au sein des modèles électriques (Figure III.1 et Éq. III-1). Pour les résistances isolées (absence d'effet capacitif ou inductif associé, ou constante de temps très courte), leurs valeurs sont réunies au sein d'une unique valeur de résistance série (R_0 sur la Figure III.1). Cette dernière représente alors les variations de tensions directement liées à la valeur de courant. Pour notre application mild hybrid où les constantes de temps sont très courtes, c'est cette valeur que nous souhaitons déterminer (pour le SoH et le SoF) dans la mesure où sa valeur symbolise les phénomènes engendrés par une utilisation à fort courant variable.

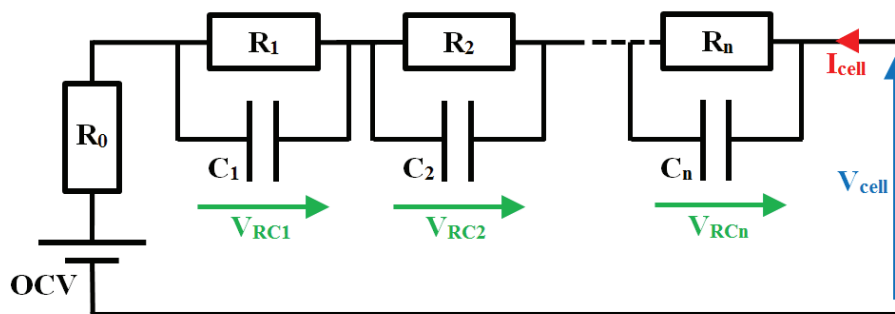


Figure III.1 – Représentation d'une cellule par un modèle électrique

En utilisation mild hybrid, toutes les situations ne sont pas propices à une bonne détermination de la résistance R_0 . Ainsi lors d'une période de repos (courant I_{cell} nul) l'information de résistance ne peut être récupérée à partir de la tension de cellule V_{cell} définie par l'équation Éq. III-1. De même, pour une utilisation à courant continu, cette même information ne peut pas être dissociée des effets agissant à des constantes de temps plus élevées (OCV et V_{RCi_k}) à moins d'en maîtriser

totalemment l'évolution. Par ailleurs, le BMS traite la surveillance des cellules de manière discrète, comme exprimé dans l'exemple de l'expression du $i^{\text{ème}}$ circuit R//C discrétisé à l'instant "k" (Éq. III-2). Les mesures sont donc réalisées à des intervalles de temps Δt définis par la fréquence d'échantillonnage. Les variations de tensions et de courants "instantanés" ne peuvent donc être évaluées que sur des intervalles de temps définis.

$$V_{cell} = OCV + R_0 \cdot I_{cell} + V_{RC1} + V_{RC2} + \dots + V_{RCn} \quad \text{Éq. III-1}$$

$$V_{RCi_k} = V_{RCi_{k-1}} \cdot e^{\frac{-\Delta t}{R_i \cdot C_i}} + I_{cell_k} \cdot R_i \cdot \left(1 - e^{\frac{-\Delta t}{R_i \cdot C_i}}\right) \quad \text{Éq. III-2}$$

Le modèle électrique utilisé comporte ainsi une source de tension OCV (image de l'état de charge), une résistance série R_0 et un ensemble de circuits R//C qui décrivent l'évolution de la tension au cours du temps. Une partie des circuits R//C (qui représentent l'impédance de la cellule) intervient à des constantes de temps inférieures au Δt , et ne peut alors pas être dissociée de la résistance que l'on cherche à déterminer. La résistance réellement visualisée résulte donc de la variation de la tension ΔV_{cell} par rapport à la variation de courant ΔI_{cell} lors d'un pas de temps Δt . Cette résistance est alors définie comme suit :

$$R_{\Delta V/\Delta I} = \frac{\Delta V_{cell}}{\Delta I_{cell}} = \frac{V_{cell_k} - V_{cell_{k-1}}}{I_{cell_k} - I_{cell_{k-1}}}$$

$$R_{\Delta V/\Delta I} = R_0 + \frac{\Delta V_{RC1} + \Delta V_{RC2} + \dots + \Delta V_{RCi}}{I_{cell_k} - I_{cell_{k-1}}} \quad \text{Éq. III-3}$$

Sur un pas de temps Δt , la tension OCV peut être considérée comme constante compte tenu des faibles variations de SoC d'un instant à l'autre. La résistance $R_{\Delta V/\Delta I}$ déterminée est donc composée de la résistance R_0 (éléments purement résistifs) ainsi que de la part de tension apportée par chaque circuit R//C. Cette dernière est dictée par l'historique de chaque circuit R//C (tension $V_{RCi_{k-1}}$) au travers de leur valeur d'impédance :

$$Z_{RCi} = \frac{\Delta V_{RCi}}{\Delta I_{cell}} = \frac{V_{RCi_k} - V_{RCi_{k-1}}}{I_{cell_k} - I_{cell_{k-1}}}$$

$$Z_{RCi} = \frac{(I_{cell_k} \cdot R_i - V_{RCi_{k-1}}) \cdot \left(1 - e^{\frac{-\Delta t}{R_i \cdot C_i}}\right)}{I_{cell_k} - I_{cell_{k-1}}} \quad \text{Éq. III-4}$$

Ces impédances sont régies par des systèmes du premier ordre (constante de temps $R_i \cdot C_i$). On peut alors distinguer trois principaux scénarios selon l'ordre de grandeur de la constante de temps du circuit R//C.

- **$R_i \cdot C_i < \Delta t/3$**

Ce premier scénario est celui qui correspond à une faible constante de temps par rapport au pas d'échantillonnage. La différence de quantité de charges de part et d'autre de l'impédance a le temps de se réguler (à plus de 95 %) en un temps inférieur au pas de temps, donnant l'impression d'un élément purement résistif.

$$V_{RCi_{k-1}} \approx I_{cell_{k-1}} \cdot R_i \quad \text{Éq. III-5}$$

$$Z_{RCi} \approx \frac{I_{cell_k} \cdot R_i - I_{cell_{k-1}} \cdot R_i}{I_{cell_k} - I_{cell_{k-1}}} \approx R_i \quad \text{Éq. III-6}$$

- $R_i.C_i > \Delta t.10$

Ce second scénario traite des circuits R//C qui possèdent un temps de réponse très long en comparaison au pas d'échantillonnage. Avec une constante de temps $R_i.C_i$ supérieure à $\Delta t.10$, l'évolution de la valeur de tension entre deux mesures successives est limitée à 10 %, et se rapproche du comportement d'une source de tension dont la différence de potentielle est conservée au cours du temps. Il est également possible de considérer seulement les constantes de temps $R_i.C_i$ au-delà de $\Delta t.20$ où la variation de tension est limitée à 5 % au lieu de 10 %.

$$V_{RCi_k} \approx V_{RCi_{k-1}} \quad \text{Éq. III-7}$$

$$Z_{RCi} \approx 0 \quad \text{Éq. III-8}$$

- $\Delta t/3 < R_i.C_i < \Delta t.10$

Ce dernier scénario regroupe les cas se situant entre les deux cas précédents. L'évolution de la tension sur un pas de mesure est dictée par des états précédents inconnus (car internes à la cellule et donc non mesurables). La tension au pas de temps précédent ne peut alors pas être approximée et l'équation Éq. III-4 ne peut pas être simplifiée.

La résistance déterminée $R_{\Delta V/\Delta I}$ (Éq. III-9) sur un intervalle Δt est alors donc la somme des résistances à plus hautes fréquences ($R_i.C_i < \Delta t$), ainsi qu'une portion de l'impédance des circuits R//C agissant à des constantes de temps proches du pas de mesure ($\Delta t/3 < R_x.C_x < \Delta t.10$). $N1$ circuits agissent à plus hautes fréquences ($R_i.C_i < \Delta t/3$), et $n-N1$ circuits agissent à des constantes de temps proches du pas de mesure ($\Delta t/3 < R_i.C_i < \Delta t.10$).

$$R_{\Delta V/\Delta I} = R_0 + \sum_{l=1}^{N1} R_l + \dots + \sum_{x=N1+1}^n \frac{(I_{cell_k} \cdot R_x - V_{RCx_{k-1}}) \cdot \left(1 - e^{-\frac{\Delta t}{R_x.C_x}}\right)}{\Delta I} \quad \text{Éq. III-9}$$

Du fait de l'intervention du ΔI (au dénominateur) dans la valeur de résistance déterminée, le fait de se baser sur de fortes variations de courant permet de minimiser la part des impédances dont les constantes de temps sont proches du pas de mesure. La méconnaissance des états internes (les tensions de ces circuits $R_x//C_x$) impacte alors dans une moindre mesure la valeur de la résistance à déterminer.

La Figure III.2 répertorie l'ensemble des résistances déterminées à partir de variations de courant supérieures à 50 A, lors d'un profil de mission à 25 °C sur la cellule x1M (nickel-manganèse-cobalt). Les valeurs de résistances sont classées selon le niveau de variation du courant (variation en valeur absolue) pour différentes périodes de mesures. La moyenne des résistances déterminées, relative à une fréquence d'acquisition, est tracée en trait pointillé et la valeur d'écart type est indiquée en tant que variable "std" (dans la légende).

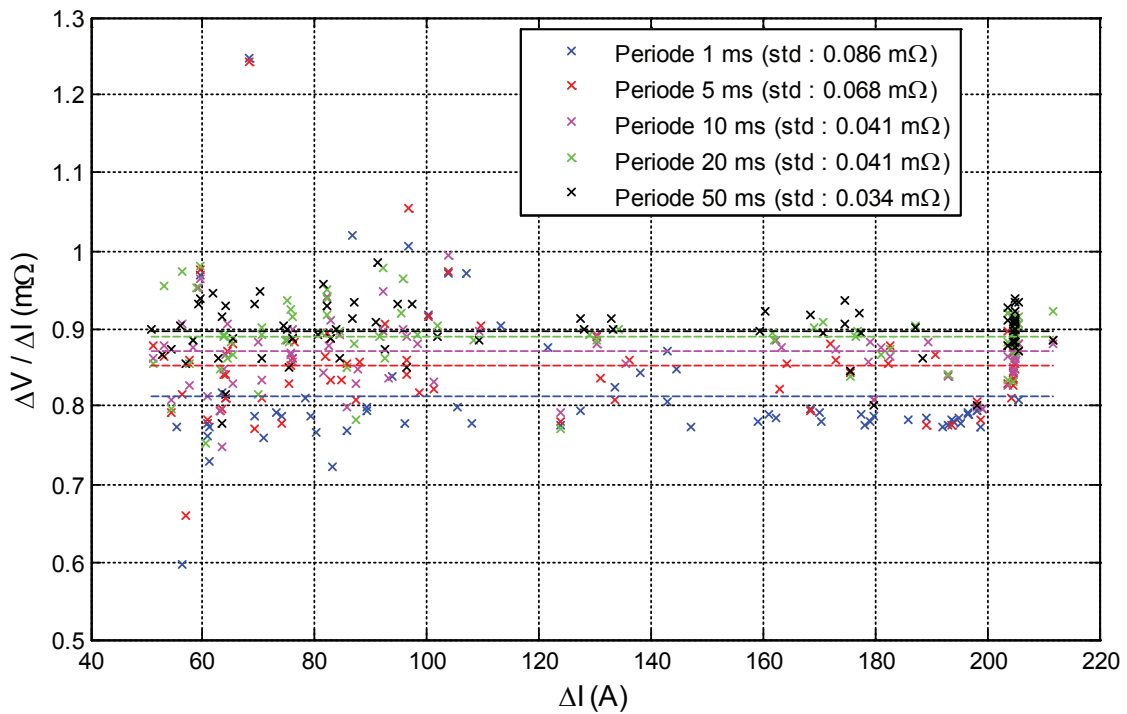


Figure III.2 – Répartition des valeurs de résistances déterminées, selon la valeur de variation de courant observée pour différentes périodes d'échantillonnage

Pour de faibles variations de courant, la dispersion des résistances $R_{\Delta V/\Delta I}$ déterminées est très importante, c'est pourquoi un premier choix a été effectué en choisissant d'ignorer les variations de courant inférieures à 50 A. Au-delà de ce seuil, la qualité des valeurs déterminées semblent confirmer la tendance liée à la présence de ΔI au dénominateur de l'équation Éq. III-9, avec des valeurs plus stables lors des variations de courant les plus importantes. Les plus faibles variations ne permettent pas de diminuer suffisamment l'impact des $n-NI$ circuits qui agissent à des constantes de temps proches du pas de mesure. Les états internes (tensions des circuits R_x/C_x) qui ne peuvent pas être connus de manière précise, apparaissent donc comme des valeurs aléatoires. La Figure III.2 permet également d'illustrer l'impact des périodes d'échantillonnage sur la valeur de résistance déterminée. Sur de plus longues périodes, la part de circuits $R//C$ perçus comme des éléments résistifs est plus importante. Ceci a également pour effet de diminuer le nombre de circuits qui agissent à des constantes de temps proches du pas de mesure et dont l'impact paraît aléatoire, diminuant ainsi l'écart type.

La valeur moyenne de la résistance est donc dépendante de l'intervalle de temps sur lequel on se base pour la calculer. Pour un intervalle de temps donné, il est alors possible d'évaluer l'évolution de sa valeur au cours du vieillissement. Notre période d'échantillonnage étant définie à 10 ms par le cahier des charges, nous considérons donc comme constituant purement résistif tous les circuits $R//C$ avec des constantes de temps inférieures à $\approx 3,33$ ms. Tous les éléments qui agissent au-delà seront alors considérés comme des incertitudes à minimiser en se basant principalement sur des mesures effectués lors de fortes variations de courant.

III.1.2 - Mesure en boucle ouverte de la résistance

Le but de cette méthode est d'effectuer un suivi en temps réel des variations de la tension et du courant afin d'évaluer la valeur de résistance. Comme nous l'avons vu, la qualité des résultats est conditionnée par les valeurs de variations de courant, avec une valeur de résistance déterminée

qui dépend de la fréquence d'échantillonnage. C'est cette valeur qui servira à la détermination du SoH et qui pourra être actualisée lorsque des impulsions de puissances sont récupérées ou fournies par le véhicule. Lors de chaque impulsion, l'étude du rapport de la variation de tension sur la variation de courant permet un calcul approximatif de la valeur de la résistance. Chaque détermination de résistance pouvant être imprécise et/ou bruitée, des dispersions plus ou moins prononcées peuvent apparaître entre chaque calcul consécutif. Le suivi de la résistance doit alors être amélioré.

III.1.2.1 - Pondération des impulsions

Dans un premier temps nous nous intéressons à la pondération des impulsions de courant. Les déterminations successives de la résistance sont effectuées seulement au-delà d'une certaine valeur de variation de courant (3 différents ΔI illustrés dans la Figure III.3).

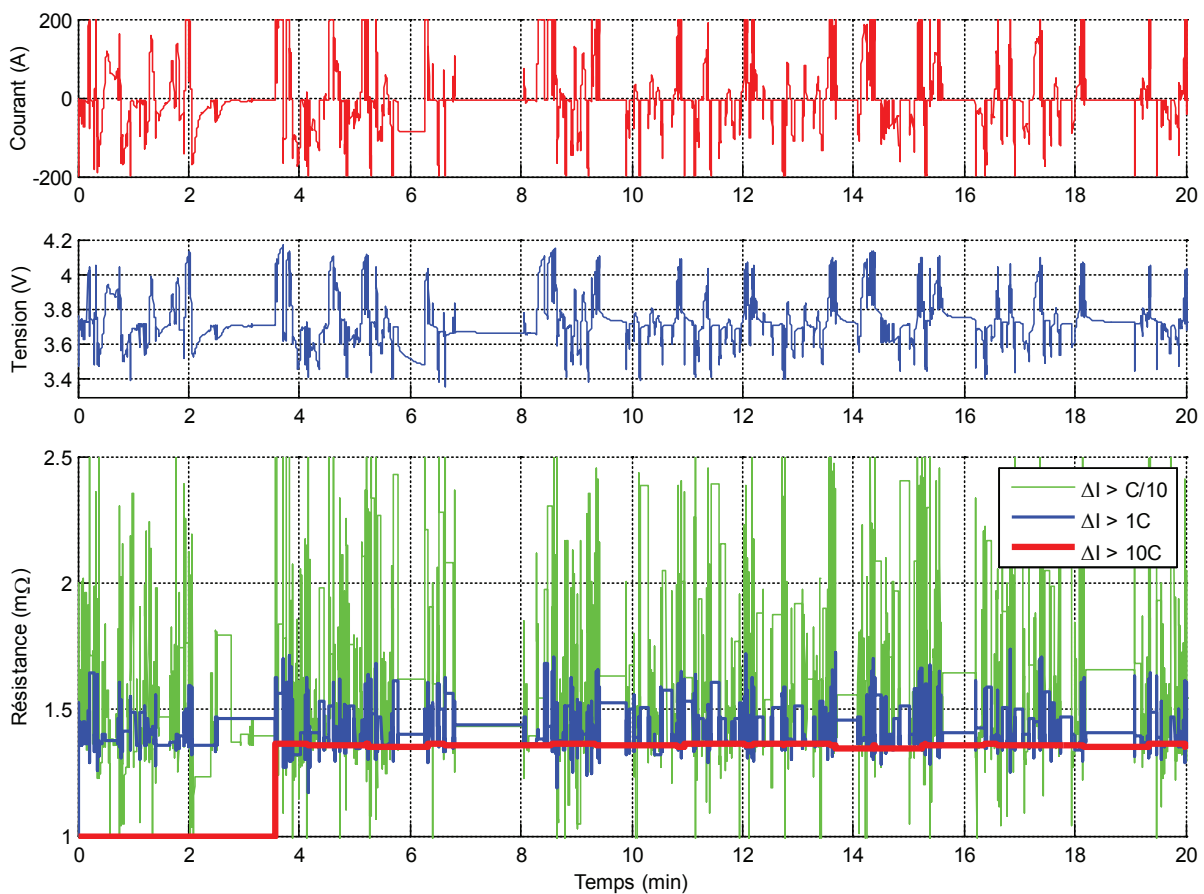


Figure III.3 – Détermination temps réel de la résistance sur un profil de mission (cellule x2M à 25 °C) pour différents seuils minimaux de ΔI

Chaque impulsion qui répond aux exigences sur le ΔI (C/10, 1C ou 10C) mène au calcul d'une nouvelle valeur indépendante des précédentes (pas de moyenne). On remarque ainsi que les variations de courant supérieures à 10C, bien que peu nombreuses (absence lors des 3,5 premières minutes par exemple sur la Figure III.3 pendant lesquelles la valeur de la résistance prend une valeur initiale arbitraire – ici 1 mΩ), permettent la détermination d'une valeur précise ($\approx 1,37$ mΩ) avec peu de dispersion. À contrario, lorsque l'on utilise des impulsions de plus faible amplitudes (incluant tout de même les variations les plus importantes), un plus grand nombre de déterminations peut être effectué, au prix d'une plus importante dispersion.

III.1.2.2 - Filtrage des déterminations successives

Pour filtrer en temps réel les déterminations successives de la résistance, et ainsi obtenir les valeurs moyennes présentées sur la Figure III.2, nous utilisons une méthode de moyenne glissante. Cette dernière est plus précisément une "moyenne mobile exponentielle" qui offre l'avantage de minimiser l'espace de stockage nécessaire au calcul, par rapport à d'autres types de moyennes glissantes, tout en permettant une "mobilité" lors de la moyenne (cf. Annexe 1). Cette "mobilité" se traduit par l'oubli progressif des données les plus anciennes, au travers d'un coefficient de réglage α_k qui donne plus ou moins d'importances aux valeurs nouvellement déterminées.

Chaque valeur de résistance calculée $R_{\Delta V/\Delta I}$ est donc moyennée de manière à indiquer la valeur que nous considérons être la résistance série R_S (qui comprend R_0 , les résistances R_l et une partie des résistances R_x , tel que défini dans l'équation Éq. III-9 pour l'expression de $R_{\Delta V/\Delta I}$). Exprimée de manière discrète dans l'équation Éq. III-10, l'instant "k" représente l'instant de calcul de la nouvelle valeur de $R_{\Delta V/\Delta I}$.

$$R_{S_k} = R_{S_{k-1}} \cdot (1 - \alpha_k) + R_{\Delta V/\Delta I} \cdot \alpha_k \quad \text{Éq. III-10}$$

Le coefficient α_k est redéfini à chaque nouveau pas de calcul (cf. Éq. III-11) à partir d'un coefficient α_{max} fixé pour forcer un nombre minimal de valeurs à moyenner (utilisation normale d'une moyenne mobile exponentielle présentée en Annexe 1), ainsi que d'un coefficient $\alpha_{quality_k}$ qui est adapté selon la qualité présumée du $R_{\Delta V/\Delta I}$.

$$\alpha_k = \alpha_{quality_k} \cdot \alpha_{max} \quad \text{Éq. III-11}$$

Nous choisissons donc de pondérer chaque détermination effectuée, à l'aide de $\alpha_{quality_k}$. Ce poids ($\alpha_{quality}$ entre 0 et 1 de la Figure III.4) est choisi de manière à favoriser les variations de courant importantes considérées comme étant les plus fiables, avec une qualité de 100 %. Les impulsions les plus faibles ne sont considérées qu'au-delà d'un certain seuil, avec pour celles ignorées, une qualité de 0 %. Entre ces deux extremums, nous faisons le choix d'une loi linéaire pour identifier la qualité des variations de courant inférieure au degré de qualité maximum (ΔI_{max}) et supérieure aux variations minimales requises (ΔI_{min}).

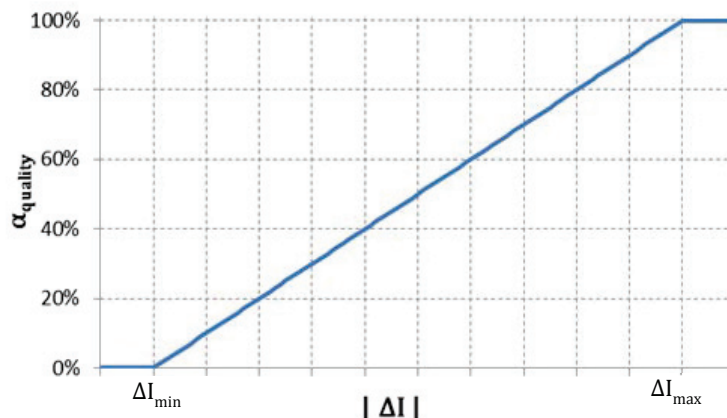


Figure III.4 - Poids du $R_{\Delta V/\Delta I}$ calculé en fonction de la variation de courant normalisée

Sur la Figure III.5, les résultats de la Figure III.3 sont repris et comparés à ceux obtenus avec un filtrage en temps réel. Le courant et la tension de la cellule ne sont pas présentés sur la Figure III.5 car sont identiques à ceux présentés sur la Figure III.3.

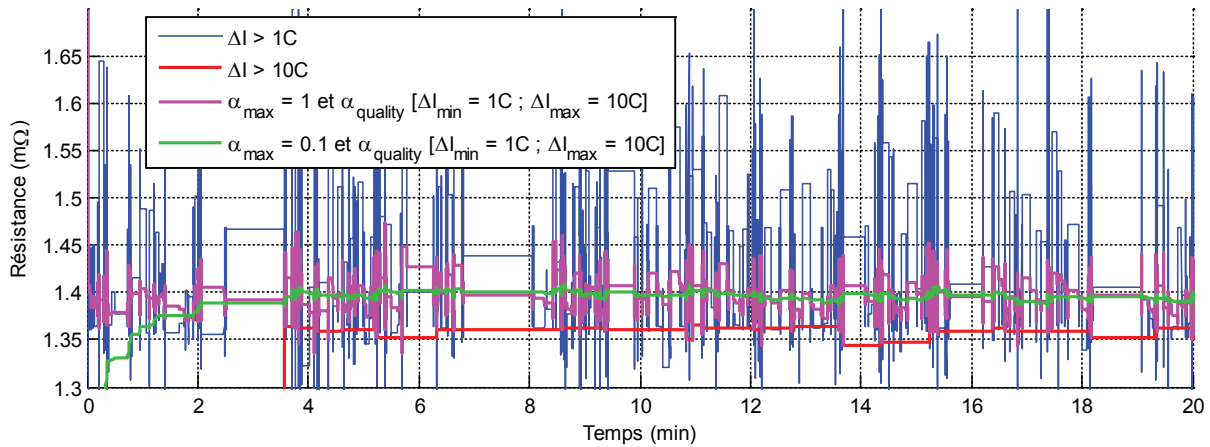


Figure III.5 – Détermination en temps réel de la résistance sur un profil de mission (cellule x2M à 25 °C) pour les seuils minimaux de ΔI vs "moyenne mobile exponentielle"

Le premier cas de moyenne ne fait pas intervenir de coefficient α_{\max} (mis à 1), ce qui implique que seulement la qualité présumée des $R_{\Delta V/\Delta I}$ va affecter son poids dans le calcul de la valeur moyenne. Dans le deuxième cas, ce poids est limité à 10 % par la valeur α_{\max} de 0,1. La résistance série est alors suivie de manière plus stable, avec une valeur se situant entre celle de la moyenne des $R_{\Delta V/\Delta I}$ basés sur des $\Delta I > 1C$, et celle de la moyenne des $R_{\Delta V/\Delta I}$ basés sur des $\Delta I > 10C$.

III.1.2.3 - Validation de la méthode

Pour valider la méthode, nous nous plaçons dans des conditions proches de l'utilisation en appliquant des sollicitations aléatoires. Le but est alors de suivre l'évolution de la résistance au cours de l'utilisation. Les cellules utilisées pour ces suivis sont la cellule x1M (nickel-manganèse-cobalt) et la cellule x1A (nickel-cobalt-aluminium). Les consignes aléatoires de courant sont normalisées par rapport à la valeur de capacité nominale afin d'être appliquées aux deux cellules.

Dans notre première phase de test, les cellules sont placées à un état de charge important (en dehors de la plage d'utilisation entre 40 % et 60 % de SoC) et se voient appliquer des créneaux de courant de valeurs et durées aléatoires, mais dont la valeur moyenne décharge progressivement les cellules afin qu'elles parcourent la totalité de la plage de SoC. La plage de SoC balayée par le test est alors importante et permet d'apprécier l'évolution de la résistance de 75 % de SoC jusqu'à 20~25 %. La valeur finale de SoC atteinte dépend de la capacité réelle de la cellule par rapport à celle donnée par le constructeur utilisée lors de la normalisation des valeurs de courant.

La Figure III.6 présente les résultats obtenus lors de ce test. Compte tenu de la nature de la résistance déterminée par notre méthode, les valeurs obtenues ne sont pas directement comparables avec celles d'autres méthodes telles que la spectroscopie d'impédance. Nous avons cependant pu valider la stabilité de la résistance sur la plage de SoC, ainsi que l'ordre de grandeur de sa valeur, à partir de tests HPPC (courants d'amplitude 2C et 15C pour la cellule x1M ainsi que courants d'amplitude 3C et 30C pour la cellule x1A) et de données constructeurs (à 5C), tous deux basés sur des valeurs de résistances pour une durée d'impulsion donnée (100 ms, 2 s et 10 s). La valeur de résistance trouvée suite à ces tests est très stable entre 80 % et 40 % de SoC. À partir de 30 % de SoC, la valeur commence à augmenter.

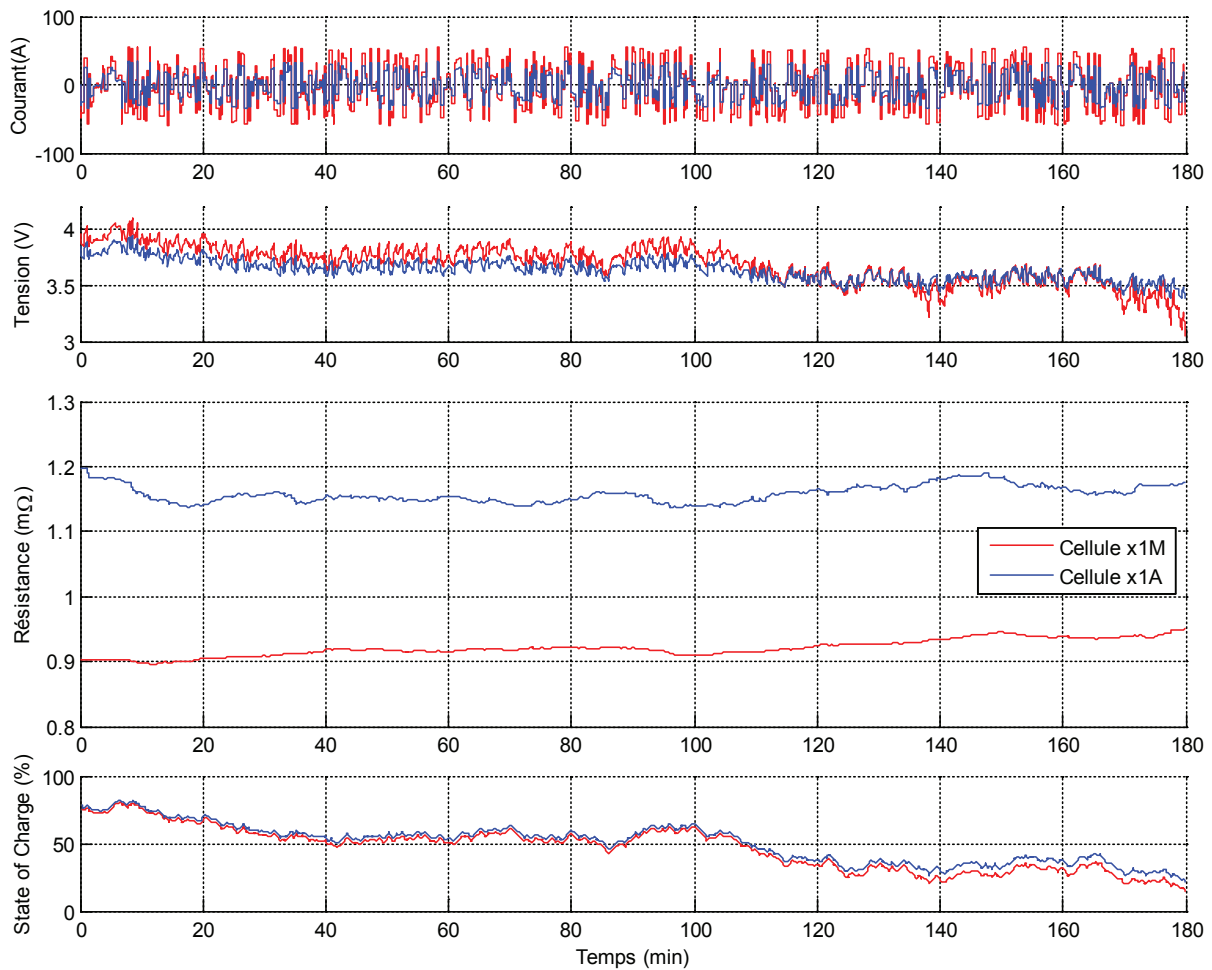


Figure III.6 – Suivi de la résistance série de deux types de cellules lors d'un profil (3 h de créneaux aléatoires) couvrant une large plage de SoC à 25 °C

Sur la Figure III.6, on remarque bien qu'à bas SoC la résistance a tendance à augmenter ce qui commence à être perçu au travers des dernières minutes de test sur la cellule x1M. À haut SoC, la résistance est par exemple un peu plus élevée. Cependant, aller au-delà de la plage de SoC testée pour apprécier la réelle augmentation de résistance à très bas et très haut SoC, est rendu difficile par les variations de tensions (causées justement par l'augmentation de la résistance en plus de la variation normale d'OCV en fonction du SoC). Ces dernières peuvent alors facilement mener à atteindre les seuils de sécurité, ce qui est particulièrement visible sur la tension de cellule x1M avec une importante baisse de tension sur les derniers instants.

Dans notre seconde phase de test, nous nous intéressons au suivi de la résistance lors d'importantes variations de températures. Un profil de 3 minutes d'impulsions de courant aléatoires (valeurs et durées) commun aux deux cellules (normalisation des valeurs), est répété durant 1,5 h. Les deux cellules sont placées dans la même enceinte climatique et sont donc soumises au même environnement thermique (bien que leurs températures internes puissent être différentes). La Figure III.7 permet alors de constater l'importante dépendance de la résistance à la température.

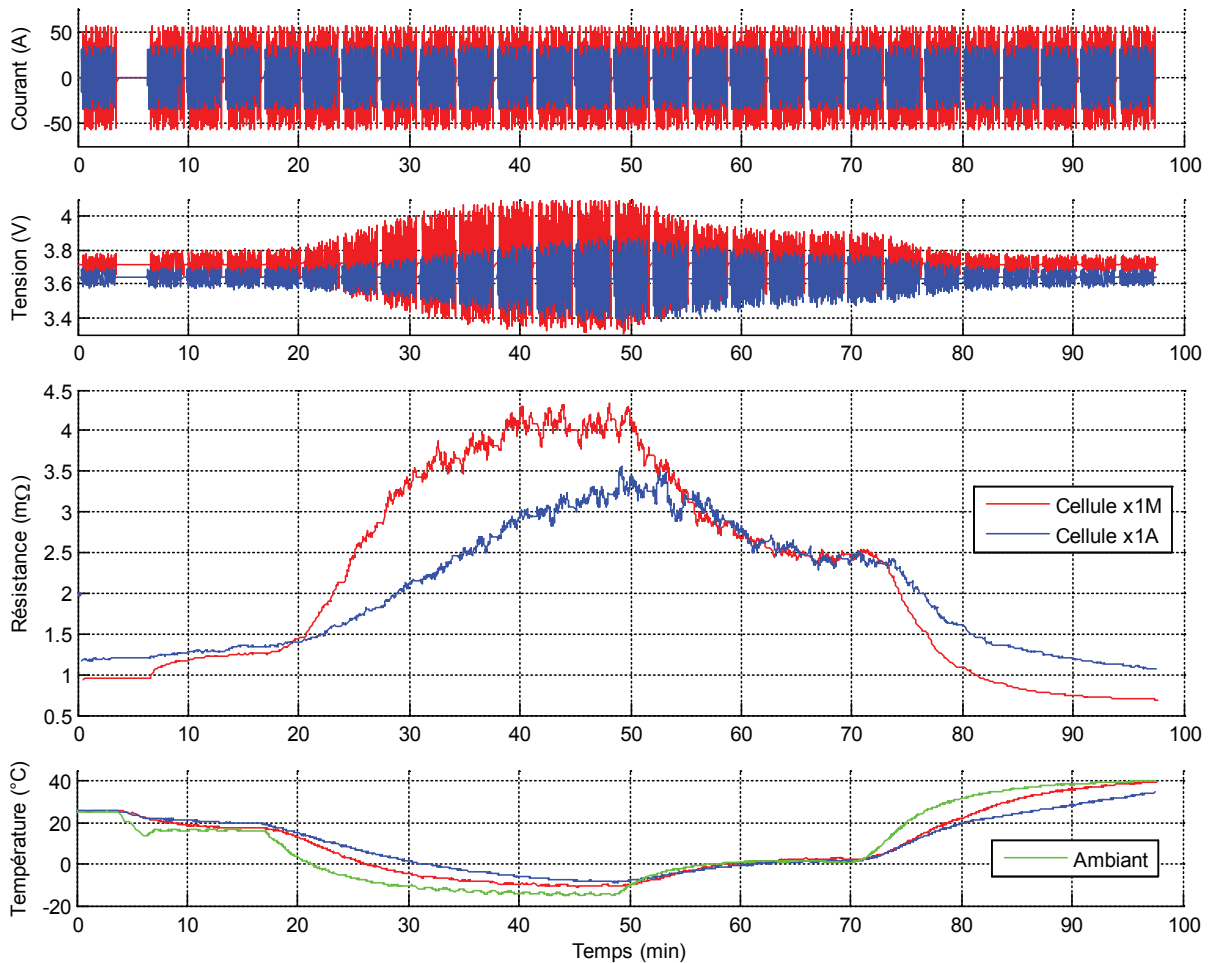


Figure III.7 – Suivi de la résistance série de deux types de cellules lors de profils (1,5 h d'impulsions aléatoires) soumis à d'importantes variations de la température ambiante, à un SoC proche de 50 %

La valeur de résistance peut évoluer dans un rapport 5 pour certaines chimies sur des températures allant de -15 °C à 40 °C . La variation de résistance à observer pour quantifier le vieillissement est quant à elle moindre (à titre d'exemple il est courant de considérer un doublement de la résistance comme un état de fin de vie). Il est donc important de ne pas associer une augmentation importante de résistance à un vieillissement lorsque cette augmentation est le résultat d'une baisse de la température.

Lors de notre test, on peut tout de même noter que la résistance est dépendante de la température interne, alors que la température mesurée pour chaque cellule est celle en surface. De plus, la cellule x1M est une cellule "pouch" avec une surface d'échange avec l'extérieur importante et donc une faible résistance thermique. La cellule x1A est de type cylindrique et possède une résistance thermique à priori beaucoup plus élevée, d'où une réponse de l'évolution beaucoup plus faible vis-à-vis de l'évolution de la température ambiante (contrôlée par l'enceinte climatique).

En conclusion la méthode proposée constitue un moyen simple et efficace de déterminer et suivre la résistance série de chaque cellule composant un pack batterie, à partir des sollicitations en courant et des réponses en tension. Elle nécessite d'avoir un courant variant de façon importante assez régulièrement, et est donc particulièrement adaptée au domaine mild hybrid où elle va permettre ensuite la détermination d'états tels que le SoF et le SoH très utiles dans ce

mode d'hybridation. Elle offre l'avantage de ne pas être dépendante d'une bonne connaissance du SoC, puisque basée seulement sur l'étude des variations "brusques" (du point de vue de la fréquence d'acquisition des mesures) des grandeurs électriques.

III.1.3 - Observateurs étendus pour la résistance

Pour déterminer la résistance, une approche différente peut être réalisée à l'aide d'observateurs. En effet, ces derniers sont utilisés pour déterminer l'état de charge et ont une estimation de la valeur d'OCV de chaque cellule. En retranchant, cette valeur d'OCV à la tension mesurée sur la cellule, les observateurs sont en mesure d'estimer les chutes de tensions internes dues à l'impédance. Ces chutes de tensions mises en rapport avec le courant permettent d'avoir un suivi de l'impédance au cours du temps. Le but est ainsi d'étendre les observations faites par l'observateur, à la détermination de la résistance (inclue dans l'impédance).

Cependant la valeur de résistance est utilisée par l'observateur (au sein des équations d'état Éq. II-11) pour estimer certaines chutes de tensions afin d'en déduire l'OCV qui permettra l'estimation de l'état de charge (ainsi que des tensions des circuits R//C présentes dans les variables d'état). Sa valeur était considérée fixe au sein de l'observateur, mais dorénavant cette valeur doit être déterminée (et devient donc variable) afin de suivre son évolution en fonction du vieillissement et de la température. Dans ces conditions, le système n'est alors plus linéaire et la résistance est considérée à son tour comme une variable d'état du système. Ceci impose l'utilisation d'observateurs étendus, qui sont aptes à traiter ce genre de problématiques. Le principe est alors de linéariser le système à chaque point d'utilisation, afin de le traiter de manière analogue au sein de l'observateur choisi (Luenberger ou filtre de Kalman).

Une autre approche, peut consister à considérer un second observateur se chargeant des variables d'état supplémentaires à déterminer [74]. Les deux observateurs (pouvant alors être de types différents) considèrent alors les variables d'état de l'autre observateur comme des paramètres à leurs équations d'état. Le système est alors en quelque sorte linéarisé au point de fonctionnement, de manière analogue à un observateur étendu. Cette variante offre alors la possibilité de mettre en relation des observateurs de types différents, pour tirer parti de leur avantage respectif (si existant).

Dans les paragraphes suivants, nous allons présenter la linéarisation nécessaire à notre système d'état afin de permettre l'observation de ses états et paramètres étendus. Les résultats obtenus pour la détermination de la résistance seront présentés pour le filtre de Kalman et l'observateur de Luenberger.

III.1.3.1 - Équations d'état linéarisées au point de fonctionnement

Les équations d'état d'une cellule définies dans le chapitre précédent (Éq. II-11) restent inchangées, car nous considérons toujours le même modèle électrique pour une cellule. La différence réside alors dans le fait que, contrairement au cas linéaire, les valeurs de certains de nos paramètres sont variables. Ces valeurs à déterminer sont déplacées dans les variables d'état, menant ainsi à la définition d'un nouveau système non linéaire (cf. Éq. III-12). Le nouveau vecteur d'état x inclut donc dorénavant la variable d'état R_S en plus du SoC et des tensions des circuits R//C. Le système sous sa forme linéarisée (Éq. III-13) est déterminé à partir des matrices Jacobiennes de f (matrice qui traduit les équations $\dot{S}oC$, \dot{V}_{RC} et \dot{R}_S) et h (vecteur qui traduit l'équation de V_{cell}) au point de fonctionnement [113].

$$\begin{cases} \dot{x} = f(x, u) \\ y = h(x, u) \end{cases} = \begin{cases} \begin{bmatrix} \dot{SoC} \\ V_{RC} \\ R_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_{SoC}(SoC, V_{RC}, R_S, I_{cell}) \\ f_{V_{RC}}(SoC, V_{RC}, R_S, I_{cell}) \\ f_{R_S}(SoC, V_{RC}, R_S, I_{cell}) \end{bmatrix} \\ V_{cell} = h_{V_{cell}}(SoC, V_{RC}, R_S, I_{cell}) \end{cases} \quad \text{Éq. III-12}$$

$$\begin{cases} \dot{x} = A_e \cdot x + B_e \cdot u \\ y = C_e \cdot x \end{cases} \quad \text{avec :} \quad A_e = \frac{\partial f(x, u)}{\partial x} ; B_e = \frac{\partial f(x, u)}{\partial u} ; C_e = \frac{\partial h(x, u)}{\partial x} \quad \text{Éq. III-13}$$

Il en résulte donc des nouvelles matrices composées des dérivées partielles à l'instant de linéarisation, dont la nouvelle forme continue s'exprime alors de la manière suivante :

$$\begin{cases} \begin{bmatrix} \dot{SoC} \\ V_{RC} \\ R_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{-1}{R_1 \cdot C_1} & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} SoC \\ V_{RC} \\ R_S \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{\eta_f}{Q_{cell}} \\ 1 \\ 0 \end{bmatrix} \cdot I_{cell} \\ V_{cell} = [g_1 \quad 1 \quad I_{cell}] \cdot \begin{bmatrix} SoC \\ V_{RC} \\ R_S \end{bmatrix} + g_0 \end{cases} \quad \text{Éq. III-14}$$

De manière analogue, la forme discrète est définie par la représentation d'état suivante :

$$\begin{cases} x_k = A_{ek} \cdot x_{k-1} + B_{ek} \cdot u_k \\ y_k = C_{ek} \cdot x_k \end{cases} \quad \text{Éq. III-15}$$

$$\begin{cases} \begin{bmatrix} SoC \\ V_{RC} \\ R_S \end{bmatrix}_k = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & e^{\frac{-\Delta t}{R_1 \cdot C_1}} & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} SoC \\ V_{RC} \\ R_S \end{bmatrix}_{k-1} + \begin{bmatrix} \frac{\eta_f \cdot \Delta t}{Q_{cell}} \\ R_{tc} \cdot (1 - e^{\frac{-\Delta t}{R_1 \cdot C_1}}) \\ 0 \end{bmatrix} \cdot I_{cell_k} \\ V_{cell_k} = [g_1 \quad 1 \quad I_{cell_k}] \cdot \begin{bmatrix} SoC \\ V_{RC} \\ R_S \end{bmatrix}_k + g_0 \end{cases} \quad \text{Éq. III-16}$$

L'instant "k" de la cellule est alors uniquement conditionné par rapport à l'instant précédent "k-1" et la consigne de courant (mesure pour l'observateur). On peut également noter qu'il est possible de considérer un plus grand nombre de circuits R//C à inclure de manière similaire au système d'équations. L'augmentation de la taille des matrices nécessite une puissance de calcul plus importante [122].

III.1.3.2 - Observateur de Luenberger et filtre de Kalman

La manière de traiter cette nouvelle représentation d'état est identique à celle décrite dans le chapitre précédent sur la détermination du SoC. Pour les deux observateurs étendus (Luenberger et Kalman), la convergence est assurée pour le point de fonctionnement et l'instant considéré. Comme pour la méthode en boucle ouverte qui nécessite la présence d'un courant (et plus particulièrement la variation d'un courant), l'absence de ce dernier ne permet pas d'évaluer la valeur de la résistance. Cet état de fait se retrouve lors de l'étude de l'observabilité qui peut être étudiée, lorsque le système est linéarisé à un instant donné, de façon similaire à celle d'un système linéaire. À chaque instant de linéarisation, cette matrice est donc définie tel que :

$$Mat = \begin{bmatrix} C \\ CA \\ CA^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} g_1 & 1 & I_{cell} \\ 0 & \frac{-1}{R_1 \cdot C_1} & 0 \\ 0 & \frac{1}{R_1^2 \cdot C_1^2} & 0 \end{bmatrix} \text{ rang dépendant de } I_{cell} \quad \text{Éq. III-17}$$

Il apparait donc clairement qu'en présence d'un courant nul (valeur mesurée à chaque nouvel instant de linéarisation), la matrice d'observabilité n'est pas de rang plein. Ceci ne permet alors pas de garantir la convergence des variables d'état localement à l'instant de linéarisation. L'observateur se contente alors (à courant nul) d'une estimation des états qui ne peuvent être observés. Le même constat qu'au chapitre précédent (Éq. II-14) sur la détermination du SOC, peut être effectué avec la valeur g_1 de la pente de la courbe d'OCV, qui ne doit pas être nulle.

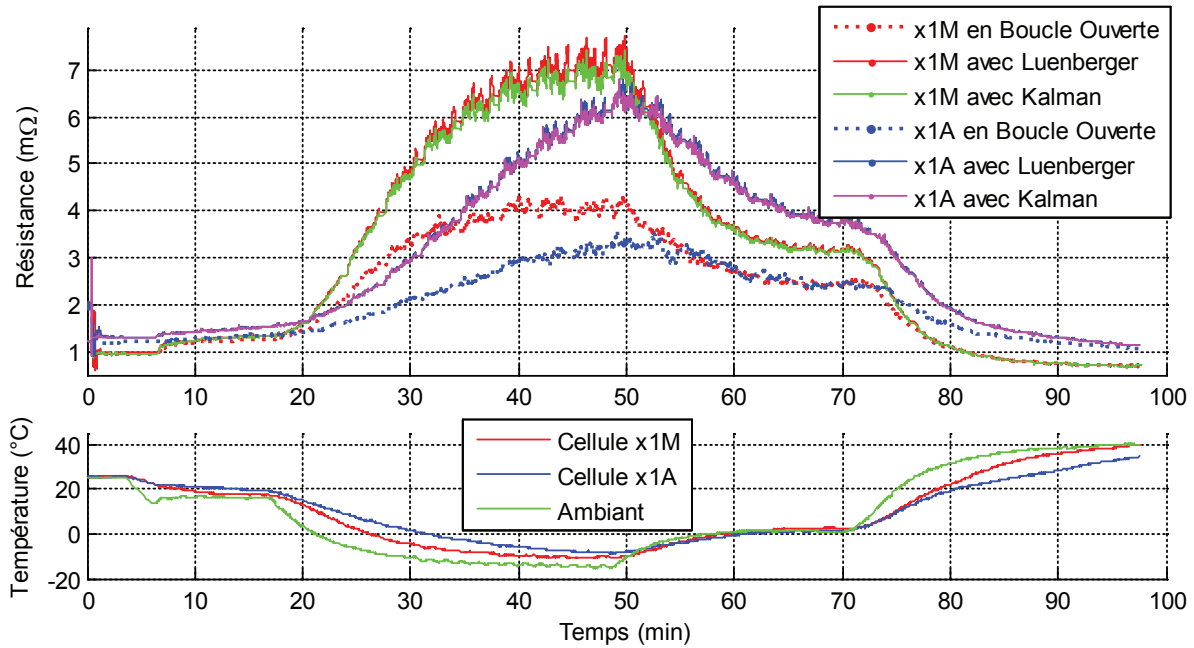


Figure III.8 – Suivi de la résistance de deux cellules soumises à d'importantes variations de températures, par utilisation d'un filtre de Kalman ou d'un observateur de Luenberger

Les résultats obtenus sur le suivi de la résistance (cf. Figure III.8) diffèrent de ceux obtenus avec notre méthode en boucle ouverte (traits pointillés qui reprennent les résultats de la Figure III.7). Dans le premier cas, notre méthode en boucle ouverte se base exclusivement sur des variations de courant (en favorisant les plus importantes). Dans le second cas avec observateur étendu, la résistance est, en supplément, évaluée lors de l'application de courants constants (ou avec de très faibles variations) où intervient également l'impédance des circuits R//C. La fréquence d'échantillonnage est définie de manière à appréhender les principales fluctuations du profil de courant. Avec un pas d'échantillonnage choisi suffisamment court (théorème de Nyquist-Shannon abordé dans le chapitre précédent), les fortes variations de courant et de tension sont des événements plus rares que les variations lentes. L'observateur qui évalue la résistance à tous les instants, considère donc majoritairement des instants où l'impédance des circuits R//C intervient. Si cette impédance n'est pas parfaitement modélisée dans l'observateur (pas assez de circuits R//C, mauvaises valeurs pour les R_X et C_X des circuits qui agissent à des constantes de temps proches du pas de mesure, pas de prise en compte des variations causées par la température, ...), les erreurs se répercutent en partie sur la correction de la résistance.

Pour illustrer cela (Figure III.9), nous appliquons un courant quelconque pendant une centaine de millisecondes sur une cellule simulée. Les paramètres de la cellule sont ainsi maîtrisés par

simulation, et permettent de définir un certain nombre de circuits R//C dont l'influence pourra être appréciée au sein de l'observateur étendu, qui lui se contente d'un seul circuit R//C. Ces paramètres sont donnés à titre d'exemple sur le côté de la figure, avec pour chaque circuit R//C la constante de temps associée. La simulation (échantillonnée à 5 ms) permet ainsi de mettre en évidence l'influence du circuit R//C au sein de l'observateur.

Le premier cas de figure est celui de la boucle ouverte basé exclusivement sur les variations importantes de courant, qui permet de remonter à une valeur de résistance qui correspond à la résistance série perçue au pas d'échantillonnage. Ainsi, un pas d'échantillonnage Δt de 5 ms permet de percevoir la somme des résistances des circuits R//C agissant à des constantes de temps inférieures à 1,7 ms ($\approx \Delta t/3$ car à $3.\tau$ l'impédance atteint 95 % de la valeur du R_X) ainsi qu'une partie de celles des circuits R//C agissant sur des constantes de temps proches de Δt .

Le second cas de figure est celui d'un observateur utilisant un circuit R//C dont les valeurs concordent avec celles de l'un présent dans la cellule simulée. La constante de temps de ce circuit est proche du Δt (ici $R_2//C_2$ avec 7,8 ms). Ceci permet alors de mesurer une résistance qui correspond aux circuits R//C agissant aux constantes de temps inférieures au pas d'échantillonnage (commun à tous les cas de figure) et d'éliminer les valeurs d'impédances prises en compte dans le modèle de l'observateur. Cependant, tous les effets non modélisés viennent fausser la mesure finale de la résistance (notamment l'apparition progressive des R//C à des constantes de temps plus élevées).

Enfin le dernier cas de figure présente un circuit R//C correspondant à une constante de temps élevée (choisie pour une constante de temps de 6 s), qui en réalité ne permettra d'obtenir de bons résultats sur la résistance, qu'après des courants d'une dizaine de secondes (où l'impédance modélisée correspondra à une réalité sur la cellule simulée).

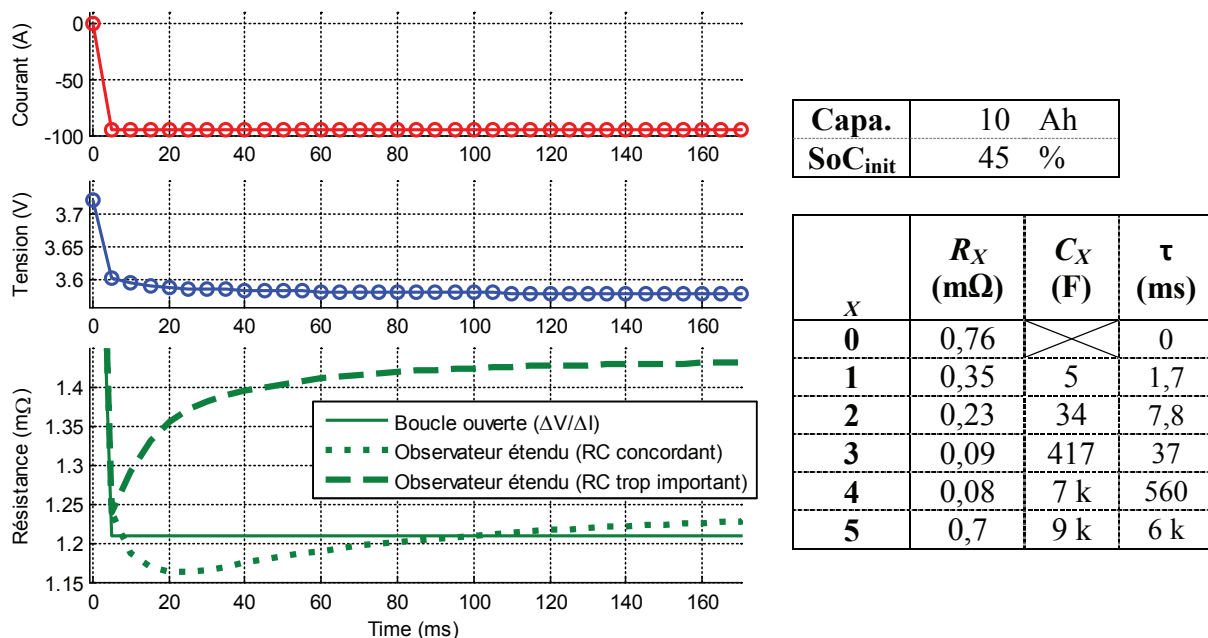


Figure III.9 – Observation de la résistance perçue par les observateurs étendus, sur une consigne de courant et une cellule simulée

Dans cette configuration, la méthode en boucle ouverte ne permet qu'une détermination unique, comme lors d'un test HPPC qui donne une valeur de résistance pour un temps donné. Ici, le temps utilisé est celui d'échantillonnage de 5 ms, au-delà l'évolution de l'impédance n'est plus considérée. Pour les observateurs, la détermination de la résistance basée sur la même variation

initiale de courant donne lieu à un résultat similaire qu'en boucle ouverte. Cependant, suivant le circuit R//C modélisé dans l'observateur, la valeur de résistance observée évolue en fonction de la partie de l'impédance de la cellule qui n'est pas modélisée par l'observateur. Cette simulation permet également de montrer qu'il est difficile d'établir une conclusion sur la qualité des résultats obtenus pour la valeur de résistance. En effet, dans cette configuration où chaque paramètre est maîtrisé, il est difficile d'identifier la véritable valeur de résistance qui aurait dû être déterminée. En effet, cette dernière n'est en réalité pas fixe puisque issue d'une impédance. Il est alors nécessaire de se référer à la même partie de cette impédance. Pour la méthode en boucle ouverte, il s'agit par exemple de la résistance pure R_0 , du circuit $R_1//C_1$ qui agit à une constante de temps plus rapide que le pas d'échantillonnage, et une partie de l'impédance du circuit $R_2//C_2$ à une constante de temps proche de Δt .

Pour la suite de cette thèse, nous nous baserons donc préférentiellement sur notre méthode de détermination en boucle ouverte. Cette méthode est dépendante du pas d'échantillonnage, mais ce dernier est fixe et permettra donc d'identifier une valeur de résistance série pour des valeurs d'impédances dont la constante de temps est inférieure au pas d'échantillonnage Δt , et dont l'augmentation pourra fournir une indication du vieillissement. Les observateurs étendus sont quant à eux en théorie capable d'identifier les résistances R_X (ou de les estimer en fonction de la température) qui correspondent à des constantes de temps définies (qui évolueront avec R_X à moins d'adapter simultanément C_X). Cependant la puissance de calcul nécessaire est alors beaucoup plus importante à cause de l'augmentation de la taille des matrices, et les paramètres initiaux nécessaires au modèle sont plus importants (caractérisations plus complexes) sans pour autant éliminer le risque d'une erreur de modélisation menant à une valeur de résistance série fluctuante au gré de l'impédance.

III.1.4 - Élimination des variations d'environnement

La principale source de variation de la résistance à éliminer (prendre en compte) est la température [123]. Chaque type de cellule est caractérisé afin d'identifier la valeur de sa résistance à différentes valeurs de températures. Pour celles intermédiaires, les valeurs de résistances sont extrapolées. La correspondance servira ainsi à ramener la valeur de la résistance mesurée pour la température actuelle, à une valeur de résistance référence donnée pour une température fixée (ex. température ambiante de 25 °C). C'est alors cette valeur de résistance qui va permettre la quantification du niveau de vieillissement propre à chaque cellule.

III.1.4.1 - Aparté sur les modèles thermiques usuels

Il est à noter que la température mesurée lors de l'utilisation est la température mesurée en surface de la cellule. Elle ne correspond alors pas forcément à la température interne de la cellule (sauf en cas de phase de stabilisation thermique). Il est possible d'estimer cette température interne au moyen de modèles thermiques relatifs à chaque cellule. Par analogie avec des circuits électriques, les capacités thermiques sont représentées par des capacités électriques, les résistances thermiques par des résistances électriques ; les températures sont assimilables à des tensions et le flux de chaleur à un courant électrique. La source de chaleur propre à l'utilisation de la cellule (typiquement son auto-échauffement) est alors représentée par une source de courant dont la valeur correspond aux pertes Joule au sein de la cellule (conservation de l'énergie) ainsi qu'une partie réversible liée à l'enthalpie des réactions chimiques entre électrodes et électrolyte. La température de surface agit comme une source de tension. Cette dernière est en réalité liée à la

température dite ambiante (environnement de la cellule) au travers d'une résistance de convection.

Pour des raisons de sécurité, la température de surface de chaque cellule est mesurée, et bien que bruitée, peut permettre d'être utilisée de manière directe pour l'estimation de la température interne. En dehors de la valeur de ces sources à calculer ou mesurer, les paramètres du modèle thermique doivent être identifiés. Ceci est effectué expérimentalement pour une cellule neuve dont l'auto-échauffement est mesuré (en surface) suite à des sollicitations électriques contrôlées (maîtrise des pertes Joule et des variations d'enthalpie par l'utilisation de créneaux de courant). Les paramètres du modèle thermique, limités à une résistance thermique de conduction et une capacité thermique, peuvent alors être identifiés pour le type de cellule correspondant.

Le but principal d'une estimation de la température interne est donc de ramener la valeur de résistance à un instant donné (et à température actuelle), à une valeur référence indicatrice du vieillissement. Cette transition est assurée par une table (ou une loi) établie expérimentalement où la température interne est contrôlée (stabilisation thermique), et la valeur de résistance mesurée dans des conditions spécifiques (créneau de courant). Ces conditions doivent alors être les plus proches possibles de l'utilisation finale des cellules, afin que les paramètres du modèle identifiés soient le plus proche possible de ceux en utilisation. En effet le modèle thermique est approximé, d'une part par l'aspect tridimensionnel (cf. photo thermiques d'une cellule en Annexe 3) ramené à une représentation en deux dimensions entre le point de mesure en surface et la source interne de l'échauffement, et d'autre part par la simplification du comportement thermique qui varie en réalité en fonction de sa propre valeur de température, du vieillissement et de bien d'autres paramètres.

III.1.4.2 - Établissement d'une table de correspondance

Dans notre cas de figure, nous choisissons d'établir directement une table de correspondance entre résistance interne et température de surface, à partir de valeurs de résistances identifiées dans des conditions proches d'une utilisation mild hybrid. Ceci de manière expérimentale pour chaque type de cellule à considérer. Une loi polynomiale (plutôt qu'une table) est alors identifiée afin de relier directement la valeur de la résistance instantanée à sa valeur référence (choisie à 25 °C).

Sur la Figure III.10, de brèves impulsions (en charge et décharge) sont effectuées durant quelques minutes afin d'identifier la valeur de la résistance et mesurer la température de surface (à l'emplacement de destination finale du capteur de température). Ces différentes mesures sont alors divisées par la valeur de la résistance de référence (choisie à 25 °C) afin de présenter le rapport qui permet de passer d'une mesure de résistance à une certaine température vers celle à la température de référence. La loi alors identifiée par régression polynomiale permet le passage d'une valeur de résistance à une température vers celle à une autre température. Dans notre cas de figure, le polynôme utilisé pour les deux types de cellule est de degré trois.

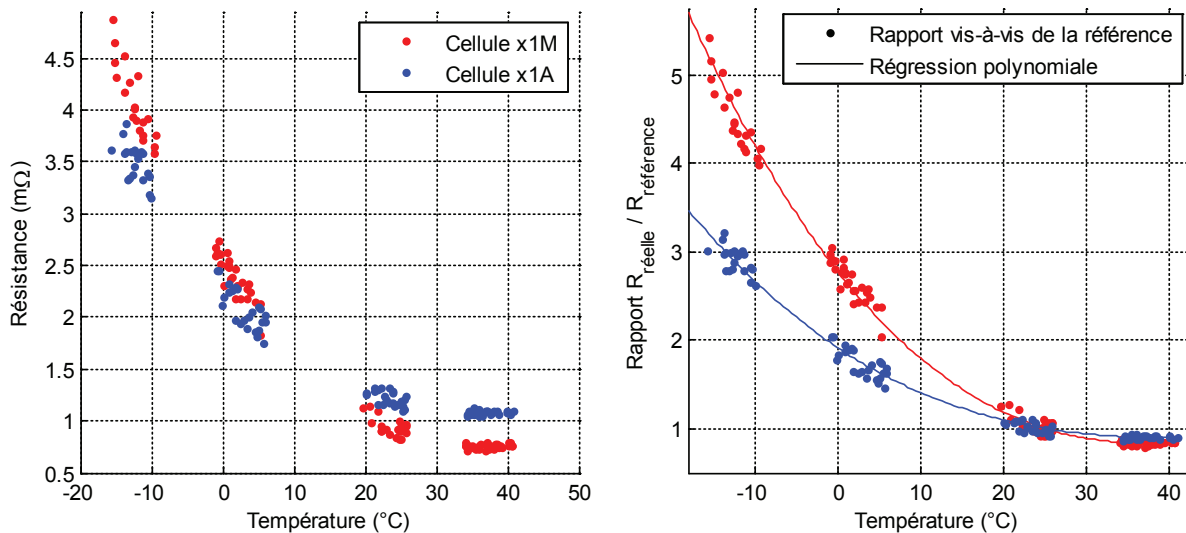


Figure III.10 – Établissement de la loi de correspondance des résistances en fonction de la température

L'évolution de la résistance de référence (choisie à 25 °C) est normalement très lente, car principalement liée au vieillissement qui est un processus très lent en comparaison des constantes de temps d'utilisation. En l'absence d'impulsions permettant une détermination de la résistance, la résistance réelle (dépendante de la température) est donc estimée à partir de la loi polynomiale et de la mesure de température. En présence d'impulsions, la variation de tension/courant est évaluée, ramenée à la température de référence au travers de la loi polynomiale, et enfin filtrée à l'aide de la moyenne mobile exponentielle présentée précédemment.

La Figure III.11 représente la résistance instantanée (en trait continu) mesurée dans les conditions d'utilisation, ainsi que le suivi de la résistance ramenée à 25 °C (en trait pointillé). Cette dernière correspond à l'image du vieillissement et est ici relativement stable. Cependant on peut remarquer des variations lors des phases de variations thermiques importantes, où la cellule se comporte donc légèrement différemment de la loi polynomiale établie à partir de mesures à températures relativement stabilisées (en dehors d'un léger auto-échauffement).

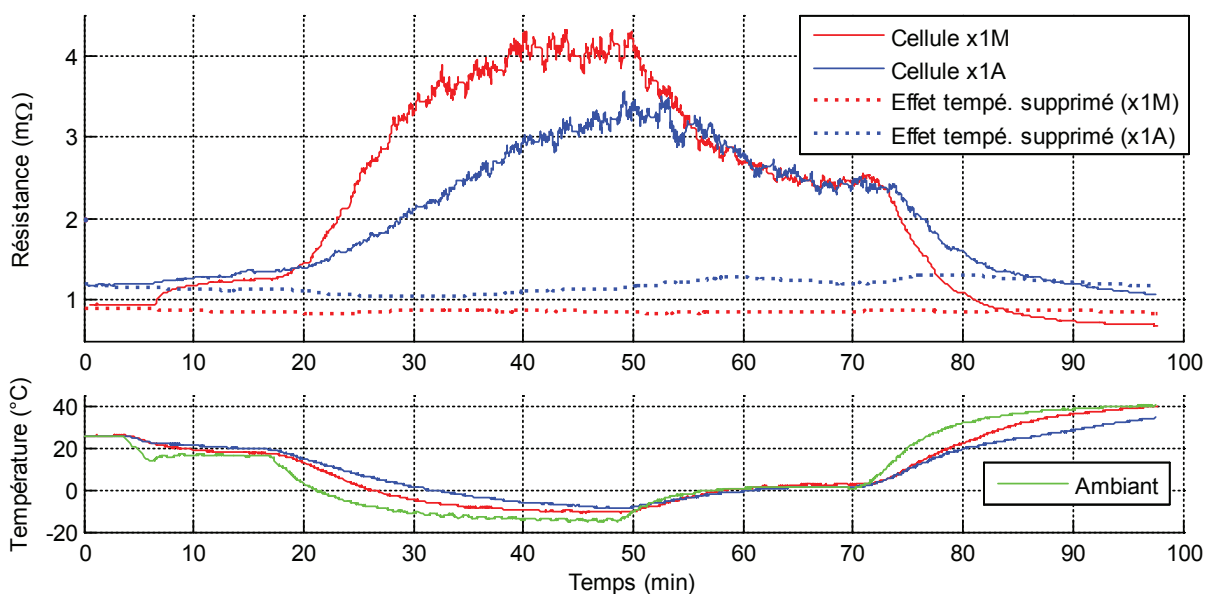


Figure III.11 – Suppression des effets de la température (≈ estimation de la résistance à 25 °C) lors du suivi de la résistance de la Figure III.7

Un autre type de variation à éliminer est la variation de résistance avec le SoC. Cependant, sur la plage de fonctionnement des cellules entre 40 % et 60 % de SoC, cette variation est très limitée. Ceci est particulièrement visible sur la Figure III.6 où le suivi de la résistance sur une plage de fonctionnement légèrement élargie par rapport à notre utilisation, présente peu de variations. Pour des applications typées énergie où la cellule est parfois (voir souvent) à des SoC proches d'un état totalement chargé ou déchargé, la valeur de résistance croît de manière importante sur ces extrêmes. Cependant, dans notre contexte mild hybrid, nous pouvons faire l'approximation d'une valeur de résistance fixe à un état de vieillissement et à une température donnés, indépendamment de la valeur de SoC.

III.2 - Vieillessement relatif à la capacité

Pour nos travaux de thèse relatifs à une utilisation mild hybrid, la perte de capacité est une donnée intéressante à quantifier, mais peu contraignante vis-à-vis du cahier des charges. En effet, elle impacte très peu le comportement de la batterie dans une utilisation mild hybrid où les dérives de SoC sont extrêmement faibles. Cependant, les effets sur le comportement des cellules étant très limités, il est également très difficile d'en observer les variations, conditions nécessaires à la quantification du vieillissement de la capacité. Cette difficulté est propre à une utilisation mild hybrid où aucune charge/décharge complète ne vient permettre l'actualisation de la valeur de capacité, normalement mesurée lors du passage d'un état totalement chargé à totalement déchargé (détecté par la tension de fin de décharge).

III.2.1 - Adaptation à la température

La capacité est un paramètre qui va évoluer en fonction de la température. Au-delà de l'aspect irréversible de la baisse de capacité avec le vieillissement accéléré par de fortes températures, la capacité baisse avec une diminution de la température. Cette variation de capacité réversible est donc à prendre en considération afin de ne pas l'associer aux effets du vieillissement pour le calcul du SoH [124]. Typiquement, la loi qui régit la variation réversible de la capacité avec la température est établie expérimentalement au travers de décharges complètes à courant nominal pour différentes températures. Un polynôme (degré dépendant de la précision souhaitée) est identifié par régression et peut alors lier la diminution réversible de la capacité, à la baisse de température.

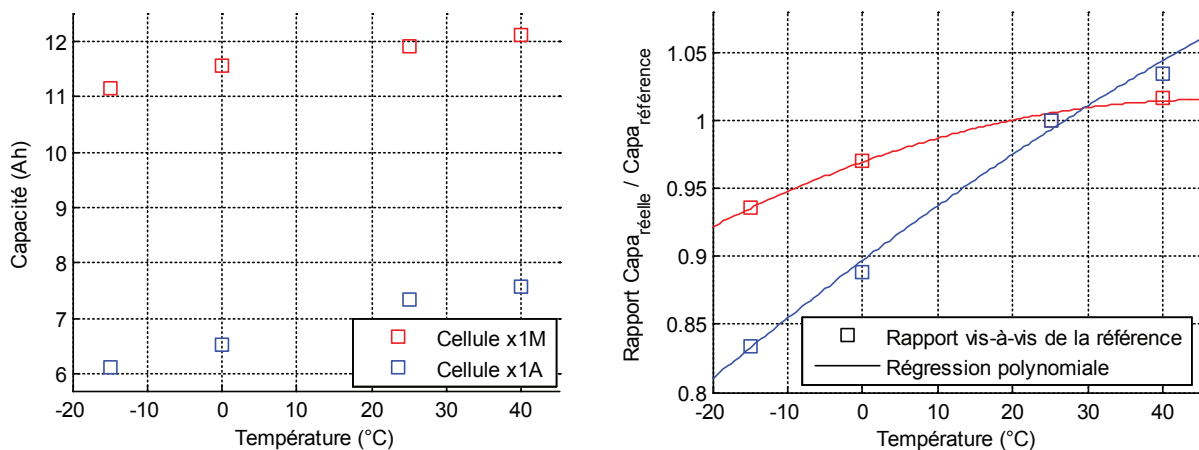


Figure III.12 – Capacités mesurées lors de décharges complètes à courant nominal pour différentes températures (cellules x1M et x1A)

L'intégration du courant au cours de ces décharges permet de dégager une tendance décrivant l'évolution de la capacité avec la température (visible sur la Figure III.12). Cette capacité est donc identifiée à partir de décharges (et non de charges), afin de correspondre au type d'application de destination qui se trouve la plupart du temps être une application d'autonomie énergétique (décharges typées énergie). Dans notre contexte mild hybrid, ce ne sont alors plus des décharges complètes, mais des impulsions de décharge et de charge à partir desquelles devront être extrapolées des valeurs de capacité. Cette extrapolation fait intervenir une amplification des erreurs qui peut diminuer la qualité des résultats.

La prise en compte de la température permet ainsi de limiter l'amplification des erreurs de détermination de la capacité, où les variations du courant n'occasionnent pas les mêmes dérives de SoC que lorsqu'elles sont appliquées à température ambiante.

III.2.2 - Adaptation au courant

Un autre facteur impactant la capacité temporaire de la cellule, est le niveau de courant utilisé. Cette notion se retrouve au centre de la loi de Peukert qui associe à chaque type de cellule, une puissance "K" qui est une pondération fonction du courant utilisé [125][126]. Le but est alors de faire correspondre une durée de décharge complète sous courant constant donné, à une valeur de capacité correspondant à une décharge sous 1 A (qui elle est normalement propre à chaque cellule pour un état de vieillissement et une température donnés, quel que soit le niveau de courant).

$$Q_P = I_x^K \cdot t_{décharge} \tag{Éq. III-18}$$

Pour identifier cette puissance "K" (constante de Peukert), nous nous basons sur des tests de caractérisations spécialement prévus pour mesurer la capacité d'une cellule sous différents courants à différentes températures. Nous résumons sur la Table III.1, à titre d'exemple, les capacités mesurées pour différents courants I_x sous différentes températures (courant maximum limité à basses températures), pour les cellules x1M et x1A :

Cellule	x1M								x1A							
	40		25		0		-15		40		25		0		-15	
Courant de décharge (A)	11,5	175	11,5	175	11,5	115	11,5	20	6,5	200	6,5	200	6,5	200	6,5	22
Capacité mesurée (Ah)	12,1	11,7	11,9	11,5	11,6	11,3	11,1	11,0	7,6	6,7	7,3	6,4	6,5	5,9	6,1	5,9
Constante de Peukert	1,014		1,014		1,011		1,028		1,034		1,040		1,027		1,032	

Table III.1 – Capacités apparentes pour différents niveaux de courants de décharge ($I_{nominal}$ et I_{max}) + estimation de la constante de Peukert (cellules x1M et x1A)

La constante "K" est donc déduite de ces capacités propres à chaque niveau de courant (et pour lesquelles correspond un temps de décharge t_{I_x}) en partant du principe que la capacité de Peukert Q_P , définie pour un courant de 1 A, est commune aux différents niveaux de courants :

$$Q_P = I_1^K \cdot t_{I_1} = I_2^K \cdot t_{I_2} \tag{Éq. III-19}$$

$$K = \frac{\log_{10}\left(\frac{t_{I_2}}{t_{I_1}}\right)}{\log_{10}\left(\frac{I_1}{I_2}\right)} \tag{Éq. III-20}$$

Une première limitation de ce type de loi est le contexte pour laquelle elle est identifiée, qui ne correspond pas au type d'utilisation de destination des cellules. En utilisation réelle, les courants ne sont pas continus, ce qui doit être pris en considération avec par exemple l'utilisation d'une valeur de courant efficace [127]. De plus, une partie des courants rencontrés en utilisation sont positifs (impulsions de charge). Entre des courants de charge et de décharge, il peut exister un facteur entre la capacité perçue lors de courants positifs, et celle lors de courants négatifs. Ce facteur, à savoir le rendement faradique, peut être déterminé à partir des mêmes tests de caractérisations précédents, pour lesquelles les phases de recharge sont étudiées.

Dans le cadre de nos tests, le rendement faradique considéré est alors unitaire, ce qui est le cas pour la majorité des cellules de type Li-ion. On peut cependant noter une très faible variation de ce rendement avec la température, bien qu'il reste toujours compris entre 0,99 et 1. De manière globale, le rendement faradique peut donc être ignoré. Pour ce qui est de la loi de Peukert, son utilisation permet d'apporter un supplément de précision dans l'estimation de la capacité. Cependant l'impact sur la valeur de capacité déterminée à partir de faibles variations de SoC est très limité face aux incertitudes. De plus son utilisation est rendue difficile de par la nature du courant qui nécessite l'utilisation d'une valeur efficace. En effet, une valeur efficace fait intervenir une notion de moyenne qu'il est difficile d'appliquer en situation temps réel où le courant est discrétisé.

III.2.3 - Détermination de la capacité

La capacité d'une cellule est une grandeur qui dépend de nombreux paramètres et dont la définition et la détermination doit être clarifiée. Dans un premier temps, la capacité perçue par le BMS ($Q_{Perçue}$) est celle qui dépend de l'état de santé (à identifier pour le SoH), du niveau et du sens du courant et de la température. Elle est à opposer à la capacité normalisée que nous définissons, dans un second temps, comme étant la capacité mesurée lors d'une décharge continue à courant constant et à température ambiante fixée. Cette dernière capacité est alors seulement dépendante du vieillissement à identifier pour le SoH. Les conditions nécessaires à sa détermination sont alors diamétralement opposées aux types de conditions rencontrées en utilisation mild hybrid, c'est pourquoi cette capacité doit être extrapolée à partir de la capacité perçue (elle-même difficilement identifiable à causes des faibles variations de SoC...).

Suite à la définition des différentes capacités qui vont être exploitées par la suite et la mise en exergue des difficultés pour l'obtention de la capacité normalisée qui nécessite une décharge complète inenvisageable en mild hybrid, nous proposons une méthode de détermination envisageable avec ce type d'utilisation. Pour cette méthode, nous considérons le SoC déterminé par l'observateur comme une mesure (les observateurs étant considérés comme des "capteurs logiciels"). L'objectif est alors de visualiser une variation de ce SoC afin de l'associer à une variation de charges électriques Q (en C). La méthode est alors, sur le principe, identique à une décharge complète à courant constant qui associe le courant utilisé (en A), à la durée de décharge mesurée (en s) lors d'une variation de SoC connue (100 % par définition d'un état totalement chargé à déchargé).

$$Q_{Perçue} = \frac{\Delta Q}{\Delta SoC} \quad \text{Éq. III-21}$$

Dans ces conditions, il apparaît préférable de considérer des ΔSoC suffisamment significatifs afin de minimiser les erreurs d'estimation. En effet, la variation de SoC intervient au

dénominateur de la capacité perçue (Éq. III-21), ceci confirmant la nécessité d'une variation de SoC pour la mesure d'une capacité. Pour ce faire, le système est sous-échantillonné à des intervalles ΔSoC (qui interviennent sur une période de temps T) les plus importants possibles (limités à une valeur minimale afin de se prémunir d'un $\Delta SoC \approx 0$), à partir de l'échantillonnage d'une durée Δt initialement utilisé dans l'observateur. Entre deux états de charge de l'observateur menant à un ΔSoC (défini entre $SoC_{départ}$ et SoC_{actuel}) suffisant, le courant traversant la cellule est intégré afin de fournir ΔQ . Nous disposons donc d'estimations ponctuelles (à chaque nouveau ΔSoC) de la capacité perçue de la cellule dans les conditions de test (température, courant et vieillissement).

Ensuite, nous souhaitons éliminer les effets du courant et de la température (cf. parties "III.2.1 - Adaptation à la température" et "III.2.2 - Adaptation au courant") pour nous ramener à une valeur de capacité normalisée dépendante uniquement du vieillissement. L'élimination de l'effet de la température s'effectue à partir du polynôme évoqué précédemment (cf. "III.2.1 - Adaptation à la température") et de la valeur moyenne de température au cours du ΔSoC (Éq. III-22).

Pour éliminer l'effet du courant, sa valeur efficace est calculée (Éq. III-23). La loi de Peukert (et la constante "K" associée) permet ensuite (Éq. III-24) de ramener la capacité perçue à ce courant efficace, à la valeur normalisée définie pour le courant nominal et la température de référence (Éq. III-25).

Enfin, les estimations successives (échantillonnées tous les ΔSoC) sont filtrées (Éq. III-26) au moyen d'une moyenne mobile exponentielle (cf. Annexe 1) fonctionnant sur un principe analogue à celui utilisé pour la détermination en boucle ouverte de la résistance série. Le coefficient "coef" est préférablement choisi proche de 0 afin de permettre le calcul d'une moyenne sur un grand nombre d'estimations de la capacité dont l'évolution est très lente.

La succession des étapes se décompose donc comme suit :

1 - À chaque instant

$$\Delta Q = \int I_{cell} \cdot dt ; I_{carré} = \int I_{cell}^2 \cdot dt ; T = \int dt$$

$$\Delta SoC = SoC_{actuel} - SoC_{départ}$$

2 - Si ΔSoC suffisant détecté

$$Q_{Perçue} = \frac{\Delta Q}{\Delta SoC} \tag{Éq. III-21}$$

$$Rap_{tempé.} = polynome_{tempé}(Température_{moy}) \tag{Éq. III-22}$$

$$I_{eff} = \left(\frac{I_{carré}}{T} \right)^{\frac{1}{2}} \tag{Éq. III-23}$$

$$Rap_{Peukert} = I_{nominal}^{(K-1)} \cdot I_{eff}^{(1-K)} \tag{Éq. III-24}$$

$$Q_{estim} = \frac{Q_{Perçue}}{Rap_{tempé.} \cdot Rap_{Peukert}} \tag{Éq. III-25}$$

$$Q_{normalisée} = Q_{normalisée\ d'avant} \cdot (1 - coef) + Q_{estim} \cdot coef \tag{Éq. III-26}$$

0 - Réinitialisation de ΔQ , $I_{carré}$, $SoC_{départ}$ et T

Pour illustrer les résultats obtenus, nous nous plaçons dans le cadre du test présenté sur la Figure III.6. Il présente l'avantage d'offrir une large plage de SoC parcouru, mais surtout une

durée de 3 h qui permet de visualiser l'évolution de la détermination de la capacité qui est un processus lent.

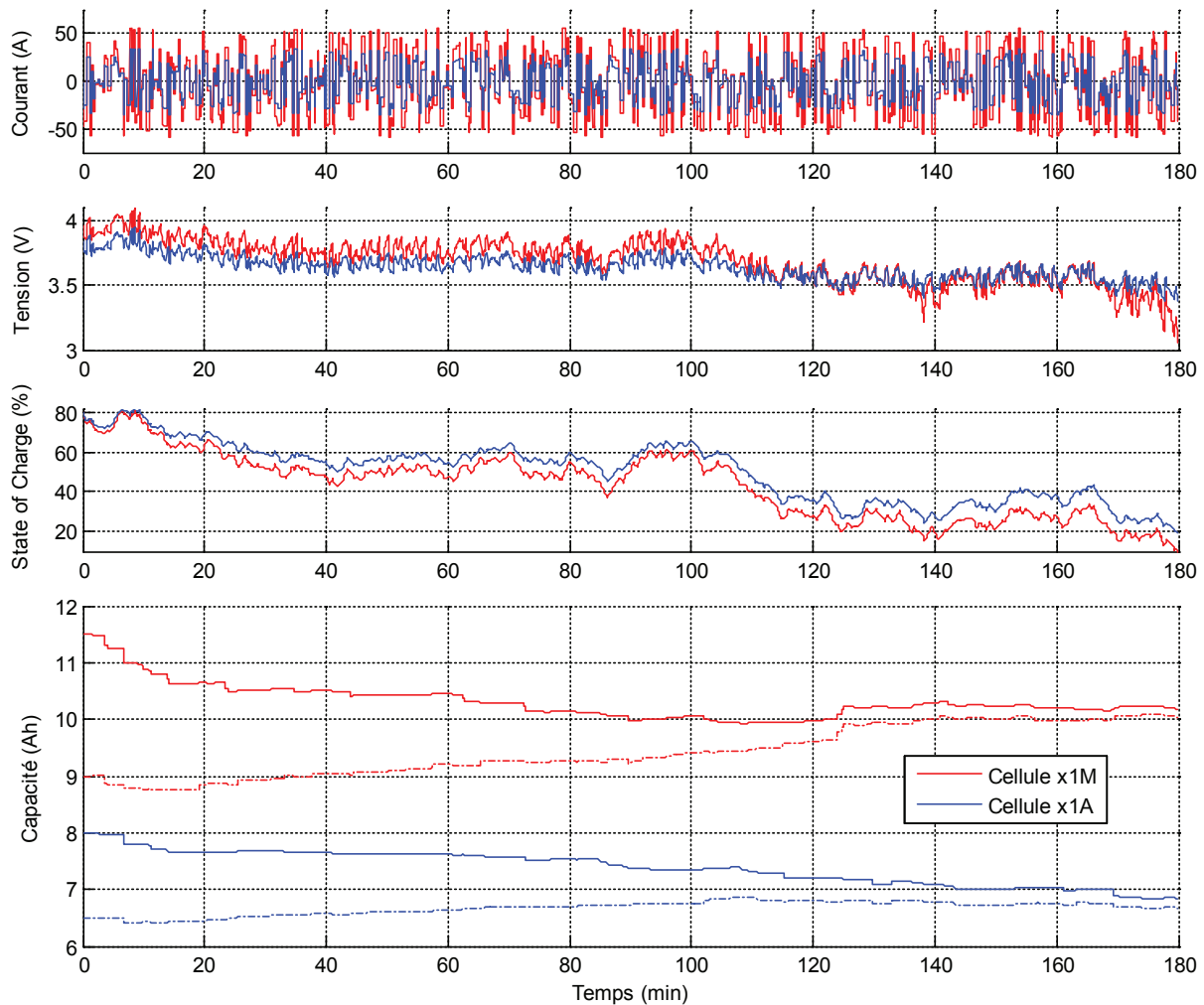


Figure III.13 – Détermination de la capacité de deux types de cellules lors d'un profil à 25 °C pour deux valeurs initiales différentes

Les résultats obtenus sont satisfaisants dans la mesure où quel que soit le point de départ (surestimation en trait plein ou sous-estimation de la valeur de la capacité en trait pointillé), la méthode permet de converger vers une valeur cohérente de capacité. Avant le test, la capacité réelle avait été déterminée (10,4 Ah pour x1M et 6,8 Ah pour x1A) lors d'une décharge complète ce qui correspond bien à la valeur de capacité obtenue. Cette détermination est un processus long car il nécessite un sous échantillonnage dans l'attente d'un événement favorable à une nouvelle actualisation de la valeur. Cependant le vieillissement de la capacité est un processus beaucoup plus lent, qui est alors suivi convenablement par notre méthode qui agit suffisamment rapidement à l'échelle du vieillissement. Il faut donc remarquer que, compte tenu de l'ensemble des limitations propres à une utilisation mild hybrid, il est très difficile d'actualiser la valeur de la capacité "normalisée" qui est l'image du vieillissement correspondant. Il est donc préférable d'attendre l'apparition de conditions favorables (forte dérive de SoC) pour une détermination de la valeur, et durant l'attente de ces conditions, de se contenter d'estimations.

Il existe d'autres méthodes pour la détermination de la capacité, et notamment celle d'étendre l'observateur à la capacité, comme cela a été réalisée pour la résistance [72]. Cependant, notre type d'utilisation très limitant au niveau des variations de SoC ne permet, là encore, pas d'obtenir

une détermination viable, d'autant plus que ce type de méthode ne permet pas d'identifier le peu de situations propices (lorsque des rares variations de SoC suffisamment importantes se produisent sur un grand nombre d'échantillons de mesures), car la gestion de tels observateurs s'effectue seulement à partir de la mesure courante et de l'état estimé précédent (par définition). Cependant, dans la littérature, bon nombre de développements de tels observateurs sont étudiés, bien que toujours basés sur des applications typées énergie [110][53][128] (ou HEV avec variations de SoC importantes). Une variation d'état de charge est donc toujours nécessaire [129], quitte parfois à la générer [89]. À notre connaissance, la méthode développée ici pour déterminer la valeur de la capacité dans un contexte d'utilisation mild hybrid, n'a pas fait l'objet de publication.

III.3 - Suivi de l'état de santé

III.3.1 - Paramètres surveillés

L'ensemble des paramètres de chaque cellule est donc déterminé durant les phases d'utilisation. Les valeurs sont surveillées dans les conditions d'utilisation (température, vieillissement) et utilisées afin de remonter aux valeurs de "référence" correspondantes après élimination des effets de la température (à partir de lois établies expérimentalement). Les valeurs de référence (ou normalisées) permettent alors de quantifier le degré de vieillissement par rapport aux valeurs nominales (données constructeur) définies pour la même température de référence. L'état de santé suivi est alors en réalité composé de plusieurs SoH qui sont relatifs aux dégradations des différentes valeurs de référence.

Au niveau des informations fournies par le BMS, le SoH final communiqué au véhicule est borné entre 0 et 1. La valeur de 0 % correspond alors à une fin de vie du pack, et la valeur de 100 % à une batterie en parfaite santé (avec une somme des SoH réels des cellules, supérieure ou égale à 100 %). Pour apprécier cette valeur de SoH, les différentes conditions de fin de vie sont abordées de manière logique avec la considération de la valeur la plus défavorable pour la valeur de SoH communiquée au système utilisateur de la batterie (soit le véhicule).

$$SoH_{Communiq  } = \min(SoH_{Pack\Sigma Resist}, SoH_{CellResistMaxi}, SoH_{CellCapaMini}) \quad \text{  q. III-27}$$

Le SoH final du pack ($SoH_{Communiq  }$) est donc défini de manière logicielle comme la valeur minimale (fonction "min") rencontrée parmi les différents SoH relatifs aux différents   v  nements de vieillissement considéré (cf.   quation   q. III-27). Ces derniers correspondent au $SoH_{CellResistMaxi}$ de la cellule avec la résistance la plus élevée, au $SoH_{CellCapaMini}$ de la cellule avec la plus faible capacité, et au $SoH_{Pack\Sigma Resist}$ relatif à la résistance de l'ensemble des cellules (du pack). De manière individuelle, les SoH relatifs aux trois différents types d'  v  nements sont définis comme décrit dans les paragraphes suivants.

III.3.1.1 - Perte de capacité propre à chaque cellule

La perte de capacité du pack est un   v  nement peu limitant pour une utilisation mild hybrid. Cependant, une perte de capacité excessive d'au moins une cellule peu devenir problématique, dans la mesure où la plage de fonctionnement entre 40 % et 60 % n'autorise plus des impulsions de durées suffisamment longues pour l'utilisation. Un dépassement, bien que temporaire, de ces bornes de fonctionnement peut mener rapidement à des dépassements de seuils de sécurité au niveau de la tension (fortes variations de l'OCV sur des SoC proches de 0 ou 100 %).

Il convient donc de définir comme l'un des facteurs de vieillissement, la capacité de la cellule la plus handicapante sur ce type d'événement. La valeur du SoH correspondant, est alors déterminée de la manière suivante pour chaque cellule en fonction de sa capacité $Q_{normalisée}$ (valeur de capacité débarrassée des effets de la température) :

$$SoH_{CellCapa} = \frac{\frac{Q_{normalisée}}{Q_{constructeur}} - Rap_Q}{1 - Rap_Q} \quad \text{Éq. III-28}$$

La valeur des capacités normalisées est déterminée après élimination des effets de la température. La valeur minimale rencontrée sur une cellule du pack ($SoH_{CellCapaMini}$) est alors conservée et permettra la détermination du SoH à communiquer (Éq. III-27) au système utilisant le pack batterie. Le rapport Rap_Q correspond au critère de fin de vie que l'on souhaite fixer. Pour des applications typées énergie, il est courant d'utiliser une valeur de 80 %. Dans notre application beaucoup plus permissive au niveau de la perte de capacité, on peut se permettre de considérer une diminution de capacité plus importante et donc utiliser des valeurs de l'ordre de 60 ou 70 %.

La valeur retenue pour Rap_Q peut alors par exemple découler de la volonté (dans le cahier des charges) d'avoir une plage d'utilisation, entre 40 et 60 % de SoC, qui permet d'assurer le stockage d'une quantité minimale de charges électriques (en C). De manière plus concrète, il est possible de vouloir un pack batterie capable d'appliquer sa puissance maximale pendant un temps minimum (par exemple de l'ordre de la seconde pour une utilisation mild hybrid). Les Watt-heure nécessaires, mis en rapport avec la tension de la cellule la plus défavorable (par exemple celle à 40 % de SoC), permettent alors de se ramener à la quantité de charges électriques minimales pour la plage de SoC considérée.

Pour illustrer le calcul de la condition de fin de vie de la capacité, plaçons-nous dans le cas fictif d'un pack conçu pour fournir une puissance de 12 kW. Cette puissance est fournie/demandée par un véhicule mild hybrid pendant des durées de l'ordre de 5 s. Le pack est utilisé autour de 50 % de SoC avec une plage d'utilisation de ± 10 % de SoC. La tension nominale du pack, choisie à 48 V implique l'utilisation de 13 cellules Li-ion en série. Un premier pack est constitué de cellules x1m ayant une capacité nominale de 7 Ah, et un second pack de cellules x1M de 11,5 Ah. Les deux packs sont de même chimie (nickel-manganèse-cobalt), avec un tracé OCV quasiment identique qui confère aux deux packs une tension OCV proche de 50 V à 50 % de SoC. La quantité de charges électriques minimale nécessaire est alors de $\pm 1,2$ kC ($\pm 12 \text{ kW} \cdot 5 \text{ s} / 50 \text{ V}$) sur des variations de ± 10 % de SoC. La diminution de capacité qui marque la fin de vie de la cellule x1m est alors un Rap_{Qx1m} de $\approx 0,48$ ($1,2 \text{ kC} / (7 \text{ Ah} \cdot 3600 \cdot 10 \%)$), contre un Rap_{Qx1M} de $\approx 0,29$ ($1,2 \text{ kC} / (11,5 \text{ Ah} \cdot 3600 \cdot 10 \%)$) pour la cellule x1M.

Dans cet exemple, la perte de capacité autorisée au niveau des packs batterie est importante comparée à celle souvent utilisée de 20 %. La capacité de la cellule la plus faible, donne (aux déséquilibres près) la valeur de capacité totale du pack. Dans le cas des cellules x1M, cette capacité peut alors vieillir jusqu'à atteindre 29 % de la capacité constructeur à l'état neuf, sans compromettre le niveau de puissance pouvant être récupéré/fourni durant le temps défini par le cahier des charges.

III.3.1.2 - Augmentation de résistance propre à chaque cellule

L'augmentation de la résistance au niveau de chaque cellule est un événement limitant pour une utilisation mild hybrid, dans la mesure où les chutes de tensions qui vont en découler à forts courants, vont limiter la disponibilité du pack complet. Le pack n'est plus utilisable pour des raisons de sécurité et de limitation du vieillissement, lorsque les tensions des cellules franchissent certains seuils hauts ou bas. Ces seuils sont donnés par le constructeur de cellules pour des durées d'impulsions données, et il convient de les respecter.

Le SoH relatif à la résistance de chaque cellule $R_{normalisée}$ (résistance série débarrassée des effets de la température), peut ainsi se définir de manière analogue au $SoH_{CellCapa}$, de la manière suivante :

$$SoH_{CellResist} = \frac{\frac{R_{normalisée}}{R_{constructeur}} - Rap_R}{1 - Rap_R} \quad \text{Éq. III-29}$$

La valeur maximale rencontrée parmi les cellules du pack ($SoH_{CellResistMaxi}$) est alors conservée et permettra la détermination du SoH à communiquer (Éq. III-27) au système utilisant le pack batterie. Les autres valeurs sont ignorées dans la mesure où elles ne limitent pas l'utilisation du pack à cause de leurs chutes de tensions internes.

Pour le choix du rapport de vieillissement Rap_R à utiliser, une approche au pire des cas permet d'envisager les chutes de tensions maximales autorisables pour une cellule, en fonction des SoC et courants les plus défavorables. Le SoC le plus défavorable en décharge correspond au seuil minimal de 40 % bornant notre plage d'utilisation. La tension OCV qui en découle, peut alors être comparée au seuil bas de tension afin d'en déduire la chute de tension maximale autorisable. Cette variation de tension, mise en rapport avec le courant maximal autorisé (définie par le constructeur ou le cahier des charges selon la valeur la plus limitante) permet d'en déduire la valeur maximale de résistance. Le même raisonnement peut être appliqué en charge autour d'un SoC de 60 % (plage haute de fonctionnement) en raisonnant par rapport au seuil haut de tension. La valeur de résistance maximale parmi celles obtenues est conservée et permet l'identification du $SoH_{CellResist}$ le plus limitant, à savoir $SoH_{CellResistMaxi}$.

III.3.1.3 - Augmentation de la résistance du pack complet

Un autre aspect de l'augmentation de la résistance au sein des cellules est l'augmentation des pertes en utilisation. Ces dernières sont liées, en grande partie, au carré du courant (qui dépend du type d'utilisation indépendamment du vieillissement) et de l'impédance (approximée à une valeur de résistance dans notre domaine d'utilisation). Un doublement de la résistance correspond alors à un doublement des pertes Joule en utilisation, événement souvent retenu pour marquer la fin de vie d'un pack batterie. Pour notre critère de fin de vie, nous nous basons donc également sur le doublement de la résistance du pack complet en plus des augmentations propres à chaque cellule (dont le facteur de vieillissement peut alors être plus important qu'un doublement). Pour cela, le SoH relatif au vieillissement de la résistance du pack est défini de la manière suivante :

$$SoH_{Pack\Sigma Resist} = \frac{\frac{\sum R_{normalisée}}{nbr_{cellules} \cdot R_{constructeur}} - Rap_{Pack}}{1 - Rap_{Pack}} \quad \text{Éq. III-30}$$

Dans l'équation Éq. III-30, la résistance $R_{normalisée}$ propre à chaque cellule, est issue des méthodes de détermination de la résistance normalisée (résistance série débarrassée des effets de

la température). Le rapport Rap_{pack} définissant l'augmentation maximale de la résistance du pack est fixé à une valeur de 2 couramment utilisée et qui correspond approximativement à un doublement des pertes.

Le $SoH_{Pack \Sigma Resist}$ du pack batterie est borné entre 0 et 2. Un SoH de 100 % correspond à un pack dont la résistance a pour valeur la somme des résistances des cellules dont la valeur est indiquée par le constructeur (valeur nominale). Un SoH de 200 % correspond à une valeur limite théorique de résistance interne nulle, avec entre 100 % et 200 % une valeur de résistance inférieure à la valeur nominale (souvent le cas de cellules neuves). La valeur de 0 % correspond à notre critère de fin de vie où la résistance a doublé. Cette augmentation affecte nécessairement le rendement énergétique du pack qui met en relation l'énergie qui peut être récupérée par rapport à celle qui a été stockée. Si il est généralement situé autour de 90~95 % pour une batterie Li-ion neuve à température ambiante, il se retrouve alors (lors du doublement des pertes) à une valeur proche de 65~80 %. Une batterie en fin de vie (hors disfonctionnement majeur de type mort prématurée d'une cellule) est donc toujours apte à être utilisée, cependant son utilisation devient plus onéreuse et moins avantageuse au niveau du rendement énergétique.

Pour l'ensemble des SoH définis (relatifs à la capacité, les résistances individuelles des cellules et celle du pack), c'est donc à l'utilisateur de fixer les critères de fin de vie respectifs lors de l'assemblage du pack batterie et de la configuration du BMS. Cette détermination relève de paramètres économiques fonction du cadre précis de l'application. C'est pourquoi nous choisissons de ne pas fixer ces rapports, à part pour ce qui est de la résistance du pack fixée à un doublement. On peut remarquer que dans de telles conditions, considérer un doublement (ou a fortiori un rapport moindre) de la résistance pour le critère de fin de vie propre à chaque cellule, rend la considération du doublement de la résistance du pack obsolète (le critère de fin de vie de la cellule la plus vieille étant nécessairement atteint avant celui de la somme des cellules).

On peut également noter que le paramètre surveillé sur sa valeur "normalisée" correspond à une valeur de référence à température donnée (25 °C retenu dans cette thèse) que l'on compare à la valeur constructeur donnée pour cette même température. Lors de la détermination du rapport de vieillissement, il peut donc être intéressant d'établir la valeur du paramètre surveillé à partir des conditions les plus défavorables de température. Cette valeur doit ensuite être ramenée à une valeur qui correspond à la température de référence afin d'établir le rapport de vieillissement marquant la fin de vie du pack.

III.3.2 - Validation logicielle

L'évolution du vieillissement des batteries en cours d'utilisation est difficile à mettre en évidence lors de travaux de thèse (durée des tests de vieillissement, disponibilité des bancs, durée de thèse, ...). Pour valider notre suivi du SoH global sur des configurations où les valeurs de SoH réelles sont maîtrisées individuellement et où leur évolution peut être évaluée sur la durée d'un test, nous procédons à la simulation de cellules (cf. Annexe 2). Les paramètres sont alors totalement maîtrisés, le modèle est volontairement beaucoup plus poussé que celui utilisé par le BMS, afin d'émuler le comportement d'une cellule réelle. Nous allons alors faire évoluer les valeurs du modèle pour simuler le vieillissement de la cellule.

Dans un premier temps, un profil de courant d'une durée de 100 minutes est généré avec des valeurs de courant entre 0,1C et 15C de durées comprises entre 50 ms et 3 s. Le profil de courant créé est appliqué par simulation sur 3 cellules placées en série (échantillonnées toutes les 10 ms).

Le rapport entre OCV et SoC est issu d'une cellule déjà testée (nickel-manganèse-cobalt) et pour lequel un polynôme est donné et tracé sur la Figure III.14. Cette figure donne également les paramètres nominaux du type de cellule simulé. Les trois cellules possèdent alors, de base, des paramètres identiques. Pour simuler une situation réelle comportant des dispersions au sein des cellules, les trois grandeurs à déterminer (SoC, capacité et résistance série) sont modifiées individuellement au cours du temps selon une loi préalablement définie. Cette variation "simulée" sera indiquée lors du tracé des résultats obtenus par le BMS.

$$OCV(SoC) = 10.2 \cdot SoC^5 + -31,1 \cdot SoC^4 + 37,5 \cdot SoC^3 + -22,1 \cdot SoC^2 + 7,19 \cdot SoC + 2,64$$

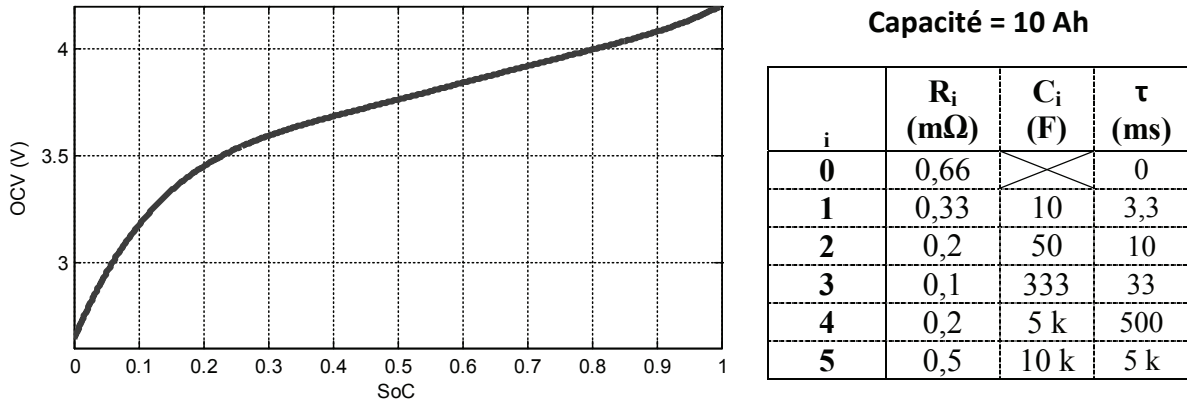
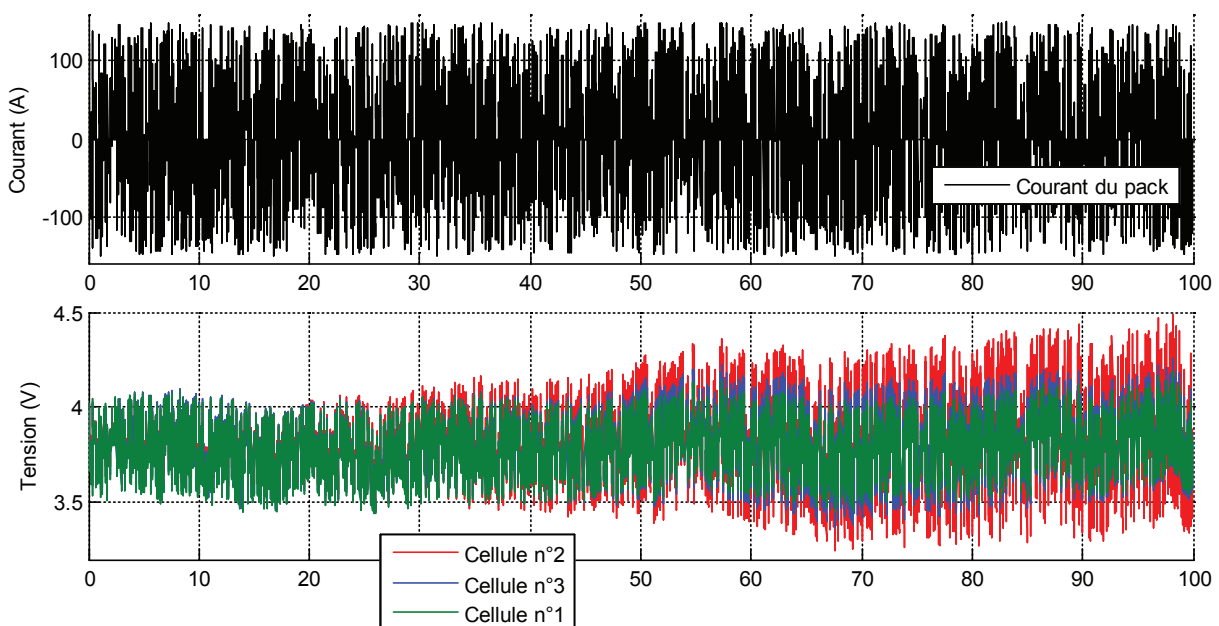


Figure III.14 – Paramètres nominaux (OCV, capacité et impédance) communs aux trois cellules d'un module de batterie simulé

Chaque cellule comporte donc 5 circuits R//C dont un circuit R//C agit sur une constante de temps inférieure au pas d'échantillonnage, et un autre à une constante de temps proche de celui-ci (tableau de la Figure III.14). Les autres circuits R//C possèdent des constantes de temps qui agissent toutes sur différentes durées de courant présents dans le profil (impulsions de 3 s maximum, mais qui en se succédant peuvent en former une de durée plus importante compte tenu de l'aspect aléatoire). Le profil de courant commun aux 3 cellules, leurs tensions respectives et l'évolution de leurs états de charge sont représentés sur la Figure III.15.



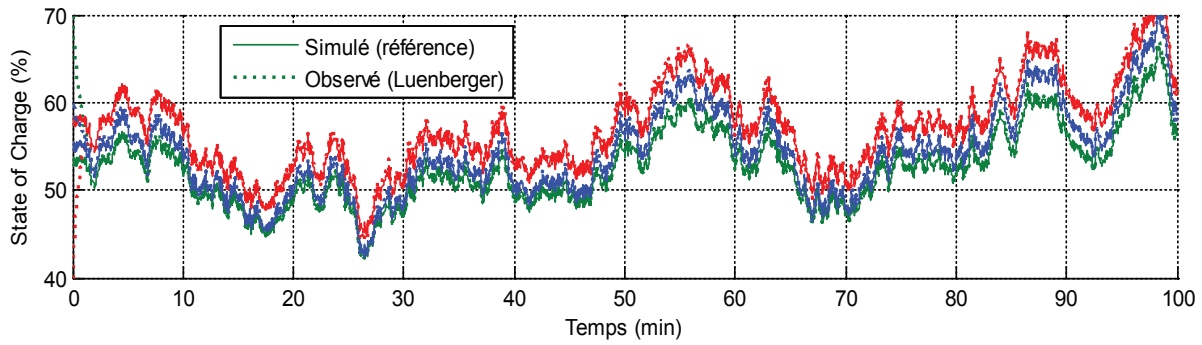


Figure III.15 – Suivi de l'état de charge d'un pack simulé et composé de 3 cellules en série

L'évolution de l'état de charge est propre à chaque cellule selon son SoC initial ainsi que sa valeur de capacité qui évolue au cours du temps. Le SoC simulé (trait plein) peut servir de référence dans la mesure où il est connu, ce qui permet de vérifier que quel que soit le point de départ de l'observateur (instant 0), celui-ci arrive à déterminer puis suivre l'état de charge avec une assez bonne précision. Ceci est particulièrement visible lors des premières minutes reprises sur la Figure III.16.

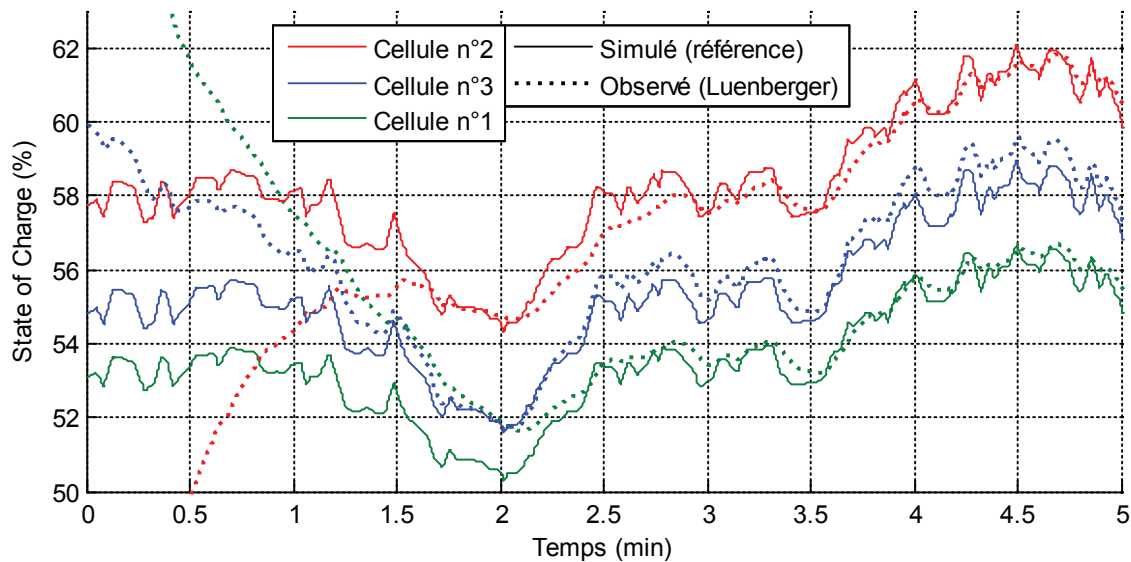


Figure III.16 – Agrandissement de la détermination du SoC lors des 5 premières minutes de la Figure III.15

Pour ce qui est de la détermination et le suivi des paramètres, les résultats sont présentés sur la Figure III.17 avec la valeur des paramètres simulés (spécifiques à chaque cellule) représentés par un trait plein. Pour la résistance série, c'est la valeur R_0 des paramètres nominaux qui est modifiée au cours de la simulation, de manière différente pour les 3 cellules. Le trait plein représente alors cette évolution à laquelle est ajoutée la valeur de résistance R_1 gardée fixe mais qui ne pourra être dissociée de R_0 compte tenu de sa constante de temps.

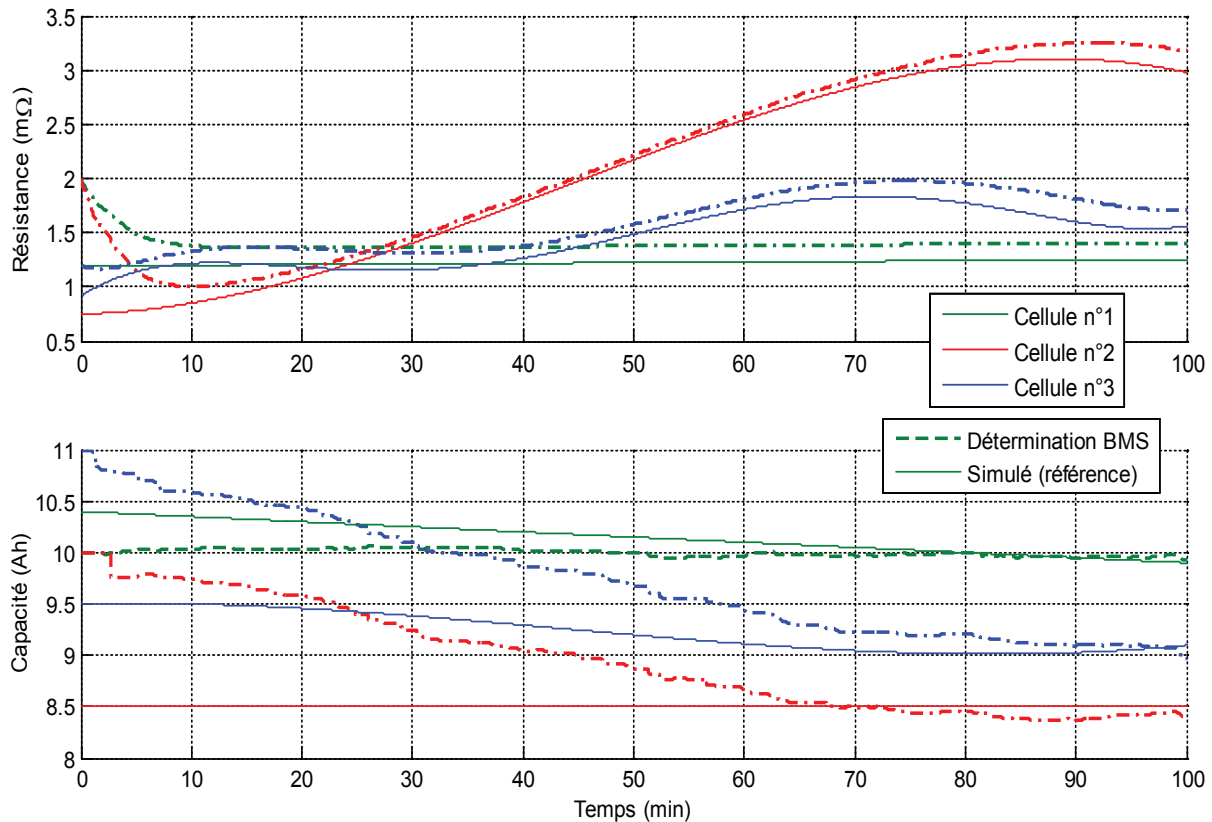


Figure III.17 – Suivi des paramètres (résistance et capacité) de trois cellules simulées en série au sein d'un pack

La détermination et le suivi de la résistance sont suffisamment précis et rapides pour offrir un suivi de l'état de santé performant. On retrouve néanmoins un écart entre la valeur simulée (R_0 et R_1 en trait plein qui correspond approximativement au R_S que l'on souhaite déterminer) et celle déterminée, à cause de la part résistive ($\approx 0,2 \text{ m}\Omega$) des R//C qui agissent aux environs de la fréquence d'échantillonnage ($\approx 63 \%$ de la valeur de R_2 et 20% de celle de R_3 compte tenu de leur constante de temps définie dans le tableau de la Figure III.14).

La détermination de la capacité, quant à elle, reste perfectible du point de vue de la rapidité et de la précision. La qualité des résultats est grandement dépendante du type de sollicitations et des critères retenus pour une actualisation de la valeur. Cependant notre méthode de détermination de la capacité des cellules permet tout de même une détermination approchée utile pour l'indication de l'état de santé. L'identification du SoH correspondant est donnée sur la Figure III.18. Le rapport de vieillissement sur chaque capacité a été fixé à $0,8$ (perte de 20% de la capacité constructeur), celui sur chaque résistance à 3 (triplement de la valeur constructeur) et enfin celui de la résistance de l'ensemble du pack à 2 (doublement de la résistance constructeur du pack). Comme évoqué dans la partie "III.3.1 - Paramètres surveillés" notre SoH est compris entre 0 et 1 et est donc borné à 100% lorsque la valeur déterminée est supérieure (respectivement inférieure) à la capacité (respectivement à la résistance) constructeur. Lorsque le rapport de vieillissement est atteint, le SoH se retrouve borné à 0% .

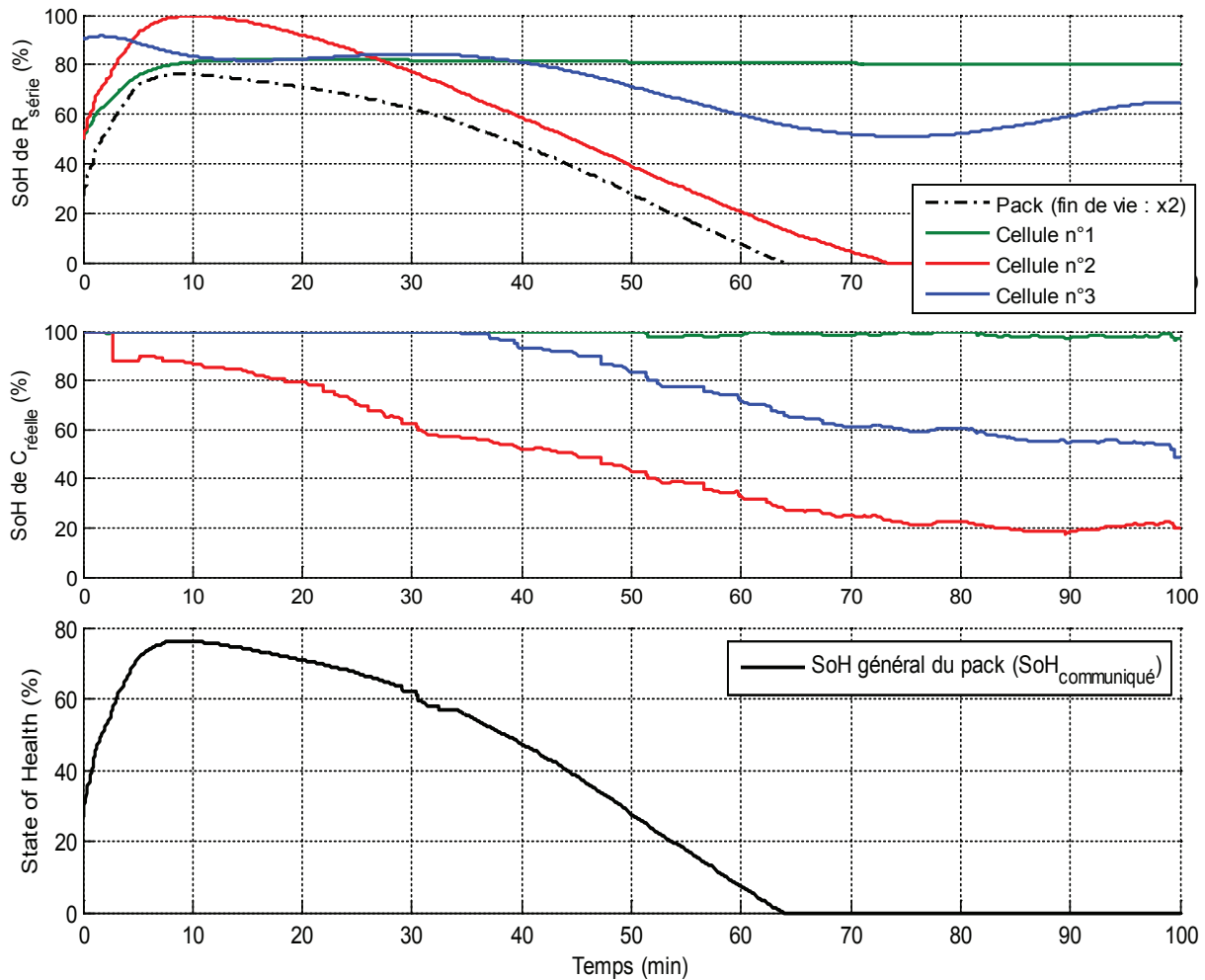


Figure III.18 – Surveillance et suivi de l'état de santé d'un pack simulé et composé de 3 cellules en série

Dans notre simulation, l'exagération des variations de certains paramètres (capacité et résistance R_0) mène rapidement à la fin de vie du pack batterie (juste après 60 minutes). Ceci permet tout de même de vérifier la validité des valeurs de SoH déterminées par rapport à l'évolution des paramètres (normalement très lente). Ainsi, on peut voir une première phase de méconnaissance des états lors des 10 premières minutes, causée par une initialisation volontairement aberrante de nos paramètres (notamment de la cellule n°1 et n°2 afin de s'assurer de la convergence quel que soit les états précédents). La résistance du pack (somme des 3 cellules) conditionne alors la valeur de SoH communiquée au véhicule, jusqu'à ce que la baisse de capacité de la cellule n°2 prenne brièvement le relais aux alentours de 30 minutes.

La validation logicielle est donc un complément des validations expérimentales propres à chaque mode de vieillissement (variations de la capacité et de la résistance). Elle permet de confronter le BMS à des situations sévères où la variation des paramètres est volontairement accélérée, et où les valeurs "réelles" sont connues. Une fois la valeur des paramètres principaux actualisés à leur état de vieillissement actuel, il est possible d'estimer le comportement de la cellule afin de quantifier son niveau de disponibilité. Le SoF peut alors être déterminé, notamment pour notre application typée puissance, afin de calculer les puissances maximales autorisables [111] avant d'atteindre des seuils de sécurité qui mettent fin à la disponibilité du pack batterie.

III.4 - Conclusion du chapitre III

L'état de santé d'une batterie est conditionné par de nombreux paramètres. Il est courant de s'appuyer sur la perte de capacité pour une application typée énergie et sur l'augmentation de l'impédance pour une application typée puissance. Il faut alors pouvoir suivre l'évolution de ces paramètres en utilisation pour chaque cellule.

Ce chapitre a permis de présenter une méthode en boucle ouverte de détermination de la résistance en utilisation, à partir des variations de courant et tension, dont le rapport est moyenné en temps réel. La méthode utilisée pour la moyenne demande peu de puissance de calcul et permet d'identifier une partie de l'impédance dont la valeur peut constituer un indicateur du vieillissement. Une seconde possibilité de détermination de la résistance a été étudiée par l'emploi d'un observateur étendu. L'observateur initialement utilisé pour la détermination du SoC, est étendu à la détermination de l'un de ses paramètres. Cette méthode permet la détermination d'une autre partie de l'impédance qui peut également constituer un indicateur du vieillissement.

Ce chapitre a également été l'occasion de présenter une méthode de détermination de la capacité en cours d'utilisation. Cette dernière, de manière analogue à la méthode en boucle ouverte de détermination de la résistance, se base sur des variations (ici de quantité de charge et de SoC) qui sont mises en rapport l'une avec l'autre, et moyennées en cours d'utilisation. La détermination de la capacité nécessite cependant la présence de variations de SoC suffisantes afin de prétendre à des résultats intéressants. L'utilisation mild hybrid limite la présence de ces variations de SoC ce qui implique une capacité plus difficilement identifiable. L'effet d'une perte de capacité est néanmoins moins préjudiciable car cette dernière se manifeste lors des variations de SoC (qui interviennent très peu). Le critère de fin de vie peut ainsi autoriser une perte de capacité plus importante que pour celle d'autres types d'applications.

L'étude de ces paramètres (résistance et capacité) est effectuée pour chaque cellule. Cependant pour une étude complète du SoH, il ne suffit pas de s'intéresser exclusivement à l'évolution des paramètres de chaque cellule. Considérées individuellement, il est possible de ne pas être en présence d'une fin de vie des cellules, cependant l'accumulation de leurs dégradations individuelles peut mener à un pack batterie ayant un comportement correspondant à un critère de fin de vie. Dans notre application mild hybrid, c'est notamment le cas lorsque la somme des résistances du pack a atteint un doublement de sa valeur constructeur. Prises individuellement, les cellules peuvent quant à elle subir un vieillissement qui va bien au-delà du simple doublement de leur valeur.

Globalement, le SoH regroupe donc le facteur de vieillissement le plus limitant afin de pouvoir communiquer l'état de santé de la batterie. Le SoH global, les SoH considérés individuellement pour toutes les cellules selon le type de vieillissement considéré, ainsi que les paramètres nécessaires à leur détermination (capacité et résistance), ont ainsi été définis. Une simulation finale a permis de suivre le bon fonctionnement des méthodes développées dans ce chapitre ainsi que le précédent (détermination du SoC). Cette simulation a été utilisée dans le but d'avoir une maîtrise totale des paramètres à déterminer et à partir desquels sont déterminés les états de SoC et de SoH.

Chapitre IV - SYNTHÈSE DU BMS

Le BMS qui fait l'objet de cette thèse est principalement destiné à la détermination de l'état de charge ainsi que de l'état de santé (fonction de la résistance et/ou de la capacité) de chaque cellule. Une fonctionnalité de base est également associée et consiste en la surveillance de grandeurs thermiques et électriques. Afin de diminuer les facteurs aggravant le vieillissement, des plages de fonctionnement de ces grandeurs sont également surveillées. Avant de valider expérimentalement les algorithmes respectant l'ensemble de ces fonctionnalités, il convient d'introduire un nouvel état à déterminer. Ce dernier est destiné à rendre compte de la disponibilité du pack à partir de l'ensemble des connaissances acquises sur chaque cellule (mesures, états, sécurités). Cet état de fonctionnement (SoF) se chargera donc d'effectuer une synthèse des autres états afin d'indiquer un niveau de disponibilité de la batterie au système utilisateur.

Nous abordons donc la manière de gérer ce nouvel état, et à travers cette valeur de SoF, les facteurs qui limitent la disponibilité d'un pack batterie [130]. Nous terminons ces travaux de thèse par des mises en situations, qui permettent la validation expérimentale des algorithmes finaux de détermination du SoC, SoH et SoF.

IV.1 - State of Function

Le SoF est un indicateur qu'il est parfois utile de fournir aux systèmes utilisant une batterie [131]. Il est propre à l'application et au type d'utilisations visées. Pour notre application typée puissance, il est intéressant de pouvoir informer le véhicule sur la disponibilité du pack batterie face à des sollicitations soudaines ou prolongées sur quelques secondes. Cette disponibilité peut être évaluée à partir de différents critères et se décliner ainsi sous forme d'une valeur de puissance atteignable durant un temps fixé. C'est ce critère que nous retiendrons, avec la volonté de fournir au système utilisant la batterie, les valeurs de puissances atteignables en charge et en décharge pour des durées souhaitées (horizons de durées fixés dans le cahier des charges ou pouvant être demandés par le système utilisateur). Le but est de garantir que l'utilisation de ces puissances, pendant la durée souhaitée est possible sans aucune interruption.

Nous définissons le SoF comme étant la valeur de puissance disponible, exprimée en pourcent de la valeur nominale, pendant un horizon de temps fixé. La principale difficulté est alors l'indentification de cette puissance disponible en charge et en décharge. Après avoir présenté la manière de déterminer cette puissance au travers d'une valeur de courant, nous présentons les différents phénomènes qui vont en limiter la valeur. Pour terminer, nous reportons les résultats obtenus avec une telle méthode, au cours d'une utilisation mild hybrid.

IV.1.1 - Principe de prévision de puissance

Le modèle de cellule utilisé par l'observateur peut être utilisé afin de prévoir la tension de la cellule au pas de temps suivant pour un courant donné (prévision de puissance [111]). Le modèle normalement configuré avec des paramètres et des états proches de ceux de la cellule réelle (grâce à l'observateur et aux méthodes connexes qui permettent la détermination des paramètres internes) ne nécessite qu'une valeur de courant théorique afin d'estimer une tension et donc une puissance. Cette estimation est permise dans l'hypothèse d'un courant constant sur l'intervalle de temps considéré.

L'évolution de la tension de la cellule lors d'un courant constant est régie par une fonction monotone. Cette dernière est définie par les équations suivantes (issues des équations Éq. II-2, Éq. II-8 et Éq. II-9) :

$$V_{cell_k} = V_{RC_k} + R_S \cdot I_{cell_k} + g_1 \cdot SoC_k + g_0 \quad \text{Éq. IV-1}$$

$$SoC_k = SoC_{init} + \frac{\eta_f \cdot \Delta t}{Q_{cell}} \cdot I_{cell_k} \quad \text{Éq. IV-2}$$

$$V_{RC_k} = e^{\frac{-\Delta t}{R_1 \cdot C_1}} \cdot V_{RC_{1init}} + \left(1 - e^{\frac{-\Delta t}{R_1 \cdot C_1}}\right) \cdot R_1 \cdot I_{cell_k} \quad \text{Éq. IV-3}$$

La valeur de courant peut par exemple être issue de la valeur maximale autorisée par le constructeur (dans les conditions d'utilisation en température, d'état de charge, ...) en charge ou/et en décharge. L'intervalle de temps (qui correspond normalement au pas d'échantillonnage au sein des observateurs) peut être défini par la durée au bout de laquelle nous souhaitons estimer la puissance (horizon de durée). Cette durée t_{pulse} d'application du courant $I_{théo}$ ne doit cependant pas être trop importante afin que le système linéarisé (paramétré suivant les conditions d'utilisation au début de la durée t_{pulse}) reste dans un état proche de celui en début d'application du courant théorique.

$$P_k = \left(g_1 \cdot SoC_k + g_0 + V_{RC_k} + R_S \cdot I_{théo} \right) \cdot I_{théo} \\ P_k = \left(g_1 \cdot SoC_{init} + g_0 + \frac{g_1 \cdot \eta_f \cdot t_{pulse}}{Q_{cell}} \cdot I_{théo} + e^{\frac{-t_{pulse}}{R_1 \cdot C_1}} \cdot V_{RC_{1init}} \right. \\ \left. + \left(1 - e^{\frac{-t_{pulse}}{R_1 \cdot C_1}}\right) \cdot R_1 \cdot I_{théo} + R_S \cdot I_{théo} \right) \cdot I_{théo} \quad \text{Éq. IV-4}$$

La puissance qui en résulte (Éq. IV-4) considérée dans le cas le plus défavorable, à savoir la valeur de puissance absolue minimum au cours de l'impulsion, se situe alors lors du dernier ou réciproquement du premier instant d'application du courant selon le cas d'une décharge ou réciproquement d'une charge (visible sur la Figure IV.1). Notre raisonnement au pire des cas nous dispense de l'étude des phases transitoires entre le début et la fin de l'impulsion. Cette approche est alors similaire sur le principe à celle réalisée par certains autres travaux [114] dont l'objet d'étude est la détermination du State of Power (SoP).

La Figure IV.1 illustre le cas d'une impulsion simulée à partir du modèle électrique estimé à l'instant correspondant au début de l'impulsion (1 s). Sur cette figure le courant et la puissance sont reportés en valeur absolue pour simplifier la visualisation des cas de charge et de décharge. La puissance fictive (car pas réellement présente sur la cellule) est alors évaluée aux seuls instants représentés sur la figure par des carrés, c'est-à-dire en début ($t_{pulse} = 0$) et en fin d'impulsion (de durée 10 s avec $t_{pulse} = 10$). Un état intermédiaire est également représenté à titre d'exemple à 3 s afin de montrer qu'il est également possible de considérer une impulsion fictive d'une autre durée (ici $t_{pulse} = 2$ au lieu de 10).

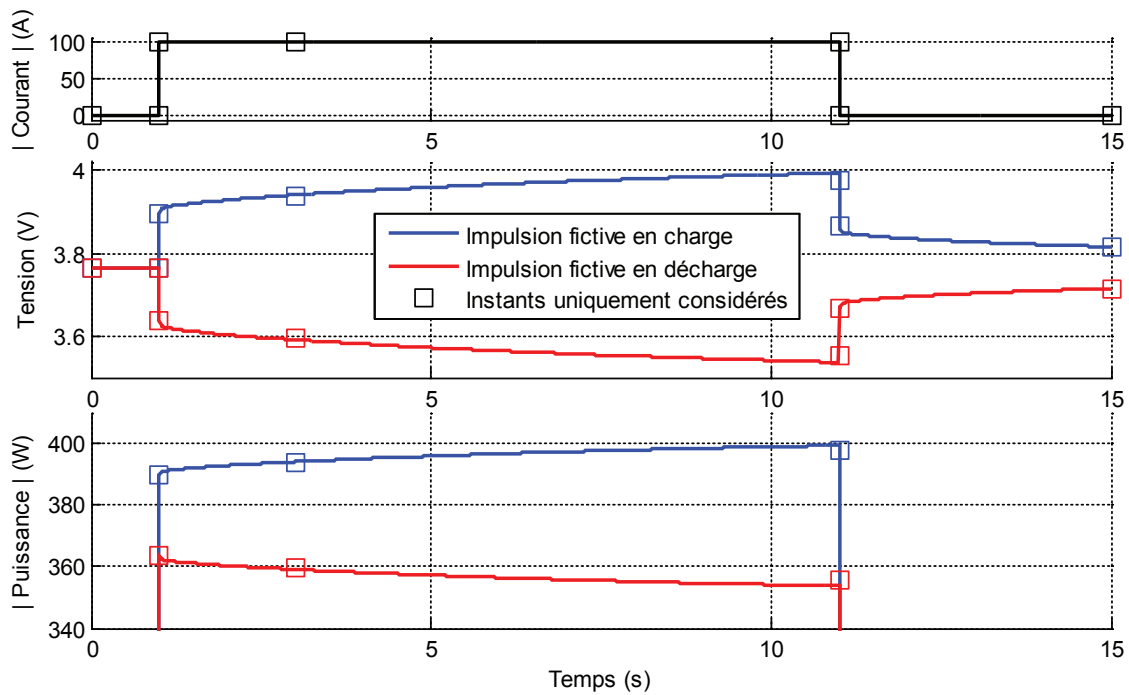


Figure IV.1 – Estimation de puissance (en charge et décharge) d'une cellule par le BMS pour une impulsion fictive de courant

Il est donc possible d'estimer les niveaux de puissances atteignables par la batterie pour un courant et une durée donnée. Cela est possible sans calcul des points intermédiaires qui constituent l'impulsion, ce qui permet le seul calcul de la puissance minimale (la plus défavorable) lors de l'application d'un courant maximal en charge et décharge.

Nous pouvons noter qu'il aurait été intéressant d'estimer le fonctionnement de la cellule lors du maintien d'une puissance donnée au lieu d'un courant. Cependant, comme pour une puissance maintenue la tension n'est pas fixe, le courant se retrouve variable, ce qui ne permet plus l'étude des seuls cas de début et fin d'application fictive d'une impulsion. Il est alors nécessaire d'estimer chaque pas de calcul intermédiaire, avec un pas d'échantillonnage suffisamment faible pour permettre une bonne modélisation du comportement théorique de la cellule. Selon la durée voulue d'impulsion et l'échantillonnage nécessaire, les temps de calcul nécessaires au BMS deviennent alors variables ce qui peut se révéler problématique si ces derniers deviennent plus importants que le pas d'échantillonnage du BMS.

IV.1.2 - Limitations d'utilisation

Avec la connaissance des états internes des cellules, il est donc possible d'estimer la puissance atteignable en charge/décharge pour une durée souhaitée. Cependant, cet échange d'énergie peut subir des limitations si durant son application certains seuils sont dépassés (température, courant, durée, plage de SoC). Ces limitations potentielles peuvent donc agir sur la disponibilité de la batterie. Il est par exemple inintéressant d'indiquer une disponibilité de la batterie au travers d'un SoF d'une puissance de durée donnée, si l'application de cette puissance est interrompue par le dépassement d'une limite de courant, de tension ou bien de la plage de SoC. Il faut alors tenir compte de ces éventualités en amont afin d'indiquer, au travers du SoF, un niveau de disponibilité réel qui garantisse l'applicabilité de la valeur indiquée.

Pour évaluer le SoF du pack complet à un instant donné, il est préférable de considérer les éléments les plus limitants en ayant une approche "au pire des cas". Ainsi, pour gérer les

limitations de courant nous nous basons par exemple sur la température de la cellule la plus froide (seuils de courant les plus bas) dans le cas d'une application avec la présence de température froide. Nous considérons également la capacité de la cellule la plus faible ainsi que les deux valeurs les plus extrêmes de SoC, à savoir celle de la cellule la plus chargée ainsi que celle de la plus déchargée. Les chutes de tensions sont évaluées à partir de la cellule présentant la plus forte résistance série (selon le vieillissement et la température) afin de valider le respect des seuils de tensions au sein de cette cellule. Cependant, pour estimer la puissance du pack, la résistance série totale du pack est aussi utilisée pour évaluer les chutes de tensions qui associées à l'OCV et au courant permettent d'estimer la puissance.

IV.1.2.1 - Plage de SoC

Cette limitation résulte de la volonté de rester dans une certaine plage d'utilisation définie par un seuil minimal et maximal de SoC. Les valeurs de ces seuils, la valeur du SOC à l'instant considéré et la valeur de la capacité permettent de définir une quantité de charges électriques maximales à charger ou décharger. Ces deux valeurs d'ampère-heure peuvent ainsi être mises en relation avec les durées pour lesquelles on souhaite une estimation du courant maximum (en charge et en décharge). Les informations nécessaires sont donc le SoC de la cellule et la valeur de sa capacité. Ces valeurs sont propres à chaque cellule, et la limitation du pack relative à la plage de SoC intervient sur la cellule présentant le plus faible écart d'ampère-heure entre sa valeur de SoC et le seuil correspondant de la plage. La cellule la plus limitante à considérer n'est donc pas nécessairement la même selon le cas de la charge et celui de la décharge.

À titre d'exemple, dans un pack comportant des cellules de même capacité, la cellule possédant le SoC le plus élevé ($SoCell = \max(SoC_{init})$) sera la plus limitante dans le cas d'une charge (borne haute $SoC_{Plage} = 60\%$), et la cellule au SoC le plus faible ($SoCell = \min(SoC_{init})$) limitera le cas d'une décharge (borne basse $SoC_{Plage} = 40\%$). Dans un contexte inverse, si toutes les cellules sont au même SoC, la cellule qui possède la capacité la plus faible (Q_{min}) limitera le cas de la charge ainsi que celui de la décharge. Dans la réalité, toutes les cellules possèdent leur propre capacité et se trouvent à des SoC différents, les situations sont donc évaluées au cas par cas selon la sélection de paramètres établie précédemment, et la formule suivante :

$$I_{limSoC} = |SoCell - SoC_{Plage}| \cdot \frac{Q_{min}}{\eta_f \cdot t_{pulse}} \quad \begin{array}{l} \text{avec pour une charge : } \eta_f = \eta_{fara} \\ \text{avec pour une décharge : } \eta_f = 1 \end{array} \quad \text{Éq. IV-5}$$

La valeur absolue du courant permettant d'éviter de sortir de la plage de SoC, doit donc être déterminé de manière séparée pour la charge et la décharge. À noter que notre approche est approximative et ne tient par exemple pas compte des variations de capacité (selon la valeur du courant, de la température) qui surviendraient si le courant théorique imaginé pour le SoF était réellement appliqué aux cellules. Cela rejoint donc le fait que le SoF doit être utilisé comme un indicateur pour des durées courtes (qui correspondent donc à une utilisation mild hybrid), durant lesquelles le modèle linéarisé de cellule reste valable.

IV.1.2.2 - Chutes de tensions

Les cellules possèdent également des seuils de tensions qui ne doivent pas être franchis afin de limiter les phénomènes de dégradations. Ceux-ci sont donnés par le constructeur. Il s'agit donc ici de calculer les courants (I_{limU}) qui placeraient la tension de la cellule à la valeur limite basse en décharge ($U_{Limite} = U_{min}$) et haute en charge ($U_{Limite} = U_{max}$) à l'issue de la durée souhaitée

d'impulsion. La chute de tension entre l'instant initial et la fin d'impulsion est considérée sur la cellule dont l'impédance est la plus limitante parmi toutes les cellules du pack ($R_{Cell} = \max(R_s)$). La variation d'OCV occasionnée par la variation de SoC théorique n'est également pas à écarter, et est prise en compte au travers de notre linéarisation du tracé OCV (coefficients g_0 et g_1).

$$I_{limU} = \frac{U_{Limite} - g_0 - g_1 \cdot SoCell - V_{RC_{1init}} \cdot e^{\frac{-t_{pulse}}{R_1 \cdot C_1}}}{R_{Cell} + g_1 \cdot \frac{\eta_f \cdot t_{pulse}}{Q_{min}} + \left(1 - e^{\frac{-t_{pulse}}{R_1 \cdot C_1}}\right) \cdot R_1} \quad \text{Éq. IV-6}$$

L'équation Éq. IV-6 donne donc de manière directe la valeur de courant à ne pas dépasser dans le cas d'une charge, ou celui d'une décharge, afin d'éviter un dépassement de la tension de sécurité définie par le constructeur.

IV.1.2.3 - Seuils constructeur

- *Données constructeur*

L'application des seuils de sécurité constitue l'une des principales difficultés. Les limitations des courants (théoriques en charge et décharge) ne sont pas linéaires et doivent être strictement respectées. Il est important de pouvoir les considérer de manière préventive pour le traitement du SoF. Les seuils, souvent donnés sous forme de tables, sont issus de procédures expérimentales effectuées par le constructeur afin de garantir une certaine marge de sécurité qui garantit un niveau de dégradation modéré lors d'une utilisation respectueuse des seuils.

		Cas d'une charge (en A)						Cas d'une décharge (en A)					
Tempé. (°C)		-30	-18	-10	0	25	40	-30	-18	-10	0	25	40
Durée (s)	0	23	40	100	200	250	250	-50	-115	-200	-250	-250	-250
	2	23	40	100	200	250	250	-45	-100	-180	-250	-250	-250
	5	20	40	100	200	250	250	-45	-95	-170	-250	-250	-250
	10	20	40	100	170	250	250	-45	-90	-160	-230	-250	-250
	18	11,5	40	100	170	250	250	-40	-85	-140	-230	-250	-250
	30	5,75	10	50	115	125	125	-10	-20	-50	-115	-230	-230

Table IV.1 – Exemple de seuils constructeur de courant donnés en charge et décharge pour une cellule de type nickel-manganèse-cobalt (x1M), selon les conditions de température et de durée d'application

Considérés tels quels, ces seuils présentent des transitions brutes, notamment au niveau des passages de température (ou de durée). Ceci implique par exemple, qu'une température bruitée proche d'une valeur de transition de la table initiale (celle du constructeur), peut imposer des seuils successifs (au rythme du bruit échantillonné par le BMS). Nous choisissons donc d'adapter notre table initiale donnée par le constructeur, afin d'inclure des transitions plus douces. Des paliers supplémentaires de températures et durées (proches de celles définies par le constructeur) sont ajoutés.

- *Interpolation bilinéaire*

Une nouvelle table de seuils avec linéarisation entre les points est utilisée par le BMS. Dans notre exemple, les transitions sont considérées sur une plage de 5 °C et 100 ms. Les transitions

sur la durée sont cependant optionnelles, car non sujettes à un bruit de mesure. La représentation graphique des seuils initiaux (Table IV.1) est la suivante :

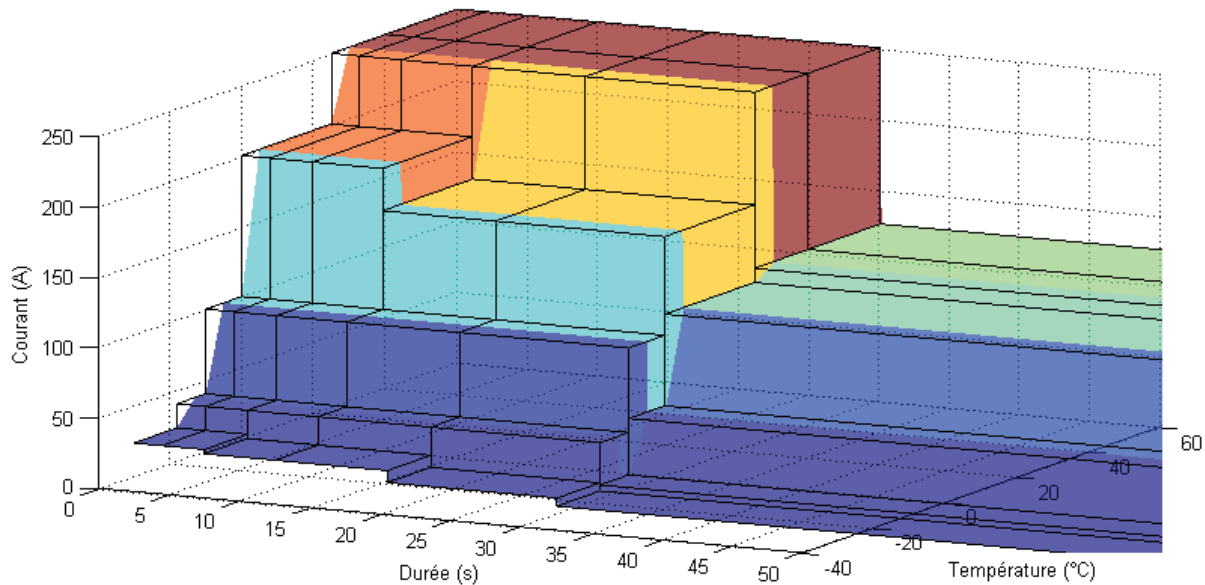


Figure IV.2 – Représentation des limites constructeur (courant de charge en traits noirs) ainsi que des seuils, aux transitions "adoucies", considérés au sein du SoF (surfaces colorées)

L'interpolation bilinéaire à l'instant d'échantillonnage est réalisée à partir de la forme bilinéaire suivante (où $I_{lim}(x,y)$ correspond à la limite de courant, x à la température mesurée et y à la durée considérée) :

$$I_{lim}(x,y) = a + b.x + c.y + d.x.y \quad \text{Éq. IV-7}$$

Les coefficients sont identifiés à partir des transitions, en températures (x^- et x^+) et durées (y^- et y^+). Ces transitions permettent la construction d'un système à quatre équations ($I_{lim}(x^-,y^-)$, $I_{lim}(x^-,y^+)$, $I_{lim}(x^+,y^-)$ et $I_{lim}(x^+,y^+)$) dont la résolution permet le calcul des quatre inconnues (a , b , c et d). Ces coefficients doivent donc être déterminés à nouveau chaque fois que la cellule change de zone dans la table des seuils. L'équation (Éq. IV-7) permet ainsi l'interpolation de la table, dont tous les points pouvant être calculés sont représentés par les surfaces (qui prennent différentes couleurs) de la Figure IV.2.

▪ Évaluation de la durée

Les seuils constructeurs, adaptés et traités par une méthode d'interpolation bilinéaire, permettent donc l'identification de la limite des courants (en charge/décharge) à partir de la mesure de la température et de l'indication d'une durée. Cependant, contrairement à la gestion des seuils relatifs à la plage de SoC et ceux des chutes de tension, la durée ne peut pas se limiter au simple horizon de durée souhaitée. Si l'on souhaite s'assurer que le SoF indiqué est applicable et ne provoquera donc pas l'apparition d'interruptions dues à des limites de sécurité dépassées durant cet horizon, il faut tenir compte des courants ayant déjà été appliqués et des durées d'application écoulées. En effet, ces courants peuvent potentiellement placer la batterie dans un état proche d'une limite, que les premiers instants de l'horizon de durée feraient dépasser.

Pour tenir compte de cet historique, nous devons évaluer plusieurs paliers de courants en parallèle. La méthode choisie consiste à attribuer à chaque palier de courant, une durée d'application qui lui est propre. Cette durée est incrémentée à chaque pas de temps de la valeur du

pas d'échantillonnage si le courant mesuré dépasse ce palier de courant. Si la durée incrémentée dépasse la limite fixée par le constructeur, la batterie ne peut plus être utilisée avec un niveau de courant supérieur à ce palier. Quand le courant mesuré est inférieur à la valeur du palier, la durée est décrétementée. Dans le cas d'une décrémentation prolongée jusqu'à faire passer la valeur de la durée en négatif, la valeur est bloquée à zéro. Cette méthode est illustrée sur la Figure IV.3 pour 4 paliers.

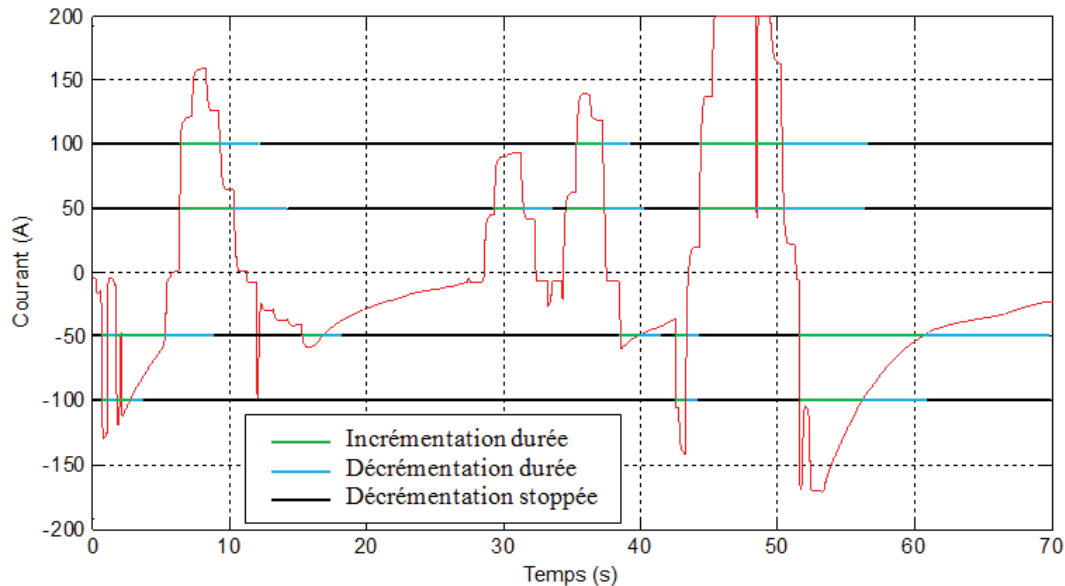


Figure IV.3 – Illustration de la gestion des durées de limites de courants pour 4 paliers surveillés (-100 A, -50 A, 50 A et 100 A)

La Figure IV.3 permet d'illustrer, sur quelques dizaines de secondes, les phases de comptabilisation des dépassements de courant. Le traitement effectué est sommaire mais permet de respecter strictement le temps de dépassement de certaines valeurs de courants. La détermination des seuils de courant constructeur doit donc faire l'objet d'une attention particulière par rapport aux durées d'application de courant déjà écoulées, mais également de la gestion en parallèle des différents paliers de courant.

IV.1.3 - Suivi de l'état de fonction

Le SoF représente les puissances en charge et en décharge que l'on sait atteignables et maintenables durant des temps sondés par le système utilisateur. Dans la première partie, nous avons montré qu'une valeur de durée et une valeur de courant sont suffisantes à la détermination de la puissance maximale correspondante. Dans les parties suivantes, nous allons étudier le choix du courant le plus limitant parmi les limitations de plage de SoC, chutes de tension et seuils de courant constructeur, le tout parmi toutes les cellules qui composent un pack.

L'ensemble de ces procédures mènent à une puissance atteignable qui est ensuite divisée par la valeur de puissance nominale du pack, afin de fournir l'indication de SoF en pourcent. La partie qui suit se charge de présenter les résultats de ce SoF ainsi défini, lors de tests expérimentaux. Une seule cellule est considérée, durant une utilisation d'une vingtaine de minutes à température ambiante (25 °C). La puissance nominale pour l'expression du SoF (correspond à 100 % de disponibilité) est choisie à 923 W. Ce choix est équivalent à considérer la cellule comme faisant partie d'un pack de 13 cellules dont la puissance nominale totale est de 12 kW, qui est une valeur pouvant correspondre à la puissance nominale demandée pour un pack batterie

dans une application mild hybrid. Le banc qui simule une utilisation mild hybrid, ignore les indications fournies par le SoF, ce qui permet de mettre en évidence des instants où la cellule est censé être indisponible (dans notre cas lorsqu'elle sort de la plage de SoC définie entre 40 % et 60 % de SoC).

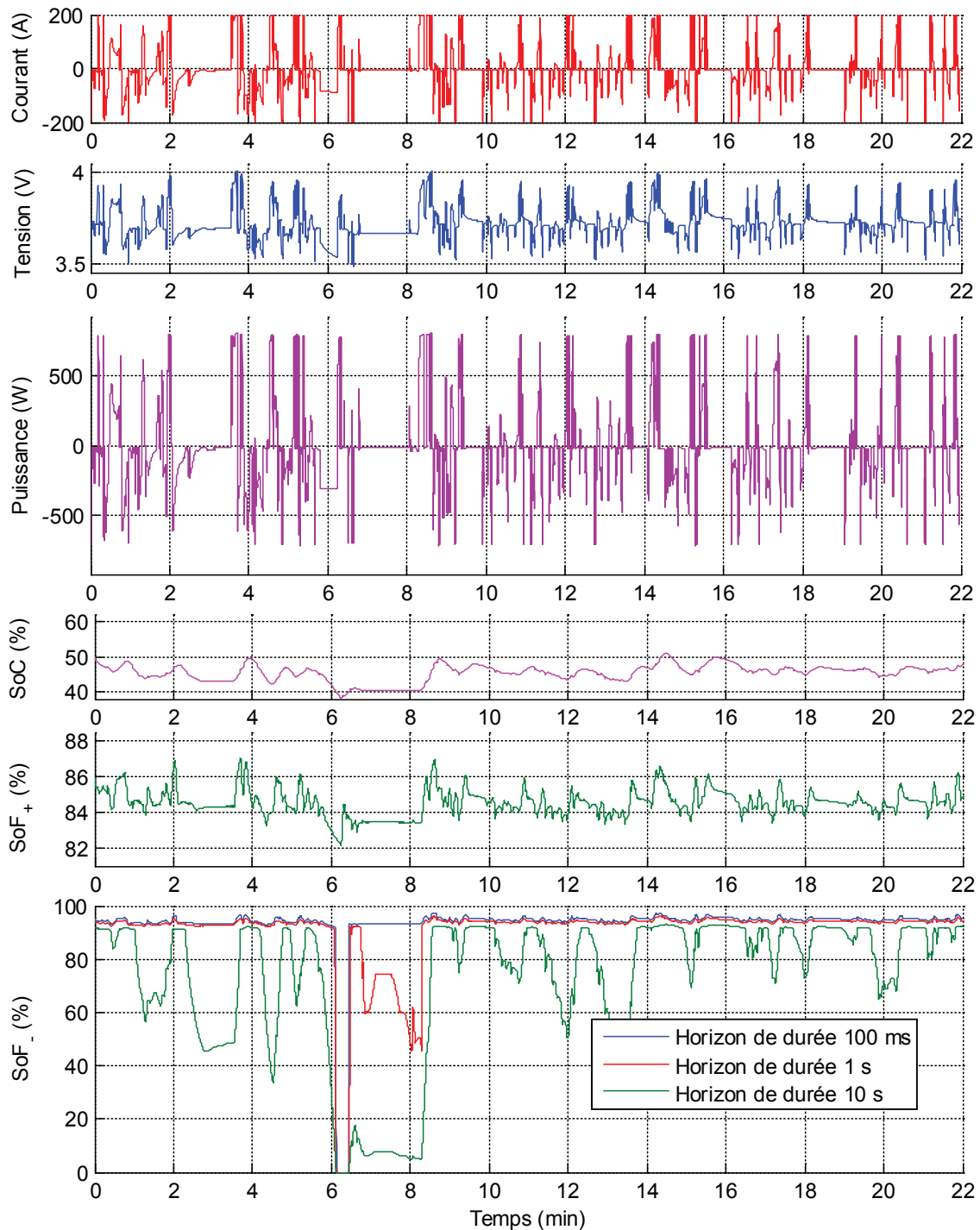


Figure IV.4 – Indication du SoF en charge et en décharge dans une situation mild hybrid, sur la cellule x1M à 25 °C

La Figure IV.4 présente l'étude du SoF sur la cellule x1M lors du profil d'utilisation déjà considéré pour la détermination d'autres états. On peut remarquer, que le SoF₊ (SoF des charges) ne souffre d'aucune limitation de courant vis-à-vis des horizons de durées considérés (0,1 s, 1 s et 10 s). Le courant maximum théorique est ainsi de 250 A à 25 °C (Table IV.1) pour les trois

horizons. Selon la durée de l'impulsion, la tension finale ne devrait cependant pas être la même, menant à des puissances différentes. Cependant, comme évoqué à la Figure IV.1 et l'équation Éq. IV-4, la puissance au pire des cas correspond pour une phase de charge au premier instant, car après cet instant sa valeur croît et n'est donc plus la valeur la plus limitante rencontrée au cours de l'impulsion. Ceci explique pourquoi les trois indications de SoF_+ sont confondues. La durée d'impulsion n'intervient donc pas directement dans le calcul de la puissance, cependant elle intervient lors de la détermination initiale de la valeur de courant utilisée pour son calcul.

Pour le cas du SoF. (SoF des décharges), la cellule voit son SoC se rapprocher de 40 % qui constituent la limite basse de la plage de SoC définie dans les paramètres du SoF. Passé 6,1 minutes, le SoC limite est dépassé et toutes les valeurs de SoF indiquent une indisponibilité. Avant cela, on peut remarquer que le SoF correspondant à un horizon de 10 s préconisait de réduire la demande de puissance à 50 % (à 5,9 min) de la puissance nominale afin d'assurer un fonctionnement pour les 10 prochaines secondes. Or une puissance de 33 % de la valeur nominale est maintenue pendant ≈ 30 s (de 5,8 min à 6,25 min), ce qui mène la cellule à dépasser la limite basse de SoC.

L'objectif du SoF est donc d'évaluer le niveau de disponibilité du pack batterie en fournissant comme information les niveaux d'énergies qu'il est capable de fournir (décharge) et de récupérer (charge). Ces informations d'énergie sont en réalité fournies sous forme de puissance maximale pour une durée donnée, ou bien de temps d'utilisation pour des objectifs fixés de puissance. Cette distinction, entre durée d'utilisation et niveau de puissance, est réalisée afin de tenir compte des limitations en courant et en durée d'utilisation, fournies par le constructeur de cellules pour limiter les dégradations et garantir la sûreté lors de l'utilisation.

Un autre aspect devant être considéré est la température. Si cette dernière intervient au sein de la majorité des étapes de détermination du SoC, SoH et SoF et qu'elle est surveillée au niveau de chaque cellule pour des questions de sécurité, l'aspect de l'auto-échauffement pourrait être modélisé au sein du BMS afin d'améliorer la qualité du SoF. De manière similaire aux prévisions de chutes de tensions qui sont modélisées pour prévenir le dépassement d'un seuil de tension, ou bien encore la prise en compte des variations maximales de SoC pour se limiter à la plage de fonctionnement définie (entre 40 et 60 %), l'échauffement de la cellule la plus handicapante (en terme de résistance interne, capacité thermique, résistance de convection, ...) pourrait être modélisée afin de se prémunir d'un dépassement de seuil de température. Les puissances et durées maximales définies au sein du SoF s'en verraient alors affectées et permettraient la mise à disposition d'une indication plus fiable.

IV.1.4 - Conclusion sur le SoF

Le SoF est donc un paramètre complexe à mettre en place dans la mesure où il se base sur l'identification des autres états et paramètres, ainsi que de nombreux éléments non linéaires tels que les seuils de sécurité (en courant, tension, température et plage de SoC). Il constitue un indicateur qui peut être pris en compte ou non par le système utilisateur. La valeur de SoF placée à 0, qui traduit l'indisponibilité du pack, si respectée permet donc la sécurisation du pack et également le respect de seuils destinés à limiter les phénomènes de dégradation.

Cette sécurité logicielle, en partie redondante avec d'autres systèmes de sécurité déjà présents sur un pack batterie, permet de traiter des événements de sécurité plus permissifs (échauffement, impulsion trop prolongée, ...) qui sont souvent des événements passagers. Si l'indisponibilité du

pack n'est pas considérée par le système utilisateur qui persévère alors à solliciter le pack, les autres systèmes de sécurité entrent en jeu afin de stopper l'utilisation de la batterie. Le SoF a donc pour vocation première la prévision de la disponibilité dans les conditions d'exploitation à l'instant considéré, avec en dernier recours l'interdiction d'utilisation avant que des fonctionnalités de sécurité plus limitantes n'interviennent (comme la déconnexion de la branche des cellules du pack par le BMS ou bien l'intervention d'un fusible).

IV.2 - Validation expérimentale

Cette section est pour nous l'occasion de présenter nos résultats dans une situation encore plus proche d'une véritable application mild hybrid. Les résultats présentés jusqu'alors se contentaient de valider expérimentalement des portions du BMS (détermination du SoC, SoH et SoF), et ne considéraient qu'une seule cellule. Ceci a permis de valider de manière individuelle nos méthodes, et d'isoler d'éventuels biais de mesures ou d'éviter de mauvaises interprétations causées par des tests sur plusieurs cellules. Le travail de thèse étant axé sur la mise en place d'algorithmes spécifiques à une utilisation mild hybrid, il n'a pas mené à la réalisation d'un véritable pack batterie utilisant ces algorithmes.

Nos travaux n'ont donc pas rendu possible une validation de nos méthodes sur une véritable utilisation à bord d'un véhicule mild hybrid. Cependant, au cours de la thèse, un vieillissement accéléré (calendaire à 60 °C) a été entrepris afin de disposer de cellules à différents états de vieillissement en supplément des cellules qui ont vieilli lors des phases de caractérisation. Ces cellules étant destinées à valider les algorithmes finaux, nous avons entrepris d'associer des cellules présentant des états de santé différents, sous forme d'un module. Ce module est limité au nombre de trois cellules afin que la tension totale du module convienne au banc qui simule les appels de courant. Ce nombre est suffisant pour valider le fonctionnement du BMS sur une batterie possédant une forte disparité des cellules qui le composent.

Dans un premier temps, nous présentons les conditions d'essais (conditions de test et états réels des cellules) ainsi que la définition des états relatifs à un module ou une batterie (différents de ceux d'une cellule). Dans un second temps, nous exposons les résultats obtenus sur les modules lors de conditions plus aléatoires, afin de confronter nos algorithmes à des situations plus sévères. Dans un dernier temps, nous présentons les résultats du BMS suite à une utilisation proche d'un véhicule mild hybrid.

IV.2.1 - BMS appliqué aux modules

IV.2.1.1 - Conditions de test et description des cellules

Les tests sont effectués sur un banc capable de traiter en parallèle deux modules. Nous avons choisi d'effectuer nos tests sur les deux types de cellules les plus représentatives, et pour lesquels le comportement a été le plus étudié. Les deux modules concernés par les essais sont chacun constitués de trois cellules en série : de chimie nickel-manganèse-cobalt (11,5 Ah) pour le premier, et nickel-cobalt-aluminium (7 Ah) pour le second. Ces deux modules sont placés dans une enceinte climatique afin d'offrir un contrôle de la température ambiante. Comme au sein d'un véritable pack batterie, la tension et la température de peau sont mesurées pour chaque cellule, ainsi que le courant qui les traverse.

L'objectif du BMS est de déterminer et suivre les états du module, ceci impliquant l'étude individuelle des états et paramètres internes des cellules qui le composent. Les résultats, présentés dans la suite de ces travaux, regroupent les mesures et états du pack (communiqués au système utilisant la batterie) ainsi que ceux de chaque cellule (internes au BMS). Au niveau de ces cellules, les paramètres internes déterminés par le BMS (résistance interne et capacité) et ramenés à une valeur de référence à 25 °C doivent être identifiés préalablement (avant test) à cette même température afin de connaître les valeurs réelles. Une décharge complète à un taux de 1C et une impulsion de 1C de 10 s à 50 % de décharge sont effectuées sur chacune des cellules afin d'identifier les paramètres correspondant, le tout à 25 °C :

@ 25 °C		Capacité (Ah)		Résistance (mΩ)			
Valeurs constr.		11,5		1,1 à 2 s		1,6 à 10 s	
Module 1	x1M	10,3	-10,7 %	1,4	+26 %	1,9	+20 %
	x6M	9,8	-15 %	1,3	+14 %	1,9	+22 %
	x9M	12,1	+5,5 %	1,4	+24 %	2,0	+27 %
Valeurs constr.		7		1,5 à 2 s		2,1 à 10 s	
Module 2	x1A	6,8	-3,3 %	2,2	+49 %	3,0	+41 %
	x6A	5,5	-21,7 %	3,3	+122 %	4,5	+113 %
	x9A	7,1	+1,6 %	2,1	+43 %	2,9	+39 %

Table IV.2 – Valeurs des paramètres réels (à 25 °C) des cellules qui composent les deux modules de test

La Table IV.2 donne les grandeurs mesurées pour toutes les cellules concernées par les tests. La notation suivante est respectée pour les cellules de chacun des deux modules : x1 pour la cellule régulièrement utilisée au sein des précédents chapitres ; x6 pour la cellule qui a subi un vieillissement calendaire accéléré à 60 °C ; x9 pour la cellule neuve. On peut remarquer qu'à l'état neuf, les cellules possèdent généralement une capacité supérieure à celle indiquée par le constructeur. Pour la résistance, les résistances nominales sont inférieures à celles mesurées pour une même durée d'impulsion. Ces différences peuvent s'expliquer en partie par la résistance de connectique des cellules.

L'initialisation des paramètres (qui ne sont normalement pas connus du BMS) au sein des algorithmes, est effectuée à l'aide des valeurs nominales (indiquées en tant que valeurs constructeur dans la Table IV.2). Comme la résistance déterminée par le BMS l'est pour un temps de quelques dizaines de millisecondes et que la valeur nominale n'est pas fournie par le constructeur, nous utilisons comme valeur initiale une valeur arrondie (à 0,5 mΩ près) de celle donnée à 2 s. Les algorithmes du BMS nécessitent également l'initialisation d'un SoC pour chacune des cellules. Pour chaque essai et chaque cellule, ces valeurs de SoC sont choisies différentes et sont précisées lors de la présentation du test. Pour le BMS qui n'a pas connaissance des valeurs de SoC initiales réelles, elles sont initialisées à 50 % (centre de la plage de fonctionnement).

Les tests sont échantillonnés à une fréquence de 100 Hz, ce qui correspond à un pas d'échantillonnage de 10 ms. La fréquence d'acquisition des tests correspond alors à celle définie dans le cahier des charges. L'aspect sécurité est géré par des moyens extérieurs indépendants du banc de cyclage utilisé, qui se chargent d'interrompre les tests (coupure de l'alimentation) en cas de dépassement d'un seuil de tension ou de température sur chacune des cellules.

IV.2.1.2 - Spécificités des états pour une batterie

▪ L'état de charge d'une batterie

Le SoC associé à un ensemble de cellules en série fait intervenir différents facteurs. Comme précédemment évoqué lors de l'explication de l'intérêt d'un système d'équilibrage (cf. "I.3.1.3 - Systèmes supplémentaires associés au BMS"), la capacité et l'état de charge relatifs à la batterie sont dépendants des cellules les plus limitantes. Les résultats expérimentaux à venir traitent du cas d'un assemblage de cellules en série et sont assimilables au cas d'un module ou d'une batterie. Nous donnons donc ici la relation qui constitue pour nous l'état de charge communiqué au système utilisant la batterie :

$$Q_{Pack} = \min(Q_{cell_n} \cdot SoC_n) + \min(Q_{cell_n} \cdot (1 - SoC_n)) \quad \text{Éq. IV-8}$$

$$SoC_{Pack} = \frac{\min(Q_{cell_n} \cdot SoC_n)}{Q_{Pack}} \quad \text{pour } n \text{ de } 1 \text{ à } nbCell \quad \text{Éq. IV-9}$$

Le SoC au niveau d'une cellule représente pour nous la quantité de charges électriques stockées (Ah) par rapport à la totalité des charges que peut accueillir la cellule. Cette capacité réelle est à différencier de la capacité nominale (constructeur) ou de celle à l'état neuf, qui peuvent être utilisées comme références pour le SoC. La profondeur de décharge que représente le DoD ($DoD = 1 - SoC$) donne quant à lui la quantité maximale de charges qu'il est possible de rajouter à la cellule, par rapport à la capacité réelle. Pour une cellule n , la capacité réelle est donc la somme des ampères-heures stockés ($Q_{cell_n} \cdot SoC_n$) et ceux pouvant être ajoutés ($Q_{cell_n} - Q_{cell_n} \cdot SoC_n$). Pour la capacité d'un pack (Q_{Pack}) de $nbCell$ cellules, compte tenu des capacités et états de charge propres à chaque cellule, ce n'est pas nécessairement les mêmes cellules qui vont limiter le cas d'une charge ou d'une décharge (sélection des valeurs minimales). Pour remonter à l'état de charge global du pack (SoC_{Pack}), la valeur minimale de charges électriques récupérables doit être considérée en rapport à la capacité globale du pack.

▪ L'état de santé d'une batterie

Le SoH relatif à un ensemble de cellules, dépend de la définition que l'on souhaite lui attribuer. Pour une application typée énergie où seule la capacité serait considérée, il est donc possible de se baser sur la valeur de capacité générale définie précédemment pour le SoC au niveau du module/batterie. Dans notre cadre d'application typée puissance, le vieillissement de la résistance est le principal paramètre impactant le fonctionnement (car le plus limitant pour ce qui est de la puissance autorisable). Le SoH de l'association des cellules pourrait ainsi quantifier l'augmentation de la somme des résistances internes.

Pour nous, comme évoqué dans le chapitre précédent, le SoH est évalué en termes de résistance et de capacité pour chaque cellule de manière individuelle, et seule la valeur la plus faible (limitante) parmi les cellules est conservée. La détermination de la capacité globale est donc cantonnée au seul suivi de l'état de charge général du module/batterie. La détermination de la résistance série globale est utilisée seulement au sein du SoH si sa valeur devient contraignante à cause des effets du vieillissement (augmentation des pertes). Pour l'étude du SoF, la résistance du module/batterie n'est pas utile et c'est les résistances individuelles des différentes cellules qui vont limiter la disponibilité de l'ensemble du pack, à cause de leurs chutes de tensions qui peuvent mener à un dépassement du seuil de sécurité.

- *Disponibilité d'une batterie*

Le SoF utilise l'ensemble des autres états et reprend notamment le caractère individuel des états de chaque cellules (SoC, SoH, chutes de tensions), ainsi que les limites constructeur. Ces limitations sont d'ailleurs également traitées individuellement, car elles dépendent des valeurs de température au niveau de chaque cellule. La solution retenue pour le traitement d'une association série de cellules est une indication normalisée par rapport à la puissance nominale du module/batterie, qui donne les valeurs de puissances en charge et décharge pour un horizon de durée souhaitée. L'horizon choisi pour la suite des tests expérimentaux est de 1 s et 10 s.

IV.2.2 - Profil sévère

Notre première phase de test a consisté à appliquer des sollicitations qui confrontent les algorithmes du BMS à des situations sévères. Ainsi, des impulsions aléatoires (en valeur et durée) sont générées, avec une plage de SoC dilatée à un seuil bas de 20 % et un seuil haut de 80 %. La température ambiante est modifiée régulièrement au cours du test qui se déroule sur une durée de 5 h. Les impulsions, de courant ont une durée variant entre 100 ms et 3 s, et une amplitude comprise entre ± 100 A. Cette valeur est respectée afin que lors de phases à températures négatives, les seuils de sécurité en courant n'interviennent pas.

Pour ce qui est des états à déterminer et suivre, les SoC initiaux des cellules sont considérés à 50 % alors que les cellules sont en réalité chargées à des valeurs différentes afin de diversifier les situations. Les valeurs des paramètres internes sont initialisées avec les valeurs nominales (Table IV.2). La détermination de la capacité est basée sur des variations de SoC supérieure à 3 % (ces conditions arrivant fréquemment compte tenu de la nature des impulsions et de la plage de SoC parcourue). Le coefficient utilisé pour le filtrage est choisi à 0,01 (cf. Annexe 1 qui traite de la moyenne mobile exponentielle), ce qui permet d'accélérer la détermination de la capacité sans pour autant être trop couteux en terme de qualité de résultat dans la mesure où des variations importantes de SoC sont considérées (> 3 %). Le SoH est ensuite calculé sur la base d'une fin de vie considérée à partir d'un triplement de la résistance d'au moins une cellule, ou d'une perte de capacité de 40 %. Ces valeurs ont été choisies (au lieu des habituels doublement de résistance et baisse de 20 % de capacité) afin d'éviter une valeur de SoH cantonnée à 0 %. En effet, comme la configuration de nos modules fait déjà intervenir des cellules normalement considérées en fin de vie (notamment la cellule x6A), la réponse en SoH du BMS n'aurait alors que peu d'intérêt.

IV.2.2.1 - Module de 7 Ah

La Figure IV.5 présente les mesures effectuées sur le premier module. Le courant mesuré est commun au module et aux cellules. Seule la tension du pack est représentée et correspond à la somme des tensions des cellules. La température ambiante est représentée ainsi que l'échauffement des trois cellules. Ce dernier est d'ailleurs important et est principalement à attribuer aux natures des sollicitations très contraignantes pour les cellules. En effet, les valeurs des courants restent importantes et leur succession laisse peu de temps de repos. De plus, la partie extérieure de la cellule est reliée électriquement à l'une des électrodes (celle positive). Comme avec une mise en série des cellules, la carcasse de chaque cellule se retrouve à un potentiel différent, il est donc impératif d'éviter tout contact entre les cellules au risque de provoquer un court-circuit. La solution retenue qui consiste à intercaler les cellules entre des morceaux de

plastiques pour séparer et isoler les trois cellules, ne favorise pas la dissipation thermique ce qui explique en partie l'échauffement.

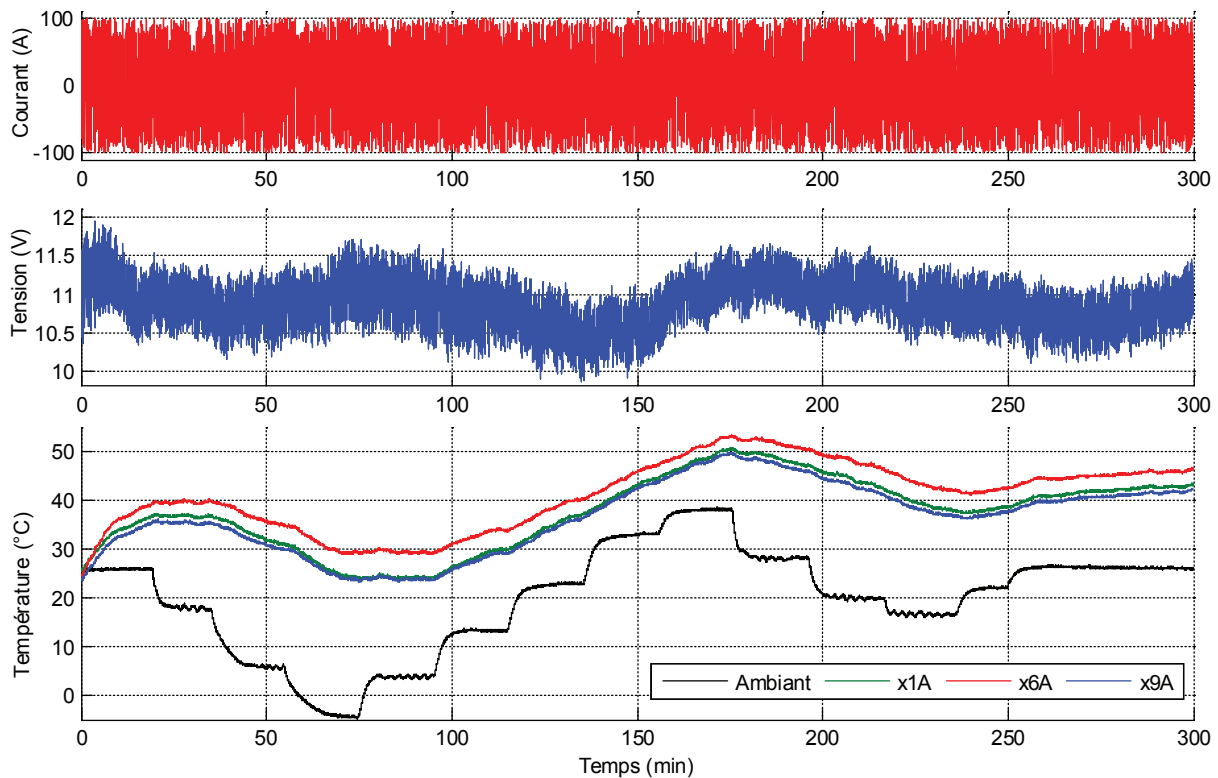


Figure IV.5 – Mesures électriques et thermiques du module et des cellules (x1A+x6A+x9A), lors du profil de puissances aléatoires (5 h)

La Figure IV.6 présente les valeurs communiquées par le BMS (SoC du pack, SoH et SoF) ainsi que les paramètres déterminés en interne (résistances et capacités). La détermination du SoC est rapide avec une évolution conforme aux attentes (valeurs initiales réelles des cellules : 52 % pour x1A ; 64 % pour x6A ; 49 % pour x9A). Le SoH du pack représenté est calculé à partir de la valeur du paramètre le plus limitant parmi les résistances et capacités individuelles des cellules ainsi que la résistance totale du pack. Il suit donc naturellement l'évolution de la détermination de la capacité la plus basse. Il s'agit alors de la cellule x6A dont la valeur à déterminer de 5,5 Ah (cf. Table IV.2) est très faible, ce qui implique une évolution très lente de la phase de détermination de sa valeur depuis celle initialement considérée de 7 Ah (valeur nominale). Le SoH suit donc également cette tendance avec une valeur initiale à 100 % qui correspond à la valeur nominale, puis une progression jusqu'à une valeur proche de 50 % qui indique que la capacité de la cellule la plus faible est proche de la moitié du vieillissement autorisé pour la cellule (en fait 40 %).

Le SoF est également cohérent avec les lois présentées précédemment. En effet, lors d'un dépassement de la plage de SoC (entre 20 et 80 % considéré dans notre exemple), il indique bien l'indisponibilité de la cellule. Avec un horizon de 10 s, il est également capable d'indiquer une limitation d'utilisation avant que le dépassement de la plage de SoC survienne. De plus, il est intéressant de remarquer qu'après 1 h de test, une limitation de courant due aux seuils constructeurs intervient lorsqu'une des cellules passe en dessous de 25 °C. En effet, les seuils constructeurs pour ce type de cellule sont plus limitants que ceux présentés dans la Table IV.1 pour l'autre type de cellule. Lorsque les cellules ont tendance à se rapprocher du seuil bas de SoC, on remarque également que le SoF en décharge selon l'horizon de durée considéré, est en mesure d'indiquer une limitation d'utilisation afin de respecter la plage de SoC d'utilisation. L'indication

inverse est effectuée par le SoF en charge lorsque le SoC se rapproche du seuil haut de la plage d'utilisation.

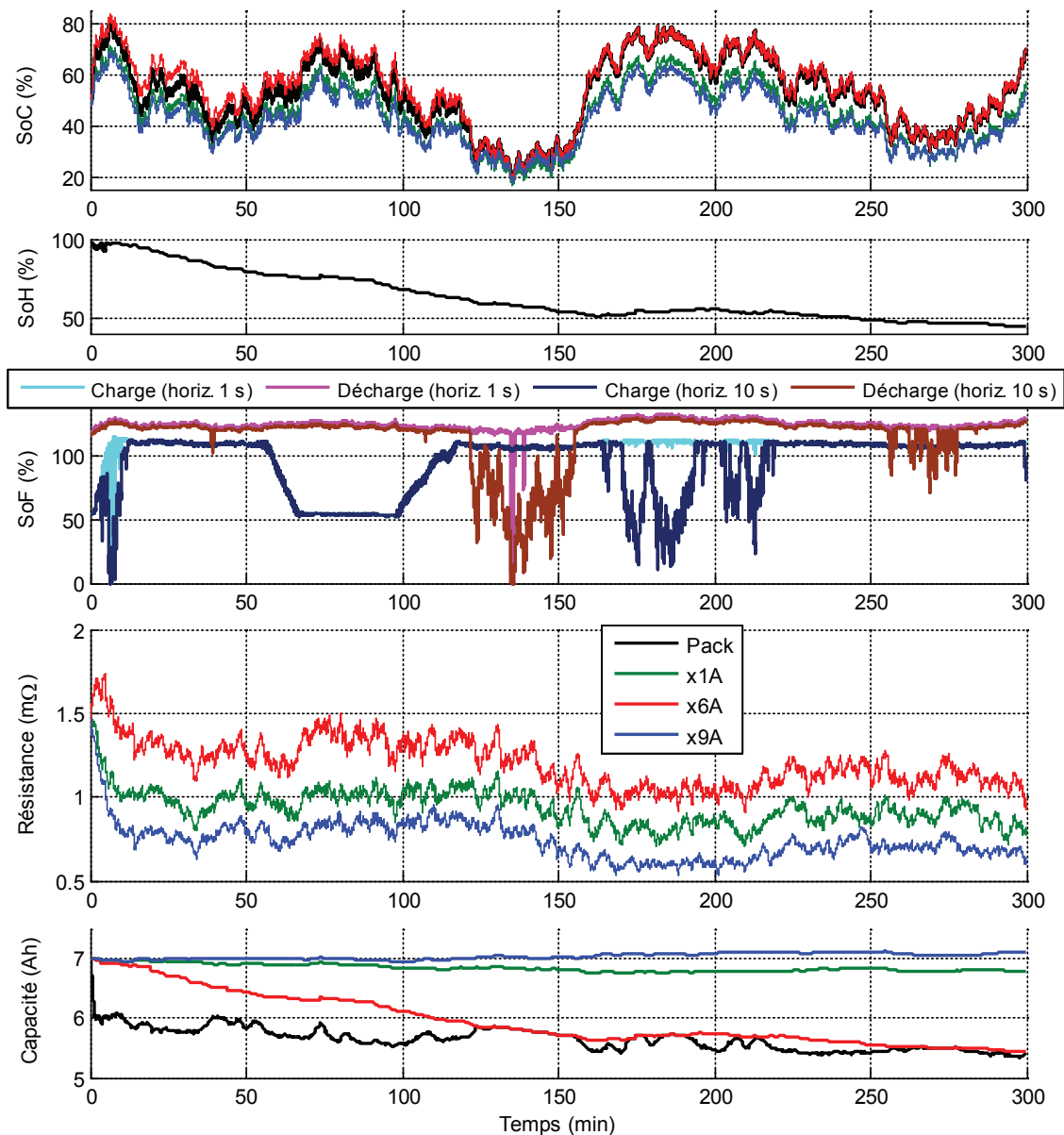


Figure IV.6 – États déterminés par le BMS ainsi que paramètres internes, pour le module et les cellules (x1A+x6A+x9A), lors du profil de puissance aléatoire (5 h)

La détermination des paramètres internes des cellules est cohérente et permet un suivi suffisamment stabilisé. En effet, avec la variation de température la résistance ainsi que la capacité apparente (perçue) des cellules, varient fortement. Cet effet est compensé par nos lois polynomiales établies lors du précédent chapitre (cf. § "III.1.4.2 - Établissement d'une table de correspondance" pour la résistance et § "III.2.1 - Adaptation à la température" pour la capacité), ce qui permet la détermination des valeurs présentées, qui sont ramenées à une valeur de référence (pour 25 °C). Cependant, cette valeur normalement stable pour la résistance, subit néanmoins les effets des impulsions éloignées d'une véritable application mild hybrid (impulsions moins chahutées et variations de SoC plus importantes). Pour la capacité des cellules, la détermination est au contraire facilitée dans la mesure où l'on s'éloigne du cadre mild hybrid avec une plage de SoC parcourue plus importante.

Pour ce qui est de la capacité du pack (cf. Éq. IV-8) représentée en noir sur la Figure IV.6, il s'agit d'une information qui doit être couplée au SoC du pack (Éq. IV-9) également représenté en noir sur la Figure IV.6. Ces derniers représentent la quantité de charges électriques du pack qui peuvent être chargées ou déchargées dans son ensemble, de manière analogue à ce que représentent la capacité et le SoC au niveau d'une cellule. Pour un pack, la valeur de capacité est particulièrement sensible aux déséquilibres de SoC au sein des différentes cellules qui le composent et affectent directement la quantité de charges électriques pouvant être chargées ou déchargées. Ceci explique donc que sur la Figure IV.6 la valeur de capacité du pack est rapidement identifiée et varie également plus rapidement, compte tenu des variations rapides de SoC.

IV.2.2.2 - Module de 11,5 Ah

Les conditions de tests présentées pour ce module sont similaires à celle présentées pour celui de 7 Ah. La Figure IV.7 présente les grandeurs électriques et thermiques mesurées au cours des 5 h de test. Contrairement au module précédent, la température au niveau des cellules est alors beaucoup plus proche de la température ambiante. Les cellules, moins résistives, ont moins tendance à s'échauffer au passage du courant. De plus, leur forme plate (cellules "pouch") permet de favoriser les échanges thermiques avec l'air ambiant. Contrairement aux cellules du module de 7 Ah, l'enveloppe des cellules est isolée électriquement des électrodes. Il n'est donc plus nécessaire d'utiliser une séparation physique et électrique entre les cellules, ce qui favorise également la dissipation thermique.

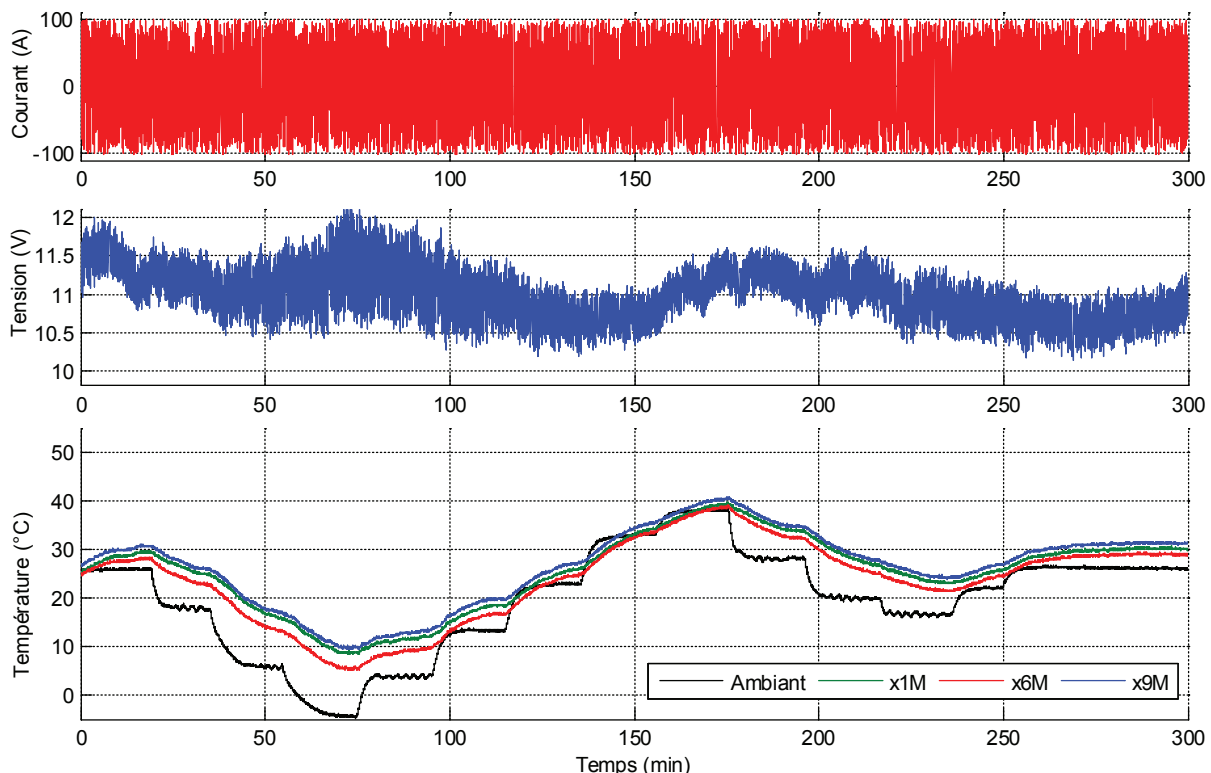


Figure IV.7 – Mesures électriques et thermiques du module et des cellules (x1M+x6M+x9M), lors du profil de puissance aléatoire (5 h)

Les états déterminés dans la Figure IV.8 permettent de constater que quelle que soit la valeur initiale des états et paramètres, et comme pour le module de 7 Ah, une détermination fiable est effectuée par le BMS. Pour ce module, les SoC initiaux étaient de 56 % pour la cellule x1M,

59 % pour la x6M et 47 % pour la x9M. Cette dispersion d'état de charge se retrouve dès les premières minutes d'utilisation du BMS malgré que toutes les valeurs initiales considérées par le BMS aient été fixées à 50 % de SoC. Ensuite, les variations de SoC évoluent conjointement en fonction de la valeur de capacité réelle propre à chaque cellule. Le SoH obéit aux mêmes règles que pour le module de 7 Ah, avec un suivi de la valeur la plus limitante (la capacité de x6M). Le SoF n'indique aucune indisponibilité majeure de la batterie. Quelques limitations surviennent brièvement pour la décharge, lors d'un SoC proche du seuil bas de la plage définie (de 20 % à 80 %). D'autres limitations en charge interviennent avec l'évolution de la température.

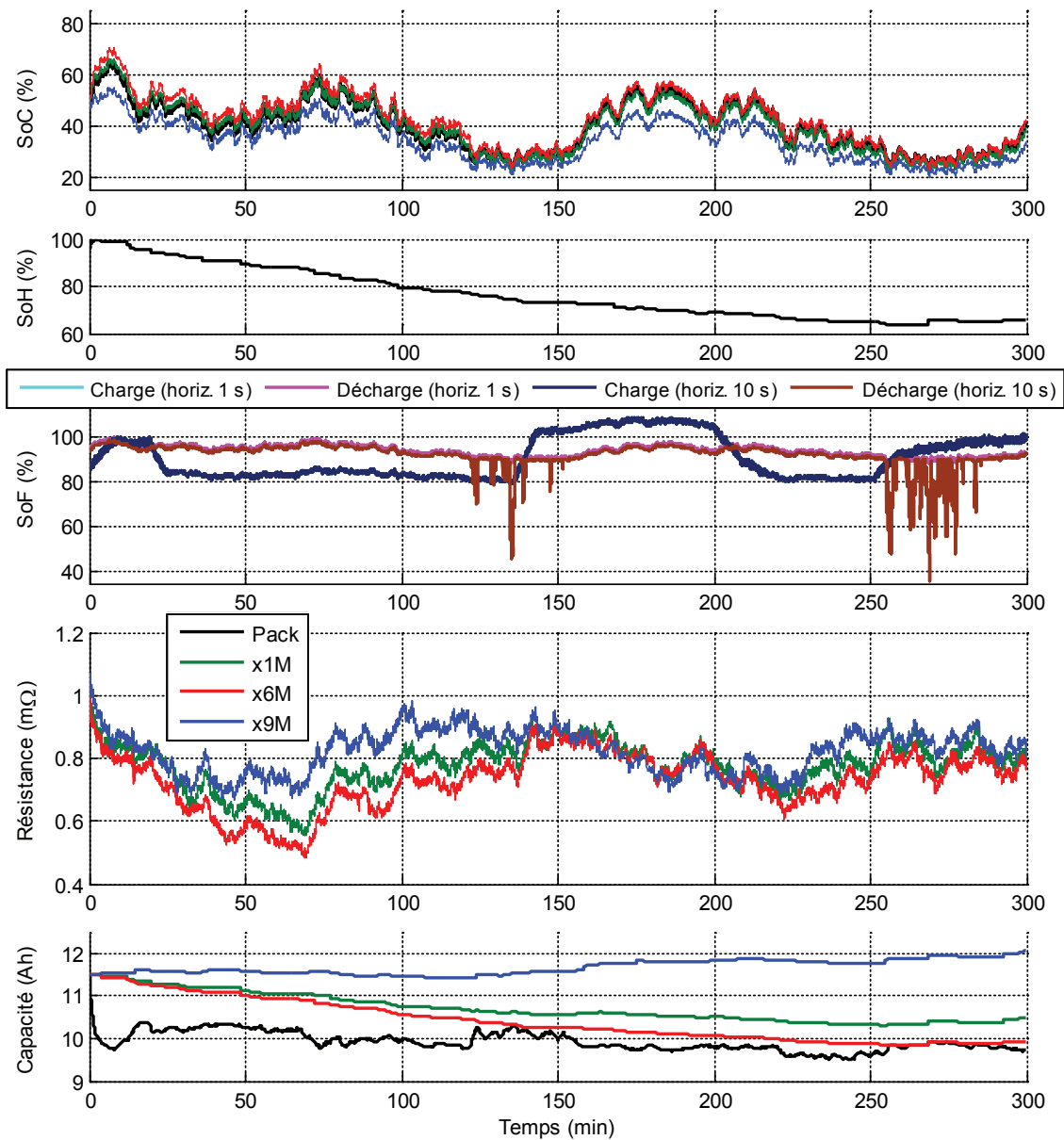


Figure IV.8 – États ainsi que paramètres internes déterminés par le BMS, pour le module et les cellules (x1M+x6M+x9M), lors du profil de puissance aléatoire (5 h)

Les valeurs de résistances déterminées sont cohérentes avec les tests de caractérisation ainsi que les précédentes valeurs de x1M vues dans le chapitre précédent (cf. Figure III.6). On peut remarquer que les résistances des cellules sont assez proches malgré une dispersion au niveau des capacités (cf. Table IV.2). Ceci permet donc de constater que l'état de vieillissement au niveau de la résistance n'est pas forcément corrélable à celui au niveau de la capacité.

Pour la détermination de la capacité, on peut noter que la capacité totale du pack est déterminée assez rapidement (comme pour le cas du module de 7 Ah), car celle-ci est majoritairement influencée par les SoC des différentes cellules (rapidement identifiés) et très faiblement influencée par les capacités respectives de chaque cellule. En effet, la perte de capacité des différentes cellules a un impact moins prononcé en comparaison des effets des déséquilibres entre les différents SoC des cellules où la capacité du pack est limitée en charge par la cellule la plus chargée et en décharge par la plus déchargée (cf. Éq. IV-8). Notons qu'un système d'équilibrage qui uniformise les SoC au sein des cellules, se traduirait au niveau du calcul de la capacité du pack à une valeur correspond à celle de la cellule la plus faible. La capacité du pack permet donc de traduire une dispersion des états de charge des cellules qui peut être plus limitante qu'une véritable baisse de capacité des cellules.

IV.2.3 - Profil de puissance mild hybrid

Notre seconde et dernière phase de test a consisté à appliquer un profil de puissance proche de celui d'une utilisation mild hybrid. Celui-ci est issu du profil de courant utilisé jusqu'alors dans les précédents chapitres. La différence réside alors dans son mode d'application puisqu'il est dorénavant défini par des points de puissance (et non plus de courant). Le courant réellement appliqué dépend donc de la tension du module. Le profil étant d'une durée de 24 minutes, le coefficient de filtrage de la moyenne mobile utilisée pour la détermination de la capacité de chaque cellule, est laissé à une valeur permettant une détermination rapide mais moins précise (pour obtenir une détermination avant la fin du test). Cependant, du fait de l'absence de fortes variations de SoC (contrairement au profil sévère avec ses nombreuses variations de SoC > 3 %), l'actualisation de la valeur de capacité est considérée pour des variations de SoC minimales de 1 %.

IV.2.3.1 - Module de 7 Ah

Ce test fait suite au profil sévère pour lequel est respecté un temps de repos, afin d'identifier la tension OCV et le SoC final du précédent test. Ces valeurs de SoC constituent alors également les valeurs initiales réelles de nos cellules pour ce test. Les valeurs sont ainsi les suivantes : 53 % pour la cellule x1A, 66 % pour la x6A et 51 % pour la x9A. Ces valeurs correspondent bien aux valeurs déterminées en fin du profil sévère présenté précédemment. Pour ce nouveau test, les SoC initiaux sont là encore initialisés à une valeur de 50 % pour les trois cellules afin de simuler une situation initiale pour laquelle le BMS ignore le SoC. Le reste des valeurs initiales des algorithmes sont réinitialisées aux valeurs indiquées au début du § "IV.2.2 - Profil sévère". Pour ce qui est des valeurs de réglage du SoF, la cellule x6A étant initialement à un état de charge élevé, la plage de SoC considérée a été choisie un peu plus élevée c'est-à-dire de 35 % à 65 %.

La Figure IV.9 présente la consigne de puissance appliquée par le banc, ainsi que la réponse en courant (commun aux cellules) et en tension. L'échauffement pour ce type de cellule est proche d'une dizaine de degrés. Cet échauffement se retrouvait également lors du précédent test utilisant le profil dit sévère.

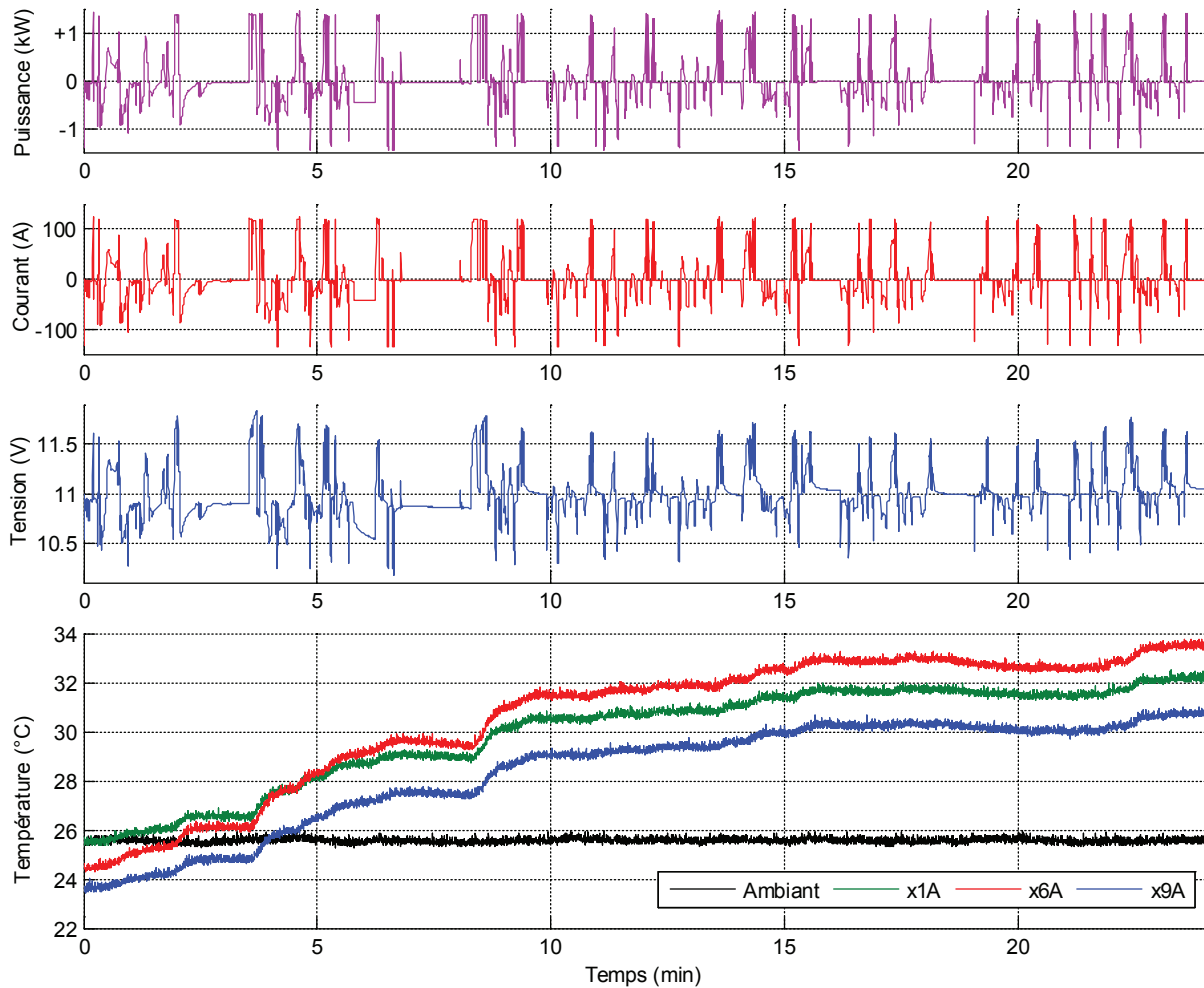


Figure IV.9 – Mesures électriques et thermiques du module et des cellules (x1A+x6A+x9A), lors du profil de puissance mild hybrid (24 min à 25 °C)

Sur la Figure IV.10, on peut remarquer que la cellule x6A n'est pas indisponible en charge comme l'on pouvait le penser. En effet, bien que cette cellule dépasse initialement le SoF (valeur réelle de 66 %) haut de la plage définie pour le SoF, le BMS ignore cette valeur de SoC lors des premiers instants car il est initialisé à un état de charge de 50 %. Le SoF est donc très dépendant des erreurs faites sur les autres états. La situation se rétablit au bout de quelques minutes lorsque le SoC est déterminé et suivi en cours d'utilisation. Le SoF en charge et décharge est alors dépendant de la cellule la moins chargée qui approche du seuil bas de la plage à 35 %, et la cellule la plus chargée qui avoisine (et parfois dépasse) les 65 % de SoC qui constituent la limite de la plage haute de SoC. Là encore (comme pour le profil sévère), cette dispersion d'état de charge influence considérablement la capacité globale du pack qui s'en trouve réduite.

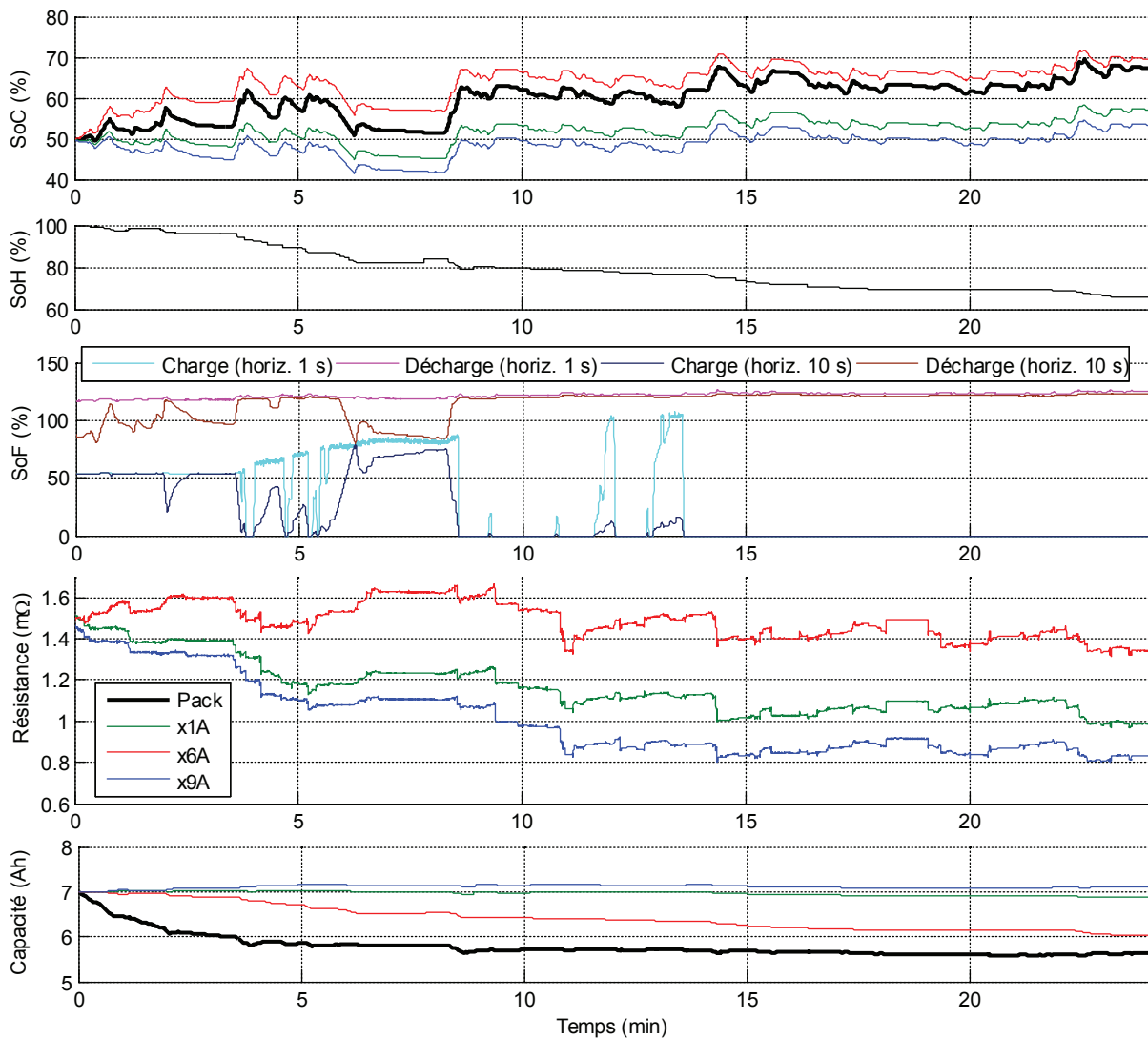


Figure IV.10 – États déterminés par le BMS ainsi que paramètres internes, pour le module et les cellules (x1A+x6A+x9A), lors d'un profil de puissance mild hybrid (24 min à 25 °C)

Dans ce cas de figure proche d'une utilisation mild hybrid, la détermination de la résistance est favorisée par la quantité de variations de tous types. Cependant, la capacité est quant à elle plus difficile à déterminer avec la réduction de la plage de SoC parcourue par les cellules.

IV.2.3.2 - Module de 11,5 Ah

Le même profil de puissance, de 24 minutes, est appliqué au second module. Les valeurs de SoC initiales réelles sont celles du précédent test avec profil sévère, c'est à dire : 44 % pour la cellule x1M, 46 % pour la x6M et 37 % pour la x9M. Là encore le BMS qui ignore ces valeurs est initialisé avec des valeurs à 50 %. La plage de SoC réglée pour le SoF est cette fois-ci de 25 % à 75 %, ceci afin d'éviter un SoF indiquant quasiment continuellement une indisponibilité en décharge (cellules initialement à un SoC bas), ce qui n'aurait que peu d'intérêt. Les grandeurs mesurées sont ainsi présentées sur la Figure IV.11, où l'on peut notamment remarquer un faible échauffement (≈ 3 °C) comparé à l'autre module.

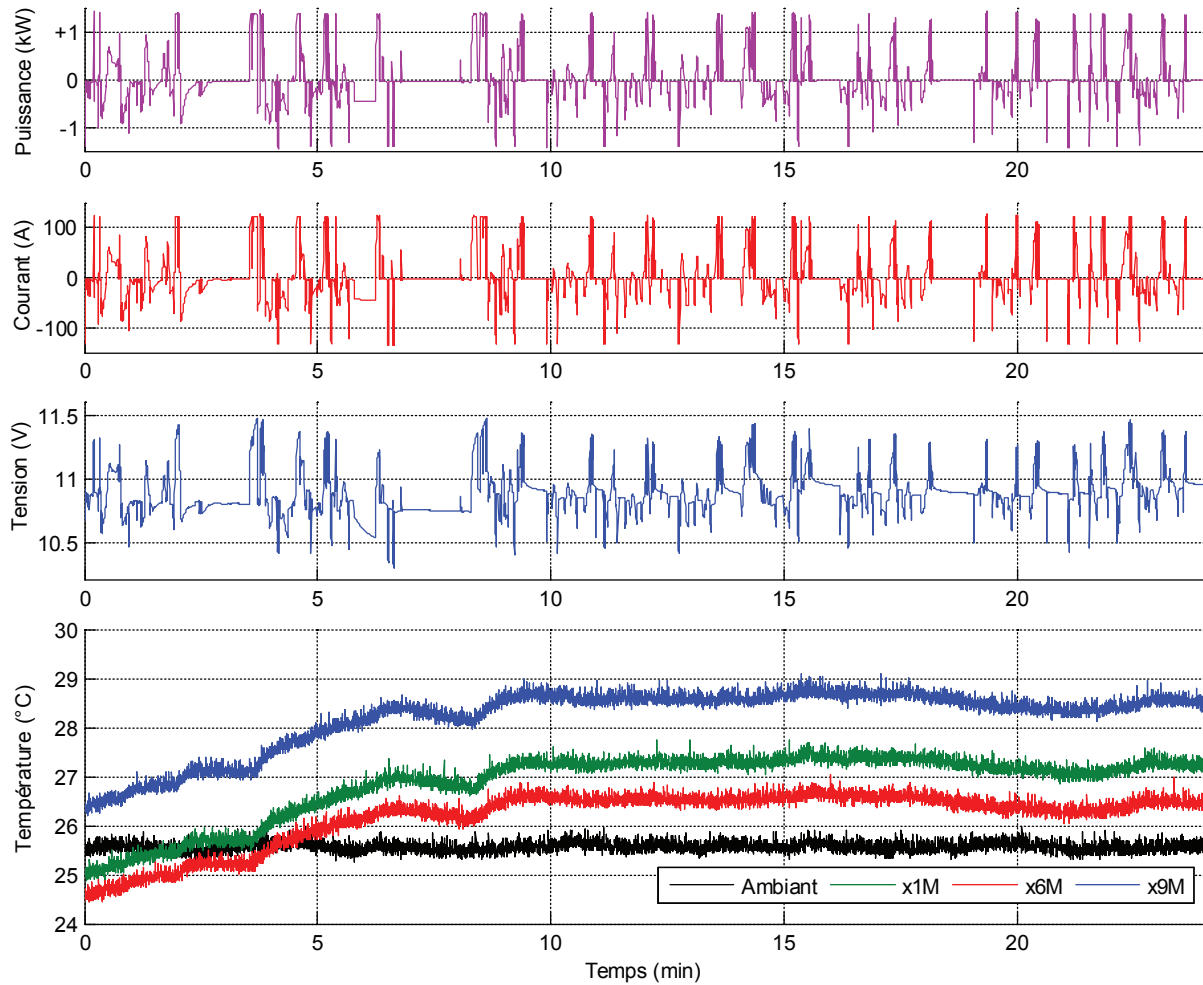
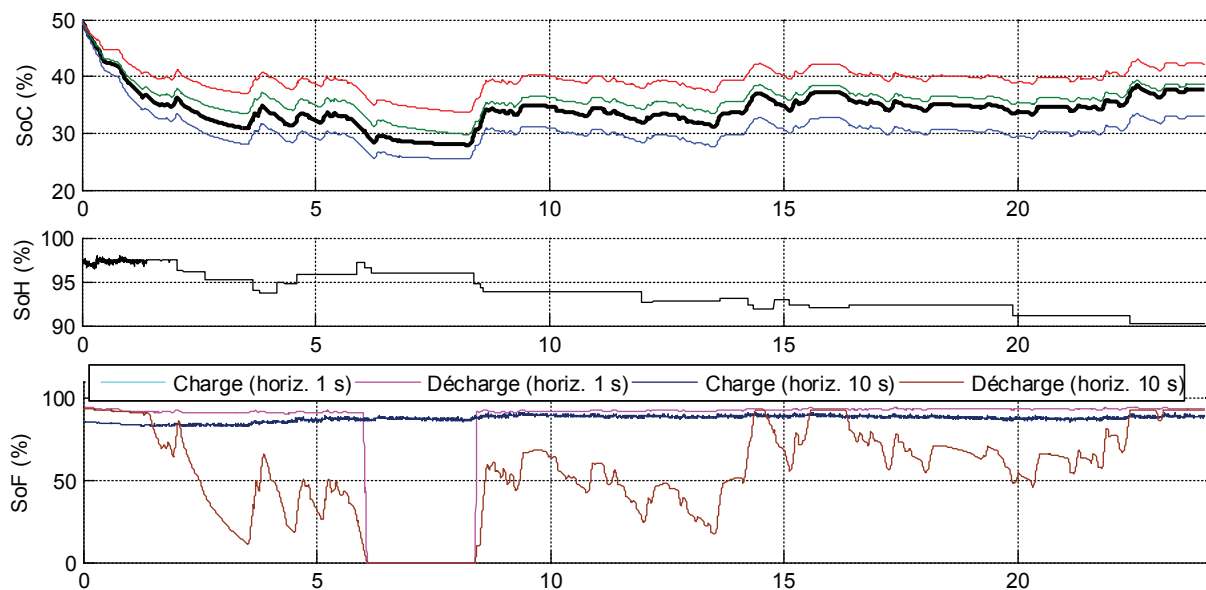


Figure IV.11 – Mesures électriques et thermiques du module et des cellules (x1M+x6M+x9M), lors du profil de puissance mild hybrid (24 min à 25 °C)

La Figure IV.12 permet de constater que le BMS détermine bien en quelques minutes les SoC respectifs. Le SoF indique bien l'indisponibilité lorsque l'une des cellules du module franchie le seuil bas de la plage de fonctionnement définie. Tout au long du profil, le SoF en décharge, réglé sur un horizon de 10 s, permet bien de quantifier le niveau de disponibilité du pack dont l'une des cellules se retrouve proche de la limite de la plage de fonctionnement.



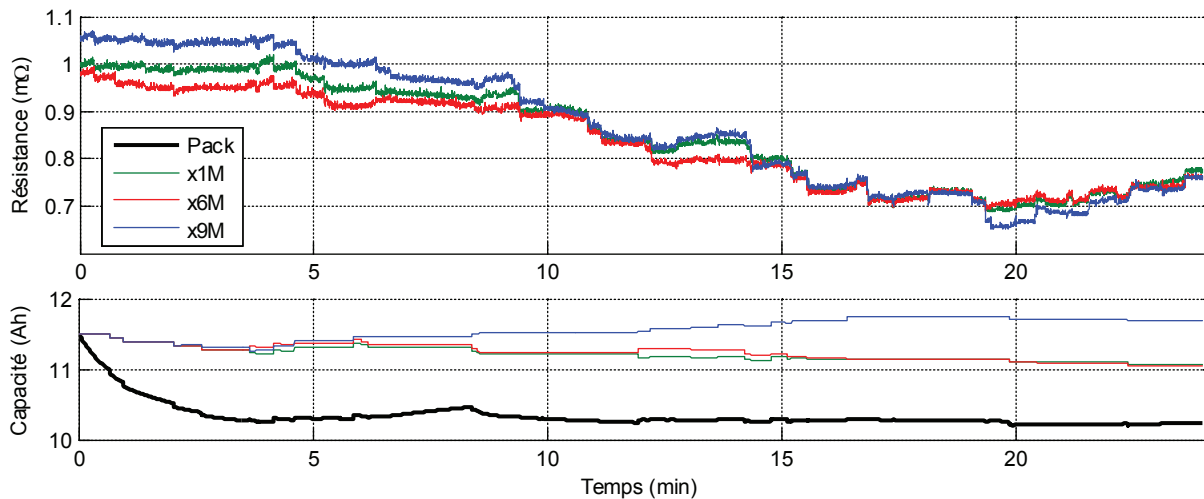


Figure IV.12 – États déterminés par le BMS ainsi que paramètres internes, pour le module et les cellules (x1M+x6M+x9M), lors du profil de puissance mild hybrid (24 min à 25 °C)

Le BMS semble avoir des difficultés en début de profil pour déterminer les résistances. En effet, comme le BMS n'est pas prévu pour fonctionner à un SoC proche de 20 %, il perçoit l'augmentation de la résistance à bas SoC, comme une augmentation de la résistance de référence à 25 °C (et à ≈ 50 % de SoC). Cette augmentation de résistance à un état de charge proche de 20 % est également présente sur la Figure IV.8 (aux alentours de 130 min et 260 min). Sur une plage de SoC étendue, il faudrait alors une loi permettant le passage de la résistance perçue aux SoC extrêmes, à la valeur correspond à un SoC de 50 %. Cela pourrait être réalisé de manière analogue à la loi polynomiale qui se charge de ramener la résistance perçue à différentes températures vers une valeur de référence à 25 °C. Cependant, la plage de SoC finale définie dans le cahier des charges (40 % à 60 % de SoC), nous dispense de la mise en place d'une telle loi, car dans cette plage, la résistance est très peu dépendante du SoC.

IV.2.4 - Conclusion sur les résultats

La nature des tests et des modules permet de confronter les algorithmes du BMS à de nombreuses situations. Certaines peuvent être considérées comme assez "extrêmes" avec notamment une utilisation sur une plage de SoC importante (cf. "IV.2.2 - Profil sévère"), un module ayant un état de charge très bas (profil de puissance sur x1M, x6M et x9M à la partie "IV.2.3.2 - Module de 11,5 Ah") ou très haut (profil de puissance sur x1A, x6A et x9A à la partie "IV.2.3.1 - Module de 7 Ah"), ou bien encore l'utilisation d'une cellule normalement considérée en fin de vie (utilisation de la cellule x6A).

Les résultats obtenus sont satisfaisants dans la mesure où ils sont stables, suivent des trajectoires cohérentes et permettent de remonter à des valeurs retrouvées expérimentalement. Il est quand même important de noter que la résistance déterminée par notre méthode ne correspond pas à celle que l'on peut retrouver lors d'une phase de caractérisation où la situation est spécifique. Cependant la valeur déterminée par le BMS correspond à une réalité au niveau d'une utilisation mild hybrid sur de courtes constantes de temps, et de plus permet toujours de quantifier le vieillissement en suivant l'augmentation de sa valeur.

Pour la capacité, la tâche est plus compliquée. En effet, pour nos tests où la durée est limitée, et afin d'obtenir une réponse rapide du BMS, certains coefficients ont dû être adaptés ou des variations de SoC plus importantes ont été considérées (cf. "IV.2.2 - Profil sévère"). Dans une

véritable application mild hybrid, a priori la capacité initiale utilisée par le BMS n'est pas si éloignée de celle réelle, et la variation due au vieillissement est lente ce qui permet l'utilisation d'un coefficient de filtrage (utilisé dans la moyenne mobile exponentielle) de faible valeur afin de minimiser les variations causées par l'abondance de situations défavorables à l'actualisation de la valeur de capacité.

Ces tests finaux ont donc été pour nous l'occasion de valider l'ensemble des algorithmes développés au cours de ces travaux de thèse, en permettant d'introduire les nouvelles définitions que prennent le SoC, le SoH et le SoF lorsqu'ils sont considérés pour une batterie et non plus pour une cellule seule.

CONCLUSION

L'utilisation d'une batterie au sein d'un véhicule "mild hybrid" est atypique vis-à-vis de l'usage courant de ce type d'élément de stockage. La fonction remplie n'est alors plus directement de stocker de l'énergie, mais plutôt d'offrir la possibilité à chaque instant de fournir ou recevoir une puissance importante. Maintenue à 50 % d'état de charge afin d'offrir cette fonctionnalité, la batterie n'est jamais chargée ou déchargée en totalité. Ce fonctionnement impose alors l'absence de points de repère à des niveaux totalement chargés et déchargés, à partir desquels l'état de charge serait suivi et une valeur de capacité déterminée. Le type de sollicitations est également très spécifique, avec des requêtes de puissance de durées brèves mais dont les valeurs de niveau peuvent être relativement importantes au regard des dimensions du pack.

Les travaux réalisés ont permis de développer différentes approches pour la détermination des états et paramètres internes des cellules lithium-ion. Les problématiques liées à la détermination des états et paramètres, considérées de manières individuelles, ont parfois déjà été traitées dans d'autres travaux publiés. Cependant, la plupart d'entre elles ne peuvent être reproduites dans le cas d'un véhicule "mild hybrid", où les moyens de mesure et de traitement de l'information sont limités. De plus, ces travaux traitent généralement d'usages très différents du "mild hybrid". Il a fallu donc faire un travail d'analyse et de synthèse afin d'identifier les comportements et la partie des méthodes transposables à nos travaux.

Notre méthode de détermination de l'état de charge utilisant un modèle simplifié de cellule a notamment permis l'obtention de résultats satisfaisants quelles que soient les conditions de vieillissement et de température. Cette détermination repose sur l'utilisation d'un observateur de Luenberger. Ce dernier utilise une puissance de calcul inférieure à celle requise par un filtre de Kalman, couramment utilisé dans la littérature, pour des résultats comparables. En effet, bien que normalement plus efficaces pour l'élimination du bruit, les filtres de Kalman présents dans la littérature relatifs à l'usage de batteries, utilisent des matrices de covariances fixes (R et Q). Cette non adaptabilité a ainsi pour effet de retirer l'avantage du filtre de Kalman face aux incertitudes tout en gardant une puissance de calcul importante. Le gain de correction d'un tel filtre est alors indépendant de l'erreur, comme l'est celui d'un observateur de Luenberger, ce qui explique la similitude des résultats observées pour des gains de corrections équivalents.

Notre étude a également porté sur la quantification du vieillissement des cellules. Une attention particulière a été portée sur l'augmentation de la résistance, qui est le paramètre le plus limitant pour l'utilisation typée puissance de nos cellules. Une première approche a consisté à développer une mesure des chutes de tension à partir desquelles une valeur de résistance est calculée. La succession des valeurs est alors filtrée au travers d'une moyenne mobile exponentielle. Cette méthode a permis d'obtenir de très bons résultats face à l'abondance de chutes de tension d'une utilisation "mild hybrid" et des faibles ressources de calculs demandées par une telle moyenne. Une seconde approche a consisté à inclure la détermination de la résistance dans l'observateur. Cette méthode a permis également d'obtenir de bons résultats, bien que la résistance surveillée ne corresponde pas au même type de résistance déterminée par notre première approche. Cependant, ces valeurs évoluant proportionnellement, l'étude de l'une ou de l'autre permet toujours la quantification du vieillissement (basé par exemple sur un doublement de la valeur issue de l'approche retenue).

Un autre aspect du vieillissement abordé a été la baisse de capacité des cellules. Cet aspect, moins pertinent pour une application "mild hybrid" où la perte de capacité a peu d'impact sur le fonctionnement de la batterie, s'est révélé compliqué à mettre en œuvre. En effet, notre méthode se base sur les variations de SoC et de quantités de charges électriques qui sont de faibles ampleurs pour notre type d'application. Dans ces conditions, l'impact du bruit est proportionnellement plus important et oblige à considérer un niveau minimum de variation d'état de charge. Ce niveau minimum étant moins fréquemment atteint, la phase de détermination de la capacité est lente et dépend de la présence de ces variations.

Les états et paramètres sont déterminés au niveau des cellules ; nous avons ensuite compilé l'ensemble de ces informations au niveau d'un pack complet. Il a alors été possible d'établir la disponibilité de la batterie en fonction des conditions individuelles des cellules (états, températures, ...) en fournissant l'indication des niveaux de puissance admissibles pour des horizons de durées souhaitées. Cette fonctionnalité a dû prendre en considération les seuils de sécurité imposés par le constructeur de cellules (en courant et tension), ainsi que les limites d'utilisation fixées par le cahier des charges (plage de SoC).

Les algorithmes qui résultent de nos travaux, facilement transposables en un langage de plus bas niveau (type C ou assembleur) que celui de développement (Matlab), ont été validés expérimentalement.

Plusieurs points peuvent être considérés en tant que perspectives. La première perspective touche à l'amélioration de notre méthode de détermination de la capacité. Nos tentatives d'inclure sa détermination au sein d'observateurs se sont révélées infructueuses, à cause de notre utilisation "mild hybrid". Des modèles de cellule plus poussés et des méthodes d'observations plus robustes, devraient pouvoir être utilisées afin de diminuer les exigences au niveau des variations d'état de charge nécessaires. La seconde perspective de nos travaux viserait la validation de nos méthodes avec d'autres types de cellules lithium-ion, et notamment celles de type fer-phosphate qui présentent un tracé OCV relativement plat sur notre plage d'utilisation. Le niveau de précision pour l'observation de l'état de charge doit être alors nécessairement très important. En effet, le SoC est déterminé à partir de l'estimation d'OCV, elle-même issue de la mesure de tension (bruitée) à laquelle est soustraite (en utilisation) l'estimation des chutes de tensions. Pour un tel type de batterie, une erreur minime occasionne alors de fortes erreurs. La dernière perspective vise une validation d'un pack batterie finalisé (impédance de la connectique, auto-échauffement entre cellules, ...) dans des conditions réelles sur véhicule "mild hybrid".

En dernier lieu, il pourrait être intéressant de pouvoir confronter nos méthodes à une utilisation autre que le "mild hybrid", avec une utilisation requérant plus d'énergie. Les deux premières perspectives évoquées n'auraient alors plus lieu d'être, avec notamment la présence d'importantes variations d'état de charge pour la détermination de la capacité, et des variations d'OCV plus importantes (aux SoC faibles et hauts) pour des états de SoC mieux maîtrisés (à partir desquels une intégration du courant permet le suivi du SoC) lors de l'usage de cellules de chimie fer-phosphate.

ANNEXES

ANNEXE 1 – MOYENNE MOBILE EXPONENTIELLE

La moyenne mobile exponentielle est un type de moyenne glissante permettant un filtrage efficace d'un signal, tout en utilisant une puissance de calcul et un espace mémoire réduits par rapport à ses homologues. Elle est particulièrement adaptée au traitement "temps réel" d'évènements discrets tels que les mesures effectuées au sein d'un BMS. La succession des mesures peut ainsi être moyennée, avec une favorisation des mesures les plus récentes contrebalancée par un oubli progressif des mesures les plus anciennes. La participation dans la moyenne, de ces mesures les plus anciennes, est minimisée grâce à l'application d'un coefficient qui décroît de manière exponentielle avec l'âge de la mesure.

Ce type de moyenne se présente sous la forme d'une unique (Eq. A1-1). Pour un instant k donné, la valeur actualisée de la moyenne à cet instant est donnée en fonction de la valeur de la moyenne à l'instant précédent, du coefficient de réglage α et de la valeur à moyenner.

$$X_{moyk} = X_{moyk-1} \cdot (1 - \alpha) + X_k \cdot \alpha \quad \text{Éq. A1-1}$$

De manière récursive au fil des actualisations de la valeur moyenne, le coefficient de réglage ($1-\alpha$ plus exactement) est continuellement réappliqué aux anciennes valeurs à moyenner (qui lors de leur première apparition dans la moyenne avait été pondéré par α). Plus la valeur à moyenner est ancienne, moins sa participation dans la moyenne est importante. Pour un instant donné, il est possible de représenter cette participation dans la moyenne par l'équation suivante :

$$X_{moyk} = \sum_{d=1}^{\infty} X_{k+1-d} \cdot \alpha \cdot (1 - \alpha)^{d-1} \quad \text{Éq. A1-2}$$

Pour quelques valeurs de réglages, la figure ci-dessous donne la pondération effective des 15 dernières valeurs à moyenner, au sein de la moyenne à un instant donné :

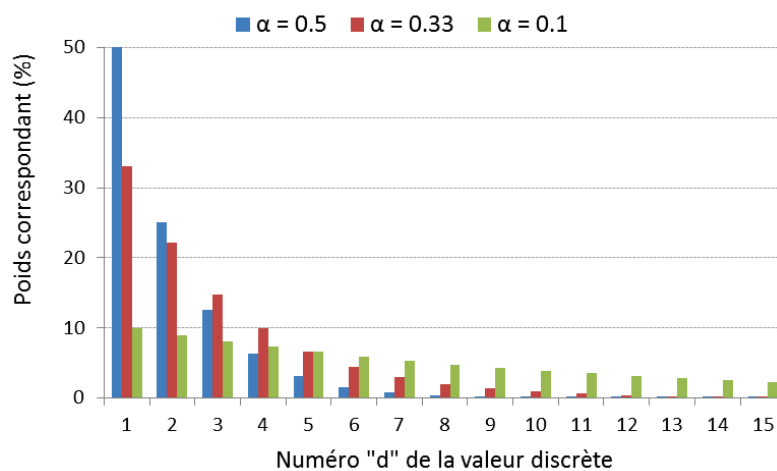


Figure. A – Partition des 15 plus récentes valeurs à moyenner, dans la moyenne déterminée à un instant "k" pour différents choix de α

Sur le tracé précédent, on voit ainsi apparaître l'effet du coefficient α . Ce dernier doit être compris entre "0" et "1" et il est intéressant de remarquer que la somme de tous les poids est unitaire. Selon la valeur du coefficient choisi, une valeur de "0" aurait pour effet d'ignorer toutes les nouvelles valeurs calculées (moyenne bloquée à sa valeur initiale), et une valeur de "1" impliquerait de considérer seulement la valeur nouvellement calculée (en ignorant totalement les valeurs précédentes).

Plus le coefficient se rapproche de "0", plus le nombre d'échantillons considérés pour la moyenne est important. La contribution dans la moyenne de chaque valeur est alors répartie plus équitablement, avec un poids très faible pour chaque valeur à moyennner. Inversement, un coefficient proche de "1" ne prendrait en compte que les quelques derniers échantillons avec une participation rapidement infinitésimale des valeurs plus anciennes.

Une autre forme de l'équation de la moyenne mobile exponentielle (Eq. A1-3), permet d'isoler l'impact du coefficient α lors de l'actualisation de la moyenne :

$$X_{moy_k} = X_{moy_{k-1}} + \alpha \cdot (X_k - X_{moy_{k-1}}) \quad \text{Éq. A1-3}$$

On peut remarquer que ce type d'équation peut s'apparenter aux opérations de corrections effectuées par les observateurs. Le coefficient α peut alors s'apparenter au gain de correction qui est appliqué à l'erreur. Dans le cas de la moyenne mobile exponentielle, l'erreur est matérialisée par la différence entre la valeur à moyennner et la valeur précédemment moyennée. Ce type de moyenne, correspondant à un filtre linéaire passe-bas du premier ordre, est donc une manière simple de suivre la valeur moyenne/filtrée d'un signal discret. Contrairement à d'autres types de moyennes mobiles, il nécessite peu de moyens de calcul (puissance et espace mémoire). Seul un coefficient de réglage est nécessaire, qui est adapté au cours de nos travaux selon la situation.

ANNEXE 2 – SIMULATION DE CELLULES

La simulation de cellules est utilisée afin de constituer une base de données relative au fonctionnement d'un pack batterie complet, en maîtrisant les paramètres de chaque cellule. Ces données peuvent alors être utilisées afin de valider le fonctionnement des algorithmes, développés dans ces travaux de thèse, grâce à des situations totalement maîtrisées pour lesquelles le résultat souhaité est connu. Cette maîtrise permet donc de considérer les états et paramètres internes (normalement inaccessibles dans le cas de cellules réelles) comme étant connus et de les mettre en relation avec ceux déterminés par le BMS.

L'approche développée ici est donc une méthode utilisée en laboratoire, indépendante du BMS, qui utilise des moyens de calculs conséquents. Le système complet (pack batterie simulé) est construit à partir des paramètres de chaque cellule fictive et de leurs états initiaux. La modélisation des cellules est volontairement plus poussée que celle présente au sein des observateurs, où la puissance de calcul est limitée par les possibilités du BMS. Ceci permet de se rapprocher d'une situation réelle de la batterie et permet de tester le BMS utilisant un modèle moins performant.

Nous considérerons systématiquement le cas de cellules placées en série, ce qui est le cas de la batterie pour laquelle le BMS est développé (pas de mise en parallèle). Le modèle de cellule utilisé correspond à celui représenté sur la Figure III.1 avec un nombre voulu de circuits R//C. La représentation d'une cellule et d'un pack de cellules en série peut ainsi être la suivante :

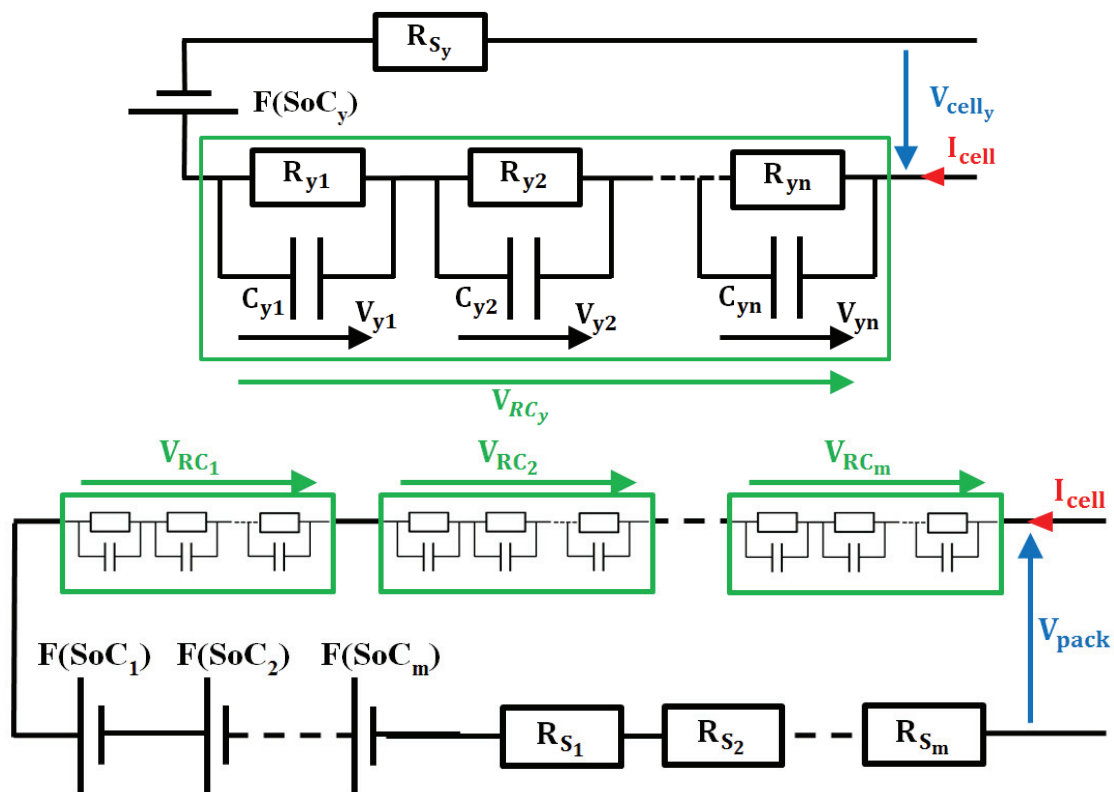


Figure. B – Modèle électrique d'une cellule "y" et d'une batterie composée de "m" cellules en série

Pour l'ensemble des paramètres de ce modèle, l'indice utilisé correspond au numéro de la cellule ("m" cellules considérées). Pour chaque circuit R//C ("n" circuits considérés par cellule),

un second indice est utilisé afin de permettre l'identification de ce circuit au sein de la cellule correspondante.

La tension OCV de chaque cellule est gérée par une fonction qui renvoie la valeur de la tension en fonction du SoC. Dans notre cas, il s'agit d'une table de correspondance qui à chaque valeur de SoC, associe une valeur de tension (hystérèse moyenne illustrée sur la Figure II.10). Il est également possible de considérer une loi mathématique dont les coefficients ont été identifiés par régression (fitting) et qui permet la correspondance entre OCV et SoC. D'autres effets peuvent être pris en compte, comme par exemple les effets du cycle de recul (cf. Éq. II-21). Indifféremment de la méthode retenue, nous définissons le passage entre SoC et valeur d'OCV par une fonction "F(SoC)".

La tension de chaque circuit R//C de chaque cellule est modélisée par la même équation que celle utilisée en temps discret par le BMS (Éq. II-9). Cette équation est issue de la résolution de l'équation différentielle (avec second membre) définissant l'évolution de la tension d'un circuit R//C idéal (Éq. II-3). La différence, entre la batterie simulée et les cellules modélisées par le BMS (par des observateurs), réside dans le nombre de circuits R//C utilisés.

Le système d'équation général du pack batterie simulé est ainsi le suivant, avec l'opérateur "o" qui représente un produit matriciel de Hadamard (produit terme à terme de deux matrices de mêmes dimensions) :

$$\left\{ \begin{array}{l} \begin{bmatrix} SoC_1 \\ SoC_2 \\ \vdots \\ SoC_m \end{bmatrix}_k = \begin{bmatrix} SoC_1 \\ SoC_2 \\ \vdots \\ SoC_m \end{bmatrix}_{k-1} + \begin{bmatrix} \eta_{f_1} & \eta_{f_2} & \dots & \eta_{f_m} \\ Q_{cell_1} & Q_{cell_2} & & Q_{cell_m} \end{bmatrix}^T \cdot \Delta t \cdot I_{cell} \\ [V_{RC}]_k = ([V_{RC}]_{k-1} - [R_{RC}] \cdot I_{cell}) \circ e^{\frac{-\Delta t}{[R_{RC}] \circ [C_{RC}]} + [R_{RC}] \cdot I_{cell}} \\ \begin{bmatrix} V_{cell_1} \\ V_{cell_2} \\ \vdots \\ V_{cell_m} \end{bmatrix}_k = [V_{RC}]_k \cdot \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix} + F \left(\begin{bmatrix} SoC_1 \\ SoC_2 \\ \vdots \\ SoC_m \end{bmatrix}_k \right) + \begin{bmatrix} R_{s_1} \\ R_{s_2} \\ \vdots \\ R_{s_m} \end{bmatrix} \cdot I_{cell} \end{array} \right. \quad \text{Éq. A2-1}$$

Avec : $[X_{RC}] = \begin{bmatrix} X_{11} & X_{12} & \dots & X_{1n} \\ X_{21} & X_{22} & & X_{2n} \\ \vdots & & \ddots & \\ X_{m1} & X_{m2} & & X_{mn} \end{bmatrix}$ pour "m" cellules de "n" circuits R//C et un X correspondant à R, C et V

L'ensemble des paramètres est donc totalement maîtrisé. Il est également possible de faire suivre à ceux-ci une loi dépendante du temps. Ceci a notamment été utilisé lors de la validation logicielle en fin du 3^{ème} chapitre de cette thèse. Les valeurs (en vert dans l'équation Éq. A2-1) de la résistance série et de la capacité de trois cellules simulées ont été modifiées au cours d'une utilisation fictive. Cette utilisation est matérialisée par des valeurs de courants I_{cell} appliquées durant des périodes Δt (temps qui sépare l'instant "k" de "k-1"). Ces valeurs de consigne (représentées en rouge dans l'équation Éq. A2-1) permettent la simulation de la réponse en tension (représentée en bleu) du pack batterie fictif.

ANNEXE 3 - ÉCHAUFFEMENT

La gestion thermique du pack (et donc des cellules qui constituent ce pack) ne fait pas l'objet de la thèse, mais il convient tout de même de mesurer l'impact thermique d'une utilisation "mild hybrid" sur les cellules. Pour étudier l'échauffement lors de l'utilisation d'une cellule, une caméra thermique est utilisée afin de visualiser la répartition de la chaleur sur la cellule, et d'en suivre l'évolution temporelle. Une peinture noire a été appliquée sur une face d'une cellule "pouch" (cellule nickel-manganèse-cobalt de 11,5 Ah) ainsi que sur une partie de sa connectique, afin d'éviter la réflexion d'autres sources d'infrarouge.

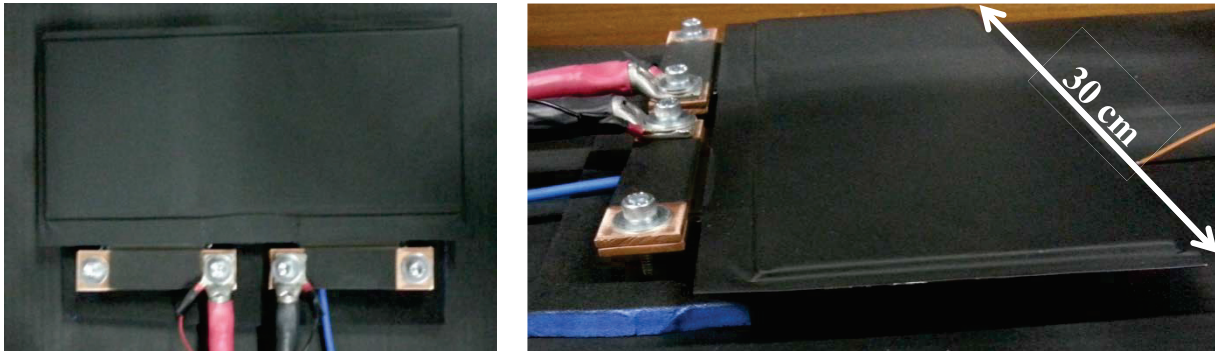


Figure. C – Exemple d'une cellule "pouch" peinte avec sa connectique de puissance (barres de cuivres partiellement peintes)

Sur la figure ci-dessus, les photos permettent de distinguer la cellule peinte, avec les deux jeux de barre de cuivre fixées aux électrodes. Sur ces barres de cuivre est connectée la partie puissance du banc de cyclage. Ces barres voient passer la totalité du courant traversant la cellule. Une mesure de la température a été effectuée par une sonde, placée au centre de la surface inférieure de la cellule. Le test a été effectué à température ambiante de 25°C. Les conditions de mesure ont ainsi été :

- une cellule "pouch" peinte sur toute sa surface supérieure,
- une émissivité de la peinture prise à 0,89,
- un support lui aussi peint avec la même peinture noire afin de permettre la visualisation de la température ambiante,
- une température ambiante de 25 °C,
- une caméra Fluke Ti-55 (objectif 10,5 mm / F0,8),
- une distance caméra – cellule de 60 cm.

La première sollicitation électrique appliquée correspond à une utilisation mild hybrid d'une vingtaine de minutes durant laquelle la cellule s'est vue appliquer des courants aléatoires en charge et décharge (compris entre ± 200 A). L'aspect électrique (les mesures du courant et de la tension) n'a pas été étudié car seule l'élévation de la température nous importait.

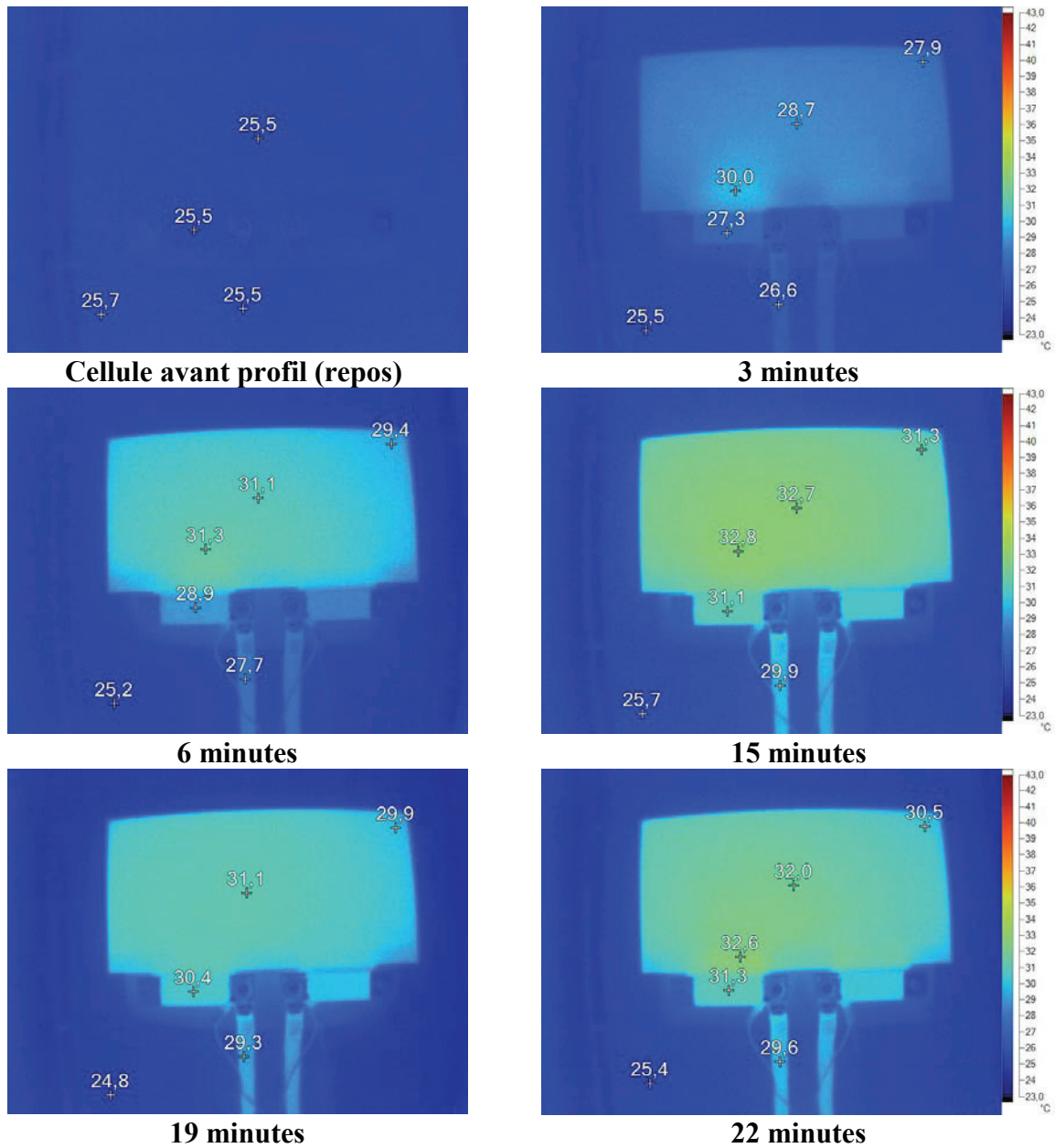


Figure. D – Échauffement lors d'un profil mild hybrid (24 minutes à température ambiante de 25 °C)

L'échauffement pour une application "mild hybrid" semble tout à fait acceptable au vue de sa faible valeur (+7 °C). Cependant, la mise en situation ne concernait qu'une simple cellule, là où l'application réelle imposera une forte proximité des autres cellules et d'autres systèmes générateurs de chaleur (circuits du BMS, système d'équilibrage, ...).

Pour pousser la cellule dans ses limites, une décharge complète à très fort courant (200 A) est utilisée afin de visualiser un échauffement important. L'utilisation de la cellule est donc totalement différente du type d'application pour laquelle elle se destine, où les courants sont également importants mais limités à des durées très courtes (et avec une très faible variation de SoC).

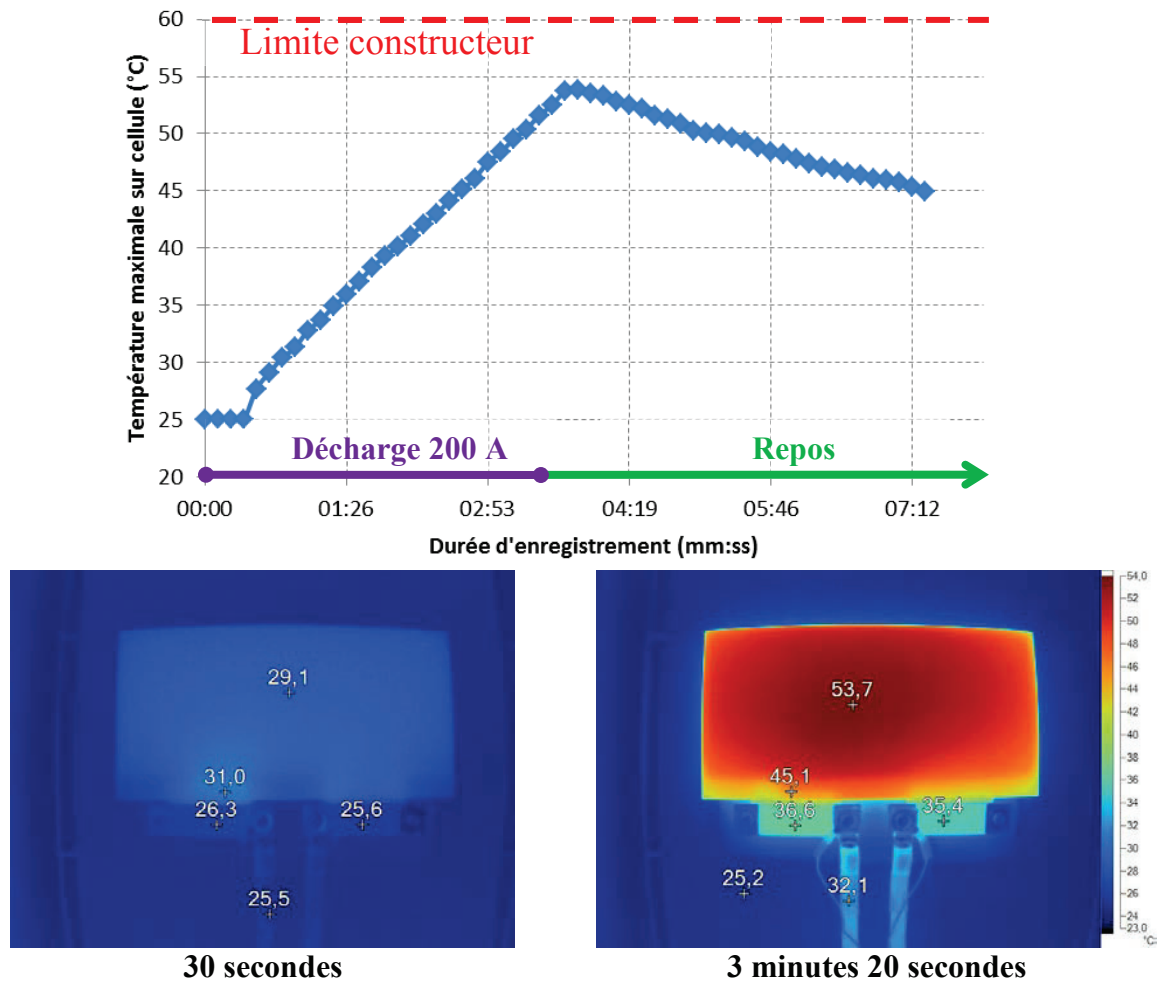


Figure. E – Évolution temporelle du point le plus chaud de la cellule "pouch" lors de la décharge complète (200 A), ainsi que la visualisation de la cellule à deux instants différents

Au niveau de la connectique, un échauffement très faible est observé ci-dessus. Une légère différence ($\approx 1\text{ °C}$) subsiste entre les deux électrodes (borne positive à gauche), ce qui peut être s'expliquer par la différence de conductivité entre les deux matériaux d'électrodes, qui se voient traversées par le même courant. Il est cependant difficile de porter des conclusions faces à la cellule en elle-même, car du fait du secret de fabrication, il est difficile de situer l'emplacement des électrodes à l'intérieur. En surface, la température atteinte par la cellule est importante, avec une élévation de plus de 28 °C . Cet échauffement est cependant bien réparti sur toute la surface visible de la cellule, ainsi que sur la surface inférieure. En effet, la sonde de température placée sous la cellule permet la mesure de valeurs similaires à celles observées sur la surface visible.

L'étude thermique du pack ne faisant pas partie de ces travaux de thèse, et en l'absence de connaissances approfondies sur la constitution de la cellule, nous nous limitons donc à ces mesures qui nous permettent de conclure que l'échauffement reste modéré pour une application mild hybrid.

ANNEXE 4 - SPECTROSCOPIE D'IMPÉDANCE

La spectroscopie d'impédance sur des cellules Li-ion est très courante lors de l'étude des mécanismes de vieillissement par exemple (études en laboratoire). Cependant, elle a l'inconvénient d'utiliser des moyens complexes et onéreux. Nous n'utilisons donc pas de telle technique pour le diagnostic de nos cellules, mais il est néanmoins intéressant de pouvoir identifier toutes les limitations qui interviennent dans notre application et de pouvoir situer certains paramètres du modèle électrique, utilisé dans notre BMS, grâce à des mesures obtenues par spectroscopie d'impédance. L'objectif de notre spectroscopie d'impédance est de récupérer le comportement fréquentiel d'une cellule "pouch" à un SoC de 50 % et une température de 25 °C.

Un spectromètre d'impédance de marque BioLogic est utilisé sur une plage de fréquences de 10 kHz jusqu'à 10 mHz. Les fréquences au-delà du kilohertz font principalement intervenir les effets de la connectique. Les études à hautes fréquences faisant intervenir des signaux de périodes très courtes, leur étude est peu chronophage et c'est pourquoi nous nous permettons une étude jusqu'à une fréquence de 10 kHz alors qu'une fréquence de 1 kHz aurait été suffisante. Pour la partie basse fréquence, très chronophage, les signaux appliqués à la cellule deviennent moins représentatifs de l'impédance de la cellule à un SoC donné. En effet, la période élevée de tels signaux provoque des dérives de SoC dont les effets deviennent prépondérants face aux effets de l'impédance. Nous nous limitons donc à une valeur de 10 mHz suffisante pour notre type d'utilisation mild hybrid où les variations de SoC restent faibles (peu de composantes basses fréquences dans un tel signal).

La nature exacte du signal utilisé lors de la spectroscopie d'impédance est un courant sinusoïdal (technique GEIS : Galvano Electrochemical Impedance Spectroscopy) d'amplitude 1,15 A (correspondant à C/10) et de fréquence dont la valeur évolue entre 10 kHz et 10 mHz. Le spectromètre se charge de mesurer la réponse en tension de la cellule, en analysant son amplitude et son déphasage par rapport au signal appliqué. Pour chaque fréquence testée, le rapport des amplitudes et le déphasage, assimilables à un nombre complexe sous sa forme polaire, sont exprimés sous une forme cartésienne et représentés grâce à un diagramme de Nyquist. Un tel diagramme représente la partie réelle et imaginaire (dont l'axe est inversé) pour chaque point de fréquence. Contrairement au diagramme de Bode, il se limite donc à un seul tracé où l'axe des fréquences est occulté.

La figure ci-dessous permet de visualiser quelques mesures effectuées à des fréquences particulières. À 245 Hz, le comportement de la cellule est purement résistif, ce qui correspond approximativement à la résistance R_0 du modèle électrique. Au-delà de cette fréquence, le comportement inductif (partie imaginaire positive mais représentée sous l'axe horizontal) n'est pas représenté dans les modèles électriques présentés dans ces travaux de thèse. En effets, ce comportement est en grande partie à attribuer à la connectique et dépend donc de la manière dont les cellules sont assemblées dans la batterie. De plus, de telles fréquences ne peuvent pas être appréhendées par nos BMS, dont la période d'échantillonnage est de 10 ms. À l'inverse, les très basses fréquences peuvent totalement être appréhendées par le BMS, cependant c'est l'utilisation de la batterie qui ne permet pas une manifestation de ces effets (car l'application ne comporte pas d'utilisation continue sur une période de temps suffisante).

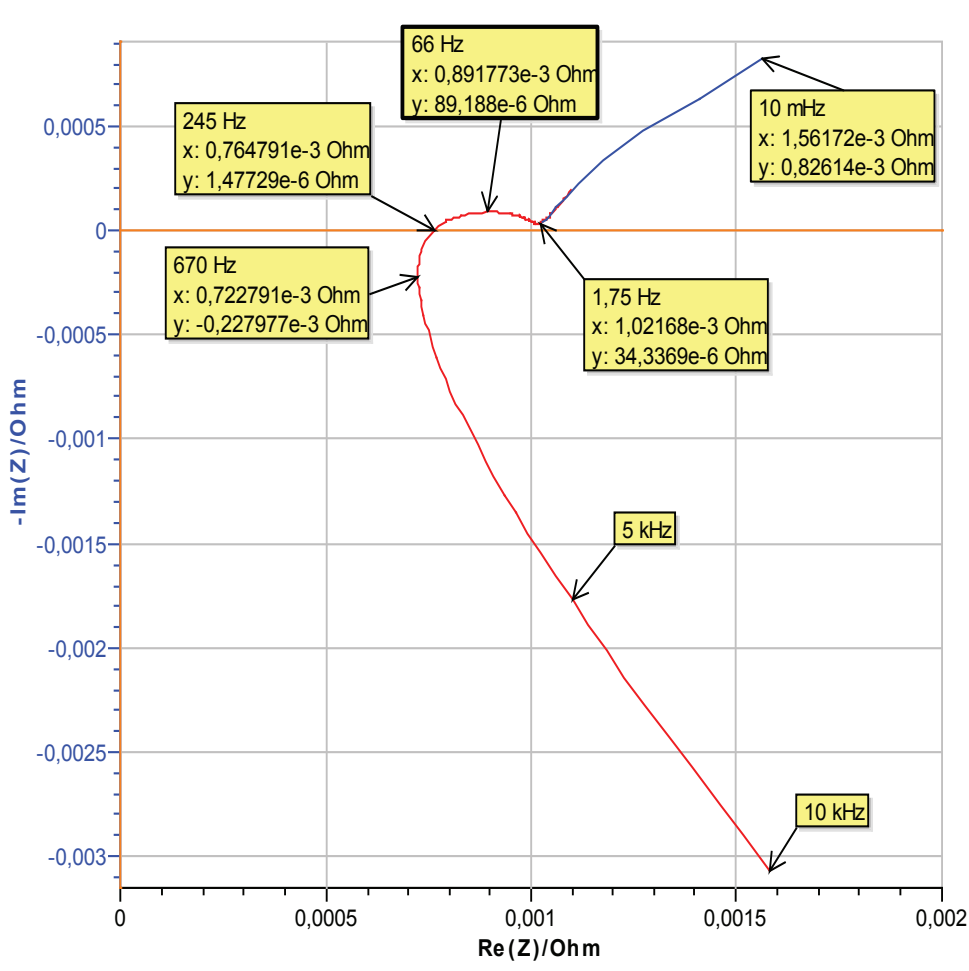


Figure. F – Diagramme de Nyquist (avec axe imaginaire inversé) d'une cellule "pouch" entre 10 mHz et 10 kHz (GEIS d'amplitude 1,15 A)

Le tracé de 245 Hz à 10 mHz permet donc de situer les composants de notre modèle électrique. Le pseudo demi-cercle entre 245 Hz et 1,75 Hz est donc souvent approximé par un circuit R//C (ou plusieurs) pour rendre compte des effets de transfert de charges et de capacité de double couche. À partir de 1,75 Hz et jusqu'aux plus basses fréquences, les effets de la diffusion peuvent être représentés de nombreuses manières dont des exemples sont donnés dans notre 1^{er} chapitre (succession de R//C, Constant Phase Element, Impédance de Warburg). Notre modèle électrique étant simplifié, la résistance série considérée correspond au module de l'impédance à une fréquence proche de celle de mesure (≈ 100 Hz) du BMS. Ainsi, la valeur de résistance série mesurée par spectroscopie d'impédance est ici de $\approx 0,9$ m Ω , ce qui est proche des valeurs mesurées lors de tests de caractérisation temporelle sur des cellules de mêmes type. Cependant, il faut noter que les conditions de mesure sont totalement différentes et que la valeur de résistance série est souvent considérée dans la littérature, comme une valeur dépendante du courant. Avec un spectromètre d'impédance la nature du courant est totalement différente d'une utilisation réelle où le signal est quelconque et peut avoir une valeur importante de plusieurs centaines d'ampères.

Le seul circuit R//C considéré dans notre BMS ne correspond pas directement au demi-cercle ou à une portion diffusive. En réalité, il correspond à une approximation de l'impédance pour des fréquences proches de l'ordre du Hertz et comprend donc une partie des effets de diffusion, de transfert de charges et de double couche. Cette fréquence est choisie en fonction du type d'utilisation et plus particulièrement de la plage de fréquence dominante. Pour notre utilisation

mild hybrid, on peut approximativement considérer des sollicitations mesurables allant de ≈ 100 ms à ≈ 10 s pour le circuit R//C, soit un facteur 10 de part et d'autre d'une fréquence de l'ordre du Hertz.

La spectroscopie d'impédance est donc principalement utile pour visualiser et quantifier certains aspects du vieillissement, qui se trouvent matérialisés par un changement de forme du tracé de Nyquist. Une telle technique de mesure ne permet pas d'identifier la valeur d'impédance réellement observée en mild hybrid où la nature des sollicitations fait intervenir un comportement résistif différent.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] A. M. El-Refaie, "Motors/generators for traction /propulsion applications: A review," in *IEEE International Electric Machines and Drives Conference(IEMDC)*, 2011, pp. 490–497.
- [2] K. D. Huang and S. C. Tzeng, "Development of a hybrid pneumatic-power vehicle," *Appl. Energy*, vol. 80, no. 1, pp. 47–59, 2005.
- [3] C. C. Chan, "The state of the art of electric, hybrid, and fuel cell vehicles," *Proc. IEEE*, vol. 95, no. 4, pp. 704–718, 2007.
- [4] O. D. Momoh and M. O. Omoigui, "An Overview of Hybrid Electric Vehicle Technology," in *IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*, 2009, pp. 1286–1292.
- [5] T. S. Kim, C. Manzie, and H. Watson, "Fuel economy benefits of look-ahead capability in a mild hybrid configuration," in *International Federation of Automatic Control (IFAC)*, 2008, vol. 17, pp. 5646–5651.
- [6] O. P. R. van Vliet, T. Kruithof, W. C. Turkenburg, and A. P. C. Faaij, "Techno-economic comparison of series hybrid, plug-in hybrid, fuel cell and regular cars," *J. Power Sources*, vol. 195, no. 19, pp. 6570–6585, 2010.
- [7] S. Bai, Y. Du, and S. Lukic, "Optimum design of an EV/PHEV charging station with DC bus and storage system," in *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, 2010, pp. 1178–1184.
- [8] J. Liu, T. Ng, K. W. E. Cheng, and J. Zeng, "The study of distributed EV charging station based on network," in *IEEE Power Electronics Systems and Applications (PESA)*, 2011, pp. 1–5.
- [9] C. Silva, M. Ross, and T. Farias, "Evaluation of energy consumption, emissions and cost of plug-in hybrid vehicles," *Energy Convers. Manag.*, vol. 50, no. 7, pp. 1635–1643, 2009.
- [10] E. Rask, M. Duoba, and H. Lohse-Busch, "Recent hybrid electric vehicle trends and technologies," in *IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*, 2011, pp. 1–6.
- [11] D. Karner and J. Francfort, "Hybrid and plug-in hybrid electric vehicle performance testing by the US Department of Energy Advanced Vehicle Testing Activity," *J. Power Sources*, vol. 174, no. 1, pp. 69–75, 2007.
- [12] M. Lopes, L. Serrano, I. Ribeiro, P. Cascão, N. Pires, S. Rafael, L. Tarelho, A. Monteiro, T. Nunes, M. Evtyugina, O. J. Nielsen, M. Gameiro da Silva, A. I. Miranda, and C. Borrego, "Emissions characterization from EURO 5 diesel/biodiesel passenger car operating under the new European driving cycle," *Atmos. Environ.*, vol. 84, pp. 339–348, 2013.

- [13] J. Demuynck, D. Bosteels, M. De Paepe, C. Favre, J. May, and S. Verhelst, "Recommendations for the new WLTP cycle based on an analysis of vehicle emission measurements on NEDC and CADC," *Energy Policy*, vol. 49, pp. 234–242, 2012.
- [14] L. Pelkmans and P. Debal, "Comparison of on-road emissions with emissions measured on chassis dynamometer test cycles," *Transp. Res. Part D Transp. Environ.*, vol. 11, no. 4, pp. 233–241, 2006.
- [15] E. Zervas and G. Bikas, "Impact of the driving cycle on the NO_x and particulate matter exhaust emissions of diesel passenger cars," *Energy and Fuels*, vol. 22, no. 3, pp. 1707–1713, 2008.
- [16] K. Cagatay Bayindir, M. A. Gözüküçük, and A. Teke, "A comprehensive overview of hybrid electric vehicle: Powertrain configurations, powertrain control techniques and electronic control units," *Energy Convers. Manag.*, vol. 52, no. 2, pp. 1305–1313, 2011.
- [17] H. Huo, Y. Wu, and M. Wang, "Total versus urban: Well-to-wheels assessment of criteria pollutant emissions from various vehicle/fuel systems," *Atmos. Environ.*, vol. 43, no. 10, pp. 1796–1804, 2009.
- [18] S. Grolleau, A. Delaille, H. Gualous, P. Gyan, R. Revel, J. Bernard, E. Redondo-Iglesias, and J. Peter, "Calendar aging of commercial graphite/LiFePO₄ cell - Predicting capacity fade under time dependent storage conditions," *J. Power Sources*, vol. 255, pp. 450–458, 2014.
- [19] J. Li, J. Zhang, X. Zhang, C. Yang, N. Xu, and B. Xia, "Study of the storage performance of a Li-ion cell at elevated temperature," *Electrochim. Acta*, vol. 55, no. 3, pp. 927–934, 2010.
- [20] K. Tikhonov and V. R. Koch, "Li-ion Battery Electrolytes Designed For a Wide Temperature Range," in *Covalent Associates*, 2006, pp. 1–4.
- [21] Q. Wang, P. Ping, X. Zhao, G. Chu, J. Sun, and C. Chen, "Thermal runaway caused fire and explosion of lithium ion battery," *J. Power Sources*, vol. 208, pp. 210–224, 2012.
- [22] M. Saravanan and S. Ambalavanan, "Failure analysis of cast-on-strap in lead-acid battery subjected to vibration," *Eng. Fail. Anal.*, vol. 18, no. 8, pp. 2240–2249, 2011.
- [23] J. M. Hooper and J. Marco, "Characterising the in-vehicle vibration inputs to the high voltage battery of an electric vehicle," *J. Power Sources*, vol. 245, pp. 510–519, 2014.
- [24] T. Christen and M. W. Carlen, "Theory of ragone plots," *J. Power Sources*, vol. 91, no. 2, pp. 210–216, 2000.
- [25] V. Etacheri, R. Marom, R. Elazari, G. Salitra, and D. Aurbach, "Challenges in the development of advanced Li-ion batteries: a review," *Energy Environ. Sci.*, vol. 4, p. 3243, 2011.
- [26] B. Scrosati and J. Garche, "Lithium batteries: Status, prospects and future," *J. Power Sources*, vol. 195, no. 9, pp. 2419–2430, 2010.

- [27] T. Sasaki, Y. Ukyo, and P. Novák, "Memory effect in a lithium-ion battery," *Nat. Mater.*, vol. 12, no. 6, pp. 569–575, 2013.
- [28] J. Liu, J. Wang, X. Yan, X. Zhang, G. Yang, A. F. Jalbout, and R. Wang, "Long-term cyclability of LiFePO₄/carbon composite cathode material for lithium-ion battery applications," *Electrochim. Acta*, vol. 54, no. 24, pp. 5656–5659, 2009.
- [29] B. A. Johnson and R. E. White, "Characterization of commercially available lithium-ion batteries," *J. Power Sources*, vol. 70, no. 1, pp. 48–54, 1998.
- [30] R. J. Brodd and C. Helou, "Cost comparison of producing high-performance Li-ion batteries in the U.S. and in China," *J. Power Sources*, vol. 231, pp. 293–300, 2013.
- [31] E. Karden, S. Ploumen, B. Fricke, T. Miller, and K. Snyder, "Energy storage devices for future hybrid electric vehicles," *J. Power Sources*, vol. 168, no. 1, pp. 2–11, 2007.
- [32] P. V. Braun, J. Cho, J. H. Pikul, W. P. King, and H. Zhang, "High power rechargeable batteries," *Curr. Opin. Solid State Mater. Sci.*, vol. 16, no. 4, pp. 186–198, Aug. 2012.
- [33] M. Park, X. Zhang, M. Chung, G. B. Less, and A. M. Sastry, "A review of conduction phenomena in Li-ion batteries," *J. Power Sources*, vol. 195, no. 24, pp. 7904–7929, 2010.
- [34] P. Verma, P. Maire, and P. Novák, "A review of the features and analyses of the solid electrolyte interphase in Li-ion batteries," *Electrochim. Acta*, vol. 55, no. 22, pp. 6332–6341, 2010.
- [35] D. Devilliers and E. Mahé, "Cellules électrochimiques: aspects thermodynamiques et cinétiques," *Actual. Chim.*, pp. 31–40, 2003.
- [36] J. W. Fergus, "Recent developments in cathode materials for lithium ion batteries," *J. Power Sources*, vol. 195, no. 4, pp. 939–954, 2010.
- [37] R. Miao, J. Yang, X. Feng, H. Jia, J. Wang, and Y. Nuli, "Novel dual-salts electrolyte solution for dendrite-free lithium-metal based rechargeable batteries with high cycle reversibility," *J. Power Sources*, vol. 271, pp. 291–297, 2014.
- [38] T. Ohzuku and R. J. Brodd, "An overview of positive-electrode materials for advanced lithium-ion batteries," *J. Power Sources*, vol. 174, no. 2, pp. 449–456, 2007.
- [39] S. S. Zhang, K. Xu, and T. R. Jow, "Electrochemical impedance study on the low temperature of Li-ion batteries," *Electrochim. Acta*, vol. 49, no. 7, pp. 1057–1061, 2004.
- [40] T. Utsunomiya, O. Hatozaki, N. Yoshimoto, M. Egashira, and M. Morita, "Self-discharge behavior and its temperature dependence of carbon electrodes in lithium-ion batteries," *J. Power Sources*, vol. 196, no. 20, pp. 8598–8603, 2011.
- [41] Y. Zhu and C. Wang, "Strain accommodation and potential hysteresis of LiFePO₄ cathodes during lithium ion insertion/extraction," *J. Power Sources*, vol. 196, no. 3, pp. 1442–1448, 2011.

- [42] H. Zhang and M. Chow, "On-line PHEV battery hysteresis effect dynamics modeling," in *IEEE Industrial Electronics Conference (IECON)*, 2010, pp. 1844–1849.
- [43] H. Rahimi Eichi and M.-Y. Chow, "Modeling and analysis of battery hysteresis effects," in *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 2012, pp. 4479–4486.
- [44] S. Bourlot, P. Blanchard, and S. Robert, "Investigation of aging mechanisms of high power Li-ion cells used for hybrid electric vehicles," *J. Power Sources*, vol. 196, no. 16, pp. 6841–6846, 2011.
- [45] A. Eddahech, "Modélisation du vieillissement et détermination de l'état de santé de batteries lithium-ion pour application véhicule électrique et hybride," Université Bordeaux 1, 2013.
- [46] C. Moo, K. Ng, and Y. Hsieh, "Parallel operation of battery power modules," *IEEE Energy Convers.*, vol. 23, no. 2, pp. 701–707, 2008.
- [47] C. économique pour l'Europe des N. unies (CEE-ONU), "Prescriptions uniformes relatives à l'homologation des véhicules électriques à batterie en ce qui concerne les prescriptions particulières applicables à la construction, à la sécurité fonctionnelle et aux dégagements d'hydrogène." pp. 17 – 47, 2009.
- [48] K. Mamadou, E. Lemaire, A. Delaille, D. Riu, S. E. Hing, and Y. Bultel, "Definition of a State-of-Energy Indicator (SoE) for Electrochemical Storage Devices: Application for Energetic Availability Forecasting," *J. Electrochem. Soc.*, vol. 159, no. 8, pp. A1298–A1307, 2012.
- [49] S. Sepasi, R. Ghorbani, and B. Y. Liaw, "Improved extended Kalman filter for state of charge estimation of battery pack," *J. Power Sources*, vol. 255, pp. 368–376, Jun. 2014.
- [50] S. Yuan, H. Wu, and C. Yin, "State of Charge Estimation Using the Extended Kalman Filter for Battery Management Systems Based on the ARX Battery Model," *Energies*, vol. 6, no. 1, pp. 444–470, Jan. 2013.
- [51] B. Kortschak, C. Kurtulus, M. Dohr, U. Wiedemann, and V. Hennige, "Detection method of battery cell degradation," in *IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*, 2011, pp. 1–6.
- [52] A. T. Stamps, C. E. Holland, R. E. White, and E. P. Gatzke, "Analysis of capacity fade in a lithium ion battery," *J. Power Sources*, vol. 150, no. 1–2, pp. 229–239, 2005.
- [53] H. Donggil, C. Il, and S. Kitaek, "On-line SOH Recognition for Large Capacity Lithium-ion Batteries on Electric Vehicle," in *Electric Vehicle Symposium (EVS26)*, 2012, no. 1, pp. 1–6.
- [54] D. Le and X. Tang, "Lithium-ion Battery State of Health Estimation Using Ah-V Characterization," in *Conference of the Prognostics and Health Management Society*, 2011, pp. 1–7.

- [55] R. Xiong, H. He, F. Sun, and K. Zhao, "Online estimation of peak power capability of Li-Ion batteries in electric vehicles by a hardware-in-loop approach," *Energies*, vol. 5, no. 5, pp. 1455–1469, 2012.
- [56] J. Choi, G. Y. Cho, J. Park, and S. Cha, "Effects of Battery Thermal Management System in HEV / EV to Temperature and SOC Based on Simulation," in *Electric Vehicle Symposium (EVS26)*, 2012, pp. 1–5.
- [57] H. Sun, X. Wang, B. Tossan, and R. Dixon, "Three-dimensional thermal modeling of a lithium-ion battery pack," *J. Power Sources*, vol. 206, pp. 349–356, May 2012.
- [58] J. Cao, N. Schofield, and A. Emadi, "Battery balancing methods: A comprehensive review," in *IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*, 2008, pp. 1–6.
- [59] R. Fukui and H. Koizumi, "Double-tiered switched capacitor battery charge equalizer with chain structure," in *IEEE Industrial Electronics Conference (IECON)*, 2013, pp. 6715–6720.
- [60] M. Einhorn, R. Permann, C. Kral, F. V. Conte, W. Guertlschmid, T. Blochberger, R. Kumpusch, and J. Fleig, "Current equalization of serially connected battery cells for a possible second life application," in *IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*, 2011, pp. 1–5.
- [61] L. Cai and R. E. White, "Mathematical modeling of a lithium ion battery with thermal effects in COMSOL Inc. Multiphysics (MP) software," *J. Power Sources*, vol. 196, no. 14, pp. 5985–5989, Jul. 2011.
- [62] M. Einhorn and F. Conte, "Comparison, selection, and parameterization of electrical battery models for automotive applications," *IEEE Power Electron.*, vol. 28, no. 3, pp. 1429–1437, 2013.
- [63] Y.-H. Chiang, W.-Y. Sean, and J.-C. Ke, "Online estimation of internal resistance and open-circuit voltage of lithium-ion batteries in electric vehicles," *J. Power Sources*, vol. 196, no. 8, pp. 3921–3932, Apr. 2011.
- [64] J. Kim, J. Shin, C. Jeon, and B. Cho, "High accuracy state-of-charge estimation of Li-Ion battery pack based on screening process," in *IEEE Applied Power Electronics Conference (APEC)*, 2011, pp. 1984–1991.
- [65] A. Banaei and B. Fahimi, "Real time condition monitoring in li-ion batteries via battery impulse response," in *IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*, 2010, pp. 1–6.
- [66] Environmental Idaho National Engineering and Laboratory, "FreedomCAR Battery Test Manual For Power-Assist Hybrid Electric Vehicles," *DOE/ID-11069*, vol. Draft, pp. 1–130, 2003.
- [67] M. Daowd, N. Omar, J. Van Mierlo, and P. Van Den Bossche, "An Extended PNGV Battery Model for Electric and Hybrid Vehicles Abbreviations or Glossary," *Int. Rev. Electr. Eng.*, vol. 6, no. 4, pp. 1692–1706, 2011.

- [68] a. J. Fairweather, M. P. Foster, and D. a. Stone, "Battery parameter identification with Pseudo Random Binary Sequence excitation (PRBS)," *J. Power Sources*, vol. 196, no. 22, pp. 9398–9406, Nov. 2011.
- [69] J. Remmlinger, M. Buchholz, M. Meiler, P. Bernreuter, and K. Dietmayer, "State-of-health monitoring of lithium-ion batteries in electric vehicles by on-board internal resistance estimation," *J. Power Sources*, vol. 196, no. 12, pp. 5357–5363, 2011.
- [70] H. Zhang and M. Chow, "Comprehensive dynamic battery modeling for PHEV applications," in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2010, pp. 1–6.
- [71] J. P. Schmidt, T. Chrobak, M. Ender, J. Illig, D. Klotz, and E. Ivers-Tiffée, "Studies on LiFePO₄ as cathode material using impedance spectroscopy," *J. Power Sources*, vol. 196, no. 12, pp. 5342–5348, Jun. 2011.
- [72] H. He, R. Xiong, and H. Guo, "Online estimation of model parameters and state-of-charge of LiFePO₄ batteries in electric vehicles," *Appl. Energy*, vol. 89, no. 1, pp. 413–420, Jan. 2012.
- [73] F. Zhang and G. Liu, "A battery state of charge estimation method using sliding mode observer," in *World Congress on Intelligent Control and Automation*, 2008, pp. 989–994.
- [74] I. Kim, "A Technique for Estimating the State of Health of Lithium Batteries Through a Dual-Sliding-Mode Observer," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 25, no. 4, pp. 1013–1022, Apr. 2010.
- [75] X. Hu, F. Sun, and Y. Zou, "Estimation of state of charge of a Lithium-Ion battery pack for electric vehicles using an adaptive luenberger observer," *Energies*, vol. 3, no. 9, pp. 1586–1603, 2010.
- [76] J. Han, M. Kim, W. Kim, and C. Hyun, "State of Charge Estimator Based on High-Gain Observer for Lithium-Ion Batteries," in *World Academy of Science, Engineering and Technology*, 2012, pp. 653–656.
- [77] A. Zenati, P. Desprez, and H. Razik, "Estimation of the SOC and the SOH of Li-ion Batteries, by combining Impedance Measurements with the Fuzzy Logic Inference," in *IEEE Industrial Electronics Conference (IECON)*, 2010, pp. 111–113.
- [78] N. Abolhassani Monfared, N. Gharib, H. Moqtaderi, M. Hejabi, M. Amiri, F. Torabi, and A. Mosahebi, "Prediction of state-of-charge effects on lead-acid battery characteristics using neural network parameter modifier," *J. Power Sources*, vol. 158, no. 2, pp. 932–935, Aug. 2006.
- [79] T. Weigert, Q. Tian, and K. Lian, "State-of-charge prediction of batteries and battery-supercapacitor hybrids using artificial neural networks," *J. Power Sources*, vol. 196, no. 8, pp. 4061–4066, 2011.
- [80] D. Andre, M. Meiler, K. Steiner, C. Wimmer, T. Soczka-Guth, and D. U. Sauer, "Characterization of high-power lithium-ion batteries by electrochemical impedance spectroscopy. I. Experimental investigation," *J. Power Sources*, vol. 196, no. 12, pp. 5334–5341, Jun. 2011.

- [81] S. Lee, J. Kim, J. Lee, and B. H. Cho, "State-of-charge and capacity estimation of lithium-ion battery using a new open-circuit voltage versus state-of-charge," *J. Power Sources*, vol. 185, no. 2, pp. 1367–1373, 2008.
- [82] J. Kim, S. Lee, and B. H. Cho, "Discrimination of Li-ion batteries based on Hamming network using discharging-charging voltage pattern recognition for improved state-of-charge estimation," *J. Power Sources*, vol. 196, no. 4, pp. 2227–2240, 2011.
- [83] U. Tröltzsch, O. Kanoun, and H.-R. Tränkler, "Characterizing aging effects of lithium ion batteries by impedance spectroscopy," *Electrochim. Acta*, vol. 51, no. 8–9, pp. 1664–1672, 2006.
- [84] Q. Zhuang, X. Qiu, and S. Xu, "Diagnosis of Electrochemical Impedance Spectroscopy in Lithium-Ion Batteries," in *Lithium Ion Batteries – New Developments*, 2012, pp. 189–226.
- [85] D. a Howey, V. Yufit, P. D. Mitcheson, G. J. Offer, and N. P. Brandon, "Impedance measurement for advanced battery management systems," in *Electric Vehicle Symposium (EVS27)*, 2013, pp. 1–7.
- [86] S.-L. Wu, H.-C. Chen, and S.-R. Chou, "Fast Estimation of State of Charge for Lithium-Ion Batteries," *Energies*, vol. 7, no. 5, pp. 3438–3452, May 2014.
- [87] C. Love and M. Virji, "State-of-health monitoring of 18650 4S packs with a single-point impedance diagnostic," *J. Power ...*, vol. 266, pp. 512–519, Nov. 2014.
- [88] E. Barsoukov, S. Ryu, and H. Lee, "A novel impedance spectrometer based on carrier function Laplace-transform of the response to arbitrary excitation," *J. Electroanal. Chem.*, vol. 536, no. 1–2, pp. 109–122, 2002.
- [89] J. Noppakunkajorn, O. Baroudi, R. W. Cox, and L. P. Mandal, "Using transient electrical measurements for real-time monitoring of battery state-of-charge and state-of-health," in *IEEE Industrial Electronics Conference Proceedings*, 2012, pp. 4060–4065.
- [90] E. Prada, D. Di Domenico, Y. Creff, J. Bernard, V. Sauvant-moynot, and F. Huet, "A Simplified Electrochemical and Thermal Aging Model of LiFePO₄-Graphite Li-ion Batteries: Power and Capacity Fade Simulations," *J. Electrochem. Soc.*, vol. 160, pp. A616–A628, 2013.
- [91] A. J. Smith, J. C. Burns, D. Xiong, and J. R. Dahn, "Interpreting High Precision Coulometry Results on Li-ion Cells," *J. Electrochem. Soc.*, vol. 158, no. 10, pp. A1136–A1142, 2011.
- [92] V. Pop, H. J. Bergveld, J. H. G. Op het Veld, P. P. L. Regtien, D. Danilov, and P. H. L. Notten, "Modeling Battery Behavior for Accurate State-of-Charge Indication," *J. Electrochem. Soc.*, vol. 153, no. 11, p. A2013, 2006.
- [93] X. Lin, J. Park, L. Liu, Y. Lee, A. M. Sastry, and W. Lu, "A comprehensive capacity fade model and analysis for Li-ion batteries," *J. Electrochem. Soc.*, vol. 160, no. 10, pp. A1701–A1710, 2013.

- [94] A. A. H. Hussein, N. Kutkut, and I. Batarseh, "A hysteresis model for a lithium battery cell with improved transient response," in *IEEE Applied Power Electronics Conference (APEC)*, 2011, pp. 1790–1794.
- [95] M. Petzl and M. a. Danzer, "Advancements in OCV Measurement and Analysis for Lithium-Ion Batteries," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 28, no. 3, pp. 675–681, Sep. 2013.
- [96] M. a. Roscher, O. Bohlen, and J. Vetter, "OCV Hysteresis in Li-Ion Batteries including Two-Phase Transition Materials," *Int. J. Electrochem.*, vol. 2011, pp. 1–6, 2011.
- [97] Y. Ota and Y. Hashimoto, "Modeling of voltage hysteresis and relaxation of HEV NiMH battery," in *International Federation of Automatic Control (IFAC)*, 2008, pp. 4654–4658.
- [98] Z. Yanhui, S. Wenji, and X. Guoqing, "Relaxation effect analysis on the initial state of charge for LiNi Co Mn O₂/graphite battery," *Energy*, vol. 74, pp. 368–373, Sep. 2014.
- [99] M. a. Roscher and D. U. Sauer, "Dynamic electric behavior and open-circuit-voltage modeling of LiFePO₄-based lithium ion secondary batteries," *J. Power Sources*, vol. 196, no. 1, pp. 331–336, Jan. 2011.
- [100] M. Thele, O. Bohlen, D. U. Sauer, and E. Karden, "Development of a voltage-behavior model for NiMH batteries using an impedance-based modeling concept," *J. Power Sources*, vol. 175, no. 1, pp. 635–643, 2008.
- [101] D. V. Do, "Diagnostic de batteries Lithium ion dans les applications embarquées," Université de Technologie de Compiègne, 2010.
- [102] X. Han, M. Ouyang, L. Lu, J. Li, Y. Zheng, and Z. Li, "A comparative study of commercial lithium ion battery cycle life in electrical vehicle: Aging mechanism identification," *J. Power Sources*, vol. 251, pp. 38–54, Apr. 2014.
- [103] M. Dubarry, B. Y. Liaw, M.-S. Chen, S.-S. Chyan, K.-C. Han, W.-T. Sie, and S.-H. Wu, "Identifying battery aging mechanisms in large format Li ion cells," *J. Power Sources*, vol. 196, no. 7, pp. 3420–3425, Apr. 2011.
- [104] H. He, X. Zhang, R. Xiong, Y. Xu, and H. Guo, "Online model-based estimation of state-of-charge and open-circuit voltage of lithium-ion batteries in electric vehicles," *Energy*, vol. 39, no. 1, pp. 310–318, Mar. 2012.
- [105] D. Erdogmus and J. C. Principe, "Minimum error entropy luenberger observer," in *American Control Conference*, 2005, no. 2, pp. 1923–1928.
- [106] I.-S. Kim, "The novel state of charge estimation method for lithium battery using sliding mode observer," *J. Power Sources*, vol. 163, no. 1, pp. 584–590, Dec. 2006.
- [107] C. R. Gould, C. M. Bingham, D. a. Stone, and P. Bentley, "Battery health determination by subspace parameter estimation and sliding mode control for an all-electric Personal Rapid Transit vehicle — the ULTra," in *IEEE Power Electronics Specialists Conference (PESC)*, 2008, pp. 4381–4385.

- [108] H. Dai, X. Wei, and Z. Sun, "State and Parameter Estimation of a HEV Li-ion Battery Pack Using Adaptive Kalman Filter with a New SOC-OCV Concept," in *IEEE Measuring Technology and Mechatronics Automation (ICMTMA)*, 2009, pp. 375–380.
- [109] M. Linderoth, K. Soltesz, A. Robertsson, and R. Johansson, "Initialization of the Kalman filter without assumptions on the initial state," in *IEEE International Conference on Robotics and Automation*, 2011, pp. 4992–4997.
- [110] M. Daboussy and D. Chrenko, "Characterisation of a commercial automotive lithium ion battery using extended Kalman filter," in *IEEE Transportation Electrification Conference*, 2013, pp. 1–6.
- [111] R. Xiong, H. He, F. Sun, X. Liu, and Z. Liu, "Model-based state of charge and peak power capability joint estimation of lithium-ion battery in plug-in hybrid electric vehicles," *J. Power Sources*, vol. 229, pp. 159–169, May 2013.
- [112] H. Dai, Z. Sun, and X. Wei, "Online SOC estimation of high-power lithium-ion batteries used on HEVs," in *IEEE International Conference on Vehicular Electronics and Safety (ICVES)*, 2006, pp. 342–347.
- [113] G. L. Plett, "Extended Kalman filtering for battery management systems of LiPB-based HEV battery packs - Part 1. Background," *J. Power Sources*, vol. 134, no. 2, pp. 252–261, 2004.
- [114] F. Sun, R. Xiong, and H. He, "Estimation of state-of-charge and state-of-power capability of lithium-ion battery considering varying health conditions," *J. Power Sources*, vol. 259, pp. 166–176, Aug. 2014.
- [115] X. Hu, S. Li, H. Peng, and F. Sun, "Robustness analysis of State-of-Charge estimation methods for two types of Li-ion batteries," *J. Power Sources*, vol. 217, pp. 209–219, Nov. 2012.
- [116] Y. Xing, W. He, M. Pecht, and K. L. Tsui, "State of charge estimation of lithium-ion batteries using the open-circuit voltage at various ambient temperatures," *Appl. Energy*, vol. 113, pp. 106–115, Jan. 2014.
- [117] Y. He, X. Liu, C. Zhang, and Z. Chen, "A new model for State-of-Charge (SOC) estimation for high-power Li-ion batteries," *Appl. Energy*, vol. 101, pp. 808–814, Jan. 2013.
- [118] M. Rashid and a. Gupta, "Mathematical Model for Combined Effect of SEI Formation and Gas Evolution in Li-Ion Batteries," *ECS Electrochem. Lett.*, vol. 3, no. 10, pp. A95–A98, Aug. 2014.
- [119] M. Broussely, P. Biensan, F. Bonhomme, P. Blanchard, S. Herreyre, K. Nechev, and R. J. Staniewicz, "Main aging mechanisms in Li ion batteries," *J. Power Sources*, vol. 146, no. 1–2, pp. 90–96, Aug. 2005.
- [120] W. Waag, S. Käbitz, and D. U. Sauer, "Experimental investigation of the lithium-ion battery impedance characteristic at various conditions and aging states and its influence on the application," *Appl. Energy*, vol. 102, pp. 885–897, 2013.

- [121] S. Sepasi, R. Ghorbani, and B. Y. Liaw, "A novel on-board state-of-charge estimation method for aged Li-ion batteries based on model adaptive extended Kalman filter," *J. Power Sources*, vol. 245, pp. 337–344, 2014.
- [122] G. L. Plett, "Extended Kalman filtering for battery management systems of LiPB-based HEV battery packs - Part 2. Modeling and identification," *J. Power Sources*, vol. 134, no. 2, pp. 262–276, 2004.
- [123] T. Huria and M. Ceraolo, "High fidelity electrical model with thermal dependence for characterization and simulation of high power lithium battery cells," in *IEEE Electric Vehicle Conference (IEVC)*, 2012, pp. 1–8.
- [124] J. Kim, S. Lee, and B. Cho, "SOC/capacity estimation of a Li-Ion battery based on pattern recognition at different temperature," in *IEEE International Conference on Power Electronics (ICPE & ECCE)*, 2011, pp. 296–303.
- [125] D. Doerffel and S. A. Sharkh, "A critical review of using the Peukert equation for determining the remaining capacity of lead-acid and lithium-ion batteries," *J. Power Sources*, vol. 155, no. 2, pp. 395–400, Apr. 2006.
- [126] N. Omar, P. Bossche, T. Coosemans, and J. Mierlo, "Peukert Revisited-Critical Appraisal and Need for Modification for Lithium-Ion Batteries," *Energies*, vol. 6, no. 11, pp. 5625–5641, Oct. 2013.
- [127] A. Hausmann and C. Depcik, "Expanding the Peukert equation for battery capacity modeling through inclusion of a temperature dependency," *J. Power Sources*, vol. 235, pp. 148–158, Aug. 2013.
- [128] G. L. Plett, "Extended Kalman filtering for battery management systems of LiPB-based HEV battery packs - Part 3. State and parameter estimation," *J. Power Sources*, vol. 134, no. 2, pp. 277–292, 2004.
- [129] G. L. Plett, "Recursive approximate weighted total least squares estimation of battery cell total capacity," *J. Power Sources*, vol. 196, no. 4, pp. 2319–2331, Feb. 2011.
- [130] F. Sun, R. Xiong, H. He, W. Li, and J. E. E. Aussems, "Model-based dynamic multi-parameter method for peak power estimation of lithium-ion batteries," *Appl. Energy*, vol. 96, pp. 378–386, Aug. 2012.
- [131] C. Gould, J. Wang, D. Stone, and M. Foster, "EV/HEV Li-ion battery modelling and State-of-Function determination," in *IEEE Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM)*, 2012, pp. 353–358.

TABLE DES FIGURES

Figure I.1 – Différences de structures de deux véhicules hybrides parallèles	7
Figure I.2 – Structure d'un véhicule hybride série.....	7
Figure I.3 – Profil de puissance typique visé pour notre application mild hybrid (valeurs positives représentant les phases de charges).....	9
Figure I.4 – Diagramme de Ragone de différents systèmes de stockage d'énergie pouvant être utilisés pour participer à la traction d'un véhicule (représentation de la puissance et de l'énergie disponible tenant compte du poids moteur + stockage).....	11
Figure I.5 – Diagramme de Ragone d'éléments de stockages électrochimiques pour la traction automobile.....	12
Figure I.6 – Schéma de principe d'une cellule pour le cas d'une décharge	14
Figure I.7 – Schéma de principe d'une cellule pour le cas d'une charge	14
Figure I.8 – Évolution des potentiels électriques des deux électrodes d'une cellule en fonction du courant.....	15
Figure I.9 – Exemples de cellules selon le type de boîtier ("pouch", prismatique et cylindrique)	20
Figure I.10 – Principe de mise en série de cellules	21
Figure I.11 – Principe de mise en parallèle de cellules	22
Figure I.12 – Illustration, à titre indicatif, des seuils à considérer par le BMS d'après indications du fournisseur de cellules Li-ion (nickel-manganèse-cobalt).....	24
Figure I.13 – Exemple de correspondance entre tension de repos et état de charge pour une cellule Li-ion nickel-manganèse-cobalt neuve (tracé moyen entre cycle de charge et décharge) .	26
Figure I.14 – Illustration des différences entre équilibrage en tension (\approx SoC) vs en charges électriques (Ah) dans le cas "dissipatif" vs "non dissipatif"	29
Figure I.15 – Simple modèle électrique E + R	32
Figure I.16 – Modèle électrique E + R + R//C	33
Figure I.17 – Modèle électrique extrait de FreedomCar	33
Figure I.18 – Modèle électrique E + R + R//C + R//C	33
Figure I.19 – Exemples de modèles électriques tenant compte des effets de diffusion.....	34

Figure I.20 – Schéma de principe d'un observateur d'états d'une cellule	37
Figure I.21 – Illustration de la constitution d'un neurone artificiel d'après [79]	38
Figure I.22 - Impédance complexe d'une cellule Li-ion pour des fréquences et états de charge différents [81] + mise en relation avec les composants d'un modèle électrique (à SoH et température donnés)	39
Figure I.23 – Fitting des paramètres d'un modèle E + R + R//C sur un profil de courant quelconque + correspondance des phénomènes temporels avec les paramètres du modèle.....	40
Figure II.1 – Principe du sous échantillonnage et du décalage opéré sur une mesure référence	43
Figure II.2 – Exemple d'un courant mesuré au travers de trois capteurs souffrant chacun d'un type d'incertitude différent	45
Figure II.3 – Intégration du courant dans le cas d'une mauvaise estimation de la capacité ou du rendement faradique d'une cellule.....	46
Figure II.4 - Aperçu du test complet pour la cellule x1M neuve à 25 °C	48
Figure II.5 – Illustration de l'erreur temps réel lors de l'intégration du courant pour différents décalages initiaux pour une seule fréquence d'échantillonnage.....	49
Figure II.6 – Récapitulatif des erreurs maximales observées aux différentes fréquences de sous échantillonnage	49
Figure II.7 – Tracés OCV de trois cellules neuves ayant des chimies différentes, sous un courant de charge et décharge de C/20, à une température de 25 °C.....	51
Figure II.8 – Comparaison de tracés OCV à 25 °C édités à partir de tensions de repos de 30 minutes vs ceux issus de mesures continues à très faible courant	51
Figure II.9 – Relaxation de 24 h sur une cellule x1P à température de 25 °C après créneaux de courant de $\pm 1C$ et $\pm 5C$	52
Figure II.10 – Illustration de cycles de recul à partir d'impulsions de courant autour d'un état de charge de 50 % (ex. au sein de l'hystérésis d'une cellule fer-phosphate).....	54
Figure II.11 – Comportement de cycles de recul observés sur cellule x1P de type fer-phosphate à 25 °C lors d'une charge et décharge incomplètes à C/10	55
Figure II.12 – Effets de la température sur les tracés OCV en fonction du SoC de la cellule x1M à l'état neuf (édité à partir de repos de 30 min)	56

Figure II.13 – Tension à C/20 en fonction du SoC pour deux types de cellules Li-ion à différents états de vieillissement (à 25 °C) – Capacité constructeur considérée comme référence	57
Figure II.14 – Tension à C/20 en fonction du SoC pour deux types de cellules Li-ion à différents états de vieillissement (à 25 °C) – Capacité réelle considérée comme référence.....	58
Figure II.15 – Modèle électrique retenu pour notre application mild hybrid.....	60
Figure II.16 – Illustration de la linéarisation de l'OCV en fonction du SoC entre 40 % et 60 % de SoC	61
Figure II.17 – Observateur de Luenberger appliqué à la cellule x1M (initialement à 49 % de SoC) lors d'un profil à 25 °C	65
Figure II.18 – Comparaison entre la fonction "sign" et deux exemples d'arc tangentes, utilisées pour gérer la présence d'erreurs faibles.....	66
Figure II.19 – Exemple d'effet de "shattering"causé par l'utilisation d'une fonction "sign", comparé à l'utilisation d'une fonction arc tangente	67
Figure II.20 – Déterminations du SoC de la cellule x1A (initialement à 56 % de SoC) lors d'un profil à 25 °C effectuées grâce à différents observateurs.....	67
Figure II.21 – Filtre de Kalman appliqué à la cellule x1m (initialement à 52 % de SoC) lors d'un profil à 25 °C	70
Figure II.22 – Différents observateurs utilisés pour déterminer le SoC d'une même cellule x1A au 6 ^{ème} jour à 40 °C (capacité réelle de 6,8 Ah à 40 °C).....	71
Figure II.23 – Observateurs appliqués à la cellule x1M au 8 ^{ème} jour à 0 °C (capacité réelle de 9,5 Ah à 0 °C)	72
Figure II.24 – Observateurs appliqués à la cellule x1M dans des conditions fortement bruitées (courant et tension) avec échantillonnage à 10 ms (à 25 °C).....	73
Figure II.25 – Comparaison de mesures bruitées avec celles filtrées par le banc de cyclage...	74
Figure II.26 – Agrandissement de la Figure II.11 mettant en évidence le cycle de recul entre l'hystérèse en charge et celle en décharge	75
Figure II.27 – Exemple de 3 situations d'estimation du cycle de recul normalisé sur le gap entre l'hystérèse de charge ($Y_{hyst} = +0,5$) et celle de décharge ($Y_{hyst} = -0,5$)	76
Figure II.28 – Illustration de la problématique des cycles de recul sur la qualité des résultats de la cellule x1P et amélioration des résultats par estimation du cycle de recul	77

Figure III.1 – Représentation d'une cellule par un modèle électrique.....	80
Figure III.2 – Répartition des valeurs de résistances déterminées, selon la valeur de variation de courant observée pour différentes périodes d'échantillonnage.....	83
Figure III.3 – Détermination temps réel de la résistance sur un profil de mission (cellule x2M à 25 °C) pour différents seuils minimaux de ΔI	84
Figure III.4 - Poids du $R_{\Delta V/\Delta I}$ calculé en fonction de la variation de courant normalisée	85
Figure III.5 – Détermination en temps réel de la résistance sur un profil de mission (cellule x2M à 25 °C) pour les seuils minimaux de ΔI vs "moyenne mobile exponentielle".....	86
Figure III.6 – Suivi de la résistance série de deux types de cellules lors d'un profil (3 h de créneaux aléatoires) couvrant une large plage de SoC à 25 °C	87
Figure III.7 – Suivi de la résistance série de deux types de cellules lors de profils (1,5 h d'impulsions aléatoires) soumis à d'importantes variations de la température ambiante, à un SoC proche de 50 %.....	88
Figure III.8 – Suivi de la résistance de deux cellules soumises à d'importantes variations de températures, par utilisation d'un filtre de Kalman ou d'un observateur de Luenberger	91
Figure III.9 – Observation de la résistance perçue par les observateurs étendus, sur une consigne de courant et une cellule simulée	92
Figure III.10 – Établissement de la loi de correspondance des résistances en fonction de la température.....	95
Figure III.11 – Suppression des effets de la température (\approx estimation de la résistance à 25 °C) lors du suivi de la résistance de la Figure III.7	95
Figure III.12 – Capacités mesurées lors de décharges complètes à courant nominal pour différentes températures (cellules x1M et x1A).....	96
Figure III.13 – Détermination de la capacité de deux types de cellules lors d'un profil à 25 °C pour deux valeurs initiales différentes	100
Figure III.14 – Paramètres nominaux (OCV, capacité et impédance) communs aux trois cellules d'un module de batterie simulé	105
Figure III.15 – Suivi de l'état de charge d'un pack simulé et composé de 3 cellules en série .	106
Figure III.16 – Agrandissement de la détermination du SoC lors des 5 premières minutes de la Figure III.15	106

Figure III.17 – Suivi des paramètres (résistance et capacité) de trois cellules simulées en série au sein d'un pack	107
Figure III.18 – Surveillance et suivi de l'état de santé d'un pack simulé et composé de 3 cellules en série	108
Figure IV.1 – Estimation de puissance (en charge et décharge) d'une cellule par le BMS pour une impulsion fictive de courant	112
Figure IV.2 – Représentation des limites constructeur (courant de charge en traits noirs) ainsi que des seuils, aux transitions "adoucies", considérés au sein du SoF (surfaces colorées)	115
Figure IV.3 – Illustration de la gestion des durées de limites de courants pour 4 paliers surveillés (-100 A, -50 A, 50 A et 100 A).....	116
Figure IV.4 – Indication du SoF en charge et en décharge dans une situation mild hybrid, sur la cellule x1M à 25 °C.....	117
Figure IV.5 – Mesures électriques et thermiques du module et des cellules (x1A+x6A+x9A), lors du profil de puissances aléatoires (5 h).....	123
Figure IV.6 – États déterminés par le BMS ainsi que paramètres internes, pour le module et les cellules (x1A+x6A+x9A), lors du profil de puissance aléatoire (5 h).....	124
Figure IV.7 – Mesures électriques et thermiques du module et des cellules (x1M+x6M+x9M), lors du profil de puissance aléatoire (5 h).....	125
Figure IV.8 – États ainsi que paramètres internes déterminés par le BMS, pour le module et les cellules (x1M+x6M+x9M), lors du profil de puissance aléatoire (5 h).....	126
Figure IV.9 – Mesures électriques et thermiques du module et des cellules (x1A+x6A+x9A), lors du profil de puissance mild hybrid (24 min à 25 °C).....	128
Figure IV.10 – États déterminés par le BMS ainsi que paramètres internes, pour le module et les cellules (x1A+x6A+x9A), lors d'un profil de puissance mild hybrid (24 min à 25 °C).....	129
Figure IV.11 – Mesures électriques et thermiques du module et des cellules (x1M+x6M+x9M), lors du profil de puissance mild hybrid (24 min à 25 °C).....	130
Figure IV.12 – États déterminés par le BMS ainsi que paramètres internes, pour le module et les cellules (x1M+x6M+x9M), lors du profil de puissance mild hybrid (24 min à 25 °C)	131
Figure. A – Partition des 15 plus récentes valeurs à moyenner, dans la moyenne déterminée à un instant "k" pour différents choix de α	135

Figure. B – Modèle électrique d'une cellule "y" et d'une batterie composée de "m" cellules en série	137
Figure. C – Exemple d'une cellule "pouch" peinte avec sa connectique de puissance (barres de cuivres partiellement peintes)	139
Figure. D – Échauffement lors d'un profil mild hybrid (24 minutes à température ambiante de 25 °C)	140
Figure. E – Évolution temporelle du point le plus chaud de la cellule "pouch" lors de la décharge complète (200 A), ainsi que la visualisation de la cellule à deux instants différents ...	141
Figure. F – Diagramme de Nyquist (avec axe imaginaire inversé) d'une cellule "pouch" entre 10 mHz et 10 kHz (GEIS d'amplitude 1,15 A)	143
Table I.1 – Schémas et grandeurs caractéristiques des composants usuels des modèles électriques de cellules	31
Table III.1 – Capacités apparentes pour différents niveaux de courants de décharge (I_{nominal} et I_{max}) + estimation de la constante de Peukert (cellules x1M et x1A).....	97
Table IV.1 – Exemple de seuils constructeur de courant donnés en charge et décharge pour une cellule de type nickel-manganèse-cobalt (x1M), selon les conditions de température et de durée d'application	114
Table IV.2 – Valeurs des paramètres réels (à 25 °C) des cellules qui composent les deux modules de test.....	120