



UNIVERSITÉ DE
SHERBROOKE

FACULTÉ DE GÉNIE



Méthode de dimensionnement et modélisation de batteries lithium-ion

Mémoire de maîtrise

Spécialité : Génie Électrique

Félix-Antoine LeBel

felix-antoine.lebel@USherbrooke.ca

Jury :

João Pedro Trovão (Directeur) - Université de Sherbrooke

Maxime Dubois (Rapporteur) - Université de Sherbrooke

Loïc Boulon - Université du Québec à Trois-Rivières

Sherbrooke (Québec), Canada

28 avril 2017

Résumé

De nos jours, les batteries lithium-ion sont les plus utilisées pour alimenter les appareils électroniques et les véhicules électriques. Les accumulateurs électrochimiques basés sur le lithium ont une meilleure densité d'énergie et une plus grande fiabilité que toutes les autres méthodes d'accumulation d'énergie. Les batteries au lithium utilisées dans les applications de haute puissance et énergie sont généralement constituées d'un grand nombre de cellules, ce qui amène de nouveaux défis. Une méthodologie de dimensionnement facile et rapide a été identifiée comme un besoin à combler dans l'état de l'art. Ce travail vise à développer un tel outil permettant d'identifier rapidement les arrangements séries-parallèle respectant les objectifs de conception que sont le volume, le poids, l'énergie, le coût et la durée de vie, pour définir un espace de recherche. Ceci a pour but d'accélérer le processus de conception et assurant une meilleure prise de décision dès le début d'un projet. Une des nouveautés de ce travail est l'introduction de la représentation des performances système en cartes iso-performance, permettant une évaluation rapide et intuitive des tendances et de l'impact des compromis d'ingénierie. Le modèle sur lequel la méthodologie s'appuie assume le comportement statique en régime permanent pour estimer la puissance, le courant et la température d'opération et établir la durée de vie projetée d'un produit. En plus de la méthode de dimensionnement, un modèle transitoire électrothermique (MET) semi-empirique a été élaboré dans le formalisme de modélisation de la Représentation Énergétique Macroscopique (REM) sous MATLAB/Simulink®, contribuant à l'art de ce domaine. Celui-ci a été utilisé pour simuler le comportement du système d'accumulation d'énergie. Ce document vise à faire le pont entre tous les aspects principaux à considérer dans la conception d'une batterie, en présentant une nouvelle palette d'outils pouvant être utilisés par les ingénieurs de système. La flexibilité de l'application des outils à divers types de projets a été démontrée par l'application de la méthode à trois cas d'étude : une voiture urbaine électrique, un camion de livraison léger et un système stationnaire.

Abstract

Nowadays lithium-ion batteries have become the most popular technology to power portable electronic devices and battery powered electric vehicles. Lithium based electrochemical energy storage systems have far greater energy density and reliability than any other energy storage systems. Scaling up lithium-ion from small single cell batteries to large multi-cell systems comes with many new challenges. The need for a straightforward and easy-to-follow battery sizing methodology was identified as an area of improvement to the art. This work aims to provide such a tool to identify electrical arrangements that respect all design objectives, such as volume, mass, energy, cost and lifetime, to define a constraint bounded searchspace, speeding the process and ensuring a good decision right from the beginning of a project. The novelty of this work is to present system level performances using iso-performance plots, allowing for quick and intuitive assesment of design compromises and tendencies. The underlying model assumes steady-state operation of the system, to estimate temperature and lifetime prognosis. In addition to the battery sizing method, a transient semi-empirical electro-thermal battery model was constructed to run within MATLAB/Simulink® into the Energetic Macroscopic Representation (EMR) modeling formalism framework, bringing new art to the field. With it energy storage system performances were validated by simulation. This document aims to bridge the gap between most of the aspects of battery design, presenting a new set of tools to be used by system engineers. Three different design scenarios have been studied : an Urban electric car, a light duty delivery truck and a stationary system ; to show how the tools can be used to any type of battery design project.

Déclaration sur l'éthique et la propriété intellectuelle

Les propos de ce mémoire ne reflètent que le point de vue de l'auteur et n'engagent en rien l'opinion de Bombardier Recreational Products inc. (BRP) ou du Centre de Technologies Avancées (CTA). Ce document ne contient aucune information sensible ou confidentielle à BRP, le CTA ou ses partenaires. Les auteurs de tout contenu non-original sont cités. Les renseignements, les informations et les résultats présentés ici ont été obtenus de manière légale et éthique. Certaines informations ont été retirées, omises ou altérées par souci de confidentialité. De plus, certains cas à l'étude sont fictifs et n'ont pour but que de démontrer l'applicabilité des méthodes à d'autres problématiques.

Remerciements

Cette recherche a reçu le soutien de Mitacs dans le cadre du programme Mitacs Accélération. Merci à BRP et à Allcell technologies qui ont aussi supporté ces travaux. Merci à Said Al-Hallaj, Stephen Wilke, Ben Schweitzer, Greg Albright et Bader Jarai pour leur support technique et leur collaboration au projet. Merci à Dany Ducharme et Jean-Yves Doyon, ainsi que toute l'équipe de l'atelier mécanique du CTA pour leur précieuse aide dans la réalisation des montages expérimentaux. Remerciement à Éric Ménard de m'avoir offert cette opportunité et pour sa patience tout au long du projet. Merci à Marc-André Roux et Maxime Boisvert pour leur support technique au niveau de la programmation des modèles. Merci Normand Lebreux pour ses conseils techniques et son ouverture scientifique. Merci à toute l'équipe du CTA et son directeur Pascal Ranger de m'avoir fait une place dans l'organisation. Remerciement spécial à mon directeur João Pedro Trovão, pour sa proximité, sa loyauté et sa foi tout au long du projet. Merci à Pascal Messier et Louis Pelletier, ainsi qu'à toute l'équipe du projet EMUS de partager avec moi cette passion pour les véhicules électriques. Remerciement chaleureux à Bastien Mony pour son support moral, ses conseils et sa joie de vivre dans les moments plus difficiles de la maîtrise. Merci à ma mère de m'avoir laissé jouer, apprendre et créer depuis toujours. Finalement, j'aimerais dédier ce travail à mon père ; un modèle de vaillance, d'écoute, d'empathie et d'humilité ; qui m'a transmis cette passion viscérale pour la science.

Table des matières

Symboles	xxi
Liste des Symboles	xxiii
Acronymes	1
Introduction	3
1 État de l'art	7
1.1 Les accumulateurs électrochimiques	7
1.2 Les batteries lithium-ion	9
1.2.1 Vieillessement	12
1.2.2 Analyse de coût	15
1.2.3 Assemblage électrique	16
1.2.4 Gestion électrique	18
1.2.5 Enjeux de sécurité	19
1.2.6 Gestion thermique	20
1.2.7 Fiabilité	21
1.3 Modélisation des batteries lithium-ion	22
1.3.1 Modèles stochastique	24
1.3.2 Modèles analytiques	25
1.3.3 Électro-chimiques	26
1.3.4 Circuits électriques équivalents.	28
1.4 Thermique	32

1.5	Vieillessement	36
1.5.1	Modèle de charge cumulative	36
1.5.2	Modèles de performance	39
1.6	Modèles couplés	40
1.7	Outils d'aide à la conception	43
1.8	Conclusion du chapitre	46
2	Méthodologie de dimensionnement multi-objectif	49
2.1	Élaboration du cahier des charges	51
2.1.1	Cellule Lithium-Ion	52
2.1.2	Hypothèses de conception	54
2.2	Calcul des spécifications de conception	55
2.2.1	Estimation du volume	55
2.2.2	Estimation de la masse	57
2.2.3	Estimation du coût du système	58
2.2.4	Estimation de la consommation et de la puissance	59
2.2.5	Estimation de l'énergie embarquée	61
2.2.6	Estimation de la tension maximale d'opération	62
2.2.7	Estimation de la puissance	63
2.2.8	Estimation du taux de décharge	64
2.2.9	Estimation de la tension minimale d'opération	66
2.2.10	Estimation de la puissance minimale disponible	66
2.2.11	Estimation de la température d'opération	67
2.2.12	Prédiction de la durée de vie	70
2.2.13	Espace de recherche	75
2.3	Conclusion du chapitre	77
3	Modèle électrothermique (MET)	79
3.1	Modèle électrique	79
3.2	Modèle thermique	83
3.2.1	Génération de chaleur	83

3.2.2	Dissipation de chaleur	85
3.2.3	Ajustement du modèle thermique	86
3.3	Couplage des modèles	86
3.4	Validation du modèle	88
3.5	Simulation dynamique du véhicule	89
3.6	Conclusions du chapitre	92
4	Conclusion	95
4.1	Discussion	95
4.2	Travaux futurs	97
4.3	Conclusion	98
A	Cas de dimensionnement : Camion de livraison	99
A.1	Cahier des charges	100
A.2	Résultats	101
B	Cas de dimensionnement : Système stationnaire	105
B.1	Mise en contexte	105
B.2	Dimensionnement	106
B.3	Simulation dynamique	108
C	Fiche technique du système stationnaire	111

Table des figures

1	Schématisation des systèmes de propulsion d'un VÉ	4
2	Aspects à considérer dans la conception d'un SAE	5
1.1	Comparaison des densité de puissance et énergétique de différentes technologies de stockage électrochimiques (<i>Adapté de</i> [1])	8
1.2	a) Anatomie d'une cellule Lithium-ion [2], b) Mécanisme de transport des ions de lithium [2]	9
1.3	Potentiel de circuit ouvert de quelques chimies li-ion, en fonction leur capacité de décharge [3, 4]	11
1.4	Comparaison des différentes chimies de Lithium [5]	12
1.5	Capacité relative d'une cellule en fonction du vieillissement cyclique [6]	12
1.6	Principaux mécanismes de vieillissement d'une cellule lithium-ion [7]	13
1.7	Schématisation du vieillissement des cellules [8]	14
1.8	Spectre d'impédance d'une cellule en fonction : a) du nombre de cycles ; b) du temps [9]	14
1.9	Influence de la température sur la dégradation des batteries [10]	15
1.10	Évolution et projection du coût des batteries lithium-ion [11]	16
1.11	a) Comparaison du coût de différentes chimies par cellule et par kWh [11] b) Répartition du coût des composantes par kWh [11]	17
1.12	Décomposition d'un bloc batterie de véhicule électrique (<i>Adapté de</i> [12])	18
1.13	Topologie typique d'un BMS [13]	19
1.14	Méthodes de refroidissement : a) Air forcé [14], b) Liquide [15], c) Matériau à changement de phase (PCM)	20

1.15	Modélisation de batterie par chaîne de Markov [16]	25
1.16	Modèle cinétique de batterie (KiBaM) [17]	26
1.17	Modèle de particule : a) unique, b) multiple [13]	27
1.18	Modèle de l'électrode poreuse (PEM) [13]	28
1.19	a) Circuit électrique équivalent [18], b) Représentation énergétique macroscopique d'un système électrique [18]	28
1.20	Modèle de circuit électrique équivalent [19, 20]	29
1.21	Valeur des éléments résistifs du modèle en fonction de la température et de l'état de charge, a) en décharge, b) en recharge [21]	30
1.22	Approximation linéaire de la tension	31
1.23	Contribution des mécanismes de génération de chaleur [22]	33
1.24	a) Évolution de la température de la cellule dans le temps, b) Distribution spatiale de la température dans la cellule [23]	34
1.25	Schémas électrique équivalent du modèle thermique [18]	35
1.26	Modèles de vieillissement [24]	36
1.27	Carte des facteurs de sévérité des décharges selon la température et la profondeur de décharge [25, 26]	38
1.28	Interaction du modèle électrothermique avec le modèle de vieillissement [26]	39
1.29	Interaction des modèles des différents domaines [27]	40
1.30	Modèle électro thermique couplé [28]	41
1.31	Couplage électrothermique par représentation énergétique macroscopique (REM) [18]	41
1.32	Couplage des modèles électriques et thermiques sous MATLAB/Simulink®[21]	42
1.33	Modèle électro thermique couplé [29]	42
1.34	Exemple de processus de conception et d'analyse d'un SAE [30]	44
1.35	Exemple de processus de conception et d'analyse d'une batterie [31]	45
1.36	Méthodologie d'optimisation de batterie : a) Processus de conception [32], b) Algorithme d'optimisation MOPSO [32]	46
1.37	Processus de dimensionnement d'un SAE [33]	47
2.1	Méthodologie de dimensionnement	49

2.2	Véhicule Urbain Électrique de l'Université de Sherbrooke (VUE)	51
2.3	Estimation de la tension nominale d'une cellule à partir d'une courbe de décharge	53
2.4	Estimation de la résistance interne par analyse de courbes de décharge	54
2.5	Cartographie du volume des configurations (m^3)	56
2.6	Schéma de l'arrangement mécanique d'une batterie de cellules cylindriques	57
2.7	Cartographie du poids de chaque configuration (kg)	58
2.8	REM de la chaîne de propulsion d'un véhicule électrique (VÉ)	59
2.9	a) Profil de vitesse VWU-CITY, b) Consommation énergétique	60
2.10	Puissance du VÉ pour le cycle VWU-CITY	61
2.11	Carte ISO-Performance de l'énergie contenue (kWh)	62
2.12	Carte iso-performance de la tension maximale (V)	63
2.13	Cartographie de la puissance maximale (kW)	64
2.14	Cartographie du taux de décharge maximum par cellule (h^{-1})	65
2.15	Carte iso-performance de la tension minimale (V)	67
2.16	Cartographie de la puissance minimale (W)	68
2.17	Modèle thermique de la batterie	68
2.18	Exemple de courbe de vieillissement	70
2.19	Projection de la durée de vie	74
2.20	Cartographie de la durée de vie (an)	75
2.21	Superposition des cartes iso-performance	76
2.22	Graphe normalisé de dimensionnement	77
3.1	Modèle de circuit électrique équivalent	80
3.2	Réponse du modèle électrique à un échelon de courant, a) Tension totale et boucle ouverte, b) Contribution des éléments résistifs du circuit équivalent	82
3.3	Augmentation de la résistance interne en fonction de la température et de l'état de charge	82
3.4	Représentation schématique du modèle thermique de masse agrégée	83
3.5	Coefficient entropique en fonction de la tension d'une batterie lithium-ion	84

3.6	Capacité thermique du matériel à changement de phase en fonction de la température [34]	84
3.7	Validation du modèle thermique	87
3.8	Modèle Électro-Thermique (MET)	87
3.9	Réponse expérimentale et simulée d'une cellule. a) Tension de sortie de la cellule (Expérimental et Simulation), b) Température de la cellule (Expérimental et Simulation)	89
3.10	Comportement de la batterie dans le VÉ : a) Tension, b) État de charge (SOC)	90
3.11	Comportement de la batterie dans le VÉ : a) Température, b) Courant	91
3.12	Comportement de la batterie dans le VÉ : a) Tension, b) État de charge (SOC)	91
3.13	Comportement de la batterie dans le VÉ : a) Température, b) Courant	92
3.14	Performances de la batterie : a) Puissance, b) Tension, c) Courant	93
A.1	Camion de livraison électrique [30]	99
A.2	Domaine optimal	101
A.3	Résultats de simulation (NEDC) : a) Distance parcourue, b) Vitesse du véhicule, c) Puissance, d) Tension, e) Courant, f) État de charge (SOC), g) Température.	103
B.1	Domaine des configurations respectant toutes les contraintes	108
B.2	Comportement du système stationnaire : a) Puissance, b) Tension, c) Courant	109
B.3	Comportement du système stationnaire : a) Température, b) Courant	109
B.4	Comportement du système stationnaire : a) Tension, b) État de charge	110

Liste des tableaux

2.1	Spécifications du véhicule	51
2.2	Cahier des charges du SAE	52
2.3	Spécifications de la cellule	54
2.4	Tableau des coûts des composantes d'un SAE [35]	58
2.5	Analyse du cycle VWU-City	61
2.6	Paramètres du modèle de perte de capacité [36]	73
2.7	Spécifications de la configuration retenue	77
3.1	Paramètres du modèle électrique	80
3.2	Paramètres du modèle thermique	86
A.1	Spécifications du véhicule	100
A.2	Données d'entrée de la simulation	100
A.3	Contraintes de dimensionnement	101
A.4	Comparaison des configurations	102
B.1	Données d'entrée de la simulation	106
B.2	Données d'entrée de la simulation	106
B.3	Spécifications du système stationnaire	108

Symboles

Symbole	Définition	Unité
α_c	Coefficient du modèle de vieillissement	-
α_{cal}	Coefficient de dégradation calendaire	-
α_r	Coefficient du modèle de vieillissement	-
a_1	Coefficient du modèle de vieillissement	-
a_2	Coefficient du modèle de vieillissement	-
a_3	Coefficient du modèle de vieillissement	-
a_4	Coefficient du modèle de vieillissement	-
A	Domaine contraint	-
Ah_{eff}	Capacité débitée effective	Ah
Ah_{EOL}	Capacité débitée effective en fin de vie	Ah
Ah_{total}	Capacité débitée totale	Ah
Ah_n	Capacité débitée lors d'un événement n	Ah
β_{cyc}	Coefficient de dégradation cyclique	-
β_r	Coefficient du modèle de vieillissement	-
b	Coefficient de Peukert	-
Bi	Nombre de Biot	-
C_n	Valeur de l'élément capacitif n d'un filtre RC d'ordre N	Ah
C_i	Valeur de l'élément capacitif i d'un filtre RC	Ah
C_{BOL}	Capacité de la cellule neuve	Ah
cs	Nombre de cellules en série	-
cp	Nombre de cellules en parallèle	-
Cp_{pcm}	Capacité thermique du matériel à changement de phase	J/kgK
C_{cal}	Perte de capacité calendaire	Ah
C_{cyc}	Perte de capacité cyclique	Ah
D_{cell}	Diamètre d'une cellule	mm
DOD_{ref}	Profondeur de décharge de référence	%
DOD	Profondeur de décharge	%

Symbole	Définition	Unité
E_{SAE}	Énergie contenue dans un SAE	kWh
E_{ac}	Coefficient du modèle de vieillissement	-
E_{ar}	Coefficient du modèle de vieillissement	-
e_{paroi}	Épaisseur de la paroi de matériel de gestion thermique	mm
f_{DCIR}	facteur de correction de la résistance interne	-
F	constante de Faraday	-
I	courant	A
I_{batt}	courant de la batterie	A
I_{cell}	courant d'une cellule	A
J_{cells}	Coût d'une cellule	\$
J_{PCM}	Coût du matériel à changement de phase	\$
J_{BMS}	Coût d'un BMS	\$
J_{mec}	Coût de l'assemblage mécanique	\$
J_{SAE}	Coût d'un SAE	\$
k_{cal}	Coefficient du modèle de vieillissement calendaire	-
k_{cyc}	Coefficient du modèle de vieillissement calendaire	-
R_{int}	Résistance	Ω
R_n	Valeur de l'élément résistif n d'un filtre RC d'ordre N	Ω
R_i	Valeur de l'élément résistif i d'un filtre RC	Ω
L_{cell}	Longueur d'une cellule	mm
M_{cell}	Masse d'une cellule	kg
N	Ordre d'un filtre RC, ou nombre total d'événements	-
n_s	nombre de cellules en série	-
n_p	nombre de cellules en parallèle	-
n_{cal}	Coefficient du modèle de vieillissement calendaire	-
n_{cyc}	Coefficient du modèle de vieillissement cyclique	-
Ω_V	facteur d'accélération du vieillissement	-
Ω_T	facteur d'accélération du vieillissement	-
P	Puissance	W
P_{rms}	Puissance efficace	kW
P_{max}	Puissance maximale	kW
P_{SAE}	Puissance d'un SAE	kW
Q	Énergie thermique	J
Q_{cell}	Capacité d'une cellule	Ah
Q_{BOL}	Capacité initiale d'une cellule	Ah
$Q_{cell,nom}$	Capacité nominale d'une cellule	Ah
\dot{Q}_{ent}	flux de chaleur entropique	W
\dot{Q}_{total}	flux de chaleur total	W
\dot{Q}_{out}	flux de chaleur évacué	W
\dot{Q}_{gen}	flux de chaleur généré	W
\dot{Q}_j	pertes joules	W
ρ_{pcm}	Densité du matériel à changement de phase	kg/m ³

Symbole	Définition	Unité
R_0^*	Résistance interne corrigée	Ω
R_i	Résistance interne individuelle de la cellule i	Ω
R_{cell}	Résistance interne de la cellule	Ω
R_{conv}	Résistance thermique de convection	K/W
R_{cond}	Résistance thermique de conduction	K/W
R_T	Résistance thermique	K/W
R_0	Élément résistif d'ordre 0	K/W
R	Constante des gaz parfaits	-
σ_n	Facteur de sévérité	-
s	Variable de Laplace	-
SOC	État de charge	%
SOC_{ref}	État de charge de référence	%
SOC	État de charge	%
t_{auto}	Autonomie d'une batterie	s
t_{EOL}	Temps écoulé jusqu'à la fin de vie	jrs
t_{BOL}	Temps écoulé en début de vie	jrs
T	Température	$^{\circ}\text{C}$
T_f	Température finale	$^{\circ}\text{C}$
T_i	Température initiale	$^{\circ}\text{C}$
T_{cell}	Température moyenne de la cellule	$^{\circ}\text{C}$
T_{ref}	Température de référence	K
Ω		
V_{cell}	Tension d'une cellules	V
$V_{cell,nom}$	Tension nominale d'une cellules	V
$V_{cell,min}$	Tension nominale d'une cellules	V
$V_{cell,max}$	Tension nominale d'une cellules	V
V_{OC}	Tension circuit ouvert	V

Acronymes

Acronyme	Définition
BOL	Début de vie
BMS	<i>Battery Management System</i>
BRP	Bombardier Produits Récréatifs
CTA	Centre des Technologies Avancées
CdC	Cahier des charges
DOD	Profondeur de décharge
DoE	Plan d'expérience
EOL	Fin de vie
KiBaM	Modèle cinétique de batterie
LiFePo4	Lithium fer phosphate
LTO	Lithium Oxyde de Titane
MET	Modèle Électro-Thermique
MOPSO	<i>Multi-Objective Particle Swarm Optimization</i>
MPM	Modèle de particule multiples
NCA	Nickel Cobalt Aluminium
NMC	Nickel Manganèse Cobalt
NiCd	Nickel Cadmium
NiMH	<i>Nickel Metal Hydride</i>
NMC	Nickel Manganèse Cobalt
PCM	Materiau à changement de phase
PEM	Modèle de l'électrode poreuse
REM	Représentation énergétique macroscopique
SAE	Système d'accumulation d'énergie
SEI	Interface solide-électrolyte
SOC	État de charge
SPM	Modèle de particule unique
TRA	Emballement thermique
UdeS	Université de Sherbrooke
VÉ	Véhicule Électrique

Introduction

Qui ne rêve pas d'un monde où l'humanité se serait enfin libérée de sa dépendance au pétrole; d'un futur où la production et la gestion de l'énergie soient faites de manière propre, durable et optimale? Qui ne rêve pas de ce monde, où l'homme vit tranquillement en paix avec la nature qui l'entoure? La preuve n'est plus à faire. La situation climatique est devenue alarmante et l'humanité doit trouver des solutions durables aux problèmes environnementaux dès aujourd'hui. L'électrification des transports est l'avenue la plus prometteuse pour réduire en grande partie la production de gaz à effets de serre. Néanmoins, le mode de production de l'énergie électrique qui alimente ces véhicules doit aussi devenir plus propre pour que l'empreinte écologique des véhicules électriques (VÉ) soit meilleure que celle des véhicules conventionnels [37]. Le développement des batteries lithium apporte des solutions à ces deux aspects d'un monde libéré du pétrole, en stockant l'énergie nécessaire au déplacement des véhicules et en accumulant l'électricité produite par les centrales solaires ou éoliennes.

C'est pour matérialiser cet avenir que les ingénieurs de Bombardier Produits Récréatifs (BRP), ainsi que les professeurs, les chercheurs et les étudiants de l'Université de Sherbrooke (UdeS) se réunissent au Centre des Technologies Avancées (CTA) autour de trois grands thèmes : l'électrification des transports, l'allègement des structures et la réduction du bruit. Cet organisme à but non-lucratif mis sur pied en 2006 a pour but de mettre en application dans des projets d'ingénierie concrets, les fruits de la recherche scientifique. Loin en amont dans la chaîne de développement de produit, le centre est à l'avant-garde dans le développement de prototypes pour l'industrie, mais aussi dans la mise en place d'outils d'ingénierie à la fine pointe de l'état de l'art. Par le passé, les batteries au lithium ont été étudiés au CTA par [38, 39, 8, 40].

Dans le cadre du présent ouvrage on s'intéressera au cas particulier des VÉs exclusivement alimentées par une batterie (**fig. 1**). Dans sa forme la plus simple, un VÉ se compose d'un bloc batterie, d'un contrôleur et d'un moteur électrique qui produit le couple nécessaire à son déplacement. Le contrôle de la puissance électrique de la batterie au moteur est pris en charge par le contrôleur moteur, constitué d'un ensemble de semi-conducteurs qui modulent le courant continu de la batterie en courant alternatif afin de fournir la puissance adéquate à la machine électrique. L'énergie est stockée sous forme électrochimique dans le bloc batterie du VÉ.

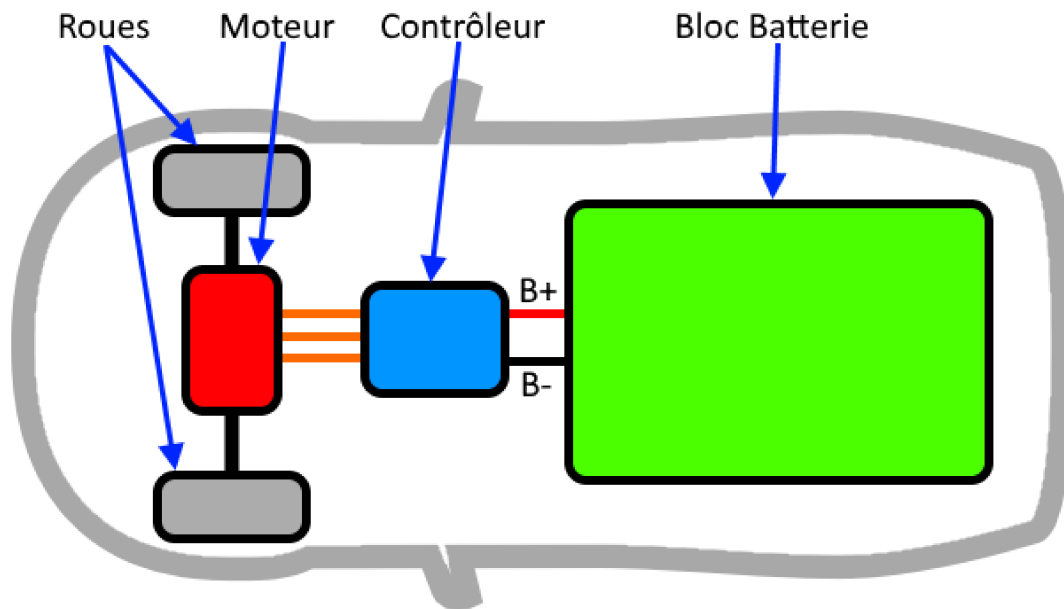


FIGURE 1 – Schématisation des systèmes de propulsion d'un VÉ

De tous les enjeux liés aux VÉs, la batterie constitue de loin le plus grand défi technologique. D'une part, l'autonomie d'un VÉ est directement relié à la capacité de sa batterie. D'autre part, la batterie constitue à elle seule le poste le plus important du bilan de masse et du bilan économique d'un VÉ. S'ajoute à cela les fluctuations de rendement dues à la température et à l'usure. La durée de vie, la fiabilité, et l'autonomie sont au cœur des préoccupations des propriétaires de véhicules électriques. C'est un réel défi de fournir au client un produit qui soit à la fois léger, compact, performant, sécuritaire, durable et fiable ; tout en demeurant abordable. Prédire les effets des choix de conception contradictoires sur la durée de vie des batteries lithium-ion de façon précise est problématique en raison du grand nombre de modes de défaillance possibles [41]. Dans ce contexte, il est d'autant plus pertinent d'étudier l'optimisation de la conception des batteries

pour VÉ.

De manière vulgarisée, la conception de bloc batterie se résume à mettre ensemble des cellules au lithium dans un arrangement série parallèle, en quantité suffisante pour fournir le courant, la tension et l'énergie pour alimenter un système. Cependant, la conception d'un bloc batterie, que ce soit pour une application stationnaire ou un véhicule électrique, est une tâche délicate qui implique plusieurs choix. Le terme bloc batterie se limite qu'à l'objet physique, c'est pourquoi on préférera l'utilisation du terme Système d'Accumulation d'Énergie (SAE) pour désigner le système fonctionnel. À la frontière des champs d'expertise du génie mécanique, électrique et chimique, la conception de SAE nécessite une compréhension étendue et approfondie des contraintes systémiques et des spécificités des cellules lithium-ion. Les aspects à considérer dans le processus de design d'un SAE sont rassemblés à la **figure 2**. La chimie et le format des cellules, l'analyse des coûts, la gestion thermique, la sécurité, le système de gestion électrique et l'assemblage électrique sont autant de facteurs à tenir en compte pour concevoir un produit qui réponde au cahier des charges et aux attentes du client.

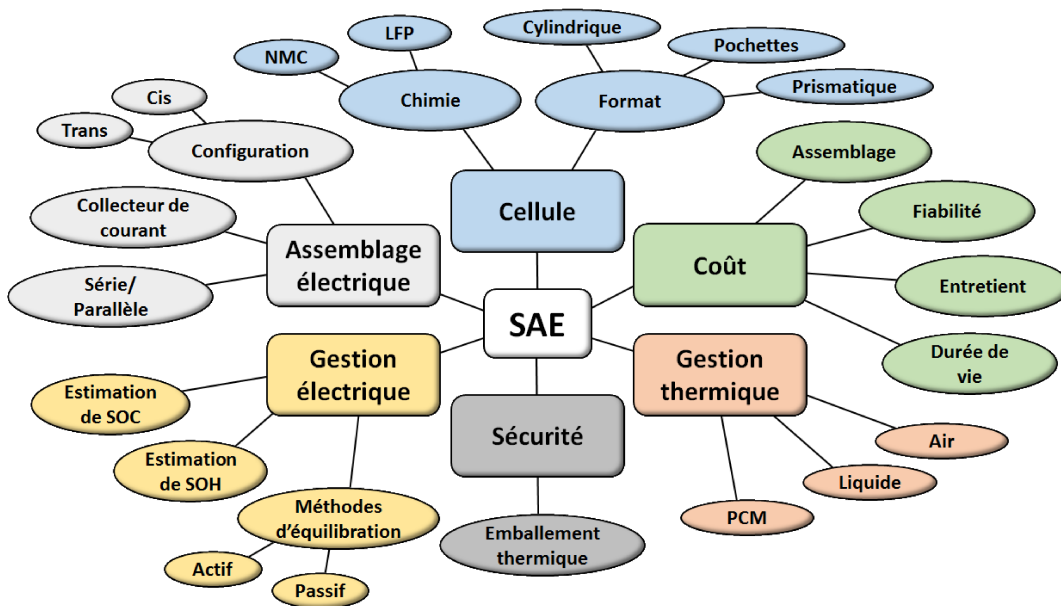


FIGURE 2 – Aspects à considérer dans la conception d'un SAE

Face à tant de contraintes de conception, la solution optimale n'est pas évidente. À cet égard, les outils de simulation améliorent la qualité des produits développés. L'optimisation de l'intégration des batteries par l'utilisation d'outils de conception assistés par ordinateur est deve-

nue essentielle [31]. L'aide à la conception par des outils informatiques est devenue incontournable pour assister les ingénieurs dans la prise de décision dans la conception de systèmes complexes avec des objectifs conflictuels [42]. Pour l'instant aucun outil n'intègre de façon complète les interactions électriques et thermiques des cellules lithium-ion dans le but de faire l'optimisation de leur intégration en SAE.

Ce projet de recherche vise à développer de meilleurs SAE en s'intéressant à l'impact de la configuration électrique sur ses performances. De là émerge le besoin de développer un outil d'ingénierie prédictive pouvant servir à estimer les performances d'un SAE. Ainsi, cet ouvrage présente une méthodologie de dimensionnement de SAE qui synthétise le processus de conception en une cartographie du domaine de solution. Le but est de réduire l'ampleur du problème de conception et donner assurance au concepteur dans le choix de la configuration électrique. Pour appuyer la méthode, un modèle électrothermique a été réalisé dans MATLAB/Simulink®, afin de valider les performances transitoires du SAE.

Le mémoire est structuré en 4 chapitres : l'état de l'art (chap. 1), la méthodologie de dimensionnement multi-objectif (chap. 2), le modèle électrothermique (MET) (chap. 3) et la conclusion (chap. 4). Premièrement une revue détaillée de l'état de l'art des batteries au lithium, de leur modélisation et des méthodes de conception sera présentée au chapitre 1 de l'ouvrage. La méthodologie développée, appliquée au dimensionnement de la batterie lithium-ion d'un VÉ sera l'objet du chapitre 2. La validation des performances dynamiques du SAE par une simulation de la chaîne de propulsion du VÉ par représentation énergétique macroscopique (REM) sera présentée au chapitre 3. Le modèle électrothermique (MET) du SAE est aussi couvert au chapitre 3. La méthode de dimensionnement et de validation est appliquée à d'autres cas aux annexes A et B. L'ouverture sur les travaux futurs, la discussion et la conclusion viennent clore cet ouvrage au chapitre 4.

Chapitre 1

État de l'art

1.1 Les accumulateurs électrochimiques

De manière générale on désigne tout système de stockage électrique utilisant une réaction d'oxydoréduction électrochimique. On doit l'invention de la première pile électrochimique à Alessandro Volta, qui en 1799 produit de l'énergie électrique à partir d'un empilement de zinc et de cuivre, intercalé de carton imbibé d'eau [43]. Soixante ans plus tard l'accumulateur au plomb est inventé par le français Gaston Planté, technologie qui domine encore dans l'industrie automobile en raison de son faible coût. La pile alcaline fit son apparition vers la fin des années 1950 ce qui permis le succès des appareils électriques sans fils. Il fallut attendre les années 1970 pour voir l'apparition des première piles de montres à oxyde. Les recherches sur les accumulateurs au lithium débutèrent à la même époque. Les premières cellules au lithium rechargeables commerciales ne firent cependant leur apparition sur le marché qu'au début des années 90, menant à une véritable révolution technologique permettant des inventions comme l'ordinateur portable, le baladeur (iPod) ou le téléphone cellulaire.

Outre les accumulateurs électrochimiques, il existe un grand nombre d'autres technologies de stockage d'énergie tel que : les volants d'inerties, les accumulateurs « *Vanadium Redox flow battery* »(VRB), « *Zinc Bromine Flow Battery* »(ZnBr), le « *Sodium Sulfur Battery* »(NaS), le

métal air ou le « *polysulfide flow battery* »(PSB) [44].

Dans les applications véhiculaires, historiquement ce sont les batteries acide-plomb qui se sont imposées comme batteries de démarrage des moteurs à combustion, principalement, mais aussi pour la traction, pensons aux voiturettes de golf ou aux premiers VÉs. Les batteries Nickel-Cadmium (NiCd) quant-à-elles, sont utilisées pour certaines applications de traction véhiculaires, tel que les chariots élévateurs, mais ce sont les accumulateurs Nickel-Métal-Hydride (NiMH) qui ont été le plus souvent utilisés dans les VÉ avant l'avènement des batteries au Lithium.

La masse et le volume étant des contraintes de première importance dans l'industrie automobile, en plus des hautes attentes de performance et d'autonomie des utilisateurs [35] seules les cellules lithium-ion réussissent à satisfaire tous ces aspects. La grande densité de puissance et d'énergie du lithium-ion en comparaison des autres chimies a permis d'augmenter l'autonomie, tout en diminuant le poids et la taille des produits. À poids égal, les batteries au lithium peuvent contenir jusqu'à 10 fois plus d'énergie que les accumulateurs au plomb comme l'indique le schémas de Ragone [45] de la **figure 1.1**, où les batteries Lithium-ion dites d'énergie ou de puissance y sont identifiées des lettres **B** et **C**.

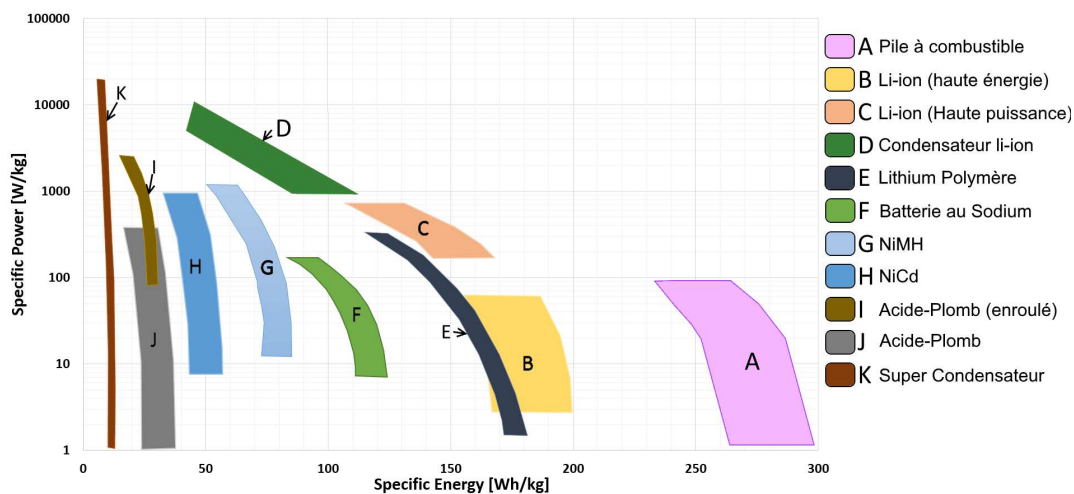


FIGURE 1.1 – Comparaison des densité de puissance et énergétique de différentes technologies de stockage électrochimiques (*Adapté de [1]*)

1.2 Les batteries lithium-ion

On nomme cellule un réacteur électrochimique. On parlera de piles dans le cas de cellules non-réutilisables, c'est-à-dire lorsque la réaction n'est pas réversible. Dans le cas où la réaction chimique a la possibilité d'être renversée ou rechargée, on utilisera plutôt le terme accumulateur. L'anatomie d'une cellule lithium-ion de format cylindrique est illustrée à la **figure 1.2 a)**.

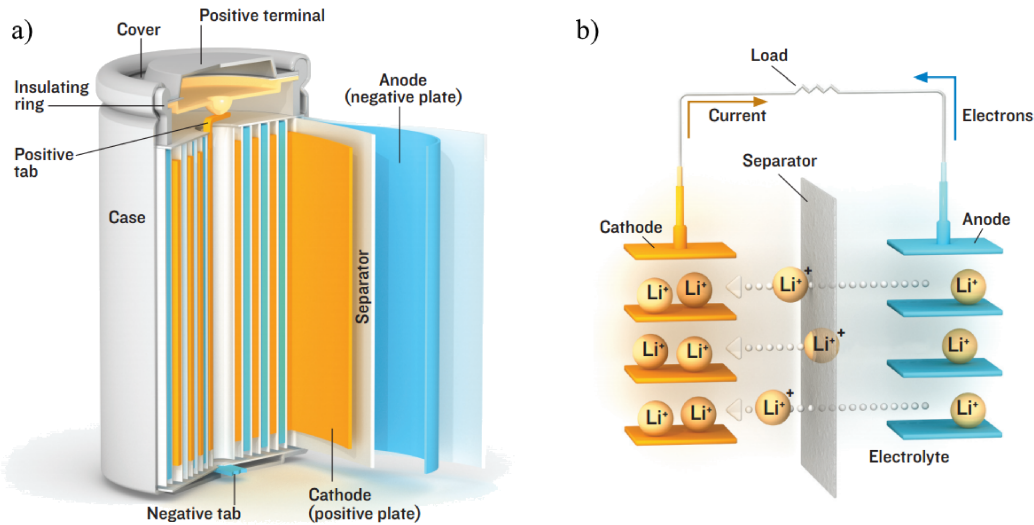


FIGURE 1.2 – a) Anatomie d'une cellule Lithium-ion [2], b) Mécanisme de transport des ions de lithium [2]

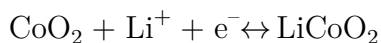
Les cellules sont disponibles dans plusieurs formats pour mieux répondre aux demandes du marché. On distingue trois formats : les cellules prismatiques, les cellules en pochettes ou les cellules cylindriques. Dans les cellules cylindriques et prismatiques, les matériaux actifs sont enroulés à l'intérieur d'un boîtier robuste, qui confine l'expansion des électrodes, qui peut se produire avec le temps, et protège les matériaux actifs de bris mécaniques. Les cellules en pochettes quant à elle représente un forme plus primitive de cellule où les couches sont contenues dans une enveloppe flexible, ce qui les rend plus vulnérables lors de la manutention et demande un confinement mécanique supplémentaire. Une étude récente sur le comportement des batteries lithium-ion lors de collision de VÉ conclut que dans les batteries faites de petite cellules cylindriques sont plus sécuritaires que celles faites de cellules en pochettes due à une plus faible propagation de l'emballement des cellules en raison d'une plus faible surface de contact entre les éléments cylindriques et

une énergie totale dissipée lors d'une défaillance moindre [46]. Les technologies de fabrication des cellules de petit format sont plus fiables et matures que pour les formats plus gros, en plus d'avoir des coûts de production plus compétitifs due à leur production de masse [35], puisqu'elles peuvent être utilisées dans un plus grand nombre d'applications.

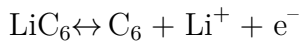
Typiquement, un accumulateur lithium-ion se compose d'une anode de carbone, d'une cathode d'oxyde métallique, d'un électrolyte et du séparateur (**fig. 1.2 b**). Les matériaux actifs de l'anode et de la cathode forment une couche mince à la surface de feuillards métalliques qui agissent comme collecteurs de courant dans la cellule. Le séparateur empêche le contact entre les électrodes, tout en demeurant perméable aux échanges ioniques. Une défaillance du séparateur peut entraîner la destruction de la cellule de manière catastrophique [47]. Le transfert des ions se fait dans l'électrolyte, un sel de lithium en solution dans un solvant organique [13].

Lors de la décharge, les électrons sont libérés de l'électrode négative à l'électrode positive par le circuit électrique, fournissant la « force électro-motrice ». Afin de maintenir la neutralité électrique du système, les ions de lithium migrent de l'anode à la cathode à travers l'électrolyte. Ce phénomène engendre une réactions électro-chimique qui se produit simultanément à l'anode, les ions quittant la cathode pour former des oxydes stables à l'anode. Un potentiel électrique se développe alors entre les bornes. Ce processus s'inverse en fournissant de l'énergie à l'accumulateur, processus que l'on nomme recharge, car les charges seront stockée sous forme d'ions intercalés dans la matrice de carbone. Dans le cas d'une anode formée d'une anode d'oxyde de Cobalt (LiCoO_2), les réactions seront les suivantes [48] :

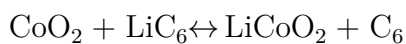
— Réaction à l'anode



— Réaction à la cathode



— Réaction totale



L'énergie contenue dans une cellule est proportionnelle à la quantité d'ions, ou charges, disponibles pour que les réactions chimiques puissent se produire. On nomme cette valeur l'état

de charge, usuellement appelé SOC, de l'anglais *State of Charge*. La relation qui lie le potentiel de la cellule en circuit ouvert V_{oc} et le SOC est propre à chacune des chimies, et n'est pas forcément linéaire ou proportionnelle [3, 4], tel qu'illustré à la **figure 1.3**. Les cellules Lithium Nickel-Manganèse-Cobalt (NMC) auront une pente plus marquée, mais une tension globalement plus élevée, contrairement à la chimie Lithium Fer-Phosphate (LFP) qui aura une chute de potentiel très faible, voire nulle, entre 20% et 80% d'état de charge.

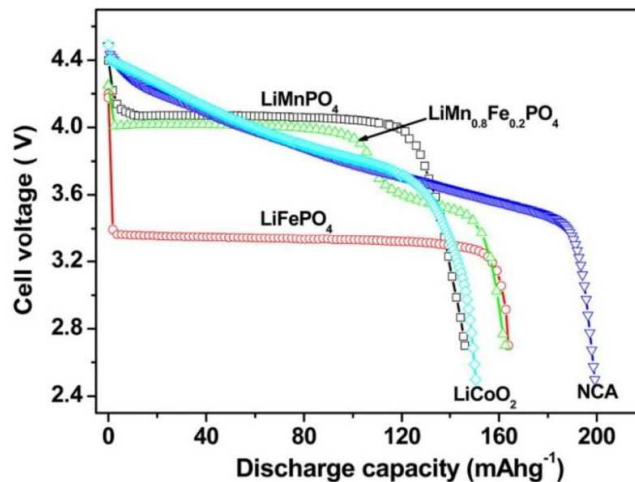


FIGURE 1.3 – Potentiel de circuit ouvert de quelques chimies li-ion, en fonction leur capacité de décharge [3, 4]

Les métaux les plus utilisés dans les oxydes de lithium de la cathode sont : le manganèse, le nickel et le cobalt [43]. Le lithium-fer-phosphate (LiFePo4) et le sulfure de lithium se rajoutent à cette liste. Chacun de ces éléments a des propriétés électrochimiques légèrement différentes qui peuvent être combinées selon une recette propre à chaque constructeurs. La **figure 1.4** compare les caractéristiques qualitatives de différentes chimies de cathodes. On y retrouve le Lithium-Nickel-Cobalt-Aluminium (NCA) ; qui a une excellente durée de vie mais comporte des enjeux de sécurité ; le Lithium-Nickel-Manganèse-Cobalt (NMC), qui se comporte bien dans l'ensemble des aspects, en plus d'avoir une excellente densité d'énergie. Les cathodes contenant du manganèse demeurent néanmoins plus sensibles aux variations de l'état de charge et de température que les autres chimies [49]. Ensuite, on retrouve le Lithium-Fer-Phosphate (LFP ou LiFePo4), que l'on apprécie pour sa bonne durée de vie et sa stabilité, mais dont la densité énergétique reste faible ; le Lithium-Manganèse de structure Spinel (LMO) ; et le Lithium-Titanate (LTO). La chimie NMC

a été sélectionnée pour ce travail pour ses bonnes performances et sa fiabilité.

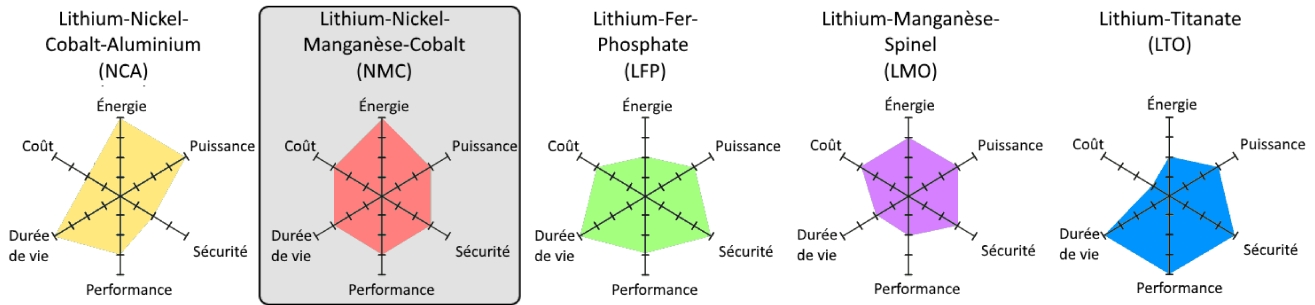


FIGURE 1.4 – Comparaison des différentes chimies de Lithium [5]

1.2.1 Vieillessement

Le vieillissement est l'ensemble des processus de détérioration des propriétés électrochimiques d'un accumulateur, causé par une dégradation au niveau de l'anode, de la cathode, de l'électrolyte ou du séparateur.

Concrètement le vieillissement se manifeste par une perte de capacité et une augmentation de la résistance interne de la cellule [50]. La **figure 1.5** illustre la perte de capacité après plusieurs cycles d'utilisation [6].

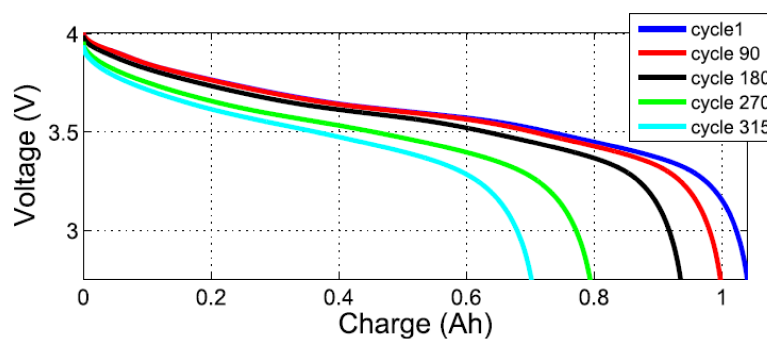


FIGURE 1.5 – Capacité relative d'une cellule en fonction du vieillissement cyclique [6]

L'exfoliation, l'apparition de micro-fissures des matériaux, les changements dans la microstructure et l'accroissement de la couche interface solide électrolyte (SEI) sont autant de phénomènes qui affectent les réactions chimiques, rendant le déplacement des ions plus difficiles ou

diminuant la quantité de matériel actif disponible. Les principaux mécanismes sont rassemblés à la figure 1.6 [7].

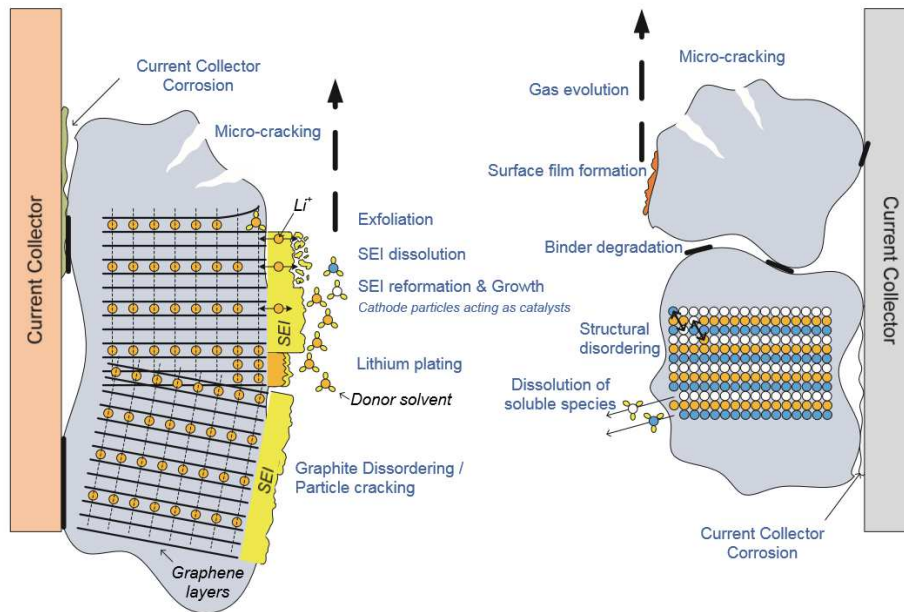


FIGURE 1.6 – Principaux mécanismes de vieillissement d’une cellule lithium-ion [7]

La température élevée facilite l’apparition des réactions secondaires comme la corrosion qui contribue à la perte de l’inventaire de lithium, phénomène amplifié par un état de charge élevé [51].

La profondeur de décharge (DOD), la température T , le courant I et la quantité totale de Coulombs ou Ampères-heures (Ah) débités sont autant de facteurs qui affectent le vieillissement des batteries, entraînant une diminution d’autonomie, une augmentation de la chaleur générée et une diminution de la puissance, tel que l’illustre le schéma de la **figure 1.7**.

On identifie deux types de vieillissement : le calendaire et le cyclique. Contrairement à la pensée populaire, le vieillissement se produit même au repos. On nomme ce phénomène vieillissement calendaire, directement fonction du temps, de la température d’entreposage et du SOC. Le vieillissement cyclique est associé au passage du courant et s’apparente à la fatigue mécanique puisque la micro-structure des électrodes sera altérée par le déplacement des ions [52]. Le calcul de l’évolution des propriétés électriques sera couvert plus en détail à la section 1.5. La **figure 1.8** illustre l’évolution du spectre de l’impédance en fonction du nombre de cycles et du nombre de

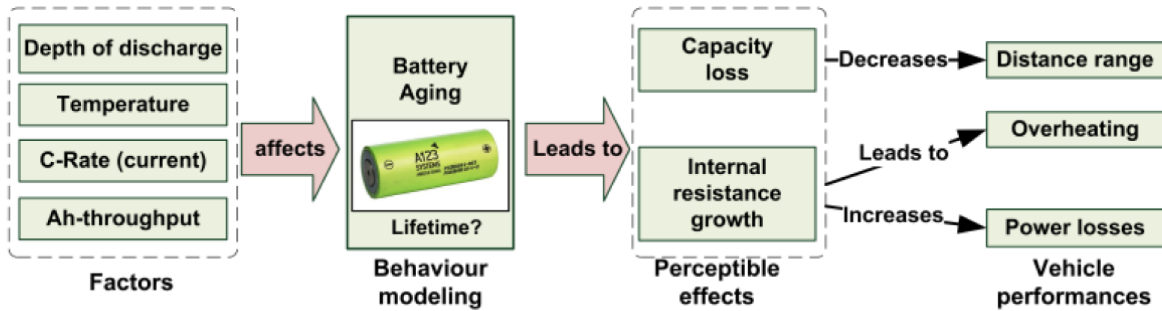


FIGURE 1.7 – Schématisation du vieillissement des cellules [8]

mois d'entreposage. Même si ces données ont été obtenues d'une autre chimie que le NMC, la méthodologie de caractérisation et les tendances restent valides [53].

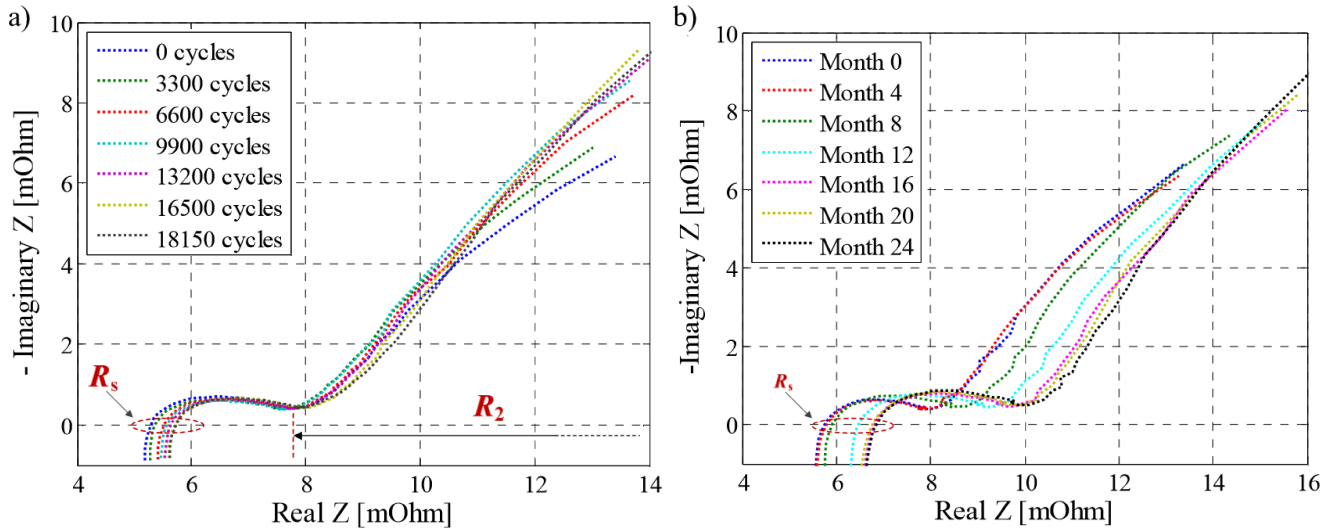


FIGURE 1.8 – Spectre d'impédance d'une cellule en fonction : a) du nombre de cycles ; b) du temps [9]

Les pointes de courant semblent avoir un certain effet sur le vieillissement car cela cause un relâchement rapide d'énergie [51]. Un courant de recharge important accélère le phénomène de plaquage de lithium [7], et peut même causer la croissance dendritique à basse température [54]. Les batteries doivent être maintenues à l'intérieur d'une plage de température précise afin de minimiser les réactions de dégradation, comme l'illustre la **figure 1.9**.

Les variations des propriétés internes des cellules dues aux procédés de fabrication expliquent en partie les écarts de durée de vie qui existent d'une cellule à l'autre [55]. Il a été observé

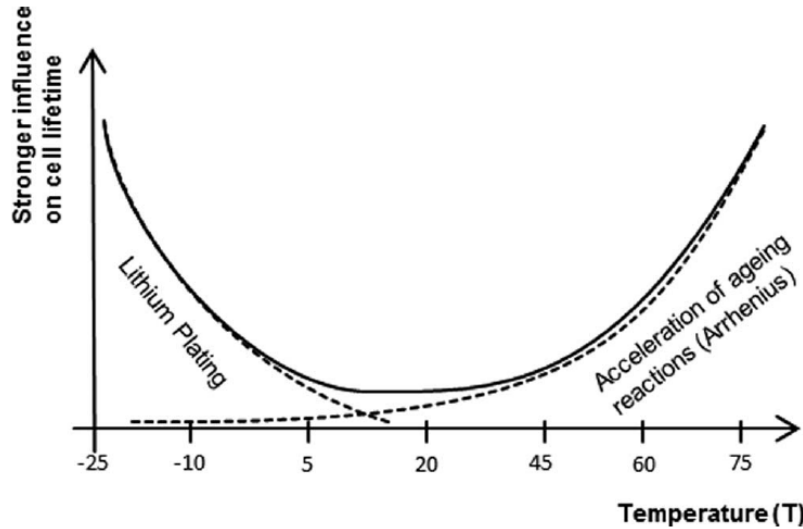


FIGURE 1.9 – Influence de la température sur la dégradation des batteries [10]

qu'une cellule vieillira plus rapidement lorsque le courant demandé comporte une composante alternative, dont la fréquence semble influencer le dommage à la cellule [56]. Malheureusement, les causes de ce phénomène restent encore inexpliquées [56]. Typiquement on définira qu'un accumulateur a atteint la fin de vie utile lorsqu'on mesure une augmentation relative de la résistance interne du double de sa valeur initiale ou que la capacité tombe sous 80% de sa capacité originale [57]. Cependant, il n'existe pas de manière standardisée de définir l'état de santé (SOH).

Une méthodologie de vieillissement avancé pour observer le vieillissement calendrier et le vieillissement cyclique, similaire aux travaux de [58], a été développée par [59].

1.2.2 Analyse de coût

Devant cette demande, le prix et les performances des batteries au lithium n'ont cessé de s'améliorer. D'ailleurs, le département américain de l'énergie (DOE) a fixé le coût de production des batteries au lithium à 125\$/kWh, objectif à atteindre d'ici 2022 [11]. Grâce à cela, on réussit de nos jours à concevoir des VÉ pratiquement aussi performants que les véhicules traditionnels et les constructeurs commencent à proposer des véhicules à prix comparables, ce qui s'explique par les efforts de réduction du coût des batteries, comme l'illustre le graphique de la **figure 1.10**.

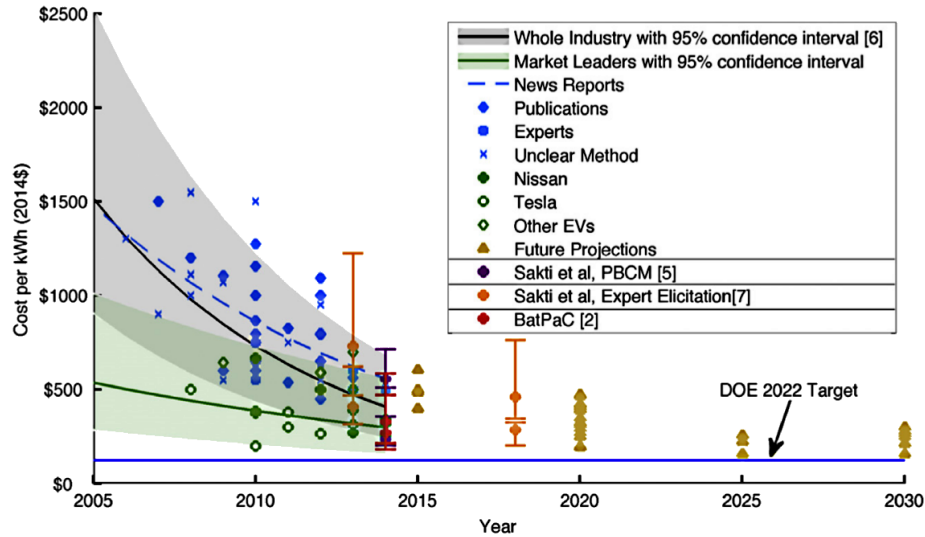


FIGURE 1.10 – Évolution et projection du coût des batteries lithium-ion [11]

Les principaux contributeurs au coût de fabrication d’une cellule au lithium sont les composants mécaniques de l’emballage et des pôles, comme l’illustre la **figure 1.11**. Contrairement à ce qu’on peut penser, le lithium ne représente qu’une petite partie du coût total d’une cellule lithium-ion. Une augmentation de 200% du prix du lithium aurait un impact d’au plus 10% sur le coût total d’une cellule [11]. Augmenter la quantité de matériel actif par cellule, en modifiant légèrement le format des cellules sans augmenter les coûts de l’assemblage semble l’avenue la plus prometteuse pour diminuer les coûts de production par kWh. Si on se fie à [11], la chimie NMC de format cylindrique semble la plus prometteuse au niveau de l’atteinte des projections de 125\$/kWh fixées par le DOE, comme l’illustre la **figure 1.11**, où le format de base de l’étude est le 18650 et le format optimiste est le 21700, légèrement plus volumineux.

1.2.3 Assemblage électrique

Longtemps la tendance a été d’augmenter la taille des accumulateurs pour en augmenter la capacité unitaire. Cependant, cela amène des enjeux de sécurité, de production et de fiabilité. De nos jours on préférera opter pour des SAE composés d’un plus grand nombre de plus petits éléments, ce qui permet de mitiger les risques et l’ampleur des dégâts lors d’événements catastrophiques. En plus des aspects liés à la sécurité, les cellules de petite taille sont plus faciles à intégrer

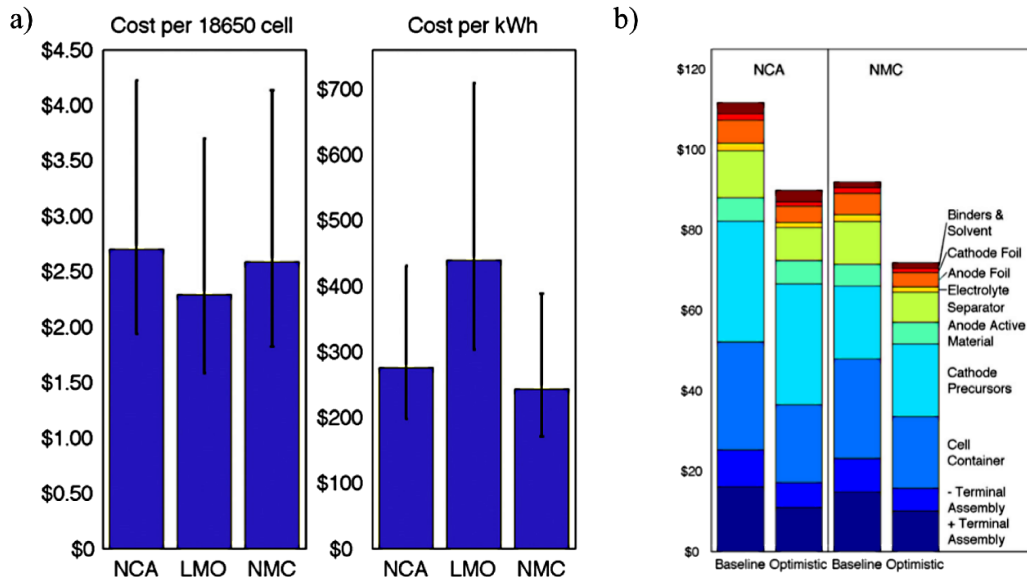


FIGURE 1.11 – a) Comparaison du coût de différentes chimies par cellule et par kWh [11] b) Répartition du coût des composants par kWh [11]

dans les SAE, sont plus faciles à refroidir [31]. Dans les cas de conception où le volume est une contrainte, on préférera les cellules de petit format avec lesquelles il est plus facile de maximiser l'utilisation de tout l'espace disponible [35]. Cependant, l'utilisation de cellules de petit format augmente le nombre de soudures et de probabilités de défaillance, par rapport aux SAE faits de cellules de plus grande taille [31].

Ces cellules sont assemblées ensemble pour former des modules, un sous-assemblage mécanique et électrique. Ceux-ci sont ensuite assemblés en bloc batterie, ou SAE, assemblage global qui inclut les systèmes de gestion thermique et électrique. La **figure 1.12** illustre les composantes d'un SAE pour un assemblage constitué de cellules cylindriques.

Une bonne intégration des cellules dans les SAE est critique dans l'optimisation du coût, de la performance et de la vie des SAE [31]. Une analyse exhaustive des défis d'assemblage et des coûts associés est présentée dans [35]. L'arrangement électrique d'un SAE est probablement l'aspect qui a le plus d'influence sur les performances d'un système. Le nombre de cellules placées en série dictera la tension du système, alors que le nombre en parallèle affectera le courant disponible. Le lien électrique se fait par des pièces conductrices, les collecteurs de courant, soudés directement

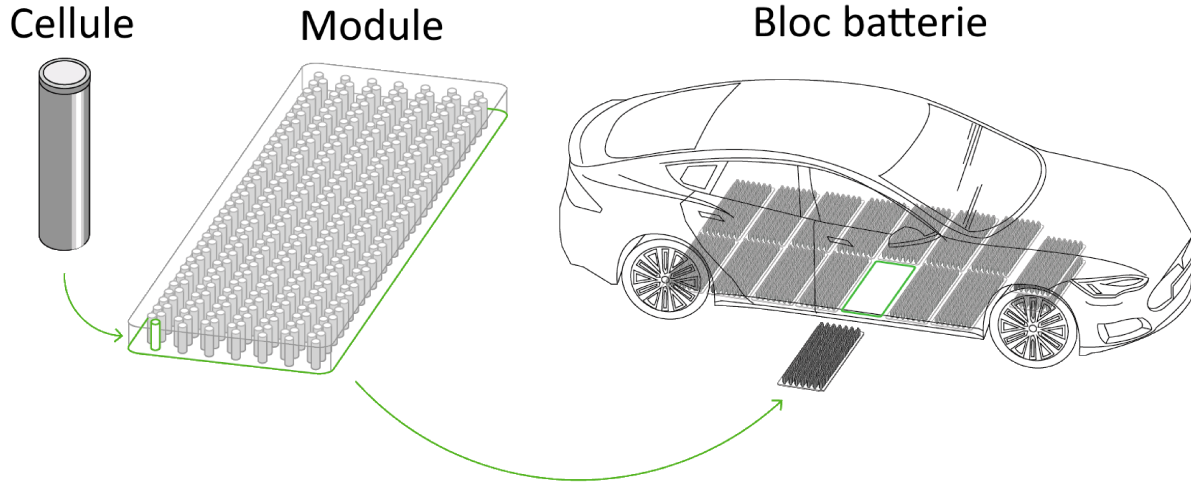


FIGURE 1.12 – Décomposition d’un bloc batterie de véhicule électrique (*Adapté de [12]*)

aux pôles des cellules. Dans un monde idéal toutes les cellules devraient avoir une capacité et une résistance interne identiques. Or, il existe une variation des propriétés d’une cellule à l’autre qui occasionnent certains problèmes. Dans tous les cas, la capacité de la batterie sera limitée par celle de la cellule la plus faible [60]. L’équilibrage des SOC à l’aide d’un dispositif électronique pallie généralement à ce problème dans un assemblage en série.

1.2.4 Gestion électrique

Tout SAE lithium-ion dispose de son propre système de gestion électronique, le *Battery Management System* (BMS), le système nerveux du SAE. Ce système d’acquisition et de rétroaction mesure la tension des branches en série, le courant débité et la température, illustrés par les flèches bleues de la **figure 1.13**. Il s’assure que les cellules opèrent à l’intérieur des limites de leurs spécifications. Il peut prendre certaines actions correctives, comme ouvrir les relais ou équilibrer l’état de charge des cellules, pour assurer le bon fonctionnement du SAE. Il s’assure aussi que la température n’excède pas la température d’emballement thermique des cellules.

Le SOC et le SOH sont des quantités relatives estimées à partir à l’aide de modèles comportementaux embarqués dans un processeur, corrigés par la mesure des propriétés des batteries (V, I, T) L’estimation du SOC et du SOH d’un SAE est un domaine de recherche en soi, qui

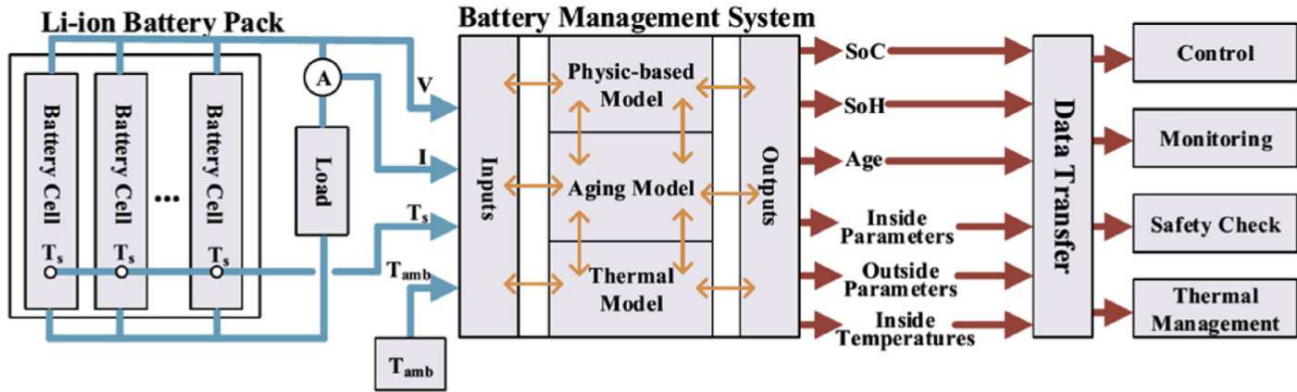


FIGURE 1.13 – Topologie typique d'un BMS [13]

s'appuie sur des modèles similaires à ceux présentés dans le présent travail, mais dont l'approche est différente. Les filtres de Kalman sont couramment utilisés pour corriger l'erreur d'estimation des modèles dans les BMS [61, 62, 63, 64].

L'autre fonction principale du BMS est d'égaliser les états de charges des cellules, causées par les variations de capacités entre les cellules d'un SAE. Plus cette variation est importante, plus les efforts d'égalisation (communément appelé balancement) seront importants. Typiquement, le BMS dissipera l'énergie excédentaire des cellules les plus chargées pour niveler les états de charge des branches [40].

1.2.5 Enjeux de sécurité

Les cellules Lithium-Ion ont mauvaise presse pour le grand nombre d'incidents catastrophiques hautement publicisés qui ont eu lieu au cours des dernières années [65]. Néanmoins, un bon plan de mitigation et certaines pratiques de conception peuvent réduire la fréquence et la gravité de ces incidents. C'est principalement l'inflammabilité de l'électrolyte qui pose des enjeux de sécurité et cause la plus grande part des dommages [66]. Les modes de défaillance principaux sont : la défaillance du séparateur, une température trop élevée menant à l'emballement thermique (TRA) du matériel actif, les courts circuits causés par la croissance dendritique du lithium ou par des objets contondants [34, 67, 66].

1.2.6 Gestion thermique

Le refroidissement des batteries est nécessaire pour maintenir les cellules à l'intérieur de leur plage d'opération optimale et éviter les conditions menant à un TRA. Une batterie bien refroidie vieillira moins vite même si le courant qui la traverse est important, comme par exemple lors d'une recharge rapide [68].

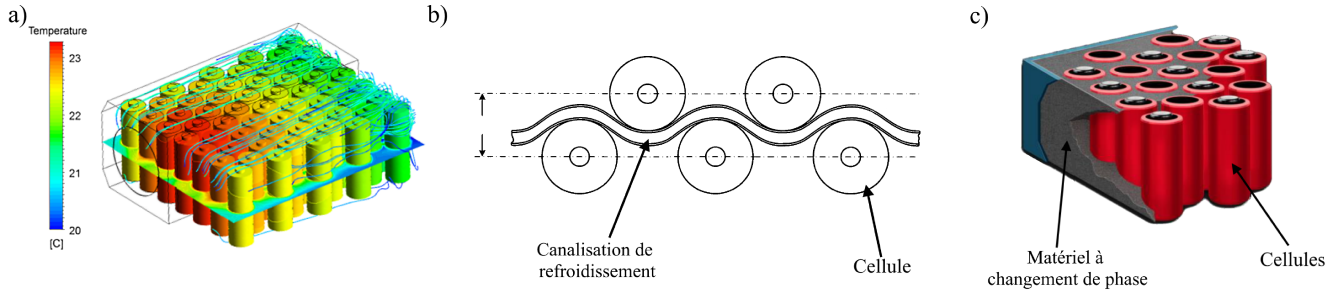


FIGURE 1.14 – Méthodes de refroidissement : a) Air forcé [14], b) Liquide [15], c) Matériau à changement de phase (PCM)

On peut classer les méthodes de gestion thermique en 3 catégories : air, liquide et solide [69], illustrée à la **figure 1.14**. Les échanges thermiques peuvent être faits par convection naturelle ou forcée, le premier ayant un coefficient de transfert de chaleur bien inférieur. Le refroidissement des batteries par air forcé a été couvert par [70] et [71]. Ce type de refroidissement, quoiqu'il soit peu onéreux et léger, a le désavantage de consommer de l'énergie lorsqu'on utilise des ventilateurs pour forcer la convection. De plus, le refroidissement est difficilement homogène dans le bloc batterie, les cellules près des entrées d'air étant toujours plus froides, donnant lieu à des variations importantes de température entre les cellules. Le refroidissement liquide, typiquement à l'eau ou avec mélange eau-glycol est plus efficace, mais a les mêmes désavantages, en plus d'être plus lourd que l'air. La capacité thermique et le coefficient de convection des liquides est cependant plus efficace que celle des gaz, ce qui en fait une meilleure solution pour évacuer la chaleur. L'avantage d'un système de refroidissement liquide est le haut taux de transfert de chaleur de la cellule vers le fluide de refroidissement. La grande capacité thermique du liquide et la bonne conductivité des canalisations permet un échange efficace de la chaleur générée dans la cellule vers le milieu ambiant. Il est même possible d'abaisser la température du fluide de refroidissement sous la température ambiante à l'aide d'un système de climatisation, pour maximiser l'échange thermique. À cause des risques de

court-circuit et de corrosion, le refroidissement liquide demande un effort de conception supplémentaire. Néanmoins, Tesla a rendu disponible un brevet [15] pour un système de refroidissement par circulation de liquide dans des canalisations plates insérées entre les cellules, illustré à la **figure 1.14 b)**. Le refroidissement passif offre plusieurs avantages, tel qu'une répartition plus homogène de la température, par la dissipation de la chaleur dans un milieu solide [72]. Il peut être combiné aux autres méthodes de refroidissement.

Les phénomènes de propagation de chaleur par conduction en milieu solide sont plus prévisibles et linéaires qu'en milieu fluide ce qui facilite la mise en oeuvre de ce genre de système [73]. Cependant ils augmentent la masse du SAE. Parmi les matériaux de refroidissement passifs, les matériaux à changements de phases (PCM) sont les meilleurs pour minimiser l'augmentation de température dans un bloc batterie [69]. Les travaux de [74] ont démontré expérimentalement qu'un système de refroidissement par convection forcée n'arrive pas à maintenir la température d'une batterie constante aussi bien que les matériaux à changements de phases. De plus, les systèmes de refroidissement passif comme le PCM ont l'avantage de ne pas consommer d'énergie.

1.2.7 Fiabilité

La disparité des paramètres internes des cellules peuvent mener à des problèmes dans les assemblages multi-cellules [40]. L'épaisseur de la couche de matériel actif, sa pureté, les proportions du mélange, la composition de l'électrolyte, la porosité de l'anode de carbone sont autant de paramètres influençant la capacité et l'impédance d'une cellule [55]. Toute fluctuation du procédé de fabrication ou de la source d'approvisionnement pourra causer des variations dans les caractéristiques des cellules. C'est pour cette raison que les cellules d'une même production sont typiquement séparées en lots de propriétés similaires.

On peut augmenter la fiabilité d'une batterie en augmentant le nombre d'éléments en parallèle qui la compose, ce qui aura pour effet de minimiser l'impact des mauvaises cellules [35]. La disposition mécanique et le choix de l'arrangement électrique ont un très grand impact sur la durée de vie et la performance des SAE.

- On peut conclure quelques recommandations générales quant à la fabrication d'un SAE :
- Pour augmenter la durée de vie d'un SAE il est important de minimiser les facteurs de stress [41], comme les courants ou la température ;
 - On doit considérer un facteur de sécurité élevé sur le courant et la capacité aura pour effet de réduire la profondeur de décharge et ainsi limiter l'usure ;
 - On préférera utiliser un grand nombre de petites cellules plutôt qu'un nombre moindre de cellules de plus grande taille pour augmenter la fiabilité [41] ;
 - La fabrication de SAE devrait se faire avec les cellules de la meilleur qualité disponible [41], ayant la plus faible variance des propriétés [75].

1.3 Modélisation des batteries lithium-ion

Un modèle est une représentation mathématique simplifiée d'un phénomène physique. Les modèles permettent de prédire le comportement d'un système et d'observer des phénomènes parfois impossibles à mesurer dans la réalité. Par exemple, avec un modèle on peut rapidement simuler plusieurs années du cycle de vie d'un produit en quelques minutes. Ceci évite de devoir construire des prototypes physiques et de se lancer dans une campagne expérimentale onéreuse. Essentiel à l'ingénierie prédictive, l'établissement d'un modèle qui tiens compte des aspects d'intérêts de manière le plus fidèle est essentiel pour répondre à certaines questions d'ingénierie. Une revue des différentes méthodes de modélisation des batteries a été faite par [76].

Un modèle peut être grossier ou fin, son niveau de détail dépendant du problème à résoudre. Par exemple, pour modéliser l'effet du nombre et de l'emplacement des électrodes reliant les électrodes aux pôles de cellules cylindriques sur la distribution du courant et de température, [77] a développé un modèle électrique, thermique et électrochimique de grande résolution. La problématique de la modélisation des batteries a premièrement été abordée par des chimistes [78, 79]. Ainsi, plusieurs études réalisées dans ce champ d'études se basent sur des équations tirées de l'étude thermodynamique des réactions chimiques dans une cellule [80]. Bien que de grande qualité pour les fabricants de cellules, ce genre de modèle est trop précis pour la conception de

haut-niveau de SAE.

Ainsi, des modèles ont été développés pour représenter le comportement macroscopique d'une batterie, qui se décline en trois types : l'électrique, le thermique et le vieillissement. Plusieurs familles de modèles ont été développés, chacune répondant à des besoins particuliers. Les familles de modèles sont :

- Mathématiques ;
- Stochastique ;
- Analytiques ;
- Électro-chimique ;
- Circuits électriques équivalents ;
- Réseaux de neurones.

On distingue trois champs d'études dans la modélisation des batteries :

- le comportement électrique ;
- le vieillissement ;
- la thermique.

Les deux propriétés principales d'une batterie sont sa tension V_{nom} et sa capacité Q_{cell} en Ah. Le produit de ces deux valeurs est une mesure de la quantité d'énergie contenue dans la batterie. Dans une source de tension idéale, la tension devrait demeurer constante en tout temps, jusqu'à ce que la batterie soit complètement déchargée, et ce peu importe la demande de courant [17]. Ainsi l'autonomie d'une batterie devrait pouvoir se calculer directement par l'**équation 1.1**, où t_{auto} est le temps de décharge et I est le courant demandé.

$$t_{auto} = \frac{Q_{cell}}{I} \quad (1.1)$$

Or, les batteries au lithium n'adoptent pas un comportement idéal car leur tension ne reste pas constante tout au long de la décharge. On a longtemps estimé l'autonomie réelle d'une batterie par la loi de Peukert (**eq. 1.2**). Le $b > 1$ est une constante propre à chaque batterie, tenant compte de la diminution de la capacité en fonction du courant débité et doit être obtenus

expérimentalement.

$$t_{auto} = \frac{Q_{cell}}{I^b} \quad (1.2)$$

La relation de Peukert (**eq. 1.2**) ne tient pas compte de la température, ni ne permet de calculer la tension de la batterie. C'est l'utilisation des batteries dans les appareils électroniques portables qui a amené les électrotechniciens à s'intéresser à la modélisation des batteries [19].

Le premier modèle mathématique exprimant le comportement électrochimique d'une batterie a été développé par Shepherd dans les années 1960 [79]. L'**équation 1.3** est notamment utilisé dans le modèle générique de batterie fourni dans MATLAB/Simulink® *SimPowerSystems* [81].

$$E = E_s - K \left(\frac{Q}{Q - it} \right) i + A \exp(-BQ^{-1}it) - Ri \quad (1.3)$$

où

- E : Potentiel de l'accumulateur
- E_s : Potentiel de l'accumulateur
- Q : Capacité de de l'accumulateur
- i : Courant
- R : Résistance interne
- A, B, K : Facteurs propre à la batterie

1.3.1 Modèles stochastique

L'approche stochastique développée principalement par [16, 82] est basée sur l'utilisation de chaînes de Markov à temps discret. Dans ce modèle probabiliste, la chaîne compte $N + 1$ étapes, numérotées de 0 à N , tel qu'illustré à la **figure 1.15**. N est le nombre d'unités de charge directement disponible pour un cas d'usage continu [17]. Pour chaque pas de temps discret, une unité de charge est consommée avec une probabilité $a_1 = q$ ou récupérée avec une probabilité $a_0 = 1 - q$. La batterie sera considéré vide lorsque l'état 0 sera atteint.

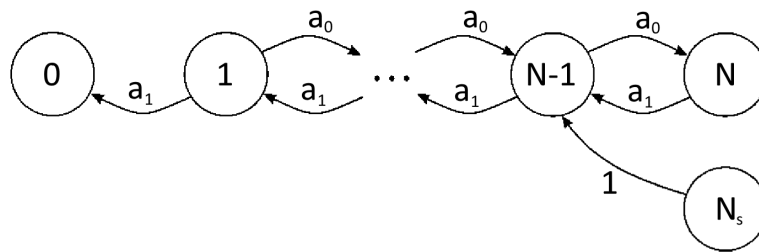


FIGURE 1.15 – Modélisation de batterie par chaîne de Markov [16]

Malgré des efforts de complexifications par [82], la modélisation par chaîne de Markov est trop simpliste pour bien représenter tous les phénomènes physiques dans une batterie de forte puissance (thermique, vieillissement, etc...). Cependant cette méthode peut s'avérer suffisante pour le dimensionnement d'accumulateur pour les appareils électroniques portables.

1.3.2 Modèles analytiques

La représentation de la cinétique non-linéaire des batteries par équation différentielle a fait l'objet de travaux de recherche au début des années 1990 par Manwell et McGowan [83, 84]. Ce modèle est mieux connu sous le nom de *Kinetec Battery Model* (KiBaM). On le qualifie de cinétique car il se sert des principes de la cinétique des réactions chimiques comme base. Dans ce modèle basé sur une analogie hydraulique, les charges sont distribuées dans deux réservoirs : le réservoir des charges disponibles y_1 et celui des charges limitées y_2 [17] (**fig. 1.16**). Le courant débité $i(t)$ par la batterie correspond au débit de liquide à la sortie.

Rakhmatov et Vrudhula [85] ont développé un modèle basé sur la diffusion des ions de lithium dans l'électrolyte qui permet de prédire l'autonomie d'une batterie. Jongerden et Haverkot [17] ont dénoté des similarités entre le modèle de diffusion et le modèle cinétique, prouvant que le premier était en fait la représentation continue du second. Les modèles analytiques ne permettent pas d'estimer la chute de tension, ni le vieillissement, ni la génération de chaleur. Ceci rend ce type de modèle inadéquat pour être utilisé pour autre raison que l'estimation de la capacité d'une batterie. Cependant, l'analogie hydraulique est une représentation intéressante pour la compréhension

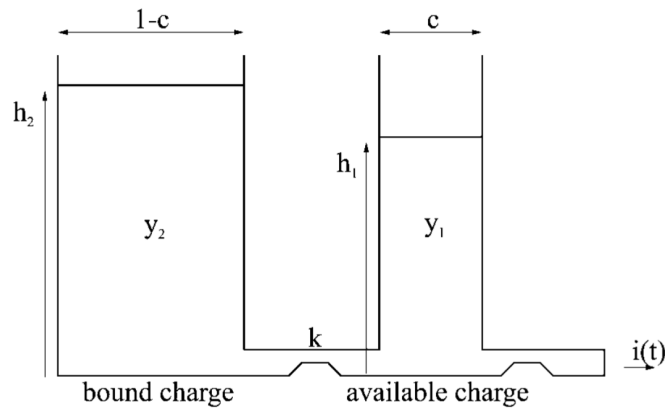


FIGURE 1.16 – Modèle cinétique de batterie (KiBaM) [17]

des concepts et l’enseignement de la science des batteries.

1.3.3 Électro-chimiques

Les modèles électrochimiques sont les plus sophistiqués et s’appuient sur la cinétique des réactions chimiques et les équations de transport [17]. Ils peuvent pour simuler les caractéristiques et les réactions d’une cellule avant même sa fabrication. Le modèle Pseudo-deux-dimension (P2D) et le modèle de particule unique figurent parmi les plus populaires de cette catégorie [13]. Selon Jokar et al. [13], un système de BMS qui serait basé sur un modèle électrochimique aurait des avantages significatif sur ceux basés sur des modèles empiriques.

Modèles de particules (PM)

Le modèle électrochimique de particule est basé sur deux principes. Premièrement, chaque électrode est modélisée comme une particule sphérique à l’intérieur de laquelle les processus d’intercalation et de désintercalation se produisent. Dans ce modèle, les variations de potentiel ou de concentration de l’électrolyte sont ignorées. Le modèle de particule unique (SPM), **figure 1.17 a)** a une réponse beaucoup plus rapide que le modèle d’électrode poreuse (PEM), mais n’arrive pas à bien représenter les décharges à fort courant [13]. Le modèle de particule multiple (MPM), **fig. 1.17 b)** a été proposé pour tenir en compte la dimension et la résistance de conduction variable

des particules de l'oxyde de la cathode, principalement pour les batteries LiFePO_4 [86, 87, 88].

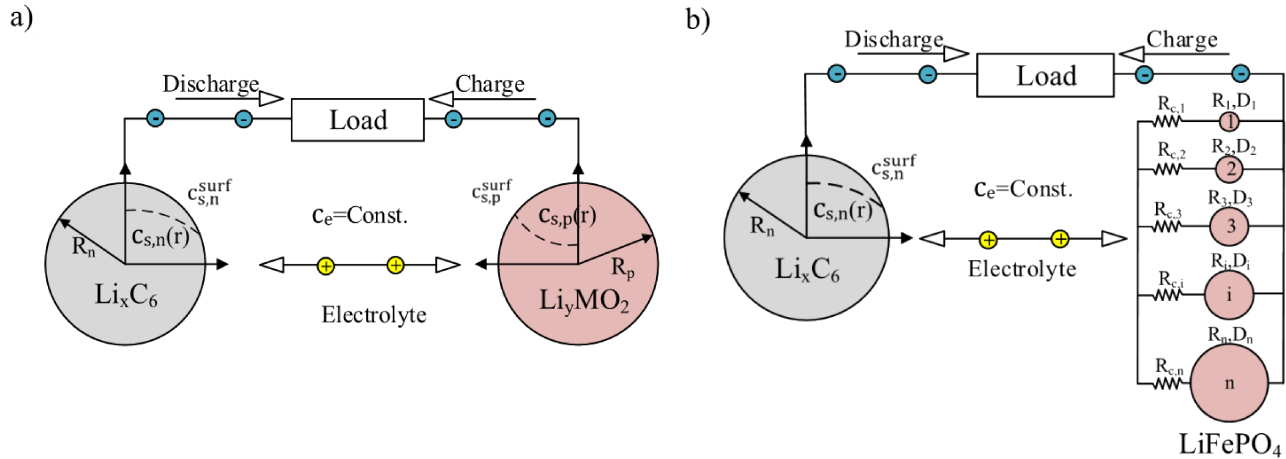


FIGURE 1.17 – Modèle de particule : a) unique, b) multiple [13]

Modèle de l'électrode poreuse

Le PEM (**fig. 1.18**), est une évolution du SPM tenant compte de la variation du potentiel et de la concentration. Le PEM s'appuie sur les équations cinétiques, les théories de la concentration des solutions et la théorie des électrodes poreuses [13, 89, 90]. Ce modèle est principalement utilisé pour étudier la densité de courant local à l'intérieur des cellules lithium-ion [91] avec des résultats proches de l'expérimental [92]. Il capture la dynamique de diffusion du lithium et la cinétique du transfert des charges. C'est un modèle rigoureux et précis, mais nettement trop lourd pour les capacités de calcul d'un système embarqué [93].

Les modèles physiques peuvent être théoriques analytiques ou électrochimiques. Une connaissance approfondie des matériaux et des propriétés internes de la construction de la cellule, rarement fournies par les fabricants de batteries, est nécessaire à la construction de ces modèles. Ils sont complexes et difficiles à mettre en œuvre [76].

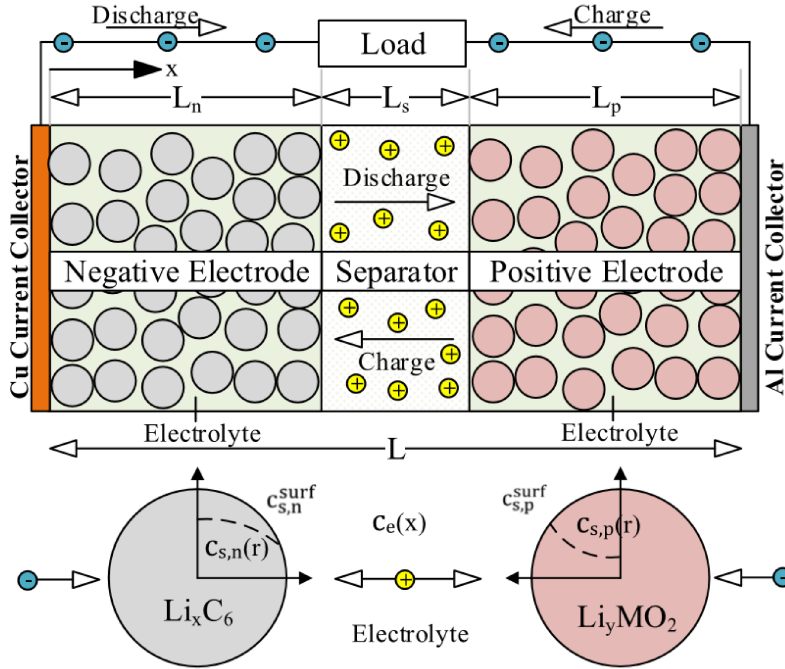


FIGURE 1.18 – Modèle de l'électrode poreuse (PEM) [13]

1.3.4 Circuits électriques équivalents.

Les modèles empiriques, tel que les circuits électriques équivalents et les réseaux de neurones, sont communément utilisés dans les BMS dans l'industrie électronique et automobile [94, 95, 8].

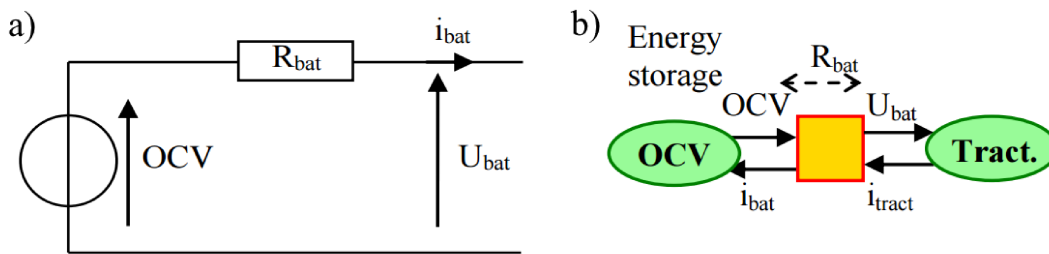


FIGURE 1.19 – a) Circuit électrique équivalent [18], b) Représentation énergétique macroscopique d'un système électrique [18]

Le modèle de circuit électrique équivalent est le plus couramment utilisé dans la littérature [96, 81], parce qu'il est plus facile à mettre en œuvre que d'autres méthodes [17]. Le schéma général du circuit électrique équivalent (**fig. 1.20**), tel que proposé par [20]; adapté de [19], se divise en

deux sections : le circuit équivalent de l'énergie et le circuit équivalent de la réponse transitoire. Il est formé d'une source de tension variable en fonction de l'état de charge V_{oc} , d'une résistance R_{DC} pour capturer les effets résistifs et d'un condensateur C_n branché en parallèle avec une résistance R_n pour capturer les effets de polarisation transitoires, et peut même inclure une résistance de fuite R_{sdis} . Tant R_n que C_n peuvent être dépendants de la température et de l'état de charge (**fig. 1.21**) [97, 21]. Une étude exhaustive des conditions influençant la résistance interne est présentée dans [98]. La précision temporelle du modèle peut aussi être ajustée selon l'application, un circuit d'ordre zéro sera suffisant pour la majorité des cas de dimensionnement. C'est une configuration couramment utilisée dans le modèle électrique notamment par [99, 100, 101, 102].

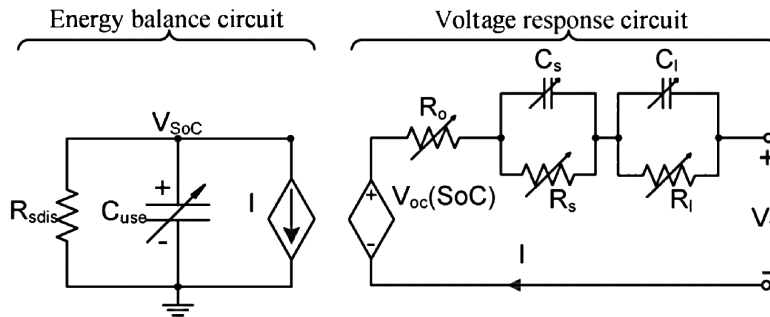


FIGURE 1.20 – Modèle de circuit électrique équivalent [19, 20]

Tant R_n que C_n sont dépendants de la température et de l'état de charge. Cependant, les valeurs de données R_0 , R_n et C_n , où n est égal à l'ordre du filtre RC, ne sont valides qu'au moment où elles ont été mesurées car il est attendu qu'elles changent en fonction du vieillissement de la cellule, tel qu'expliqué à la section 1.2.1.

$$R_n = f(SOC, T) \quad (1.4)$$

$$C_n = f(SOC, T) \quad (1.5)$$

Les propriétés électriques des cellules dépendent de la direction du courant, c'est-à-dire que la batterie ne réagira pas de la même façon qu'elle soit en charge ou en décharge.

Le comportement transitoire lent peut être séparé du transitoire court avec un filtre RC

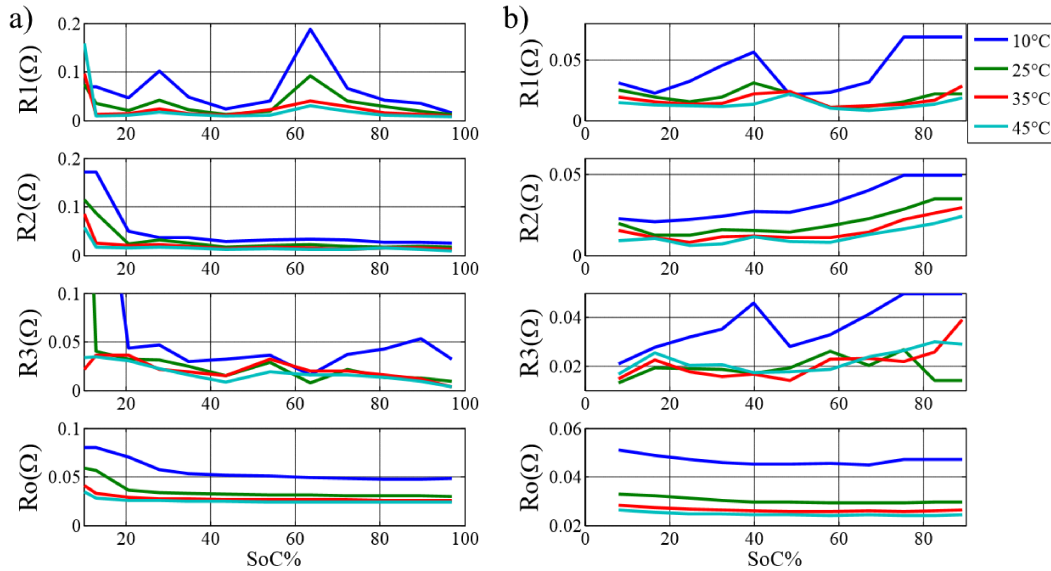


FIGURE 1.21 – Valeur des éléments résistifs du modèle en fonction de la température et de l'état de charge, a) en décharge, b) en recharge [21]

du 2e ordre [103]. La bande passante du modèle peut être augmentée en ajoutant des couples RC au détriment d'une complexité accrue et d'un plus grand temps de calcul [104, 81]. Il a été démontré que ce modèle a une bonne performance et permet une estimation adéquate de l'état de charge [105]. Or, celui-ci ne prend ni en compte la variation de l'état de charge, ni des effets de polarisation, ni de la température, ni du sens du courant ; mais simplement la relation entre le courant et la tension. D'autres préféreront utiliser des éléments à phase constante plutôt que des filtres RC afin de représenter plus fidèlement le spectre d'impédance des batteries [106]. Certains ajoutent un élément résistif à phase constante au circuit RC pour tirer profit des avantages des deux méthodes [107]. Le modèle RC de premier ordre peut être calibré à partir du spectre d'impédance de la cellule [98]. Une comparaison des méthodes de caractérisation par spectroscopie d'impédance et par échelon de courant [9].

On observe pour certaines chimies de cathodes, tel que LFP, un comportement asymétrique entre la charge et la décharge que l'on nomme hystérésis ; phénomène causé par une irréversibilité de la réaction chimique. Pour simplifier, certains modèles supposent une résistance interne différente selon la direction du courant [96]. Cependant, le gain qu'apporte ce niveau de détail est faible pour les applications de conception, mais s'avère particulièrement utiles pour la

simulation dynamique.

Typiquement, les paramètres sont extraits des courbes de décharge, tels que définis à la **figure 1.22**.

L'existence de ce plateau plus ou moins monotone permet de lier V_{OC} et SOC peut être approximée comme linéaire [108, 109]. Cette technique est suffisante lorsque le SOC se situe entre 20% et 90%, mais a un très grande erreur en dehors de cette plage ce qui limite son champ d'application.

Ainsi, on peut estimer la tension d'une cellule avec une bonne précision à l'aide des **équations 1.6 à 1.9**. Ce modèle tient compte de la chute de tension due à la résistance interne directe de la cellule.

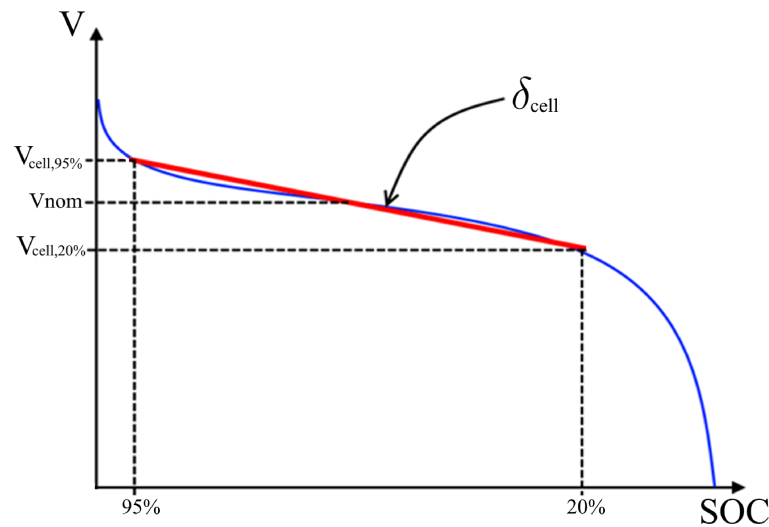


FIGURE 1.22 – Approximation linéaire de la tension

$$V_{cell} = V_{cell,20\%} + SOC \cdot \delta_{cell} - R_{cell}I \quad (1.6)$$

$$SOC = \frac{Q_{ini} - \int Idt}{Q_{cell}} \quad (1.7)$$

$$Q_{ini} = Q_{cell} \cdot SOC_{ini} \quad (1.8)$$

$$\delta_{cell} = \frac{V_{cell,95\%} - V_{cell,20\%}}{0.95 - 0.20} \quad (1.9)$$

Lorsque possible, la méthode d'interpolation à partir de courbes expérimentales reste encore la façon la plus précise d'obtenir une estimation de la tension en fonction de SOC proche de la réalité. La courbe de décharge est aussi fonction de la température, la capacité diminuant drastiquement à basse température, de même que la tension maximale [53].

1.4 Thermique

La génération de chaleur est attribuable à cinq phénomènes soit : la résistance de l'électrolyte, la résistance de l'anode et la résistance de la cathode ; qui sont irréversibles ; le changement d'entropie de l'anode et le changement d'entropie de la cathode ; qui sont réversibles [110]. Les réactions électrochimiques complexes qui s'opèrent dans les batteries ne sont pas toutes exothermiques [111]. La contribution des mécanismes de génération de chaleur résistifs, réversibles et irréversibles est illustrée dans le graphique de la **figure 1.23**.

La chaleur générée par les effets résistifs \dot{Q}_{joules} est typiquement donnée par l'équation 1.10. Cette équation générale est valide dans le cas où la résistance interne est considérée constante. L'**équation 1.11** permet d'approximer la perte de tension de la partie résistive de la cellule [28, 30].

$$\dot{Q}_{joules} = R_{cell} I^2 \quad (1.10)$$

$$\dot{Q}_{joules} = (V_t - V_{oc}) I \quad (1.11)$$

Le coefficient entropique dépend de l'état de charge, de manière non-linéaire, selon un

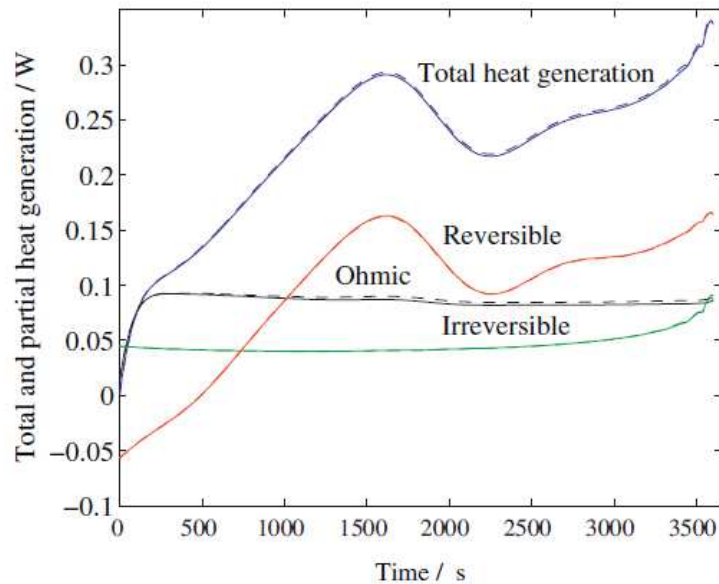


FIGURE 1.23 – Contribution des mécanismes de génération de chaleur [22]

profil propre à chaque chimie. En régime transitoire, il est important de considérer l'entropie dans le modèle de génération de chaleur et de ne pas simplement assumer les pertes Joule.

Puisque les propriétés des accumulateurs électrochimiques lithium-ion sont fortement dépendantes de la température. Les enjeux de vieillissement et de sécurité qui affligent les cellules lithium-ion à hautes températures ont poussé la recherche dans le domaine de la modélisation thermique des cellules et de leur refroidissement. Le nombre de modèles thermiques qui existent est presque aussi grand que le nombre de problématiques à résoudre. La méthode la plus populaire reste le modélisation par éléments finis, où le corps de la cellule ou du SAE est discrétisé spatialement en un nombre variable de nœuds et de mailles. Le nombre d'éléments et leur taille dépend de l'échelle et de la précision du problème. Par exemple, le modèle de la **figure 1.24 b)** a été réalisé pour visualiser précisément la distribution de chaleur à l'intérieur d'une cellule cylindrique de format 18650, on modélise la génération et la propagation de la chaleur de chacune des couches des enroulements de la cellule.

Dans des conditions de convection naturelle, il a été observé (**fig. 1.24 a)**) que l'écart de température maximal entre le centre et la surface d'une cellule est inférieur à 1°C , des résultats similaires à ceux de [48], pour une décharge complète à courant constant de la cellule en 1h.

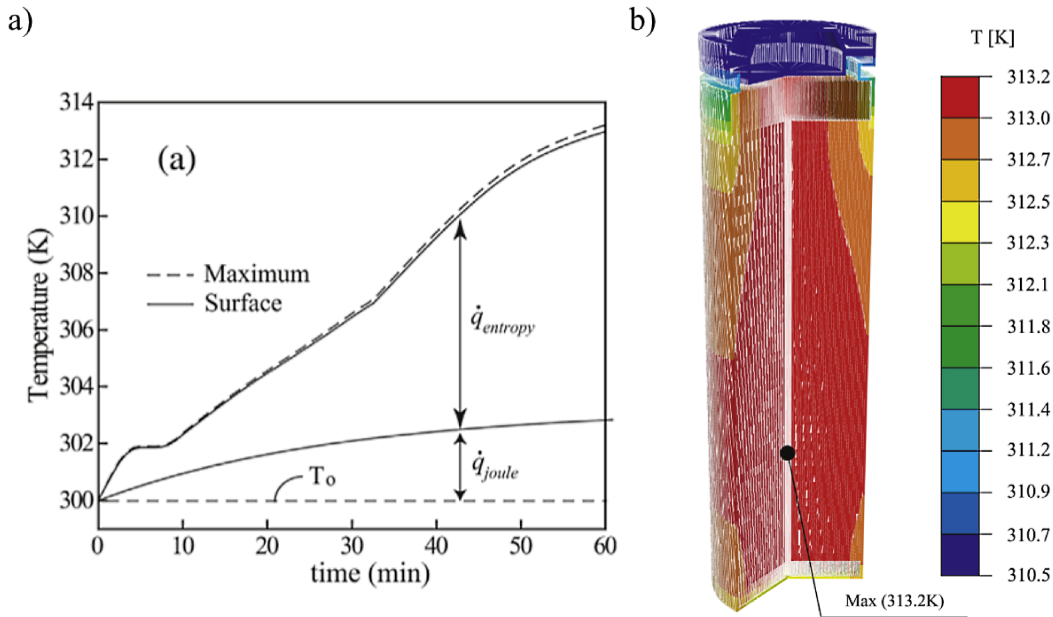


FIGURE 1.24 – a) Évolution de la température de la cellule dans le temps, b) Distribution spatiale de la température dans la cellule [23]

On constate aussi que pour une décharge à 1C la contribution de l'entropie est dominante par rapport à la contribution résistive. Sans ce modèle, il serait impossible de mesurer précisément la distribution de chaleur dans une cellule avec ce degré de finesse, car il faudrait compromettre l'intégrité physique des échantillons.

D'autres simplifient le modèle par une génération ponctuelle au centre de la cellule [28], au lieu de considérer une génération de chaleur distribuée uniformément dans la cellule. Ainsi, le modèle discret à deux états considère la cellule en deux corps : le cœur et la surface. Ce modèle peut être représenté par un schéma électrique équivalent de la **figure 1.25**, où les inerties thermiques du cœur et du boîtier sont représentés par C_{core} et C_{surf} . L'inertie thermique est la propriété d'un corps à s'opposer à un changement de température, ou de la conserver, de la manière analogue à la quantité de mouvement en mécanique. La chaleur générée au centre Q se propage à travers le corps de la cellule dont la résistance thermique R_{cond} , T_{core} la température du cœur, est la résistance thermique de conduction radiale, T_{surf} est la température de surface de la cellule, R_{conv} est la résistance thermique de convection environnante et T_{amb} est la température du fluide de refroidissement. Ceci permet de réduire à une seule dimension le problème et réduit la complexité

du modèle. Ce modèle a été développé par [28], pour simuler le comportement thermique d'une cellule refroidi par convection forcée.

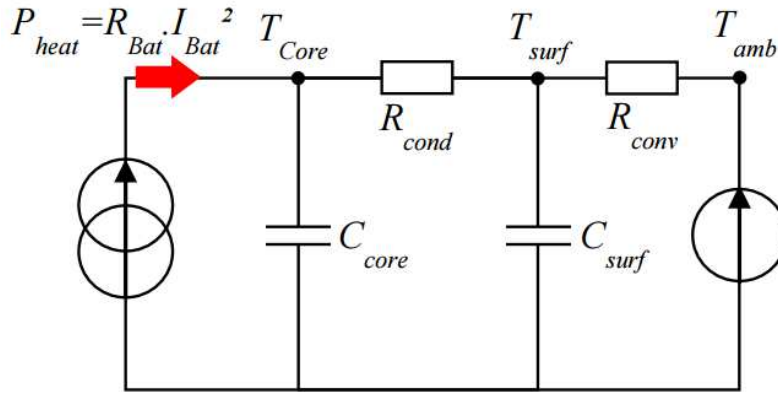


FIGURE 1.25 – Schémas électrique équivalent du modèle thermique [18]

Les équations 1.12 et 1.13 décrivent l'évolution de la température dans le système.

$$C_{core} \frac{dT_{core}}{dt} = Q + \frac{T_{surf} - T_{core}}{R_{cond}} \quad (1.12)$$

$$C_{surf} \frac{dT_{surf}}{dt} = \frac{T_{amb} - T_{surf}}{R_{conv}} - \frac{T_{surf} - T_{core}}{R_{cond}} \quad (1.13)$$

Dans les situations où l'intérêt n'est pas centré sur le comportement interne détaillé de la cellule mais plutôt sur la température globale, le modèle de masse agrégé (*Lumped model*) à un seul élément est suffisant. Lorsque les conditions font que le nombre de Biot faible ($Bi \leq 1$), c'est à dire que la résistance de conduction R_{cond} à l'intérieur est nettement meilleure que la résistance de convection R_{conv} avec le milieu ambiant, la température d'un corps peut être considérée comme étant homogène [48, 23]. L'approximation de l'Hermite peut cependant être appliquée au modèle de masse agrégé pour les conditions de nombre de Biot élevé ($Bi \geq 1$), comme lorsque le système de refroidissement est très efficace, pour diminuer l'erreur entre la température de surface et la température du coeur [112]. La modélisation de la distribution de température à l'intérieur d'un SAE relève de la conception du système de refroidissement. Il existe un grand nombre d'outils de modélisation pour résoudre les problèmes de thermique à l'échelle du système [113, 114].

1.5 Vieillessement

Il existe deux approches à l'estimation de la durée de vie soit : les modèles de charge cumulative et les modèles de performance [115]. Selon [24], il existe trois grandes familles de méthode d'estimation du vieillissement des batteries. Ces méthodes sont regroupées dans le schéma de la **figure 1.26**. Les modèles empiriques et les modèles de fatigue sont les plus représentatifs et les plus aisés à mettre en place. Ceux-ci peuvent être dynamiques, c'est à dire être mis à jour en temps réel, ou statique, qui estime l'évolution des propriétés basées sur un cas d'utilisation sans tenir en compte de l'historique d'utilisation. À cet effet, une méthode de segmentation du profil d'utilisation en histogramme d'événement de dommage égal a été proposé par [39].

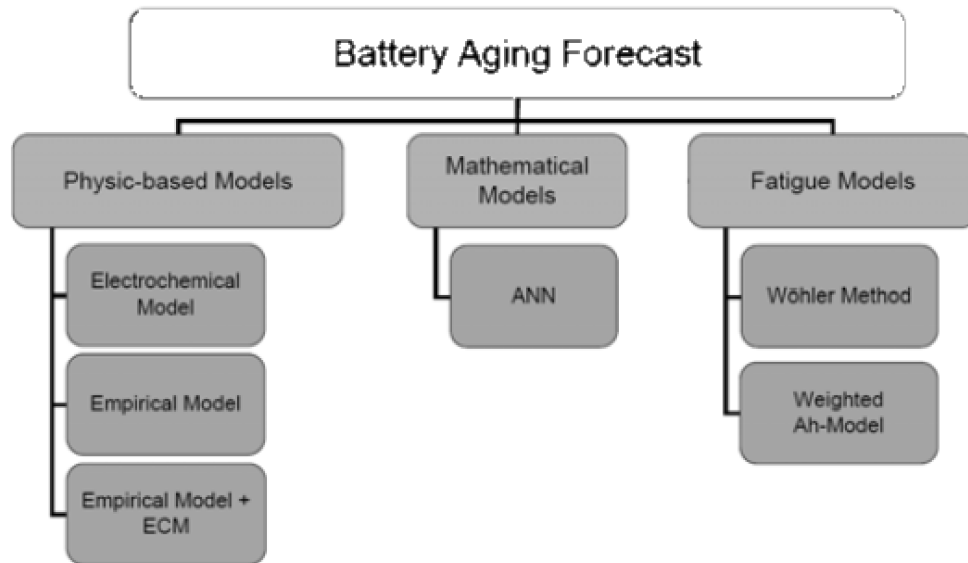


FIGURE 1.26 – Modèles de vieillissement [24]

1.5.1 Modèle de charge cumulative

Les modèles à charge cumulative se servent du courant débité cumulatif afin d'estimer la dégradation d'une batterie. On définit le courant débité cumulatif (Ah_{eff}) comme l'intégrale du courant ayant circulé dans la cellule, autant en charge qu'en décharge, de sa mise en service t_{BOL} à sa fin de vie t_{EOL} . tel qu'exprimé par l'équation 1.14. Une batterie atteint sa fin de vie lorsque

son compte de courant débité cumulatif Ah atteint Ah_{EOL} .

$$Ah_{EOL} = \int_{t_{BOL}}^{t_{EOL}} |I| dt \quad (1.14)$$

Les modèles de charge cumulative déterminent la durée de vie en calculant la quantité de courant débité par la batterie ou le nombre de cycles depuis sa fabrication. Analogie au concept de dommage cumulatif en fiabilité des matériaux, cette méthode permet de faire une prévision du vieillissement selon les contraintes appliquées [24]. L'approche développée par [115] emprunte le même principe de dommage cumulatif qu'en fatigue mécanique des matériaux [116]. La loi de Palmgren-Miner détermine la fin de vie lorsqu'une pièce mécanique neuve atteint la rupture après avoir été sollicitée un nombre N de cycles avec un chargement p_i . Ainsi une pièce équivalente soumise à un nombre n_i de cycle devrait atteindre la rupture mécanique lorsque que :

$$\sum_{i=1}^W \frac{n_i}{N(p_i)} = 1 \quad (1.15)$$

De manière analogue la batterie atteint sa fin de vie lorsque la charge cumulative totale (Ah_{total}) atteindra le critère pré-établi (Ah_{EOL}).

$$\frac{Ah_{total}}{Ah_{EOL}} = 1 \quad (1.16)$$

Le dommage associé σ_E d'un événement n_E de charge cumulative Ah_E peut être uniforme ($\sigma_E = 1$); comme c'est le cas pour la durée de vie donnée dans les fiches signalétiques des fabricants; ou avoir une contribution pesée par un facteur de sévérité $\sigma_E(T, DOD)$ dépendant de la température ou de la profondeur de décharge de l'événement. La charge cumulative totale se calcule alors avec l'équation 1.17, les facteurs de sévérité pouvant être interpolés de la surface de la **figure 1.27**.

$$Ah_{total} = \sum_{n=1}^N \sigma_n(T, DOD) \cdot Ah_n \quad (1.17)$$

La carte de sévérité est une méthode plus avancée de pondération du débit cumulatif vu par la cellule [117]. Les facteurs de sévérité déterminent la pondération d'un événement sur l'historique de dégradation d'une cellule. Ce facteur de pondération sera différent s'il s'agit d'une charge ou une décharge, puisque les modes de dégradation seront différents [50]. La surface de la **figure 1.27** représente les coefficients selon la température et la profondeur de décharge, les événements à haute température et de décharge profonde (*DOD* élevé) étant évidemment les plus sévères [25].

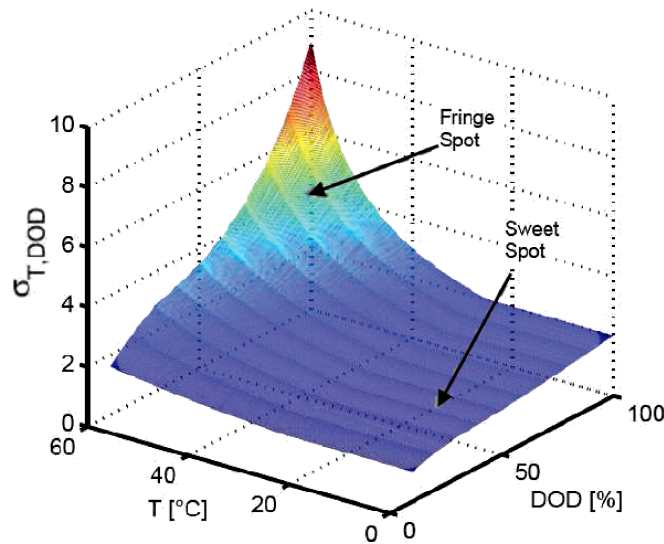


FIGURE 1.27 – Carte des facteurs de sévérité des décharges selon la température et la profondeur de décharge [25, 26]

La cartographie du facteur de sévérité propre à une cellule est un processus expérimental long, qui demande le vieillissement accéléré d'un grand nombre d'échantillons, dans des conditions qui reflètent le plus possible l'environnement dans lequel elles seront utilisées [26]. De par sa simplicité de calcul, cette méthode est particulièrement efficace dans les applications embarquées [8]. Ce genre d'approche est particulièrement efficace pour l'optimisation des stratégies de fonctionnement, cherchant à limiter les cas d'utilisation à la « zone douce » (*sweet spot*).

Dans [26], le modèle par comptage de coulomb avec pesée de la **figure 1.28**, utilise les entrants du modèle électrothermique de la batterie, pour en estimer le vieillissement. Dans ce modèle l'information de l'état de santé n'est pas utilisée pour mettre à jour les propriétés du modèle électrothermique de la batterie. Ainsi, on peut supposer qu'il y aura une dérive des estimations à

mesure que les propriétés réelles divergeront de celles du modèle.

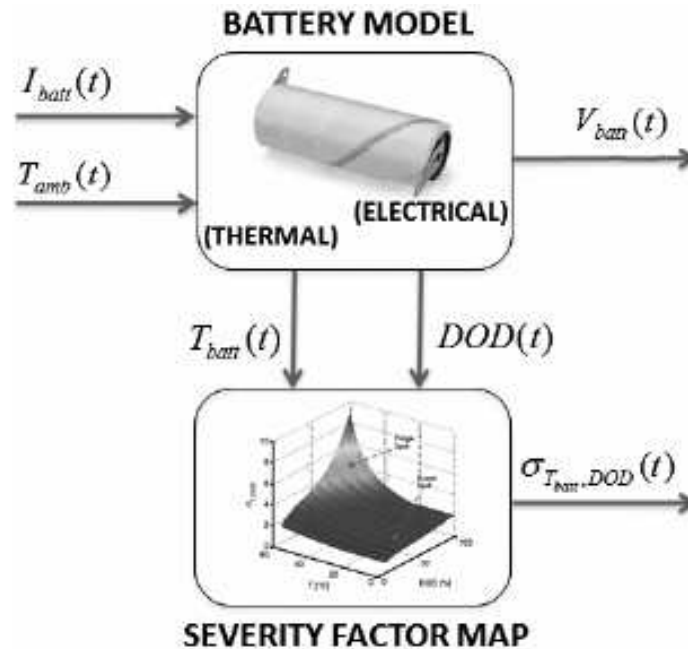


FIGURE 1.28 – Interaction du modèle électrothermique avec le modèle de vieillissement [26]

1.5.2 Modèles de performance

Les modèles de performance simulent la dégradation de la cellule en quantifiant l'augmentation de la résistance interne ou la perte de capacité. L'atteinte d'une valeur seuil d'une des deux caractéristiques, par exemple 80% de la capacité initiale (C_{BOL}), définira le critère de fin de vie (t_{EOL}).

Ce type de modèle peut être intégré aux modèles électrochimique ou électrique. L'intégration d'un tel type de modèle permet de faire évoluer les paramètres de la batterie de manière dynamique, même si pour l'instant il n'existe pas encore de modèle prenant en compte cette évolution dans la littérature [26]. Puisque l'étude du vieillissement demande un grand nombre de canaux et d'échantillons, toutes les combinaisons possibles de conditions d'essais ne peuvent être réalisées [55], la réalisation de plans de test (DoE) demeurant la solution la plus fiable pour déterminer les cas à étudier [10].

1.6 Modèles couplés

Les accumulateurs électrochimiques sont des systèmes au comportement non-linéaires, où il existe une interaction des propriétés électriques, thermiques et chimiques. La **figure 1.29** regroupe les trois types de modèles. On constate que certaines informations d'entrée des modèles sont aussi des sorties d'autres modèles. Il est donc raisonnable de penser qu'il est possible de les coupler pour ne former qu'un seul modèle électrothermique (MET).

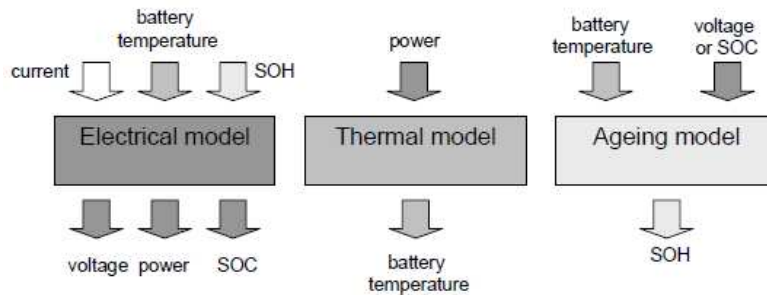


FIGURE 1.29 – Interaction des modèles des différents domaines [27]

Le couplage des modèles demande une réflexion au niveau de la causalité des interactions des différents paramètres. Plusieurs approches de couplage sont présentées dans la littérature [28, 29, 118, 119, 120]. Dans le modèle électrothermique de [28] (**fig. 1.30**) le SOC et la tension de la batterie sont calculés en intégrant le courant et les paramètres électriques R_s , R_i et C_i . La chaleur générée est ensuite calculée du produit de la différence des potentiels V_t et V_{oc} , avec le courant I (**eq. 1.11**) ; pour enfin obtenir la température du coeur de la cellule, dont les valeurs de R_s , R_i et C_i dépendent. Les opérations doivent s'opérer dans cet ordre à chaque pas de temps discret de simulation.

Une étude du comportement à basse température de cellules prismatiques de grand format a été faite par [121], qui couple un modèle thermique de masse agrégé semi-discret à 3 dimensions avec un modèle électrique de circuit équivalent du 1^{er} ordre, auquel un modèle de vieillissement est couplé par la suite [122].

Un MET utilisant l'approche de modélisation par représentation énergétique macroscopique (REM) (**fig.1.31**), particulièrement efficace dans le couplage des domaines de simulation, a

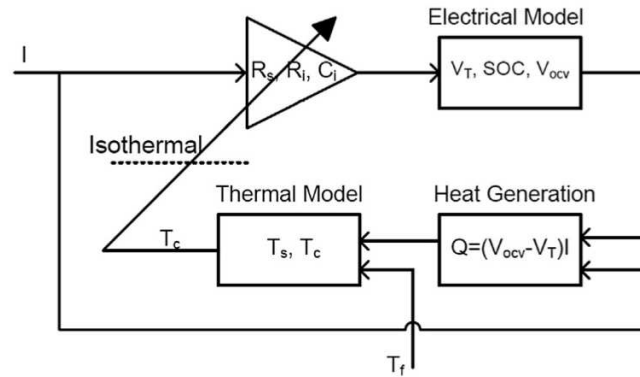


FIGURE 1.30 – Modèle électro thermique couplé [28]

été développé par [18]. L'avantage de cette méthode est la rigueur de l'approche systématique, qui réduit le modèle en une série de boîtes représentant chacune une équation physique. Néanmoins, la rigidité de la méthode, quoi que très efficace dans la modélisation de systèmes de propulsion électrique ou de systèmes électromécaniques, devient rapidement lourde pour décrire les phénomènes microscopiques se produisant à l'intérieur d'un élément du système.

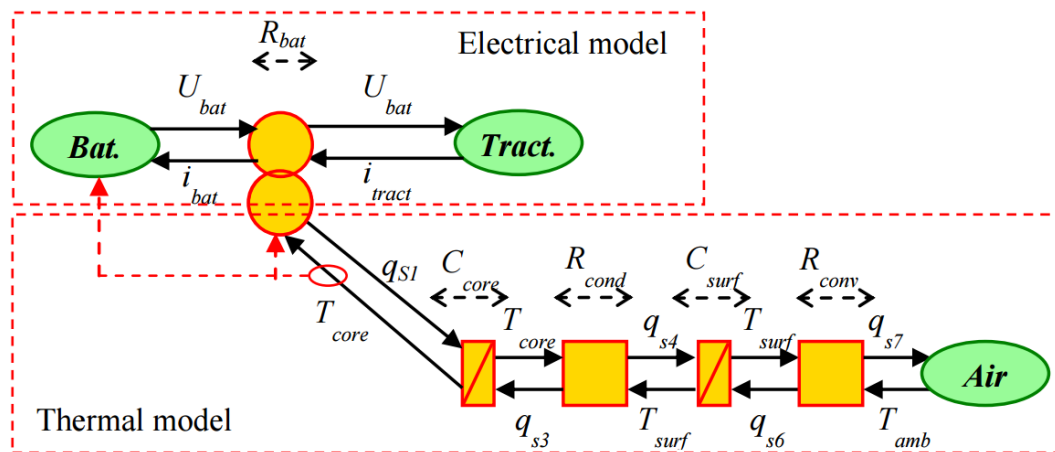


FIGURE 1.31 – Couplage électrothermique par représentation énergétique macroscopique (REM) [18]

Le MET proposé dans [21] est le plus développé à ce jour pour ce qui est du niveau de détail dans les interactions entre la température et l'état de charge sur les valeurs de R_i et C_i , tenant compte de la capacité thermique non-linéaire d'un matériau à changement de phase. Il s'agit du modèle ayant le plus de potentiel, mais demande une caractérisation expérimentale étendue pour obtenir toutes les cartes des paramètres.

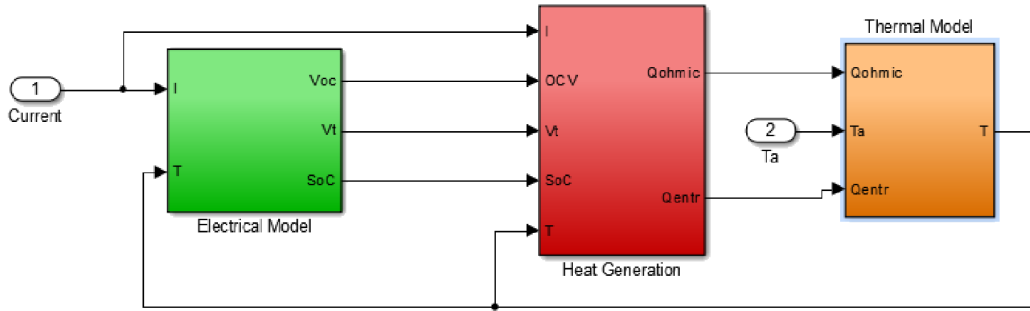


FIGURE 1.32 – Couplage des modèles électriques et thermiques sous MATLAB/Simulink®[21]

Un système multi-cellules à refroidissement par air forcé, couplé à un modèle de dégradation des propriétés, a été détaillé dans [29], pour étudier les phénomènes de propagation du vieillissement dans les SAE est illustré à la **figure 1.33**, montrant de manière concise et rigoureuse le couplage des modèles et leur causalités. La modularité de ce modèle ainsi que la clarté de la causalité des interactions entre les sous-modèles font de cette architecture un bon point de départ de développement.

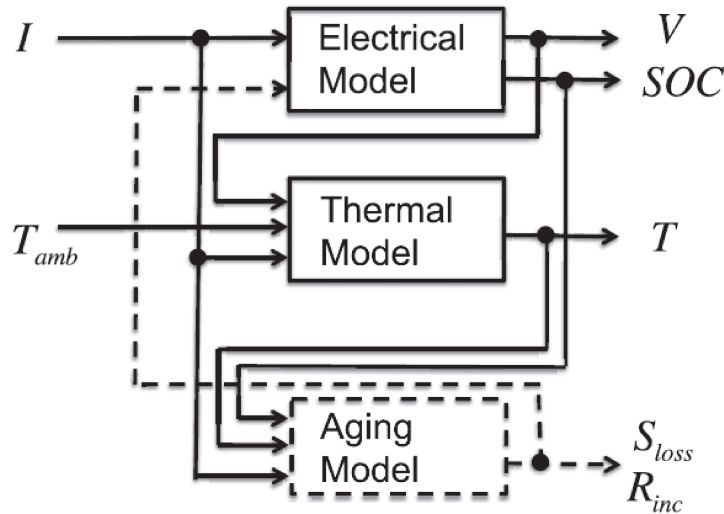


FIGURE 1.33 – Modèle électro thermique couplé [29]

La principale difficulté de la modélisation du vieillissement est l'interaction des modèles électriques et thermiques, comme l'illustre le schéma de la **figure 1.29** [27]. Le couplage entre

les modèles électrothermiques et le vieillissement est un sujet relativement récent. Cela représente l'ultime degré de fidélité permettant de prédire avec précision et assurance le bon fonctionnement d'un produit tout au long de sa vie. Le groupe de recherche sur l'automobile de l'Université de l'Ohio a proposé une méthode d'estimation de la vie basée sur une sommation avec pesée du courant débité par une cellule [26].

Des avancées récentes dans le domaine de la modélisation proposent une méthode de couplage des modèles thermiques, électriques et de vieillissement [29], où les paramètres de chaque sous-modèles sont influencés par l'état des variables des autres sous-modèles. La **figure 1.33** illustre bien la relation entre les variables des sous-modèles. Ce modèle se sert du courant et de la température ambiante en entrée et donne la tension, l'état de charge, la température locale, la capacité restante et la résistance interne en sortie. Ces deux derniers permettent de définir l'état de santé de la cellule. Des logiciels de modélisation multi-domaine comme AMESIM® intègrent maintenant des modèles de batteries Lithium-ion prenant en compte le vieillissement [123, 124].

1.7 Outils d'aide à la conception

L'ingénierie est l'art du compromis, où l'ingénieur doit concevoir le produit répondant le mieux à l'ensemble des contraintes du cahier des charges. Ce processus repose sur le savoir et l'expérience du concepteur. Dans l'approche de conception traditionnelle un prototype est conçu, fabriqué, puis testé expérimentalement. Ce processus a fait ses preuves mais est lent et coûteux. Au fil du temps on a développé des outils de calculs pour déterminer la disposition mécanique et électrique optimale du système. Aujourd'hui, les capacités de calcul des ordinateurs permettent de simuler une multitude de systèmes complexes très rapidement, à une fraction du coût de l'approche traditionnelle. Ceci permet de comparer un nombre quasi infini de possibilités de variations de design et d'en quantifier les performances.

L'application des algorithmes multi-objectifs évolutifs est vaste et ces méthodes se retrouvent utilisées dans plusieurs domaines tels que le dimensionnement de systèmes thermiques [125], de systèmes de génération électrique [126, 127] ou le développement de stratégies de contrôle

de véhicules hybrides [127]. L'optimisation multi-objectif est applicable à une panoplie de problèmes [128] et permet de réduire les coûts d'ingénierie en limitant les efforts de conception à seulement quelques solutions plus prometteuses [129]. L'existence de fronts d'optimisation, ou front de Pareto s'avère un avantage dans l'optimisation par algorithmes évolutifs [130]. Ces fronts de Pareto s'avèrent particulièrement utiles pour sélectionner visuellement les meilleurs concepts [131]. La visualisation d'un problème multi-objectif est un défi pour l'être humain qui n'est généralement pas capable de saisir plus de 4 dimensions à la fois [132]. Il existe des outils de visualisation hiérarchique utilisés en biologie ou en génétique, qui permet de déceler les tendances d'une population et identifier des corrélations entre les variables [132]. L'industrie aéronautique bénéficie aussi des outils d'optimisation pour développer de meilleurs appareils et sous-composantes [129, 133].

Spécifiquement en ce qui concerne le problème d'optimisation des SAE, une méthode a été proposée par [30] afin d'assister le processus de conception du système de refroidissement d'un SAE et son impact sur les propriétés électriques. Ce processus illustré à la **figure 1.34** permet de faire l'analyse complète d'une configuration, mais laisse encore la génération du concept et l'analyse finale entre les mains du concepteur.

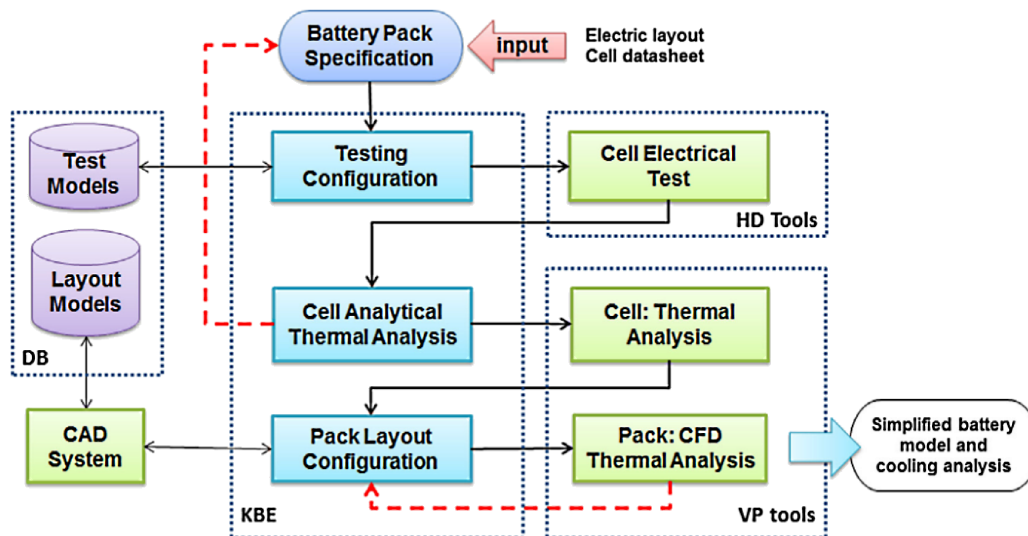


FIGURE 1.34 – Exemple de processus de conception et d'analyse d'un SAE [30]

Afin d'automatiser la recherche de la configuration mécanique optimale de modules lithium-ion dans un volume donné, une interface utilisateur similaire à [30] a été développée par [42]. Celui-ci s'intéresse surtout aux aspects d'assemblage mécanique et aucunement aux aspects électriques.

Une méthode rudimentaire de dimensionnement électrique de SAE est proposée dans [134] afin de comparer différents modèles de cellules lithium-ion dans le but de faire la sélection pour une application de véhicule de course. Celle-ci ne s'intéresse cependant qu'aux contraintes de dimensionnement autre que la masse et l'énergie.

Pesaran et al. [31] est le premier à avoir fait remarquer qu'avec la complexité des problèmes d'ordre thermiques, mécaniques et électriques, le développement d'outils de conception intégrés pourraient accélérer la vitesse de conception des batteries au lithium. Le processus d'ingénierie typique d'un SAE de la **figure 1.35** fait appel à plusieurs logiciels différents, l'essentiel demeurant la responsabilité du concepteur. Une approche similaire est proposée dans [32]. Celle-ci est présentée à la **figure 1.36 a**). Le processus en 4 étapes s'appuie sur un cahier des charges, les caractéristiques des cellules lithium-ion, des modèles et des outils d'optimisation.

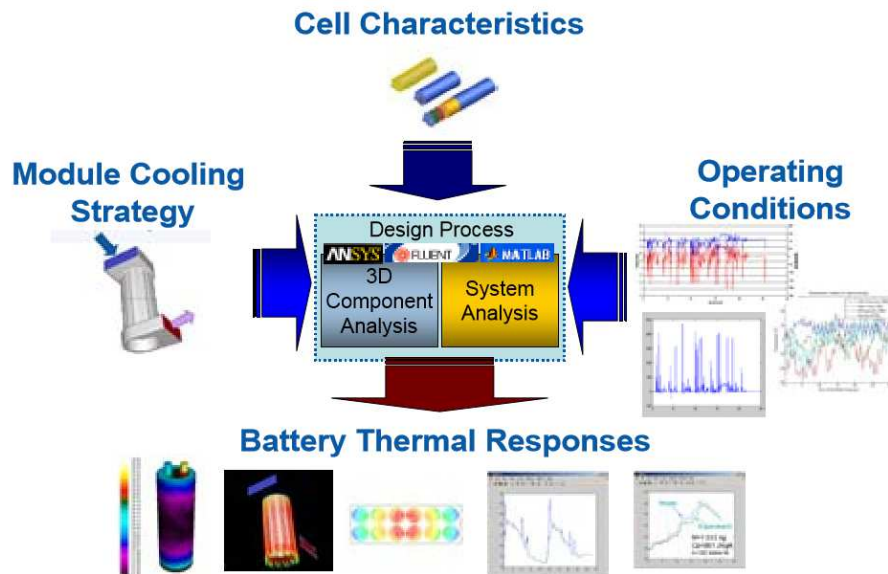


FIGURE 1.35 – Exemple de processus de conception et d'analyse d'une batterie [31]

Les avancées récentes en intelligence artificielle ouvrent un monde de possibilités en optimisation multi-objectif. La méthode d'optimisation par nuée de particule *Multi-Objective Particle Swarm Optimization* (MOPSO), illustré à la **figure 1.36 b**), a été appliquée par [32] sur la disposition des cellules d'un SAE afin d'optimiser le refroidissement. Cette méthode permet une convergence très rapide dans la majorité des cas, en comparaison aux autres méthodes.

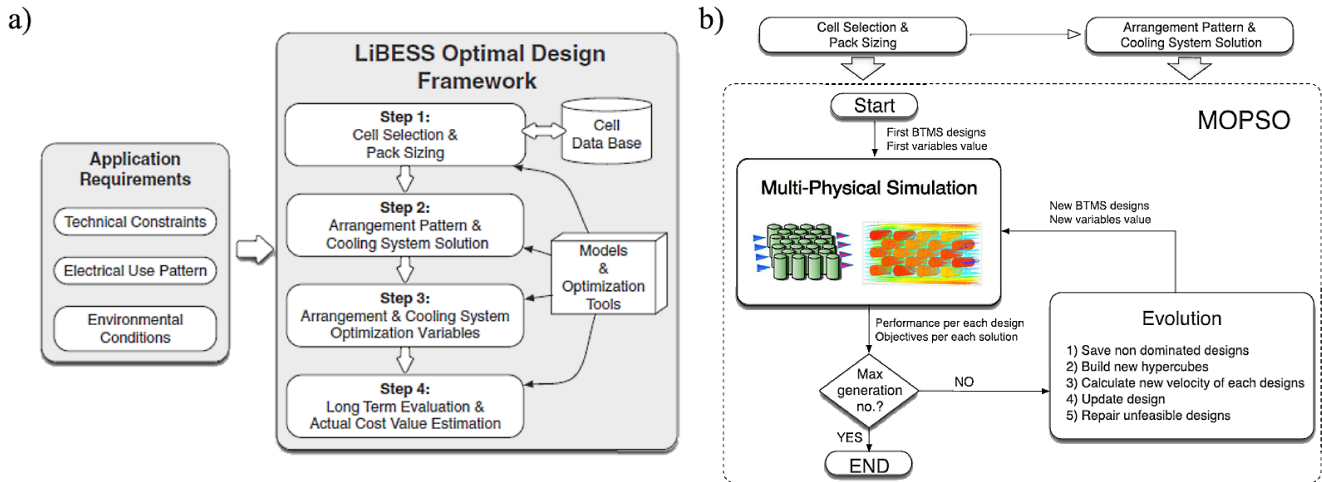


FIGURE 1.36 – Méthodologie d’optimisation de batterie : a) Processus de conception [32], b) Algorithme d’optimisation MOPSO [32]

Le processus présenté à la **figure 1.37** définit les caractéristiques des cellules d’un SAE à partir des performances requises du système. Cette méthode a l’avantage de définir clairement la chronologie des décisions et d’identifier la boucle de rétroaction. Néanmoins, il ne permet de considérer qu’une seule solution à la fois sans nécessairement positionner les performances d’une solution par rapport à l’autre. Les aspects thermiques et électriques n’y sont abordés que de manière sommaire.

Peu importe la méthode d’optimisation utilisée, toutes reposent sur la qualité des modèles physiques et une bonne compréhension des objectifs. Le meilleur des algorithmes d’optimisation n’est aussi bon que son modèle. Il faut aussi que la complexité de la méthode d’optimisation corresponde avec la complexité du problème à résoudre. Le chapitre suivant présentera plus en détail les différents types de modèles de batteries lithium-ion.

1.8 Conclusion du chapitre

En somme, il existe un grand nombre d’approches à la modélisation des batteries Lithium-ion. Le choix du modèle dépend des questions d’intérêt, que ce soit le développement de meilleures cellules (modèle électrochimique), ou le développement de systèmes complets (modèle électrique),

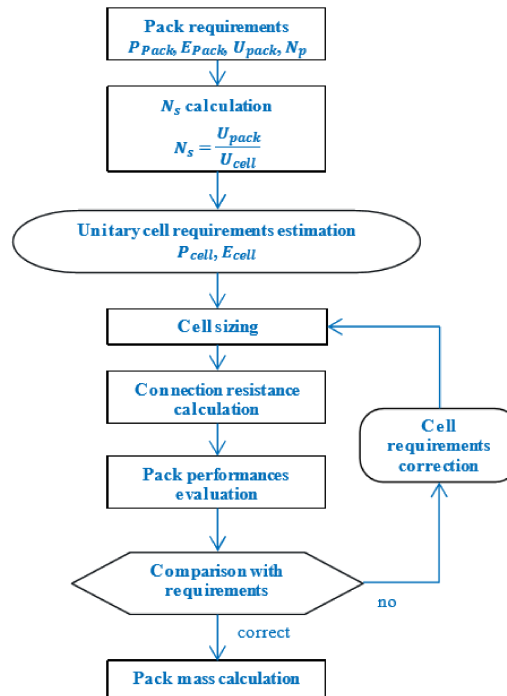


FIGURE 1.37 – Processus de dimensionnement d'un SAE [33]

ou encore l'étude de la gestion thermique (éléments finis). Il en revient à l'ingénieur de choisir les modèles qui s'appliquent le mieux à sa problématique.

Les chapitres qui suivent présentent les contributions originales de ce travail. Le chapitre 2 couvre la méthodologie de dimensionnement multi-objectif d'un système d'accumulation d'énergie. La simulation dynamique d'un véhicule électrique et de sa batterie Lithium-ion sera l'objet du chapitre 3.

Chapitre 2

Méthodologie de dimensionnement multi-objectif

Ce chapitre couvre la première partie de la méthodologie de dimensionnement de SAE, les étapes 1 et 2 de la **figure 2.1**. On s'intéressera aux performances globales et générales de la batterie. L'étape 3 : la simulation dynamique, sera l'objet du chapitre 3.

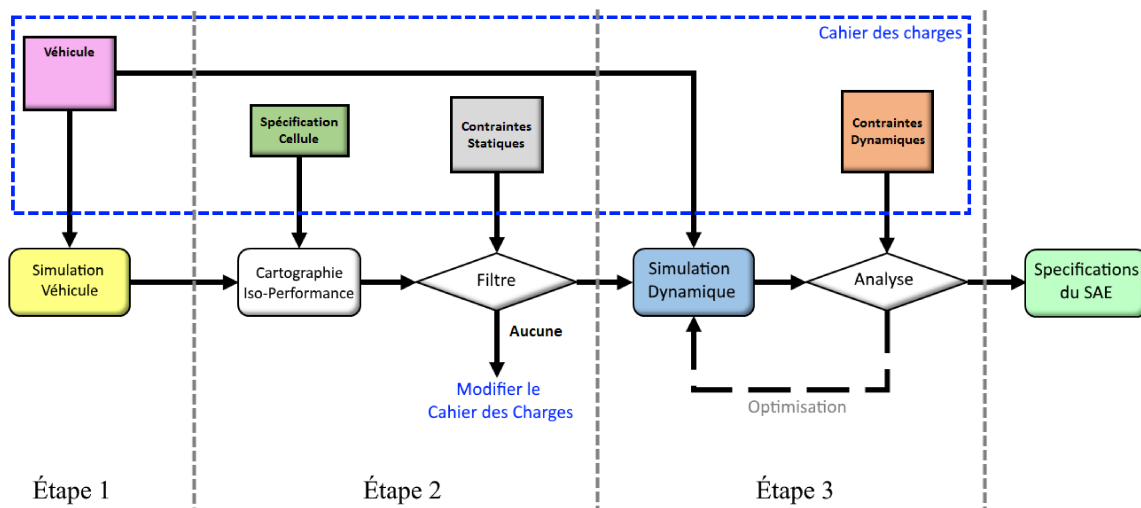


FIGURE 2.1 – Méthodologie de dimensionnement

Devant le nombre important d'aspects à considérer dans la conception d'une batterie,

la tâche de dimensionnement d'un SAE peut prendre plusieurs heures et dépend de l'expérience du concepteur. Encore à ce jour, il n'existe pas de méthode holistique structurée infaillible pour guider le processus de conception d'un SAE formé d'un grand nombre de cellules de petite taille. L'objectif est d'accélérer le processus d'ingénierie, entre le moment de la requête du client et la fabrication du produit [42]. Ainsi, il est apparu pertinent de développer une nouvelle méthodologie de conception.

L'ensemble du processus de la **figure 2.1** s'appuie sur trois éléments d'entrée du problème : les caractéristiques du véhicule, les contraintes de performance du cahier des charges et les spécifications des cellules Lithium-ion. Le chapitre est organisé de la manière suivante : la section 2.1 couvre le cahier des charges (CdC). Le détail des calculs des caractéristiques de tous les arrangements possibles de SAE sont couverts à la section 2.2. Pour faciliter la visualisation des performances et faciliter les choix de conception, on introduira le concept des cartes iso-performance, une nouveauté de ce travail. Les contraintes du CdC sont superposées à ces cartes pour guider le concepteur en réduisant l'espace de recherche aux arrangements qui répondent aux requis. Ainsi, en visualisant toutes les performances et contraintes dans un seul graphique, on évitera de gaspiller des efforts sur les solutions non viables. Certains paramètres qui ne sont pas pris en compte lors du dimensionnement préliminaire pourront être optimisés à l'aide du modèle dynamique (Chap. 3). L'automatisation d'une partie ou de la totalité du processus fait partie de travaux futurs et sera abordée au chapitre 4.

Le cas d'étude qui sera utilisé pour démontrer les capacités de la méthode et des outils est la plateforme de recherche et développement VUE de l'UdeS (**fig.2.2**), une *Smart ForTwo électrique*, en raison de la disponibilité des données nécessaires à la modélisation. Ce VÉ permet notamment d'étudier l'amélioration de la maniabilité par vectorisation du couple et les stratégies de gestion de l'énergie entre batteries et supercondensateurs [135].

Les deux moteurs électriques à aimants permanents (un par roue arrière), peuvent fournir une puissance de pointe P_{SAE} de 60kW. Afin de permettre au conducteur d'atteindre sa destination, on permet une puissance de décharge minimale $P_{SAE,min}$ en continue de 10 kW. L'autonomie souhaitée pour le véhicule est d'environ 60 km. Le poids total du véhicule, incluant le système de



FIGURE 2.2 – Véhicule Urbain Électrique de l’Université de Sherbrooke (VUE)

propulsion, le châssis et un passager est de 795 kg.

Tableau 2.1 – Spécifications du véhicule

Spécification	Symbole	valeur	unités
Poids	m_{veh}	795	kg
Puissance	P_{min}	60	kW
Résistance au roulement	μ_{rr}	0.02	-
Coefficient aérodynamique	C_D	0.35	-
Aire frontale	A_f	2.4	m ²
Diamètre des roues	D_w	0.38	m
Efficacité du système	ν_{sys}	90	%
Autonomie	d_{veh}	60	km

2.1 Élaboration du cahier des charges

Avant même d’élaborer le dimensionnement du SAE, il est important de bien identifier ses limites d’utilisation, les conditions environnementales et les exigences techniques. Typiquement les principales caractéristiques d’un SAE sont :

- la tension ;

- le volume ;
- le poids ;
- le coût ;
- l'énergie ;
- la puissance ;
- la température ;
- la durée de vie.

Les cibles de performance de la batterie du VUE sont compilées au **tableau 2.2**. Par souci de concision, le raisonnement derrière le choix de ces cibles sera détaillé à la section 2.2, en même temps que le calcul des performances. Ces contraintes seront appliquées comme filtres pour déterminer l'espace de recherche à la section 2.2.13.

Tableau 2.2 – Cahier des charges du SAE

Contrainte	Symbole	min	max	unité
Énergie	E_{SAE}	10	-	kWh
Puissance pointe	P_{SAE}	60	-	kW
Puissance continue	$P_{SAE_{min}}$	60	-	kW
C-rate	C_{rate}	-	10	h^{-1}
Tension	V_{SAE}	-	120	V
Volume	Vol_{SAE}	-	0.045	m^3
Poids	m_{SAE}	-	110	kg

2.1.1 Cellule Lithium-Ion

La cellule choisie pour les fins de démonstration de la méthodologie est de chimie Nickel-Manganèse-Cobalt (NMC), d'une capacité mesurée $Q_{cell,nom}$ de 2.75Ah, de format cylindrique commercialement disponible. L'abondance du format standardisé « 18650 », en plus de tous les avantages au niveau de la conception, de la fabrication et de la qualité des cellules cylindriques de petite taille en font un choix idéal pour la conception du SAE d'un VÉ. Elles mesurent 65 mm entre leurs pôles, ont un diamètre d'environ 18 mm et pèsent approximativement 44 g. Le potentiel électrique des accumulateurs NMC se situe entre 2.5 V et 4.2 V, dépendant de l'état de charge *SOC*.

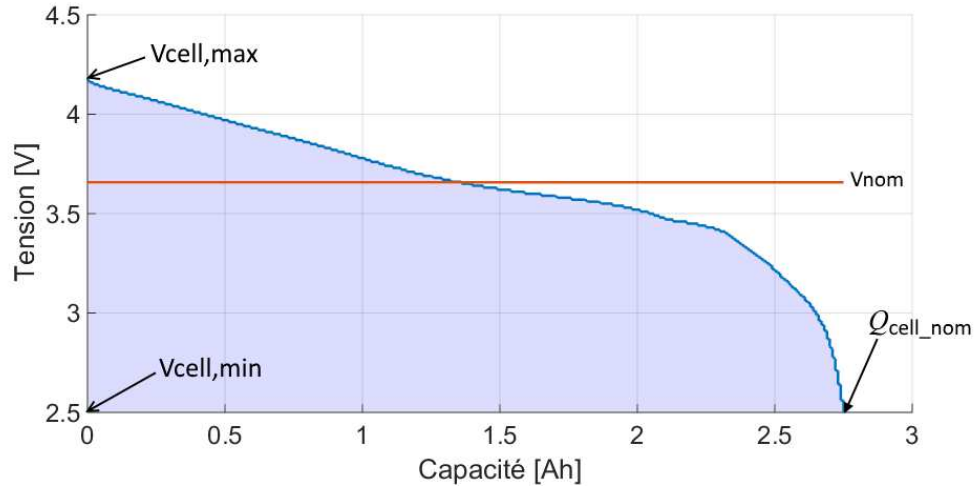


FIGURE 2.3 – Estimation de la tension nominale d’une cellule à partir d’une courbe de décharge

La tension nominale V_{nom} d’un accumulateur électrochimique est définie comme la tension à laquelle l’énergie contenue dans la cellule est égale au produit de la capacité en Ah et de V_{nom} (eq.2.1), où l’énergie totale est l’intégrale de la surface sous la courbe de décharge expérimentale à très faible courant, selon la méthode détaillée dans [38], illustrée la **figure 2.3**. Défini de la sorte, on peut calculer plus aisément les caractéristiques énergétiques des batteries au lithium.

$$V_{nom} = \frac{\int V \cdot dQ_{cell}}{Q_{cell,nom}} \quad (2.1)$$

La résistance interne de la cellule R_{cell} , en régime établi, est égal à la moyenne des résistances internes déterminées par l’application de la loi d’Ohm, tel que défini à l’équation 2.2, où dV est la différence de tension des courbes de décharge à capacité débitée égale, comme l’illustre la **figure 2.4** pour des courants constants de décharge de 250 mA et 1 A. R_{cell} se trouve légèrement surestimée de cette façon, mais demeure acceptable pour les fin de dimensionnement de SAE.

$$R_{cell} = \frac{\sum_{n=1}^N dV/dI}{N} \quad (2.2)$$

Les spécifications de la cellule utilisée pour l’étude sont rassemblées au **tableau 2.3**.

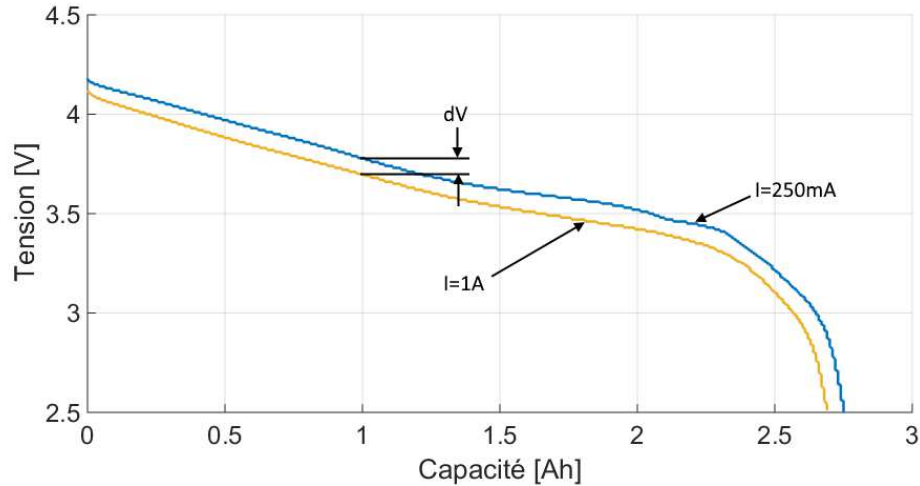


FIGURE 2.4 – Estimation de la résistance interne par analyse de courbes de décharge

Tableau 2.3 – Spécifications de la cellule

Format	18650		
Chimie	NMC		
Contrainte	Symbole	Valeur	Unité
Diamètre	D_{cell}	18	mm
Longueur	l_{cell}	65	mm
Poids	m_{cell}	0.044	kg
Tension maximale	$V_{cell,max}$	4.2	V
Tension nominale	$V_{cell,nom}$	3.657	V
Tension minimale	$V_{cell,min}$	2.5	V
Capacité	$Q_{cell,nom}$	2.75	Ah
Résistance interne	R_{cell}	120.3	m Ω
Taux de décharge maximum	C_{rate}	10	h $^{-1}$

2.1.2 Hypothèses de conception

Le dimensionnement de l'étape 2 s'intéresse aux performances macroscopiques du SAE. Cela permet de poser une série d'hypothèses qui ont pour but de simplifier le problème pour accélérer le processus d'ingénierie. Les principales hypothèses du cahier des charges sont : performances et propriétés uniformes homogènes et constantes. On posera aussi que la température ambiante restera constante à 20 °C, pour refléter les conditions environnementales d'un véhicule utilisé dans un climat tempéré. On posera aussi que la température à l'intérieur du SAE sera constamment

égale à la température du régime établi à puissance absolue moyenne P_{avg} , menant à une estimation pessimiste. On suppose aussi que le véhicule effectuera sensiblement le même parcours à tous les jours, à raison de deux fois par jours, afin de représenter le trajet de quelqu'un vivant en région urbaine et utilisant sa voiture pour se rendre au travail. L'ensemble des caractéristiques électriques de la batterie sont supposées homogènes et constantes autant spatialement que temporellement, c'est-à-dire que toutes les cellules qui composent le SAE ont rigoureusement la même résistance, la même capacité et le même SOC. On négligera aussi la variabilité de production induite par les procédés de fabrication observée dans la réalité [55]. Par le fait-même, on supposera une gestion électrique idéale du BMS et un équilibrage parfait des cellules du SAE.

2.2 Calcul des spécifications de conception

La méthode proposée dans cette section consiste à exprimer toutes les performances Y en fonctions f_p du nombre de cellules en série n_s ou en parallèle n_p , sous la forme suivante :

$$Y = f_p(n_p, n_s) \quad (2.3)$$

Ainsi, il sera possible de transformer les requis du CdC en fonctions contraintes pour réduire l'espace de recherche des solutions viables. La démarche qui suit présente les équations de base de la méthodologie de conception d'un SAE.

2.2.1 Estimation du volume

Première considération de design : le volume occupé par un système est de loin le facteur le plus contraignant dans un véhicule. La conception d'un VÉ demande une attention presque artistique pour que les différents volumes s'intègrent avec élégance dans le concept et que celui-ci respecte l'ergonomie et l'esthétisme recherché. Le volume maximum du SAE $Vol_{SAE,max}$ est souvent une contrainte imposée par le designer à partir d'une analyse de l'espace disponible dans

l'architecture du véhicule. Pour la batterie du VUE, on posera un volume de 0.045 m^3 maximum pour le SAE.

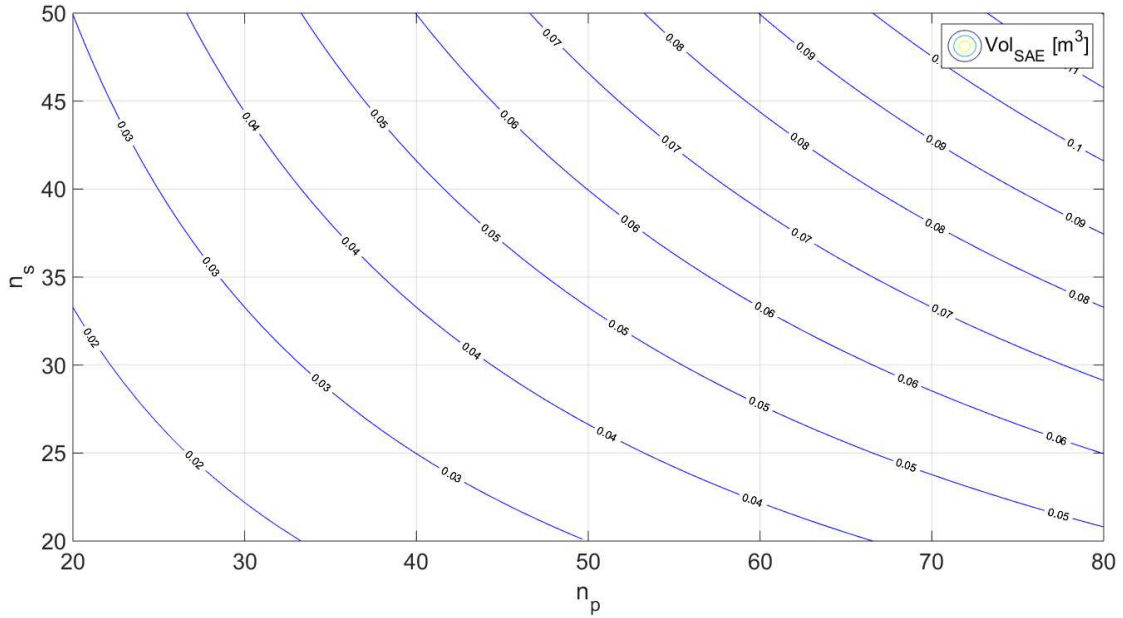


FIGURE 2.5 – Cartographie du volume des configurations (m^3)

En supposant une batterie dont les cellules sont uniformément réparties dans un alignement tel qu'illustrées à la **figure 2.6**, il est possible d'estimer le volume total nécessaire pour un arrangement particulier. Le diamètre des cellules D_{cell} et l'épaisseur minimale de la paroi e_{paroi} sont les principales dimensions d'intérêt pour le calcul du volume occupé par le système.

Le volume total Vol_{SAE} (eq. 2.4) est le produit de la longueur des cellules l et de l'aire totale occupée par chaque cellule et du matériel de gestion thermique, selon la projection normale à l'axe des cellules. L'analyse de ces considérations demeure la tâche du concepteur de SAE.

$$Vol_{SAE} = n_s n_p l_{cell} (D_{cell} + 2e_{paroi})^2 \quad (2.4)$$

La relation de l'équation 2.4 peut aussi s'écrire sous la forme :

$$n_{s,Vol,max} \leq \frac{Vol_{SAE}}{n_p l_{cell} \frac{\pi(D_{cell} + 2e_{paroi})^2}{4}} \quad (2.5)$$

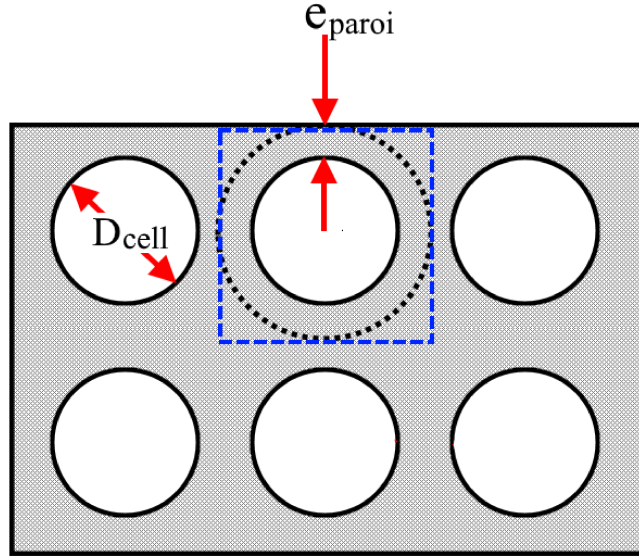


FIGURE 2.6 – Schéma de l'arrangement mécanique d'une batterie de cellules cylindriques

2.2.2 Estimation de la masse

Qu'il s'agisse d'une voiture, d'un train ou d'un aéronef, la masse est un des éléments principaux d'un projet de conception de véhicule. Dans un VÉ le SAE est le principal contributeur à la masse totale [35]. L'équation 2.7 permet de calculer la masse totale du bloc batterie, c'est-à-dire la somme de la masse des cellules individuelles m_{cell} et du système de refroidissement m_{pcm} , de densité ρ_{pcm} . Ce calcul surestime le poids et il dépendra du travail de conception mécanique de l'optimiser adéquatement.

$$m_{pcm} = \rho_{pcm} l_{cell} \left((D_{cell} + 2e_{paroi})^2 - \frac{\pi(D_{cell})^2}{4} \right) \quad (2.6)$$

$$m_{SAE,max} = n_s n_p (m_{cell} + m_{pcm}) \quad (2.7)$$

Sous forme de contrainte de n_s , l'équation 2.7 s'écrit :

$$n_{s,m,max} \leq \frac{m_{SAE,max}}{n_p (m_{cell} + m_{pcm})} \quad (2.8)$$

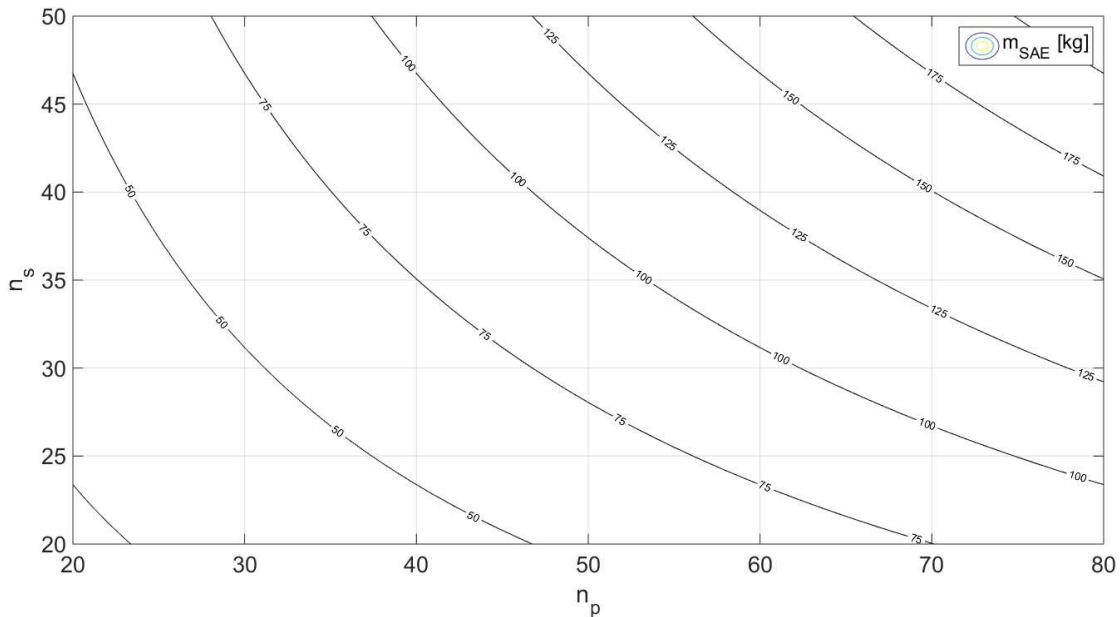


FIGURE 2.7 – Cartographie du poids de chaque configuration (kg)

2.2.3 Estimation du coût du système

L'autre aspect le plus important de tout projet d'ingénierie est le coût. Un concept hors de prix ne sera jamais viable. Il est donc primordial de le considérer dès les premières phases d'un projet de développement. Les coûts par composants d'un SAE sont rassemblés au **tableau 2.4**. Le coût des batteries J_{cell} se situe entre 2\$ et 4,25\$ par cellule de format 18650 (**fig. 1.11**) [11].

Tableau 2.4 – Tableau des coûts des composants d'un SAE [35]

Symbole	Description		
J_{cells}	Cellules lithium [11]	2 - 4,25	\$/cellule
J_{PCM}	Système de gestion thermique [35]	1 - 2	\$/cellule
J_{BMS}	Électronique (BMS) [35]	10 - 200	\$/unité
J_{mec}	Composantes mécaniques [35]	100 - 1000	\$/unité

Le coût total des cellules J_{SAE} et du système de refroidissement $J_{cooling}$ est directement proportionnel au nombre total de cellules n_{cells} (**eq. 2.9**), tel que stipulé aux **équations 2.10** et **2.11**.

Les coûts d'assemblage sont directement proportionnels au nombre de cellules utilisées

[35].

$$n_{cells} = n_s n_p \quad (2.9)$$

$$J_{SAE} = n_{cells} J_{cells} \quad (2.10)$$

$$J_{cooling} = n_{cells} J_{PCM} \quad (2.11)$$

2.2.4 Estimation de la consommation et de la puissance

Parfois la puissance et l'énergie sont données directement par le client, tel que dans le cas du système stationnaire de l'**annexe B**, dont les requis ont été directement définis par la demande du réseau électrique. Or, pour les cas de dimensionnement de VÉ, la consommation électrique et la puissance doivent être déduites des caractéristiques mécaniques et du profil de vitesse. La chaîne de propulsion typique d'un VÉ, composée d'une batterie, d'un onduleur, d'un moteur électrique synchrone à aimant simulé dans MATLAB/Simulink® avec un modèle organisé par la méthode de représentation énergétique macroscopique (REM) à la **figure 2.8**. Le modèle REM et le trajet (**fig. 2.9**) sont tirés de [135].

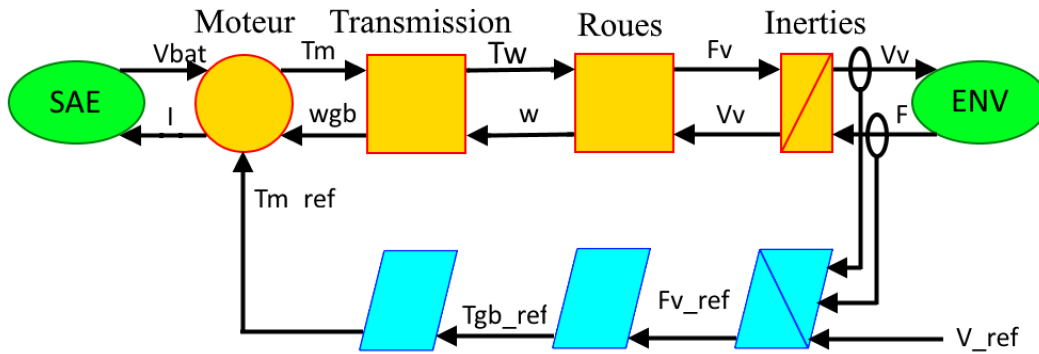


FIGURE 2.8 – REM de la chaîne de propulsion d'un véhicule électrique (VÉ)

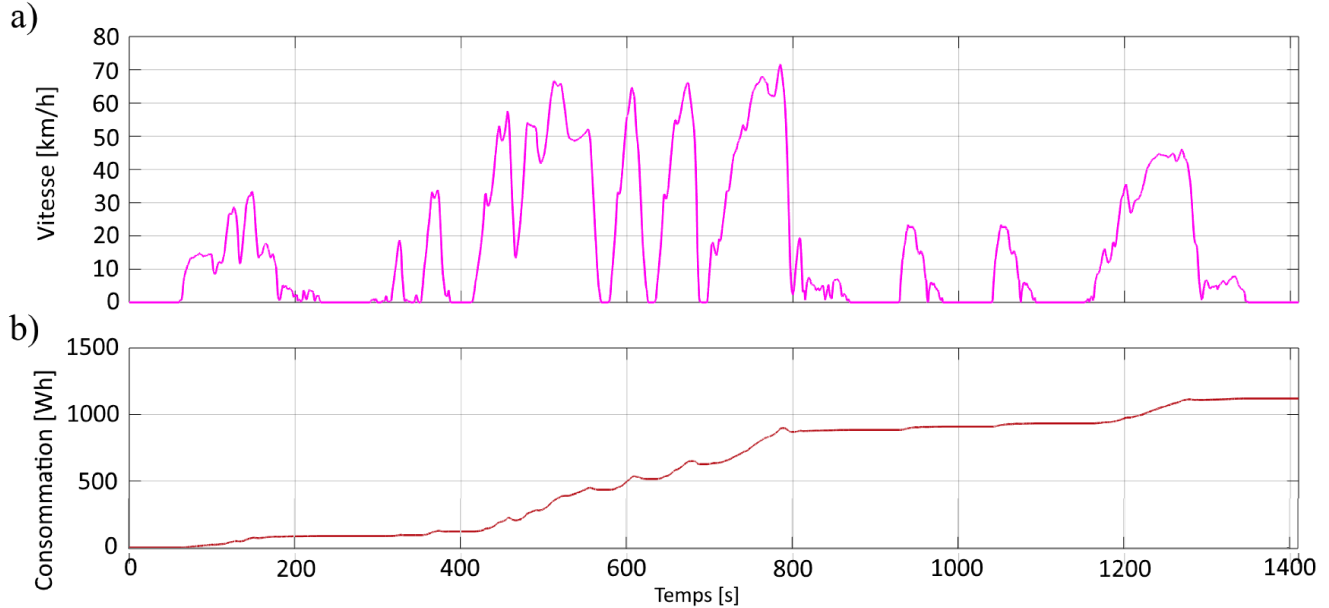


FIGURE 2.9 – a) Profil de vitesse VWU-CITY, b) Consommation énergétique

La puissance minimale que doit être capable de fournir le SAE est généralement déterminée par l'analyse du profil de consommation du système. Pour le cas d'un VÉ, celle-ci correspond à la puissance maximale demandée par le système de propulsion pour que le VÉ puisse suivre le profil de vitesse imposé. Par exemple, le VUE demande une puissance de 26.3 kW crête sur le trajet "VWU-City" et une puissance absolue efficace P_{avg} de 10.4 kW (eq. 2.12), comme en témoigne la **figure 2.10**. Malgré cela, une puissance minimale de conception P_{veh} de 60 kW a été choisie pour offrir de meilleures accélérations à l'utilisateur.

$$P_{avg} = \frac{1}{t_{auto}} \int_0^{t_{auto}} |P(t)| dt \quad (2.12)$$

Dans le cas d'un véhicule, le temps de cycle t_{auto} est calculé comme étant le quotient de l'autonomie souhaitée d_{veh} en km sur la vitesse moyenne du parcours v_{avg} . La consommation d'un VÉ e_{veh} varie en fonction du type de parcours (course, urbain, autoroute) et de ses coefficients de pertes dynamiques. Suite à l'analyse des simulations on détermine que la consommation du VÉ sur le cycle "VWU-CITY" est de 169.5 Wh/km, avec une autonomie souhaitée de 60 km. À titre de comparaison, une Tesla S consomme environ 200 Wh/km sur le cycle EPA [136]. Les résultats de l'analyse du cycle VWU-City sont rassemblés au **tableau 2.5**.

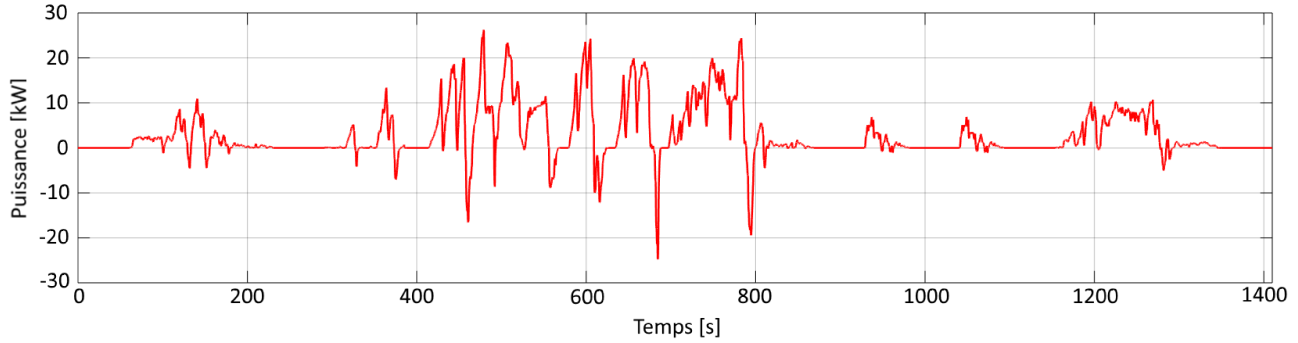


FIGURE 2.10 – Puissance du VÉ pour le cycle VWU-CITY

Tableau 2.5 – Analyse du cycle VWU-City

Spécification	Symbole	valeur	unités
Vitesse moyenne	v_{avg}	16.88	km/h
Consommation	e_{veh}	169.5	Wh/km
Puissance efficace	P_{avg}	10.4	kW

2.2.5 Estimation de l'énergie embarquée

La quantité d'énergie nécessaire est le produit de la consommation moyenne par km du VÉ e_{cyc} et de l'autonomie souhaitée d_{veh} . Pour le cas du VUE, une capacité minimale d'environ 10 kWh est nécessaire. L'énergie contenue à l'intérieur d'un SAE E_{SAE} est définie par la somme de l'énergie de chaque cellule à leur état de charge maximal. En posant l'hypothèse que toutes les cellules sont exactement de même capacité E_{cell} , on obtient E_{SAE} par l'équation 2.13, où $V_{cell,nom}$ est la tension nominale d'une cellule (tableau 2.3).

$$E_{SAE} = n_s n_p Q_{cell} V_{cell,nom} \quad (2.13)$$

La cartographie de l'énergie contenue en un graphique de lignes iso-performance est une nouveauté de ce travail. La figure 2.11 illustre le champ de l'énergie contenue pour chaque arrangement série/parallèle n_s, n_p des cellules dans le SAE. Ainsi, toutes les configurations situées sur la même ligne iso-énergie contiendront toutes la même quantité d'énergie. Pour le cas de l'énergie, celle-ci est directement proportionnelle au nombre total de cellule contenues dans le SAE. Par

exemple, l'énergie accumulée par les SAEs $n_s = 35, n_p = 20$ et $n_s = 20, n_p = 35$ est exactement la même.

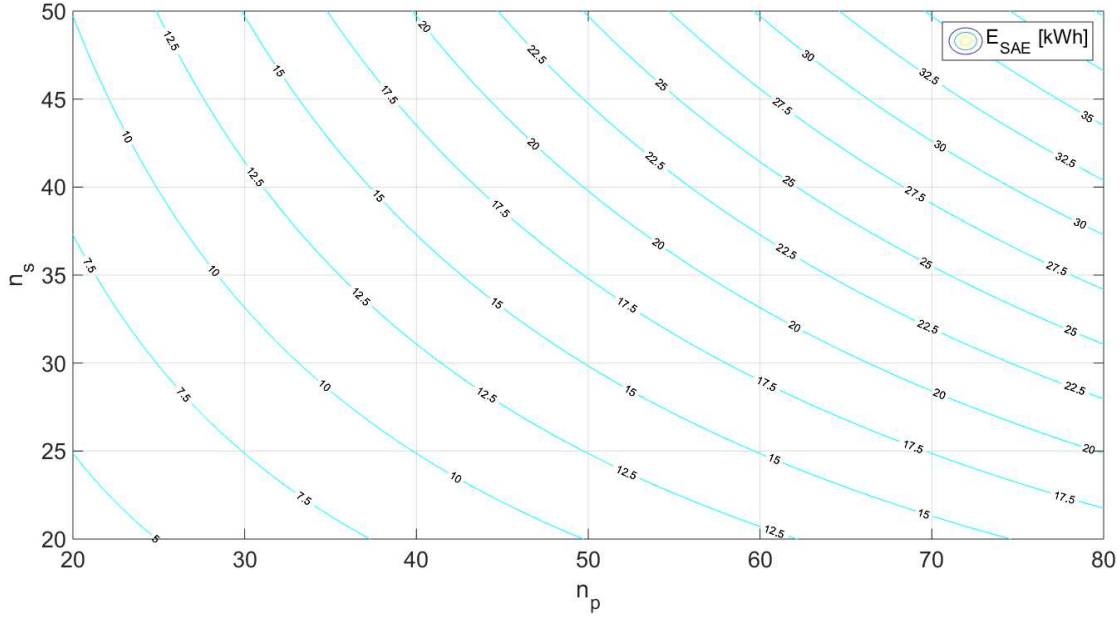


FIGURE 2.11 – Carte ISO-Performance de l'énergie contenue (kWh)

Lorsque normalisée par rapport au nombre de cellules en série, l'équation 2.13 s'écrit :

$$n_{s,E,min} \geq \frac{E_{SAE}}{Q_{cell} V_{cell,min} n_p} \quad (2.14)$$

$$n_{s,E,max} \leq \frac{E_{SAE}}{Q_{cell} V_{cell,max} n_p} \quad (2.15)$$

2.2.6 Estimation de la tension maximale d'opération

Dans plusieurs applications, la tension $V_{SAE,max}$ du système d'accumulation d'énergie en circuit ouvert devra être maintenue sous un certain seuil pour des raisons de sécurité ou des raisons techniques. La tension en circuit ouvert maximale du SAE du VUE est de 120V. Celle-ci est directement la somme de la tension maximale $V_{cell,max}$ de toutes les cellules en série du SAE,

tel que l'exprime l'équation suivante.

$$V_{SAE,max} = n_s V_{cell,max} \quad (2.16)$$

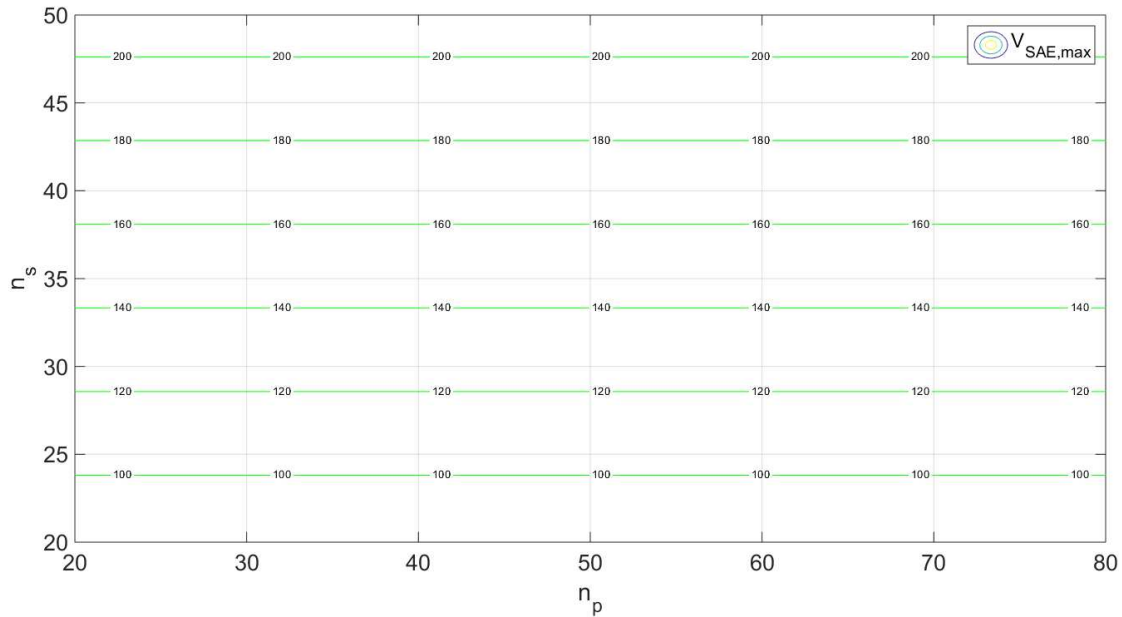


FIGURE 2.12 – Carte iso-performance de la tension maximale (V)

Donc le nombre de cellules en série sera limité par la relation 2.17 indépendante de n_p .

$$n_{s,V,max} \leq \frac{V_{SAE,max}}{V_{cell,max}} \quad (2.17)$$

2.2.7 Estimation de la puissance

La puissance maximale P_{max} (fig. 2.13) qu'un SAE peut produire est limitée par la puissance des cellules qui le compose. Pour couvrir toute la plage d'opération du VÉ, on cherchera à connaître la puissance maximale pouvant être demandée au SAE lorsque sa tension est minimale,

tel que l'exprime l'équation 2.18.

$$P_{max} = n_s V_{cell,min} n_p I_{cell,spec} \quad (2.18)$$

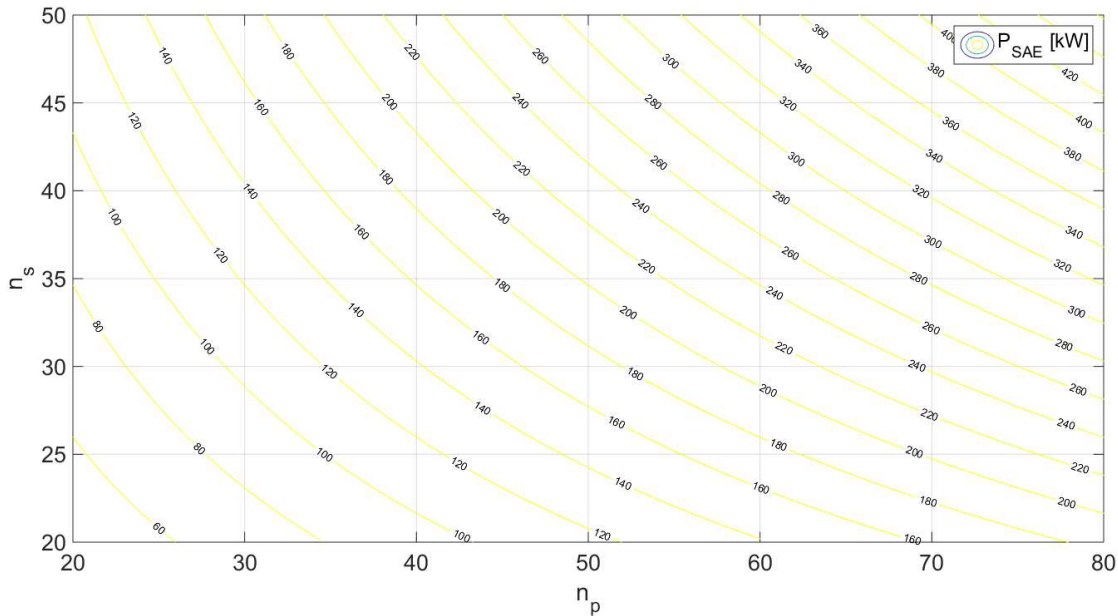


FIGURE 2.13 – Cartographie de la puissance maximale (kW)

2.2.8 Estimation du taux de décharge

Le courant maximal $I_{cell,spec}$ est fixé par le fabricant de cellule. Il est exprimé en taux de décharge C_{rate} dont les unités sont les C (à ne pas confondre avec les Coulombs) dont les unités sont h^{-1} . Ainsi en multipliant ce taux par la capacité nominale de la cellule C_{cell} , donnés au **tableau 2.3**, par l'équation 2.19, on obtient le courant maximal de la cellule $I_{cell,spec}$. Typiquement le C_{rate} sera inférieur à 5C pour les cellules dites d'énergie et 20C pour les cellules dites de puissance.

$$I_{cell,spec} = Q_{cell} \cdot C_{rate} \quad (2.19)$$

Il est important que le courant crête $I_{cell,max}$ circulant dans chaque cellule (eq. 2.20)

du groupe en série ne dépasse pas la limite du manufacturier, ce qui se traduit par la relation de l'équation 2.21.

$$I_{cell,max} = \frac{P_{veh}}{n_p V_{SAE,min}} \quad (2.20)$$

$$I_{cell,max} \leq I_{cell,spec} \quad (2.21)$$

Le courant débité par cellule, exprimé en taux de décharge, de tous les arrangements électriques du domaine de recherche, est illustré à la **figure 2.14**, sous forme de carte iso-performance, pour la cas d'une demande de 60 kW. On constate qu'à puissance demandée constante, le taux de décharge diminue rapidement à mesure qu'on augmente le nombre de cellules total. Il est important de souligner que les graphiques iso-performance présentés dans cet ouvrage ne sont valides que pour ce véhicule, sur ce parcours et avec ces spécifications de cellule.

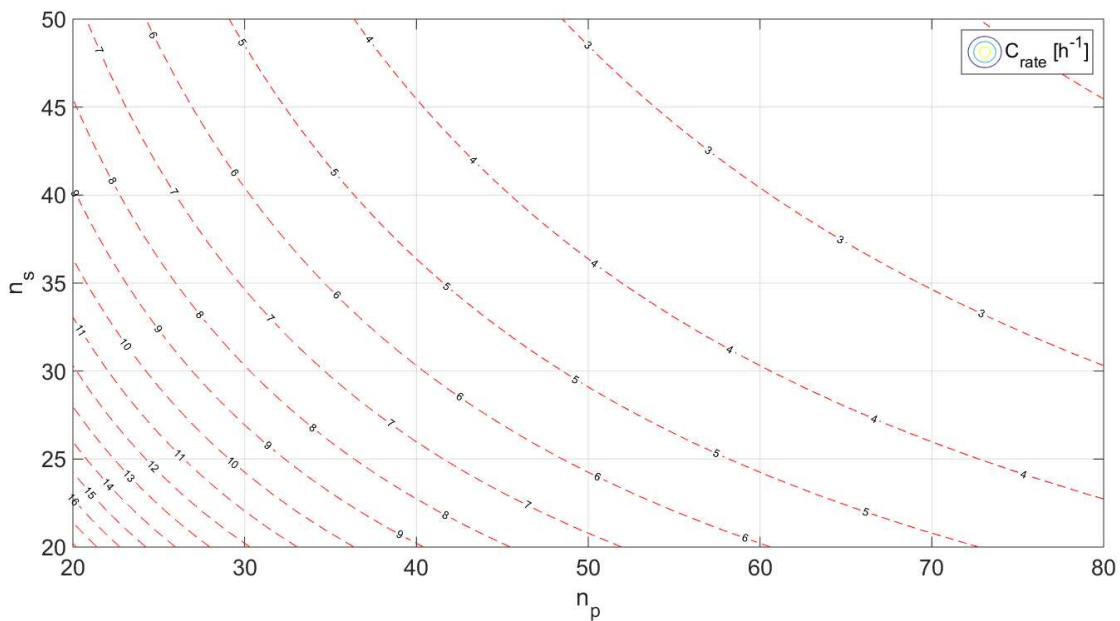


FIGURE 2.14 – Cartographie du taux de décharge maximum par cellule (h^{-1})

En ramenant l'équation 2.18 en nombre de cellules en parallèle minimum, on obtient :

$$n_{s,P} \geq \frac{P_{min}}{V_{cell,min} n_p Q_{cell} C_{rate}} \quad (2.22)$$

2.2.9 Estimation de la tension minimale d'opération

Si on devait demander un courant maximum, tel qu'écrit à l'équation 2.25, il faudrait tenir compte de la chute de tension causée par le passage du courant maximal $I_{cell,max}$ dans la résistance interne en régime permanent R_{cell} de la cellule selon le modèle Thévenin équivalent. L'hypothèse du régime permanent néglige les réactions transitoires et donc un simple modèle de circuit équivalent d'ordre zéro est suffisant [76].

$$V_{SAE,min} = n_s (V_{cell,min} - R_{cell} I_{cell,max}) \quad (2.23)$$

Normalisé sous forme de fonction contrainte la tension minimale s'écrira :

$$n_{s,V,min} \geq \frac{V_{min}}{V_{cell,min} - R_{cell} I_{cell,max}} \quad (2.24)$$

La figure 2.15 présente $V_{SAE,min}$ de chacune des configurations électriques série-parallèle de la plage considérée. Ainsi, pour chaque couple n_s, n_p , il est facile de constater l'influence que l'augmentation ou de la diminution du nombre de cellules sur la tension minimale du SAE. Dans le cas présent on peut remarquer qu'augmenter n_p a un impact beaucoup moins important qu'augmenter n_s , surtout lorsque n_p est grand.

2.2.10 Estimation de la puissance minimale disponible

Les limites de tension d'un SAE seront souvent imposées par le système électrique qu'il alimente. Typiquement, l'onduleur d'un VÉ aura des limites de tension d'opération bien précises, faute de quoi, celui-ci tombera en faute. L'électronique de puissance des moteurs du VUE opère à

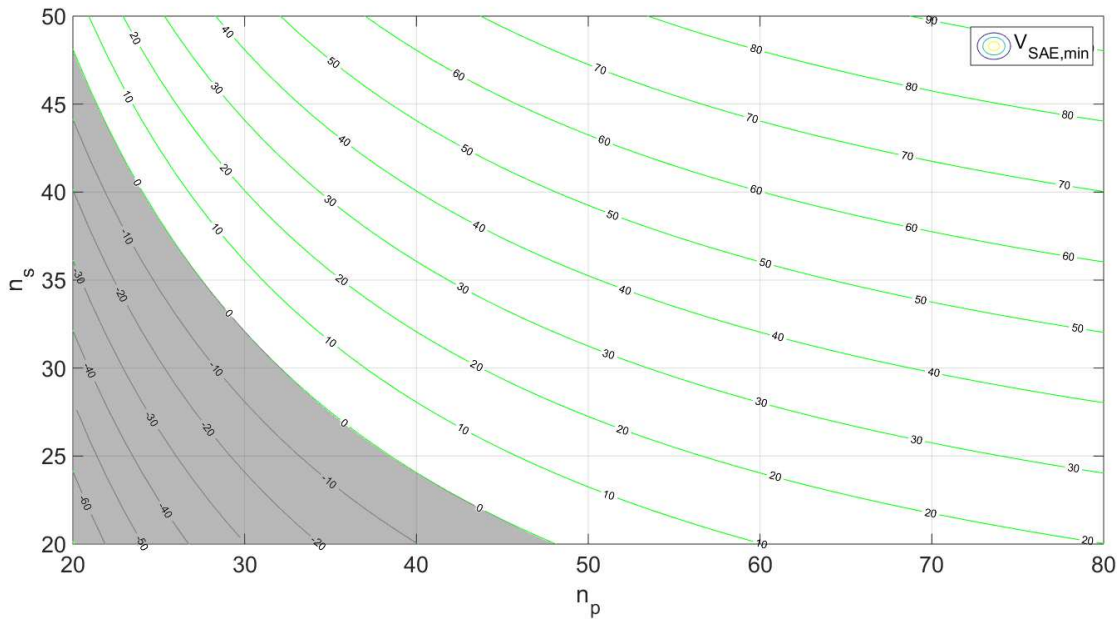


FIGURE 2.15 – Carte iso-performance de la tension minimale (V)

une tension entre 60V et 120V. Même si on demande la puissance maximale lorsque le potentiel électrochimique $V_{cell,min}$ est à son minimum, on souhaite que $V_{SAE,min}$ soit supérieur à la tension minimale d'opération V_{min} . Ainsi, on devra déterminer la puissance maximum disponible en fin de décharge pour respecter la tension minimum d'opération de l'onduleur et maintenir certaines fonctions de base du VÉ. La valeur de la puissance minimale pour chacune des configurations est illustrée dans la carte de la **figure 2.16**.

$$P_{SAE,min} = V_{SAE,min} \left(\frac{V_{cell,min} - \left(\frac{V_{SAE,min}}{n_s} \right)}{R_{cell}} \right) \quad (2.25)$$

2.2.11 Estimation de la température d'opération

L'estimation de la température des cellules qui composent le SAE est une information essentielle dans la prédiction de la durée de vie du produit. Le modèle thermique utilisé pour estimer la température de la cellule est celui de la masse agrégée en régime permanent, à température T_{amb} constante. La **figure 2.17** schématise le problème sous forme de circuit électrique équivalent. L'hy-

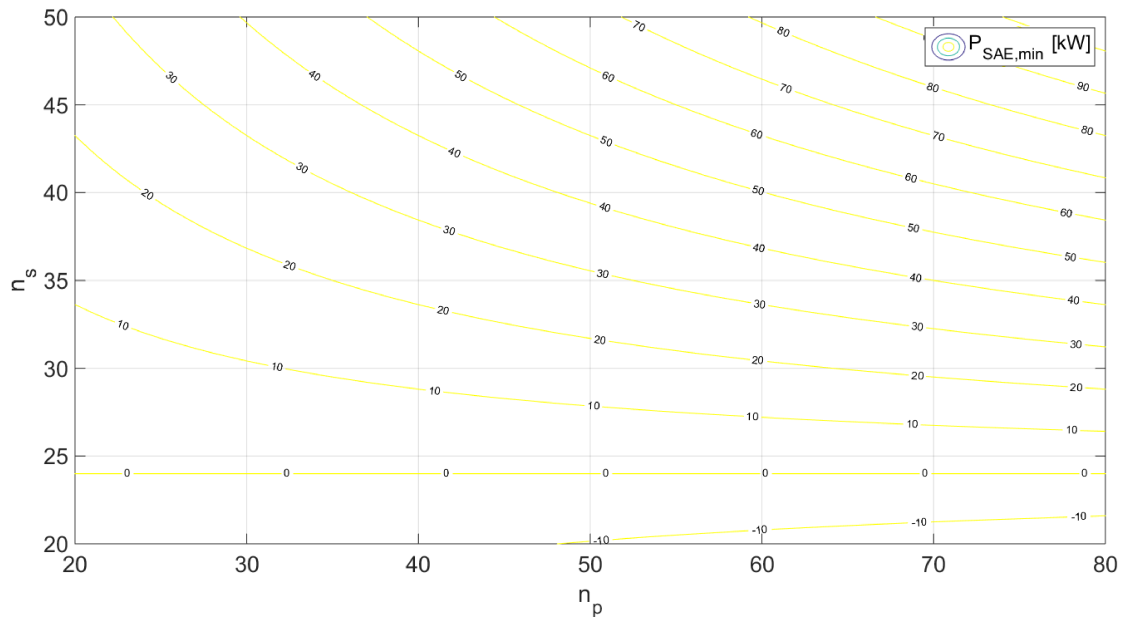


FIGURE 2.16 – Cartographie de la puissance minimale (W)

l'hypothèse du régime permanent élimine complètement les effets transitoires de l'inertie thermique, ce qui permet de supposer une température homogène dans tout le système. La seule propriété du système de refroidissement importante à considérer sera donc sa résistance thermique équivalente. On posera aussi le coefficient de convection comme constant.

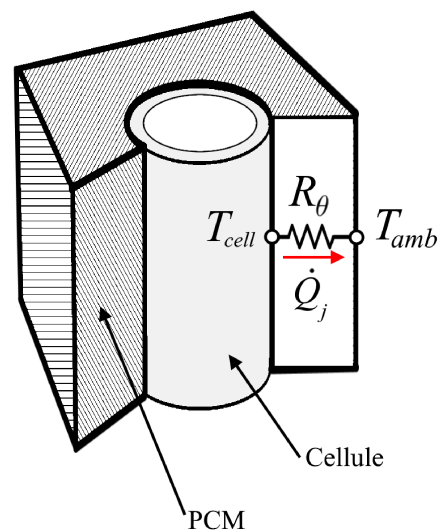


FIGURE 2.17 – Modèle thermique de la batterie

Tel que présenté à la section 1.4, la chaleur générée lors du passage du courant provient de phénomènes divers, certains réversibles, d'autres non. L'ensemble des pertes non réversibles est regroupé de manière simpliste en un seul terme : les pertes Joules \dot{Q}_j . Celles-ci sont estimées pour P_{avg} lorsque la tension de cellule $V_{cell,min}$ est minimale (eq. 2.26).

$$\dot{Q}_j = R_{cell} \left(\frac{P_{avg}}{n_s n_p V_{cell,min}} \right)^2 \quad (2.26)$$

Malgré qu'il soit tentant de vouloir calculer la contribution de l'échauffement entropique, la réversibilité du phénomène lui donne un bilan énergétique nul sur un cycle de charge-décharge. Puisque le vieillissement se calcule à l'aide de la température en régime permanent, il n'est donc pas pertinent d'en tenir compte. Par contre, dans le cas du modèle de comportement dynamique (chap. 3), la prise en compte de l'échauffement entropique et des effets transitoires sont essentiels à la fidélité du modèle.

La température des cellules du SAE T_{SAE} est égale à la somme de température ambiante T_{amb} à l'extérieur du SAE et du produit de la résistance thermique R_θ et des pertes joules moyennes \dot{Q}_j , selon l'équation 2.27. On peut y voir une certaine forme d'équivalence électrique à la loi d'Ohm, le flux de chaleur traversant la résistance thermique engendrant une différence de température, comme le ferait le courant dans une résistance avec le potentiel.

$$T_{SAE} = T_{amb} + R_\theta \dot{Q}_j \quad (2.27)$$

L'hypothèse de température homogène dans le SAE est suffisante pour un cas de dimensionnement préliminaire, mais sous-estime les effets liés à la géométrie de la batterie. Il a été prouvé qu'un fort gradient de température peut s'installer à l'intérieur d'un bloc batterie, voir même d'une cellule, ce qui peut causer un comportement électrique non-homogène [23].

2.2.12 Prédiction de la durée de vie

Afin de mesurer l'impact des décisions de conception et d'apprécier ce qui est possible de réaliser comme performance à l'intérieur des contraintes du cahier des charges, on réalise une prédiction de la durée de vie du SAE. Ainsi, pour chacune des configurations on estime la durée de vie correspondant au moment où la capacité passera sous les 80% de capacité initiale, tel qu'illustré par l'intersection des courbes de la **figure 2.18**.

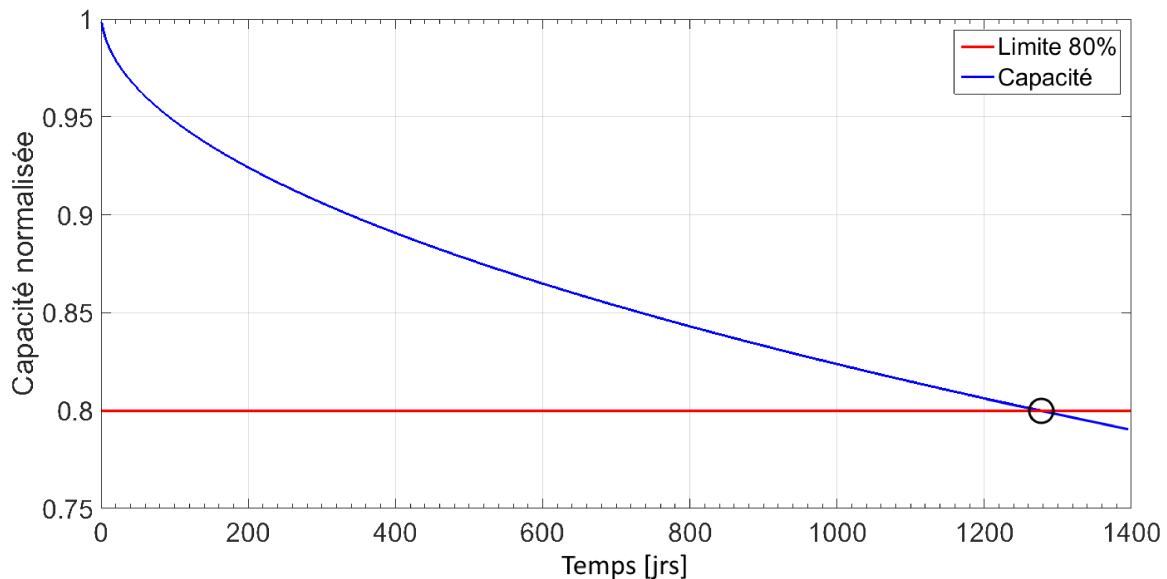


FIGURE 2.18 – Exemple de courbe de vieillissement

La perte de capacité est le principal phénomène d'intérêt dans la prédiction de la durée de vie, car c'est elle qui sera le plus remarquée par l'utilisateur (autonomie réduite, pannes plus fréquentes, etc.). Un modèle plus poussé devrait pouvoir prendre en compte l'augmentation de la résistance interne. Ceci a pour effet d'augmenter les contraintes électriques et thermiques, qui à leur tour contribuent à l'accélération du vieillissement. Or, selon [36] aucune augmentation de résistance interne n'a été observée pour des profondeurs de décharges inférieures à 80%. Il a été observé dans la littérature qu'il semble y avoir une corrélation entre l'augmentation de l'impédance interne et la diminution de la capacité. Puisque la diminution de capacité est la caractéristique la plus facilement observable et dont le critère de fin de vie est rencontré le plus rapidement, l'estimation de celle-ci sera suffisante pour le cas de dimensionnement de système.

Le vieillissement est défini comme la somme des effets du temps et de l'utilisation sur la dégradation des propriétés des électrodes. Le modèle de vieillissement retenu est le modèle semi-empirique de réduction de capacité de [36], qui suit une approche semblable à [137]. Il a été choisi pour sa simplicité de mise en œuvre et la qualité des informations disponibles sans s'engager dans une campagne extensive de caractérisation. Le modèle assume que les effets du vieillissement calendaire et cycliques sont indépendants et cumulatifs [138, 59]. On peut décrire la dégradation de la capacité Q_{cell} par l'équation **2.28**.

$$Q_{cell}(t, Q, T, SOC, DOD) = Q_{BOL}(C_0 - \alpha_{cal} - \beta_{cyc}) \quad (2.28)$$

Q_{BOL} est la capacité d'une cellule en début de vie (BOL) [%].

Vieillessement calendaire

La contribution du vieillissement calendaire α_{cal} de l'équation **2.28** se calcule à l'aide de l'équation **2.29**.

$$\alpha_{cal} = k_{cal} t^{n_{cal}} \quad (2.29)$$

où

$$k_{cal} = k_{cal,0} \theta_V \theta_T \quad (2.30)$$

La variable R dans l'équation 2.31 désigne la constante des gaz parfaits, à ne pas confondre avec R_{int} la résistance interne de la cellule. L'équation d'Arrhenius relie l'activité d'une réaction électrochimique à la température [36].

$$\theta_T = \exp\left[-\frac{E_a}{R}\left(\frac{1}{T_{cell}} - \frac{1}{T_{ref}}\right)\right] \quad (2.31)$$

Le facteur d'accélération θ_V de l'équation **2.32** dépend de la température d'entreposage T et de l'état de charge moyen SOC .

$$\theta_V = \exp\left[-\frac{\alpha F}{R}\left(\frac{1 + a_2 SOC + a_3 SOC^2}{T_{cell}} - \frac{1 + a_2 SOC_{ref} + a_3 SOC_{ref}^2}{T_{ref}}\right)\right] \quad (2.32)$$

Dans l'équation de Tafel précédente F désigne la constante de Faraday, communément utilisée en électrochimie [36]. L'état de charge SOC dans l'équation **2.32** est défini comme l'état de charge moyen défini par :

$$SOC = SOC_{ini} - \frac{DOD}{2} \quad (2.33)$$

Vieillessement cyclique

Le vieillissement cyclique β_{cyc} avec l'équation **2.28**, où Q_{cyc} est la quantité de courant débités en une heure dans un cycle [Ah].

$$\beta_{cyc} = k_{cyc} Q_{cyc}^{n_{cyc}} \quad (2.34)$$

où

$$k_{cyc} = k_{cyc,0} \left(\frac{DOD}{DOD_{ref}}\right)^{a_4} \quad (2.35)$$

La température n'est pas considérée pour le vieillissement cyclique.

Profondeur de décharge

La profondeur de décharge est définie comme la différence de SOC engendrée par un cycle, ou le rapport de l'énergie consommée sur l'énergie totale contenue dans le SAE, tel que :

$$DOD = \frac{E_{cyc}}{E_{SAE}} \quad (2.36)$$

Pour le cas de dimensionnement critique, Q_{cyc} représente le cas critique où le potentiel de la cellule serait minimum et où l'on demande la consommation moyenne sur un cycle E_{cyc} . Cette consommation globale du système doit être ramenée au niveau de la cellule en le divisant par le nombre de branches parallèles n_p .

$$Q_{cyc} = \frac{E_{cyc}}{V_{min}n_p} \quad (2.37)$$

Tableau 2.6 – Paramètres du modèle de perte de capacité [36]

Paramètre	Valeur
C_0	1.0038
n_{cal}	78825
$k_{cal,0}$	2.605 E-03
E_a	56680
a_1	0.2934
a_2	0.1857
a_3	-0.0776
n_{cyc}	0.4748
$k_{cyc,0}$	1.69 E-03
a_4	0.6753
DOD_{ref}	0.5

Validation du vieillissement

On a tenté de reproduire les résultats de [36], pour une valeur de fin de vie de 65% de la capacité originale, en reprenant la configuration du système obtenu à l'aide de l'outil de

dimensionnement. La **figure 2.19** illustre la superposition des prédictions de durée de vie entre les deux méthodes. On remarque un léger écart entre les résultats du modèle et les résultats présentés dans [36], car la température atteinte par le modèle est plus élevée car la génération de chaleur par les cellules est considérée, donnant lieu à une vie utile plus courte.

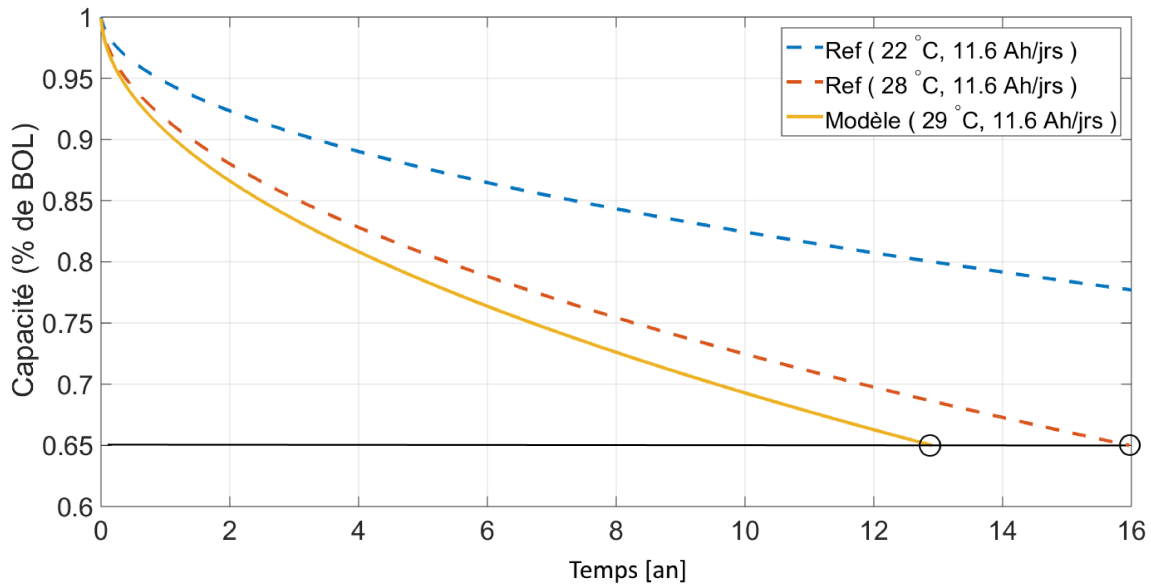


FIGURE 2.19 – Projection de la durée de vie

La durée de vie utile du système t_{EOL} est définie comme le temps écoulé en années jusqu'à ce que la résistance interne de la batterie double ou que sa capacité diminue de 20% par rapport à l'état original t_{BOL} , conditions décrites par l'équation 2.38. Typiquement, la condition de réduction de la capacité sera atteinte beaucoup plus tôt que la condition sur l'augmentation de résistance interne.

$$t_{EOL} = t(Q_{cell} \leq 0.8Q_{BOL}) \quad (2.38)$$

Les durées de vie de chaque arrangement série-parallèle sont ensuite compilés à la **figure 2.20**.

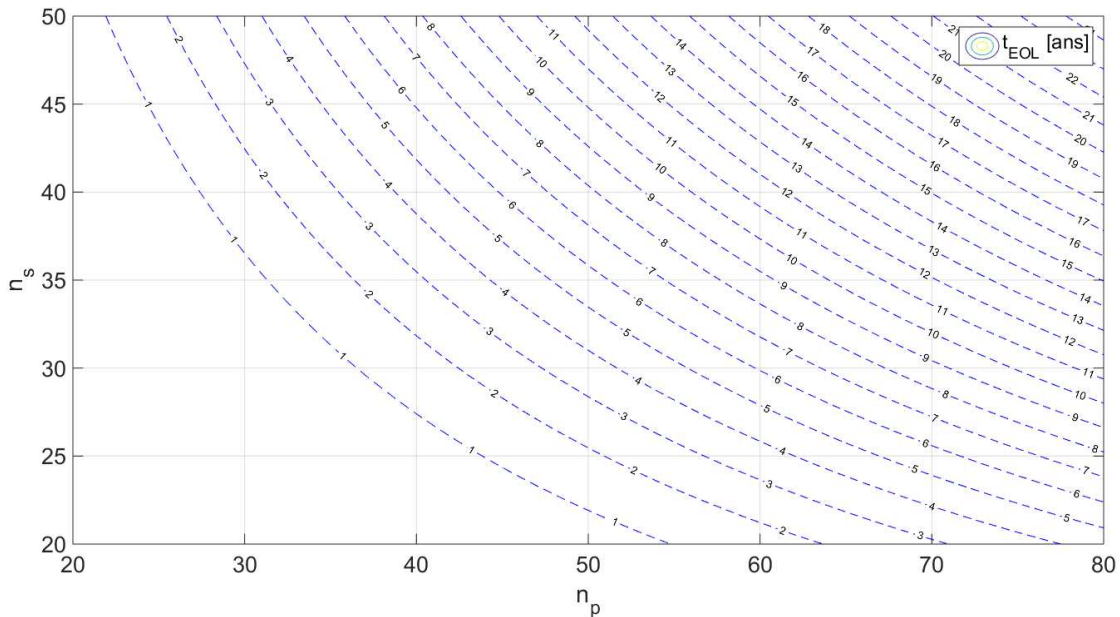


FIGURE 2.20 – Cartographie de la durée de vie (an)

2.2.13 Espace de recherche

En visualisant les performances en termes de paramètres communs à toutes les équation rend possible de superposer les cartes iso-performance (fig. 2.21), afin d'en faire une analyse globale.

Ainsi, lorsque l'on trace le domaine de l'intersection de toutes les contraintes A_i , tel que défini par l'équation 2.39, on obtient la figure 2.22. Dans le cas qui nous intéresse A_i est défini comme le nombre de cellules en série pour satisfaire les relations données par les équations 3.3, 3.6, 3.11, 3.12, 3.17, 3.19 et 3.21.

$$\bigcap_{j=1}^m A_j = A_1 \cap A_2 \cap A_3 \cap \dots A_m \quad (2.39)$$

On crée ainsi une fenêtre de travail où les configurations satisfont a priori les contraintes. En superposant les graphes précédents aux fenêtres de conception pour former la figure 2.22, il est possible d'apprécier d'un seul coup d'œil le comportement d'une configuration et d'évaluer les compromis de conception. La zone cyan représente le domaine des solutions dont l'énergie

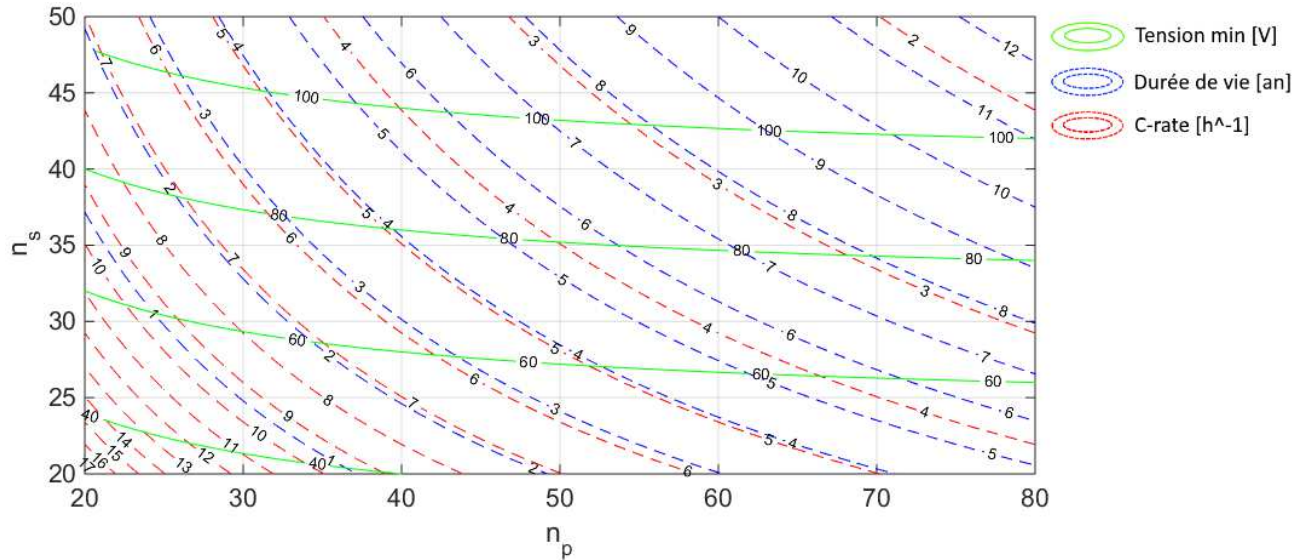


FIGURE 2.21 – Superposition des cartes iso-performance

contenue dans la batterie est insuffisante, la zone bleue celles trop volumineuses, la zone en vert celles dont la tension excède la limite de 120V, la la zone grise celles de masse excessive, la zone verte celles exclues par le critère de tension et finalement les zones orangé et jaune celles de puissance insuffisante. Les efforts de modélisation et de conception détaillée devraient se limiter aux configurations définies par l'espace de recherche. Les marches dans les frontières s'expliquent par l'arrondissement à la hausse des résultats, en nombre entier de cellules. Il est préférable de légèrement sur-dimensionner un système, quitte à en augmenter son facteur de sécurité.

Suite à l'analyse du graphe de la **figure 2.22**, un ingénieur aurait pu choisir l'arrangement électrique $n_s = 28$ et $n_p = 48$, dont les caractéristiques ont été compilées au **tableau 2.7**. Les raisons motivant ce choix sont variées mais pourraient inclure :

- le rapport volumétrique ;
- l'assemblage mécanique ;
- le nombre de sous-module souhaité.

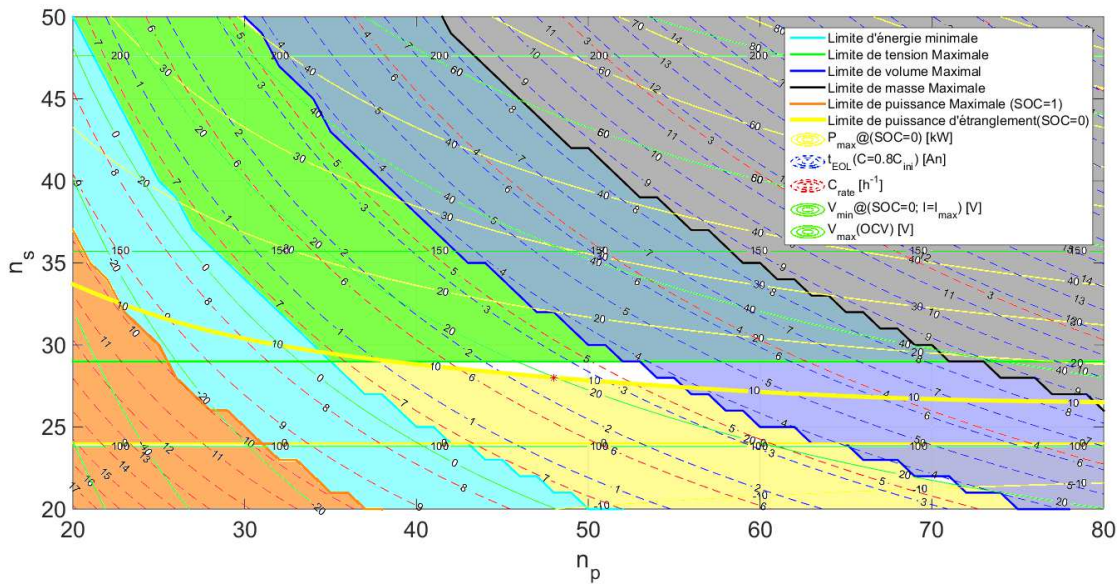


FIGURE 2.22 – Graphe normalisé de dimensionnement

Tableau 2.7 – Spécifications de la configuration retenue

Paramètre	Symbole	Valeur	unités
Nombre en série	n_s	28	-
Nombre en parallèle	n_p	48	-
Nombre total	n_t	1344	-
Puissance	$P_{SAE,max}$	155.232	kW
Énergie	E_{SAE}	13.52	kWh
Tension minimum	$V_{SAE,min}$	19.88	V
Tension maximum	$V_{SAE,max}$	117.6	V
Poids	m_{SAE}	71.88	kg
Volume	V_{SAE}	0.04	m ³
Coût	J_{SAE}	3024	\$
Durée de vie	t_{EOL}	3.2	années

2.3 Conclusion du chapitre

L'objectif était de construire une méthodologie de dimensionnement utilisant des outils d'analyse basés sur des modèles. Les modèles supposent le régime permanent et des valeurs statiques afin de simplifier le temps de calcul et rencontrer les requis du problème de dimensionnement. Un outil graphique de visualisation des performances a été proposé, contribuant au développement

de l'art de la conception des SAE. L'outil pourrait servir de base pour des méthodes d'optimisation de SAE plus avancées. La méthodologie de dimensionnement a été appliquée à deux autres cas de dimensionnement, celui d'une application stationnaire (**Annexe B**) et celui d'un camion de livraison électrifié (**Annexe A**); deux cas tirés de la littérature [36, 30].

Le modèle de simulation détaillé du comportement dynamique des SAE est l'objet du prochain chapitre. Celui-ci servira à étudier les paramètres de conception détaillés qui n'ont pas été pris en compte par les hypothèses de l'outil de dimensionnement.

Chapitre 3

Modèle électrothermique (MET)

Ce chapitre présente le modèle électrothermique (MET) de SAE, issu du couplage d'un modèle électrique de circuit équivalent de 3^e ordre et d'un modèle thermique de masse agrégée équivalente (*Equivalent lumped mass model*). Le tout a été programmé sous MATLAB/Simulink® en raison du nombre important de fonctions pré-programmées disponibles dans les bibliothèques et sa capacité à résoudre les systèmes en temps continu. Plus convivial qu'un script linéaire habituel, la programmation graphique de cet environnement rend l'explication des concepts et des interactions plus visuelles, ce qui favorise son partage et sa réutilisation. Le modèle semi-empirique s'appuie sur les travaux de [21] et a été validé par un test de décharge expérimentale d'une cellule. Le MET est intégré au modèle REM du système de propulsion du véhicule VUE (**fig. 2.8**), et le SAE choisi au chapitre 2 a été simulé sur le même parcours.

3.1 Modèle électrique

Le modèle de circuit électrique équivalent (**fig. 3.1**) est couramment utilisé parce qu'il est plus facile à mettre en œuvre que d'autres méthodes. Il est formé d'une source de tension variable en fonction de l'état de charge V_{oc} , d'une résistance R_0 pour capturer les effets résistifs et d'un condensateur C_n branché en parallèle avec une résistance R_n , où n est l'ordre du filtre, pour capter

les effets de polarisation transitoires. Les paramètres propres à la cellule à l'étude sont compilées au **tableau 3.1**. Ils ont été partagés par *Allcell Technologies* pour une cellule similaire à celle utilisée au chapitre précédent. La résistance en courant continu de la cellule est égal à la somme des éléments résistifs du **tableau 3.1**.

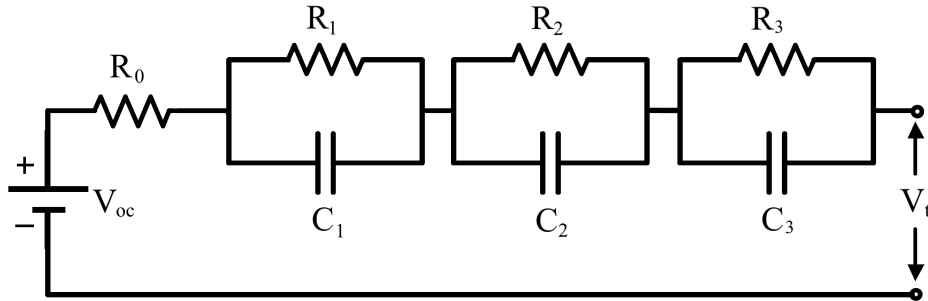


FIGURE 3.1 – Modèle de circuit électrique équivalent

Tableau 3.1 – Paramètres du modèle électrique

Paramètre	Résistance [Ω]	Paramètre	Capacité [F]
R_0	0.0365	-	-
R_1	0.021	C_1	16841
R_2	0.024	C_2	1755
R_3	0.032	C_3	281208

La tension de polarisation de chaque paire RC est donnée par l'équation 3.2 alors que la chute de tension de la résistance directe R_0 est donnée par la loi d'Ohm (eq. 3.1).

$$v_{DC} = R_0 I_{cell} \quad (3.1)$$

$$v_n = \frac{-v_n}{R_n C_n} + \frac{I_{cell}}{C_n} \quad (3.2)$$

Puisque le modèle est programmé dans l'environnement MATLAB/Simulink®, l'équation 3.2 doit être transformée en sa fonction de transfert dans le domaine de Laplace :

$$V_n = \frac{R_n}{R_n C_n \cdot s + 1} I_{cell} \quad (3.3)$$

L'état de charge SOC du SAE est le rapport de la quantité de charges disponibles sur la capacité de la cellule Q_{cell} , en Coulombs. La quantité de charges disponibles correspond à l'intégrale du courant I_{cell} , tenant compte du signe, selon l'équation **1.7**.

La tension nominale de la cellule V_{oc} est obtenue par interpolation de SOC sur la courbe de décharge illustrée à la **figure 1.3**. La diminution de la capacité à basse température est négligée dans le présent modèle, celui-ci étant conçu pour opérer entre 0 et 60°C. Utiliser l'état de charge (SOC) plutôt que la capacité [Ah] de la cellule comme référence pour l'interpolation de V_{oc} rend la relation indépendante de la capacité totale de la cellule. Ainsi, la tension instantanée lue aux bornes d'une cellule est donnée par l'équation **3.4**.

$$v_t = v_{oc} + \sum_{n=1}^{nRC} v_n + v_{DC} \quad (3.4)$$

La réponse de chacun des éléments du circuit équivalent est décortiquée à la **figure 3.2**, pour un échelon de courant constant d'une durée de 10 s. Les valeurs utilisées pour établir le modèle proviennent de [21]. Le graphique de la **figure 3.2 a)** illustre la tension de circuit ouvert V_{oc} , dépendante de l'état de charge et de la tension totale de sortie V_t . On remarque que la chute de tension V_0 causée par la résistance R_0 (**fig. 3.2 b)**) demeure constante sur toute la durée de l'échelon de courant constant. Les chutes de tension (V_1, V_2, V_3) sont causées par le passage du courant dans les éléments résistifs (R_1, R_2, R_3) et la polarisation lente des éléments capacitifs (C_1, C_2, C_3).

La résistance interne directe corrigée R_0^* , est calculée en appliquant un facteur de correction f_{DCIR} sur la résistance directe R_0 pour tenir compte des états de la cellule, tel que l'exprime l'équation **3.5**.

$$R_0^* = R_0 \cdot f_{DCIR}(SOC, T) \quad (3.5)$$

La **Figure 3.3** illustre la carte du facteur de correction f_{DCIR} de la résistance interne directe d'une cellule lithium-ion en fonction de T et SOC . L'utilisation d'un facteur de correction

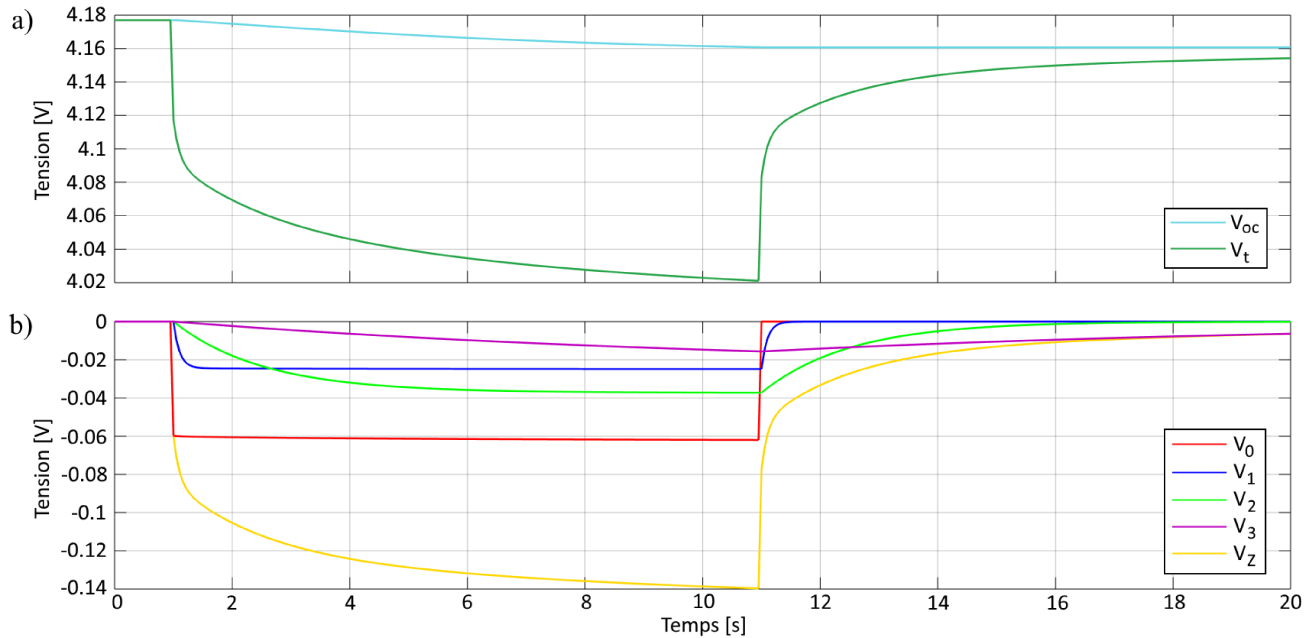


FIGURE 3.2 – Réponse du modèle électrique à un échelon de courant, a) Tension totale et boucle ouverte, b) Contribution des éléments résistifs du circuit équivalent

plutôt qu'une valeur absolue pourrait permettre de faire évoluer la résistance interne en fonction du vieillissement de la cellule, sans affecter le couplage thermique des sous-modèles, en posant l'hypothèse que le facteur de correction est indépendant de la valeur absolue de R_0 .

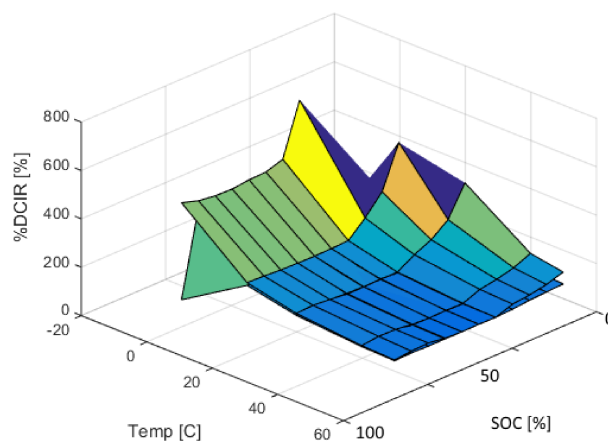


FIGURE 3.3 – Augmentation de la résistance interne en fonction de la température et de l'état de charge

3.2 Modèle thermique

Le modèle thermique retenu est celui de la masse agrégée équivalente (**fig. 3.4**), qui considère la température homogène à l'intérieur de la cellule. Le faible nombre de Biot $Bi = \frac{k_f \cdot r}{k_s} < 1$ des cellules cylindriques permet de poser la température comme étant homogène à l'intérieur de toute la cellule et de la couche de matériel à changement de phase (PCM) qui l'entoure [112], avec une erreur de l'ordre de 1.5°C [60].

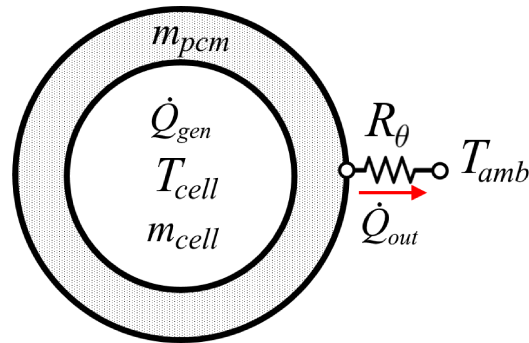


FIGURE 3.4 – Représentation schématique du modèle thermique de masse agrégée

Le modèle comporte deux parties : la génération de chaleur et la dissipation de chaleur. Puisque qu'il s'agit d'un modèle dynamique, la température sera évaluée pour tous les instants.

3.2.1 Génération de chaleur

Deux modes de génération de chaleur sont considérés dans le modèle : l'échauffement joule (**eq. 1.11**) et l'échauffement entropique (**eq. 3.6**). La chute de potentiel causée par le passage de I_{cell} dans le réseau de filtres RC engendre des pertes thermiques \dot{Q}_{joules} (**fig. 3.1**) et s'exprime par l'équation 1.11. Cette équation a l'avantage de confiner les paramètres de l'impédance au modèle électrique, ce que l'équation 1.10 ne permet pas.

L'effet entropique est réversible, c'est-à-dire que la chaleur produite lors de la décharge est absorbée lors de la recharge et ce à cause des réactions chimiques se produisant à l'intérieur de la cellule. L'équation 3.6 permet d'obtenir la chaleur générée par l'effet entropique, à l'aide du

coefficient entropique $\frac{\delta E}{\delta T}$ de la **figure 3.5**.

$$\dot{Q}_{ent}(V) = -T_{cell} I_{cell} \frac{\delta E}{\delta T}(V) \quad (3.6)$$

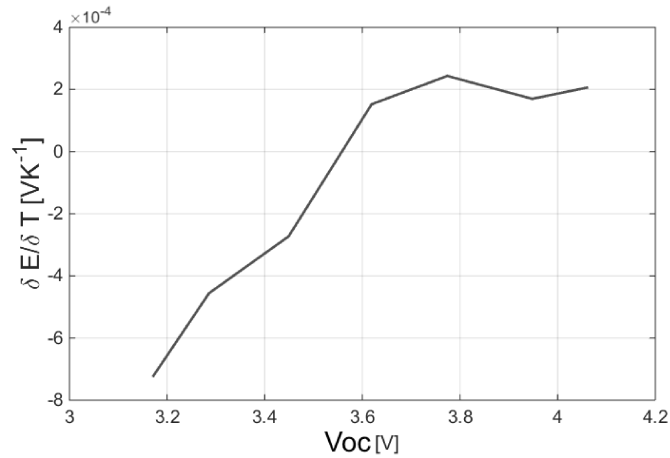


FIGURE 3.5 – Coefficient entropique en fonction de la tension d’une batterie lithium-ion

Il est intéressant de souligner qu’une cellule de chimie NMC est à la fois exothermique et endothermique à l’intérieur de sa plage d’utilisation (**fig. [?]**). Ainsi la chaleur générée \dot{Q}_{gen} à l’intérieur de la cellule s’exprime par l’équation **3.7**.

$$\dot{Q}_{gen} = \dot{Q}_{joules} + \dot{Q}_{ent} \quad (3.7)$$

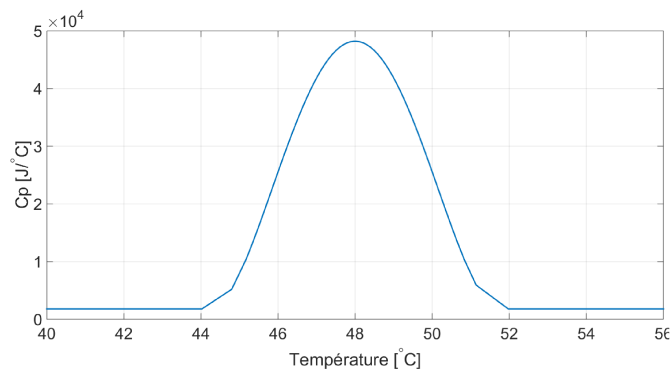


FIGURE 3.6 – Capacité thermique du matériel à changement de phase en fonction de la température [34]

3.2.2 Dissipation de chaleur

Dans le cas où la gestion thermique de la batterie serait faite par un matériel à changement de phase (PCM), il faut considérer que la température demeurera constante sur la plage de transition solide-liquide du matériel. Ainsi, la capacité thermique Cp_{pcm} du PCM sera ajustée selon le graphique de la **figure 3.6**. L'inertie thermique équivalente $(mCp)_{eq}$ étant égale à la somme des inerties thermiques de la cellule $m_{cell}Cp_{cell}$, qui restera constante et celle du matériel à changement de phase $m_{pcm}Cp_{pcm}$, et ce à chaque instant t .

$$(mCp)_{eq}(t) = m_{cell}Cp_{cell} + m_{pcm}Cp_{pcm}(t) \quad (3.8)$$

Le modèle a été construit pour considérer tous les cas de refroidissement possibles : air forcé ou liquide, avec ou sans matériel à changement de phase. Le fini de surface, la qualité du contact entre deux matériaux, les variations de propriétés ou les conditions de convection, sont autant d'éléments qui influent sur la résistance thermique R_{θ} .

$$\dot{Q}_{out} = \frac{T_{cell} - T_{amb}}{R_{\theta}} \quad (3.9)$$

En effectuant le bilan énergétique (**eq. 3.10**) on obtient \dot{Q}_{total} , la quantité d'énergie emmagasinée par la cellule.

$$\dot{Q}_{total} = \dot{Q}_{gen} - \dot{Q}_{out} \quad (3.10)$$

L'élévation de température est directement proportionnelle à l'inertie thermique équivalente $(mCp)_{eq}$ et à l'intégrale de l'énergie accumulée dans la cellule Q_{total} .

$$(mCp)_{eq}\Delta T = \int \dot{Q}_{total}dt \quad (3.11)$$

On réécrit 3.11 pour obtenir directement la température finale de la cellule T_f :

$$T_f = T_i + \int \frac{\dot{Q}_{total}}{(mCp)_{eq}} dt \quad (3.12)$$

3.2.3 Ajustement du modèle thermique

L'estimation des paramètres thermiques comme la résistance de conduction R_θ ou l'inertie mCp comporte beaucoup d'incertitudes et n'est pas nécessairement facile à obtenir même par calcul. Il est d'usage d'ajuster les paramètres d'un modèle thermique par un test de refroidissement naturel. Simple et rapide, cette méthode consiste à chauffer un corps à une certaine température et à le laisser refroidir naturellement. De cette manière, la génération de chaleur n'a pas d'influence sur la courbe de température. Les paramètres obtenus par superposition des résultats de simulation sur la courbe expérimentale de la **figure 3.7**, pour une cellule insérée dans un bloc d'aluminium, sont compilés au **tableau 3.2**.

Tableau 3.2 – Paramètres du modèle thermique

Paramètre	Symbole	Valeur	unités
Masse de la cellule	Cp_{cell}	0.044	kg
Capacité thermique de la cellule	Cp_{cell}	1425	J/kgK
Masse du bloc d'aluminium	m_{alu}	0.08	kg
Capacité thermique de l'aluminium	Cp_{alu}	1100	J/kgK
Résistance thermique totale	R_θ	24	K/W

3.3 Couplage des modèles

Le courant total demandé à la batterie I_b et la température ambiante T_{amb} sont les deux intrants du MET. Ses sorties sont : la température interne des cellules T_{cell} , le *SOC* et la tension totale V_b . La dépendance de la tension au courant respecte la causalité physique du fonctionnement des accumulateurs électrochimiques, une condition à respecter pour que le modèle

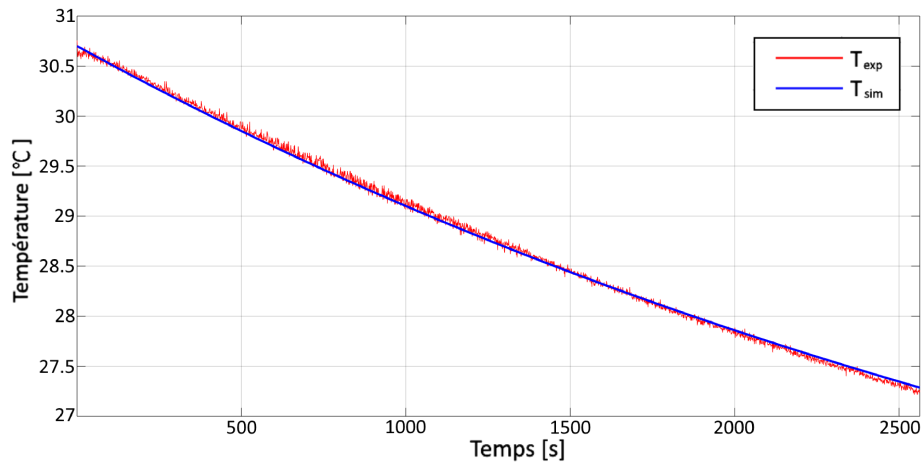


FIGURE 3.7 – Validation du modèle thermique

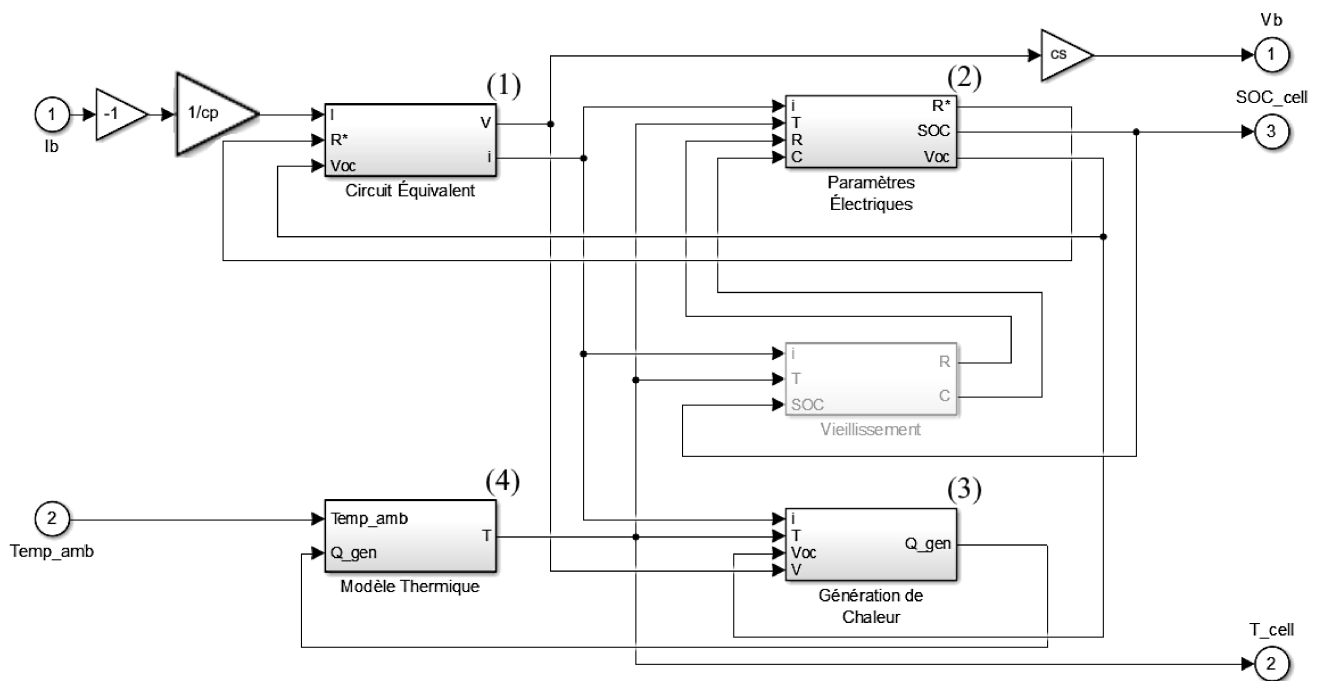


FIGURE 3.8 – Modèle Électro-Thermique (MET)

puisse fonctionner dans la REM. La séquence d'opération de chacun des pas de temps discrets du modèle (**fig. 3.8**) est la suivante :

1. Le signe du courant I_b est inversé pour respecter la convention de signe du modèle ($I \geq 0 \Rightarrow$ décharge) ;
2. On divise le courant I_{batt} par le nombre de cellules en parallèle pour obtenir I_{cell} ;

3. Le courant I est appliqué au modèle de circuit équivalent **(1)** pour en déduire la tension totale V_t (**eq. 3.4**);
4. On intègre le courant (**eq. 1.7**), dans le bloc « Paramètres électriques » **(2)**, pour en déduire SOC , qui à son tour permet d'obtenir V_{oc} par interpolation;
5. La chaleur générée Q_{gen} par la cellule peut ensuite être calculée par le module de génération de chaleur **(3)** avec l'équation **1.11**;
6. La température de la cellule T est obtenue en résolvant le modèle thermique de dissipation de chaleur **(4)** qui tient compte de la variation de Cp_{pcm} ;
7. La valeur corrigée de la résistance interne R_0^* peut être mise à jour en tenant compte des nouvelles valeurs de T_{cell} et de SOC ;
8. Le cycle se répète ainsi pour chaque pas de temps, utilisant les états du pas précédent.

Le module de vieillissement a été placé dans le modèle, mais laissé inactif, dans l'intention de le développer dans les travaux futurs. Ce modèle tiendra compte du courant, de la température et de l'état de charge pour mettre à jour la capacité et la résistance interne de la cellule.

3.4 Validation du modèle

Le MET a été validé par un cycle de décharge expérimental en appliquant un courant constant de 1.6 A pendant 6000s, suivi d'un repos; à une cellule de même modèle que celui de [21], insérée dans un bloc d'aluminium. Les résultats de la simulation ont été compilés à la figure 3.9. On observe une excellente superposition des courbes de tension expérimentales V_{exp} et de simulation V_{sim} avec une légère divergence à partir de la 2^e moitié de la décharge. Cette divergence pourrait être attribuable au fait que mis à part R_0 , les valeurs de l'impédance du modèle électrique ne dépendent pas de SOC et de T ; effet particulièrement important à faible SOC. Cet écart entre la chute de tension réelle et expérimentale, à la **figure 3.9 b**), pourrait expliquer en bonne partie l'écart grandissant des courbes de température à partir de 3000 s. L'erreur ne pourrait provenir de l'ajustement de l'inertie thermique ou de la résistance thermique, car ils ont été ajustés précédemment.

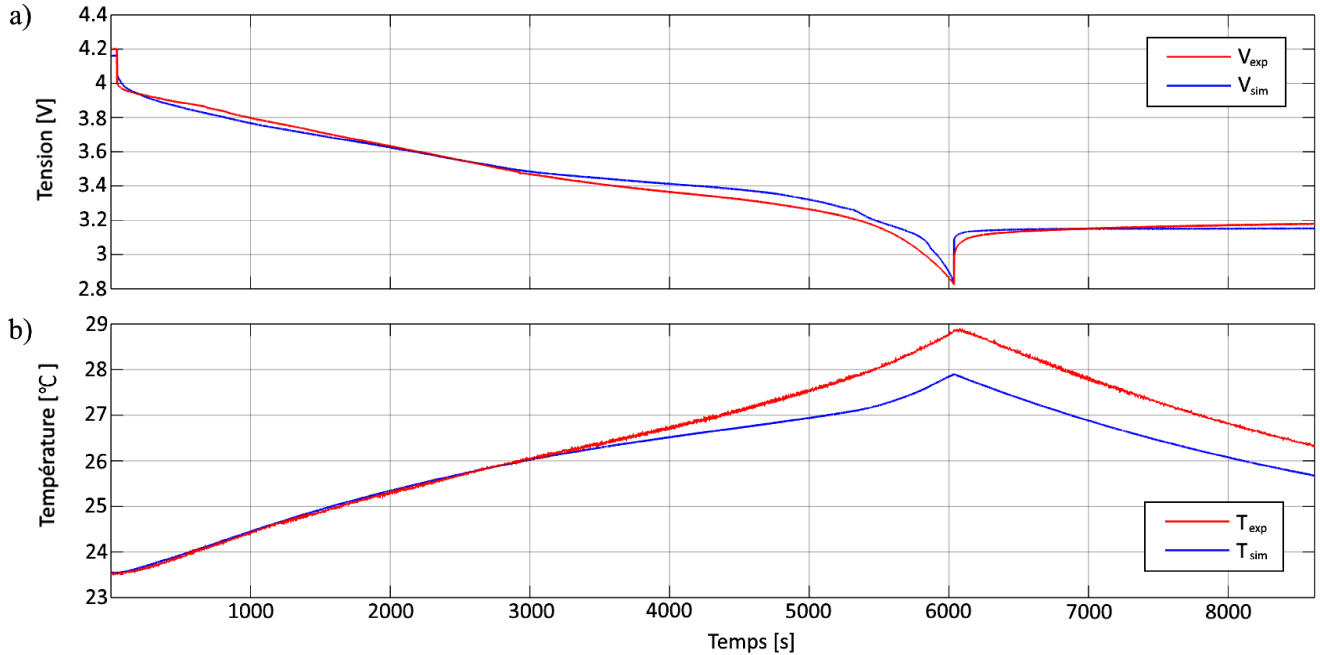


FIGURE 3.9 – Réponse expérimentale et simulée d’une cellule. a) Tension de sortie de la cellule (Expérimental et Simulation), b) Température de la cellule (Expérimental et Simulation)

3.5 Simulation dynamique du véhicule

Le MET de SAE validé a été intégré dans le modèle de la chaîne de propulsion (**figure 2.8**) pour estimer la consommation du véhicule étudié, à la section 2.2.4. Le même cycle routier a été répété afin de s’assurer du bon fonctionnement de la configuration retenue à l’étape précédente (**tableau 2.7**). La tension et l’état de charge du SAE du véhicule sont présentés à la **figure 3.10** pour une séquence du cycle « VWU-CITY » (**fig. 2.9 a**). À la **figure 3.10 b**), l’état de charge initial a été posé à 95% arbitrairement pour les fins de l’exemple. On remarque une diminution globale de la tension entre le début et la fin du cycle. L’état de charge diminue globalement, malgré qu’on observe des remontées subites de SOC, simultanément aux pointes d’augmentation de tension, causé par la récupération de l’énergie cinétique du VÉ lors des freinages.

La température augmente de quelques dixièmes de degrés sur un cycle, comme on peut l’observer au graphique de la **figure 3.11 a**). Les augmentations de température sont causées par les pointes de courant (**fig. 3.11 b**)) demandées à la batterie. Dans les périodes de plus faible

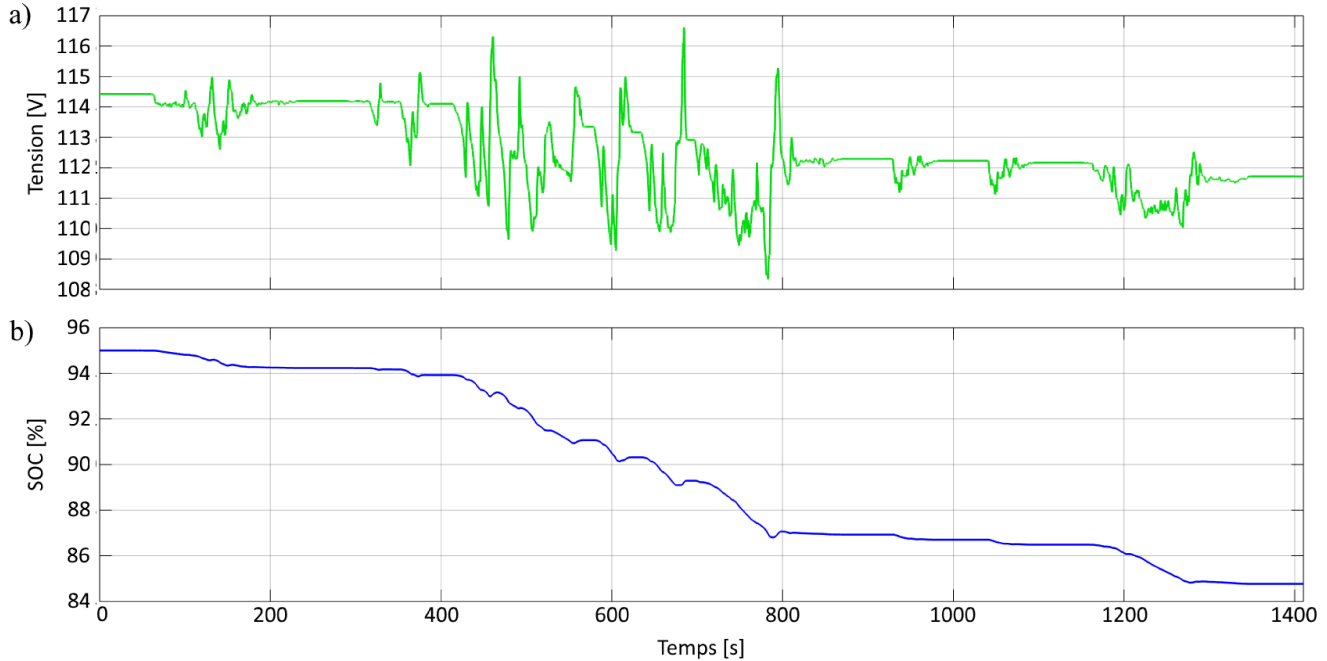


FIGURE 3.10 – Comportement de la batterie dans le VÉ : a) Tension, b) État de charge (SOC)

demande, on observe un refroidissement lent. Néanmoins, faute d'information précise sur le comportement thermique du système réel, les résultats présentés ici sont à titre indicatif seulement. Pour un concept particulier, le concepteur devra ajuster le poids, la capacité thermique et la résistance thermique exacte, en se basant sur des analyses thermiques détaillées ou des approximations propres au concept mécanique.

L'effet de la capacité thermique non-linéaire du matériel à changement de phase n'est pas observable dans l'évolution de la température de la batterie puisque la température n'atteint jamais la plage de fusion de celui-ci.

La simulation a été reprise en répétant le cycle jusqu'à atteindre l'épuisement quasi complet du SAE. Sur un parcours de 59.5km, on observe à la **figure 3.12b)**, que l'état de charge est passé de 100% à 6%. On constate aussi, à la **figure 3.12a)** que les pointes de tension du SAE demeurent toujours à l'intérieur des contraintes du CdC, soit $60V \leq V_{SAE} \leq 120V$.

On remarquera l'augmentation plus rapide de la température vers la fin de la décharge, ce qui s'explique à la fois par l'augmentation de la résistance interne à faible état de charge et à

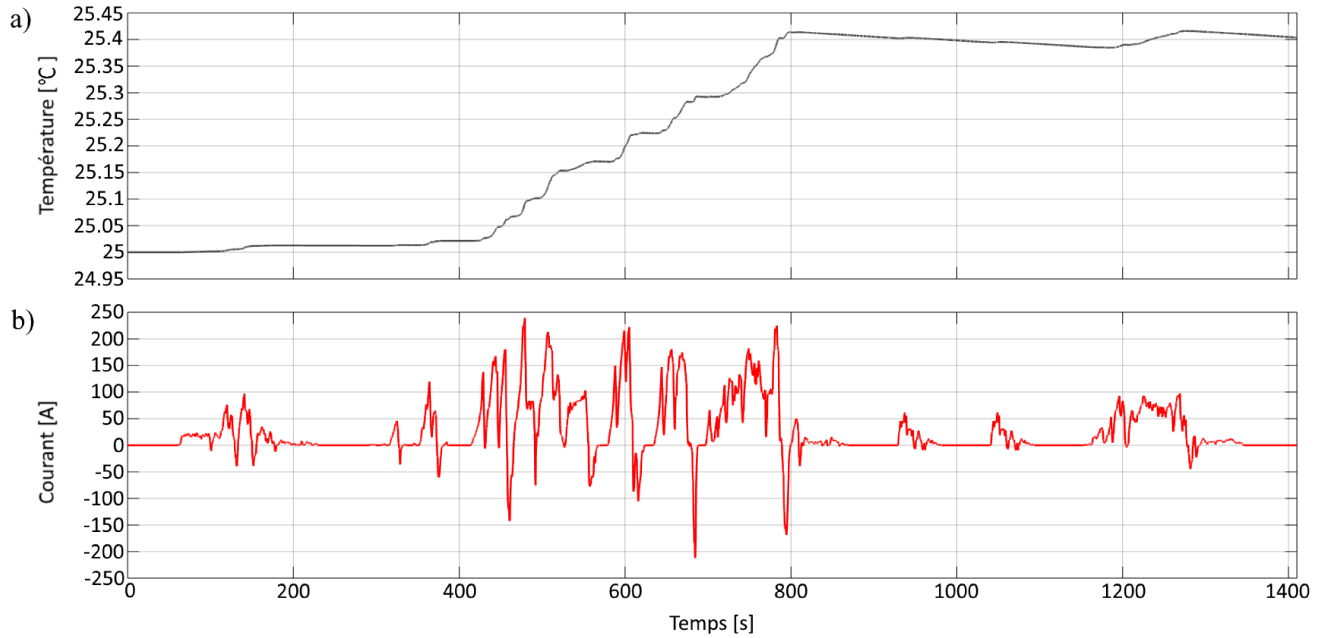


FIGURE 3.11 – Comportement de la batterie dans le VÉ : a) Température, b) Courant

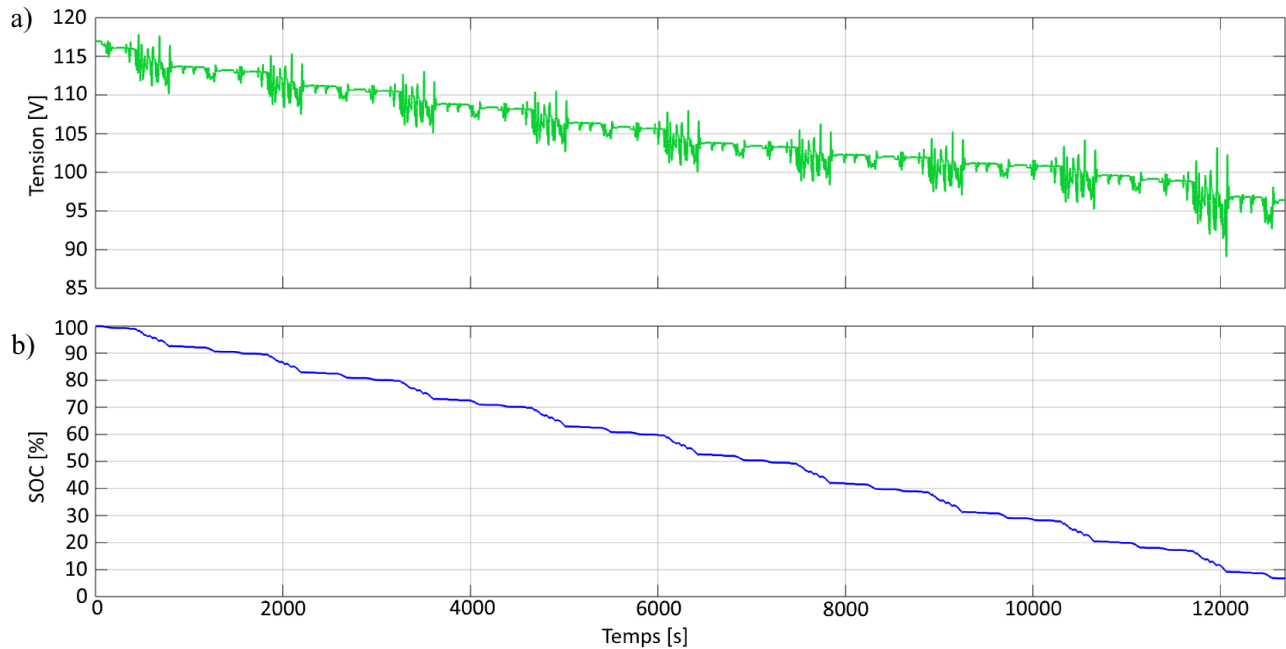


FIGURE 3.12 – Comportement de la batterie dans le VÉ : a) Tension, b) État de charge (SOC)

l'augmentation marquée du courant de pointe pour maintenir la puissance constante (**fig. 3.14 a**) malgré la baisse de tension (**fig. 3.14 b**). C'est d'ailleurs en partie à cause de cette augmentation du courant et de la chaleur générée qu'on évitera d'opérer la batterie sous les 20% d'état de charge.

Il est d'usage de ne pas utiliser le SAE sous les 20% de SOC pour des raisons de vieillissement prématuré, tout comme on évitera les SOC élevés pour les mêmes raisons. Il serait donc recommandé d'augmenter la quantité d'énergie contenue dans le SAE, en changeant la configuration électrique ou la cellule utilisée pour la conception, ou encore de diminuer la consommation du véhicule. Néanmoins, la simulation permet d'étudier le comportement sur toute la plage d'opération et même au-delà, sans risquer d'endommager les échantillons.

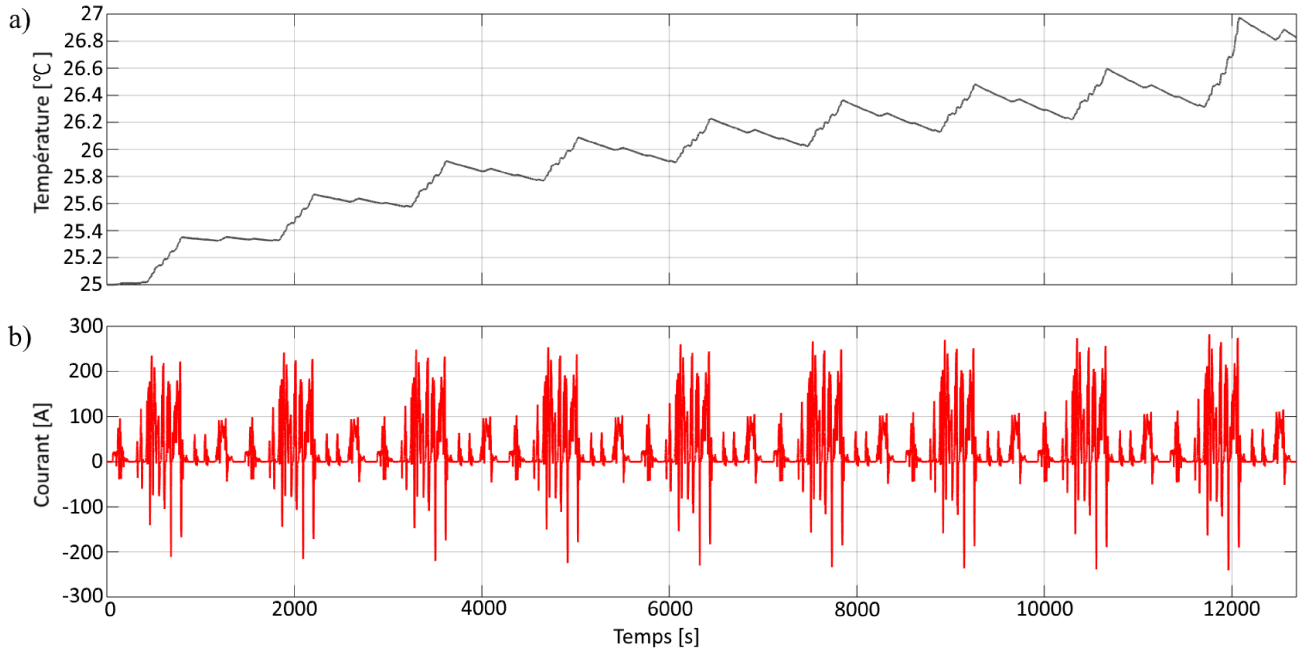


FIGURE 3.13 – Comportement de la batterie dans le VÉ : a) Température, b) Courant

3.6 Conclusions du chapitre

Le MET de la batterie intégré à la REM a permis de valider les choix d'ingénierie effectués par la méthode présentée au chapitre précédent. L'autonomie du véhicule a pu être évaluée, pour constater qu'il serait préférable de sélectionner une configuration de l'espace de recherche (**fig. 2.22**) contenant plus d'énergie pour éviter d'opérer sous la barre des 20% de SOC. On a aussi pu confirmer que le SAE sélectionné rencontre les requis de puissance et de tension du CdC. L'optimisation du concept par le concepteur à l'aide de l'outil de son choix pourra s'appuyer sur ce MET. Ce modèle multi-domaine dynamique pourrait aussi être utilisé pour élaborer des

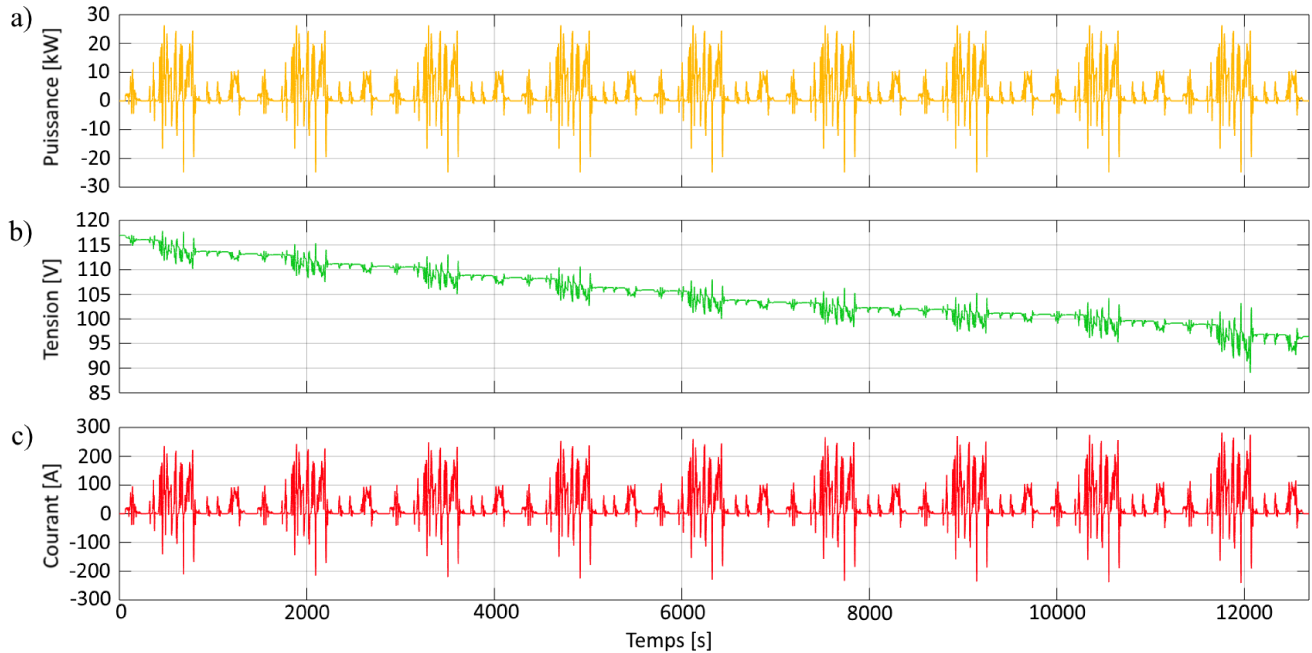


FIGURE 3.14 – Performances de la batterie : a) Puissance, b) Tension, c) Courant

stratégies de gestion de l'énergie, améliorer les algorithmes embarqués dans les BMS ou optimiser les paramètres détaillés du dimensionnement du SAE. Le vieillissement et l'évolution des paramètres avec la température et l'état de charge font partie des éléments à améliorer pour augmenter la fidélité du modèle et accroître sa plage d'utilisation. Un modèle de SAE comptant plusieurs cellules couplées électriquement et thermiquement entre elles permettrait d'étudier des phénomènes tels que la répartition non-uniforme du courant ou l'évolution du vieillissement des cellules en fonction de leur position dans l'assemblage.

Chapitre 4

Conclusion

4.1 Discussion

L'objectif initial du projet était d'analyser le vieillissement de batteries en fonction de leur environnement d'utilisation, mais après une revue de l'état de l'art exhaustive, il est apparu intéressant de développer un modèle électrothermique et de le coupler à une méthode d'optimisation pour générer des spécifications idéales. L'intention de départ était de recourir à un modèle de vieillissement dans la boucle, c'est à dire qui aurait permis de faire évoluer les paramètres de la batterie en temps réel, pour représenter le plus fidèlement le comportement d'une batterie. Des efforts ont été entrepris, mais abandonnés devant le manque de données requise pour monter un tel modèle. Tenir compte du cycle d'utilisation dans l'estimation de la durée de vie pourrait améliorer la précision des résultats. Ceci permettrait aussi l'étude de l'impact des conditions d'utilisation comme le courant de recharge, par exemple. Le MET a été pensé pour s'intégrer dans les modélisations REM, pour être utilisé dans le futur dans plus d'applications, et répondre aux besoins futurs de la recherche. À priori, la méthodologie de dimensionnement devait s'appuyer sur le MET pour générer les résultats de l'ensemble des arrangements électriques. Un algorithme d'intelligence artificielle aurait pu générer des configurations mécaniques, pour atteindre une convergence autour d'un concept optimal. Cependant, après avoir déployé des efforts en ce sens les défis d'application de cette méthode ont rendu l'idée difficilement réalisable dans le cadre du projet. Le temps de

calcul requis pour simuler la vie complète d'un SAE et ce pour toutes les combinaisons possibles aurait demandé des ressources informatiques faramineuses et ce sans garantie de converger assez rapidement pour être utilisable dans un contexte réel. L'idée de recourir à l'intelligence artificielle pour accélérer le processus de conception, notamment par l'utilisation d'algorithmes génétiques reste une idée à exploiter et à fort potentiel de recherche.

À défaut d'atteindre la vision initiale, l'idée de réduire l'espace de recherche des solutions satisfaisant le cahier des charges est apparue comme un objectif atteignable. La méthodologie développée pourra servir à cibler les efforts de recherche dans un ensemble plus restreint, peu importe l'outil d'optimisation utilisé aux étapes subséquentes.

C'est en travaillant au développement de la batterie de la moto électrique de l'Université de Sherbrooke (projet EMUS) [139] qu'est émergé l'idée de représenter graphiquement l'ensemble des contraintes en une seule carte normalisée. Non seulement une telle approche n'a pas encore été proposée dans la littérature, il est surprenant qu'un champ à la fine pointe de la technologie n'ait pas vu de méthode semblable proposée. Peut-être est-ce parce que généralement les concepteurs de véhicules électriques sélectionnent une configuration électrique qui leur convient sans nécessairement considérer toutes les alternatives ? Peut-être aussi que ce genre d'approche propre à chaque fabricant n'est jamais rendu publique par manque de temps ou par peur d'être copié. Peu importe les raisons, il est surprenant qu'on ne compte pas plus d'articles dans la littérature proposant une approche aussi systématique synthétisée.

Il y a beaucoup de potentiel de développement pour la conception d'un modèle électrothermique évolutif ait atteint sa pleine maturité. Le développement d'un sous-modèle de vieillissement dans la boucle est le principal élément d'amélioration, Ensuite une meilleure interaction de tous les paramètres électriques avec la température, l'état de charge et le vieillissement augmenterait la fidélité du modèle. Il serait intéressant d'intégrer le modèle dans une co-simulation par élément fini et ainsi obtenir la distribution exacte de chaleur dans un SAE, ou les effets des méthodes de refroidissement. Le MET pourrait aussi être appliqué pour l'étude des effets de la mise en parallèle ou en série de cellules, et étudier l'effet de la variance des propriétés pour développer de meilleurs stratégies de balancement dans la BMS ou des lignes de directrices au niveau de la fabrication de

SAE. L'impact de la variance des propriétés du lot utilisé pour la fabrication pourrait avoir un impact sur les performances à long terme d'un SAE. Le potentiel est grand au niveau de l'utilisation du modèle comme outil d'ingénierie prédictive.

Un modèle de vieillissement dynamique qui tiendrait compte de l'évolution en temps réel de la résistance interne et de la capacité, pour ajuster la réponse en temps réel serait une avancée pour le domaine. Autant pour l'ingénierie de conception prédictive que pour les systèmes embarqués, un tel modèle serait capable de s'adapter aux conditions changeantes d'utilisation, plutôt que de s'appuyer sur un modèle de vieillissement statique. L'effet des cycles rapides, du freinage régénératif, de la variation de température ou de longues périodes d'entreposage pourraient ainsi être simulées. Des travaux de programmation dans cette direction ont été entamés à l'aide du modèle électro-thermique développé dans MATLAB/Simulink®. Or, faute de données expérimentales pour le valider, ce travail n'a pas été inclus dans le mémoire. Cependant il a été constaté a priori que la méthode dynamique tend à sur-estimer le vieillissement. Une campagne expérimentale exhaustive serait nécessaire pour établir les paramètres de ce modèle.

4.2 Travaux futurs

À la lumière de ces travaux, plusieurs domaines ont été identifiés comme potentiels pour la recherche future. Premièrement, puisque l'ensemble des données utilisées pour la construction des modèles proviennent de résultats expérimentaux, il est essentiel de développer des méthodologies de caractérisation simples et rapides pour paramétrer les modèles. Deuxièmement, le développement de modèles dynamiques prédictifs d'estimation des paramètres en fonction du vieillissement, associé à une campagne de caractérisation du vieillissement, permettrait d'étudier plusieurs phénomènes par simulation. Les performances des algorithmes d'équilibrage, l'étude des stratégies de recharge sur le vieillissement et l'étude de l'impact des choix de conception mécanique, figurent parmi la liste des questions auxquelles il serait possible de répondre avec un tel modèle. Troisièmement, le développement d'outils d'optimisation de la conception plus poussés permettrait de faire varier plus de paramètres et raffiner le niveau de précision des prédictions. Le développement de tous ces

axes de recherche passe par un effort constant d'amélioration du modèle électro-thermique.

Les capacités de calculs des ordinateurs actuels, le développement d'équipements spécialisés comme le spectroscope d'impédance électronique Gamry ou les cycleurs de cellule Arbin, permettent de développer des plans d'expérience et de simulation jamais imaginables auparavant. De plus, le faible coût des batteries et leur disponibilité relative font que ce genre de recherche est de plus en plus facile à envisager.

4.3 Conclusion

Ce projet a permis de développer des outils d'ingénierie pour améliorer la conception des systèmes d'accumulation d'énergie au lithium. L'état de l'art a mis en lumière les tendances actuelles de conception des batteries, d'outils d'aide à la conception et de modélisation. Ainsi, le besoin de développer une méthodologie de dimensionnement est apparu comme un sujet intéressant à explorer. L'intention originelle était qu'un modèle de batterie transitoire serve de base à la méthodologie, or il est apparu superflu d'avoir recours à un outil aussi précis de modélisation quand des estimations statiques s'avéraient suffisantes pour répondre au problème. Le MET a donc été découplé de l'outil de dimensionnement mais conservé comme outil de validation et d'étude détaillé. Trois cas ont été étudiés avec la méthodologie pour en démontrer la flexibilité et la simplicité d'utilisation. L'espoir est que le MET continue à être amélioré et qu'il puisse être intégré à l'outil de dimensionnement.

Annexe A

Cas de dimensionnement : Camion de livraison

L'annexe A présente l'étude d'un cas de dimensionnement tiré de la littérature [30]. Ce petit camion de livraison (**fig. A.1**) fut utilisé pour démontrer une autre approche de dimensionnement, ayant des objectifs similaires à ce travail.



FIGURE A.1 – Camion de livraison électrique [30]

A.1 Cahier des charges

Principalement utilisé dans un contexte urbain, à des vitesses inférieures à 80 km/h, le véhicule a été conçu pour une autonomie de 100 km. Le camion a un poids propre de 1750 kg, si on exclu le poids des passagers et de la batterie. Il consomme environ 350 Wh/km sur le parcours NEDC. Les spécifications du véhicule sont rassemblées au **tableau A.1**.

Tableau A.1 – Spécifications du véhicule

Spécification	valeur	unités
Poids chassis	1750	kg
Puissance maximale	80	kW
Consommation (NEDC)	350	Wh/km
Autonomie	100	km

Le tableau A.2 rassemble les d'entrée du problème.

Tableau A.2 – Données d'entrée de la simulation

Paramètre	Valeur	unités
C_{cell}	2.85	Ah
C_{rate}	10	C
R_{int}	0.02	Ω
$V_{cell,min}$	2.5	V
$V_{cell,nom}$	3.65	V
$V_{cell,max}$	4.2	V
D_{cell}	18.5e-3	m
l_{cell}	65e-3	m
m_{cell}	0.044	kg
J_{cell}	4	\$
wt	2e-3	m]
m_{pcm}	0.0075	kg
R_{θ}	46.94	
SOC_{ini}	90	%
T_{amb}	25	$^{\circ}\text{C}$
N_{cyc}	0.25	Jrs $^{-1}$
Q_{cyc}	20	Ah

Les contraintes du cahier des charges du SAE tirées de [30] sont présentées au **tableau**

A.3.

Tableau A.3 – Contraintes de dimensionnement

Paramètre	Symbole	Valeur	unités
Énergie minimum	$E_{SAE,min}$	50	kWh
Énergie maximum	$E_{SAE,max}$	-	kWh
Puissance minimum	$P_{SAE,min}$	80	kW
Tension minimum	$V_{SAE,min}$	-	V
Tension maximum	$V_{SAE,max}$	403.2	V
Volume	$Vol_{SAE,max}$	0.25	m ³
Masse	$m_{SAE,max}$	400	kg

A.2 Résultats

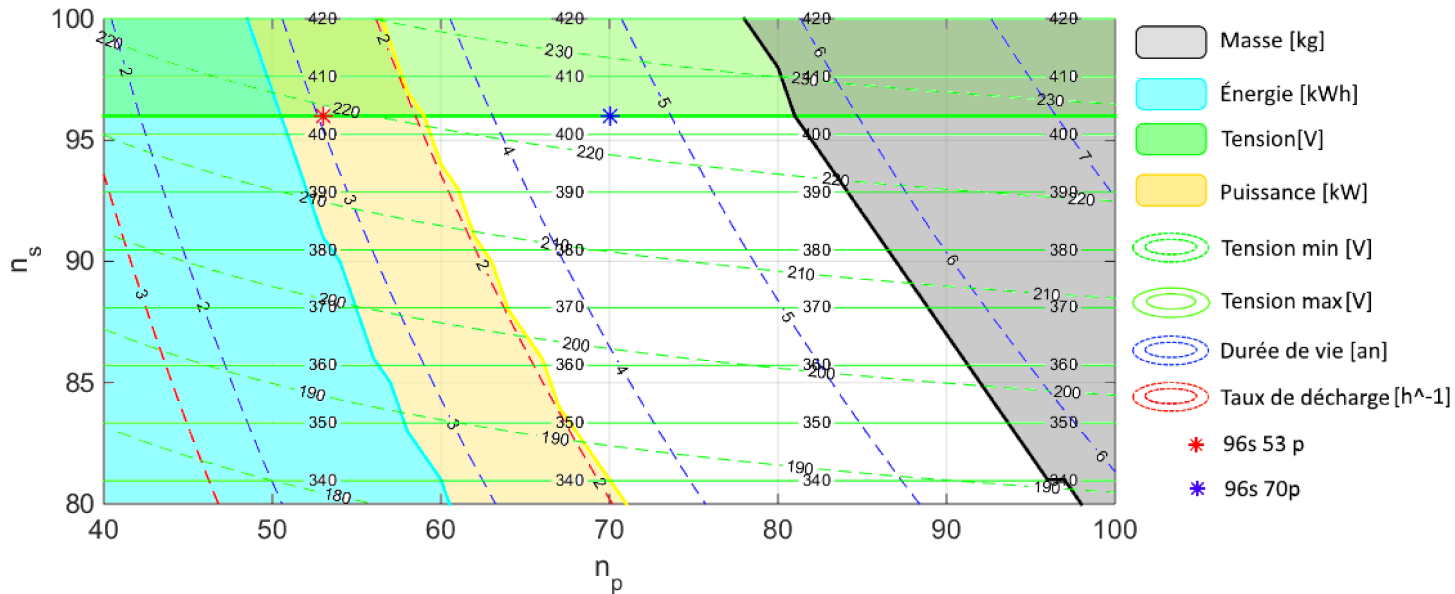


FIGURE A.2 – Domaine optimal

Deux solutions équivalentes, B et C, à celle présentée (A) dans [30], mais utilisant des cellules cylindriques au lieu de pochettes. Les caractéristiques des trois solutions sont présentées au **tableau A.4**. La solution A est celle de [30], la B est la solution la plus proche faite de cellule cylindriques de 2.85Ah et la C est un proposition pour améliorer la durabilité et les performances du véhicule en respectant les contraintes de conception. Puisque que l'information sur la tension minimale n'était pas donné, il a été choisi de maintenir le nombre de cellules de série égal à celui proposé par l'auteur [30].

Tableau A.4 – Comparaison des configurations

Paramètre	Symbole	A [30]	B	C	unités
Format	-	Pochette	Cylindrique	Cylindrique	-
Capacité cellule	C_{cell}	150	2.85	2.85	Ah
Série	n_s	96	96	96	-
Parallèle	n_p	1	53	70	-
Tension	$V_{SAE,nom}$	350.4	350.4	350.4	V
Capacité Totale	C_{SAE}	150	151	199.5	Ah
Énergie	E_{SAE}	52.5	52.9	69.9	kWh
Autonomie ($SOC \geq 20\%$)	d_{veh}	100	53	70	km
Puissance	$P_{SAE,max}$	60	121.8	160.9	kW
Poids	m_{SAE}	316.8*	262	346	kg
Volume	Vol_{SAE}	0.25*	0.104	0.137	m ³
Coût	J_{SAE}	-	11448	15120	\$
Durée de vie	t_{eol}	2.74	3.03	4.66	ans
Durée de vie	-	2000	2212	3402	cycles

La proposition C est 30% plus chère que la proposition B, mais aura une durée de vie 54% supérieure. L'autonomie du véhicule équipé de la batterie C aura une autonomie de 143.2km (131km pour la batterie B) et ce tout en maintenant un état de charge supérieur à 20%, estimation provenant des résultats de simulation présentés à la **figure A.3**.

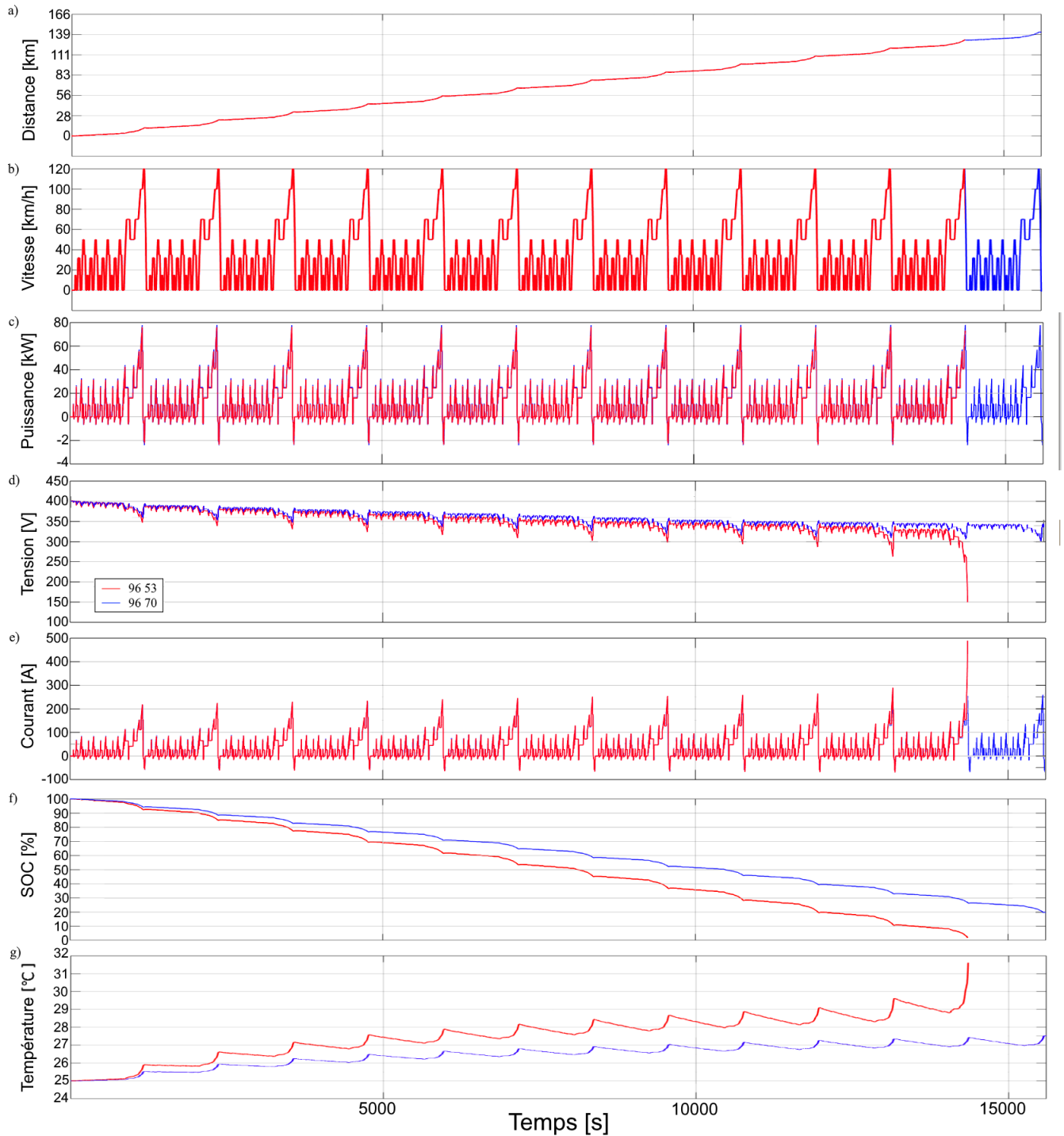


FIGURE A.3 – Résultats de simulation (NEDC) : a) Distance parcourue, b) Vitesse du véhicule, c) Puissance, d) Tension, e) Courant, f) État de charge (SOC), g) Température.

Annexe B

Cas de dimensionnement : Système stationnaire

B.1 Mise en contexte

Cette annexe présente le cas de dimensionnement d'un système d'accumulation d'énergie (SAE) stationnaire pour équilibrage de demande sur le réseau électrique. Le cas étudié est le même que celui présenté dans [36], pour une système de 290kWh intégré dans un conteneur de transport de format standard, avec un convertisseur DC-AC pour être relié au réseau électrique. Le système est constitué de 27840 cellules lithium-ion de format 18650. La température d'opération se situe entre 22 et 28 Celsius. Les **tableaux B.1** et **B.2** rassemblent l'ensemble des contraintes de conception et des contraintes d'entrée utilisés. Certaines spécifications non-disponibles dans [36] ont été posée pour les fins de l'étude. Le système doit au moins durer 10 ans pour amortir le retour sur investissement.

Tableau B.1 – Données d’entrée de la simulation

Paramètre	Valeur	unités
C_{cell}	2.85	Ah
C_{rate}	2	C
R_{int}	0.035	Ω
$V_{cell,min}$	2.5	V
$V_{cell,nom}$	3.7	V
$V_{cell,max}$	4.2	V
D_{cell}	18.5e-3	m
l_{cell}	65e-3	m
m_{cell}	0.044	kg
J_{cell}	4	\$
wt	2e-3	m]
m_{pcm}	0.0075	kg
R_{θ}	55.56	
SOC_{ini}	90	%
T_{amb}	25	$^{\circ}\text{C}$
N_{cyc}	40	Jrs $^{-1}$
E_{cyc}	30	Wh

Tableau B.2 – Données d’entrée de la simulation

Paramètre	Valeur	unités
$E_{ess,min}$	280	kWh
$E_{ess,max}$	400	kWh
P_{max}	300e3	W
$V_{ess,min}$	500	V
$V_{ess,max}$	1000	V
$Vol_{ess,max}$	0.6	m 3
$m_{ess,max}$	2800	kg
t_{EOL}	10	an
J_{max}	100000	\$

B.2 Dimensionnement

Afin de valider les prédictions de vieillissement de l’outil, un cas connu et bien documenté dans la littérature a été considéré [36]. Ce système stationnaire de régulation de réseau vise à niveler la demande de puissance d’une usine de production d’électricité, en chargeant le SAE en période de faible consommation, comme la nuit, et d’utiliser cette énergie en période de pointe. C’est un cas de

dimensionnement relativement peu contraint, le poids et le volume étant limité par les dimensions du conteneur dans lequel le système est installé. Typiquement pour les systèmes industriels de ce type la durée de vie est le principal critère à maximiser car les coûts de remplacement ou de maintenance sont faramineux. Le coût est aussi important, mais le calcul se fait surtout sur le retour sur investissement. La figure B.1 illustre le domaine des solutions possible et les lignes de champ iso-valeur des différentes performances.

Les contraintes d'optimisation du problème de dimensionnement sont illustrés à la figure B.1. On discerne 8 zones d'intérêt qui bloque les configurations dont :

1. l'énergie est insuffisante ;
2. la tension est trop élevé ;
3. la tension est trop faible ;
4. le volume est trop grand ;
5. l'énergie est trop grande ;
6. la masse est trop importante ;
7. la durée de vie n'est pas suffisante ;
8. le coût est trop élevé

À la lecture du graphique on observe que le volume et la masse sont loin d'être contraignants, ce qui donne beaucoup de latitude sur les autres facteurs à considérer.

La configuration retenue est identifiée d'un diamant jaune et rouge à la **figure B.1**. Ce choix se justifie par d'autres considération d'ingénierie propre au produit.

L'ensemble des spécifications du SAE sont compilés au **tableau B.3**.

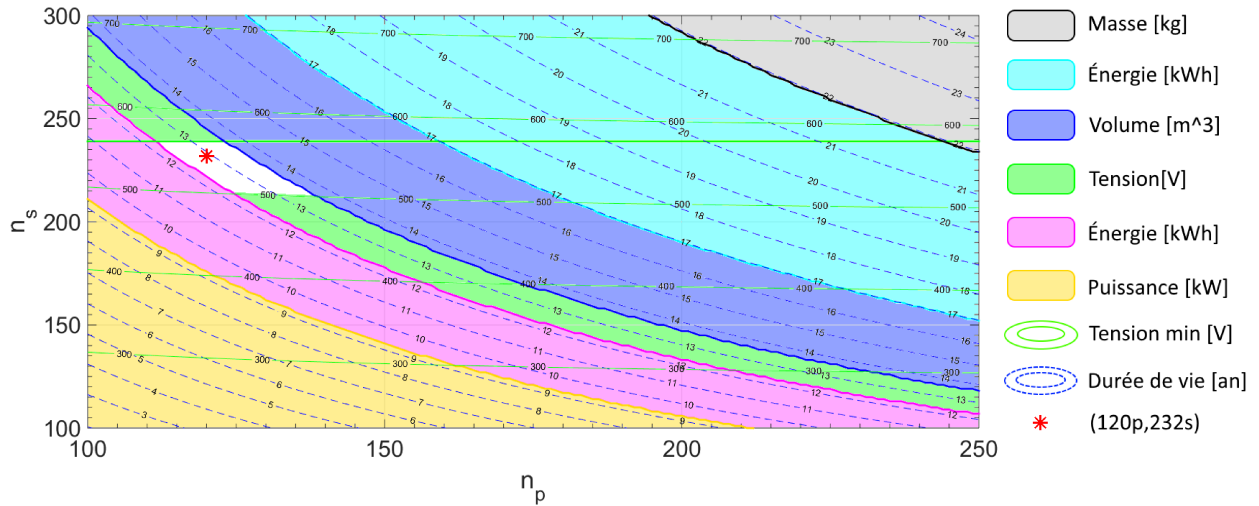


FIGURE B.1 – Domaine des configurations respectant toutes les contraintes

Tableau B.3 – Spécifications du système stationnaire

Paramètre	Valeur	unités
n_s	232	-
n_p	120	-
$P_{ess,max}$	666.5	kW
E_{ess}	293	kWh
$V_{ess,min}$	580	V
$V_{ess,max}$	974.4	V
m_{ess}	1434	kg
Vol_{ess}	0.5685	m ³
J_{ess}	62640	\$
t_{EOL}	12.88	an

B.3 Simulation dynamique

Le système défini au tableau B.3 a été simulé sur un cycle fictif de décharge à 40kW constante et de recharge à 10kW, Ceci permet d'apprécier le comportement dynamique du système. Les figures B.2, B.3 et B.4 et compilent les mesures des réactions du système.

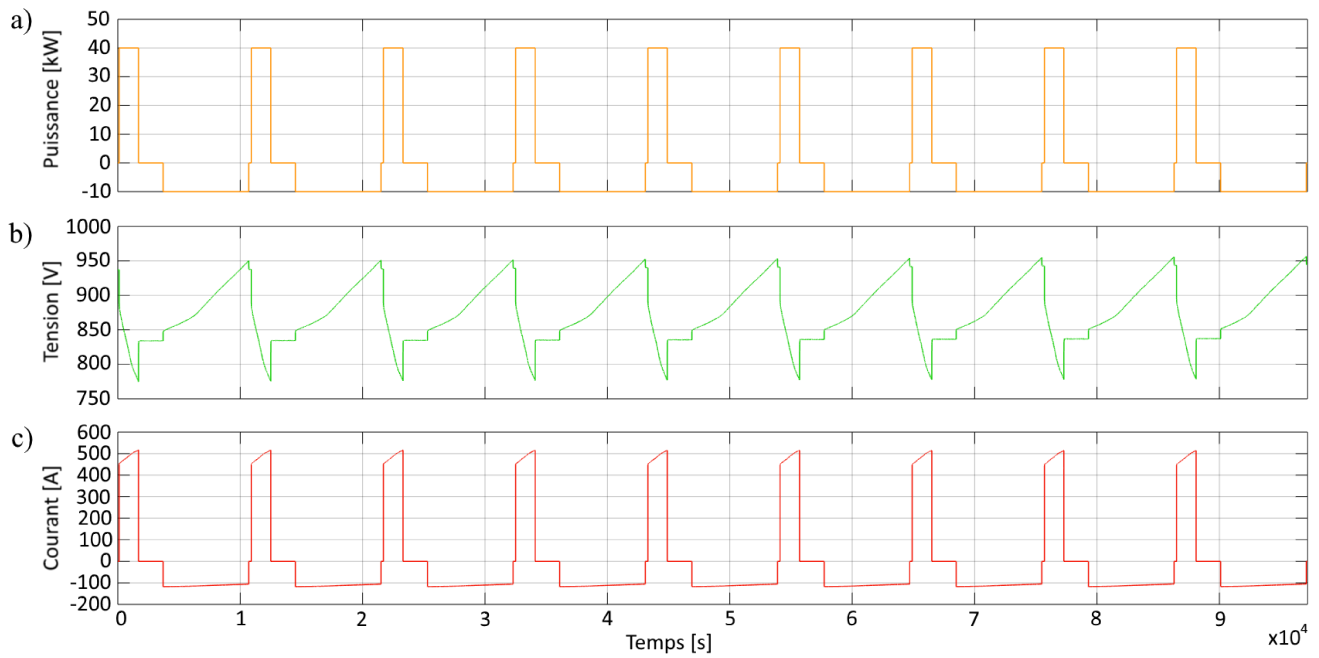


FIGURE B.2 – Comportement du système stationnaire : a) Puissance, b) Tension, c) Courant

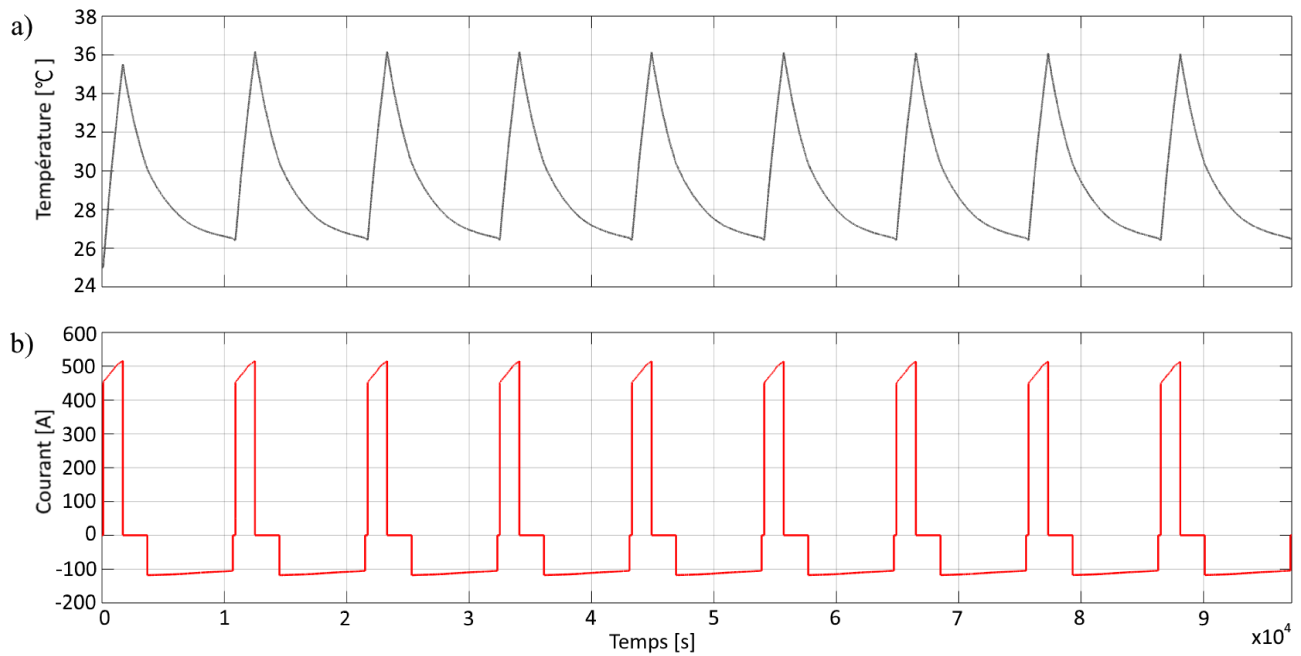


FIGURE B.3 – Comportement du système stationnaire : a) Température, b) Courant

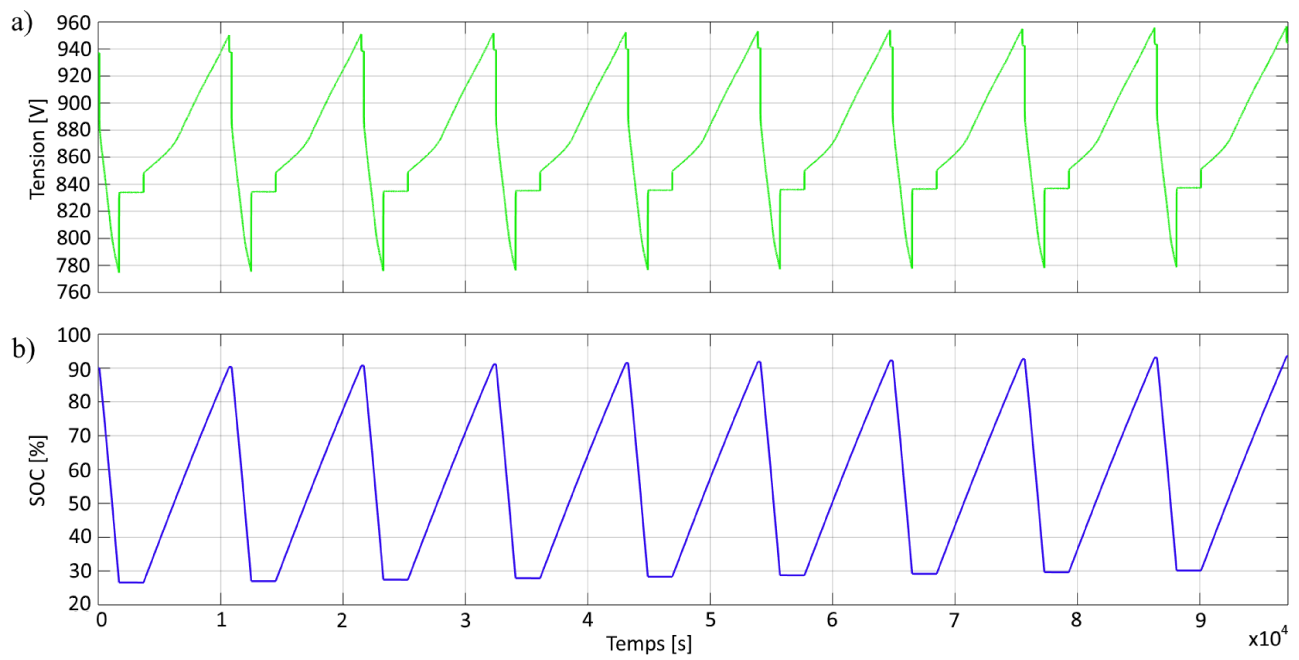


FIGURE B.4 – Comportement du système stationnaire : a) Tension, b) État de charge

Annexe C

Fiche technique du système stationnaire

Technical Datasheet

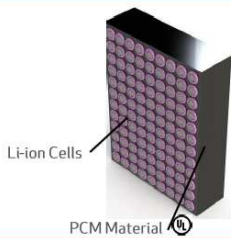


290 kWh Li-ion Battery System

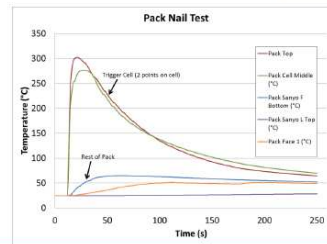
Specifications	
Nominal Voltage	840 V
Nominal Capacity	348 Ah
Energy	290 kWh
Size	36 x 126 x 89"
Cell Chemistry	LG 18650 LINC4
Configuration	232x120p (20 series modules 8x120p each)
Weight	2800 kg
Operating Parameters	
Operating Voltage	650-998 V
Temperature Range	
Usage	0 ~ +35°C
Storage	-20 ~ +35°C
Recommended	15 ~ 30°C
Maximum Power	
3 minutes	500 kW
Continuous	93 kW
Maximum Discharge Current	
3 minutes	770 A
Continuous	146 A
Maximum Charge Current	
3 minutes	584 A
60 minutes	280 A
Continuous	146 A
Efficiency	90%
Thermal Management	Phase Change Material + Forced Air
Enclosure	Seismic Rated



Integrated BMS Features	
Overdischarge Reporting	CAN Communication
Short Circuit Protection	Overcurrent Protection
Galvanostatic Isolation	Cell Balancing
Pre-charge circuit	Current Measurement
Overcharge Reporting	SoC Monitoring
High Temperature Cutoff	
System Safety Features	
Fault Sensing	Isolation, Ground Fault, Temperature
Interface	CAN bus port with GUI
DC Disconnect	Secheron UR10.42
Fuse	Cooper Bussmann
Short Circuit Current	9,000 A
Thermal Runaway Isolation	Phase change material thermal runaway containment. Patent 8,273,474
Compliance	
	PCM UL 94 V-0*
	Cells UL 1642*
	System UN 38.3
	System UL 1973



AllCell batteries are protected by our proprietary Phase Change Material (PCM). The PCM absorbs waste heat ensuring uniform pack temperature, and has passed the UL 94 V-0 flammability test. The result is industry leading energy density and safety with extended cycle life.



AllCell's phase change material prevents the spread of thermal runaway in the event of a single cell failure. The material absorbs and distributes heat to prevent neighboring cells from being triggered.

PCM's effectiveness has been confirmed through extensive internal testing and multiple third party tests.

*certificate

Bibliographie

- [1] J. P. Trovao, M. A. Roux, E. Menard, and M. R. Dubois, “Energy- and power-split management of dual energy storage system for a three-wheel electric vehicle,” *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 66, pp. 5540–5550, July 2017.
- [2] J. Voelcker, “Lithium batteries take to the road,” *IEEE Spectrum*, vol. 44, pp. 26–31, Sept. 2007.
- [3] S. K. Martha, O. Haik, E. Zinigrad, I. Exnar, T. Drezen, J. H. Miners, and D. Aurbach, “On the thermal stability of olivine cathode materials for lithium-ion batteries,” *Journal of The Electrochemical Society*, vol. 158, no. 10, pp. A1115–A1122, 2011.
- [4] D. A. González, *High power li-Ion battery performance : a mechanistic analysis of aging*. phdthesis, University of Oviedo, July 2015.
- [5] M. R. e. a. Dinger A., “Batteries for electric cars - challenges, opportunities and the outlook to 2020,” tech. rep., The Boston Consulting Group, 2010.
- [6] M. Galeotti, L. Cina, C. Giammanco, S. Cordiner, and A. D. Carlo, “Performance analysis and {SOH} (state of health) evaluation of lithium polymer batteries through electrochemical impedance spectroscopy,” *Energy*, no. 0, pp. –, 2015.
- [7] J. Groot, “State-of-health estimation of li-ion batteries : Cycle life test methods,” *Chalmers University of Technology, Göteborg*, 2012.
- [8] J. Nadeau, M. Dubois, A. Desrochers, and N. Denis, “Ageing estimation of lithium-ion batteries applied to a three-wheel phev roadster,” in *Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), 2013 IEEE*, pp. 1–6, Oct. 2013.

- [9] D.-I. Stroe, M. Swierczynski, A.-I. Stroe, V. Knap, R. Teodorescu, and S. Andreassen, “Evaluation of different methods for measuring the impedance of lithium-ion batteries during ageing,” in *Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER), 2015 Tenth International Conference on*, pp. 1–8, Mar. 2015.
- [10] W. Prochazka, G. Pregartner, and M. Cifrain, “Design-of-experiment and statistical modeling of a large scale aging experiment for two popular lithium ion cell chemistries,” *Journal of The Electrochemical Society*, vol. 160, no. 8, pp. A1039–A1051, 2013.
- [11] R. E. Ciez and J. Whitacre, “Comparison between cylindrical and prismatic lithium-ion cell costs using a process based cost model,” *Journal of Power Sources*, vol. 340, pp. 273–281, 2017.
- [12] J. R. Jessica Shankleman, Tom Biesheuvel and D. Merrill, “We’re going to need more lithium,” *Bloomberg Businessweek*, Sept. 2017.
- [13] A. Jokar, B. Rajabloo, M. Désilets, and M. Lacroix, “An inverse method for estimating the electrochemical parameters of lithium-ion batteries : I. methodology,” *Journal of The Electrochemical Society*, vol. 163, no. 14, pp. A2876–A2886, 2016.
- [14] P. Cicconi, M. Germani, D. Landi, and M. Mengarelli, “Virtual prototyping approach to evaluate the thermal management of li-ion batteries,” in *2014 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*, pp. 1–6, Oct. 2014.
- [15] W. Hermann, “Liquid cooling manifold with multi-function thermal interface,” Sept. 2012. US Patent 8,263,250.
- [16] R. R. Chiasserini C., “Pulsed battery discharge in communication devices,” in *Fifth international Conference on Mobile Computing and Networking*, 1999.
- [17] M. Jongerden and B. Haverkort, “Which battery model to use?,” *Software, IET*, vol. 3, pp. 445–457, Dec. 2009.
- [18] N. S. e. a. R. German, “Coupled electric and thermal models using energetic macroscopic representation (emr) for range estimation in electric vehicles,” in *19th European Conference on Power Electronics and Applications* (E. E. Europe, ed.), Sept. 2017.

- [19] M. Chen and G. Rincon-Mora, "Accurate electrical battery model capable of predicting runtime and i-v performance," *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 21, pp. 504–511, June 2006.
- [20] L. Lam, P. Bauer, and E. Kelder, "A practical circuit-based model for li-ion battery cells in electric vehicle applications," in *Telecommunications Energy Conference (INTELEC), 2011 IEEE 33rd International*, pp. 1–9, Oct. 2011.
- [21] M. Salameh, B. Schweitzer, P. Sveum, S. Al-Hallaj, and M. Krishnamurthy, "Online temperature estimation for phase change composite - 18650 lithium ion cells based battery pack," in *2016 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, pp. 3128–3133, March 2016.
- [22] K. Somasundaram, E. Birgersson, and A. S. Mujumdar, "Thermal-electrochemical model for passive thermal management of a spiral-wound lithium-ion battery," *Journal of Power Sources*, vol. 203, no. 0, pp. 84–96, 2012.
- [23] D. H. Jeon, "Numerical modeling of lithium ion battery for predicting thermal behavior in a cylindrical cell," *Current Applied Physics*, vol. 14, no. 2, pp. 196–205, 2014.
- [24] Q. Badey, G. Cherouvrier, Y. Reynier, J.-M. Duffault, and S. Franger, "Ageing forecast of lithium-ion batteries for electric and hybrid vehicles," 2011.
- [25] A. Di Filippi, S. Stockar, S. Onori, M. Canova, and Y. Guezennec, "Model-based life estimation of li-ion batteries in phev's using large scale vehicle simulations : An introductory study," in *Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), 2010 IEEE*, pp. 1–6, Sept. 2010.
- [26] S. Onori, P. Spagnol, V. Marano, Y. Guezennec, and G. Rizzoni, "A new life estimation method for lithium-ion batteries in plug-in hybrid electric vehicles applications," *International Journal of Power Electronics*, vol. 4, no. 3, pp. 302–319, 2012.
- [27] J. Kowal, J. Gerschler, C. Schaper, T. Schoenen, and D. Sauer, "Efficient battery models for the design of ev drive trains," in *Power Electronics and Motion Control Conference (EPE/PEMC), 2010 14th International*, pp. S11–31–S11–38, Sept. 2010.
- [28] X. Lin, H. E. Perez, S. Mohan, J. B. Siegel, A. G. Stefanopoulou, Y. Ding, and M. P. Castanier, "A lumped-parameter electro-thermal model for cylindrical batteries," *Journal of Power Sources*, vol. 257, no. 0, pp. 1–11, 2014.

- [29] A. Cordoba-Arenas, S. Onori, and G. Rizzoni, “A control-oriented lithium-ion battery pack model for plug-in hybrid electric vehicle cycle-life studies and system design with consideration of health management,” *Journal of Power Sources*, vol. 279, no. 0, pp. 791–808, 2015. 9th International Conference on Lead-Acid Batteries – {LABAT} 2014.
- [30] P. Cicconi, D. Landi, and M. Germani, “Thermal analysis and simulation of a li-ion battery pack for a lightweight commercial {EV},” *Applied Energy*, vol. 192, pp. 159–177, 2017.
- [31] A. A. Pesaran, G.-H. Kim, and M. Keyser, “Integration issues of cells into battery packs for plug-in and hybrid electric vehicles,” in *Proc. 24th Int. Batteries Hybrid Fuel Cell Elect. Veh. Symp. (EVS24)*, Citeseer, 2009.
- [32] B. Severino, F. Gana, R. Palma-Behnke, P. A. Estevez, W. R. Calderon-Munoz, M. E. Orchard, J. Reyes, and M. Cortes, “Multi-objective optimal design of lithium-ion battery packs based on evolutionary algorithms,” *Journal of Power Sources*, vol. 267, pp. 288–299, 2014.
- [33] M. Petit, N. Marc, F. Badin, R. Mingant, and V. Sauvant-Moynot, “A tool for vehicle electrical storage system sizing and modelling for system simulation,” in *2014 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*, pp. 1–5, Oct. 2014.
- [34] R. Kizilel, R. Sabbah, J. R. Selman, and S. Al-Hallaj, “An alternative cooling system to enhance the safety of li-ion battery packs,” *Journal of Power Sources*, vol. 194, no. 2, pp. 1105–1112, 2009.
- [35] L. H. Saw, Y. Ye, and A. A. Tay, “Integration issues of lithium-ion battery into electric vehicles battery pack,” *Journal of Cleaner Production*, pp. –, 2015.
- [36] S. Wilke, B. Schweitzer, S. Khateeb, and S. Al-Hallaj, “Semi-empirical modeling of capacity fade : A practical approach for battery pack manufacturers,” *ECS Transactions*, vol. 73, no. 1, pp. 109–119, 2016.
- [37] L. E. e. a. Kimberly Aguirre, “Lifecycle analysis comparison of a battery electric vehicle and a conventional gasoline vehicle,” tech. rep., 2012.
- [38] K. P. A. GIL, “Modélisation électrique et analyse d’une cellule lithium,” msthesis, Université de Sherbrooke, July 2012.

- [39] J. Nadeau, “Effets du vieillissement de la batterie li-ion sur les performances d’un véhicule récréatif hybride branchable à trois roues,” Master’s thesis, Université de Sherbrooke, Juillet 2013.
- [40] A. O. Tessier, “Bloc batterie li-ion pour véhicules électriques : méthode de classement novatrice en temps réel des paramètres électriques des cellules,” Master’s thesis, Université de Sherbrooke, 2015.
- [41] E. S. Kumar and B. Sarkar, “Improvement of life time and reliability of battery,” *International Journal of Engineering Science & Advanced Technology*, 2012.
- [42] A. Tornow, R. Graubohm, F. Dietrich, and K. Dröder, “Design automation for battery system variants of electric vehicles with integrated product and process evaluation,” *Procedia CIRP*, vol. 50, pp. 424 – 429, 2016.
- [43] P. Mayé, *Générateurs électrochimiques*. EEA, Dunos, 2010.
- [44] A. Joseph and M. Shahidehpour, “Battery storage systems in electric power systems,” in *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 8 pp.–, 2006.
- [45] T. Christen and M. W. Carlen, “Theory of ragon plots,” *Journal of Power Sources*, vol. 91, no. 2, pp. 210–216, 2000.
- [46] NHTSA, “Single cell thermal runaway initiation (sctri),” Nov. 2014. EVS-06-35.
- [47] R. Li, J. feng Wu, H. ying Wang, J. ying Guo, and G. chen Li, “Reliability assessment and failure analysis of lithium iron phosphate batteries,” *Information Sciences*, vol. 259, no. 0, pp. 359–368, 2014.
- [48] Y. Inui, Y. Kobayashi, Y. Watanabe, Y. Watase, and Y. Kitamura, “Simulation of temperature distribution in cylindrical and prismatic lithium ion secondary batteries,” *Energy Conversion and Management*, vol. 48, no. 7, pp. 2103–2109, 2007.
- [49] A. Eddahech, O. Briat, and J.-M. Vinassa, “Performance comparison of four lithium-ion battery technologies under calendar aging,” *Energy*, vol. 84, pp. 542–550, 2015.
- [50] J. Vetter, P. Novak, M. Wagner, C. Veit, K.-C. Miller, J. Besenhard, M. Winter, M. Wohlfahrt-Mehrens, C. Vogler, and A. Hammouche, “Ageing mechanisms in lithium-ion batteries,” *Journal of Power Sources*, vol. 147, no. 1-2, pp. 269–281, 2005.

- [51] A. Barré, B. Deguilhem, S. Grolleau, M. Gérard, F. Suard, and D. Riu, “A review on lithium-ion battery ageing mechanisms and estimations for automotive applications,” *Journal of Power Sources*, vol. 241, no. 0, pp. 680–689, 2013.
- [52] C. Dudevart, *Fatigue des batteries Li-ion dans le cadre d’une utilisation vehicule électrique : impact des conditions d’utilisation sur le vieillissement*. PhD thesis, Université Paris-Sud, 2009. These de doctorat dirigée par Franger, Sylvain Chimie Paris 11 2009.
- [53] M. Dubarry, N. Vuillaume, and B. Y. Liaw, “From single cell model to battery pack simulation for li-ion batteries,” *Journal of Power Sources*, vol. 186, no. 2, pp. 500–507, 2009.
- [54] C. Monroe and J. Newman, “Dendrite growth in lithium/polymer systems : A propagation model for liquid electrolytes under galvanostatic conditions,” *Journal of The Electrochemical Society*, vol. 150, no. 10, pp. A1377–A1384, 2003.
- [55] T. Baumhofer, M. Bruhl, S. Rothgang, and D. U. Sauer, “Production caused variation in capacity aging trend and correlation to initial cell performance,” *Journal of Power Sources*, vol. 247, pp. 332–338, 2014.
- [56] K. Uddin, A. D. Moore, A. Barai, and J. Marco, “The effects of high frequency current ripple on electric vehicle battery performance,” *Applied Energy*, vol. 178, pp. 142–154, 2016.
- [57] A. Zenati, P. Desprez, H. Razik, and S. Rael, “A methodology to assess the state of health of lithium-ion batteries based on the battery’s parameters and a fuzzy logic system,” in *Electric Vehicle Conference (IEVC), 2012 IEEE International*, pp. 1–6, Mar. 2012.
- [58] I. Bloom, B. Cole, J. Sohn, S. Jones, E. Polzin, V. Battaglia, G. Henriksen, C. Motloch, R. Richardson, T. Unkelhaeuser, D. Ingersoll, and H. Case, “An accelerated calendar and cycle life study of li-ion cells,” *Journal of Power Sources*, vol. 101, no. 2, pp. 238–247, 2001.
- [59] M. Ecker, N. Nieto, S. Kabitz, J. Schmalstieg, H. Blanke, A. Warnecke, and D. U. Sauer, “Calendar and cycle life study of li(nimnco)o₂-based 18650 lithium-ion batteries,” *Journal of Power Sources*, vol. 248, no. 0, pp. 839–851, 2014.
- [60] J. Kim and B. Cho, “Screening process-based modeling of the multi-cell battery string in series and parallel connections for high accuracy state-of-charge estimation,” *Energy*, vol. 57, no. 0, pp. 581–599, 2013.

- [61] G. Plett, "Lipb dynamic cell models for kalman-filter soc estimation," in *CD-ROM Proceedings of the 19th Electric Vehicle Symposium (EVS19), Busan, Korea*, Citeseer, 2002.
- [62] G. L. Plett, "Advances in ekf soc estimation for lipb hev battery packs," *Consultant to Compact Power, Inc*, 2003.
- [63] G. L. Plett, "Extended kalman filtering for battery management systems of lipb-based {HEV} battery packs : Part 1. background," *Journal of Power Sources*, vol. 134, no. 2, pp. 252–261, 2004.
- [64] G. L. Plett, "Sigma-point kalman filtering for battery management systems of lipb-based {HEV} battery packs : Part 1 : Introduction and state estimation," *Journal of Power Sources*, vol. 161, no. 2, pp. 1356–1368, 2006.
- [65] U. Irfan, "How lithium ion batteries grounded the dreamliner," *Scientific American*, 12 2014.
- [66] C. Mikolajczak, M. Kahn, K. White, and R. T. Long, *Lithium-Ion Batteries Hazard and Use Assessment*. Springer US, 2011.
- [67] J. Lamb, C. J. Orendorff, L. A. M. Steele, and S. W. Spangler, "Failure propagation in multi-cell lithium ion batteries," *Journal of Power Sources*, vol. 283, pp. 517–523, 2015.
- [68] J. Neubauer and E. Wood, "The impact of range anxiety and home, workplace, and public charging infrastructure on simulated battery electric vehicle lifetime utility," *Journal of Power Sources*, vol. 257, pp. 12–20, 2014.
- [69] Z. Rao and S. Wang, "A review of power battery thermal energy management," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, no. 9, pp. 4554–4571, 2011.
- [70] R. Mahamud and C. Park, "Spatial-resolution, lumped-capacitance thermal model for battery power cycle analysis," sae technical paper 2011-01-1362, 2011, doi :10.4271/2011-01-1362," tech. rep., 2011.
- [71] S. Park and D. Jung, "Battery cell arrangement and heat transfer fluid effects on the parasitic power consumption and the cell temperature distribution in a hybrid electric vehicle," *Journal of Power Sources*, vol. 227, no. 0, pp. 191–198, 2013.
- [72] S. A. Khateeb, S. Amiruddin, M. Farid, J. R. Selman, and S. Al-Hallaj, "Thermal management of li-ion battery with phase change material for electric scooters : experimental validation," *Journal of Power Sources*, vol. 142, no. 1–2, pp. 345–353, 2005.

- [73] S. A. Khateeb, M. M. Farid, J. Selman, and S. Al-Hallaj, "Design and simulation of a lithium-ion battery with a phase change material thermal management system for an electric scooter," *Journal of Power Sources*, vol. 128, no. 2, pp. 292–307, 2004.
- [74] R. Sabbah, R. Kizilel, J. Selman, and S. Al-Hallaj, "Active (air-cooled) vs. passive (phase change material) thermal management of high power lithium-ion packs : Limitation of temperature rise and uniformity of temperature distribution," *Journal of Power Sources*, vol. 182, no. 2, pp. 630–638, 2008.
- [75] F. An, J. Huang, C. Wang, Z. Li, J. Zhang, S. Wang, and P. Li, "Cell sorting for parallel lithium-ion battery systems : Evaluation based on an electric circuit model," *Journal of Energy Storage*, vol. 6, pp. 195–203, 2016.
- [76] A. Seaman, T.-S. Dao, and J. McPhee, "A survey of mathematics-based equivalent-circuit and electrochemical battery models for hybrid and electric vehicle simulation," *Journal of Power Sources*, vol. 256, no. 0, pp. 410–423, 2014.
- [77] K.-J. Lee, K. Smith, A. Pesaran, and G.-H. Kim, "Three dimensional thermal-, electrical-, and electrochemical-coupled model for cylindrical wound large format lithium-ion batteries," *Journal of Power Sources*, vol. 241, pp. 20–32, 2013.
- [78] J. E. B. Randles, "Kinetics of rapid electrode reactions," *Discuss. Faraday Soc.*, vol. 1, pp. 11–19, 1947.
- [79] C. M. Shepherd, "Design of primary and secondary cells : li . an equation describing battery discharge," *Journal of The Electrochemical Society*, vol. 112, no. 7, pp. 657–664, 1965.
- [80] D. Bernardi, E. Pawlikowski, and J. Newman, "A general energy balance for battery systems," *Journal of The Electrochemical Society*, vol. 132, no. 1, pp. 5–12, 1985.
- [81] H. Zhang and M.-Y. Chow, "Comprehensive dynamic battery modeling for phev applications," in *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*, pp. 1–6, July 2010.
- [82] R. Rao, S. Vrudhula, and D. Rakhmatov, "Battery modeling for energy aware system design," *Computer*, vol. 36, pp. 77–87, Dec. 2003.
- [83] J. Manwell and J. McGowan, "'lead acid battery storage model for hybrid energy systems,'" *Solar Energy*, vol. 50, pp. 399–405, 1993.

- [84] J. M. et al., “Evaluation of battery models for wind/hybrid power system simulation,” in *in Proceedings of the 5th European Wind Energy Association Conference (EWEC '94)*, pp. 1182–1187, 1994.
- [85] D. Rakhmatov and S. Vrudhula, “An analytical high-level battery model for use in energy management of portable electronic systems,” in *Proc. 2001 IEEE/ACM Int’l Conf. Computer-Aided Design* (I. Press, ed.), pp. 488–493, 2001.
- [86] M. Safari and C. Delacourt, “Simulation-based analysis of aging phenomena in a commercial graphite/lifepo4 cell,” *Journal of The Electrochemical Society*, vol. 158, no. 12, pp. A1436–A1447, 2011.
- [87] M. Farkhondeh and C. Delacourt, “Mathematical modeling of commercial lifepo4 electrodes based on variable solid-state diffusivity,” *Journal of The Electrochemical Society*, vol. 159, no. 2, pp. A177–A192, 2011.
- [88] M. Farkhondeh, M. Safari, M. Pritzker, M. Fowler, T. Han, J. Wang, and C. Delacourt, “Full-range simulation of a commercial lifepo4 electrode accounting for bulk and surface effects : A comparative analysis,” *Journal of The Electrochemical Society*, vol. 161, no. 3, pp. A201–A212, 2014.
- [89] J. Newman and W. Tiedemann, “Potential and current distribution in electrochemical cells : Interpretation of the half-cell voltage measurements as a function of reference-electrode location,” *Journal of The Electrochemical Society*, vol. 140, no. 7, pp. 1961–1968, 1993.
- [90] M. Doyle and J. Newman, “The use of mathematical modeling in the design of lithium/polymer battery systems,” *Electrochimica Acta*, vol. 40, no. 13-14, pp. 2191–2196, 1995. International symposium on polymer electrolytes.
- [91] K. Lee, G. Kim, and K. Smith, “3d thermal and electrochemical model for spirally wound large format lithium-ion batteries (presentation),” tech. rep., National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO., 2010.
- [92] M. Doyle, J. Newman, A. S. Gozdz, C. N. Schmutz, and J.-M. Tarascon, “Comparison of modeling predictions with experimental data from plastic lithium ion cells,” *Journal of The Electrochemical Society*, vol. 143, no. 6, pp. 1890–1903, 1996.

- [93] A. Jokar, B. Rajabloo, M. Désilets, and M. Lacroix, “An inverse method for estimating the electrochemical parameters of lithium-ion batteries : I. methodology,” *Journal of The Electrochemical Society*, vol. 163, no. 14, pp. A2876–A2886, 2016.
- [94] M. W. Verbrugge and R. S. Conell, “Electrochemical and thermal characterization of battery modules commensurate with electric vehicle integration,” *Journal of The Electrochemical Society*, vol. 149, no. 1, pp. A45–A53, 2002.
- [95] Y. Hu, S. Yurkovich, Y. Guezennec, and B. Yurkovich, “Electro-thermal battery model identification for automotive applications,” *Journal of Power Sources*, vol. 196, no. 1, pp. 449–457, 2011.
- [96] K. Sun and Q. Shu, “Overview of the types of battery models,” in *Proceedings of the 30th Chinese Control Conference*, pp. 3644–3648, July 2011.
- [97] J. Gomez, R. Nelson, E. E. Kalu, M. H. Weatherspoon, and J. P. Zheng, “Equivalent circuit model parameters of a high-power li-ion battery : Thermal and state of charge effects,” *Journal of Power Sources*, vol. 196, no. 10, pp. 4826–4831, 2011.
- [98] 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,” *Applied Energy*, vol. 102, no. 0, pp. 885–897, 2013. Special Issue on Advances in sustainable biofuel production and use - {XIX} International Symposium on Alcohol Fuels - {ISAF}.
- [99] L. G. Ceraolo, M. and T. Huria, “Experimentally-determined models for high-power lithium batteries,” Tech. Rep. doi :10.4271/2011-01-1365, SAE Technical Paper, 2011. 2011-01-1365,.
- [100] D. Gandolfo, A. Brandao, D. Patino, and M. Molina, “Dynamic model of lithium polymer battery - load resistor method for electric parameters identification,” *Journal of the Energy Institute*, no. 0, pp. –, 2014.
- [101] F. Leng, C. M. Tan, M. Pecht, and J. Zhang, “The effect of temperature on the electrochemistry in lithium-ion batteries,” in *Next-Generation Electronics (ISNE), 2014 International Symposium on*, pp. 1–4, May 2014.

- [102] L. Saw, Y. Ye, and A. Tay, “Electro-thermal characterization of lithium iron phosphate cell with equivalent circuit modeling,” *Energy Conversion and Management*, vol. 87, no. 0, pp. 367–377, 2014.
- [103] O. Erdinc, B. Vural, and M. Uzunoglu, “A dynamic lithium-ion battery model considering the effects of temperature and capacity fading,” in *Clean Electrical Power, 2009 International Conference on*, pp. 383–386, June 2009.
- [104] X. Hu, S. Li, and H. Peng, “A comparative study of equivalent circuit models for li-ion batteries,” *Journal of Power Sources*, vol. 198, no. 0, pp. 359–367, 2012.
- [105] H. He, R. Xiong, and J. Fan, “Evaluation of lithium-ion battery equivalent circuit models for state of charge estimation by an experimental approach,” *Energies*, vol. 4, no. 4, p. 582, 2011.
- [106] P. Mauracher and E. Karden, “Dynamic modelling of lead/acid batteries using impedance spectroscopy for parameter identification,” *Journal of Power Sources*, vol. 67, no. 1-2, pp. 69–84, 1997. Proceedings of the Fifth European Lead Battery Conference.
- [107] Y. Troxler, B. Wu, M. Marinescu, V. Yufit, Y. Patel, A. J. Marquis, N. P. Brandon, and G. J. Offer, “The effect of thermal gradients on the performance of lithium-ion batteries,” *Journal of Power Sources*, vol. 247, no. 0, pp. 1018–1025, 2014.
- [108] O. Tremblay, L. A. Dessaint, and A. I. Dekkiche, “A generic battery model for the dynamic simulation of hybrid electric vehicles,” in *2007 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*, pp. 284–289, Sept 2007.
- [109] Y. Tan, J. Mao, and K. Tseng, “Modelling of battery temperature effect on electrical characteristics of li-ion battery in hybrid electric vehicle,” in *Power Electronics and Drive Systems (PEDS), 2011 IEEE Ninth International Conference on*, pp. 637–642, Dec. 2011.
- [110] R. Srinivasan, A. C. Baisden, B. G. Carkhuff, and M. H. Butler, “The five modes of heat generation in a li-ion cell under discharge,” *Journal of Power Sources*, vol. 262, pp. 93–103, 2014.
- [111] L. Song and J. W. Evans, “Electrochemical-thermal model of lithium polymer batteries,” *Journal of The Electrochemical Society*, vol. 147, no. 6, pp. 2086–2095, 2000.

- [112] R. Mahamud and C. Park, “Spatial-resolution, lumped-capacitance thermal model for cylindrical li-ion batteries under high biot number conditions,” *Applied Mathematical Modelling*, vol. 37, no. 5, pp. 2787–2801, 2013.
- [113] J. Xun, R. Liu, and K. Jiao, “Numerical and analytical modeling of lithium ion battery thermal behaviors with different cooling designs,” *Journal of Power Sources*, vol. 233, pp. 47–61, 2013. cited By (since 1996)0.
- [114] A. A. Pesaran, “Battery thermal models for hybrid vehicle simulations,” *Journal of Power Sources*, vol. 110, no. 2, pp. 377–382, 2002.
- [115] V. Marano, S. Onori, Y. Guezennec, G. Rizzoni, and N. Madella, “Lithium-ion batteries life estimation for plug-in hybrid electric vehicles,” in *Vehicle Power and Propulsion Conference, 2009. VPPC '09. IEEE*, pp. 536–543, Sept. 2009.
- [116] L. Serrao, S. Onori, G. Rizzoni, and Y. Guezennec, “A novel model-based algorithm for battery prognosis,” in *Proceedings of the Seventh IFAC Symposium on Fault Detection, Supervision and Safety of Technical Processes (SAFEPROCESS 09)*, 2009.
- [117] L. Serrao, S. Onori, A. Sciarretta, Y. Guezennec, and G. Rizzoni, “Optimal energy management of hybrid electric vehicles including battery aging,” in *American Control Conference (ACC), 2011*, pp. 2125–2130, June 2011.
- [118] N. Lin, S. Ci, and H. Li, “An enhanced circuit-based battery model with considerations of temperature effect,” in *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2014 IEEE*, pp. 3985–3989, Sept. 2014.
- [119] A. Cordoba-Arenas, S. Onori, G. Rizzoni, and G. Fan, “Aging propagation in interconnected systems with an application to advanced automotive battery packs,” in *7th IFAC Symposium on Advances in Automotive Control*, (Tokyo Japan), IFAC, Sept. 2013.
- [120] A. Cordoba-Arenas, S. Onori, Y. Guezennec, and G. Rizzoni, “Capacity and power fade cycle-life model for plug-in hybrid electric vehicle lithium-ion battery cells containing blended spinel and layered-oxide positive electrodes,” *Journal of Power Sources*, vol. 278, no. 0, pp. 473–483, 2015.

- [121] J. Jaguemont, L. Boulon, and Y. Dube, “Characterization and modeling of a hybrid electric vehicle lithium - ion battery at low temperatures,” *Vehicular Technology, IEEE Transactions on*, vol. PP, no. 99, pp. 1–1, 2015.
- [122] J. Jaguemont, *Gestion thermique d’un pack de batteries lithium-ion en conditions hivernales incluant le vieillissement*. PhD thesis, Université du Québec à Trois-Rivières, 2015.
- [123] F. S. Julien Hafsaoui, “Electrochemical model and its parameters identification tool for the follow up of batteries ageing,” in *World Electric Vehicle Journal*, vol. Vol. 4, pp. 386–394, 2010.
- [124] F. S. P. A. Julien Hafsaoui, Julien Scordia, “Development of an electrochemical battery model and its pparameter identification tool,” *International Journal of Automotive Engineering*, vol. 3, pp. 27–33, 2012.
- [125] A. Toffolo and A. Lazzaretto, “Evolutionary algorithms for multi-objective energetic and economic optimization in thermal system design,” *Energy*, vol. 27, no. 6, pp. 549–567, 2002.
- [126] P. Arun, R. Banerjee, and S. Bandyopadhyay, “Optimum sizing of battery-integrated diesel generator for remote electrification through design-space approach,” *Energy*, vol. 33, no. 7, pp. 1155–1168, 2008.
- [127] R. Duflo-Lopez, J. L. Bernal-Agustin, J. M. Yusta-Loyo, J. A. Dominguez-Navarro, I. J. Ramirez-Rosado, J. Lujano, and I. Aso, “Multi-objective optimization minimizing cost and life cycle emissions of stand-alone pv-wind-diesel systems with batteries storage,” *Applied Energy*, vol. 88, no. 11, pp. 4033–4041, 2011.
- [128] E. Khorram, K. Khaledian, and M. Khaledyan, “A numerical method for constructing the pareto front of multi-objective optimization problems,” *Journal of Computational and Applied Mathematics*, vol. 261, no. 0, pp. 158–171, 2014.
- [129] A. Vicini and D. Quagliarella, “Airfoil and wing design through hybrid optimization strategies,” *AIAA journal*, vol. 37, no. 5, pp. 634–641, 1999.
- [130] E. Zitzler and L. Thiele, “Multiobjective evolutionary algorithms : a comparative case study and the strength pareto approach,” *Evolutionary Computation, IEEE Transactions on*, vol. 3, pp. 257–271, Nov. 1999.

- [131] C. A. Mattson and A. Messac, “Pareto frontier based concept selection under uncertainty, with visualization,” *Optimization and Engineering*, vol. 6, no. 1, pp. 85–115, 2005.
- [132] J. Seo and B. Shneiderman, “Interactively exploring hierarchical clustering results [gene identification],” *Computer*, vol. 35, pp. 80–86, July 2002.
- [133] M. Woodruff, P. Reed, and T. Simpson, “Many objective visual analytics : rethinking the design of complex engineered systems,” *Structural and Multidisciplinary Optimization*, vol. 48, no. 1, pp. 201–219, 2013.
- [134] V. Kalmakov, A. Andreev, and G. Salimonenko, “Development of formula student electric car battery design procedure,” *Procedia Engineering*, vol. 150, pp. 1391–1395, 2016. 2nd International Conference on Industrial Engineering (ICIE-2016).
- [135] O. Gomofov, J. P. Trovao, X. Kestelyn, and M. Dubois, “Adaptive energy management system based on a real-time model predictive control with non-uniform sampling time for multiple energy storage electric vehicle,” *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. PP, no. 99, pp. 1–1, 2016.
- [136] Wikipedia, “Tesla model s — wikipedia, the free encyclopedia,” 2017. [Online; accessed 30-April-2017].
- [137] S. Santhanagopalan, Q. Zhang, K. Kumaresan, and R. E. White, “Parameter estimation and life modeling of lithium-ion cells,” *Journal of The Electrochemical Society*, vol. 155, no. 4, pp. A345–A353, 2008.
- [138] J. Schmalstieg, S. Kabitz, M. Ecker, and D. U. Sauer, “A holistic aging model for linimncoo2 based 18650 lithium-ion batteries,” *Journal of Power Sources*, vol. 257, no. 0, pp. 325–334, 2014.
- [139] M. Montgomery, “Canadian university creates winning electric motorcycle,” *Radio-Canada International*, Sept. 2017.