



HAL
open science

Méthodologie et outils pour l'optimisation multicritères d'une architecture de train hybride électrique à hydrogène

Charles Lorenzo

► **To cite this version:**

Charles Lorenzo. Méthodologie et outils pour l'optimisation multicritères d'une architecture de train hybride électrique à hydrogène. Energie électrique. Université Bourgogne Franche-Comté, 2021. Français. NNT: 2021UBFCD055 . tel-03935844

HAL Id: tel-03935844

<https://theses.hal.science/tel-03935844>

Submitted on 12 Jan 2023

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

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

THÈSE DE DOCTORAT DE L'ÉTABLISSEMENT UNIVERSITÉ BOURGOGNE FRANCHE-COMTÉ

PRÉPARÉE À L'UNIVERSITÉ DE FRANCHE-COMTÉ

École doctorale n° 37

Sciences Pour l'Ingénieur et Microtechniques

Doctorat de Génie Électrique

Par

Charles LORENZO

Méthodologie et outils pour l'optimisation multicritères d'une architecture
de train hybride électrique à hydrogène

Thèse présentée et soutenue à Belfort, le 17 novembre 2021

Composition du Jury :

Pr. Melika HINAJE
Pr. Alain BOUSCAYROL
Pr. Jean-Michel VINASSA
Dr. Véronique ANDRIES
Pr. Javier SOLANO
Pr. Daniel HISSEL
Pr. David BOUQUAIN
M. Samuel HIBON

Professeure des Universités, Université de Lorraine
Professeur des Universités, Université de Lille
Professeur des Universités, Bordeaux INP
Directrice éco-conception, Alstom
Professeur, Universidad Industrial de Santander
Professeur des Universités, Université de Franche-Comté
Professeur des Universités, Université de Franche-Comté
Directeur efficacité énergétique, Alstom

Présidente du jury
Rapporteur
Rapporteur
Examinatrice
Examineur
Directeur de thèse
Codirecteur de thèse
Encadrant de thèse

Remerciements

Les travaux de thèse présentés dans ce manuscrit ont nécessité un investissement continu durant trois années riches et intenses. Ce travail n'a été possible que grâce à l'implication précieuse de plusieurs personnes que je tiens à remercier chaleureusement.

Je tiens tout d'abord à remercier les membres de mon jury pour avoir accepté d'évaluer mes travaux. Merci à Melika Hinaje pour m'avoir fait l'honneur de présider ce jury, merci à Alain Bouscayrol et Jean-Michel Vinassa pour leurs relectures complètes et leurs remarques pertinentes. Merci à Véronique Andries pour son expertise et ses remarques lors de la soutenance. Un grand merci également à Javier Solano pour toutes ces dernières questions intéressantes, et pour avoir été si accueillant et généreux.

Si j'ai tant apprécié ces trois dernières années, c'est en grande partie grâce à l'encadrement formidable dont j'ai bénéficié, tant sur le plan scientifique qu'humain. Pour cela, je tiens à vous remercier vivement, Samuel, David et Daniel. Samuel, merci de m'avoir toujours soutenu et motivé, merci pour tous ces moments conviviaux que nous avons partagés. David, merci pour tes conseils précieux et tes relectures méticuleuses. Daniel, un grand merci pour m'avoir systématiquement poussé à approfondir et pour tous vos avis, toujours stimulants et enrichissants.

Je souhaite également remercier toutes les personnes qui ont su me transmettre leur passion pour le secteur de l'énergie et le monde du ferroviaire. Merci à Claude Pujol, Olivier Villain, Morgan Almanza, et Emmanuel Hoang pour m'avoir tant inspiré et pour avoir suivi avec intérêt mes travaux. Je souhaite également remercier vivement Pierre Le-Conte pour m'avoir fait confiance et pour m'avoir aidé à perfectionner ma rigueur scientifique. Je tiens à remercier Damien Tisné-Grimaud pour son soutien technique et sa réactivité. Enfin, un grand merci à Julien d'Arbigny pour tout le temps consacré à partager, avec beaucoup d'énergie et d'humour, ses connaissances des piles à combustibles.

Les travaux réalisés sur la programmation dynamique ont vu le jour grâce à l'investissement précieux d'Edwin Urbano, que j'ai eu la chance d'encadrer en stage. *Muchas gracias* Edwin, pour ton efficacité et ton dynamisme, particulièrement appréciables sur un tel sujet.

Je remercie aussi tous mes collègues et amis, d'Alstom et du FCLab, pour tous ces bons moments partagés et tous ces échanges enrichissants. Je tiens particulièrement à remercier Elodie pour m'avoir très rapidement intégré à l'équipe. Un grand merci à Romain pour son aide précieuse et son altruisme. Ça a été un réel plaisir de travailler avec toi. Un grand merci à Quentin et Thomas pour toute l'aide apportée et pour avoir œuvré à créer une ambiance très agréable au sein de l'équipe. Un immense merci à Rustem, pour son soutien indéfectible, sa bonne humeur, et pour tous ces moments de rires, de stress, de frustrations et de fierté.

Je souhaite également remercier toutes les personnes qui ont contribué au bon déroulement de cette thèse. Merci donc à Betty, Laurence, ainsi qu'à la dame de la cafétaria d'Alstom pour sa générosité.

Sur un aspect moins scientifique, je tiens à remercier chaleureusement mes amis pour avoir toujours répondu présent pour partager des moments de détente. Mention toute particulière à Yannek pour son accueil à chacune de mes escapades dans le grand Est et Marine pour sa réactivité et ses conseils très appréciables, bien souvent de dernière minute. Merci à Hugues pour son soutien et engagement dans nos défis sportifs les plus ambitieux. Enfin, un grand merci à Paul, Thibault et Alexandre pour leur confiance. Bien entendu, je n'oublie pas tous les autres que je remercie affectueusement : les copains rugbymen, les amis de Cachan, les bios ainsi que la team des nantais.

Merci également à Alain, Françoise et Pascale pour leur disponibilité, leur générosité et tous leurs conseils, toujours avisés et bienveillants.

Enfin, il me tient à cœur d'adresser mes remerciements les plus chers à toute ma famille, sur qui j'ai toujours pu compter. Merci à mes grands-parents pour avoir cru en moi et mes parents pour s'être tant investis pour mes frères, ma sœur et moi. Vous avez été des exemples et ce manuscrit de thèse est indirectement le fruit de vos efforts et sacrifices de ces 27 dernières années.

Mes derniers remerciements reviennent naturellement à Claire, bien qu'ils ne peuvent pas être à la hauteur de tout ce que tu m'as apporté depuis notre rencontre. Merci de m'avoir soutenu et poussé au meilleur chacun des jours de cette thèse. Tu es ma source de motivation, inspirante et intarissable, merci pour tout.

Table des matières

Introduction générale	1
1 Contexte industriel et état de l'art	4
1.1 Contexte du train à hydrogène	4
1.1.1 Histoire du ferroviaire	4
1.1.2 Parc ferroviaire actuel	6
1.1.3 Mobilisation des gouvernements et collectivités	8
1.1.4 Alternatives aux trains diesel	8
1.2 Les piles à hydrogène	11
1.2.1 Présentation	11
1.2.2 Fonctionnement	12
1.2.3 Auxiliaires et contrôle de la PEMFC	13
1.2.4 Grandeurs caractéristiques des cellules	15
1.2.5 Vieillessement des PEMFC	15
1.3 Intérêt de l'hybridation	18
1.3.1 Besoin de puissance sur un parcours	18
1.3.2 Caractéristiques des ESS	18
1.4 Batteries lithium-ion	19
1.4.1 Présentation	19
1.4.2 Fonctionnement	20
1.4.3 Format des cellules	21
1.4.4 Grandeurs caractéristiques des batteries	21
1.4.5 Auxiliaires et BMS	22
1.4.6 Vieillessement des batteries lithium-ion	23
1.5 Processus de dimensionnement du train hybride à hydrogène	25
1.5.1 Étude du cahier des charges du projet	25
1.5.2 Modélisation de l'architecture énergétique du train	27
1.5.3 Détermination de la gestion énergétique	28
1.5.4 Estimation des performances des sources sur les missions	30
1.5.5 Optimisation de l'architecture énergétique du train	32
1.6 Conclusion	34

2	Modélisation énergétique du train	36
2.1	Introduction	36
2.2	Outil de dimensionnement énergétique	37
2.2.1	Description de l’outil	37
2.2.2	Module <i>Dynamique</i>	38
2.2.3	Module <i>Chaine de conversion</i>	39
2.2.4	Module <i>Architecture énergétique</i>	40
2.2.5	Module <i>EMS</i>	42
2.2.6	Module <i>KPI</i>	42
2.3	Modélisation des PEMFC	43
2.3.1	Objectifs	43
2.3.2	Modélisation du comportement électrique de la PEMFC	44
2.3.3	Modélisation des auxiliaires de la PEMFC	46
2.3.4	Estimation des performances de la PEMFC	47
2.3.5	Modélisation du FCMS	47
2.3.6	PEMFC considérées	48
2.4	Modélisation des batteries lithium-ion	49
2.4.1	Objectifs	49
2.4.2	Modélisation du comportement électrique de la batterie	49
2.4.3	BMS	54
2.4.4	BTMS	55
2.4.5	Batteries lithium-ion considérées	55
2.5	Estimation des performances d’un train sur deux cas d’usage	56
2.5.1	Données considérées pour les simulations	56
2.5.2	Détermination des performances du train	57
2.5.3	Analyse des caractéristiques énergétiques	58
2.6	Conclusion	61
3	Viellissement des sources	63
3.1	Introduction	63
3.2	Modèles de vieillissement	64
3.2.1	Modèle de vieillissement de la PEMFC	64
3.2.2	Modèle de vieillissement des batteries lithium-ion	69
3.3	Estimation du vieillissement des sources et caractérisations expérimentales sur des cycles d’usage	82
3.3.1	Caractéristiques des missions	82
3.3.2	Estimation du vieillissement des sources	83
3.3.3	Caractérisations expérimentales du vieillissement de cellules de batteries	85
3.3.4	Résultats expérimentaux	90
3.4	Analyse des résultats et discussion	93

TABLE DES MATIÈRES

3.4.1	Vieillessement des PEMFC	93
3.4.2	Vieillessement des batteries lithium-ion	94
3.5	Conclusion	98
4	Stratégies de gestion de l'énergie	101
4.1	Introduction	101
4.2	Définition des fonctions coût	102
4.2.1	Fonction coût liée à la consommation d'hydrogène	102
4.2.2	Fonction coût liée à l'OPEX sur une mission	103
4.2.3	Synthèse des coûts considérés	103
4.3	Stratégies implantées	104
4.3.1	Commande par machine d'état	104
4.3.2	Commande par correcteur proportionnel	106
4.3.3	Commande par logique floue	108
4.3.4	Commande par programmation dynamique	114
4.4	Application des EMS sur deux cas d'usage réels	120
4.4.1	Minimisation de la consommation	121
4.4.2	Minimisation de l'OPEX	125
4.4.3	Comparaison des EMS implantées	128
4.5	Conclusion	129
5	Outil d'optimisation	131
5.1	Introduction	131
5.2	Détermination du TCO	131
5.2.1	Expression	131
5.2.2	Coûts liés au vieillissement de la PEMFC	132
5.2.3	Coûts liés au vieillissement de la batterie	133
5.2.4	Coûts liés à la consommation d'hydrogène	135
5.2.5	Coûts de maintenance de la PEMFC	136
5.2.6	Coûts de pénalité	136
5.2.7	Détermination de l'OPEX, du CAPEX et du TCO	136
5.3	Présentation de l'outil d'optimisation	137
5.3.1	Méthodologie d'optimisation	137
5.3.2	Hypothèses de l'étude de dimensionnement	138
5.3.3	Étape <i>Paramétrage</i>	138
5.3.4	Étape <i>Analyse</i>	138
5.3.5	Étape <i>Plan d'expériences</i>	141
5.3.6	Étape <i>Simulations</i>	141
5.3.7	Étape <i>TCO</i>	142
5.3.8	Étape <i>Sélection</i>	142
5.3.9	Étape <i>Vérification</i>	143

5.3.10 Synthèse du protocole	143
5.4 Détermination du dimensionnement énergétique optimal sur un projet réel	145
5.4.1 Étape <i>Paramétrage</i>	145
5.4.2 Étape <i>Analyse</i>	145
5.4.3 Étapes <i>Plan d'expériences, Simulations, TCO et Sélection</i>	148
5.4.4 Étape <i>Vérification</i>	152
5.5 Conclusion	153
Conclusion générale	156
Annexes	161
A Synthèse des taux de dégradation des PEMFC présentés dans la littérature	161
B Etude de sensibilité des paramètres du modèle de la PEMFC	164
C Application du comptage de <i>rainflow</i> sur un profil d'état de charge de batterie	167
D Procédure de caractérisation de cellules de batteries	170
E Détermination du profil de puissance optimal par programmation dynamique	174
Bibliographie	180

Liste des acronymes

BMS *Battery Management System*

BOL *Beginning Of Life*

BTMS *Battery Thermal Management System*

CAPEX *CAPital EXpenditures*

CCCV *Constant Current, Constant Voltage*

CEE *Circuit Électrique Équivalent*

DC *Direct Current*

DOD *Depth Of Discharge*

EMS *Energy Management Strategy*

EOL *End Of Life*

ESS *Energy Storage System*

FCMS *Fuel Cell Management System*

GDL *Gas Diffusion Layer*

GES *Gaz à Effet de Serre*

GMV *Groupe Moto-Ventilateur*

HPPC *Hybrid Power Pulse Characterisation*

ICA	<i>Incremental Capacity Analysis</i>
KPI	<i>Key Performance Indicators</i>
LFP	Lithium Fer Phosphate
LTO	Lithium Titanate Oxyde
MAS	Machine ASynchrone
MEA	<i>Membrane Electrode Assembly</i>
NCA	Nickel Cobalt Aluminium
NMC	Nickel Manganèse Cobalt
OCV	<i>Open Circuit Voltage</i>
OPEX	<i>OPerating EXpenditures</i>
PEMFC	<i>Proton-Exchange Membrane Fuel Cell</i>
PHE	Potentiel d'Hybridation en Énergie
PHP	Potentiel d'Hybridation en Puissance
PID	Proportionnel Intégral Dérivé
RPT	<i>Reference Performance Test</i>
SEI	<i>Solid Electrolyte Interface</i>
SOC	<i>State Of Charge</i>
SOE	<i>State Of Energy</i>
SOH	<i>State Of Health</i>
TCO	<i>Total Cost of Ownership</i>

Introduction générale

Le 16 Septembre 2018, dans la région de Basse-Saxe en Allemagne, les deux premiers trains à hydrogène au monde destinés au transport de passagers sont mis en service commercial. Ces trains sont les Coradia iLint développés par Alstom. En Février 2020, après plus de 180 000 km parcourus par ces modèles pré-série, la phase pilote s'est achevée avec succès. Industriels, politiques et collectivités ont exprimé leur enthousiasme pour cette solution qui reçoit alors plusieurs distinctions, comme le *GreenTec Award* en 2018, et plus récemment le *European Railway Award*, en 2021.

L'engouement pour ces trains est porté par la dynamique actuelle autour de l'hydrogène, vecteur énergétique présenté comme un levier incontournable de la transition énergétique [1]. Ainsi, en France, le gouvernement a exposé en septembre 2020 une stratégie nationale représentant un investissement de plus de sept milliards d'euros, consacrés au développement de la filière hydrogène jusqu'à 2030. Ce plan a pour objectif d'accompagner et de pérenniser le déploiement industriel de l'hydrogène. Parmi les trois priorités présentées dans cette stratégie, l'une d'elles consiste au développement d'une mobilité lourde à hydrogène décarboné [2]. Le secteur ferroviaire est ainsi l'un des principaux acteurs de ce programme. En mars 2021, la SNCF a d'ailleurs commandé quatorze trains à hydrogène. Les premières circulations d'essais sont prévues pour fin 2023 [3]. Cette dynamique connaît une ampleur mondiale. Ainsi, en Europe, des trains à hydrogène sont attendus en Italie, en Autriche et au Royaume-Unis d'ici 2023 [4]. La Chine, la Corée du Sud, le Japon et la Californie ont également annoncé leur mise en circulation prochaine [4, 5, 6].

Dans ces trains, l'alimentation en énergie est assurée par une pile à hydrogène. Celle-ci convertit l'énergie chimique de l'hydrogène en une énergie électrique et ne rejette que de l'eau. Toutefois, le développement récent de cette technologie dans l'industrie du transport est confronté à deux obstacles majeurs : des coûts élevés et une durée de vie relativement faible. En effet, les applications embarquées accélèrent considérablement le vieillissement de la pile. En guise de comparaison, les piles à hydrogène peuvent fonctionner pendant 90 000 h pour des applications stationnaires [7], tandis qu'elles atteignent au mieux 5 000 h dans les applications automobiles [8]. Cet écart est principalement attribué aux variations de puissance et aux cycles de démarrage-arrêt, caractéristiques des applications embarquées. C'est pourquoi la pile à hydrogène est systématiquement associée à une source d'énergie électrochimique réversible en courant, telle qu'une batterie lithium-ion. Le rôle de cette dernière est essentiel puisqu'il permet de limiter le vieillissement de la pile et de réduire la consommation d'hydrogène. Un système de contrôle est alors nécessaire afin de répartir judicieusement l'énergie entre ces deux sources.

Ainsi, lors du dimensionnement du train à hydrogène, le constructeur ferroviaire doit déterminer les caractéristiques de chacune des sources, ainsi que la stratégie de gestion de l'énergie associée. Ce processus complexe impose de considérer simultanément de nombreux critères tels que la consommation d'hydrogène, l'efficacité des sources et leur durée de vie tout en respectant des contraintes liées à leur encombrement et aux performances dynamiques du train.

Une optimisation multicritères est donc nécessaire pour déterminer le dimensionnement énergétique optimal du train hybride électrique à hydrogène. Cette optimisation se situe au cœur des travaux réalisés dans le cadre de cette thèse. L'objectif de cette étude est donc de proposer une méthodologie et des outils qui permettent de déterminer le dimensionnement de la pile à combustible et de la batterie, ainsi que la gestion d'énergie qui minimisent le coût total du train hybride à hydrogène sur toute sa durée de vie.

Cette thèse est structurée en cinq chapitres. Le chapitre 1 présente le contexte industriel du train à hydrogène et explique pourquoi ce train est considéré comme un maillon essentiel de la mobilité durable. Il permet également d'identifier les applications pour lesquelles le développement de ce train est pertinent. Ce chapitre présente également les fondamentaux et l'état de l'art sur lesquels s'appuient les travaux réalisés. Le chapitre 2 se focalise sur la modélisation de l'architecture énergétique du train. Un outil de dimensionnement est développé afin d'estimer, entre autres, les caractéristiques énergétiques de la pile à hydrogène et de la batterie sur un cycle d'usage. Le chapitre 3 est consacré à l'établissement d'un modèle de vieillissement pour chacune des sources du train. Ces modèles permettent d'estimer la durée de vie de la pile à hydrogène et de la batterie en fonction de leurs caractéristiques énergétiques sur un cycle d'usage. Des essais de vieillissement sur des cellules lithium-ion ont été menés et sont également présentés dans cette partie. Le chapitre 4 étudie les stratégies de gestion de l'énergie et cherche à déterminer leur impact sur les performances énergétiques et dynamiques du train. Enfin, le chapitre 5 présente l'outil d'optimisation multicritères élaboré. Cet outil s'appuie sur les travaux réalisés dans les chapitres précédents et permet d'automatiser la détermination du dimensionnement énergétique optimal du train.

Ces travaux de recherche ont été réalisés en partenariat avec l'entreprise ferroviaire Alstom. La méthodologie et les outils développés ont ainsi pu être appliqués à des projets concrets. Cependant, les résultats seront présentés dans le respect de la confidentialité.

Chapitre 1

Contexte industriel et état de l'art

1.1 Contexte du train à hydrogène

1.1.1 Histoire du ferroviaire

Le réseau ferroviaire français actuel a hérité de plus de deux siècles d'évolutions et de transformations. En effet, la première locomotive au monde a été construite par l'anglais Richard Trevithick, en 1804. Elle a permis de parcourir les 15 km entre les forges de Clamorganshite et Abercynon au Pays de Galles, chargée de 10 tonnes de fer et de 70 hommes, avec une vitesse moyenne d'environ 3,9 km/h.

Les lignes de chemin de fer et les locomotives à vapeur se sont ensuite développées en Europe et aux Etats-Unis. Les investissements publics se sont multipliés et les politiques ont misé sur leurs expansions afin d'accélérer le développement économique.

A la fin du 19^{ème} siècle, la maîtrise de l'électricité offre de nouvelles perspectives au secteur du ferroviaire. En 1880, les premiers tramways électriques ont vu le jour à Sestroretsk en Russie et à Berlin.

Le succès rencontré par l'électrification urbaine a entraîné le développement de l'électrification des grandes lignes. En France, l'alimentation à courant continu a été choisie car elle est particulièrement adaptée aux moteurs à courant continu alors utilisés. Le niveau de tension de 1500 V s'est alors imposé dès 1922, jugé comme un bon compromis entre les limites d'isolement et les pertes en ligne. D'autres pays d'Europe ont préféré favoriser le courant alternatif basse fréquence 16,7 Hz, plus facile à transporter mais moins adapté aux moteurs électriques à courant continu. Après 1945, l'alimentation monophasée en 25 kV et 50 Hz est devenu le nouveau standard en France et s'exporte partout dans le monde.

Pendant ces mêmes années s'est développée en parallèle la traction à moteur à combustion thermique diesel. Les premières locomotives diesel sont apparues en 1937 et ont remplacé rapidement celles à vapeur jusqu'en 1953. Il est également intéressant de noter que certaines alternatives à ces trains sont étudiées dès les années 60. Alsthom, ancien nom du constructeur ferroviaire Alstom, s'est d'ailleurs penché sur une solution de traction à pile à combustible, présentée en figure 1.1. Après une dizaine d'années de développements, les performances obtenues par la pile n'ont pas été à la hauteur des attentes du constructeur et du gouvernement. En effet, en 1970, le prototype développé n'a pas atteint les objectifs fixés en termes d'efficacité énergétique, de durée de vie et de compacité. Celui-ci n'a pas dépassé 20 %

1.1 Contexte du train à hydrogène

de rendement ni 100 heures de durée de vie. De plus, les coûts étaient beaucoup trop élevés pour concurrencer les moteurs thermiques diesel. Ces échecs techniques se sont alors soldés par l'arrêt des financements du gouvernement et, par conséquent, par l'abandon de cette solution. C'est pourquoi celle-ci n'a pas eu d'application commerciale [9].

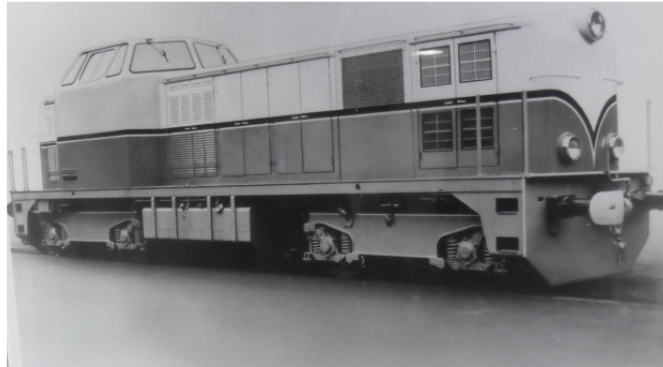


FIGURE 1.1 – Locomotive utilisée pour les tests pile à combustible d'Alstom de 1966 [9]

La grande vitesse s'est développée ensuite à partir des années 70 et, en 1981, la ligne Paris-Sud-Est a été inaugurée. C'est un nouvel essor pour le monde du ferroviaire, qui a alors vu son trafic croître rapidement et fortement.

Le réseau ferroviaire français connaît son apogée en 1928, avec près de 70 000 km de voies. De nombreuses lignes ont ensuite été supprimées, en raison de coûts trop élevés pour de faibles fréquentations. En 2018, le réseau ferré ne possédait plus que 27 500 km de voies.

La chronologie du développement du ferroviaire et des innovations techniques est résumée en figure 1.2. L'histoire du chemin de fer est présentée plus en détail par Allenbach *et al.* [10].

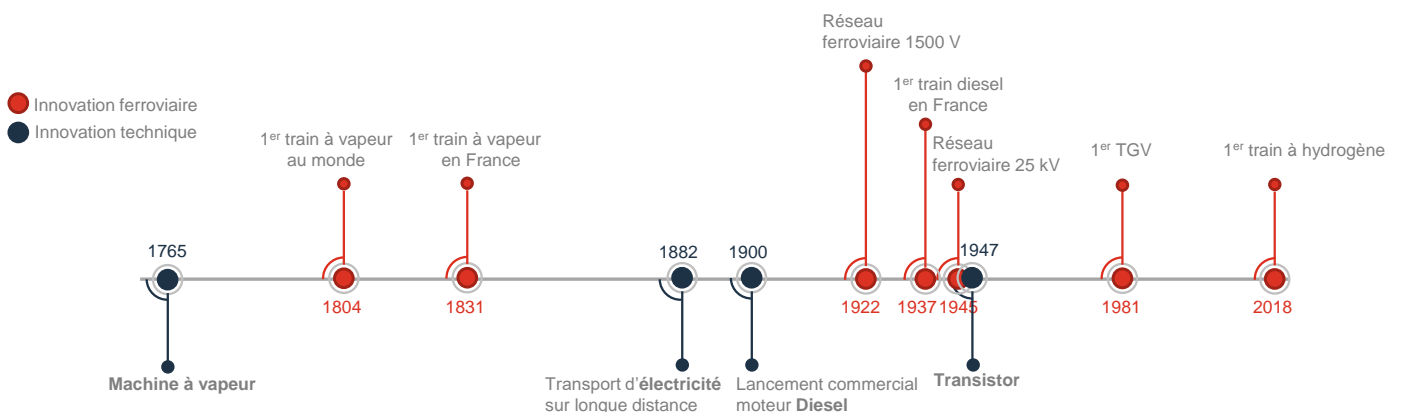


FIGURE 1.2 – Évolutions technologiques et développement du secteur ferroviaire

1.1.2 Parc ferroviaire actuel

Parmi les 27 500 km du réseau ferroviaire français actuellement exploités, seuls 57 % sont électrifiés, c'est-à-dire qu'ils sont équipés d'une caténaire qui alimente en puissance les trains qui y circulent. Cependant, le trafic sur les 43 % restant est très faible : il correspond à 10 % du transport passager et 20 % du fret [11].

Sur ces lignes doivent donc circuler des trains dits autonomes, embarquant l'énergie nécessaire au trajet. Actuellement, la très grande majorité de ces trains possède un moteur diesel. En France, ils représentent 25 % du parc ferroviaire. La figure 1.3 représente la circulation du matériel roulant possédant un moteur diesel. Il est pertinent de noter que la grande majorité des lignes non électrifiées est desservie par un nombre très limité de trains.

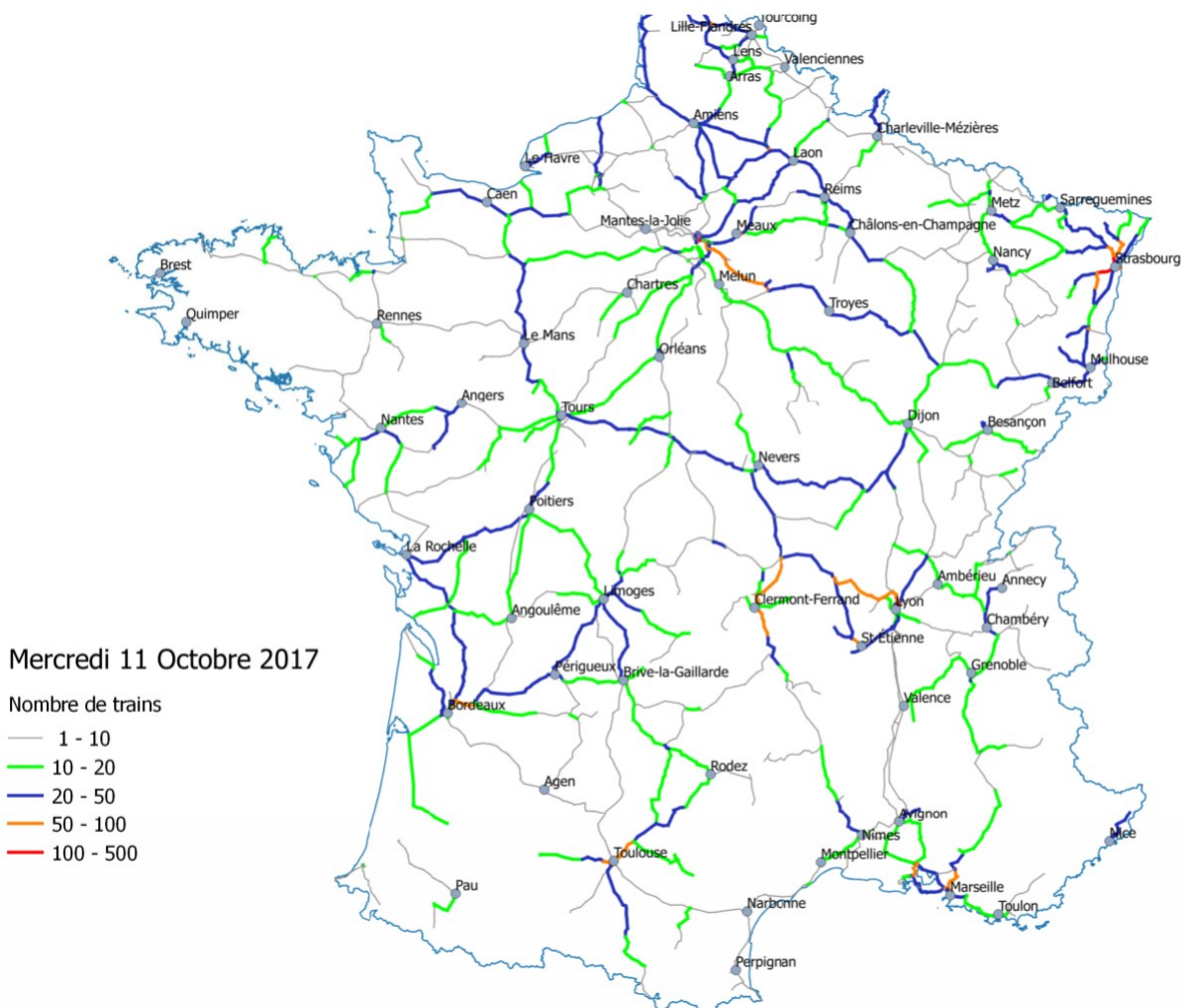


FIGURE 1.3 – Carte des circulations des véhicules diesel, issue de SNCF réseau dans [11]

Par ailleurs, le parc ferroviaire est composé de différents types de matériels roulants. Chaque type de véhicule est dédié à une application spécifique qui dépend principalement des caractéristiques des lignes à desservir.

1.1 Contexte du train à hydrogène

Dès lors, les véhicules ferroviaires peuvent être distingués par leurs applications ainsi que par leurs caractéristiques techniques telles que leur vitesse maximale d'opération et leur effort maximal développé à la jante. Le produit de ces deux grandeurs correspond à la puissance mécanique du train.

La figure 1.4 représente les puissances développées à la jante et les vitesses de parcours des différents types de matériels roulant. Parmi ces trains, ceux possédant un moteur diesel sont principalement les trains régionaux : les TER, les intercity ainsi que certaines locomotives.

Ces moteurs à combustion interne transforment l'énergie chimique d'un combustible, le gazole, en énergie mécanique à partir de l'oxydation avec l'air sous haute pression et haute température. Cette réaction crée de nombreux produits résiduels dont du monoxyde et du dioxyde de carbone (CO et CO_2), des oxydes d'azote (NO_x) et des particules fines et ultrafines appelées matières particulaires du diesel (PM). Bien que filtrés, ces éléments sont en partie évacués dans l'air ambiant et contribuent à la pollution locale de l'air mais aussi à l'augmentation de l'effet de serre. Ils impactent ainsi à la fois la santé et l'environnement.

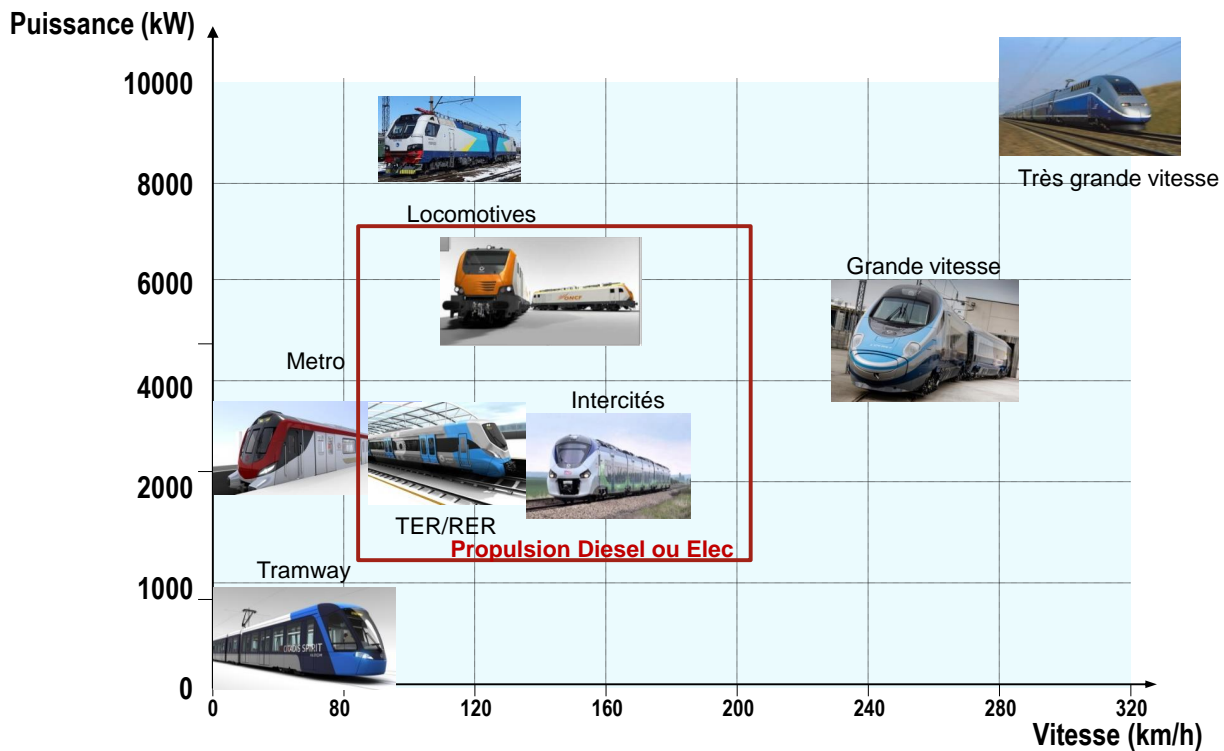


FIGURE 1.4 – Caractéristiques des matériels roulants

1.1.3 Mobilisation des gouvernements et collectivités

Face au consensus scientifique, gouvernements et collectivités se sont mobilisés afin de réduire au maximum leur empreinte carbone. Dès 1997, le protocole de Kyoto engage les pays ratificateurs à réduire leurs émissions de certains gaz à effet de serre (GES). En 2015, les Accords de Paris à l'issue de la COP 21 visent à maintenir la hausse de la température de la planète en dessous de 2 °C par rapport à l'ère pré-industrielle et avant la fin du siècle. A la suite de ces engagements, la commission européenne a présenté en 2018 sa stratégie pour parvenir à une économie neutre pour le climat d'ici 2050 [12]. La Corée du Sud et le Japon se sont également engagés pour atteindre la neutralité carbone d'ici 2050, tandis que la Chine vise 2060.

Afin d'atteindre ces objectifs, les efforts doivent ainsi s'intensifier dans tous les secteurs concernés et notamment dans le domaine du transport. Concernant les applications ferroviaires, la SNCF a ainsi annoncé une sortie totale du diesel pour 2035. Cette volonté de bannir les trains diesel est également suivie par d'autres pays tels que le Royaume-Unis, l'Allemagne ou l'Italie, qui se penchent déjà sur des alternatives décarbonées.

1.1.4 Alternatives aux trains diesel

Parmi les options existantes pour réduire les émissions de GES dans le secteur du ferroviaire, plusieurs alternatives sont actuellement considérées par les constructeurs et les exploitants. Chacune de ces solutions présente des avantages mais aussi des limites.

1.1.4.1 Trains aux biocarburants

L'option la plus économique consiste à remplacer le diesel par une alternative moins émettrice en GES : du bio-fioul, des gaz naturels ou du biogaz. Cette option permet en effet de limiter les transformations à réaliser sur la flotte de train actuelle, tout en maintenant les infrastructures existantes. En France, les premiers trains propulsés grâce au colza ont été mis en circulation en Normandie depuis avril 2021.

L'utilisation du biodiesel dans ces trains permet de diminuer les émissions de CO_2 de 60 % par rapport au diesel [13]. Les solutions de gaz naturel et de biogaz ne réduisent ces émissions que de 20 à 30 % [14]. Ces solutions sont donc intéressantes pour sortir de la propulsion diesel à court terme mais ne sont pas viables pour atteindre la neutralité carbone sur le long terme.

1.1.4.2 Trains diesel hybrides

Une seconde solution pour réduire les émissions de GES du secteur ferroviaire consiste à réduire le dimensionnement du système de production d'énergie par moteur thermique diesel au profit de systèmes de stockage d'énergie, tels que des batteries. Cette alternative permet de récupérer l'énergie du freinage, d'optimiser le fonctionnement du moteur diesel et ainsi d'améliorer l'efficacité énergétique du train. Les TER hybrides testés en 2021 par la SNCF intègrent des batteries lithium-ion, et réduisent de 20 % la

1.1 Contexte du train à hydrogène

consommation d'énergie et les émissions de CO_2 [15]. Cette option n'est également pas viable sur le long terme pour atteindre les objectifs annoncés.

1.1.4.3 Électrification des lignes

La solution d'électrification des lignes de chemin de fer offre une alternative localement décarbonée, les émissions de GES étant liées au mix énergétique du pays. L'efficacité énergétique de cette solution est très élevée. Néanmoins, les coûts liés à l'infrastructure sont considérables. Pour l'électrification d'une voie simple, les coûts varient de 350 000 euros à 1,5 million d'euros par km. Pour une voie double, ces coûts peuvent atteindre 3 millions d'euros par km. Les coûts d'électrification sont en effet liés à la fois à l'installation des caténaires et des postes de transformation mais également à l'adaptation des ouvrages d'art (ponts, tunnels, *etc.*). En raison des investissements considérables dans l'infrastructure, cette solution n'est rentable que si le trafic ferroviaire est important.

1.1.4.4 Trains à batteries

Les trains à batteries sont des trains dont l'énergie est stockée uniquement dans des accumulateurs électrochimiques. Cette solution est particulièrement adaptée pour décarboner le secteur du ferroviaire car les émissions de GES sont localement nulles. Leurs rendements élevés et les faibles coûts d'installation et de maintenance leur permettent de se positionner en concurrent sérieux des trains diesel. Cependant, les batteries possèdent plusieurs inconvénients majeurs par rapport au diesel : leur coût, leur durée de vie, leur encombrement et le temps de recharge en station. En effet, la recharge des batteries en station peut être chronophage et nécessite l'immobilisation du train. Leur encombrement en masse limite également leur autonomie. Ces trains sont ainsi particulièrement intéressants lorsque la distance à parcourir est faible, de l'ordre de 100 km. Le train à batteries d'Alstom, le Coradia Continental, est ainsi dimensionné pour parcourir 80 km en atteignant une vitesse maximale de 160 km/h.

1.1.4.5 Trains à hydrogène

Enfin, le train à hydrogène est une alternative très prometteuse pour remplacer les trains possédant un moteur à combustion interne. Par rapport aux trains à batteries, ces trains peuvent atteindre des autonomies bien plus élevées grâce aux propriétés énergétiques de l'hydrogène. De plus, en station, le temps d'approvisionnement en hydrogène est bien plus faible que le temps de recharge des batteries.

Le Coradia iLint d'Alstom est le premier train à hydrogène pour passagers et circule depuis 2018 en Allemagne. Il parcourt près de 800 km par jour. Le remplissage des réservoirs en hydrogène ne nécessite qu'une vingtaine de minutes en station, ce qui est similaire au remplissage en diesel. Les piles à hydrogène qui assurent la production d'énergie électrique n'émettent que de l'eau sous forme d'un mélange liquide/vapeur assurant une mobilité localement verte et éliminant les émissions de particules fines liées à la propulsion du train.

La production d'énergie électrique de ces trains à hydrogène est assurée par une ou plusieurs piles à combustible associées à des batteries lithium-ion. Les piles à hydrogène sont situées sur le toit de la rame. Elles sont alimentées par l'hydrogène stocké dans les réservoirs sous forme gazeuse, à 350 bars.

Les piles à hydrogène sont connectées à un bus continu via un convertisseur de puissance. Sur ce bus continu sont également connectées des batteries lithium-ion. Ces dernières sont situées sous la rame. Enfin, la traction du train est assurée par des moteurs asynchrones alimentés par des onduleurs triphasés. La figure 1.5 présente le Coradia iLint ainsi que les éléments nécessaires à sa traction.

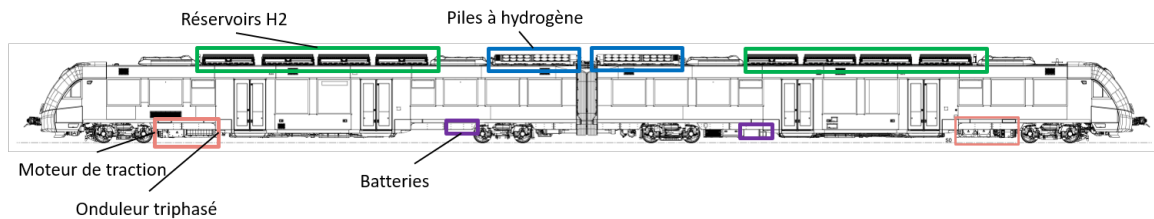


FIGURE 1.5 – Architecture énergétique du Coradia iLint

Ces trains cependant ont un coût d'acquisition élevé et nécessitent des infrastructures adaptées pour l'approvisionnement en hydrogène. Enfin, les coûts d'opération sont également plus importants que ceux des trains à batteries. En effet l'hydrogène est actuellement coûteux, de l'ordre de 10 €/kg [16]. A titre de comparaison, le prix du diesel est actuellement de 2 €/kg. De plus, la durée de vie des piles est relativement courte. Pour les applications de mobilité lourde, elles peuvent atteindre 10 000 h de fonctionnement [17].

Ces trains sont ainsi adaptés si la distance à parcourir est suffisamment importante et si le trafic est trop faible pour considérer la solution caténaire comme pertinente.

1.1.4.6 Comparaison des alternatives aux trains diesel

Parmi les alternatives aux trains diesel viables sur le long terme, trois solutions se distinguent : l'installation de caténaires, les trains à batteries et les trains à hydrogène. Chacune de ces solutions est ainsi adaptée à une application spécifique. L'installation de caténaires sera pertinente si le trafic est suffisant. Le train à batteries est adapté si la distance à parcourir est inférieure à 100 km, tandis que le train à hydrogène sera plus approprié pour parcourir des distances plus importantes. Les autres solutions peuvent être considérées sur le court terme mais leurs émissions de CO_2 sont trop importantes pour atteindre les objectifs de neutralité carbone.

La figure 1.6 compare ces trois solutions localement vertes en considérant les cinq indicateurs que doivent prendre en considération constructeurs et exploitants.

Il est pertinent de souligner que des solutions bimodes peuvent être considérées, en particulier en intégrant des caténaires sur certains tronçons de voie. Cette alternative permet ainsi d'augmenter l'autonomie des trains à batteries ou de réduire le dimensionnement énergétique des trains à hydrogène. Les trains à hydrogène commandés par la SNCF sont d'ailleurs des trains bimodes équipés de piles à hydrogène et de pantographes pour récupérer l'énergie de la caténaire sur les tronçons électrifiés.

La suite de cette section s'intéresse ainsi au train à hydrogène et plus spécifiquement à la pile à hydrogène, à la nécessité d'hybridation et aux batteries lithium-ion.

1.2 Les piles à hydrogène

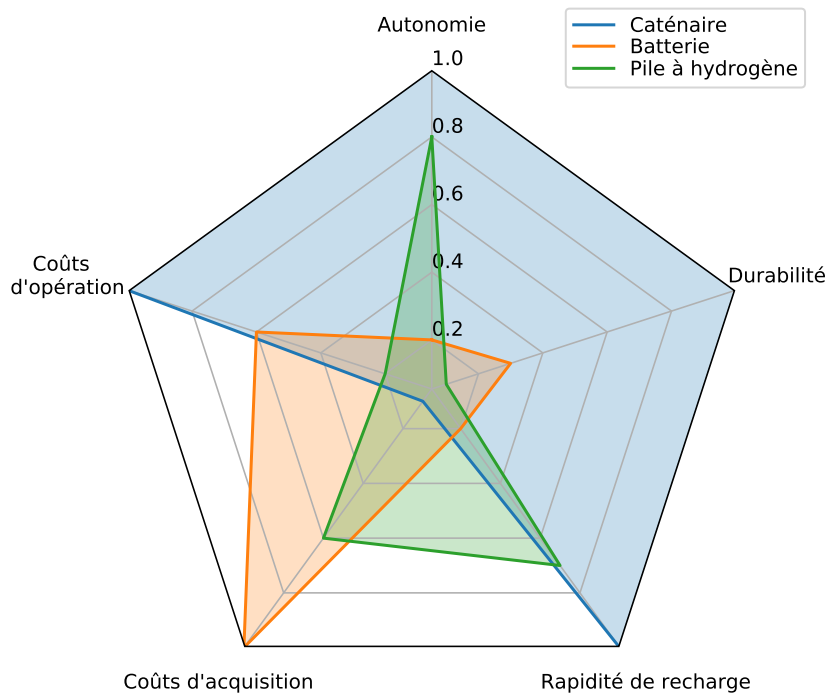


FIGURE 1.6 – Comparaison des solutions principales pour décarboner le secteur du ferroviaire. 0 pour défavorable, 1 pour favorable.

1.2 Les piles à hydrogène

1.2.1 Présentation

En 1839, Sir William Grove et Christian Friedrich Schönbein découvrent le principe de la pile à combustible. La réaction entre le dihydrogène H_2 et le dioxygène O_2 crée de l'eau, en libérant de la chaleur et de l'énergie électrique. Durant les décennies suivantes, les piles se perfectionnent et une pile de puissance 1,5 kW est créée dès 1896 par William Jacques [9].

Cependant, celles-ci ne suscitent qu'un engouement limité et il faut attendre les années 1930 et les travaux de l'anglais Francis Bacon pour relancer l'intérêt pour les piles à combustibles. Cette technologie se développe en particulier pendant les années 60 et 70. Elle est notamment retenue en tant que source d'alimentation en énergie dans les programmes spatiaux Gemini et Apollo. Cependant, son prix très élevé limite son développement dans le secteur du transport malgré les investissements massifs des gouvernements, laboratoires et industriels. A la fin des années 70, les recherches sur les piles à combustibles sont abandonnées. Simoncini *et al.* [9] attribuent ce tournant aux échecs techniques rencontrés mais également à l'arrêt des financements et au remplacement des principaux acteurs porteurs de cette technologie. Après un passage à vide d'une vingtaine d'années, cette technologie rencontre un regain d'intérêt depuis les années 90 avec l'émergence des problématiques

environnementales [18]. Les avancées technologiques sont rapides et permettent l'amélioration des performances et la réduction des coûts.

Plusieurs catégories de piles sont aujourd'hui utilisées. Celles-ci se distinguent par leurs températures de fonctionnement, par les puissances qu'elles fournissent et donc par les applications qui les utilisent. Dans le secteur du transport, la plupart des piles utilisées sont des piles à combustibles à membrane échangeuse de protons (PEMFC, *Proton-Exchange Membrane Fuel Cell*). Celles-ci présentent des rendements maximum de l'ordre de l'ordre de 55 % et opèrent à des températures comprises entre 60 °C et 85 °C. Elles ont également l'avantage de pouvoir démarrer en un temps relativement faible. Pour les applications automobiles, le département de l'énergie américain indique que les PEMFC doivent pouvoir fournir 50 % de leur puissance maximale en 5 s lorsque la température ambiante est de 20 °C [19].

1.2.2 Fonctionnement

Les PEMFC convertissent l'énergie chimique contenue par le dihydrogène en énergie électrique, au travers de réactions électrochimiques. Elles sont composées de deux électrodes, la cathode et l'anode, et d'un électrolyte. Lors de leur fonctionnement, les molécules de dihydrogène H_2 sont décomposées en protons H^+ , libérant deux électrons, équation 1.1. Ces cations transitent de l'anode à la cathode via l'électrolyte, tandis que les électrons circulent dans le circuit électrique. Les charges ioniques sont neutralisées par les électrons à la cathode formant des molécules H_2O grâce à l'oxygène de l'air, équation 1.2. Ce processus est irréversible et les PEMFC doivent être alimentées en continu par du dihydrogène.



Le cœur de la pile est composé des deux électrodes, séparées par une membrane polymère. Cet ensemble est appelé MEA (*Membrane Electrode Assembly*). La membrane présente une excellente conductivité protonique, est imperméable aux gaz et assure l'isolation électronique. De par sa faible épaisseur, de l'ordre de 50 μm , cette membrane doit garantir une stabilité à la fois mécanique et thermique et ainsi résister aux contraintes de pression, d'hydratation et aux vibrations [20]. La plus répandue actuellement est le Nafion, même si de nombreuses alternatives sont étudiées pour améliorer les propriétés de conductivité, perméabilité et stabilité [21].

Les réactions d'oxydoréduction ont lieu au niveau des électrodes. Celles-ci sont généralement en carbone. Ce matériau possède en effet la porosité nécessaire pour assurer la diffusion des gaz réactifs et une bonne conductivité électrique pour permettre la circulation des électrons. Les électrodes supportent une couche catalytique de platine P_t en contact avec l'électrolyte. Cette surface correspond à la zone active sur laquelle ont lieu les réactions. Enfin, pour faciliter l'évacuation de l'eau, les électrodes doivent être hydrophobes. Un agent hydrophobe, le PTFE, est ajouté aux matériaux à cet effet [22].

L'alimentation en hydrogène et en oxygène sur les électrodes est assurée par les couches de diffusion appelées GDL (*Gas Diffusion Layer*) qui répartissent les réactifs de manière homogène. Les plaques

1.2 Les piles à hydrogène

bipolaires quant à elles distribuent les gaz sur la GDL via des canaux, évacuent les produits ainsi que les réactifs en excédant et assurent le maintien mécanique de la cellule. Elles permettent également la conduction électronique entre les différentes cellules lorsque celles-ci sont assemblées en série.

Enfin, le collecteur récupère les charges électriques entre le circuit extérieur et les composants conducteurs de la pile. La figure 1.7 présente la structure de la PEMFC ainsi que son processus opératoire.

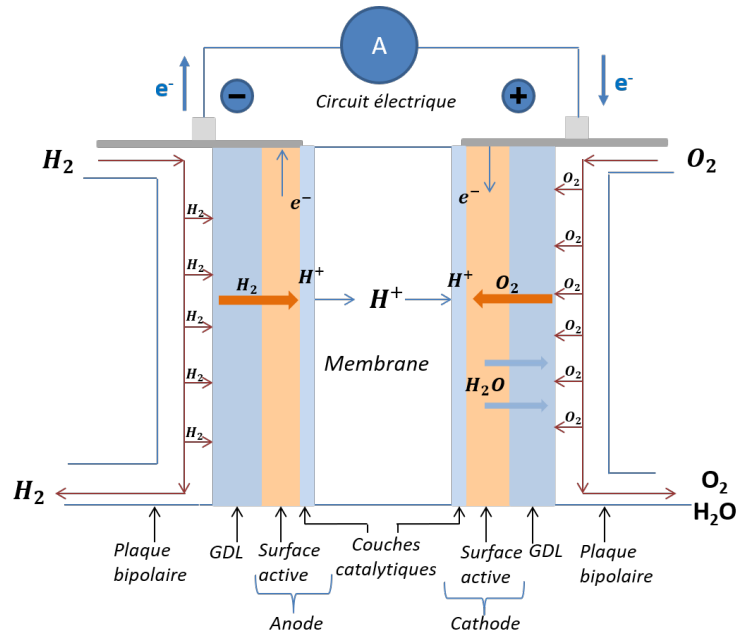


FIGURE 1.7 – Structure et opération de la PEMFC

Les différentes cellules électrochimiques sont assemblées en série et constituent des modules, eux-mêmes assemblés en série pour composer des branches. Dans les applications à forte puissance, le système pile est constitué de plusieurs branches en parallèle.

1.2.3 Auxiliaires et contrôle de la PEMFC

Pour permettre le fonctionnement de la PEMFC, plusieurs équipements auxiliaires sont nécessaires. Ils garantissent les conditions de pression, de température et d'humidité optimales pour les cellules électrochimiques et contrôlent l'alimentation en réactifs. Les systèmes suivants constituent les principaux équipements auxiliaires de la pile.

- Le refroidissement de la PEMFC peut être à air ou à eau. Il est constitué de pompes qui permettent la circulation d'un fluide caloporteur au sein des plaques bipolaires.
- Les ventilateurs (GMV, pour Groupe Moto-Ventilateur), évacuent les pertes thermiques. La différence de température entre le fluide caloporteur et l'air propulsé par le ventilateur permet l'évacuation des pertes thermiques au sein d'un échangeur.
- Un système de chauffage peut être nécessaire dans certaines applications. Il permet de conditionner la PEMFC à sa température de fonctionnement. Avant chaque démarrage, le fluide caloporteur est chauffé par une source d'énergie extérieure au système, en l'occurrence la

batterie dans l'application ferroviaire considérée. Il circule ensuite dans la PEMFC pour mettre en température le système.

- Le compresseur d'air approvisionne la cathode en réactif.
- Un système de recirculation permet la réinjection en entrée de l'anode du dihydrogène n'ayant pas réagi avec l'air.
- Les humidificateurs conditionnent les gaz réactifs avant d'être envoyés à la PEMFC. Cette humidification est essentielle pour assurer l'hydratation de la membrane. On utilise généralement l'eau produite à la cathode pour humidifier l'air entrant. De plus, une partie de cette eau migre à l'anode. L'humidification de l'hydrogène est alors réalisée grâce à la recirculation des réactifs n'ayant pas réagi.
- L'électronique embarquée permet la commande des valves d'alimentation des gaz ainsi que le suivi et la régulation des grandeurs caractéristiques via des capteurs de pression, de température, de débit, *etc.*
- Le convertisseur statique adapte la puissance électrique que la PEMFC délivre au bus d'alimentation auquel elle est connectée.

La figure 1.8 représente la PEMFC avec les auxiliaires nécessaires à son fonctionnement.

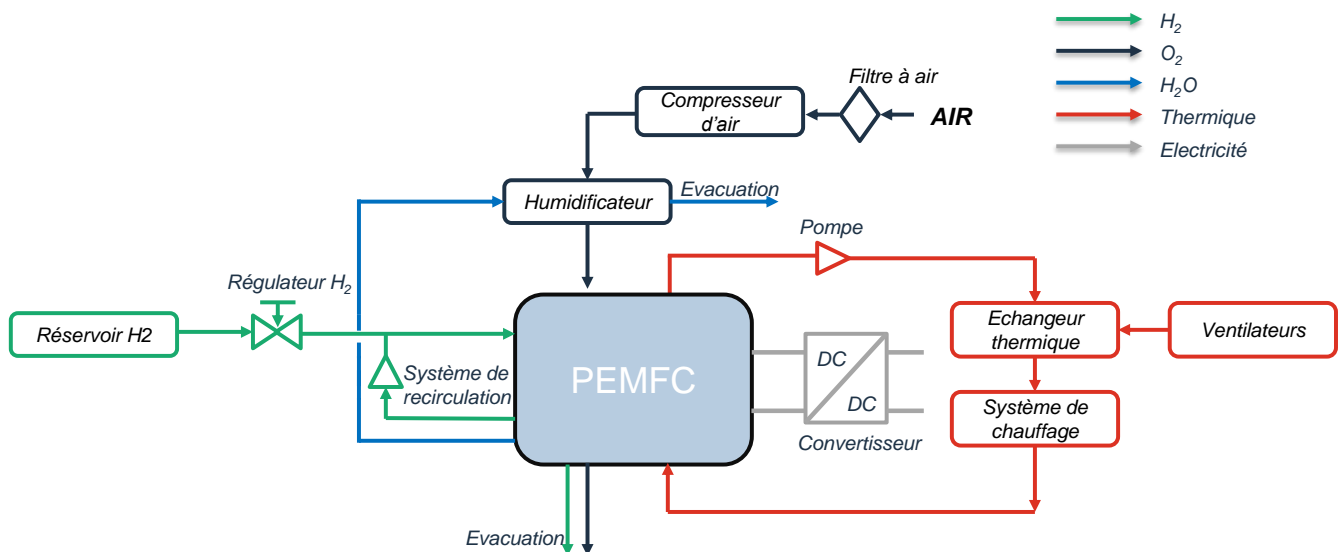


FIGURE 1.8 – Auxiliaires nécessaires au fonctionnement de la PEMFC

D'autre part, le fonctionnement de la PEMFC dans des conditions nominales est assuré par un système de gestion, appelé le FCMS (*Fuel Cell Management System*). Ce système contrôle la puissance fournie par la PEMFC en considérant les contraintes imposées par le fournisseur.

1.2.4 Grandeurs caractéristiques des cellules

Les PEMFC peuvent être caractérisées par les grandeurs suivantes :

- La courbe de polarisation représente la caractéristique tension en fonction du courant délivré.
- La caractéristique de consommation d'hydrogène des cellules s'exprime en g/kWh et dépend de la puissance fournie. Celle-ci est l'image du courant délivré, moyennant les pertes, chaque molécule de dihydrogène libérant deux électrons dans le circuit.
- Le rendement de la cellule, η_{cell} , est défini par le rapport entre l'énergie électrique produite et l'énergie chimique fournie par le combustible. Il est noté η_{cell} et est calculé par la formule 1.3 [23]. Il est ainsi directement l'image de la tension de la cellule V_{cell} .

$$\eta_{cell} = \frac{V_{cell} \cdot I_{cell}}{LHV_{H_2} \cdot \dot{m}_{H_2}} = \frac{2 \cdot V_{cell} \cdot F}{LHV_{H_2} \cdot M_{H_2}} \quad (1.3)$$

\dot{m}_{H_2} correspond au débit massique d'hydrogène, I_{cell} au courant fourni par la cellule. F correspond à la constante de Faraday, LHV_{H_2} au pouvoir calorifique inférieur de l'hydrogène, et M_{H_2} sa masse molaire.

- Le rendement global du système pile à combustible, η_{system} , correspond au rapport entre l'énergie électrique produite dédiée au système à alimenter et l'énergie chimique fournie par le combustible. Une partie de l'énergie électrique produite par la PEMFC est en effet consacrée à ses équipements auxiliaires. La puissance consommée par ces auxiliaires, $P_{aux, PEMFC}$, n'est alors pas prise en compte dans la puissance délivrée par la pile. De plus, une partie de l'hydrogène fourni à la PEMFC n'est pas consommée. Ce phénomène est également pris en compte dans le calcul du rendement du système pile à hydrogène. On définit donc η_{H_2} le rendement de matière [24]. On note V_{PEMFC} et I_{PEMFC} respectivement les tensions et courant au niveau du système PEMFC. Le rendement global se calcul grâce à l'équation 1.4, adaptée de Lachaize et al. [25].

$$\eta_{system} = \eta_{H_2} \cdot \frac{V_{PEMFC} \cdot I_{PEMFC} - P_{aux, PEMFC}}{LHV_{H_2} \cdot \dot{m}_{H_2}} \quad (1.4)$$

1.2.5 Vieillessement des PEMFC

Le vieillissement des cellules électrochimiques constitue l'une des principales barrières technologiques au développement des PEMFC dans l'industrie du transport. Lors de leur utilisation, les cellules électrochimiques subissent des dégradations irréversibles qui affectent à la fois le rendement, la tension des cellules, la consommation d'hydrogène par kWh fourni, et par conséquent leur durée de vie.

Dans la littérature, de nombreuses études ont cherché à identifier les origines de ces dégradations. Certaines se sont focalisées principalement sur les mécanismes chimiques qui ont lieu au sein de la cellule [26, 27]. D'autres ont investigué l'impact de la température, de l'humidité, de la pression et la stœchiométrie des gaz réactifs [28, 29]. Enfin, certains chercheurs se sont intéressés à l'impact de la sollicitation électrique sur la vitesse de dégradation de la cellule [30, 31]. Celle-ci peut se quantifier en

analysant sa perte en tension, en μV . Cette chute n'est pas constante sur toute la courbe de polarisation. Elle est donc généralement exprimée au point de fonctionnement nominal de la cellule.

Pei *et al.* [32] se sont, quant à eux, principalement focalisés sur l'influence des conditions opératoires sur le vieillissement des cellules. Ils ont ainsi distingué quatre types de fonctionnement particuliers qui accélèrent le vieillissement des cellules : les variations de charge, le fonctionnement à faible courant, celui à fort courant et enfin les cycles de démarrage-arrêt.

1.2.5.1 Les variations de charge

La dissolution du catalyseur P_t est accentuée lorsque le potentiel de la cathode est élevé [8]. Les variations de charge imposent des variations des débits des gaz réactifs. Des déséquilibres transitoires peuvent être alors observés dans leur stœchiométrie, entraînant l'élévation temporaire du potentiel de la cathode. Ce phénomène accélère l'oxydation du support carboné et la dissolution du catalyseur, réduisant ainsi la surface active de la cellule.

Le cyclage du potentiel de la cathode est le principal contributeur à l'oxydation de l'électrode et à la corrosion du support en carbone [33]. Ces dégradations liées au cyclage dynamique des cellules ont été investiguées et détaillées par Borup *et al.* [33]. Les dégradations engendrées par les variations de charge peuvent être exprimées en perte de tension par cellule par variation de puissance, soit en $\mu V/cell/\Delta kW$.

1.2.5.2 Le fonctionnement à faible courant

Ce mode opératoire est défini par un courant délivré inférieur à $100 mA/cm^2$, selon Wang *et al.* [34]. De telles densités de courant imposent une tension à la cathode élevée, entraînant l'oxydation du carbone. Les mécanismes de dégradations liées à l'opération à faible courant ont été analysées par Franck-Lacaze *et al.* [35].

1.2.5.3 Le fonctionnement à fort courant

Sous des courants élevés, les débits en réactifs sont très importants. Cela peut être à l'origine d'un déséquilibre dans la stœchiométrie des réactifs [20]. Par ailleurs, plus la puissance délivrée est importante, plus la membrane s'échauffe, favorisant les attaques d'éléments chimiques parasites. L'augmentation de la température au sein de la pile est également à l'origine de l'accélération de la corrosion du carbone et donc de la décomposition du catalyseur qu'il supporte.

1.2.5.4 Les cycles de démarrage-arrêt

Les cycles de démarrage-arrêt sont une des principales sources de dégradations pour les PEMFC. Pei *et al.* [36] considèrent que ces cycles représentent un tiers du vieillissement dans les applications automobiles. Les mécanismes entraînant les dégradations lors des phases de démarrage et d'arrêt ont été investigués par Zhang *et al.* [37], tandis que Yu *et al.* [38] se sont focalisés sur les causes et les conséquences de ces cycles.

1.2 Les piles à hydrogène

Lors des arrêts, la pile n'est plus alimentée en hydrogène. L'anode libère l'hydrogène et les deux électrodes se remplissent d'air. Lors des démarrages, l'hydrogène se propage à travers les canaux anodiques. Les dégradations lors de ces cycles sont engendrées par l'interface air-hydrogène, entraînant une élévation temporaire de la tension. Cela entraîne l'oxydation du carbone de l'anode et la dissolution des particules de P_t dans l'électrolyte [39]. Plus les phases de démarrage et d'arrêt sont rapides, plus cette phase transitoire est courte, ce qui limite les conditions d'oxydation. Différentes stratégies peuvent être employées pour réduire au maximum l'impact de ces cycles sur la durée de vie de la cellule [40].

1.2.5.5 Le régime galvanostatique

Enfin, la PEMFC peut opérer à puissance constante. Ce mode de fonctionnement, appelé galvanostatique, est décrit comme le plus convenable au regard de la durée de vie de la pile [41]. Mesurés au même courant, les taux de dégradation correspondants sont généralement bien plus faibles que ceux obtenus avec les autres régimes de fonctionnement.

1.2.5.6 Estimation des vitesses de dégradation

Pour chacun des modes opératoires présentés ci-dessus, une investigation de la littérature a été réalisée pour estimer les vitesses de dégradation associées [42]. Les valeurs obtenues dans la littérature sont proposées en annexe A. La figure 1.9 représente les vitesses de dégradations issues de ces tables. Les résultats qui dévient de l'ordre de grandeur attendu n'ont pas été pris en compte. En effet, de tels écarts sont souvent attribués à des conditions expérimentales sévères, non représentatives des conditions d'utilisation réelles.

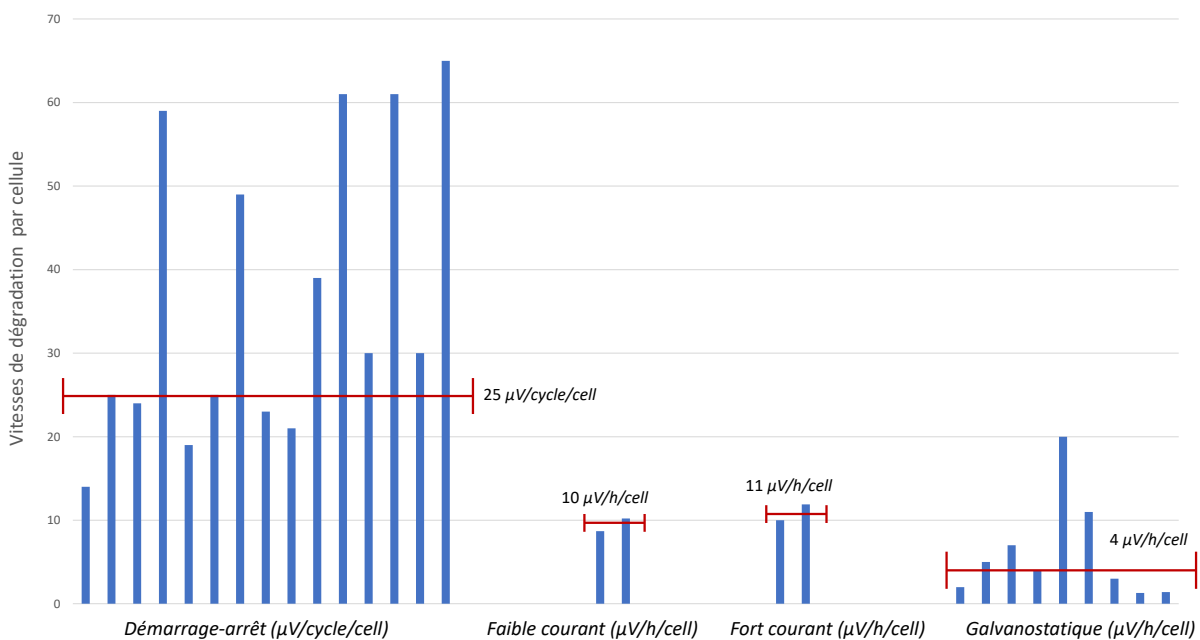


FIGURE 1.9 – Vitesses de dégradation des cellules présentées dans la littérature selon le mode opératoire

1.3 Intérêt de l'hybridation

1.3.1 Besoin de puissance sur un parcours

Le dimensionnement énergétique d'un train consiste à définir la ou les sources d'énergie adaptées pour qu'il puisse réaliser ses différents parcours, en considérant des contraintes spécifiques telles que le nombre de passagers, le nombre d'arrêts, le temps d'attente en station, *etc.* Ce parcours associé à cet ensemble de contraintes est appelé une mission. Les missions du train sont donc caractérisées par un besoin en puissance de traction en fonction du temps, auquel s'ajoute la consommation des auxiliaires nécessaires au confort des passagers (climatisation, chauffage, *etc.*), ainsi qu'à la traction du train (refroidissement du moteur, électronique de bord, *etc.*).

Le dimensionnement énergétique du train doit être capable de répondre à chaque instant au besoin de puissance. Une seule source devrait ainsi être dimensionnée pour répondre à la fois aux pics de puissance liés aux fortes accélérations, mais aussi embarquer toute l'énergie nécessaire à la mission. C'est pourquoi il peut être pertinent d'hybrider le système, c'est à dire de considérer deux sources aux caractéristiques complémentaires pour satisfaire les besoins de puissance et d'énergie. La première source, en l'occurrence la pile à hydrogène, assure le besoin en énergie du train. La seconde source, quant à elle, sert à fournir les pics de puissance.

Par ailleurs, la PEMFC n'étant pas réversible, l'ajout d'une source secondaire est particulièrement avantageux pour stocker l'énergie électrique générée lors des phases de freinage du train. L'efficacité énergétique de l'ensemble du train est donc nécessairement améliorée. Enfin, l'association de la PEMFC avec une seconde source lui permet de limiter ses cycles de démarrage-arrêt ainsi que ses variations de puissance, ce qui augmente considérablement sa durée de vie. Pour ces différentes raisons, la PEMFC est systématiquement associée à une source de stockage d'énergie (ESS, pour *Energy Storage System*) dans les applications de transport.

1.3.2 Caractéristiques des ESS

Plusieurs technologies d'ESS peuvent être considérées pour hybrider le train à hydrogène. Le diagramme de Ragone présenté en figure 1.10 compare différentes ESS en les caractérisant par leur densité d'énergie massique, l'énergie spécifique, et par leur densité de puissance massique, la puissance spécifique. Ce diagramme est issu de celui proposé par Van den Bossche *et al.* [43], mis à jour avec des données plus récentes [44].

Les dimensionnements de la PEMFC et de l'ESS doivent donc être réalisés simultanément pour que les deux sources puissent répondre aux besoins en puissance et en énergie des missions.

Pour les applications de train hybride à hydrogène, les batteries lithium-ion présentent les meilleurs compromis en termes d'énergie et de puissance mais également de coûts et de durée de vie. Dans d'autres applications, comme par exemple pour les tramways à hydrogène, les supercondensateurs sont particulièrement adaptés pour fournir les pics de puissance très courts à chaque démarrage et stocker les pics de puissance à chaque freinage [45].

1.4 Batteries lithium-ion

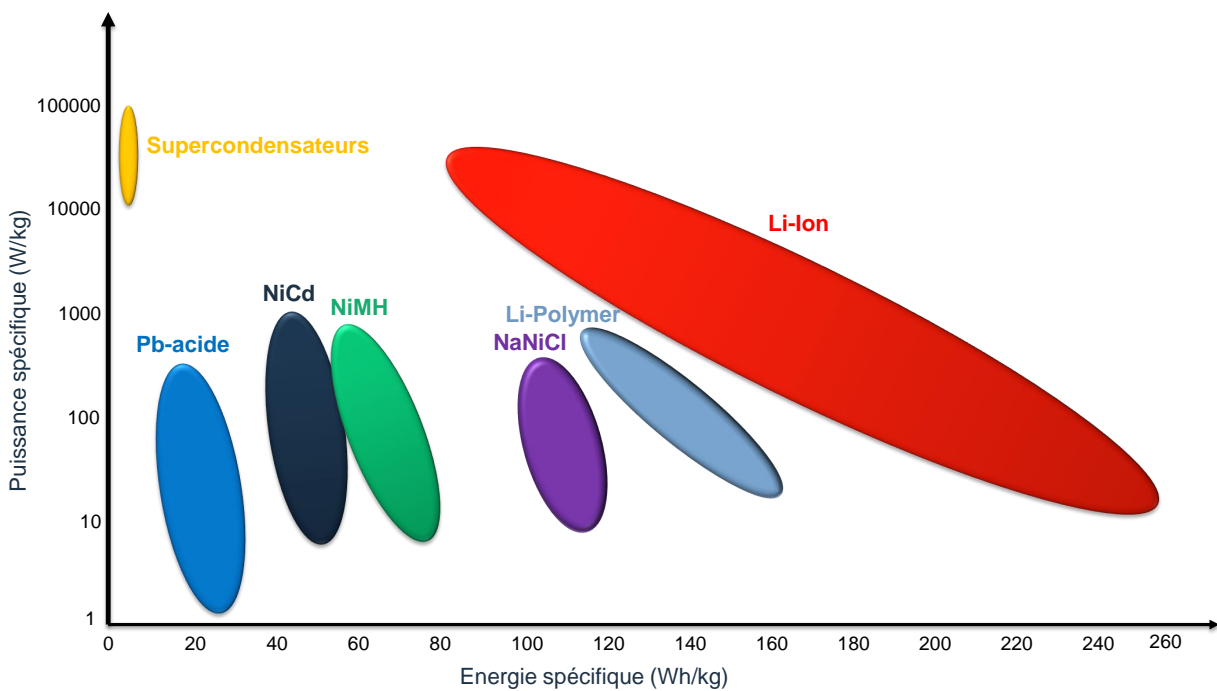


FIGURE 1.10 – Diagramme de Ragone des différents systèmes de stockage

1.4 Batteries lithium-ion

1.4.1 Présentation

Si la première batterie d'accumulateurs électrochimiques a été réalisée par Alejandro Volta dès 1800, il faut attendre 1991 pour voir apparaître les premières batteries lithium-ion. Ces solutions de stockage connaissent un développement fulgurant dans l'industrie du transport et dominent actuellement l'industrie du stockage d'énergie pour les applications embarquées [46]. Celles-ci présentent des énergies spécifiques élevées et de meilleures durées de vie que les autres technologies de batterie sur le marché [47]. De plus, l'autodécharge de ces accumulateurs est relativement faible. Les inventeurs des batteries lithium-ion, Stanley Whittingham, John Goodenough et Akira Yoshino, ont d'ailleurs été récompensés du prix Nobel de chimie en 2019 pour leur découverte.

Il existe de nombreuses technologies de batteries lithium-ion. Celles-ci ont en commun l'électrolyte qui est constitué de lithium sous forme ionique, d'où leur terminologie. Ces différentes technologies sont constituées de matériaux différents et possèdent leurs avantages et inconvénients propres. Les caractéristiques des cellules sont étroitement liées aux matériaux qui les composent. Par exemple, le cobalt assure une densité énergétique élevée, mais son prix est très important [48]. Le manganèse quant à lui améliore la stabilité thermique et réduit la valeur de la résistance interne [49].

Les principales batteries lithium-ion actuellement considérées dans les applications liées au transport sont les batteries NMC (Nickel Manganèse Cobalt), NCA (Nickel Cobalt Aluminium) et LTO (Lithium Titanate Oxyde) [50].

1.4.2 Fonctionnement

A l'instar des PEMFC, les accumulateurs lithium-ion convertissent une énergie chimique en une énergie électrique. Ils sont également constitués de deux électrodes, une positive et une négative, respectivement la cathode et l'anode en convention générateur. Celles-ci sont imprégnées dans un électrolyte et isolées par un séparateur. Ce dernier empêche le passage des électrons tout en assurant la circulation des ions. Lors de son fonctionnement, les atomes de lithium Li sont décomposés en cations Li^+ , ce qui libère des électrons. La différence de potentiel entre les deux électrodes provoque la circulation des électrons, qui traversent le circuit électrique et neutralisent les cations à la cathode, créant des atomes de Li . Ce processus est quant à lui réversible, les batteries lithium-ion peuvent ainsi stocker l'énergie lors des phases de charge.

Les éléments qui composent les électrodes et l'électrolyte diffèrent pour chaque technologie d'accumulateur. Les terminologies des différentes technologies (NMC, NCA, LFP, *etc.*) réfèrent aux éléments présents à l'électrode positive, à l'exception des batteries LTO, qui réfère à la composition de l'électrode négative. La proportion de chacun de ces éléments dépend du fournisseur et confère aux cellules des propriétés différentes. L'électrode négative est généralement constituée de graphite. On peut trouver également des alternatives en carbone dur [51] ou comme précisé précédemment, en LTO [52]. Une telle électrode améliore la durée de vie, les puissances de charge et de décharge ainsi que la sécurité des cellules [52].

L'électrolyte est composé de sels de lithium dissouts dans un solvant organique. Des collecteurs de courant assurent la connexion entre les électrodes et le circuit extérieur. La figure 1.11 présente la structure d'une batterie lithium-ion, de technologie NMC avec une anode en graphite. Lors de la décharge, les ions Li^+ circulent de l'électrode négative à l'électrode positive à travers l'électrolyte, tandis que les électrons traversent le circuit électrique.

Ces cellules élémentaires sont assemblées en série ou en parallèle, afin de constituer des modules. Ces modules sont eux-mêmes assemblés en série pour constituer des branches. Le système batterie est ainsi constitué de plusieurs branches en parallèle.

1.4 Batteries lithium-ion

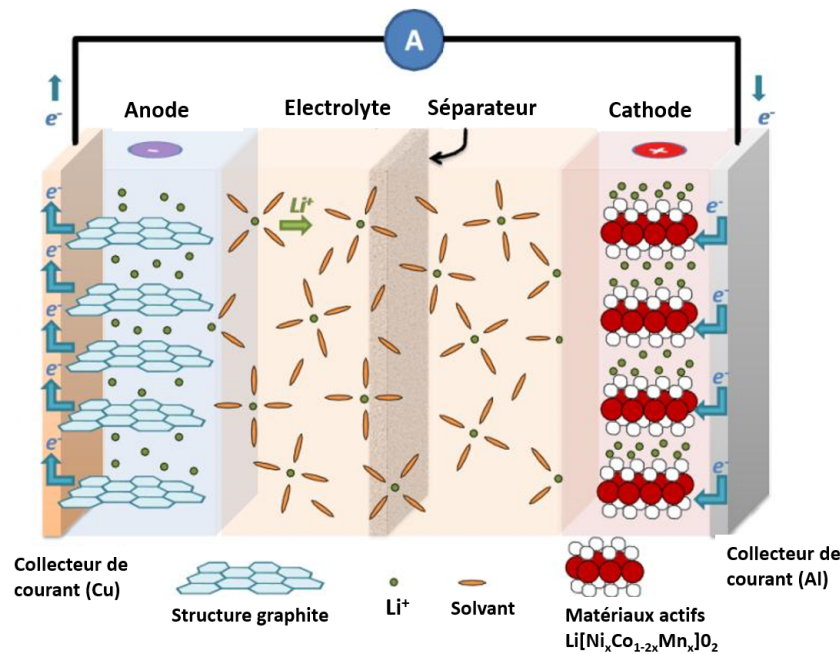


FIGURE 1.11 – Structure et principe d’opération d’une batterie lithium-ion de technologie NMC, en décharge. Adapté de [53, 48].

1.4.3 Format des cellules

Le format de la cellule définit l’enveloppe qui assemble les différents constituants. Celle-ci peut-être de type cylindrique, poche ou prismatique.

- L’assemblage cylindrique correspond à un enroulement des électrodes autour d’un axe central. Celles-ci sont faciles à industrialiser et donc moins chères. Cependant, cette enveloppe limite ses performances en termes de densité d’énergie volumique et massique. Le refroidissement des cellules est moins efficace que pour les autres formats.
- Le format poche : les électrodes sont empilées et protégées par une enveloppe souple et fine. La cellule atteint ainsi des densités énergétiques bien plus importantes. La protection étant plus fragile, ce format est moins adapté aux chocs et vibrations.
- Le format prismatique : le boîtier qui enferme les électrodes est solide et en aluminium. Il peut contenir plusieurs cellules, les unes contre les autres. La protection est bien meilleure que les cellules poches, les densités énergétiques plus faibles et son prix plus élevé.

1.4.4 Grandeurs caractéristiques des batteries

Les grandeurs suivantes sont généralement utilisées pour caractériser les cellules de batteries lithium-ion.

- La capacité correspond à la quantité de charge que la batterie peut stocker. On la définit à une température et un courant de décharge donnés [54]. Elle se détermine la plupart du temps par la méthode de comptage de Coulomb : les charges échangées sont accumulées au cours du temps.

Ce cumul des charges se traduit mathématiquement par une intégration du courant par rapport au temps. Elle est notée C_{batt} et s'exprime en Ah.

- Le SOC (*State Of Charge*) signifie état de charge, il quantifie le niveau de charge de la cellule à un instant donné. Cette valeur est normalisée par la valeur de la capacité, équation 1.5. Il s'exprime en pourcent. On notera I_{batt} le courant délivré par la batterie.

$$SOC = \frac{1}{3600} \frac{\int_0^t I_{batt} dt}{C_{batt}} \quad (1.5)$$

- Le SOE (*State Of Energy*) caractérise, quant à lui, l'état d'énergie de la batterie. Il quantifie le niveau d'énergie de la cellule à un instant donné. Cette valeur est normalisée par la quantité d'énergie maximale stockable par la cellule, notée E_{batt} et exprimée en Wh. Il s'exprime en pourcent et est calculé par l'équation 1.6. V_{batt} correspond à la tension aux bornes de la batterie.

$$SOE = \frac{1}{3600} \frac{\int_0^t I_{batt} \cdot V_{batt} dt}{E_{batt}} \quad (1.6)$$

- Le régime de charge/décharge correspond à l'intensité du courant, exprimée par rapport à la valeur du courant utilisé pour décharger la batterie en 1 h. [54]. Son unité est le C. Pour une batterie de 1 Ah, une décharge d'intensité 2 A correspond donc à un régime de décharge de 2 C.
- L'OCV (*Open Circuit Voltage*) est défini par la tension à vide de la cellule. Cette tension dépend du SOC et de la température.
- Le SOH (*State Of Health*) signifie état de santé. Cet indicateur quantifie le vieillissement de la cellule. Il est déterminé ici comme le quotient entre la capacité à un instant donné, C_{batt} , et celle mesurée en début de vie de la batterie, $C_{batt, init}$, équation 1.7.

$$SOH = \frac{C_{batt}}{C_{batt, init}} \quad (1.7)$$

1.4.5 Auxiliaires et BMS

L'utilisation de cellules lithium-ion nécessite de prendre des précautions afin d'éviter tout risque de dégradations qui pourraient engendrer une dilatation des cellules, un dégagement gazeux, voire un emballement thermique dans les cas extrêmes. En effet, les cellules électrochimiques peuvent être sujettes aux phénomènes d'emballement thermique à la suite de surcharges ou de surchauffes. De plus, l'augmentation des températures accélère les processus de vieillissement des cellules. Dans les applications de transport, les batteries sont donc généralement utilisées avec un système de refroidissement à air ou à eau, pour réduire l'échauffement des cellules. Ce système de contrôle de la température est appelé le BTMS (*Battery Thermal Management System*).

Par ailleurs, l'utilisation des batteries lithium dans ses conditions optimales de fonctionnement est assuré par un système de gestion, le BMS (*Battery Management System*). Ce système prévient la batterie en cas de tensions et températures trop élevées, et détermine les limites de courant qu'elle doit respecter lors des phases de charge ou de décharge. Il assure également l'équilibrage des tensions des cellules lors des phases de recharge lente et maximale de la batterie.

1.4.6 Vieillessement des batteries lithium-ion

Les batteries lithium-ion sont sujettes à de nombreux processus de dégradations interdépendants qui se produisent simultanément. Leur état de santé est impacté à la fois par leur environnement, mais également par leurs modes de fonctionnement [55]. Dans la littérature, plusieurs auteurs ont synthétisé les mécanismes de dégradation des cellules de batteries lithium-ion. Vetter *et al.* [56] et Schlazza *et al.* [57] se sont focalisés sur les processus chimiques en jeu pour plusieurs technologies de batteries lithium-ion. Broussely *et al.* [55] se sont concentrés quant à eux sur les mécanismes d'origine électrique.

Les dégradations électrochimiques se produisent essentiellement à l'anode et à la cathode. Elles entraînent une réduction de la capacité de la batterie, ce qui se traduit par une diminution de l'énergie disponible, ainsi qu'une augmentation de la résistance interne, ce qui conduit à une perte de puissance des cellules.

1.4.6.1 Origines chimiques du vieillissement

Les trois origines principales du vieillissement des batteries lithium-ion sont présentées ci-dessous. Plus de détails sur ces processus électrochimiques sont développés dans la référence [42].

- Les pertes des ions lithium de la batterie. Les ions lithium, qui définissent la capacité de la batterie, sont consommés dans des réactions parasites, avec l'électrolyte. Cela entraîne la formation et le développement d'une couche solide sur l'anode : la SEI, (*Solid Electrolyte Interface*). Cette couche SEI se construit sur l'électrode négative dès les premiers cycles et possède des effets bénéfiques. En effet, elle la protège des phénomènes de corrosion, évite la décomposition de l'électrolyte à l'interface avec l'électrode tout en laissant les ions Li^+ la traverser [56]. Cependant, plus elle se développe, plus la quantité d'ions lithium disponible diminue.

La concentration de lithium diminue également avec le phénomène de *lithium plating* : les ions lithium ne peuvent pas s'intercaler suffisamment rapidement à l'anode (sous des basses températures ou des régimes de charge trop importants) [58]. Ces derniers sont réduits en lithium métallique sur la surface de l'anode au lieu de s'y intercaler.

- Les pertes des éléments actifs de la cathode. La diminution des éléments actifs présents à la cathode entraînent une réduction de la quantité de lithium qui peut y être incorporée. Ces éléments se dissolvent dans l'électrolyte à cause des fissurations, des phénomènes de corrosion des électrodes, *etc.* [59].
- L'augmentation de la résistance interne de la batterie. Cette augmentation est également liée au développement de la SEI, à la corrosion des électrodes et collecteurs, et au phénomène de *lithium plating*.

Les processus de vieillissement se déroulent à la fois lorsque les cellules se chargent et se déchargent mais également lorsque la batterie est au repos. Ces deux types de vieillissement sont respectivement appelés vieillissement au cyclage et vieillissement calendaire. Dans la littérature, la plupart des études distinguent ces deux modes de vieillissement [56, 60, 61]. Cependant, Barre *et al.* [60] soulignent que les phénomènes chimiques entraînant les dégradations associées sont similaires.

1.4.6.2 Vieillissement calendaire

Le vieillissement calendaire est attribué aux réactions parasites qui résultent de l'instabilité thermodynamique des matériaux en présence. Ce mode de vieillissement est d'autant plus important que le SOC et la température sont élevés. En effet, la température joue le rôle de catalyseur et accélère les réactions parasites et ainsi la consommation d'ions Li^+ . D'autre part, à haut SOC, le lithium est inséré à l'électrode négative. La tension de la cellule est donc élevée. Un SOC élevé entraîne une différence de potentiel importante à l'interface électrode/électrolyte [60]. La réactivité des éléments en présence est donc accrue.

1.4.6.3 Vieillissement au cyclage

Le vieillissement en cyclage est principalement décrit comme le résultat de dégradations irréversibles des matériaux actifs. Le cyclage des cellules entraîne des déplacements de matière et des gradients de concentration d'ions Li^+ [62]. Pour le vieillissement en cyclage, on considère 4 facteurs principaux à l'origine des dégradations irréversibles :

- La profondeur de décharge, (le DOD, pour *Depth Of Discharge*). Plus celui-ci est important, plus la quantité d'éléments lithium échangée entre les électrodes est élevée. Ces déplacements de matière importants peuvent résulter en des pertes de contact entre le collecteur de courant et l'électrode [56]. D'autre part, des changements de structure à l'électrode négative peuvent entraîner l'insertion de manière permanente des éléments lithium, ce qui réduit la quantité de lithium actif.
- La température. A haute température, le vieillissement est plus important car la cinétique des dégradations est accélérée. A l'inverse, à trop basse température, la cinétique des ions est ralentie et cela entraîne des dégradations supplémentaires.
- Le SOC moyen (mid-SOC), autour duquel a lieu le cycle. Le cyclage autour de très hauts SOC ou de très bas SOC entraîne des dégradations plus importantes que dans sa zone de fonctionnement optimale. Autour de hauts SOC, le potentiel élevé de l'électrode positive entraîne une réactivité plus importante à l'interface avec l'électrolyte, ce qui accélère sa décomposition et développe la SEI [60]. Zhu *et al.* [63] ont également constaté que le cyclage à bas SOC entraîne une chute très soudaine de la capacité.
- Le régime de charge/décharge (C-rate). Plus le C-rate est élevé, plus la dégradation engendrée est importante. L'augmentation du C-rate entraîne plus de pertes ohmiques et ainsi une élévation de la température de la cellule. Par ailleurs, de trop forts courants dégradent les électrodes lors de l'insertion des ions. Cela engendre le phénomène de *lithium plating* et des dégradations mécaniques [62].

1.5 Processus de dimensionnement du train hybride à hydrogène

Lors du processus de dimensionnement, les constructeurs de trains doivent définir les caractéristiques des sources ainsi que la manière de distribuer l'énergie entre elles. Le choix des sources dépend des caractéristiques indiquées par les fournisseurs et en particulier la puissance maximale pour la PEMFC et l'énergie embarquée pour la batterie. La définition de la stratégie de gestion énergétique, appelée EMS (*Energy Management Strategy*), dépend de l'aptitude des sources à être commandées via des convertisseurs de puissance. Elle se détermine par rapport aux indicateurs mesurés ou estimés, parmi lesquels la disponibilité en énergie et en puissance des sources, leurs niveaux de tension, *etc.* A partir de ces informations, l'EMS est développée pour imposer la distribution de l'énergie dans la chaîne de traction et entre les sources et les consommateurs.

Le processus de dimensionnement du train peut se décomposer en cinq étapes, présentées en figure 1.12. Cette partie présente chacune de ces étapes et l'état de l'art associé.

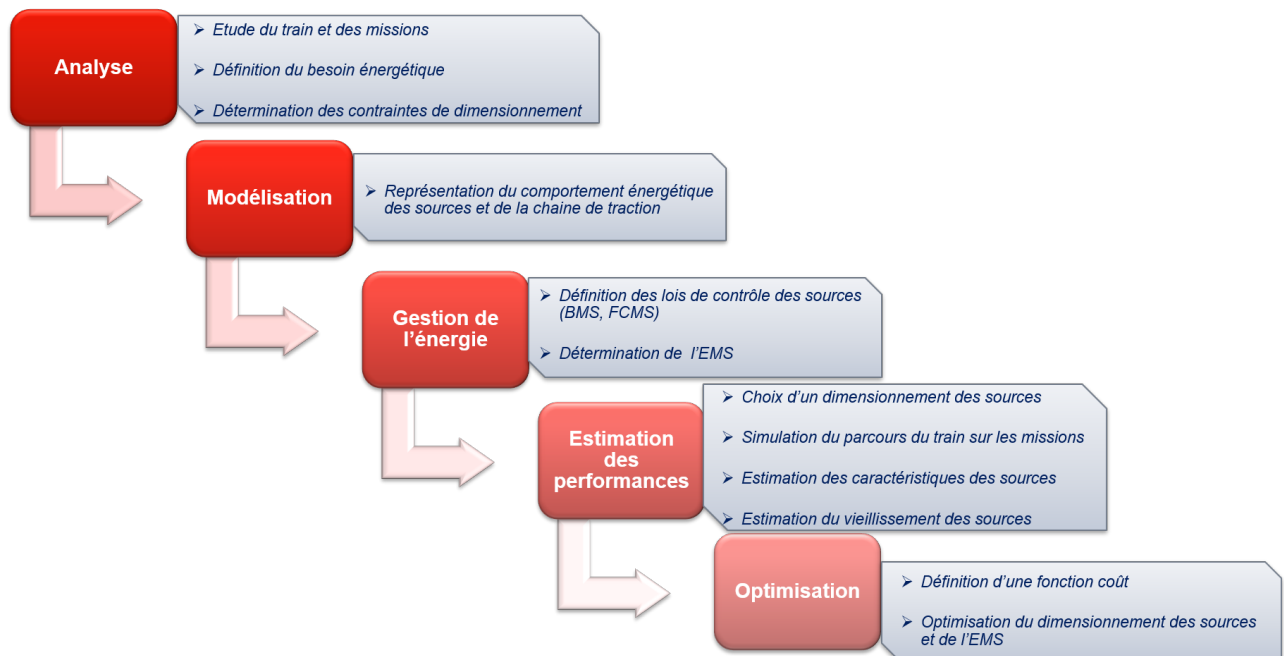


FIGURE 1.12 – Processus de dimensionnement du train

1.5.1 Étude du cahier des charges du projet

1.5.1.1 Analyse des missions du projet

Dans un premier temps, le besoin doit être étudié en termes de caractéristiques du train et de missions à réaliser. La plupart des exploitants souhaitent l'interopérabilité des trains pour toutes les missions. Cela impose donc un dimensionnement identique pour tous les trains à dimensionner d'un même projet.

Les missions sont exprimées en termes de parcours et de contraintes associées. Leur définition prend en compte les caractéristiques suivantes :

- Le parcours, défini par ses variations d'altitude et ses courbures latérales.

- Les stations desservies et le temps d'attente à chacune d'elle.
- Les limitations de vitesses sur le parcours.
- Le nombre de passagers à bord, mis à jour à chaque station.
- Le passage en tunnels, qui impacte la dynamique du train.

1.5.1.2 Analyse des trains retenus pour le projet

La phase de dimensionnement énergétique du train intervient après le choix du type de train. La structure de la caisse et ses paramètres sont ainsi imposés par le projet. Les trains sont définis par les caractéristiques suivantes :

- Son nombre de voitures, sa longueur, sa masse statique et sa masse rotative. Cette masse correspond à celle des parties tournantes du train et impacte l'inertie du train.
- Son moteur électrique qui assure la traction. Ce moteur est caractérisé par une fonction qui représente l'effort maximal en traction et en freinage en fonction de la vitesse du train.
- Sa vitesse, son accélération et sa décélération maximale.
- L'architecture énergétique de sa chaîne de traction. Celle-ci définit les rendements de la chaîne de conversion électrique-mécanique ainsi que les composants nécessaires à la distribution de l'énergie dans le train.
- La consommation des auxiliaires nécessaires à la traction et au confort des passagers.
- Ses coefficients aérodynamiques, pour déterminer les efforts résistants lors de sa propulsion.

1.5.1.3 Détermination des contraintes

Certaines contraintes sont imposées au constructeur du train. Celles-ci s'expriment en masse et volume disponibles, en coûts, ou en contraintes horaires de parcours des différentes missions. Ces contraintes doivent être prises en compte lors du dimensionnement énergétique du train.

A partir de ce cahier de charge et de ces contraintes, les constructeurs doivent proposer un train spécifique avec une architecture énergétique adaptée aux missions qu'il doit réaliser.

1.5.1.4 Estimation du besoin énergétique du train sur chacune des missions

La deuxième étape du dimensionnement consiste à déterminer les besoins énergétiques sur ces missions. Les trains présentent l'avantage de se déplacer suivant une trajectoire connue. Cette caractéristique permet d'estimer précisément le besoin de puissance. A partir des caractéristiques du train, le principe fondamental de la dynamique peut être appliqué, équation 1.8 :

$$M \cdot \frac{dv}{dt} = F_{trac} - F_{rav} - F_{voie} \quad (1.8)$$

avec M la masse du train (statique + rotative), v la vitesse du train. F_{trac} correspond à l'effort appliqué par le train au niveau de la jante. F_{rav} correspond à l'effort de résistance à l'avancement et est défini pour

1.5 Processus de dimensionnement du train hybride à hydrogène

tous les matériels roulants par un polynôme d'ordre 2 sur la vitesse, équation 1.9.

$$F_{rav} = A + B.v + C.v^2 \quad (1.9)$$

Les coefficients aérodynamiques A , B et C sont propres à chaque matériel roulant.

L'effort F_{voie} se détermine avec les variations d'altitude mais également à partir des variations latérales de la voie, équation 1.10. En effet, les contacts entre roues et rails sont plus importants lors des courbures, ce qui ajoute ainsi un effort résistant au mouvement.

$$F_{voie} = m.g.\sin(\alpha) + k_m.m.\frac{1}{R} \quad (1.10)$$

m correspond à la masse statique du train, g correspond à la constante gravitationnelle et l'angle α caractérise la pente par rapport à l'axe horizontal. R est le rayon de courbure et k_m le coefficient lié à cette résistance à l'avancement supplémentaire.

A partir de ces équations, il est possible d'estimer l'effort à générer à la jante pour atteindre la consigne de vitesse souhaitée, tout en respectant les limites d'accélération. Les caractéristiques du moteur électrique et la connaissance des rendements de la chaîne de conversion électrique-mécanique permettent ensuite de déterminer le besoin de puissance à fournir à chaque instant.

Les missions que doivent parcourir les trains peuvent ainsi être représentées par leurs besoins en puissance et en énergie.

1.5.2 Modélisation de l'architecture énergétique du train

Modéliser l'architecture énergétique vise à reproduire le plus fidèlement possible le comportement énergétique de chaque composant du train, des sources d'énergie aux consommateurs.

1.5.2.1 Modélisation du comportement des sources

Dans la littérature, de nombreuses études ont proposé des modèles de comportement pour les cellules électrochimiques de PEMFC et de cellules lithium-ion. Les méthodes utilisées sont très similaires pour ces deux sources et peuvent être classées en trois catégories : les modèles électrochimiques, les modèles par Circuit Électrique Équivalent (CEE) et les modèles d'apprentissage.

Les modèles électrochimiques décrivent les phénomènes électrochimiques en jeu par les lois correspondantes. Ces phénomènes sont traduits par un système d'équations et permettent d'estimer précisément le comportement des cellules électrochimiques soumises à une sollicitation électrique [64]. Ces modèles nécessitent cependant une connaissance détaillée de la composition chimique des cellules et sont généralement complexes. Ils impliquent ainsi logiquement des temps de calcul conséquents. Ces modèles ont été développés pour les batteries lithium-ion [65] ainsi que pour les PEMFC [66].

Les modèles d'apprentissage s'appuient sur des analyses statistiques. Le comportement des cellules est appris à partir d'une base de données réelle. La précision du modèle est liée à la base de données ainsi qu'à la méthode d'entraînement. Ces modèles sont moins fréquents dans la littérature du fait de la base de données nécessaire et de la dépendance du modèle à un type de cellule spécifique. Certaines

études ont cependant préféré ce type de modélisation afin de caractériser précisément le comportement des cellules, sans maîtriser pour autant ni leur composition, ni les phénomènes électrochimiques en jeu. Les modèles par réseaux de neurones sont particulièrement appréciés à la fois pour la modélisation des PEMFC [67] et celles des batteries lithium-ion [68].

Enfin, les modèles CEE assimilent les phénomènes électrochimiques à des composants électriques tels que des résistances, des condensateurs, des inductances, ou des impédances caractérisant la réponse fréquentielle des phénomènes modélisés. Cette approche de modélisation a été privilégiée par la plupart des auteurs, autant pour les batteries lithium-ion que pour les PEMFC.

Pour les applications batteries, An li *et al.* [64] distinguent deux types de circuits pour modéliser les cellules de batteries. L'approche temporelle n'utilise que des composants conventionnels. Les modèles les plus répandus sont les modèles de Thévenin, constitués de plusieurs assemblages en série, chacun composé d'une résistance et d'un condensateur en parallèle (noté R//C). Une telle modélisation permet de représenter les différents phénomènes et temps de réponse du circuit. L'approche fréquentielle cherche à modéliser au mieux la réponse en fréquence de la cellule. Ces modèles intègrent au CEE des éléments avec des fonctions de transfert non conventionnelles. Le choix du type de modèle par CEE est ainsi lié aux objectifs de modélisation. Ces types de modèles ont été présentés à de nombreuses reprises dans la littérature [69, 54, 48, 70].

Pour les applications PEMFC, une synthèse des CEE a été proposée par Becherif *et al.* [71]. La plupart de ces modèles utilisent des composants électriques non conventionnels dont l'impédance est définie par une approche empirique. On trouve également dans la littérature des approches dynamiques [72] et fréquentielles [24, 73], distinguées en modèles petits signaux et forts signaux [72]. Les premiers caractérisent le comportement de la cellule autour d'un point de fonctionnement à la suite d'excitations de faibles amplitudes, tandis que les seconds s'intéressent aux excitations d'amplitudes élevées [73].

1.5.2.2 Modélisation de la chaîne de traction

Le modèle de la chaîne de traction cherche à reproduire la chaîne de distribution de l'énergie, des sources aux consommateurs. Cela consiste à modéliser le comportement des convertisseurs de puissance, les pertes en ligne, les phénomènes capacitifs du bus continu et l'éventuel rhéostat utilisé pour dissiper la puissance lors de freinages trop importants. Cette chaîne de distribution de l'énergie du train est généralement définie par le constructeur à partir d'architectures énergétiques déjà existantes.

Enfin, les auxiliaires nécessaires au fonctionnement du train sont également prélevés sur la chaîne de traction. La consommation des auxiliaires des sources est généralement estimée par le fournisseur des cellules. Les auxiliaires nécessaires à la traction et au confort des passagers sont estimés par le constructeur qui intègre lui-même les différents systèmes requis.

1.5.3 Détermination de la gestion énergétique

Les lois de gestion de l'énergie sont définies à deux niveaux. A l'échelle des sources, le BMS contrôle l'utilisation de la batterie tandis que le FCMS contrôle la PEMFC. Ces deux contrôleurs communiquent des indicateurs à l'EMS qui détermine comment distribuer l'énergie à l'échelle du train.

1.5.3.1 BMS et FCMS

Les lois implantées dans le BMS dépendent des indications des fournisseurs. Ces derniers indiquent généralement les régimes de charge et de décharge à respecter, ainsi que l'intensité des régimes de pics autorisés. Le BMS estime en permanence le SOC et le SOH des batteries. Les méthodes employées pour de telles estimations ont été présentées par Pop *et al.* [74]. Le BMS communique ainsi au système de contrôle du train les mesures de tension et courant de la batterie ainsi que les indicateurs estimés de SOC, SOH et les courants autorisés en charge et en décharge.

Le FCMS quant à lui s'assure que la PEMFC ne dépasse pas les limitations imposées par le fournisseur et contrôle ses variations de puissance. Il transmet ainsi au système de gestion du train les mesures de tension, de courant ainsi que la puissance disponible. L'algorithme implanté dans le FCMS peut également chercher à améliorer la durabilité des sources, comme l'ont proposé Bahrami *et al.* [75].

1.5.3.2 EMS

Dans l'application considérée, comme dans la plupart des applications hybrides composées d'une PEMFC et d'une batterie lithium-ion, l'EMS ne commande que la PEMFC via le convertisseur qui lui est associé. Elle détermine donc à chaque instant sa consigne à partir du besoin de puissance et des indicateurs envoyés par le BMS et le FCMS. Dans la littérature, de nombreux travaux ont proposé des lois de gestion énergétique. Celles-ci peuvent avoir pour objectif la réduction de la consommation en hydrogène mais également l'amélioration de la durabilité des sources [76, 77]. Yue *et al.* [78] ont d'ailleurs récemment synthétisé les différentes lois de gestion énergétique qui prennent en compte la durabilité des sources. Ces stratégies de contrôle peuvent être classées entre celles dites *on-line*, la gestion est réalisée en temps réel sans connaissance de la voie, et celles dites *off-line*, pour lesquelles le parcours est connu. Inspirée de différentes synthèses [79, 80, 81], la figure 1.13 présente les différentes catégories d'EMS proposées dans la littérature. La catégorie *on-line* contient plusieurs méthodes. Celles dites classiques [79] sont généralement des heuristiques simple à développer et à implanter dans le train. Les méthodes dites de filtrage réalisent un traitement fréquentiel. Les techniques de régulations floues permettent d'établir simplement des liens entre des entrées et des sorties en se basant sur la théorie des ensembles flous. Les EMS basées sur des méthodes d'apprentissage ont récemment rencontré un certain succès, en particulier celles basées sur des algorithmes de réseaux de neurones [82] et d'apprentissage par renforcement [83]. Ces méthodes s'appuient sur des parcours appris pour anticiper le besoin de puissance en temps réel.

Enfin, les algorithmes *off-line* sont utilisés pour déterminer la stratégie de gestion optimale. La méthode la plus utilisée est la programmation dynamique. Cette EMS permet de déterminer la solution optimale d'un problème non linéaire et contraint en utilisant des équations récursives. Elle se base sur le principe d'optimalité de Bellman : la solution optimale peut être déterminée par combinaison des solutions optimales des sous-problèmes. Plusieurs auteurs ont implanté cette méthode sur des applications hybrides à hydrogène [84, 85].

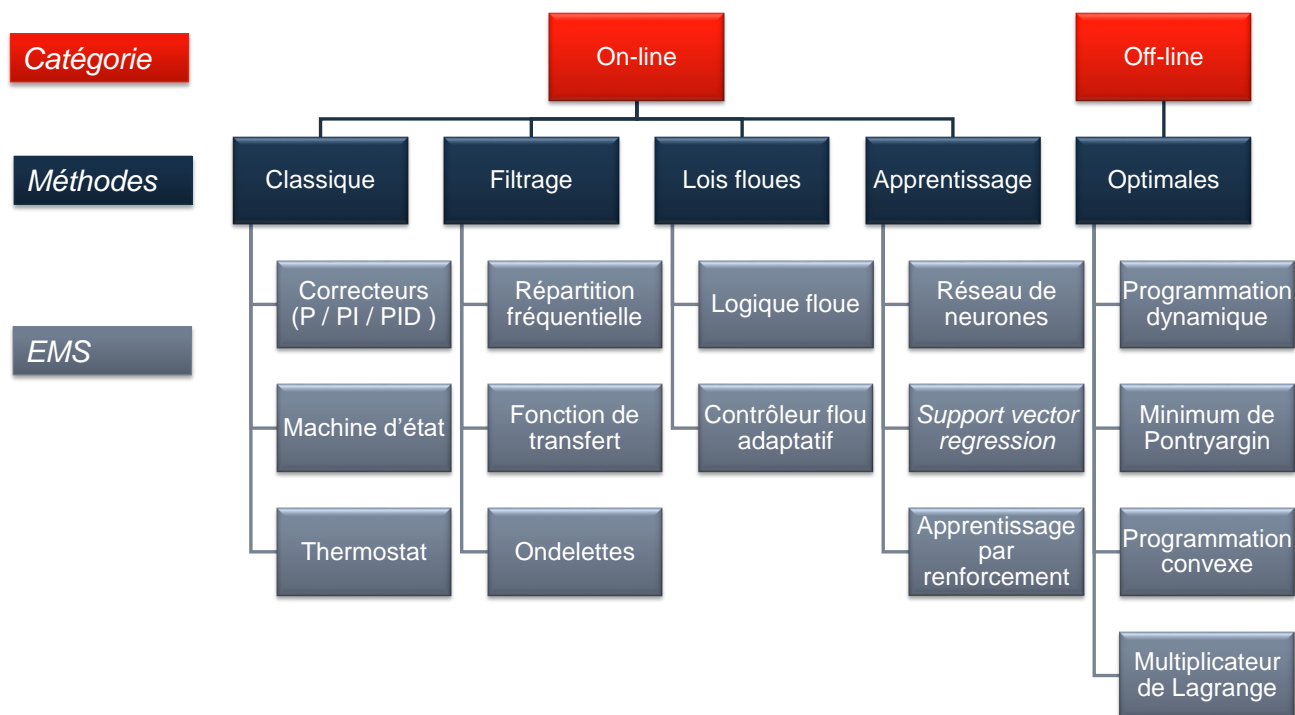


FIGURE 1.13 – Classification des EMS les plus fréquemment utilisées pour les applications hybrides à hydrogène

1.5.4 Estimation des performances des sources sur les missions

1.5.4.1 Caractéristiques des sources

Les premières étapes consistent à établir le modèle du train hybride à hydrogène et estimer les besoins de puissance sur les différents parcours. Les missions peuvent ensuite être simulées et les caractéristiques des composants estimées. Ces simulations permettent de définir l'évolution des grandeurs électriques des sources tels que les profils de courant et de tension, les puissances fournies par la PEMFC, l'énergie échangée par la batterie, *etc.* Ces profils peuvent être ensuite utilisés pour estimer le vieillissement des sources.

1.5.4.2 Vieillessement des sources

L'estimation de l'état de santé des sources d'énergie a rencontré un intérêt croissant ces dernières années, à la fois pour les batteries [86] et pour les PEMFC [87]. Ces modèles établissent l'évolution des caractéristiques des cellules : la tension pour un courant donné, pour les PEMFC, la capacité et la résistance pour les batteries lithium-ion.

Différentes approches de la modélisation du vieillissement ont été proposées dans la littérature. Celles-ci ont été synthétisées pour les PEMFC [88, 89, 90] et pour les batteries [91]. Farmann *et al.* [92]

1.5 Processus de dimensionnement du train hybride à hydrogène

se sont d'ailleurs concentrés exclusivement sur les techniques d'estimation du SOH pour des applications de transport.

Pour les batteries lithium-ion, Badey *et al.* [93] ont proposé de classer les modèles en trois catégories : les modèles physiques, les modèles mathématiques, qui correspondent aux modèles d'apprentissage, et les modèles de fatigue. Pour les applications PEMFC, l'estimation de l'état de santé se base principalement sur des méthodes issues des deux premières catégories. La figure 1.14 synthétise les différents types de modèles utilisés dans chaque catégorie.

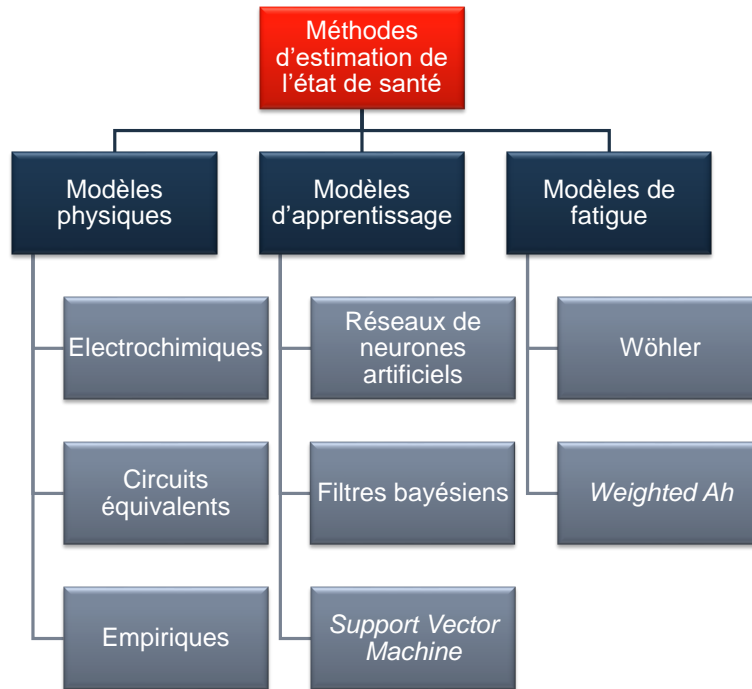


FIGURE 1.14 – Classification des modèles de vieillissement utilisés dans la littérature

La première catégorie inclut les modèles basés sur les lois électrochimiques. A l'instar de la modélisation du comportement, ces modèles emploient les lois physiques et chimiques pour déduire l'évolution des grandeurs au cours des cycles [94, 30].

Les CEE présentés dans la partie modélisation du comportement peuvent également être utilisés pour déterminer l'évolution de l'état de santé des cellules. Des lois d'évolution sont établies par des caractérisations fréquentielles régulières des cellules, grâce à la technique de spectroscopie d'impédance. Le suivi de l'impédance équivalente permet de paramétrer les lois de vieillissement de chaque composant électrique équivalent [48, 95].

Enfin, les modèles empiriques intègrent également cette première catégorie et correspondent à l'interpolation des résultats issus d'expérimentations. Des fonctions mathématiques représentent l'évolution des grandeurs caractéristiques à partir des sollicitations d'entrée telles que le profil de courant, la température, le SOC, *etc.* Ces modèles sont souvent utilisés dans la littérature car ils sont simples à implanter et nécessitent peu d'informations sur les cellules. Un grand nombre d'auteurs ont proposé des modèles de vieillissement calendaires [96, 97] et en cyclage [98] pour les batteries

lithium-ion. Pour les PEMFC, Pei *et al.* [32] ont proposé de décomposer la dégradation globale en dégradations ayant pour origines les opérations à faible et à fort courant, les cycles de démarrage arrêt et les variations de charge. Leur modèle de cumul des dégradations selon leur sollicitation d'origine a été repris par Chen *et al.* [99] puis par Pessot *et al.* [100]. Ces derniers ont proposé un modèle de superposition de ces dégradations qu'ils ont pu valider à la suite de campagnes expérimentales.

La seconde catégorie concerne les modèles d'apprentissage. Li *et al.* [101] ont récemment synthétisé ces méthodes pour estimer le SOH des batteries sur la base des expériences apprises. Les approches par filtres bayésiens sont assez fréquemment utilisées comme le soulignent Jacome *et al.* [90]. Les expériences passées permettent d'adapter le modèle de dégradation des cellules pour prédire la durée de vie restante des batteries lithium-ion [101] et des PEMFC [102].

La dernière catégorie correspond aux modèles de fatigue et concerne principalement les applications batterie. Ces modèles sont basés sur une approche mécanique et analysent l'impact cumulé des dommages sur la durée de vie des batteries. Dans cette catégorie, il est supposé que la cellule ne peut réaliser qu'un nombre de cycles défini ou n'échanger qu'une certaine quantité d'énergie avant d'atteindre son critère de fin de vie. Chaque sollicitation est ainsi exprimée en une proportion de la durée de vie consommée. Les méthodes de fatigue incluent la méthode de Wöhler qui considère les cycles réalisés, et la méthode *Weighted Ah* qui se focalise sur la quantité de charges échangées par la cellule. On retrouve cette approche dans de nombreuses applications véhicules électriques et hybrides [93, 103, 104].

1.5.5 Optimisation de l'architecture énergétique du train

1.5.5.1 Détermination d'une fonction coût à minimiser

L'estimation de la durée de vie des sources s'appuie sur les estimations de vieillissement obtenues par les modèles établis ainsi que sur leur critère de fin de vie. Pour les batteries, ce critère vaut 20 % de perte de capacité dans la norme DIN EN 61982-1 bien que cela ne traduise pas réellement la fin de vie réelle de la cellule. En effet, à partir d'un certain état de santé, les mécanismes de vieillissement et en particulier la perte de lithium s'accroissent brutalement. Le critère de 20 % cherche à approximer la perte de capacité à partir de laquelle cette transition a lieu. C'est pourquoi d'autres critères peuvent être proposés par le fournisseur en fonction de la technologie considérée.

Pour la PEMFC, il n'existe pas dans la littérature de critère de fin de vie précisément défini. Le département de l'énergie des Etats-Unis propose cependant de considérer comme critère de fin de vie une perte de 10 % de tension à son point de fonctionnement nominal [105]. Dans les applications industrielles considérées, la fin de vie correspond à l'état à partir duquel la pile à hydrogène n'est plus capable de réaliser les missions pour lesquelles elle est dimensionnée.

1.5.5.2 Détermination du CAPEX, de l'OPEX et du TCO

La durée de vie des sources est étroitement liée à leur dimensionnement. Surdimensionner les sources résulte généralement en une amélioration de leur durabilité mais accroît les coûts d'investissement et par conséquent celui du train. Un compromis doit donc être défini entre ces coûts d'investissement, appelés

1.5 Processus de dimensionnement du train hybride à hydrogène

CAPEX pour *CAPital EXpenditures*, et l'OPEX, *OPerating EXpenditures*, qui quantifie les dégradations des sources en un coût d'utilisation. L'OPEX prend aussi en compte tous les coûts liés à l'utilisation du train, tels que la consommation en combustible et la maintenance. Les coûts liés au remplacement des sources ainsi qu'à leur déconstruction peuvent également y être intégrés.

Le calcul de l'OPEX s'appuie sur un scénario qui considère la durée de vie du système dans son ensemble. Ce scénario définit les opérations du train, c'est-à-dire le nombre de missions réalisées par jour, le temps de repos entre chaque, le nombre de jours d'opération par an, *etc.* Le *Total Cost of Ownership*, TCO, est un indicateur pertinent qui considère en une seule grandeur le CAPEX et l'OPEX, équation 1.11. Le calcul du TCO est ici réduit aux coûts liés aux sources d'énergie.

$$TCO = \text{€}_{CAPEX} + \text{€}_{OPEX} \quad (1.11)$$

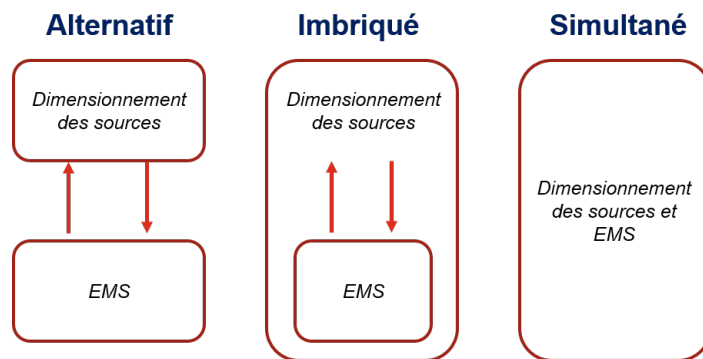
1.5.5.3 Minimisation du TCO

Optimiser le dimensionnement énergétique consiste donc à minimiser ce TCO sur toute la durée de vie du système. Pour les applications ferroviaires considérées, celle-ci vaut 30 ans. Pour ce faire, plusieurs études se sont focalisées sur le dimensionnement des sources pour réduire le TCO [106]. D'autres ont préféré améliorer la stratégie de gestion d'énergie [77]. Silvas *et al.* [107] ont quant à eux synthétisé les études qui considèrent simultanément le dimensionnement des sources et la gestion énergétique pour proposer le meilleur compromis entre CAPEX et OPEX.

Cette minimisation du TCO peut être formulée comme un problème d'optimisation multicritères sous contraintes, celles-ci ayant été définies à l'analyse du cahier des charges. Pour répondre à ce problème, un plan d'expériences doit être établi. Celui-ci définit quelles sont les combinaisons de sources et d'EMS pour lesquelles le TCO devra être calculé. Un plan d'expériences exhaustif va donc déterminer le TCO pour toutes les combinaisons possibles. Il va ainsi nécessiter des ressources informatiques considérables. Des méthodes d'optimisation peuvent être alors utilisées pour réduire ce plan d'expériences et ne conserver que les combinaisons pertinentes. La méthodologie d'optimisation du dimensionnement des sources et de l'EMS sont appelées dans la littérature les stratégies de *codesign*. Dans la synthèse proposée par Silvas *et al.* [107], les stratégies de *codesign* sont réunies en trois catégories :

- L'optimisation alternative : cette méthode alterne par itérations successives l'optimisation du dimensionnement des sources à EMS imposée et l'optimisation des paramètres de l'EMS à dimensionnement fixé.
- L'optimisation imbriquée (*nested*) : la boucle d'optimisation de l'EMS est imbriquée dans la boucle de dimensionnement des sources. Ainsi, une fois le dimensionnement des sources considéré, les paramètres de l'EMS sont optimisés.
- L'optimisation simultanée : le dimensionnement des sources et les paramètres de l'EMS sont optimisés simultanément.

La figure 1.15, adaptée de [107], représente ces trois stratégies. Chaque bloc correspond à une boucle d'optimisation.

FIGURE 1.15 – Stratégies de *codesign* utilisées pour véhicules hybrides

Une fois la stratégie de *codesign* définie, un algorithme d'optimisation doit être implanté pour définir comment choisir les variables d'entrée de manière pertinente. Dans la littérature, les algorithmes fréquemment rencontrés pour les applications de *codesign* de véhicules hybrides sont des méta-heuristiques bio-inspirées : les algorithmes génétiques [108] et les essais particuliers [109].

1.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté le contexte du train à hydrogène. L'évolution du chemin de fer au cours des deux derniers siècles a été résumée et nous a permis de comprendre pourquoi une partie importante du réseau ferroviaire n'est pas électrifiée. Sur ces voies, les trains qui circulent possèdent un moteur thermique diesel. Plusieurs alternatives à ces trains permettent de réduire les émissions de gaz à effet de serre. Parmi elles, les trains à hydrogène sont particulièrement adaptés lorsque les distances à parcourir sont importantes et que le trafic ferroviaire est trop faible pour envisager l'installation très coûteuse de caténaies.

Dans un second temps, ce chapitre s'est focalisé sur les fondamentaux nécessaires à la compréhension de cette étude. Il dresse l'état de l'art sur lequel s'appuient les travaux réalisés. La pile à hydrogène est tout d'abord décrite. Son fonctionnement est étudié et les mécanismes qui accélèrent son vieillissement sont analysés. L'intérêt de l'hybridation est ensuite mis en évidence et introduit la partie présentant la batterie lithium-ion. Le fonctionnement de cette batterie ainsi que ses caractéristiques et les origines de son vieillissement sont alors étudiés.

Les étapes nécessaires au processus de dimensionnement du train ont été développées dans la dernière partie. Ces étapes correspondent à l'étude préalable du cahier des charges, à la modélisation de l'architecture énergétique du train, à la détermination de la stratégie de gestion énergétique et à l'optimisation du dimensionnement. Elles présentent ainsi l'approche générale de la démarche de dimensionnement suivie dans ces travaux de thèse. C'est pourquoi le chapitre suivant présente l'étape de modélisation énergétique du train nécessaire à l'estimation de ses performances.

1.6 Conclusion

Chapitre 2

Modélisation énergétique du train

2.1 Introduction

Proposer un dimensionnement énergétique du train hybride consiste à définir les caractéristiques des sources qui le composent. Ces sources doivent permettre au train de répondre au cahier des charges de l'exploitant qui définit les parcours que le train doit réaliser ainsi que les contraintes associées. Ce cahier des charges est étudié par le constructeur ferroviaire qui choisit dans un premier temps les caractéristiques du train telles que la structure des caisses et les moteurs de traction. A partir de ces caractéristiques, le besoin énergétique du train sur les différentes missions peut être estimé. Un modèle est donc nécessaire pour représenter le comportement du train sur un parcours donné et dans des conditions définies.

Le constructeur doit ensuite proposer une combinaison de sources pour répondre aux besoins en énergie et en puissance du train sur les différentes missions. Dans l'application considérée, le constructeur doit choisir une batterie, une pile à hydrogène, et définir leur dimensionnement respectif.

La modélisation des sources du train et de son architecture énergétique est donc essentielle pour les études de dimensionnement. Le constructeur peut alors déterminer si les sources choisies satisfont le besoin en énergie et en puissance sur les différentes missions. Il peut également étudier les caractéristiques électriques des sources et estimer la quantité d'hydrogène consommée.

Dans cette perspective, nous avons développé un outil de dimensionnement. Il permet de simuler le parcours du train sur une voie dans des conditions définies. Dans le cadre de cette thèse, cet outil permet d'estimer les caractéristiques énergétiques des sources sur une mission. Il est donc particulièrement adapté pour comparer les différents dimensionnements admissibles au regard de critères définis. Il permet également de comparer l'impact de la stratégie de gestion de l'énergie sur les performances du train. Cet outil a été développé sous Dymola, logiciel de modélisation multiphysique basé sur le langage Modélica. Le choix de ce logiciel a été imposé par l'entreprise.

Ce chapitre est ainsi dédié à la présentation de cet outil. Tout d'abord, celui-ci est décrit et les modules qui le composent sont analysés. Ensuite, les travaux réalisés sur la modélisation des piles à hydrogène PEMFC et des batteries lithium-ion sont présentés. Dans la dernière partie, cet outil est utilisé pour déterminer les performances du train sur deux cycles d'usage réels.

2.2 Outil de dimensionnement énergétique

2.2.1 Description de l'outil

Les travaux de modélisation réalisés dans cette thèse s'intègrent au développement d'un outil de simulation dédié au dimensionnement énergétique des trains. L'objectif de cet outil est de simuler le parcours du train sur une mission. Il permet ainsi d'estimer ses performances énergétiques et dynamiques.

Pour réaliser une telle simulation, plusieurs données d'entrées sont nécessaires :

- Les caractéristiques du train et de la voie, présentées dans les parties 1.5.1.2 et 1.5.1.1.
- Les consignes de l'exploitant tels que les temps de parcours entre les stations ou encore les vitesses limites.
- L'architecture énergétique, composée de la pile à combustible PEMFC, de la batterie lithium-ion et des éléments qui constituent la chaîne de traction.
- Le dimensionnement énergétique des sources et l'état de charge initial de la batterie.
- La consommation de puissance des auxiliaires du train.
- Une stratégie de répartition des puissances entre les sources.

Pour déterminer les performances du train, l'outil est composé de cinq modules qui échangent des informations entre eux.

- Le module *Dynamique* détermine l'effort et la puissance mécaniques appliqués à la jante du train. Il en déduit ses caractéristiques dynamiques.
- Le module *Chaîne de conversion* convertit la puissance mécanique du train en puissance électrique fournie par les moteurs, et réciproquement.
- Le module *Architecture énergétique* définit l'architecture énergétique du train hybride. Il modélise le comportement des sources du train et de la chaîne de traction.
- Le module *EMS* détermine comment distribuer la puissance entre les sources et les consommateurs.
- Le module *KPI*, pour *Key Performance Indicators*, détermine de nombreux indicateurs utiles à l'analyse des résultats de la simulation.

La structure de l'outil et les interactions entre les différents modules sont présentés en figure 2.1. Les travaux de cette thèse se sont focalisés sur les modules *Architecture énergétique* et *EMS*. Les autres modules ont été développés par des équipes dédiées au sein de l'entreprise. On distingue, parmi les flux d'informations, ceux dédiés à la commande des sources, les flux de consignes, et ceux calculés ou mesurés pour estimer les performances du train, les flux d'indicateurs.

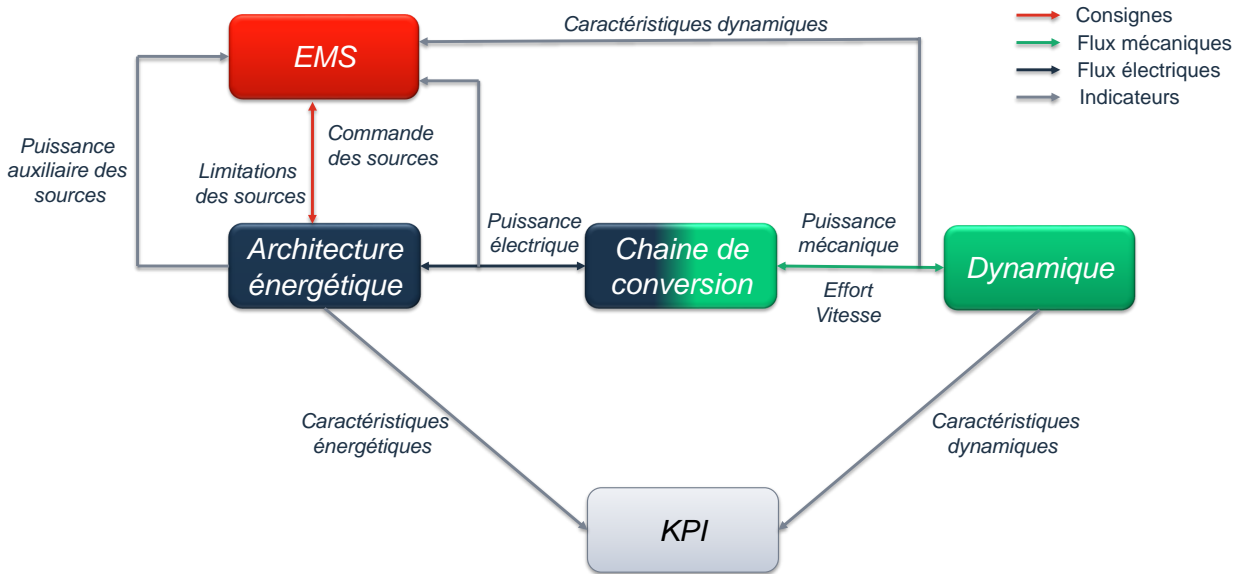


FIGURE 2.1 – Structure de l'outil développé

2.2.2 Module *Dynamique*

Le module *Dynamique* modélise les caractéristiques dynamiques du train lorsqu'il réalise un parcours dans des conditions spécifiques. Pour ce faire, ce module considère les caractéristiques du train, de la voie ainsi que les consignes d'opération spécifiées par l'exploitant. Ce dernier indique les limitations de vitesse sur le parcours et les contraintes horaires entre les stations desservies par le train. Ce module détermine alors la consigne de vitesse instantanée qui permet au train de respecter ces contraintes.

Lors des phases de traction, la puissance appliquée à la jante est déterminée en trois étapes :

1. Les caractéristiques du train, de la voie et les consignes de vitesse permettent de définir à chaque instant l'effort nécessaire et donc la puissance mécanique requise grâce aux équations présentées en partie 1.5.1.4.
2. La puissance requise ne peut pas toujours être appliquée par les moteurs du train car ces derniers sont contraints par les limitations de puissance des sources embarquées. La puissance mécanique disponible est alors déterminée. Elle est calculée à partir de la puissance maximale que peuvent fournir les sources du train. La puissance nécessaire pour alimenter les auxiliaires ainsi que les pertes dans la chaîne de traction sont prises en compte et permettent de déterminer la puissance maximale qui peut être allouée à la traction du train. Cette puissance disponible est cependant limitée par les caractéristiques physiques des moteurs de traction. C'est pourquoi elle est majorée par la puissance maximale que peuvent délivrer les moteurs.
3. Si la puissance disponible est plus importante que la puissance requise, alors la puissance appliquée peut prendre la valeur de la puissance requise. Les sources du train seront capables de fournir la puissance nécessaire. La consigne de vitesse pourra donc être atteinte comme souhaité.

2.2 Outil de dimensionnement énergétique

Si les sources ne sont pas capables de fournir la puissance requise, alors la puissance appliquée à la jante correspond à la puissance mécanique disponible calculée. L'écart entre la puissance de consigne et celle appliquée se traduit par un écart entre l'accélération de consigne et celle qui est réellement atteinte. Les caractéristiques dynamiques du train sont donc impactées ce qui peut entraîner une réduction de sa vitesse et une augmentation du temps de parcours.

Ce module distingue également le freinage électrique du freinage mécanique. Lors des phases de freinage, l'effort et la puissance appliqués sont déterminés. Le freinage est considéré électrique tant que la puissance générée est inférieure à la valeur maximale définie par le constructeur du moteur. Le freinage complémentaire est réalisé mécaniquement.

La figure 2.2 présente les entrées et sorties de ce module *Dynamique*.

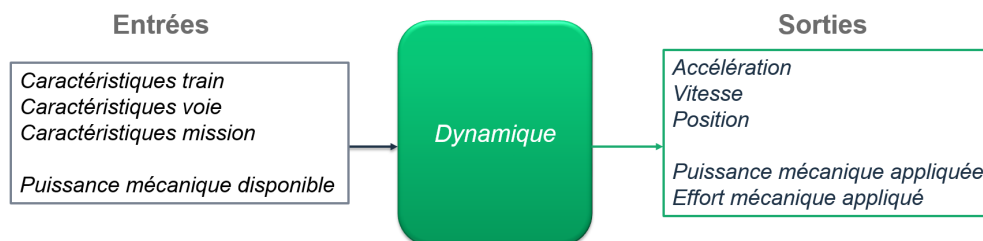


FIGURE 2.2 – Entrées et sorties du module *Dynamique*

2.2.3 Module *Chaine de conversion*

La puissance mécanique définie par le module *Dynamique* est appliquée à la jante du train. Le module *Chaine de conversion* permet de déterminer la valeur de la puissance électrique nécessaire qui est consommée au niveau de l'onduleur de traction.

Cette puissance est calculée en considérant les pertes à trois niveaux : dans les réducteurs mécaniques, dans les moteurs électriques et dans les onduleurs de traction. Les pertes mécaniques sont considérées constantes tandis que les pertes dans les moteurs sont l'image de la vitesse de rotation et du couple fourni. Enfin, les pertes dans l'onduleur sont indiquées par son constructeur et peuvent être l'image de la puissance délivrée. La figure 2.3 présente ces trois types de pertes. De par les caractéristiques du moteur, les pertes en traction et en freinage ne sont pas symétriques. C'est pourquoi, deux cartographies de rendement sont définies : une en traction et une en freinage. MAS 3 ~ signifie Machine ASynchrone triphasée.

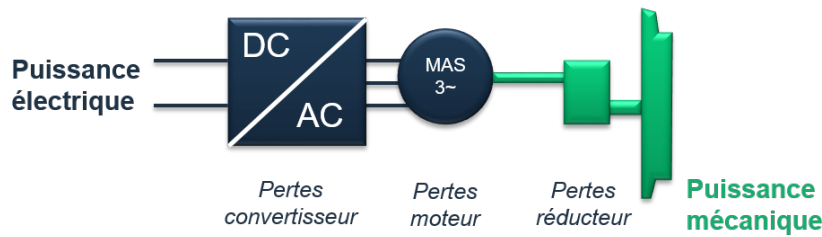


FIGURE 2.3 – Relation entre la puissance électrique au niveau de l'onduleur et la puissance mécanique à la jante

2.2.4 Module Architecture énergétique

2.2.4.1 Présentation

L'objet du module *Architecture énergétique* est de représenter le comportement énergétique des composants du train depuis les sources, jusqu'aux consommateurs. Ce module permet ainsi de reproduire les échanges énergétiques qui ont lieu dans le train.

Le choix du train et des moteurs de traction impose le schéma électrique à considérer pour le projet. Ce schéma présente les composants de puissance utilisés et leur position dans la chaîne de traction. Modéliser l'architecture énergétique du train consiste donc à modéliser les différents composants et les assembler entre eux afin d'être conforme au schéma électrique.

2.2.4.2 Modélisation des consommateurs

Les consommateurs du train correspondent à la traction et aux auxiliaires. La puissance électrique consommée par la traction est calculée par le module *Chaîne de conversion*. Celle consommée par les auxiliaires correspond à la somme des puissances nécessaires à l'alimentation des auxiliaires du train et des sources.

La consommation des auxiliaires du train est calculée à partir de la consommation du système de refroidissement du moteur, du besoin de climatisation et d'autres fonctionnalités secondaires nécessaires pour assurer le fonctionnement du train et le confort des passagers.

A cette puissance s'ajoute celle des auxiliaires assurant le fonctionnement des sources du train. Celle-ci est déterminée en prenant en compte les rendements des convertisseurs qui assurent leur alimentation.

Chacun de ces consommateurs est modélisé par une source de courant idéale. La valeur de l'intensité est déterminée à partir de la puissance appliquée et de la tension du bus continu auquel la source est connectée.

2.2.4.3 Modélisation des sources

Les modèles des sources représentent leur comportement énergétique. Les parties 2.3 et 2.4 seront consacrées à l'étude de la modélisation de la PEMFC et de la batterie. Dans les applications considérées, l'EMS détermine la puissance de consigne de la PEMFC. Quant à la batterie, elle n'est pas pilotée et assure à chaque instant l'équilibre des puissances entre les différentes sources.

2.2.4.4 Modélisation des convertisseurs statiques

Le schéma électrique du train est caractérisé par différents bus de tension continue, dits bus DC (*Direct Current*). La puissance transite entre ces bus grâce à des hacheurs qui élèvent ou abaissent les tensions continues.

Le modèle de hacheur est un modèle mathématique. A partir d'une consigne de puissance et d'un rendement, il détermine la puissance de sortie. Dans le cas des convertisseurs réversibles, le signe de la puissance définit le sens des échanges. Le rendement qui peut être fixe ou variable. Il est indiqué par les constructeurs des convertisseurs. Il peut ainsi être considéré constant ou dépendre des tensions d'entrée, de sortie et de la puissance qui transite.

Les niveaux de tension d'entrée et de sortie du convertisseur sont d'ailleurs imposés par les bus DC qu'il connecte.

Par ailleurs, des onduleurs monophasés ou triphasés sont également nécessaires pour transformer une tension continue en une tension alternative respectivement monophasée et triphasée. Ces onduleurs sont utilisés pour piloter l'alimentation de la traction ou des auxiliaires. Ils sont également modélisés par une approche mathématique nécessitant une puissance de consigne et un rendement, fixe ou variable.

2.2.4.5 Modélisation du rhéostat et des pertes en ligne

Certaines chaînes de traction possèdent un rhéostat. Ce dernier permet de dissiper dans une résistance l'énergie du freinage électrique qui ne peut pas être récupérée par le système de stockage.

Le rhéostat est modélisé par un convertisseur DCDC qui est connecté à une résistance. Lorsque la puissance de freinage est supérieure à la limitation de puissance en charge de la batterie, le rhéostat est activé et dissipe par effet Joule la puissance complémentaire.

Les pertes en ligne modélisent les effets capacitifs et résistifs du bus continu principal qui alimente les différentes sources. Elles sont représentées sur le schéma électrique par une résistance et un condensateur en parallèle.

2.2.4.6 Modèle énergétique du train

Les sources et les convertisseurs sont connectés entre eux pour reproduire le schéma électrique du train. La figure 2.4 présente un exemple de modélisation d'une architecture énergétique d'un train hybride à hydrogène.

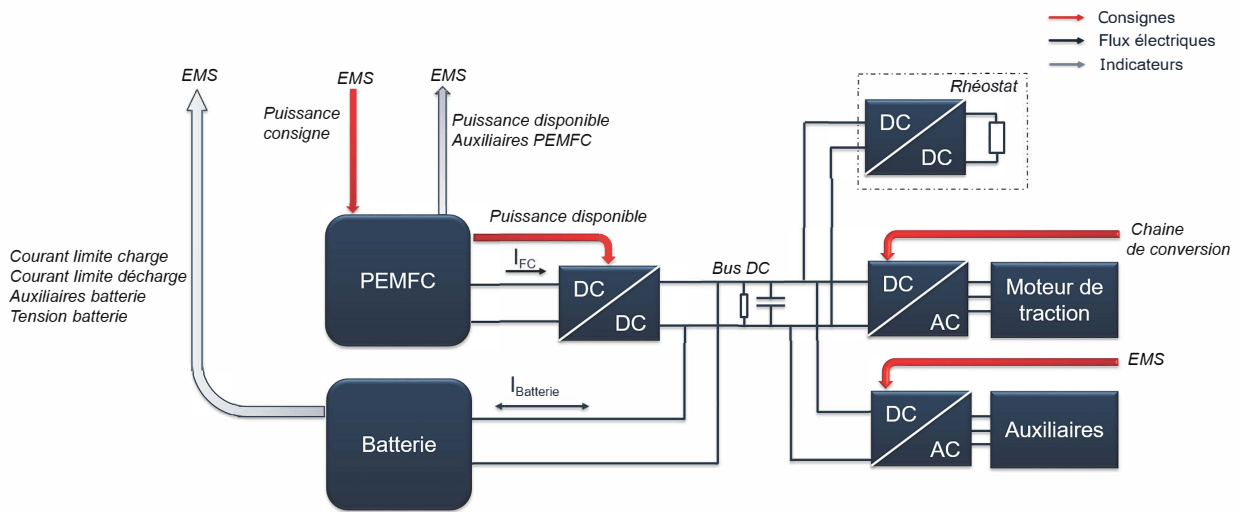


FIGURE 2.4 – Exemple de modélisation de l'architecture énergétique d'un train

2.2.5 Module EMS

Le module EMS réalise plusieurs actions. Tout d'abord, il détermine la puissance consommée par les auxiliaires. Celle-ci peut être constante ou variable en fonction de la vitesse du train ou de la température ambiante. Par ailleurs, l'EMS récupère les informations de puissance nécessaire à la traction et de puissance disponible que peuvent fournir les sources. A partir d'algorithmes qui seront présentés dans le chapitre 4, il calcule la consigne de puissance de la PEMFC. La figure 2.5 présente les entrées et sorties du module EMS.

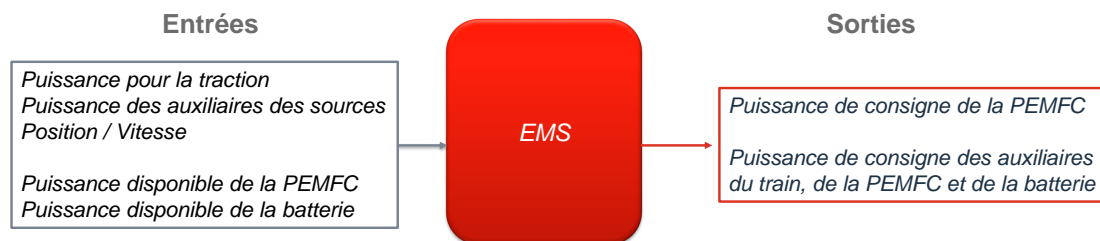


FIGURE 2.5 – Entrées et sorties du module EMS

2.2.6 Module KPI

Le module KPI regroupe les indicateurs qui analysent les performances du train sur la mission. Il n'impacte pas la simulation. Ce module a pour objectifs de :

- Synthétiser les grandeurs électriques, mécaniques, dynamiques et thermiques, pertinentes à l'étude des résultats de la simulation.
- Faciliter l'analyse des flux de puissance et des échanges d'énergie entre les sources et les consommateurs sur la mission.
- Vérifier l'équilibre de puissance entre les sources et les consommateurs.

2.3 Modélisation des PEMFC

2.3.1 Objectifs

Le modèle de PEMFC a pour objectif de représenter le comportement des PEMFC étudiées. Pour cela, il s'appuie sur les données partagées par le constructeur ainsi que sur les comportements physiques définis dans la littérature. Il permet également de déterminer les performances des PEMFC, principalement en termes de consommation d'hydrogène et d'efficacité énergétique.

Le modèle développé est composé de quatre blocs distincts :

- Le bloc *Electrique* modélise le comportement électrique de la PEMFC. Dans ce bloc, les cellules élémentaires sont modélisées et assemblées en modules, eux-mêmes assemblés en branches.
- Le bloc *Performances* détermine la consommation, la puissance thermique dissipée ainsi que les rendements de la PEMFC, à partir des caractéristiques des cellules et de la puissance délivrée.
- Le bloc *FCMS* permet le contrôle de la PEMFC et commande le convertisseur DCDC auquel la PEMFC est connectée. Il détermine à chaque instant la puissance que la PEMFC peut délivrer.
- Le bloc *Auxiliaires* détermine la puissance consommée par les auxiliaires nécessaires au fonctionnement de la PEMFC en fonction de la puissance qu'elle délivre.

La figure 2.6 présente la structure générale du modèle énergétique de la PEMFC.

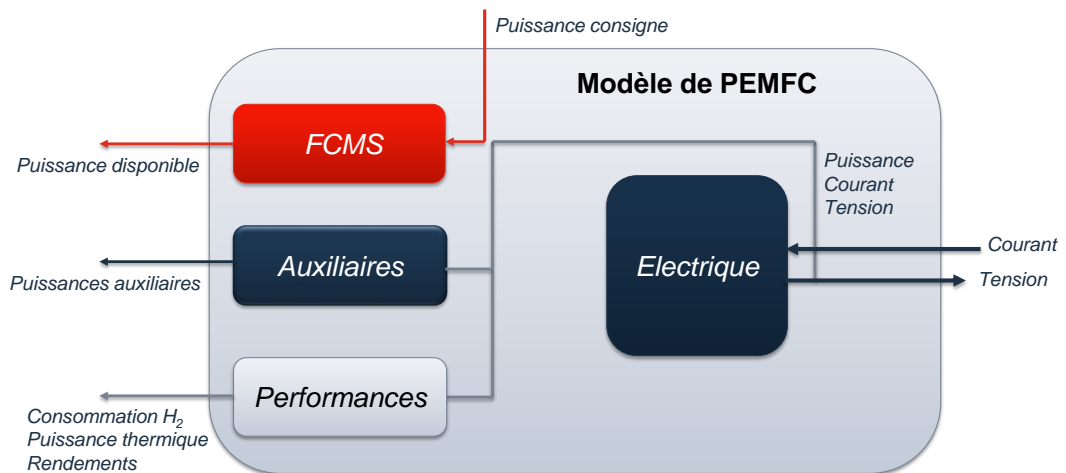


FIGURE 2.6 – Structure générale du modèle de PEMFC

2.3.2 Modélisation du comportement électrique de la PEMFC

2.3.2.1 Modèle électrique de la cellule élémentaire

Dans la littérature, de nombreux modèles comportementaux des cellules de PEMFC ont été proposés, comme présenté dans la partie 1.5.2.1.

Le modèle développé se base sur celui proposé par Amplett *et al.* [66, 110]. Ces derniers ont cherché à définir un modèle statique générique pour les cellules de PEMFC. Ce modèle est ainsi particulièrement adapté à l'application industrielle considérée car il est fidèle au comportement statique des cellules et facile à paramétrer à partir des caractéristiques partagées par les fournisseurs. Dans ce modèle, les variations de tension d'origine dynamique sont négligées. Il est supposé que celles-ci sont relativement faibles, car limitées par le FCMS.

La figure 2.7 présente le modèle de la cellule élémentaire.

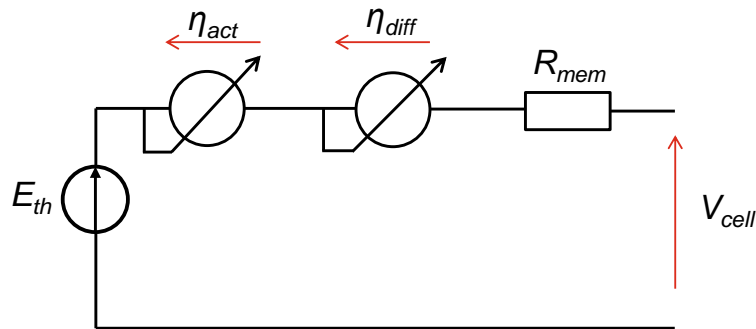


FIGURE 2.7 – Modèle électrique de la cellule élémentaire

Celui-ci est composé d'une source de tension E_{th} correspondant au potentiel standard de la cellule et donc à sa tension à vide. Ce potentiel est défini par la loi de Nernst et dépend de la température et des activités des réactifs et du produit, respectivement a_{H_2} , a_{O_2} et a_{H_2O} , comme le présente l'équation 2.1.

$$E_{th} = E^0 + \frac{R.T}{n.F} \cdot \left(\ln \left(\frac{a_{H_2} \cdot a_{O_2}^{1/2}}{a_{H_2O}} \right) \right) \quad (2.1)$$

Les pertes ont trois origines : les pertes d'activation, les pertes de diffusion et les pertes par effet Joule. Les pertes d'activation et de diffusion, respectivement n_{act} et n_{diff} , sont modélisées par des sources de tension pilotées en courant. Les équations 2.2 et 2.3 présentent les lois empiriques qui régissent le comportement électrique de ces deux types de pertes. Les pertes Joule sont modélisées par une résistance R_{mem} .

$$\eta_{act} = \frac{R.T}{\alpha.n.F} \cdot \ln \left(\frac{I_{cell} + I_n}{I_0} \right) \quad (2.2)$$

$$\eta_{diff} = \frac{R.T}{\beta.n.F} \cdot \ln \left(1 - \frac{I_{cell}}{I_{lim}} \right) \quad (2.3)$$

2.3 Modélisation des PEMFC

E^0 correspond à la tension de Nernst de la cellule, R est la constante des gaz parfaits, F la constante de Faraday, T la température, n le nombre d'électrons échangés dans la réaction, P_{H_2} et P_{O_2} les pressions des réactifs, et I_{cell} l'intensité du courant généré. α est le coefficient d'activation, β de diffusion, I_0 , I_n et I_{lim} les courants respectivement d'activation, de fuite et limite.

Pour modéliser une cellule élémentaire à partir des données du constructeur, six paramètres sont à définir : α , I_0 et I_n pour les pertes d'activation, β et I_{lim} pour les pertes de diffusion, et R_{mem} pour les pertes résistives. Pour toutes les cellules de PEMFC considérées, E^0 est approximé à 1 V comme identifié dans Rallièrre *et al.* [73].

2.3.2.2 Assemblage des cellules élémentaires

Les performances de la PEMFC dépendent également de l'assemblage des cellules élémentaires entre elles. Il est supposé que le comportement des cellules qui composent un module est identique quelle que soit leur position. Aux six paramètres précédemment présentés s'ajoutent donc les facteurs de mise à l'échelle : $n_{cell, PEMFC}$ correspond au nombre de cellules assemblées en série dans un module, $n_{modules, PEMFC}$ correspond au nombre de modules assemblés dans une branche, $n_{branches, PEMFC}$ correspond au nombre de branches assemblées en parallèle. Dans les applications ferroviaires considérées, $n_{cell, PEMFC}$ et $n_{modules, PEMFC}$ sont définis par le constructeur. Ainsi, proposer un dimensionnement de la PEMFC consiste donc à définir le nombre de branches qui la composent.

2.3.2.3 Paramétrage des cellules

Le fabricant des PEMFC fournit généralement la caractéristique de tension en fonction de la puissance. Le paramétrage des cellules a pour objectif de faire correspondre le comportement du modèle avec cette caractéristique. Sur la courbe présentée figure 2.8, plusieurs indicateurs peuvent être identifiés : les tensions extrémales, notées V_{min} et V_{max} , la puissance maximale P_{max} , les tensions et puissances caractéristiques des courbures initiales et finales, $P_{courbure, init}$, $V_{courbure, init}$, $P_{courbure, fin}$, $V_{courbure, fin}$ et la pente de la phase affine.

Une étude de sensibilité des indicateurs par rapport aux six paramètres du modèle a été réalisée. Celle-ci est présentée en annexe B. Les conclusions de cette étude ont permis de proposer le processus de paramétrage suivant :

1. Le paramètre α influence fortement l'ensemble de la caractéristique. Sa valeur doit être définie en premier pour approximer au mieux les caractéristiques des courbures et la pente affine.
2. La valeur de I_n impacte principalement la tension $V_{courbure, init}$. Ce paramètre est donc défini en second.
3. La pente de la droite affine est influencé par R_{mem} . Ce paramètre est donc ensuite défini.
4. La valeur de I_{lim} permet d'ajuster la valeur de P_{max} .
5. Les paramètres β et I_0 influencent légèrement les puissances de courbures initiale et finale. Ils sont ainsi définis à la fin pour affiner la précision du modèle.

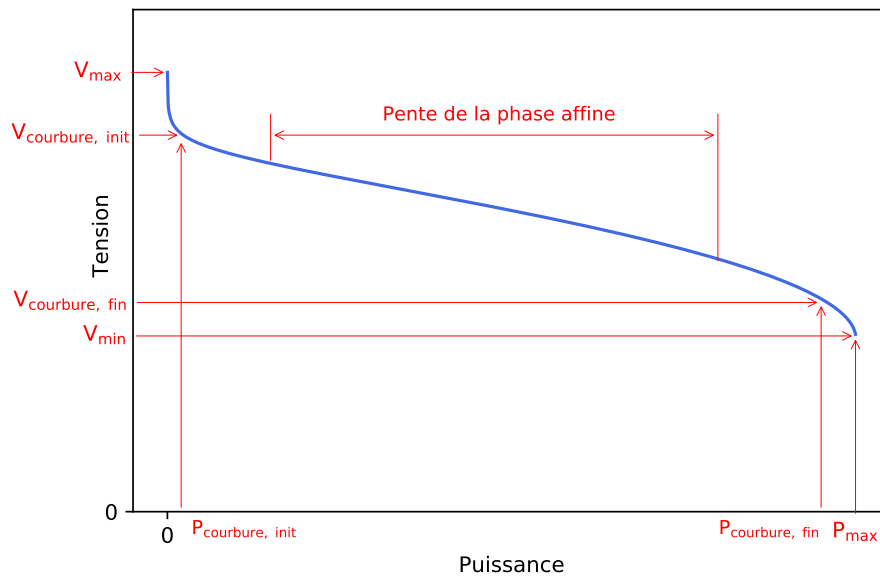


FIGURE 2.8 – Indicateurs de la caractéristique tension/puissance de la PEMFC

2.3.3 Modélisation des auxiliaires de la PEMFC

Certains auxiliaires de la PEMFC présentés dans la partie 1.2.3 consomment une partie de la puissance délivrée par la PEMFC. Des modèles énergétiques de ces auxiliaires ont donc été développés pour estimer leur consommation énergétique.

- Pour le compresseur d'air : la puissance consommée P_{comp} est déterminée à partir de la puissance fournie par la PEMFC. Cette équivalence est définie par le fournisseur du compresseur.
- Le système de refroidissement considéré est composé d'une pompe mono-vitesse et des GMV. La pompe consomme une puissance constante, P_{pompe} . La consommation des GMV, P_{GMV} est liée à la vitesse de rotation des pales, à la température ambiante et à la puissance thermique à dissiper par la PEMFC. Une loi de consommation a été définie par les équipes spécialisées de l'entreprise.
- L'électronique embarquée et le système de recirculation de l'hydrogène consomment très peu de puissance. Leur consommation est donc estimée constante et notée $P_{electronique}$.

La consommation totale est représentée par l'équation 2.4. Elle correspond à la somme de toutes les consommations des auxiliaires décrits précédemment.

$$P_{aux, PEMFC} = P_{comp} + P_{GMV} + P_{pompe} + P_{electronique} \quad (2.4)$$

2.3.4 Estimation des performances de la PEMFC

A partir des caractéristiques électriques de la PEMFC, la consommation d'hydrogène, les rendements et la puissance thermique évacuée peuvent être déterminés.

Le rendement de la cellule et le rendement du système sont déterminés à partir des équations 1.3 et 1.4 présentées en partie 1.2.4. Ils sont déterminés à partir de la tension de la PEMFC, de son nombre de cellules total et de la puissance $P_{aux, PEMFC}$.

Lors de son fonctionnement, la consommation d'hydrogène est déterminée à partir de la caractéristique de consommation en g/kWh indiquée par le fournisseur, notée m_{kWh} . A cette consommation s'ajoute celle liée aux cycles de démarrage-arrêt, $m_{start-stop}$. Le nombre de ces cycles est noté $n_{start-stops}$. La consommation totale d'hydrogène m_{H_2} est donc déterminée par la relation 2.5 :

$$m_{H_2} = \int_0^t m_{kWh}(P_{PEMFC}) \cdot P_{PEMFC}(t) dt + n_{start-stops} \cdot m_{start-stops} \quad (2.5)$$

Enfin, l'estimation de la puissance thermique dissipée par la PEMFC est réalisée par une caractéristique indiquée par le fournisseur. Celle-ci représente l'évolution de la puissance thermique en fonction de la puissance électrique.

2.3.5 Modélisation du FCMS

Le modèle de FCMS détermine la puissance disponible que la PEMFC peut délivrer. Il contrôle ainsi l'utilisation de la PEMFC en lui imposant des limitations en puissance et en dynamique.

La limitation de puissance permet de restreindre le fonctionnement de la PEMFC à la plage d'opération préconisée par le fournisseur. En effet, le fonctionnement à faible ou à fort courant accélère les mécanismes de dégradations comme présenté dans la partie 1.2.5.3. Des puissances $P_{PEMFC, max}$ et $P_{PEMFC, min}$ sont définies et correspondent respectivement aux puissances maximale et minimale de la branche de PEMFC.

La limitation maximale de la PEMFC dépend de la température ambiante ainsi que de l'altitude du train [111]. En effet, lors d'une élévation d'altitude, la densité de l'air diminue. Cela implique une pression plus faible à la cathode. Cette chute de pression est généralement compensée par le compresseur.

Par ailleurs, l'efficacité de la dissipation des pertes thermiques dans l'échangeur est liée à l'écart entre la température du liquide caloporteur et l'air ventilé par les GMV. Lorsque la température ambiante est élevée, les GMV doivent ventiler plus d'air et consomment donc plus d'énergie.

Plus la puissance délivrée par la PEMFC est importante, plus les consommations des GMV et du compresseur d'air sont importantes. Cependant, ces deux auxiliaires possèdent des limitations physiques. A partir d'une certaine température, les GMV ne seront plus adaptés pour refroidir suffisamment la PEMFC lors de son fonctionnement à puissance maximale. De même, à partir d'une certaine altitude, le compresseur ne sera plus capable d'alimenter suffisamment en air la cathode pour répondre aux besoins de la pile à hydrogène. C'est pourquoi, la puissance maximale de la PEMFC, $P_{PEMFC, max}$, dépend des conditions d'altitude et de température ambiante. L'impact de ces deux grandeurs sur la puissance maximale de la PEMFC est indiqué par le fournisseur du système PEMFC.

Enfin, le FCMS contrôle les variations de puissance de la PEMFC. Deux paramètres sont ainsi définis : $\Delta P_{montée}$ limite l'augmentation de puissance de la PEMFC tandis que $\Delta P_{descente}$ limite sa baisse de puissance. Ces deux grandeurs s'expriment en kW/s et sont définies par le constructeur à partir de son retour d'expérience sur le vieillissement des cellules. Elles permettent ainsi de déterminer à chaque instant la puissance que peut fournir la PEMFC.

A partir d'une puissance de consigne, la puissance disponible par la PEMFC est déterminée comme présenté en figure 2.9.

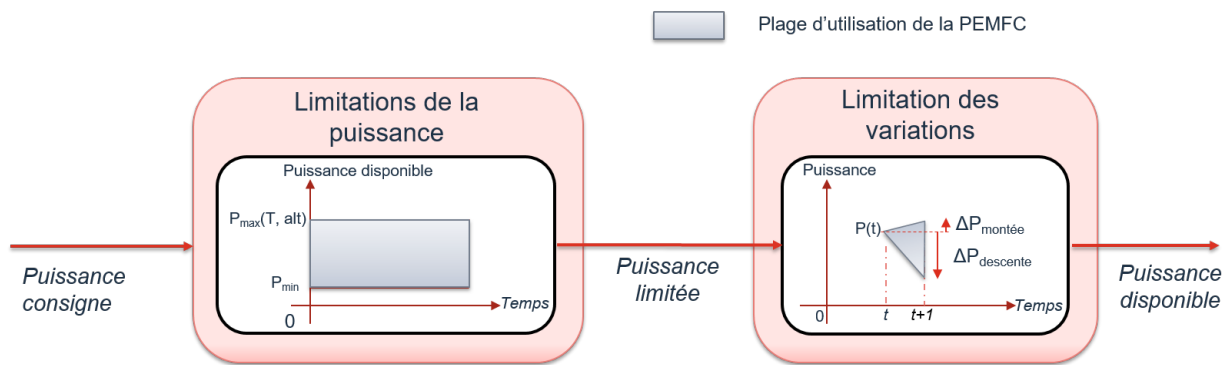


FIGURE 2.9 – Détermination de la puissance PEMFC disponible par le FCMS

2.3.6 PEMFC considérées

Le modèle de PEMFC développé détermine les performances des cellules en régime statique. La dynamique de la PEMFC est contrôlée par le FCMS qui limite sa puissance et ses variations. Chaque PEMFC étudiée est ainsi caractérisée par un ensemble de paramètres. Les différentes PEMFC étudiées sont stockées dans une base de données dédiée. La table 2.1 présente les deux PEMFC qui seront considérées dans le cadre de ces travaux de thèse. On notera P_M la puissance massique de la PEMFC et P_V sa puissance volumique. Les coûts indiqués correspondent aux estimations de la littérature pour des PEMFC dédiées aux applications de mobilité lourde, en l'occurrence pour une application maritime [112]. Ces coûts sont indiqués pour l'ensemble du système PEMFC, ils incluent donc les auxiliaires. $P_{rendement, max}$ correspond à la puissance à laquelle l'efficacité du système est la plus élevée. Les puissances sont normalisées par rapport à la $P_{PEMFC, max}$ de la $PEMFC_A$.

Nom	$P_{PEMFC, max}$	$P_{PEMFC, min}$	$P_{PEMFC, nom}$	$P_{rendement, max}$	P_M (kW/kg)	P_V (kW/m ³)	Coût (€/kW)
$PEMFC_A$	1	0,25	1	0,42	0,2	100	1500
$PEMFC_B$	0,97	0,25	0,97	0,38	0,2	100	1500

TABLE 2.1 – Caractéristiques des PEMFC étudiées

2.4 Modélisation des batteries lithium-ion

2.4.1 Objectifs

A l'instar du modèle de PEMFC, le modèle de batterie cherche à représenter le comportement énergétique des batteries étudiées. Il se base également sur les données partagées par les fournisseurs et les comportements définis dans la littérature.

Sur le modèle développé, trois modules peuvent être distingués :

- Le module *Electrique* modélise le comportement électrique de la batterie.
- Le module *BMS* détermine à chaque instant les limitations en courant que la batterie doit respecter. Il transmet ces informations au système de contrôle du train. Ce dernier adapte ensuite la répartition de la puissance entre les sources pour que les consignes du BMS soient respectées.
- Le module *BTMS* détermine la consommation des auxiliaires liés à la gestion thermique de la batterie. Ils permettent le refroidissement des cellules et leur maintien en température.

La figure 2.10 présente la structure générale du modèle énergétique de la batterie.

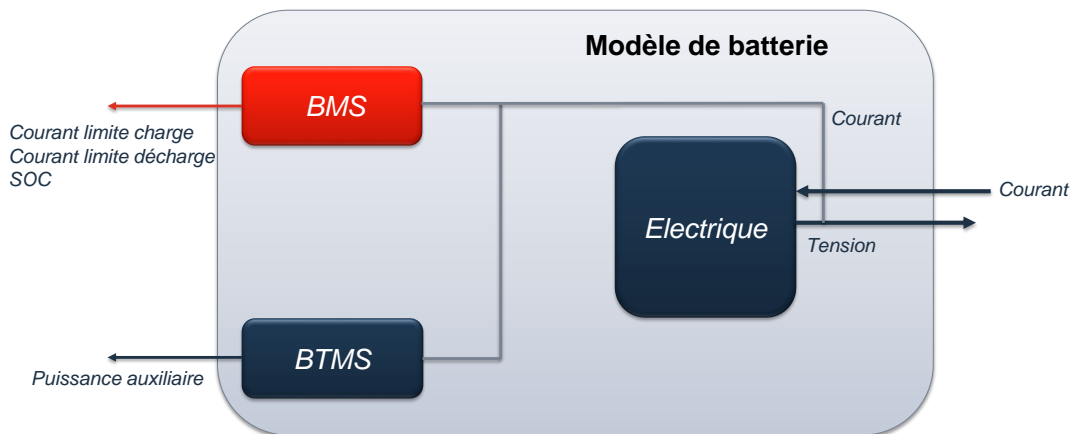


FIGURE 2.10 – Structure générale du modèle de batterie

2.4.2 Modélisation du comportement électrique de la batterie

2.4.2.1 Modèle électrique de la cellule élémentaire

Parmi les approches de modélisation des cellules élémentaires de batterie, présentées dans la partie 1.5.2.1, celui par circuit électrique équivalent (CEE) est particulièrement adaptée aux applications industrielles. En effet, ces modèles peuvent être paramétrés à partir des courbes partagées par les fournisseurs de batteries. La connaissance des caractéristiques électrochimiques de la cellule n'est alors pas nécessaire.

Le modèle développé dans le cadre de cette thèse se base sur le modèle de Thévenin. Il permet de reproduire l'évolution dynamique de l'impédance interne de la batterie [113]. Ce modèle est adapté à

l'application industrielle de par sa simplicité de paramétrage et sa précision, comme présenté en partie 1.5.2.1.

Ce modèle est composé d'une source de tension idéale qui correspond à la tension à vide de la cellule. Celle-ci dépend de son SOC et de sa température. Une résistance et un circuit composé d'une résistance et d'un condensateur en parallèle, noté R//C, sont connectés en série. Un seul circuit R//C est considéré car les caractéristiques présentant l'évolution temporelle de la résistance interne sont rarement partagées par les fournisseurs, ce qui contraint la modélisation du comportement dynamique de la cellule. Les valeurs des deux résistances sont variables et dépendent à la fois du SOC, du régime de courant et de la température. L'impact de ces facteurs est déterminé à partir des différentes caractéristiques des fournisseurs. La figure 2.11 présente le modèle de la cellule élémentaire. Dans ce modèle, il est supposé que la température est un paramètre d'entrée. Elle est considérée constante quel que soit le fonctionnement de la batterie. Sur la figure 2.11, on notera donc T_0 la température considérée.

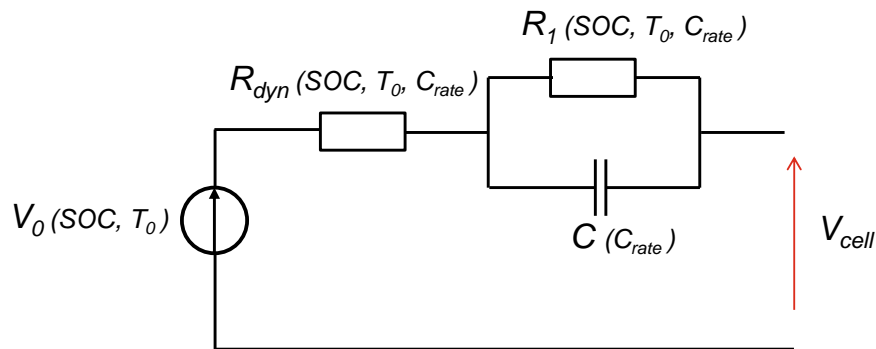


FIGURE 2.11 – Modèle électrique de la cellule équivalente

2.4.2.2 Exemple de paramétrage du modèle d'une cellule

Des essais de vieillissement sur des cellules NMC ont été menés et seront présentés dans la partie 3.3.3. Pour ces essais, la caractéristique d'OCV a été établie et la résistance interne de la cellule a été mesurée à différents niveaux de SOC, différents régimes de courant et à plusieurs températures. Plus de précisions sur l'obtention de ces grandeurs seront apportées dans la partie 3.3.3.4.

Néanmoins, les informations obtenues sur ces cellules ont permis de paramétrer le modèle de Thévenin présenté.

Sur la figure 2.12 sont représentées les valeurs de résistances dynamique et statique mesurées sous différentes conditions. La résistance dynamique a été mesurée 0,1 s après avoir imposé à la cellule un palier de courant. La résistance statique a été déterminée en mesurant l'écart de tension entre la caractéristique d'OCV et la charge ou la décharge à régime de courant constant. Il est important de spécifier que la température ambiante a été fixée à 25 °C lors de ces caractérisations statiques. La température de la cellule a cependant évolué durant ces tests de caractérisation, et en particulier aux régimes de courant élevés. C'est pourquoi l'impact de la température sur la valeur de la résistance est également présenté sur cette figure.

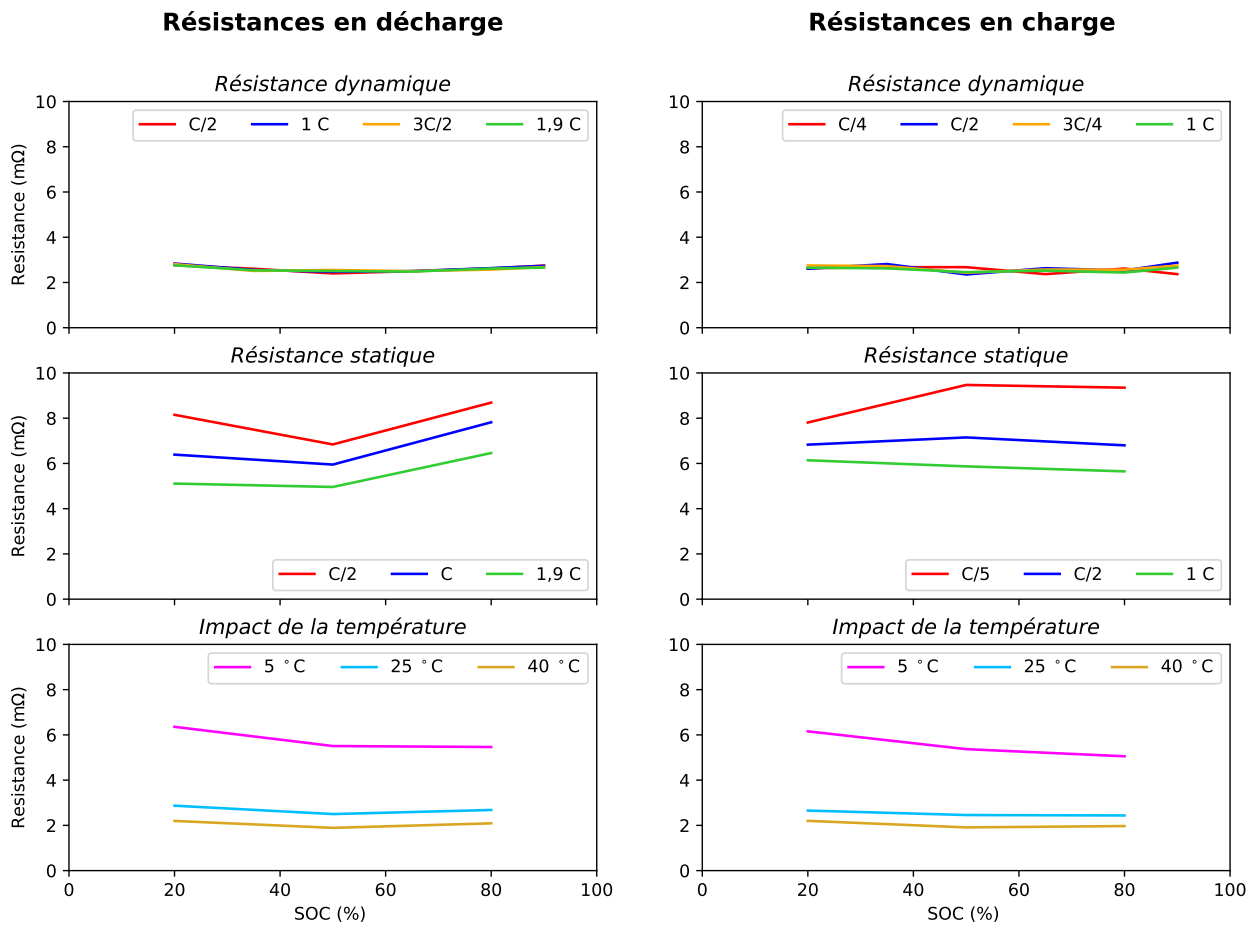


FIGURE 2.12 – Mesure des valeurs de résistances de la cellule testée. De haut en bas : 1. Valeurs de la résistance dynamique mesurées à 0,1 s et à 25 °C, en fonction du SOC et du régime de courant. 2. Valeurs de la résistance statique mesurées à 25 °C en fonction du SOC et du régime de courant. 3. Valeurs de la résistance dynamique mesurées à 0,1 s et 1C, en fonction du SOC et de la température. A gauche en décharge, à droite en charge.

Le choix des régimes de courant et des niveaux de SOC étudiés est lié au protocole de caractérisation établi pour les essais de vieillissement. Plusieurs observations peuvent être faites :

- La valeur de la résistance dynamique est très peu impactée par le régime de courant et par le SOC sur la plage considérée.
- La valeur de la résistance statique est, quant à elle, dépendante du SOC et du régime de courant. Plus le régime est élevé, plus la valeur de la résistance est faible. Celle-ci semble être minimale autour de 50 % de SOC pour la décharge. En charge, la valeur de la résistance semble être peu impactée par le SOC pour les régimes de courant élevés tandis que le régime à C/5 présente un minimum à bas SOC.
- Les valeurs des résistances sont impactées par la température. Plus celle-ci est élevée, plus la valeur de la résistance est faible.

A partir de ces considérations, le modèle de Thévenin peut être paramétré. La tension à vide est définie par la caractéristique d'OCV. La résistance série correspond à la résistance dynamique, noté R_{dyn} .

Sa valeur est invariante au régime de courant et au SOC. Elle est définie à partir des mesures réalisées à 0,1 s.

En régime statique, la résistance interne de la batterie correspond à la somme des deux résistances R_{dyn} et R_1 . La valeur de R_1 est déduite à partir de l'équation 2.6 :

$$R_1 = R_{stat} - R_{dyn} \quad (2.6)$$

La figure 2.13 présente la caractéristique d'OCV et les valeurs des résistances utilisées pour paramétrer le modèle de la cellule étudiée, à 25 °C.

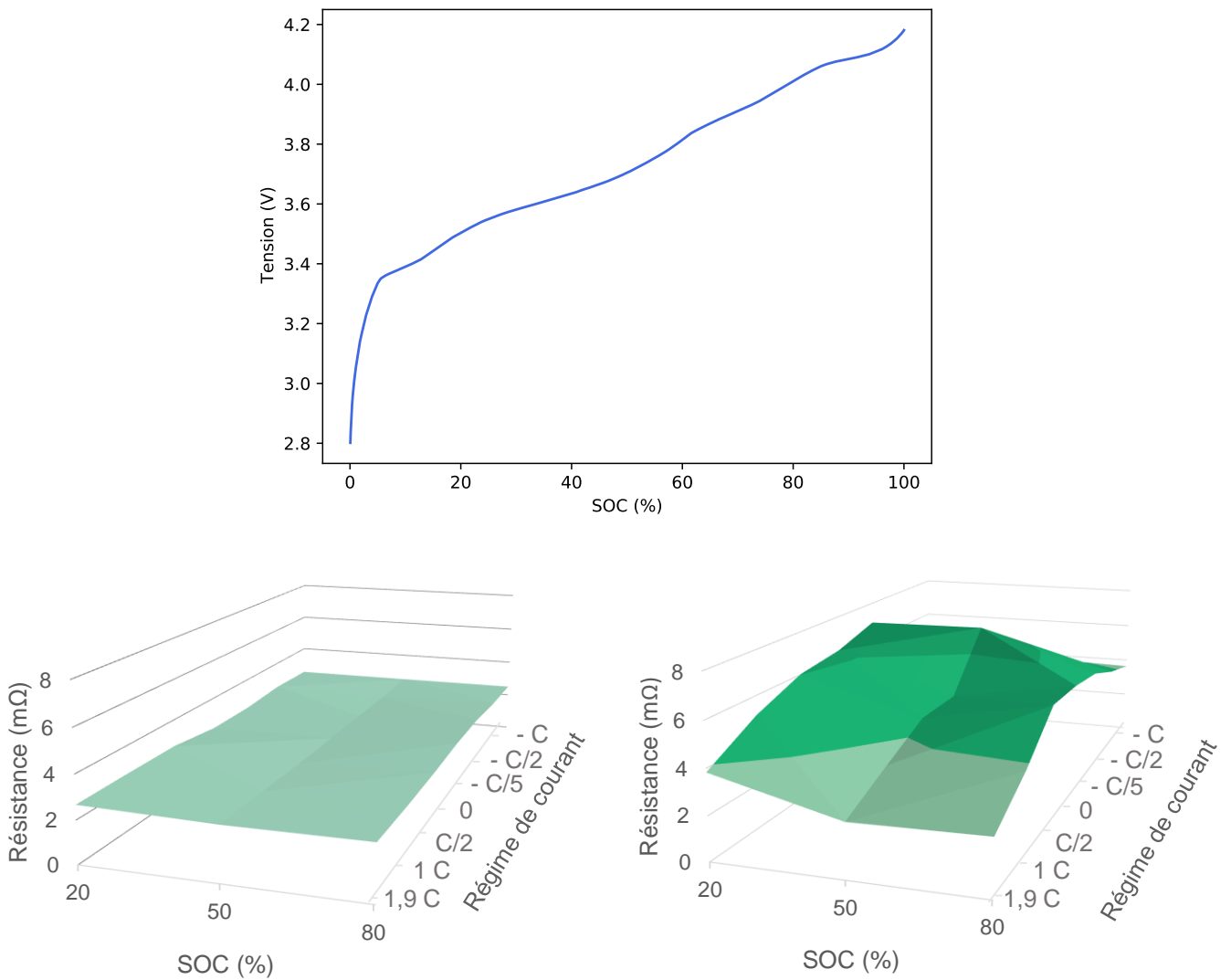


FIGURE 2.13 – En haut : caractéristique d'OCV (V_0). En bas : valeurs de la résistance dynamique, R_{dyn} (à gauche), et statique, R_1 (à droite), en fonction du SOC et du régime de courant

2.4 Modélisation des batteries lithium-ion

La valeur du condensateur est déterminée à partir des temps de réponse en tension de la cellule. On définit donc une valeur en charge et une en décharge à partir d'une sollicitation dynamique. Pour cette cellule, la valeur du condensateur est choisie à 15 600 F en décharge et 33 000 F en charge.

Enfin, la valeur de la capacité est considérée égale à 26,4 Ah, ce qui correspond à la mesure réalisée à 25 °C à C/5.

2.4.2.3 Validation du modèle sur un profil réel

Le modèle de Thévenin a été paramétré à partir des caractéristiques de la cellule étudiée. Cette dernière a ensuite été sollicitée suivant un profil de courant spécifique. En appliquant ce même profil au modèle de Thévenin, il est alors possible de comparer la réponse en tension de la cellule à celle déterminée par le modèle, figure 2.14.

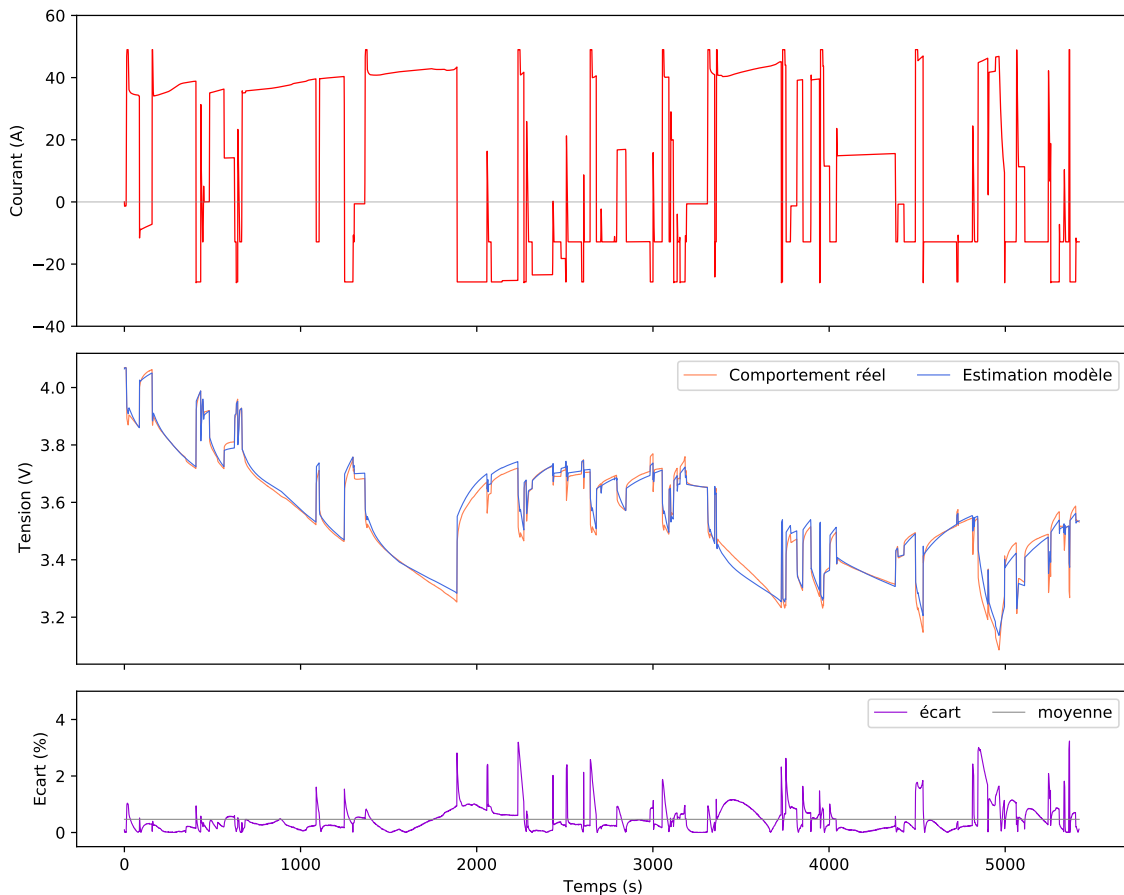


FIGURE 2.14 – Comparaison des réponses en tension de la cellule et de son modèle. De haut en bas : 1. Profil de courant de sollicitation. 2. Réponses en tension du modèle et de la cellule. 3. Écart mesuré entre l'estimation du modèle et le comportement réel.

Sur cette figure, on peut constater que le comportement du modèle est proche du comportement réel mais des écarts peuvent néanmoins être observés. Ils peuvent avoir plusieurs origines :

- Dans le modèle, la température est considérée constante et égale à 25 °C sur la mission. Sur la cellule testée, la température atteint 32 °C ce qui entraîne une réduction des valeurs de résistances comme présenté en figure 3.17.
- La caractérisation des résistances a été réalisée à partir d'une décharge complète de la cellule à régime de courant fixé et à température ambiante de 25 °C. Lors des charges à 1 C et des décharges à 1 C et 1,9 C, la température des cellules a augmenté. Pour la décharge à 1,9 C, elle atteint 32 °C à 80 % de SOC, 36 °C à 50 % de SOC et 41 °C à 20 %. Ainsi, les valeurs de la résistance statique considérée à ces niveaux de SOC sont probablement sous-estimées à cause de l'impact de la température sur ces mesures.
- Le modèle ne possède qu'un seul circuit R//C. La prise en compte des phénomènes dynamiques est donc limitée.

L'erreur moyenne est calculée à 0,47 %. Malgré les quelques écarts observés, la réponse du modèle est fidèle au profil de tension réel. Pour les applications industrielles considérées, le degré de précision de ce modèle peut être jugé satisfaisant. Le modèle de Thévenin avec un seul circuit R//C est donc suffisant pour modéliser le comportement énergétique de la cellule.

2.4.2.4 Assemblage des cellules élémentaires

A l'instar du modèle de PEMFC, il est supposé que le comportement de toutes les cellules qui composent un module est identique quelle que soit leur position. Les performances de la batterie dépendent donc du nombre de cellules par module, $n_{cell, batt}$, et du nombre de modules par branche, $n_{modules, batt}$. Dans les applications considérées, $n_{cell, batt}$ et $n_{modules, batt}$ sont définis par le constructeur. Définir un dimensionnement de la batterie consiste donc à proposer le nombre de branches qui la constituent, $n_{branches, batt}$.

2.4.3 BMS

Dans le modèle de BMS réalisé, toutes les opérations nécessaires à la gestion de la batterie sont implantées. Tout d'abord, il estime à chaque instant l'état de charge de la batterie. Celui-ci est calculé grâce à l'équation 1.5 présentée en partie 1.4. Elle fait intervenir la capacité de la batterie, qui dépend de la température et du régime de courant, comme présenté par An li *et al.* [64].

De plus, le BMS détermine les limitations de courant de la batterie. Celles-ci dépendent du SOC de la batterie ainsi que des indications des fournisseurs. Ces derniers spécifient généralement, pour la charge et la décharge, les régimes de pics autorisés, notés $I_{batt, pic}$, ainsi que les régimes nominaux, $I_{batt, nom}$ [114].

La détermination des courants limites de charge et de décharge, respectivement $I_{lim, charge}$ et $I_{lim, décharge}$, est réalisée de manière indépendante par deux étapes successives. Dans un premier temps, un gabarit en courant est défini à partir des indications du fournisseur sur les régimes de pics et les

2.4 Modélisation des batteries lithium-ion

régimes nominaux. Ce gabarit autorise les régimes de pics pendant un temps t_{pic} . Une fois atteint, la limitation du courant prend la valeur de son régime nominal.

Dans un second temps, le BMS détermine la disponibilité en puissance de la batterie en fonction de son SOC. En effet, plus l'état de charge de la batterie est faible, moins celle-ci pourra fournir un courant élevé. Deux caractéristiques sont donc définies à partir des indications du fournisseur : celle du ratio de charge R_{charge} et celle du ratio de décharge $R_{décharge}$. Les valeurs de ces deux caractéristiques sont comprises entre 0 et 1.

La figure 2.15 présente l'enchaînement des deux étapes réalisées pour déterminer les courants limites en charge et en décharge.

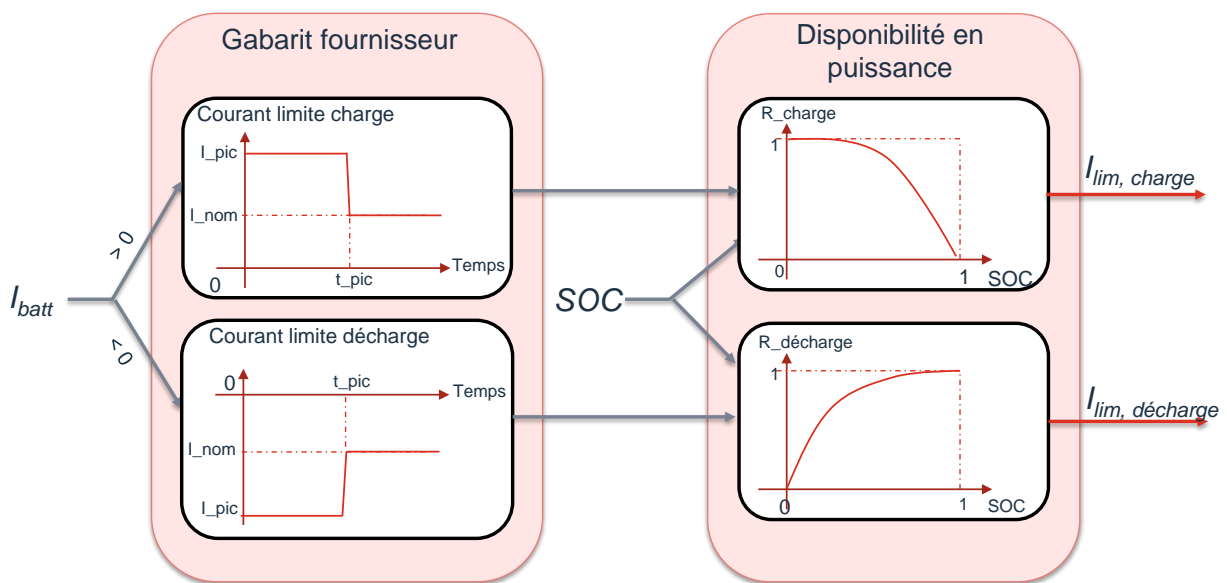


FIGURE 2.15 – Détermination des courants limites de la batterie par le BMS

2.4.4 BTMS

La module BTMS modélise la consommation de puissance du système de refroidissement de la batterie. Durant son fonctionnement, il est considéré que la température de la batterie ne varie pas. La puissance consommée par le BTMS, $P_{aux, batt}$, est ainsi constante.

2.4.5 Batteries lithium-ion considérées

Le modèle de batterie développé estime les performances des cellules en régimes statique et dynamique. Les limitations de courant sont calculées par le BMS à partir du SOC de la batterie et des indications du fournisseur.

Ce modèle comportemental nécessite néanmoins de nombreuses informations sur le comportement dynamique des cellules. Dans le cas où ces données ne sont pas disponibles, ce modèle est simplifié en supprimant le circuit R//C.

Les différentes batteries sont ainsi caractérisées par un ensemble de paramètres. Une base de données dédiée regroupe l'ensemble des batteries référencées dans les différents projets de l'entreprise. Dans la suite de l'étude, trois batteries seront considérées. Celles-ci sont présentées table 2.2. On notera E_M l'énergie spécifique et E_V l'énergie massique. Les coûts sont estimés à partir des ordres de grandeur trouvés dans la littérature pour des applications de mobilité lourde [115].

Nom	Technologie	DOD_{max} (%)	$I_{batt, pic}$	$I_{batt, nom}$	$P_{aux, batt}$	E_M (kWh/kg)	E_V (kWh/m ³)	Coût (€/kWh)
$Batt_A$	NMC	65	faible	faible	faible	0,1	250	700
$Batt_B$	NMC-LFP-LTO	50	moyen	faible	moyen	0,05	120	1000
$Batt_C$	LTO	90	élevé	élevé	élevé	0,04	50	1200

TABLE 2.2 – Caractéristiques des cellules étudiées

2.5 Estimation des performances d'un train sur deux cas d'usage

2.5.1 Données considérées pour les simulations

L'outil développé est particulièrement adapté aux études de dimensionnement énergétique des trains hybrides à hydrogène. En effet, après avoir choisi une PEMFC et une batterie, puis proposé un dimensionnement pour chacune de ces sources en termes de nombre de branches, l'outil peut simuler le parcours d'un train sur une mission. Il détermine ainsi si la mission est réalisable avec le dimensionnement proposé et estime la consommation d'hydrogène, les caractéristiques des sources et les échanges d'énergie dans la chaîne de traction.

Dans cette section, l'outil a été utilisé pour déterminer les caractéristiques de la PEMFC et de la batterie sur deux cycles d'usage. Ces derniers ont été choisis parmi les missions d'un cahier des charges défini par un exploitant.

Sur la première mission, appelée par la suite mission A, le train parcourt 143 km et dessert trois stations. Cette mission est caractérisée par une élévation d'altitude importante et peu de phases de freinage. Le besoin de puissance est donc très important sur des périodes longues. Parmi toutes les missions du projet, celle-ci est la plus contraignante d'un point de vue énergétique pour les sources. Elles doivent donc être capables de répondre aux besoins élevés, à la fois en termes d'énergie et de puissance.

Lors de la seconde mission, notée mission B, le train parcourt 110 km et dessert 13 stations. Cette mission présente donc de nombreuses phases d'accélération et de freinage, qui se traduisent par de fortes variations dans le profil de puissance mécanique à la jante. L'énergie totale récupérable lors des phases de freinage est conséquente. Les performances énergétiques du train sur cette mission sont donc étroitement liées à la capacité de récupération de l'énergie par la batterie et à la stratégie de gestion énergétique implantée. C'est pourquoi cette mission a également été sélectionnée.

2.5 Estimation des performances d'un train sur deux cas d'usage

L'architecture énergétique du train considéré dans ce projet a donc été modélisée afin d'être conforme aux spécifications de l'exploitant. Un dimensionnement a été proposé afin de permettre au train de réaliser ces cycles d'usage. Ce dimensionnement est composé de deux branches de batterie $Batt_A$ et de six branches de $PEMFC_A$. Ce choix permet notamment de mettre en évidence l'impact des limitations de puissance des sources sur les performances dynamiques du train. Par ailleurs, la stratégie de gestion de l'énergie utilisée est une commande par correcteur proportionnel. Celle-ci sera discutée dans le chapitre 4. Enfin, ces simulations ont été réalisées à température ambiante de 25 °C, en considérant comme auxiliaires du train ceux imposés par l'exploitant.

2.5.2 Détermination des performances du train

Les performances du train sur ces deux missions sont présentées sur les figures 2.16, 2.17 et 2.18. La figure 2.16 présente les caractéristiques issues du module *Dynamique*. L'évolution de l'altitude ainsi que les profils de vitesse et de puissance mécanique y sont présentés. Ces profils dépendent du dimensionnement énergétique proposé. C'est pourquoi le profil de vitesse de référence est également indiqué. Celui-ci est obtenu avec un dimensionnement qui permet d'appliquer la puissance requise à chaque instant.

Sur la figure 2.17, les caractéristiques de puissance des sources et des consommateurs sont présentés. Celles-ci sont normalisées par la puissance électrique maximale des consommateurs : la traction et les auxiliaires. Enfin, sur la figure 2.18 sont présentés le profil de courant normalisé ainsi que ses limitations en charge et en décharge. A partir de ce profil, le SOC de la batterie est calculé. L'estimation de la consommation est déterminée à partir du profil de puissance de la PEMFC.

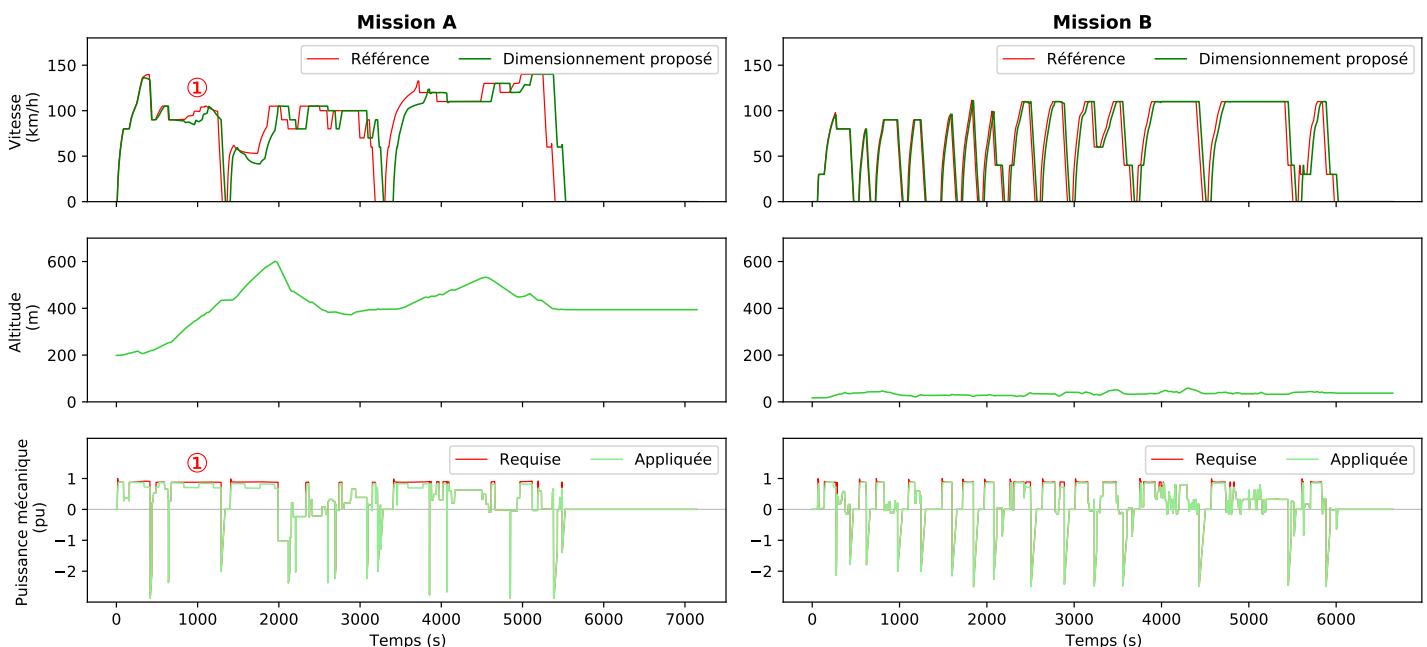


FIGURE 2.16 – De haut en bas : 1. comparaison du profil de vitesse du train avec celui de référence. 2. Profil d'altitude de la voie. 3. Profils de puissance mécaniques appliquées et requises.

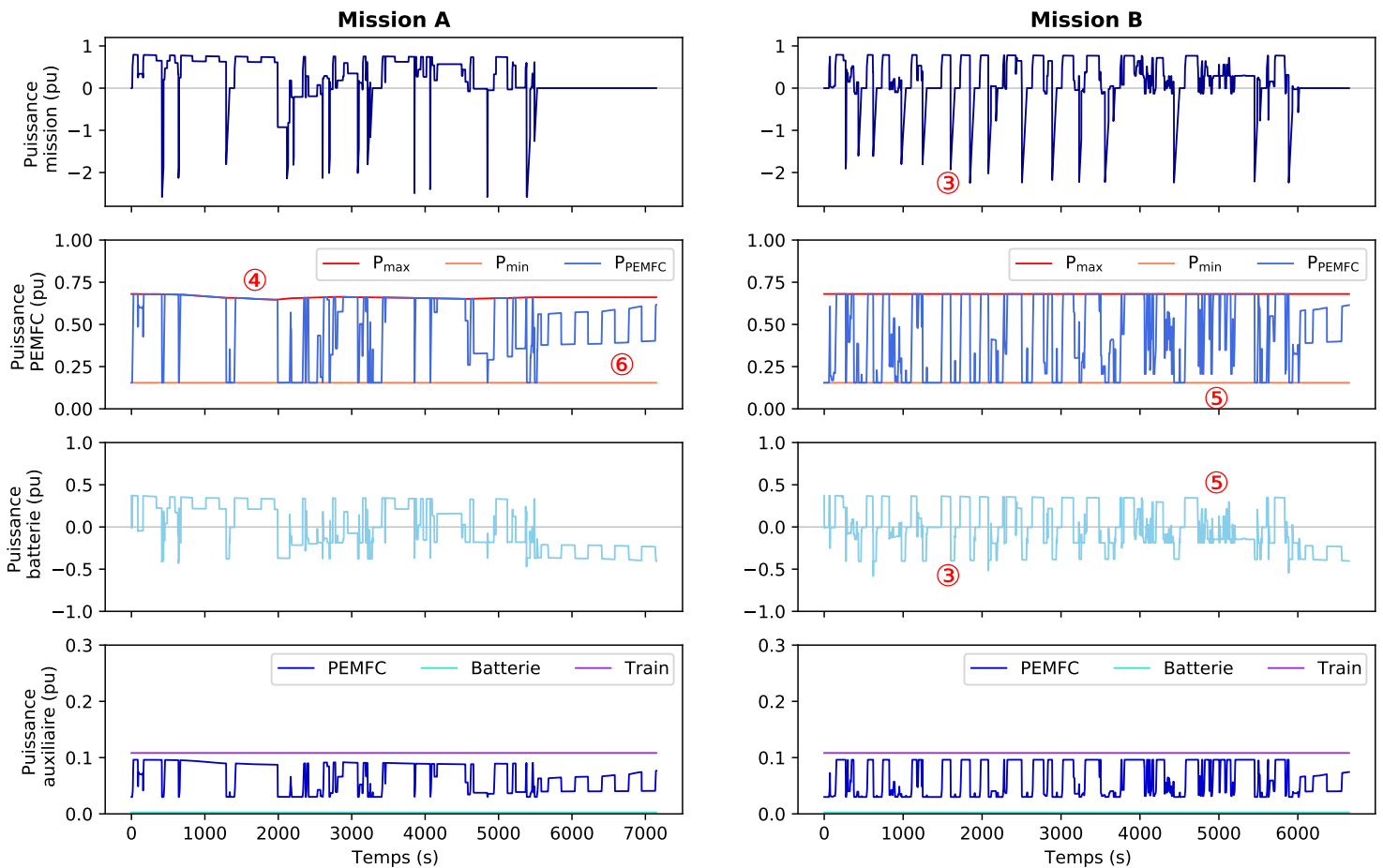


FIGURE 2.17 – Puissances fournies et consommées par les sources du train. De haut en bas : 1. Puissance électrique de la mission. 2. Puissance de la PEMFC. 3. Puissance de la batterie. 4. Puissance consommée par les auxiliaires.

2.5.3 Analyse des caractéristiques énergétiques

Des indicateurs, de ① à ⑥, ont été positionnés sur les figures 2.18, 2.17, et 2.18. Ils servent à illustrer, lorsque nécessaire, les analyses suivantes :

- Le dimensionnement considéré met en évidence l'impact de la limitation de puissance des sources sur la dynamique du train. Par exemple, au niveau de l'indicateur ①, la puissance appliquée est plus faible que la puissance requise et les deux sources opèrent à leur puissance maximale disponible. La vitesse du train ne peut pas atteindre la consigne déterminée par le module *Dynamique*. Cette limitation entraîne donc un retard qui se traduit par un décalage du profil de vitesse par rapport au temps. Sur la mission A, le train a atteint la dernière station 130 s plus tard que la référence. Sur la mission B, le retard accumulé par le train est de 40 s.

2.5 Estimation des performances d'un train sur deux cas d'usage

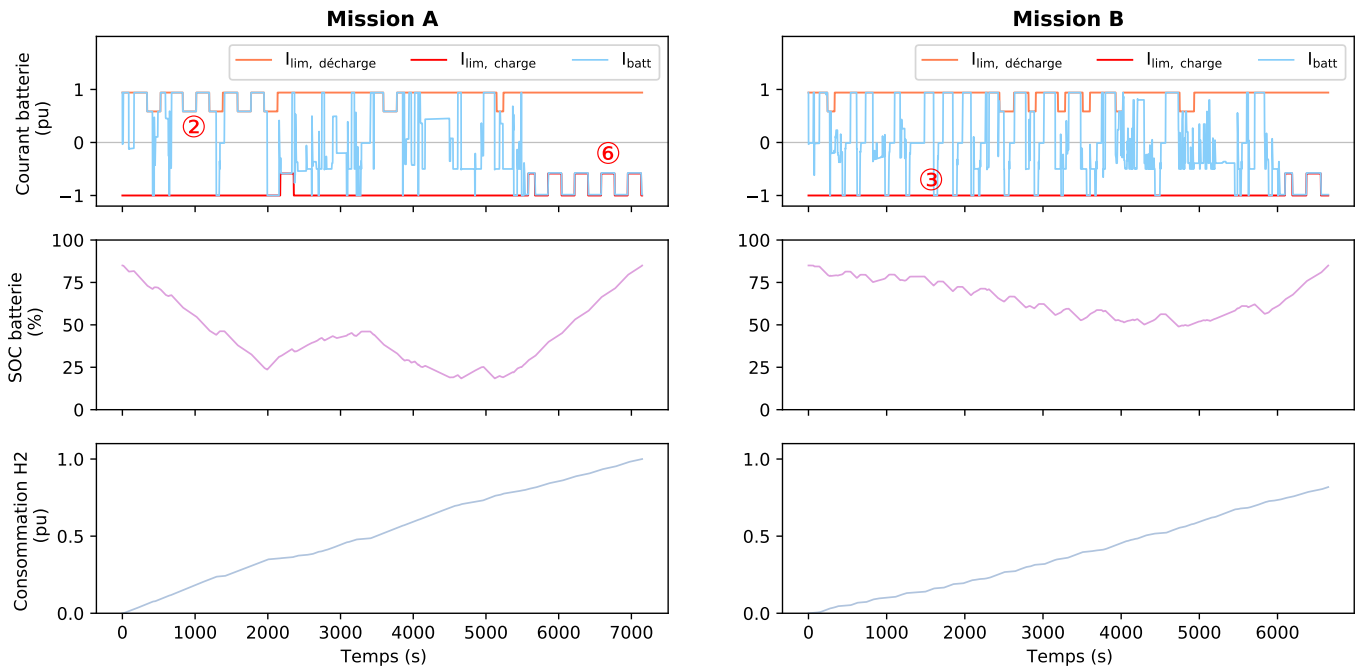


FIGURE 2.18 – De haut en bas : 1. profil de courant normalisé de la batterie. 2. Évolution du SOC de la batterie. 3. Évolution de la consommation d'hydrogène normalisée par la consommation maximale.

- La PEMFC et la batterie répondent à chaque instant au besoin de puissance des consommateurs : la traction et les auxiliaires. L'écart entre la somme des puissances fournies et la somme des puissances consommées est lié aux différentes pertes dans la chaîne de traction.
- Le BMS détermine les limitations de la batterie. Celles-ci sont prises en compte au niveau de l'EMS. On peut constater que ces limitations sont respectées et que la limitation de courant batterie est réduite lorsque les pics de courant ont une durée égale à celle préconisée par le fournisseur, comme par exemple en ②.
- La batterie ne peut pas récupérer tous les pics de freinage. L'excédent de puissance est alors dissipé dans le rhéostat. Par exemple au niveau de l'indicateur ③ la puissance de freinage est très importante. La batterie atteint alors sa limitation en charge ce qui impose de dissiper la puissance de freinage complémentaire.
- L'élévation d'altitude du train lors de la mission A entraîne une réduction de la puissance maximale de la PEMFC, comme le montre l'indicateur ④.
- Les limitations des variations de puissance de la PEMFC peuvent être illustrées par les pics de puissance de la batterie, comme en ⑤. En effet, la PEMFC ne peut pas répondre suffisamment rapidement au besoin de puissance, ce qui impose à la batterie de le compléter pendant des périodes brèves.
- A la dernière station, la batterie est rechargée par la PEMFC. Cette recharge est effectuée sous la puissance maximale de batterie, jusqu'à ce que son SOC atteigne sa valeur initiale. Ainsi, les

variations observables dans le profil de courant se justifient par l’alternance des régimes de pics avec les régimes de fonctionnement à courant nominal. Cette alternance est imposée par le BMS de la batterie. Cela est illustré par l’indicateur ⑥.

- La consommation des auxiliaires de la PEMFC est très élevée par rapport à celle des auxiliaires de la batterie. Cela est lié au dimensionnement proposé et à la batterie choisie. On peut noter que la puissance consommée par les auxiliaires de la PEMFC est d’autant plus importante que la puissance qu’elle fournit est élevée.

Enfin, les échanges d’énergie durant les missions peuvent être analysés. La figure 2.19 met en évidence l’équilibre des échanges énergétiques durant les missions. L’énergie fournie par la PEMFC se répartit entre celle consommée par la traction et les auxiliaires, et celle perdue dans les convertisseurs, le rhéostat ou dans la batterie. En effet, l’état de charge de la batterie étant identique en début et en fin de mission, son bilan énergétique est lié à ses pertes internes. Par ailleurs, l’énergie consommée par la traction est en partie compensée par l’énergie régénérée lors des freinages. Le dimensionnement de la batterie ne permet pas de récupérer l’intégralité de cette énergie, qui est donc en partie dissipée par le rhéostat. Ces pertes sont plus importantes sur la mission B, à cause des nombreuses phases de freinage.

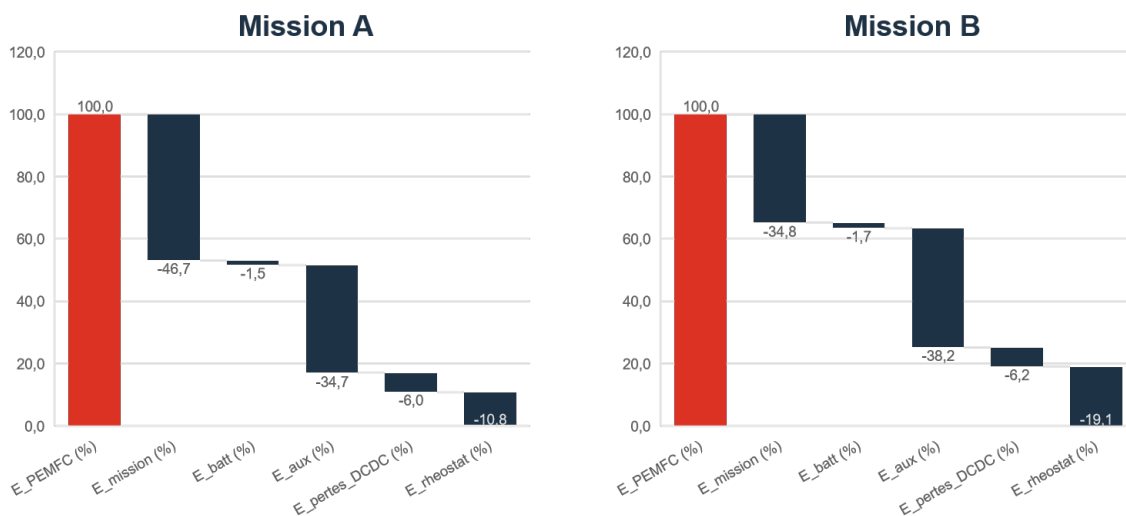


FIGURE 2.19 – Bilan énergétique sur la mission A et la mission B

Cette application a permis d’estimer les caractéristiques des sources du train ainsi que la consommation d’hydrogène. Elle permet également de conclure que le dimensionnement proposé n’est pas optimal, malgré le fait que le train puisse réaliser les deux missions. En effet, il entraîne des retards importants sur la mission A et dissipe une partie conséquente de l’énergie récupérée au freinage, en particulier pour la mission B. Cet outil développé a ainsi mis en évidence que les performances du train sont affectées par les limitations des sources. Il permet donc de comparer la pertinence des dimensionnements entre eux au regard des caractéristiques énergétiques des sources, de la consommation d’hydrogène et des performances dynamiques du train.

2.6 Conclusion

L'outil de dimensionnement présenté dans ce chapitre permet d'estimer les performances dynamiques du train réalisant une mission, en prenant en compte la puissance disponible des sources. Il détermine également les échanges énergétiques qui ont lieu entre les sources et les consommateurs d'énergie du train.

Pour ce faire, cet outil est composé de plusieurs modules. Le module *Architecture énergétique* a été développé afin de reproduire le comportement énergétique de chaque composant du train. Un modèle de la PEMFC et de la batterie ont été ainsi proposés à partir de ceux présentés dans la littérature. Ces modèles déterminent également la consommation des équipements auxiliaires de ces sources. De plus, les FCMS et BMS ont été modélisés afin d'estimer, à chaque instant, les puissances que peuvent fournir respectivement la PEMFC et la batterie.

Grâce à cet outil, il est possible de vérifier si un dimensionnement énergétique proposé permet au train de réaliser les différentes missions conformément au cahier des charges de l'exploitant. Il permet également de comparer les dimensionnements possibles par rapport à la quantité d'hydrogène consommée.

Cependant, d'autres critères sont à considérer lors du processus de dimensionnement énergétique du train. Parmi eux, la durée de vie des sources est l'un des critères principaux. Les caractéristiques énergétiques des sources sont également estimées par cet outil. Celles-ci sont nécessaires à l'étude de leur vieillissement qui sera présentée dans le chapitre suivant.

Chapitre 3

Vieillessement des sources

3.1 Introduction

L'estimation du vieillissement des cellules de PEMFC et de batterie lithium-ion est une problématique complexe car les mécanismes électrochimiques en jeu dépendent de nombreux facteurs qui agissent simultanément. Les études portant sur les modèles prédictifs de durée de vie de ces cellules sont ainsi nombreuses et variées, comme présentées dans la partie 1.5.4.2. L'objectif de ces modèles est d'estimer le vieillissement des cellules selon un scénario spécifique, composé de missions alternant avec des temps de repos.

Les enjeux de ces modèles sont multiples. Dans les applications industrielles, ils permettent de répondre aux objectifs suivants :

- Comparer différents dimensionnements énergétiques du train en prenant en compte le vieillissement des sources.
- Comparer les missions que doit réaliser le train par rapport à leur impact sur le vieillissement des sources.
- Adapter la stratégie de gestion de l'énergie entre les sources pour limiter leur vieillissement respectif.
- Estimer la durée de vie de chacune des sources pour améliorer l'évaluation du TCO du train.

Dans cette perspective, ce chapitre cherche à établir un modèle de vieillissement pour les PEMFC et pour les batteries lithium-ion. Ces modèles doivent logiquement être conformes aux données de vieillissement indiquées par les fournisseurs. Cependant, ces derniers ne partagent généralement que très peu d'informations. Par exemple dans le cas de la PEMFC, seul un taux de dégradation d'usage est indiqué, ce qui n'est pas suffisant pour construire un modèle de vieillissement pertinent. L'estimation du vieillissement doit donc également s'appuyer sur les comportements observés dans la littérature ou sur des expérimentations préalables réalisées en laboratoire. Enfin, le modèle de vieillissement des batteries doit être adapté à toutes les cellules référencées dans les différents projets ferroviaires de l'entreprise, et par conséquent, à différentes technologies. Il en est de même pour le modèle de vieillissement de la pile à hydrogène qui doit être transposable aux différents types de cellules de PEMFC.

Dans un premier temps, ce chapitre présente les modèles de vieillissement développés pour les PEMFC, puis pour les batteries lithium-ion. Deux cycles d'usage réels sont ensuite considérés. Sur le premier, le besoin de puissance est important pendant des périodes longues, à cause de l'élévation d'altitude. Sur le second, le train dessert 13 stations, le profil de puissance est ainsi caractérisé par des phases d'accélération et de freinage fréquentes. L'impact de ces missions sur le vieillissement des sources est alors estimé grâce aux modèles établis. De plus, les profils de courant des batteries sur ces deux missions ont été identifiés et appliqués expérimentalement à deux cellules lithium-ion identiques. La dernière section se focalise sur l'analyse des résultats des modèles et des essais.

3.2 Modèles de vieillissement

3.2.1 Modèle de vieillissement de la PEMFC

3.2.1.1 Hypothèses

Le modèle de vieillissement des PEMFC s'appuie sur plusieurs hypothèses simplificatrices.

- L'état de santé des PEMFC est déterminé à partir de la chute de tension identifiée à son point de fonctionnement nominal [116].
- Le critère de fin de vie considéré correspond à une perte de 10 % de tension [105].
- La chute de tension observée sur une mission peut se décomposer comme la somme des chutes de tension ayant pour origine les cycles de démarrage-arrêt, les variations de charge, les fonctionnements à faible courant, ceux à fort courant et les régimes galvanostatiques. Ces pertes de tension seront respectivement notées $\Delta V_{start-stops}$, ΔV_{dyn} , $\Delta V_{fort\ courant}$, et $\Delta V_{faible\ courant}$. Cette hypothèse s'appuie sur les études de superposition réalisées par Pei *et al.* [32] et Pessot *et al.* [100].
- Sur une mission, la chute de tension de la PEMFC est très faible. On considère que son modèle électrique et ses caractéristiques (tension à vide, résistance interne, *etc.*) ne sont pas impactés par cette perte de tension sur la durée du parcours.
- Le vieillissement calendaire des PEMFC est négligeable devant le vieillissement en utilisation pour l'application ferroviaire considérée. Cette hypothèse se base sur les rares études qui ont cherché à définir le vieillissement calendaire des PEMFC [117].

3.2.1.2 Modèle de dégradation

Les différentes approches pour modéliser le vieillissement des cellules a été présenté dans la partie 1.5.4.2. Celui considéré dans cette étude utilise une approche empirique. En effet, dans les applications industrielles, la composition des cellules n'est pas connue ce qui empêche d'utiliser une approche basée sur les lois électrochimiques. Par ailleurs, les retours d'expérience des trains à hydrogène ne sont pas suffisants pour établir des modèles d'apprentissage. La modélisation par approche empirique est donc un compromis qui permet de se baser sur les comportements présentés dans la littérature et les données du fournisseur, avec des connaissances restreintes sur les cellules.

3.2 Modèles de vieillissement

A partir des hypothèses précédemment formulées, l'équation 3.1 présente l'expression de la chute de tension globale ΔV sur une mission. Celle-ci correspond à la somme des dégradations élémentaires de chaque mode opératoire. Les parties suivantes détaillent l'expression de chacune de ces composantes.

$$\Delta V = \Delta V_{start-stops} + \Delta V_{dyn} + \Delta V_{fort\ courant} + \Delta V_{faible\ courant} + \Delta V_{galva} \quad (3.1)$$

On définit également la perte de durée de vie de la PEMFC, Δ_{PEMFC} . Celle-ci dépend du critère de fin de vie, qui est choisi à 10 % de la tension nominale, $V_{PEMFC, nom}$. Cette perte est déterminée grâce à l'équation 3.2 :

$$\Delta_{PEMFC} = \frac{\Delta V}{0,1 \cdot V_{PEMFC, nom}} \quad (3.2)$$

Cycles de démarrage-arrêt

Les cycles de démarrage-arrêt peuvent entraîner des dégradations considérables. Comme présenté dans la partie 1.2.5.4, de nombreux tests ont cherché à déterminer expérimentalement le taux de dégradation lié à ces cycles. L'écart-type des résultats obtenus est cependant très important [42]. Dans les applications ferroviaires, la technologie des cellules et les stratégies d'alimentation permettent de réduire considérablement les dégradations liées à ces cycles. Certains fournisseurs indiquent même que la PEMFC peut réaliser un nombre illimité de ces cycles sans impacter son vieillissement [118]. Cependant, ces déclarations ne sont pas en accord avec les considérations de l'état de l'art [119, 120]. Pour estimer le taux de dégradation de ces cycles, les tests expérimentaux d'un fournisseur sont pris comme référence. Ce dernier a présenté l'évolution de la tension des cellules au point de fonctionnement nominal en fonction du nombre de cycles de démarrage-arrêt réalisés, figure 3.1. Ces tests garantissent un taux de dégradation de moins de $36 \mu V/h/cell$, en réalisant 11 cycles de démarrage-arrêt par heure. Pour les cellules considérées, on prendra donc comme taux de dégradation $3,3 \mu V/cycle/cell$. Bien que ces tests datent de 2010, une telle estimation permet de s'appuyer sur des tests concrets. On notera $n_{start-stops}$ le nombre de cycles réalisés et $\mu_{start-stops}$ la dégradation engendrée par chaque cycle. L'équation 3.3 présente le calcul de la dégradation liée aux cycles de démarrage-arrêt.

$$\Delta V_{start-stops} = n_{start-stops} \cdot \mu_{start-stops} \quad (3.3)$$

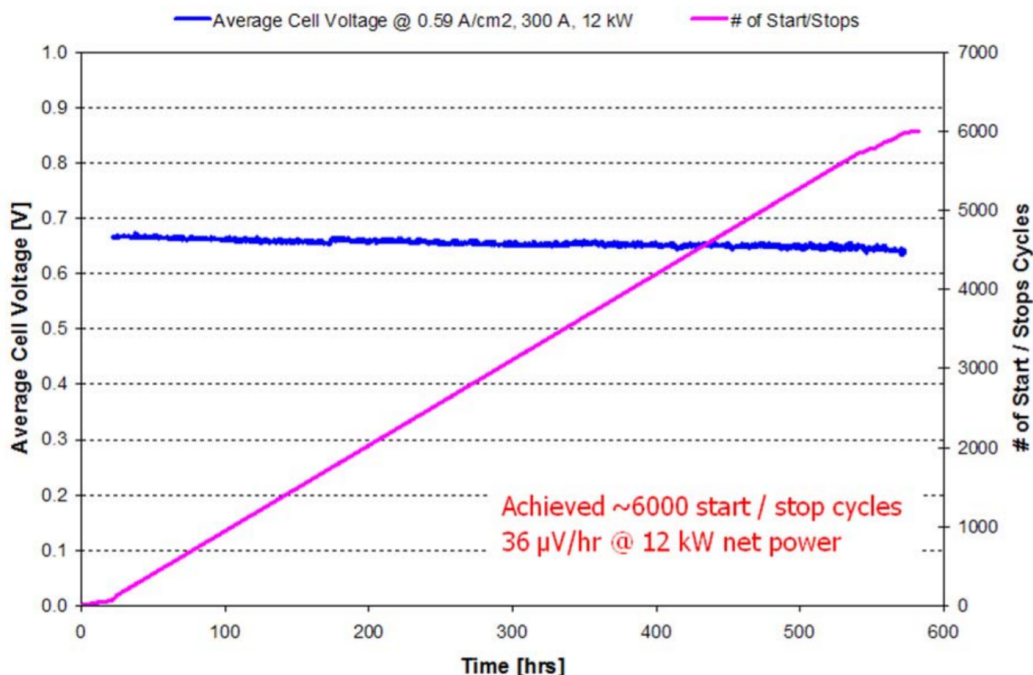


FIGURE 3.1 – Exemple de résultat de tests de démarrage-arrêt réalisés par un fournisseur de PEMFC [118]

Variations de charge

Les taux de dégradation liés aux régimes dynamiques présentés dans la littérature sont également très dispersés [42]. Cela est directement lié à la variabilité des conditions expérimentales, en particulier en termes de puissances extrémales atteintes, de vitesses de variation, de température, de pression des gaz réactifs, *etc.* Il est donc difficile de comparer les taux de dégradation obtenus dans la littérature suite à des sollicitations de variation de puissance. Dans les applications ferroviaires considérées, ces variations sont soigneusement contrôlées par le FCMS afin de limiter le vieillissement des cellules.

Au regard des valeurs présentées dans la littérature [34, 77, 36], la vitesse de dégradation d'origine dynamique, notée μ_{dyn} , est choisie égale à $0,3 \mu V / \Delta kW / cell$. Cette valeur est un compromis entre celles proposées dans la littérature tout en garantissant une durée de vie des sources cohérente avec les données des fournisseurs et des dégradation accélérées lorsque ces régimes d'opérations sont sollicités. ΔP_{PEMFC} correspond à la variation de puissance du système PEMFC.

La dégradation d'origine dynamique est déterminée au niveau de la cellule à partir de l'équation 3.4. n_{cells} correspond au nombre de cellules qui composent la PEMFC.

$$\Delta V_{dyn} = \frac{1}{1000} \sum \frac{1}{n_{cells}} \cdot \Delta P_{PEMFC} \cdot \mu_{dyn} \quad (3.4)$$

3.2 Modèles de vieillissement

Régimes constants

Les régimes constants correspondent aux régimes galvanostatiques, au fonctionnement à faible courant et à celui à fort courant. Dans les application hybrides, le fonctionnement de la PEMFC à faible et à fort courant est généralement évité. En effet, lors de ce mode d'opération, la consommation des auxiliaires est très importante par rapport à la puissance électrique fournie par la PEMFC. Les pertes internes sont également plus importantes que lors du fonctionnement en régime galvanostatique. Le rendement du système de la PEMFC est alors très faible. De plus, l'état de l'art s'accorde à dire que la durée de vie des cellules est fortement réduite lorsque ces régimes sont sollicités [36, 77].

Comme présenté dans l'état de l'art, en partie 1.2.5.6, les dégradations engendrées par ces régimes sont de l'ordre de $10 \mu V/h/cell$ [36, 77] pour le fonctionnement à faible courant et $11 \mu V/h/cell$ [36, 77] pour celui à fort courant. Ces régimes n'étant sollicités qu'exceptionnellement, ces taux de dégradation sont considérés constants sur les plages de puissance concernées. Les équations 3.5 et 3.6 présentent le calcul de la chute de tension ayant respectivement pour origine les fonctionnement à faible courant et à fort courant. On notera $\mu_{faible\ courant}$ et $\mu_{fort\ courant}$ les taux des dégradations associés à ces régimes.

$$\Delta V_{faible\ courant} = \int_{faible\ courant} \mu_{faible\ courant} dt \quad (3.5)$$

$$\Delta V_{fort\ courant} = \int_{fort\ courant} \mu_{fort\ courant} dt \quad (3.6)$$

Enfin, les dégradations galvanostatiques dépendent de la puissance fournie par la PEMFC. Plus la PEMFC opère à des puissances proches de la puissance nominale, plus le taux de dégradation est faible [76]. Depature *et al.* [76] ont proposé un modèle empirique des dégradations, validé expérimentalement. Ce modèle, présenté équation 3.7, permet de modéliser de manière simplifiée la chute de tension engendrée par le régime galvanostatique. μ_{galva} correspond au taux de dégradation obtenu lorsque la PEMFC opère à son point de fonctionnement nominal. Les investigations des expérimentations présentées dans la littérature et résumées dans la partie 1.2.5.6 ont permis d'estimer ce taux à $5 \mu V/h/cell$. Le coefficient α_i assure la continuité du modèle avec les taux de dégradation définis pour les régimes à faible et à fort courant. Ce coefficient vaut ainsi 1,69 si la puissance de la PEMFC, P_{PEMFC} , est inférieure à la puissance nominale, $P_{PEMFC, nom}$, et 30 sinon.

$$\Delta V_{galva} = \int_{galva} \frac{\mu_{galva}}{3600} \left(1 + \frac{\alpha_i}{P_{PEMFC, nom}^2} (P_{PEMFC, nom} - P_{PEMFC})^2 \right) dt \quad (3.7)$$

La figure 3.2 illustre le taux de dégradation considéré lorsque la PEMFC opère en régime constant sur toute sa plage de fonctionnement. Cependant, dans les applications de transport, le constructeur définit les limites d'utilisation de la PEMFC via le FCMS. Celles-ci sont également représentées sur cette figure.

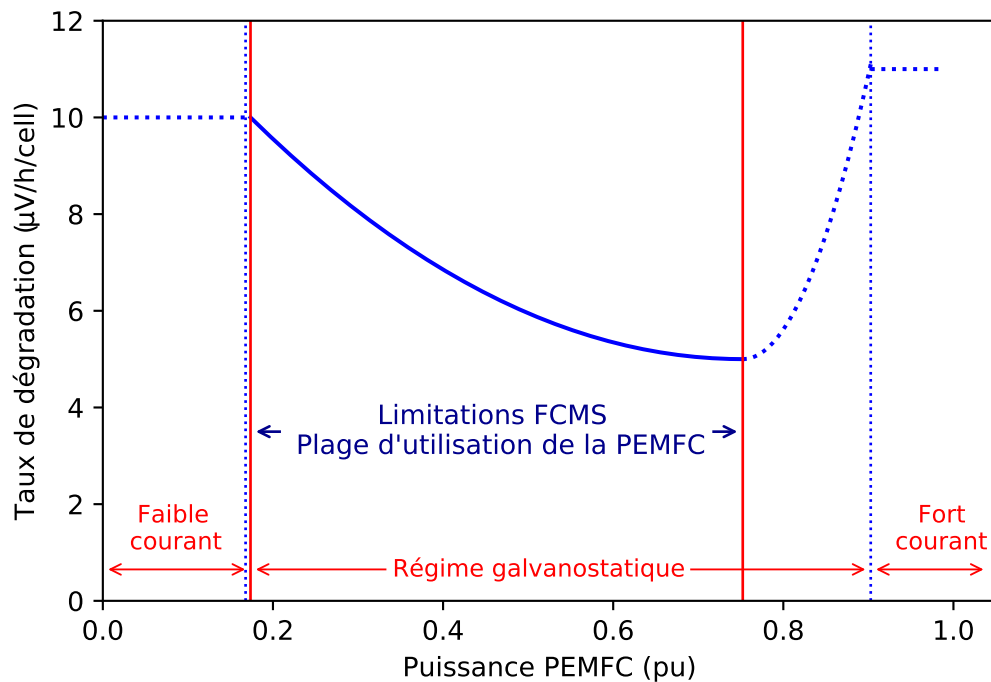


FIGURE 3.2 – Taux de dégradation considérés lors des régimes de fonctionnement à puissance constante

Bilan des taux de dégradation considérés

A partir de ces analyses, la table 3.1 résume les estimations des taux de dégradation considérés dans le modèle de vieillissement pour chaque sollicitation élémentaire. Pour le régime galvanostatique, le taux indiqué correspond au taux correspondant au point de fonctionnement nominal.

Mode opératoire	Nom	V_{loss}	Unité
Variations de charge	μ_{dyn}	0,3	$\mu\text{V}/\Delta\text{kW}/\text{cell}$
Cycle de démarrage-arrêt	$\mu_{start-stops}$	3,3	$\mu\text{V}/\text{cycle}/\text{cell}$
Faible courant	$\mu_{faible\ courant}$	10	$\mu\text{V}/\text{h}/\text{cell}$
Fort courant	$\mu_{fort\ courant}$	11	$\mu\text{V}/\text{h}/\text{cell}$
Galvanostatique	μ_{galva}	5	$\mu\text{V}/\text{h}/\text{cell}$

TABLE 3.1 – Taux de dégradation des PEMFC considérés pour l'application ferroviaire

Il est cependant pertinent de noter que les dégradations d'origine dynamique sont proportionnelles à l'amplitude de la variation de puissance. Ainsi, pour de très faibles variations, la dégradation obtenue est relativement faible. Dans le modèle réalisé, on choisit donc de fixer un seuil à 10 W/s/cell, au-dessus duquel le régime est considéré comme dynamique. En-deçà, il est associé à un fonctionnement galvanostatique. Ce seuil permet de s'assurer que le taux de dégradation lié au fonctionnement dynamique est systématiquement plus important que celui lié au fonctionnement galvanostatique.

Avantages et limitations du modèle de vieillissement des PEMFC

Le modèle de vieillissement établi présente l'avantage d'être facilement paramétrable avec très peu de données partagées par le fournisseur du système PEMFC. Ce modèle est également fidèle aux comportements présentés dans la littérature. Il est ainsi particulièrement adapté à la comparaison de différentes sollicitations entre elles par rapport à leur impact sur la durée de vie de la PEMFC.

Cependant, plusieurs aspects de ce modèle peuvent être améliorés. En effet, les conditions de pression, de température et d'humidité relative des réactifs ne sont pas prises en compte. Ces facteurs ne sont pas directement liés à la sollicitation électrique mais peuvent impacter considérablement le vieillissement.

D'autre part, les dégradations d'origine dynamique ne prennent pas en compte la vitesse des variations ni les puissances extrémales atteintes. Ces deux paramètres permettraient de préciser le taux de dégradation estimé.

Enfin, la plupart des paramètres sont issus d'estimations de la littérature. Cela entraîne nécessairement un biais car ces estimations sont liées à des cellules spécifiques et des tests de vieillissement différents. Des essais expérimentaux seraient ainsi pertinents pour estimer plus précisément les taux de vieillissement proposés.

3.2.2 Modèle de vieillissement des batteries lithium-ion

Le modèle de vieillissement des batteries lithium-ion se compose d'un modèle de vieillissement calendaire et d'un modèle de vieillissement en usage. Ces deux modèles sont supposés indépendants : les phases de cyclage n'impactent pas le vieillissement calendaire et réciproquement. Cette hypothèse simplificatrice est établie dans la plupart des modèles de vieillissement présentés dans la littérature [61, 60, 55]. Redondo-Iglesias *et al.* [121] ont cependant montré que des modèles couplant ces deux modes de vieillissement permettent d'obtenir des estimations plus précises.

Par ailleurs, le modèle de vieillissement des batteries développé se focalise uniquement sur la perte de capacité. On considérera que la fin de vie de la batterie correspond à une perte de 20 % de la capacité initiale [122].

Le SOH de la batterie se détermine ainsi par l'équation 3.8, avec α_{cal} et α_{cyc} les pertes de capacité ayant respectivement pour origine le calendaire et le cyclage.

$$SOH = 1 - \frac{(\alpha_{cal} + \alpha_{cyc})}{C_{batt, init}} \quad (3.8)$$

On définit également la perte de durée de vie de la batterie, Δ_{batt} . Celle-ci se décompose en celle liée à son usage, $\Delta_{batt, cyc}$, et celle ayant pour origine les phases de repos, $\Delta_{batt, cal}$. Elle se détermine à partir de l'équation 3.9.

$$\Delta_{batt} = \Delta_{batt, cyc} + \Delta_{batt, cal} = \frac{\alpha_{cal} + \alpha_{cyc}}{0,2 \cdot C_{batt}} \quad (3.9)$$

3.2.2.1 Vieillissement calendaire

Hypothèses

Pour établir un modèle de vieillissement calendaire, plusieurs hypothèses doivent être avancées. La plage de validité du modèle doit également être restreinte aux conditions de stockage possibles. Le modèle s'appuie donc sur les hypothèses suivantes :

- Le vieillissement calendaire ne dépend que de deux facteurs : la température et le SOC auquel la batterie est stockée.
- Pour l'application ferroviaire considérée, les durées de stockage sont suffisamment courtes pour négliger les phénomènes d'autodécharge. Le SOC de la batterie est considéré constant durant la période de stockage.
- Les batteries sont stockées à température ambiante. Il n'est donc pas nécessaire de considérer le stockage pour des températures supérieures à 45 °C et inférieures à -10 °C. On considère que dans les projets ferroviaires étudiés, les batteries ne sont jamais stockées au-delà de cet intervalle de températures.
- Les batteries sont stockées soit après recharge afin d'être opérationnelles si nécessaire, soit au niveau de charge atteint à la fin de la dernière mission. Dès lors, l'étude du vieillissement des batteries durant le stockage peut être limitée à la plage de SOC utile lors du cyclage. La plage de SOC considérée peut être réduite à l'intervalle [10 % ; 90 %].
- Selon les conditions de stockage, le vieillissement calendaire peut être extrêmement lent, voire quasiment nul. On considère un âge maximal que la batterie ne peut pas dépasser. Le modèle possède donc un seuil arbitraire, qui permet d'éviter d'atteindre des valeurs de durée de vie trop élevées. On fixe donc la durée de vie maximale de la batterie à 20 ans.
- Dans la plupart des modèles de vieillissement calendaire proposés dans la littérature, la perte de capacité dépend de la durée de stockage et est modélisée par une loi en t^α , avec α valant 0,5, 1 ou une valeur plus complexe à déterminer [96]. Ce coefficient peut être déterminé grâce à des essais de vieillissement calendaire de longue durée, lorsque la batterie n'est pas sollicitée durant plusieurs mois. Cependant, les applications ferroviaires sont caractérisées par une fréquence d'opération très élevée : environ douze heures de fonctionnement par jour et presque tous les jours de l'année. Les phases de vieillissement calendaire sont donc suffisamment courtes pour considérer que la perte de capacité de la batterie évolue linéairement fonction du temps. α sera donc pris égal à 1.

Modèle

Le modèle de vieillissement calendaire cherche à quantifier la perte de capacité obtenue après un certain temps de repos. Redondo-Iglesias *et al.* [123] ont proposé un modèle basé sur la loi d'Eyring qui permet de modéliser l'impact de plusieurs facteurs sur la cinétique chimique. L'équation 3.10 présente l'évolution de la perte de la capacité, notée $\alpha_{cal}(t)$, en fonction du temps t en mois, de la température T en K et du SOC en %.

$$\alpha_{cal}(SOC, T, t) = A \cdot e^{\left(\frac{E_a}{k \cdot T} + B \cdot (100 - SOC) + C \cdot \frac{(100 - SOC)}{T}\right)} \cdot t \quad (3.10)$$

3.2 Modèles de vieillissement

Avec A , B et C des constantes à déterminer en fonction du modèle et E_a l'énergie d'activation de la batterie. Cette grandeur quantifie la vitesse de réaction en fonction de la température et dépend de la technologie considérée. k est la constante de Boltzmann et vaut $8,6 \cdot 10^{-5} \text{ eV/K}$.

Identification des paramètres du modèle

Le modèle de vieillissement présente quatre paramètres qui doivent être identifiés : E_a , A , B et C . Ces paramètres sont propres à la technologie de la batterie. La connaissance du vieillissement indiqué dans quatre conditions de stockage à température et SOC différents est alors suffisante pour paramétrer ce modèle. Pour chacune de ces conditions, on notera α_i le taux de vieillissement, t_i , T_i et SOC_i les conditions de stockage associées, avec i allant de 1 à 4.

Pour résoudre le système de quatre équations à quatre inconnues, le système doit être linéarisé. La fonction logarithme permet ainsi de déterminer une relation linéaire entre le vieillissement calendaire annuel, le SOC et la température, équation 3.11.

$$\ln(\alpha(SOC, T, t)) - \ln(t) = \ln(A) - \frac{E_a}{k \cdot T} + B \cdot (100 - SOC) + C \cdot \frac{(100 - SOC)}{T} \quad (3.11)$$

Enfin, la formulation matricielle, présentée équation 3.12, est particulièrement adaptée pour résoudre ce système et pour identifier les paramètres E_a , $\ln(A)$, B et C .

$$\ln \begin{pmatrix} \alpha_1 \\ \alpha_2 \\ \alpha_3 \\ \alpha_4 \end{pmatrix} - \ln \begin{pmatrix} t_1 \\ t_2 \\ t_3 \\ t_4 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1/k \cdot T_1 & (100 - SOC_1) & (100 - SOC_1)/T_1 \\ 1 & 1/k \cdot T_2 & (100 - SOC_2) & (100 - SOC_2)/T_2 \\ 1 & 1/k \cdot T_3 & (100 - SOC_3) & (100 - SOC_3)/T_3 \\ 1 & 1/k \cdot T_4 & (100 - SOC_4) & (100 - SOC_4)/T_4 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \ln(A) \\ E_a \\ B \\ C \end{pmatrix} \quad (3.12)$$

Mathématiquement, ce système possède une solution si la matrice est diagonalisable. C'est pourquoi, trois des quatre couples (T_i, SOC_i) doivent avoir une température ou un SOC différent.

3.2.2.2 Vieillessement en cyclage

Hypothèses

Le modèle de vieillissement en cyclage s'appuie sur les hypothèses suivantes :

- Le vieillissement en cyclage a quatre origines : la profondeur de décharge (DOD), le régime de charge (C-rate), la température (T) et le SOC-moyen (mid-SOC).
- L'utilisation des batteries dans le secteur du ferroviaire nécessite la mise en place d'un système de refroidissement efficace, qui permet de limiter l'évolution de sa température. Pour les applications envisagées, on considère que les températures d'utilisation des cellules sont constantes et n'excèdent pas 45 °C. Les températures des cellules considérées se situent entre 20 °C et 45 °C.
- Le modèle développé se focalise sur les cycles opérés par la batterie. On considère que les vieillissements entre cycles sont indépendants. Par exemple, en considérant 2 cycles A et B, on considère que le vieillissement engendré par le cycle A suivi du B est le même que le vieillissement du cycle B suivi du A.
- On considère également que le vieillissement engendré par un cycle est identique quel que soit l'état de santé de la batterie. Cette hypothèse revient à linéariser les dégradations sur toute la durée de vie de la batterie.
- Pour les applications ferroviaires, les fournisseurs restreignent les régimes de charge autorisés pour éviter un vieillissement accéléré des batteries. L'étude du C-rate sur le vieillissement est limitée au C-rate maximal préconisé par le fournisseur.
- La perte de capacité des batteries lithium-ion sur une mission est considérée négligeable et n'impacte pas son modèle comportemental.

Approche générale du modèle

Dans les applications industrielles, les informations relatives au vieillissement des cellules ne sont généralement pas divulguées par les fournisseurs. Ces derniers peuvent cependant partager une courbe dite de Wöhler, qui représente le nombre de cycles charge/décharge que la batterie peut réaliser en fonction du DOD. L'estimation du vieillissement à partir de cette courbe s'intègre aux méthodes de fatigue.

Cette approche est particulièrement adaptée pour les applications industrielles car la connaissance de la cellule n'est pas nécessaire. Elle impose de différencier la sollicitation globale de la batterie en cycles élémentaires. L'impact du DOD sur le vieillissement de la cellule est estimé directement à partir de cette courbe. La figure 3.3 représente un exemple de courbes de Wöhler qui peuvent être indiquées par un fournisseur, en l'occurrence PowerTech [124].

A partir cette courbe et dans des conditions bien de définies de température, C-rate et mid-SOC, il est possible de déterminer l'impact d'un cycle i de DOD fixé sur la batterie.

$$\alpha_{cyc, i}(DOD_i) = \frac{1}{N_{cycles-max}(DOD_i)} \quad (3.13)$$

$N_{cycles-max}(DOD_i)$ correspond au nombre de fois qu'un cycle d'amplitude DOD_i peut être répété

3.2 Modèles de vieillissement

avant d'atteindre le critère de fin de vie de la batterie. Cette valeur est déterminée à partir de la courbe de Wöhler. Ainsi, le vieillissement global α_{cyc} de la batterie est déterminé en additionnant les pertes élémentaires de chaque cycle, équation 3.14.

$$\alpha_{cyc} = \sum_i \alpha_{cyc, i}(DOD_i) \quad (3.14)$$

Le critère de fin de vie de la batterie est atteint lorsque α_{cyc} vaut 1. Dans les cas où cette courbe n'est pas fournie par le fournisseur de la cellule, elle peut être établie à partir de trois estimations du vieillissement à DOD différents, indiquées à température, C-Rate et mid-SOC identiques. Xu *et al.* [125] ont proposé d'utiliser l'équation 3.15 pour approximer l'allure de la courbe de Wöhler.

$$N_{cycles-max}(DOD) = \frac{1}{(\beta_1 \cdot DOD^{\beta_2} + \beta_3)} \quad (3.15)$$

β_1 , β_2 et β_3 sont les inconnues à identifier à partir des trois équations.

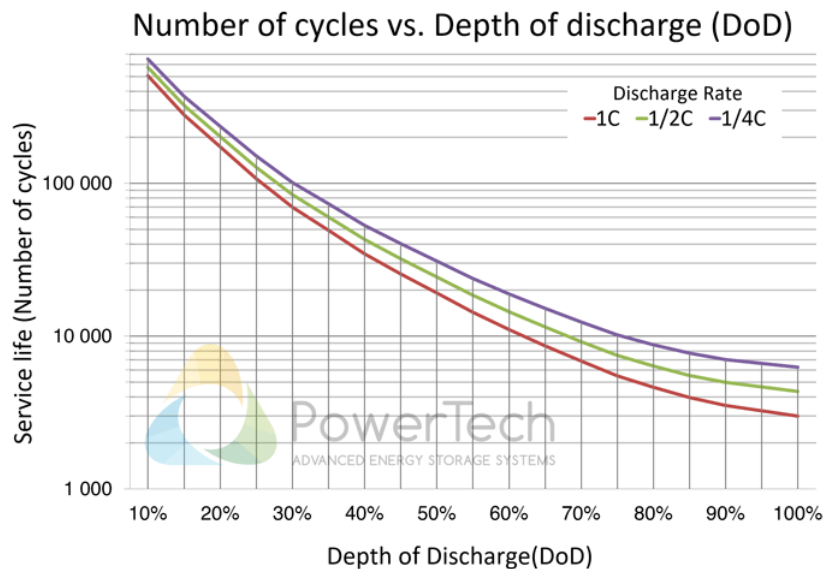


FIGURE 3.3 – Exemple d'une courbe de Wöhler pour des cellules LFP à 3 C-rates différents [124]

Méthode de comptage des cycles sur une mission réelle

Au cours d'une mission, l'énergie échangée par la batterie entraîne des variations de l'état de charge. Les phases de charge et de décharge sont asymétriques et irrégulières. Une méthode de comptage est donc nécessaire pour identifier les cycles qui ont lieu durant la mission.

L'algorithme de comptage par *rainflow* est particulièrement pertinent pour une telle application. Cet algorithme distingue les charges des décharges et identifie des demi-cycles en favorisant les plus profonds. Il associe ainsi par paires maxima et minima, partant des maxima les plus élevés et des minima les plus faibles. L'annexe C présente plus en détail cette méthode de comptage, et l'applique sur un exemple concret.

Pondération de l'impact du DOD par des facteurs de vieillissement

L'approche par courbe de Wöhler ne prend pas en considération l'impact de la température, du C-rate ni du mid-SOC dans l'estimation de la perte de capacité. Un tel modèle n'est donc pas suffisamment précis pour caractériser le vieillissement des cellules. Xu *et al.* [125] ont proposé de pondérer l'impact d'un cycle par plusieurs facteurs.

L'impact de chaque cycle peut être pondéré suivant trois coefficients : k_T la pondération en température, k_{SOC} celle en mid-SOC et k_{Crate} celle en C-rate. L'équation 3.16 représente le calcul de la perte de capacité intégrant ces coefficients. Ces derniers sont définis à partir des équations 3.17, 3.18 et 3.20 :

$$\alpha_{cyc, i}(DOD_i) = \frac{k_T(T) \cdot k_{SOC}(SOC_i) \cdot k_{Crate}(Crate_i)}{N_{cycles-max}(DOD_i)} \quad (3.16)$$

$$k_T(T) = \gamma_1 \cdot e^{K_1 \cdot (T - T_{ref}) \cdot \frac{T}{T_{ref}}} \quad (3.17)$$

$$k_{SOC}(SOC) = \gamma_2 \cdot e^{K_2 \cdot (SOC_i - SOC_{ref})^2} \quad (3.18)$$

T_{ref} correspond à la température de référence, SOC_{ref} est le mid-SOC de référence autour duquel la dégradation est la plus faible. Ces paramètres correspondent aux conditions nominales d'utilisation préconisées par le fournisseur. Les coefficients γ_1 et γ_2 ont été ajoutés aux équations proposées par Xu *et al.* [125]. Ils permettent d'obtenir les coefficients pondérateurs k_T et k_{SOC} égaux à 1 dans le cas où les conditions de cyclage sont identiques à celles de la courbe de Wöhler. K_1 et K_2 sont les paramètres d'ajustement et doivent être définis pour chaque cellule. Avec une telle modélisation, les cycles à température élevée, à mid-SOC haut ou à mid-SOC faible sont pénalisés, ce qui est conforme à l'état de l'art présenté en partie 1.4.6.3. L'impact des températures faibles n'est pas pris en considération dans le modèle comme spécifié dans les hypothèses établies.

Enfin, le C-rate d'un cycle n'est pas constant lors d'une mission réelle. Chaque cycle est donc décomposé en intervalles, sur lesquels sont déterminés le C-rate moyen ainsi que la proportion du cycle qu'ils représentent, notée $k_{\%,j}$. La figure 3.4 illustre ce découpage en intervalles en indiquant leurs C-rate moyens et la proportion du cycle qu'ils représentent.

Sur un intervalle j , on peut déterminer le coefficient pondérateur du C-rate par la formule 3.19.

$$k_{Crate}(Crate_j) = \gamma_3 \cdot e^{K_3(Crate_j - Crate_{ref})} \quad (3.19)$$

$Crate_{ref}$ correspond au régime de charge de référence, pris au régime nominal indiqué par le fournisseur. K_3 correspond au paramètre d'ajustement, il permet d'obtenir k_{Crate} dans les conditions d'établissement de la courbe de Wöhler. Avec une telle modélisation, l'impact des C-rate élevés est plus important que celui des faibles, ce qui est conforme à l'état de l'art présenté dans la partie 1.4.6.3 et l'allure des courbes présentées figure 3.3. Le facteur de pondération lié au C-rate sur le cycle i est

3.2 Modèles de vieillissement

ensuite déterminé en moyennant les facteurs de pondération de chaque intervalle, équation 3.20.

$$k_{Crate}(Crate_i) = \gamma_3 \cdot \sum_j e^{K_3 \cdot (Crate_j - Crate_{ref})} \cdot k_{\%_0, j} \quad (3.20)$$

La dégradation totale de la batterie résulte ainsi du cumul des dégradations élémentaires causées par chaque cycle, équation 3.21.

$$\alpha_{cyc} = \sum_i \frac{\gamma_1 \cdot e^{K_1 \cdot (T - T_{ref}) \cdot \frac{T}{T_{ref}}} \cdot \gamma_2 \cdot e^{K_2 \cdot (SOC_i - SOC_{ref})^2} \cdot \gamma_3 \cdot (\sum_j e^{K_3 \cdot (Crate_j - Crate_{ref})} \cdot k_{\%_0, j})}{N_{cycles-max}(DOD_i)} \quad (3.21)$$

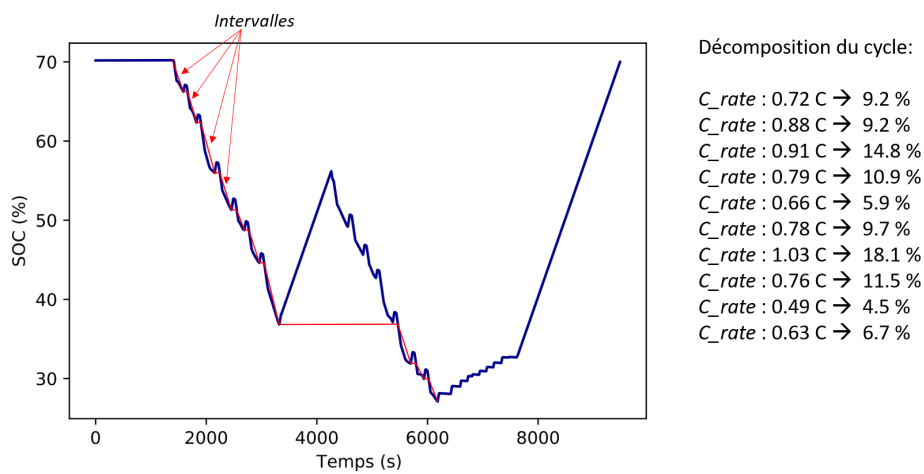


FIGURE 3.4 – Décomposition d'un demi-cycle en intervalles

3.2.2.3 Paramétrage et vérification du modèle avec les données fournisseur

Batteries considérées

Dans la partie 2.4.5, trois cellules adaptées aux applications hybrides ont été présentées. Le tableau 3.2 présente les données de vieillissement indiquées par les fournisseurs.

Batterie	Technologie	Données calendaires	Données en cyclage
$Batt_A$	NMC	<ul style="list-style-type: none"> • Vieillessement annuel de référence pour 4 couples (Température, SOC) • 22 estimations du vieillessement sous différentes conditions de stockage 	<ul style="list-style-type: none"> • Courbe de Wöhler • Impact de la température en fonction du nombre de cycles • Estimation du vieillessement sur 5 profils envoyés par l'entreprise
$Batt_B$	NMC-LFP-LTO	x	<ul style="list-style-type: none"> • Courbe de Wöhler partielle
$Batt_C$	LTO	<ul style="list-style-type: none"> • 4 courbes expérimentales 	<ul style="list-style-type: none"> • 6 courbes expérimentales à 2 températures, 2 DOD et 2 C-rate différents • Le nombre de cycle pour une valeur de DOD

TABLE 3.2 – Données fournisseur sur le vieillessement des batteries étudiées

Modèle de vieillessement calendaire

Le fournisseur de la batterie $Batt_A$ a partagé suffisamment de données pour paramétrer le modèle de vieillessement calendaire. Ce modèle peut être ensuite vérifié avec les nombreuses estimations proposées pour différentes conditions de stockage.

Dans un premier temps, les quatre données de référence sont utilisées pour déterminer la surface de réponse qui représente le vieillessement annuel en fonction du SOC et de la température grâce à l'équation 3.12.

Une fois le modèle paramétré, les estimations du constructeur sur divers scénarios peuvent être comparées aux prédictions du modèle. Comme la température de stockage évolue en fonction du temps de repos, plusieurs informations sont nécessaires :

- Le SOC auquel la batterie est stockée.
- La température initiale de la batterie, atteinte à la fin de la mission précédant le repos.
- La température ambiante, vers laquelle va tendre la température de la batterie.
- Le temps nécessaire pour que la température de la cellule converge vers la température ambiante.
- Le temps de repos à température ambiante.

Le protocole suivant est mis en œuvre pour déterminer le vieillessement calendaire :

1. La courbe en température est approximée par une fonction du premier ordre. Cette évolution est modélisée comme la réponse à un échelon unitaire, équation 3.22. τ est déterminé par rapport au temps de réponse du système, T_{amb} comme la température ambiante et $T_{batt,init}$ comme la température de la cellule à l'instant initial.

$$T_{batt} = T_{amb} + (T_{batt,init} - T_{amb}) \cdot e^{-t/\tau} \quad (3.22)$$

2. L'évolution de la température est discrétisée et remplacée par une fonction en escaliers à intervalles de temps réguliers.

3.2 Modèles de vieillissement

3. La dégradation engendrée est calculée sur chaque intervalle de temps. Le vieillissement calendaire est calculé comme la somme des vieillissements sur les segments considérés.

La figure 3.5 illustre ce protocole utilisé. Pour l'application ferroviaire considérée, ce vieillissement est déterminé par jour durant les heures de repos du train. Le vieillissement calendaire annuel est ensuite obtenu par proportionnalité.

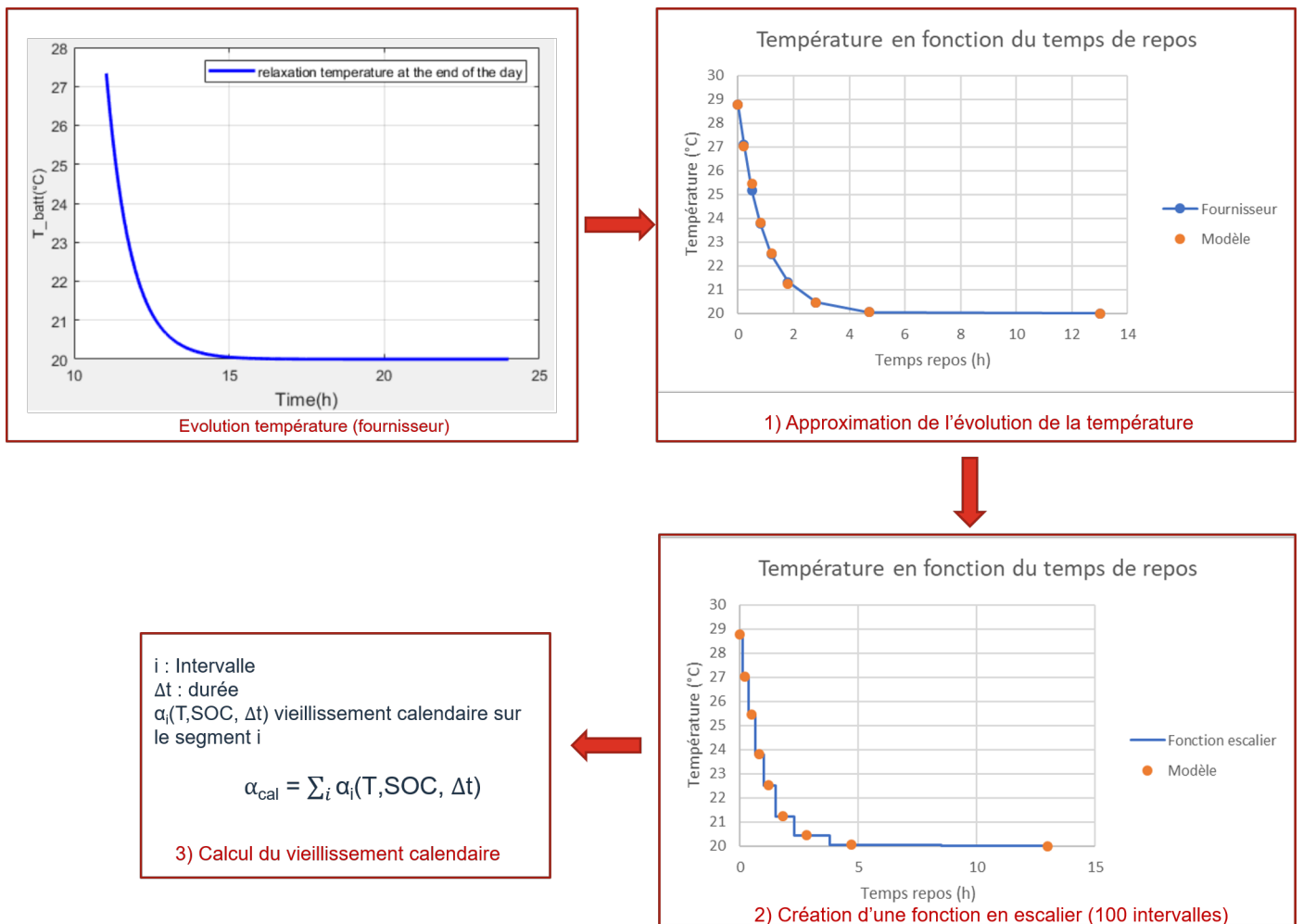


FIGURE 3.5 – Étapes pour déterminer l'impact de la température sur le vieillissement calendaire

Les estimations du modèle ont ainsi pu être comparées avec les données partagées par le fournisseur pour la batterie $Batt_A$. La figure 3.6 présente les écarts obtenus en fonction des conditions de stockage. La température indiquée correspond à la température initiale de stockage.

La plupart des écarts sont très faibles, inférieurs à 5 %. Cependant, on peut noter que deux estimations sont très éloignées des données fournisseur. Ces écarts sont difficiles à justifier : les conditions de stockage sont très similaires à d'autres données partagées par les fournisseurs et pourtant, les vieillissements indiqués sont très différents. Ces valeurs seraient donc sûrement surestimées par le fournisseur. Sans ces deux points, l'erreur moyenne est calculée à 1,1 %.

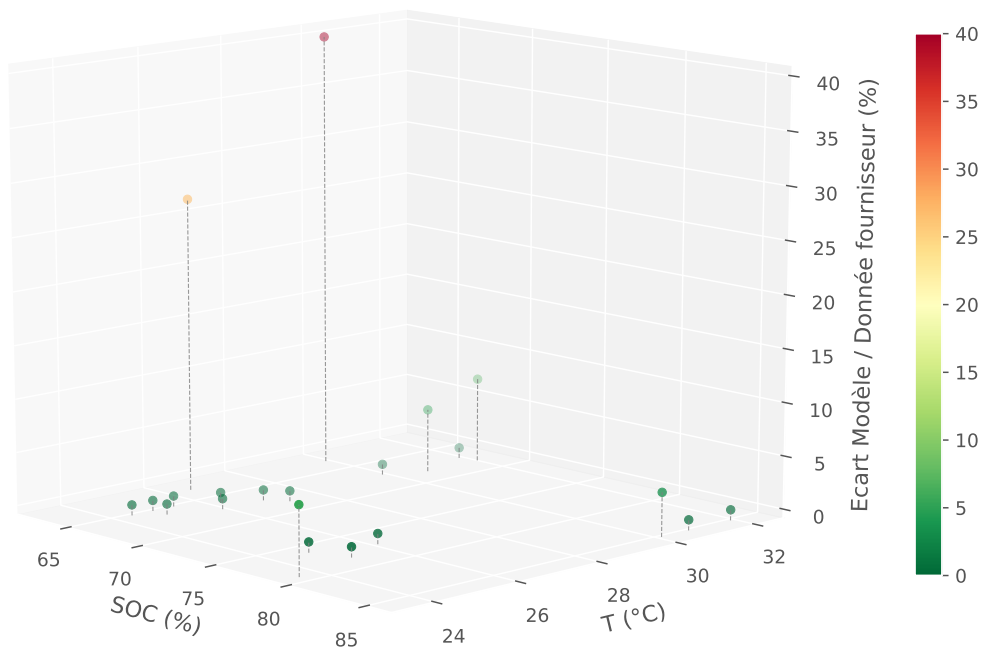


FIGURE 3.6 – Écarts entre les estimations du modèle et les données partagées par le constructeur, en fonction des conditions de stockage

Cependant, on peut souligner que les plages de SOC et de températures considérées sont étroites. Il serait donc pertinent de valider ce modèle avec des données s'étalant sur une plage plus large. Enfin, il est important de spécifier que les résultats sont fournis avec deux, voire un seul chiffre significatif. Les résultats obtenus par le modèle sont ainsi arrondis pour obtenir le même nombre de chiffres significatifs. La faible erreur obtenue est également liée au degré d'incertitude important autour des valeurs indiquées par le fournisseur.

Pour la batterie $Batt_C$, les courbes expérimentales permettent de paramétrer le modèle mais ne suffisent pas pour le vérifier. La figure 3.7 présente les deux surfaces de réponse du vieillissement calendaire des batteries $Batt_A$ et $Batt_C$. Ces courbes ont été normalisées par rapport à la dégradation maximum atteinte. Il est intéressant de constater que le taux de dégradation est d'autant plus important que la température et le SOC sont élevés. A conditions de stockage identiques, la batterie $Batt_C$, de technologie LTO, présente un taux de dégradation bien plus faible que la $Batt_A$, de technologie NMC. Ces observations sont conformes à l'état de l'art.

3.2 Modèles de vieillissement

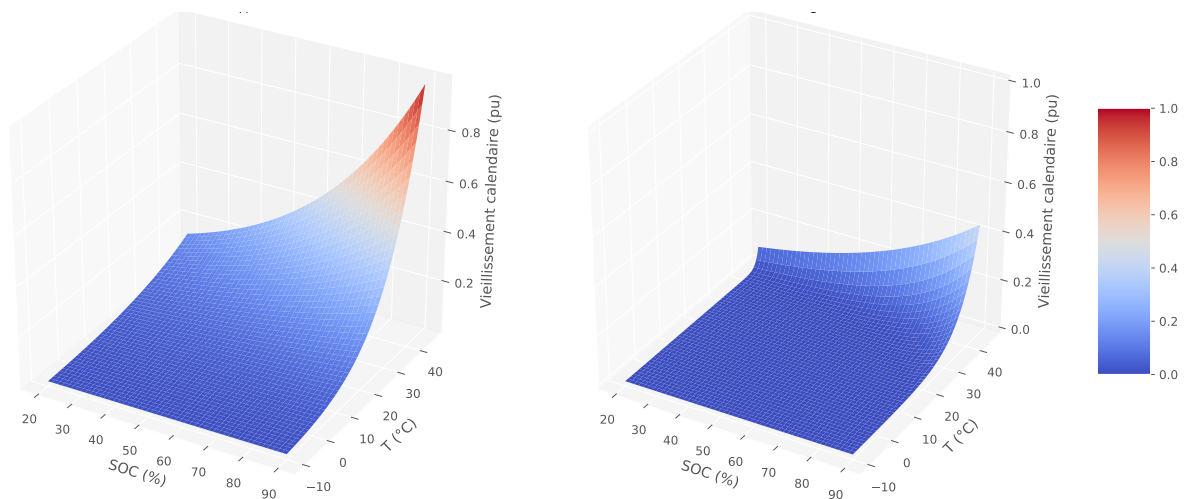


FIGURE 3.7 – Surface de réponse normalisée du vieillissement calendaire, $Batt_A$ à gauche, $Batt_C$ à droite

Modèle de vieillissement en cyclage

Pour la batterie $Batt_A$, la courbe de Wöhler ainsi que cinq estimations du vieillissement ont été partagées par le fournisseur. À partir de cette courbe et du comptage de *rainflow*, le vieillissement a ainsi pu être estimé sur ces profils. La détermination des DOD a été réalisée sur des batteries en début de vie. La table 3.3 présente les écarts obtenus entre les données fournisseur et les estimations du modèle.

Mission	DOD_{max} (%)	Durée (min)	Écart (%)
Mission 1	50	62	2,0
Mission 2	55	65	0,8
Mission 3	56,3	64	1,0
Mission 4	60	66	1,3
Mission 5	78	66	1,6

TABLE 3.3 – Écarts entre les estimations du modèle et les données fournisseur sur des missions réelles, pour la batterie $Batt_A$

Ces faibles écarts obtenus indiquent que la méthode de calcul développée est conforme à celle utilisée par le fournisseur. Pour les batteries $Batt_B$ et $Batt_C$, les données partagées ne sont pas suffisantes pour établir la courbe de Wöhler sur toute la plage de DOD utilisée. Cependant, l'équation 3.15 permet d'extrapoler la courbe fournie par le fournisseur de la batterie $Batt_B$ et d'estimer celle de la batterie $Batt_C$. La figure 3.8 présente l'allure des courbes de Wöhler des trois batteries. Il est également intéressant de comparer la quantité d'énergie qui peut être échangée par les batteries durant toute leur durée de vie. Cette caractéristique notée $E_{batt, lifetime}$ est obtenue par l'équation 3.23 et illustrée en figure 3.8. Pour permettre la comparaison, les capacités des cellules sont considérées identiques.

$$E_{batt, lifetime} = 2.DOD.E_{batt}.N_{cycles-max}(DOD) \quad (3.23)$$

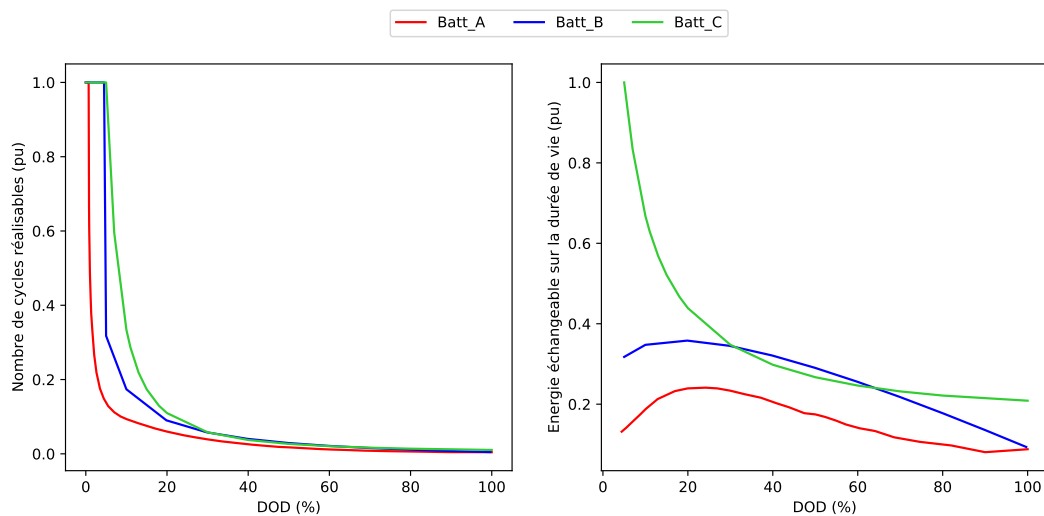


FIGURE 3.8 – A gauche : comparaison des courbes de Wöhler normalisées des batteries étudiées. A droite : comparaison de la quantité d'énergie que les batteries peuvent échanger durant toute leur durée de vie, en fonction du DOD

Cette figure suscite plusieurs remarques :

- La courbe de Wöhler de la batterie *Batt_C*, de technologie LTO, est située au-dessus de celle de la batterie *Batt_A*, de technologie NMC. Cela est en accord avec la littérature, les batteries LTO étant caractérisées par une meilleure robustesse au cyclage. La batterie *Batt_B* de technologie NMC-LFP-LTO, présente un compromis entre les deux technologies. Sa courbe de Wöhler se situe logiquement entre les deux autres courbes.
- Si l'on considère l'énergie que les cellules peuvent échanger durant toute leur durée de vie, figure de droite, on peut constater que, pour les batteries *Batt_A* et *Batt_B*, il existe un optimum situé autour de 20 % de DOD. Pour la batterie *Batt_C*, ce maximum se situe à faible DOD. Plus son DOD est faible, plus la quantité d'énergie échangeable par la cellule sera importante.
- Sur les bas DOD (inférieurs à 30 %) ainsi que sur les hauts DOD (supérieurs à 70 %), la batterie *Batt_C* peut échanger bien plus d'énergie durant toute sa durée de vie que les deux autres. Sur cette même figure, on peut également noter que les courbes de la batterie *Batt_B* et *Batt_C* sont très proches pour les cycles de DOD compris entre 30 % et 70 %. Sur cette plage, la quantité d'énergie que peuvent fournir ces deux batteries sur toute leur durée de vie est donc quasiment identique.
- Pour ces trois batteries lithium-ion, le cyclage des cellules à hauts DOD entraîne une réduction considérable de l'énergie échangeable par rapport aux bas SOC. Celle-ci est alors divisée par trois voire par quatre.

Pour améliorer la précision de ce modèle, les coefficients pondérateurs doivent être déterminés. Ces derniers peuvent être identifiés dans la littérature, à partir de tests réalisés sur des batteries de même technologie. La table 3.4 présente des exemples de coefficients qui peuvent être déterminés à partir de la littérature.

3.2 Modèles de vieillissement

Batterie	T_{ref} (°C)	K_1	$Crat_{ref}$ (C)	K_1	SOC_{ref} (%)	k_{SOC}	Source
$Batt_A$	25	0,035	0,5	0,4	15	0,0002	[126, 127, 96]
$Batt_B$	25	0,035	2	0,2	30	0,0003	
$Batt_C$	25	0,03	3	0,1	50	0,0001	[128, 129, 130]

TABLE 3.4 – Estimation des coefficients pondérateurs à partir des tests réalisés dans la littérature

Il est important de souligner que l’erreur autour de ces coefficients peut être importante. Cette table propose cependant un ordre de grandeur cohérent qui permet de comparer les différentes batteries considérées. Pour la batterie $Batt_C$ en LTO, très peu de tests expérimentaux ont été présentés dans la littérature [129]. Cependant pour cette technologie, l’impact du mid-SOC sur la dégradation de la cellule est beaucoup plus faible que pour les autres technologies. En effet, les tensions extrémales des cellules sont beaucoup plus proches lorsque l’anode est en LTO que lorsqu’elle est en graphite. Les variations de mid-SOC entraînent donc de faibles variations de tension. Le coefficient de mid-SOC de cette batterie est donc proposé à une valeur plus faible que celle de la batterie $Batt_A$.

Enfin, la batterie $Batt_B$ est trop spécifique et n’est pas étudiée dans la littérature à notre connaissance. Les coefficients pondérateurs sont donc interpolés à partir des deux autres cellules. De par sa composition chimique, on considère que la tenue au cyclage de cette batterie est meilleure que la batterie $Batt_A$ en NMC/graphite, tout en étant plus limitée que la batterie $Batt_C$ en LTO. Cette hypothèse se justifie à partir de la courbe de Wöhler estimée et des limitations d’utilisation imposées par le fournisseur.

3.2.2.4 Avantages et limitations du modèle de vieillissement de batteries

Ce modèle de vieillissement présente plusieurs avantages :

- Il se base sur les données partagées par les fournisseurs de batteries.
- Il est facilement paramétrable et nécessite peu de données. Quatre estimations du vieillissement sont nécessaires pour paramétrer le modèle de vieillissement calendaire. Pour le modèle de vieillissement en cyclage, il suffit d’avoir une courbe de Wöhler ainsi que trois estimations du vieillissement à température, DOD et mid-SOC différents.
- Le comportement du modèle est fidèle à ce qui est observé dans la littérature. Il est alors possible d’estimer les paramètres manquants à partir d’études déjà réalisées pour obtenir une allure cohérente et un ordre de grandeur des vitesses de dégradation.
- L’implantation du modèle est simple et nécessite peu de ressources informatiques.

Cependant, plusieurs aspects de ce modèle peuvent être améliorés :

- Les différents facteurs impactant le vieillissement des cellules sont considérés indépendamment les uns des autres. Le vieillissement calendaire est également décorrélé du vieillissement en cyclage. Cette hypothèse simplificatrice nécessiterait cependant des investigations complémentaires car les phénomènes électrochimiques en jeu résultent de la combinaison des différents facteurs.
- L’état de santé n’est pas pris en compte dans le modèle de vieillissement.
- Les phases de charge et de décharge ne sont pas distinguées dans le calcul du vieillissement.

- La température des cellules est considérée constante durant toute la mission.
- Les régimes de courant sont moyennés par intervalles. Les pics de courant, courts, ne sont donc pas considérés.
- Les courbes de Wöhler ne permettent pas de définir l’impact des micro-cycles sur le vieillissement des batteries.

3.3 Estimation du vieillissement des sources et caractérisations expérimentales sur des cycles d’usage

Dans la partie 2.5, deux cycles d’usage ont été présentés. L’outil de dimensionnement a alors permis d’estimer les caractéristiques énergétiques de la PEMFC et de la batterie sur ces deux missions. Grâce à ces caractéristiques et aux modèles de vieillissement précédemment établis, la durée de vie des sources peut alors être déterminée.

C’est pourquoi, dans un premier temps, le vieillissement est estimé sur les deux sources du train considérées : la pile $PEMFC_A$ et la batterie $Batt_A$. L’estimation de la durée de vie des PEMFC se base sur son profil de puissance. Celle de la durée de vie des batteries s’appuie sur le profil de SOC, de courant et de température. A partir des critères de fin de vie considérés, il a été possible de déduire le nombre d’heures de fonctionnement de chacune de ces sources. Ces résultats obtenus sont cependant liés au dimensionnement proposé.

Dans un second temps, nous avons souhaité appliquer expérimentalement le profil de courant de lié au parcours de ces deux cycles d’usage sur des batteries lithium-ion. Ces essais ont pour objectif de comparer l’impact de ces deux missions sur les cellules. La batterie étudiée pour ces essais a donc été modélisée. De nouvelles simulations ont été réalisées en remplaçant le modèle des cellules de la batterie $Batt_A$ par celui des cellules dédiées aux essais. Cela a ainsi permis d’identifier le profil de courant à appliquer expérimentalement.

3.3.1 Caractéristiques des missions

Les deux missions considérées correspondent aux missions A et B introduites dans la partie 2.5. Ces deux missions présentent des caractéristiques pertinentes pour l’étude du vieillissement de sources. En effet, la mission A est caractérisée par une élévation d’altitude importante qui s’étale sur les 1800 premières secondes. Le besoin de puissance est ainsi important pour les deux sources. Par ailleurs, le train ne dessert que deux stations intermédiaires sur cette mission. Les freinages sont donc peu fréquents et peu intenses, ce qui limite les phases de recharge de la batterie. La PEMFC opère ainsi fréquemment à sa puissance maximale tandis que la batterie est contrainte de se décharger fortement.

Sur la mission B, le train dessert 12 stations intermédiaires. Cela entraîne des phases d’accélération et de freinage fréquentes. Le besoin de puissance résultant impose ainsi à la PEMFC des régimes dynamiques fréquents. Pour la batterie, les besoins de puissance liés aux phases d’accélération sont en partie compensés par la puissance récupérée lors des phases de freinage. Celle-ci subit donc de nombreux cycles de charge/décharge de profondeurs limitées.

3.3 Estimation du vieillissement des sources et caractérisations expérimentales sur des cycles d'usage

3.3.2 Estimation du vieillissement des sources

3.3.2.1 Estimation du vieillissement de la PEMFC

A partir des profils de puissance et du modèle de vieillissement présenté en partie 3.2.1, il est possible d'estimer la chute de tension de la PEMFC pour ces deux missions. Cette perte peut être décomposée en dégradations d'origine galvanostatique, dynamique et liées au cycle de démarrage-arrêt. La figure 3.9 identifie les taux de dégradation estimés à partir du profil de puissance de la PEMFC sur les deux missions.

Le régime galvanostatique n'est considéré que lors des phases d'opération à régime constant. Lors des phases de variations de puissance, les dégradations dynamiques sont calculées et sont représentées sous forme de pics de dégradations proportionnels à la variation de puissance subie par la PEMFC.

Enfin, l'EMS implantée impose une limitation à la PEMFC pour éviter qu'elle ne s'arrête. Cette dernière ne réalise ainsi qu'un seul cycle de démarrage-arrêt, quelle que soit la mission. La dégradation associée est comptabilisée en début de cycle.

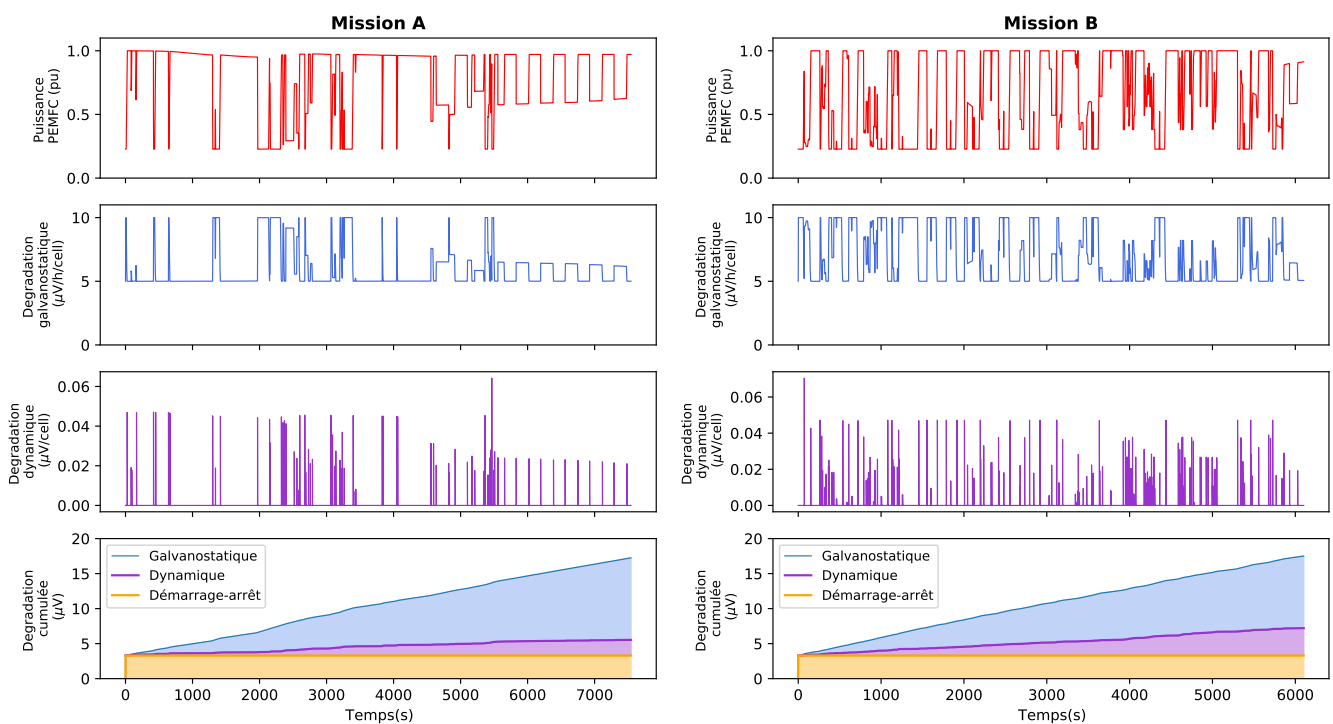


FIGURE 3.9 – Détermination du vieillissement de la PEMFC sur les missions A et B et identification de ses origines

3.3.2.2 Estimation du vieillissement de la batterie

De même, la perte de capacité des batteries lithium-ion a pu être estimée sur les missions A et B à partir du modèle présenté dans la partie 3.2.2. Sur la figure 3.10, les cycles de DOD sont déterminés par comptage de *rainflow*. Afin d'être conforme à la méthode de calcul du fournisseur, ces DOD sont

calculés à partir du profil de SOE. La contribution de chaque facteur de vieillissement est identifiée grâce aux différents coefficients de pondération. Par manque d'information sur le comportement thermique des cellules, leur température est considérée constante et majorée à 32 °C pour la mission A et 25,1 °C pour la mission B. Ces valeurs sont issues des caractérisations expérimentales sur des cellules de technologie similaire. Elles correspondent au maximum de température atteint par les cellules en début de vie lorsque les profils de courant des missions A et B sont appliqués. Ces tests seront présentés dans la partie 3.3.3.

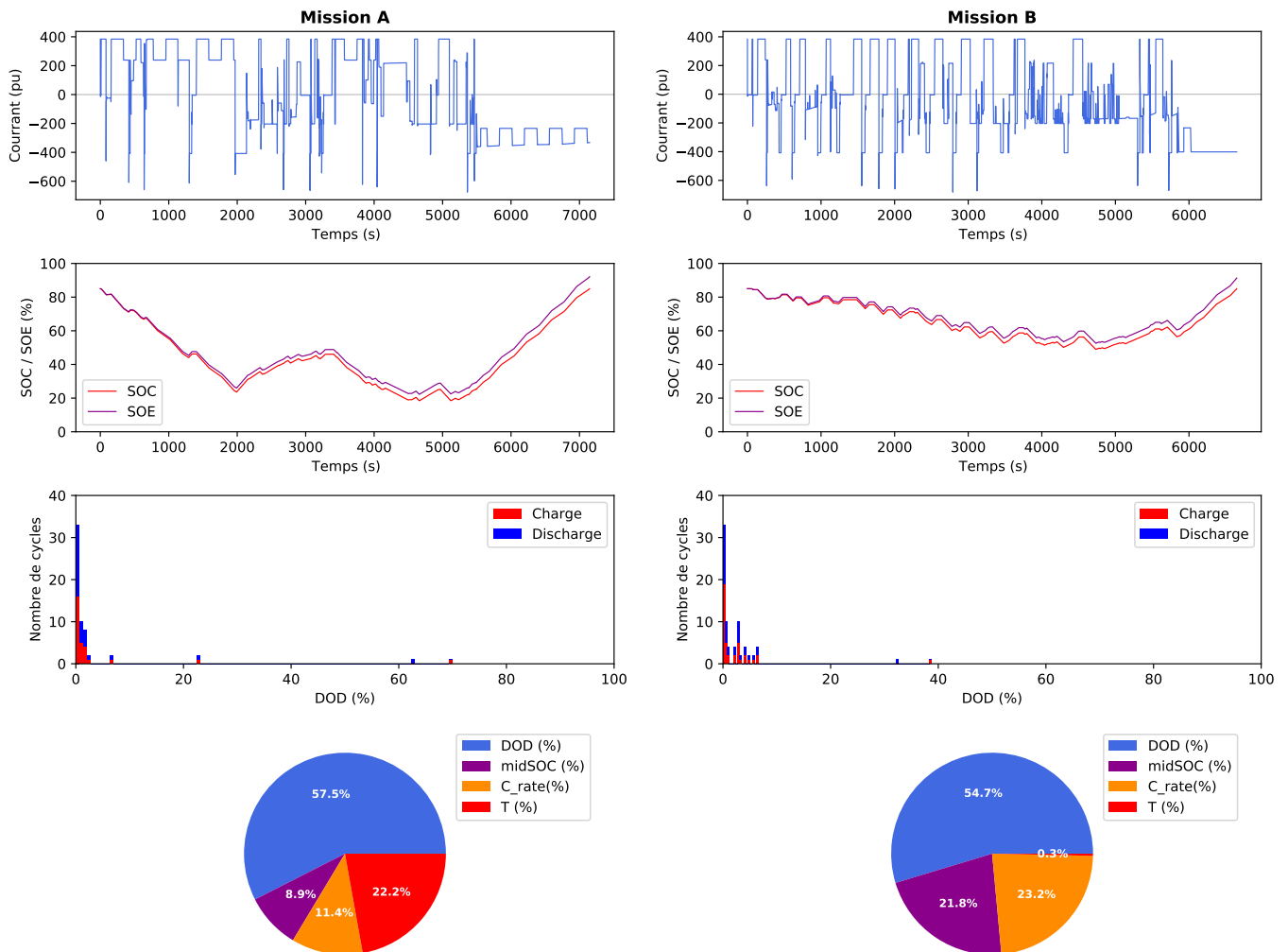


FIGURE 3.10 – Détermination du vieillissement de la batterie sur les missions A et B et identification de ses origines

3.3.2.3 Résultats

A partir de ces simulations, la table 3.5 présente le bilan du vieillissement de la PEMFC et de la batterie sur les deux missions. Ce vieillissement est présenté en % et correspond au pourcentage de perte de capacité pour la batterie et au pourcentage de perte de tension de la PEMFC. La durée de vie des sources est ensuite calculée à partir de leur critère de fin de vie.

3.3 Estimation du vieillissement des sources et caractérisations expérimentales sur des cycles d'usage

	PEMFC	Batterie
Mission A		
Vieillessement des sources (%)	0,0025	0,0010
Vieillessement par heure d'opération (%/h)	0,0012	0,00052
Durée de vie estimée (h)	8500	9697
Mission B		
Vieillessement des sources (%)	0,0025	0,00086
Vieillessement par heure d'opération (%/h)	0,0015	0,00046
Durée de vie estimée (h)	6780	10720

TABLE 3.5 – Estimation de la durée de vie des sources sur les missions A et B à partir des modèles de vieillissement

3.3.3 Caractérisations expérimentales du vieillissement de cellules de batteries

3.3.3.1 Objectifs des essais expérimentaux

Des expérimentations ont été menées afin de mettre en évidence le vieillissement de deux cellules de batteries lithium-ion. Celles-ci sont soumises à un profil de courant, différent pour chacune d'elles, et répété de manière identique durant toute la durée des essais. Ces deux profils sont déterminés à partir des missions A et B étudiées précédemment. Ces essais expérimentaux ont ainsi pour objectifs de comparer l'impact de ces deux missions sur le vieillissement de cellules et de chercher à comprendre les phénomènes sous-jacents.

3.3.3.2 Choix des cellules

Pour choisir les cellules à tester, le cahier des charge d'un exploitant a été examiné. Il est composé de 33 missions que le train doit réaliser dans des conditions spécifiques. Ce projet ferroviaire sera présenté dans la partie 5.4.

Un dimensionnement de la PEMFC a été proposé et les besoins énergétiques de la batterie ont été étudiés sur ces différentes missions. Les caractéristiques de la batterie en termes d'énergie spécifique et de densité volumique d'énergie ont alors été définies.

Par ailleurs, la technologie de batterie NMC/graphite est régulièrement considérée dans les applications ferroviaires et véhicules électriques et hybrides, comme présenté en partie 1.4.1. La batterie $Batt_A$ en est un exemple et est utilisée comme référence dans le choix des cellules à considérer. Quant au format, la plupart des cellules considérées dans les applications ferroviaires sont au format poche ou prismatique.

Enfin, les courants extrema du banc de test ajoutent également des restrictions sur le choix des cellules pour fournir les courants nominaux des cellules, en charge et en décharge.

En considérant tous ces critères, des cellules poches de 26 Ah et de technologie NMC/graphite ont été choisies.

La table 3.6 présente leurs caractéristiques, la figure 3.11 est une photo des deux cellules étudiées.

Caractéristique	Valeur
Technologie	NMC/graphite
Format	poche
Capacité nominale	26 Ah
Energie nominale	95 Wh
Résistance interne (1 kHz)	1,6 mΩ
Energie spécifique	249 Wh/kg
Densité d'énergie volumique	573 Wh/m ³
Tension maximale	4,2 V
Tension minimale	2,7 V
Régime de charge nominale	1 C
Régime de décharge nominale	2 C

TABLE 3.6 – Données fournisseur des cellules



FIGURE 3.11 – Photo des cellules

Les fournisseurs indiquent également une durée de vie de 3000 cycles pour 70 % de capacité restante, dans les conditions suivantes : 90 % de DOD, 25 °C, régimes de charge de 1 C et régime de décharge de 1 C. Pour la suite, on utilisera cellule 1 et cellule 2 pour distinguer ces deux cellules.

3.3.3.3 Montage expérimental

Pour solliciter les batteries selon le profil souhaité, le système nécessite une source qui puisse imposer le profil de courant considéré. Cette source doit donc être réversible en courant et dissiper la puissance de décharge de la batterie dans une résistance adaptée. De même, un ensemble de capteurs de température, de courant et de tension doivent être mis en place. Nous avons donc utilisé le support CHROMA, 17020 Battery Pack Tester. Ce dispositif permet de générer des profils de courant souhaités de - 50 à + 50 A sur 8 voies indépendantes. Il permet également de mesurer avec précision les caractéristiques des cellules (3 mV en tension, 5 mA en courant). La fréquence d'acquisition maximale est de 80 points par seconde. Ce dispositif de test est fourni avec un logiciel spécifique qui permet de programmer les profils souhaités et de récupérer les données mesurées par les capteurs du banc.

Les phases de caractérisation des cellules doivent être réalisées à des températures précises. Les cellules sont ainsi placées dans une enceinte thermique qui permet de contrôler la température ambiante. La figure 3.12 présente ce montage expérimental. En dehors de ces phases de caractérisation, les cellules sont cyclées à température ambiante et un ventilateur est installé pour dissiper la puissance thermique générée.

3.3.3.4 Protocole de caractérisation des cellules

Tous les mois, ces cellules sont soumises à une phase de caractérisation qui permet de suivre l'évolution de leur capacité, de leur résistance interne et de leur caractéristique d'OCV. Cette phase nécessite de définir une procédure rigoureuse, appelée RPT (*Reference Performance Test*), qui définit les étapes et les paramètres utilisés pour caractériser les cellules.

3.3 Estimation du vieillissement des sources et caractérisations expérimentales sur des cycles d'usage

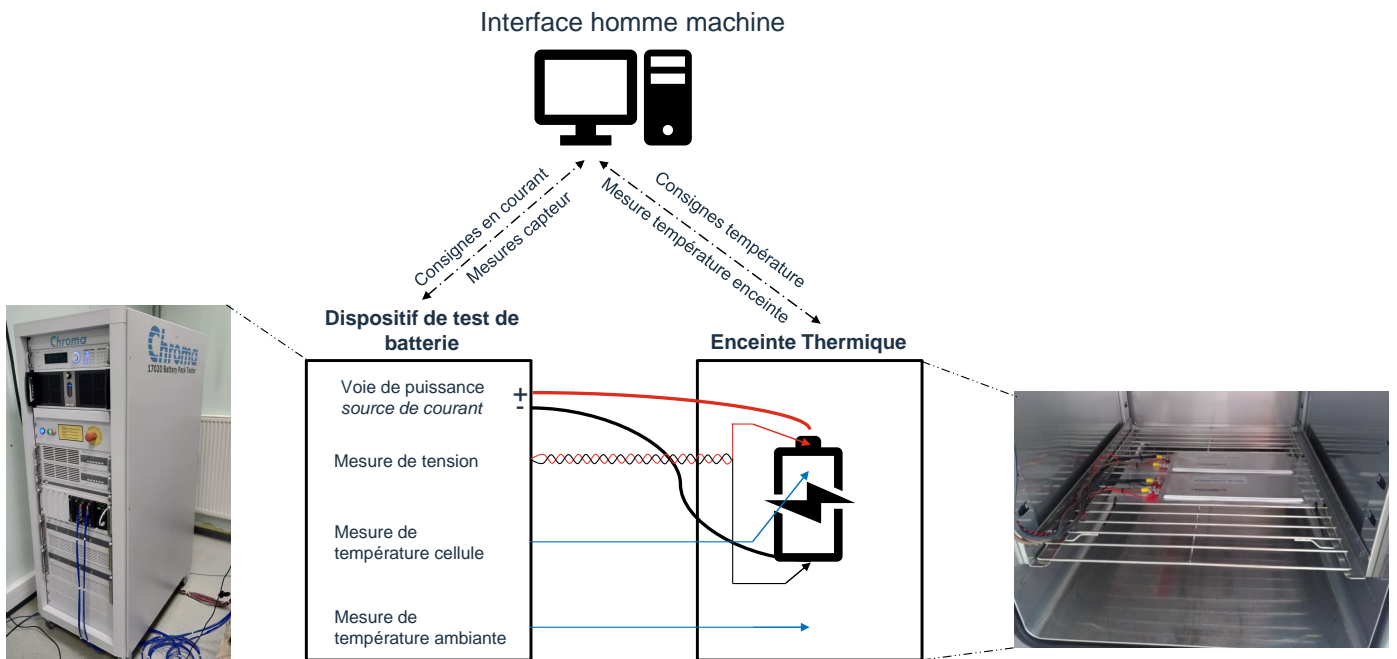


FIGURE 3.12 – Schéma du montage expérimental

Par ailleurs, lors des périodes de repos qui suivent les phases de charge ou de décharge, la tension de la batterie évolue. Ce phénomène est lié aux inerties électrochimique et thermodynamique de la cellule. La durée durant laquelle la tension de la batterie évolue est appelée le temps de relaxation. Le RPT doit ainsi prendre en considération des temps de transition entre chaque étape pour permettre la relaxation des cellules.

Dans la littérature, certaines normes sont utilisées pour établir le RPT. Mulder *et al.* [131] ont d'ailleurs synthétisé les standards des protocoles de caractérisation. Cependant, il n'existe pas de consensus sur le RPT à utiliser et les études présentant des essais de vieillissement sur des batteries lithium-ion définissent tous leur propre RPT [132]. En effet, les protocoles normalisés peuvent être chronophages, impacter le vieillissement des cellules et nécessiter des équipements spécifiques.

A partir de ces standards, de leur analyse [133], et d'une investigation des protocoles présentés dans la littérature [132], deux protocoles de caractérisation ont été définis.

- Un protocole court, réalisé tous les mois, qui permet d'évaluer les propriétés des cellules à la température de référence de 25 °C. Cette caractérisation rapide permet de limiter la durée d'interruption des essais. Le RPT est composé d'un test de capacité, d'un test de résistance interne et d'un test d'OCV. Pour le test de capacité, les cellules sont déchargées trois fois à C/5 et la dernière décharge définit la valeur de la capacité. Pour le test de résistance interne, le protocole HPPC (*Hybrid Power Pulse Characterisation*) est utilisé. La résistance est définie en étudiant les variations de tension de la cellule lorsque celle-ci est soumise à des paliers de courant.

La figure 3.13 présente les différents paliers de courant utilisés et les temps de repos imposés entre chaque. Cette série de paliers est réalisée aux niveaux de SOC suivant : 80 %, 50 % et 20 %. Enfin, le test d'OCV est déterminé en moyennant la caractéristique tension/capacité obtenue à C/25 en charge et en décharge.

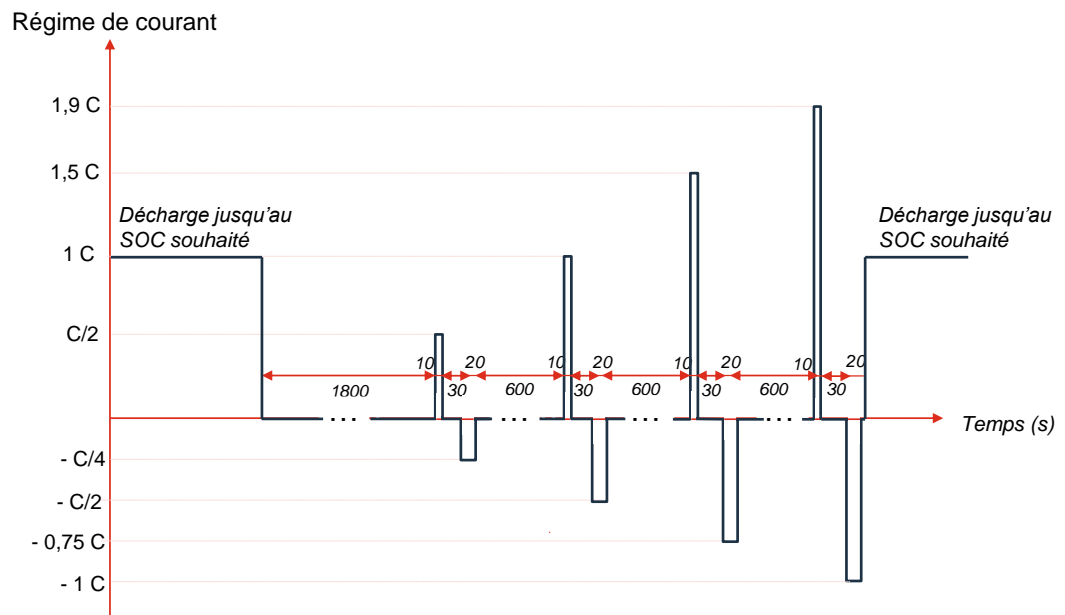


FIGURE 3.13 – Protocole HPPC pour déterminer les valeurs de la résistance interne à SOC fixé

- Un protocole détaillé, plus long et complet, a été réalisé seulement au début et à la fin des essais. Dans ce RPT, la capacité est déterminée à différents régimes de décharge. La décharge à C/5 est suivie de décharges à C/2, 1 C et 2 C. La capacité est également déterminée en charge à C/10, C/5, C/2 et 1 C. Le protocole de test de la résistance interne est similaire à celui utilisé dans le RPT court. Il détermine la valeur de la résistance à trois niveaux de SOC supplémentaires : 90 %, 65 % et 35 %. Ensuite, la détermination de la caractéristique OCV est réalisée de même manière que pour le RPT court.

Pour conclure ce RPT long, les tests de capacité et de résistance interne sont réalisés à température ambiante de 40 °C et à 5 °C.

La figure 3.14 présente le profil de courant et la réponse en tension des cellules soumises au RPT court. Pour le RPT détaillé, ces mêmes profils sont présentés en annexe D. Dans cette même annexe, les deux procédures sont détaillées.

3.3 Estimation du vieillissement des sources et caractérisations expérimentales sur des cycles d'usage

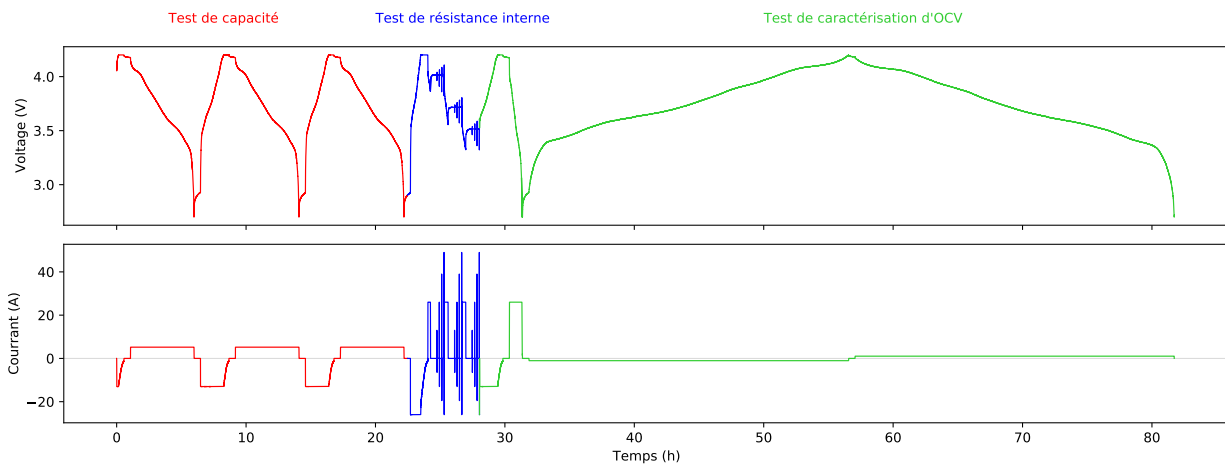


FIGURE 3.14 – RPT court, en bas : profil de courant utilisé pour caractériser les cellules, en haut : réponse en tension de la cellule 1

3.3.3.5 Profils de courant

A partir du RPT détaillé initial, les cellules utilisées ont été modélisées. Les tests implantés dans cette procédure ont permis de définir la caractéristique d'OCV de la cellule, les valeurs de résistance ainsi que les valeurs de la capacité. Ces informations sont ainsi suffisantes pour modéliser le comportement de la cellule comme présenté dans la partie 2.4.2.2. Les spécifications du fournisseur et les limitations du banc de tests ont imposé le paramétrage du BMS.

Les cellules sont ensuite assemblées en série pour constituer des modules, eux-mêmes associés en série pour composer une branche. Le choix du nombre de cellules dans les modules, et de modules par branche est contraint par l'architecture énergétique du train. Celle-ci impose les tensions limites aux bornes de la batterie. Il a donc été choisi de conserver les mêmes agencements en modules et en branches que ceux utilisés dans la batterie $Batt_A$, de technologie similaire.

Enfin, le nombre de branches est choisi pour que la capacité de la batterie soit similaire à celle de la batterie $Batt_A$ dans l'estimation du vieillissement. Cela garantit ainsi une décharge importante de la batterie, ce qui devrait accélérer les mécanismes de vieillissement. La puissance consommée par les auxiliaires de refroidissement est considérée identique à ceux utilisés pour la batterie $Batt_A$.

Le parcours du train sur les missions A et B est ensuite simulé, ce qui permet d'estimer les profils de courant au niveau de la cellule de batterie. Ces profils sont présentés en figure 3.15. Ils correspondent ainsi aux sollicitations appliquées respectivement aux cellules 1 et 2.

Sur cette figure sont tracées les valeurs du courant efficace ainsi que celles des courants moyens sur toute la mission. Ces derniers sont également calculés sur les phases de charge et de décharge. Il est intéressant de noter que les valeurs des courants moyens et efficaces des deux profils sont proches, tandis que les profils de courant sont très différents. En effet, la proportion des régimes de pics en charge et en décharge sur les deux profils sont similaires. La répartition de ces régimes élevés au sein des cycles diffèrent cependant fortement. Les phases de traction de la mission A sont longues ce qui entraîne une décharge profonde de la batterie. Sur la mission B, les phases de décharge sont beaucoup plus courtes et

alternent avec les phases de charge. Le DOD principal est donc beaucoup plus faible et atteint 39,6 % comparé à 75 % pour la mission A.

A la fin de chaque cycle, un repos de 30 minutes est imposé aux cellules, puis ces dernières sont chargées à C/2 jusqu'au SOC initial de 85 %. Une fois atteint, le temps de relaxation de 30 minutes est à nouveau imposé, puis le cycle suivant peut démarrer.

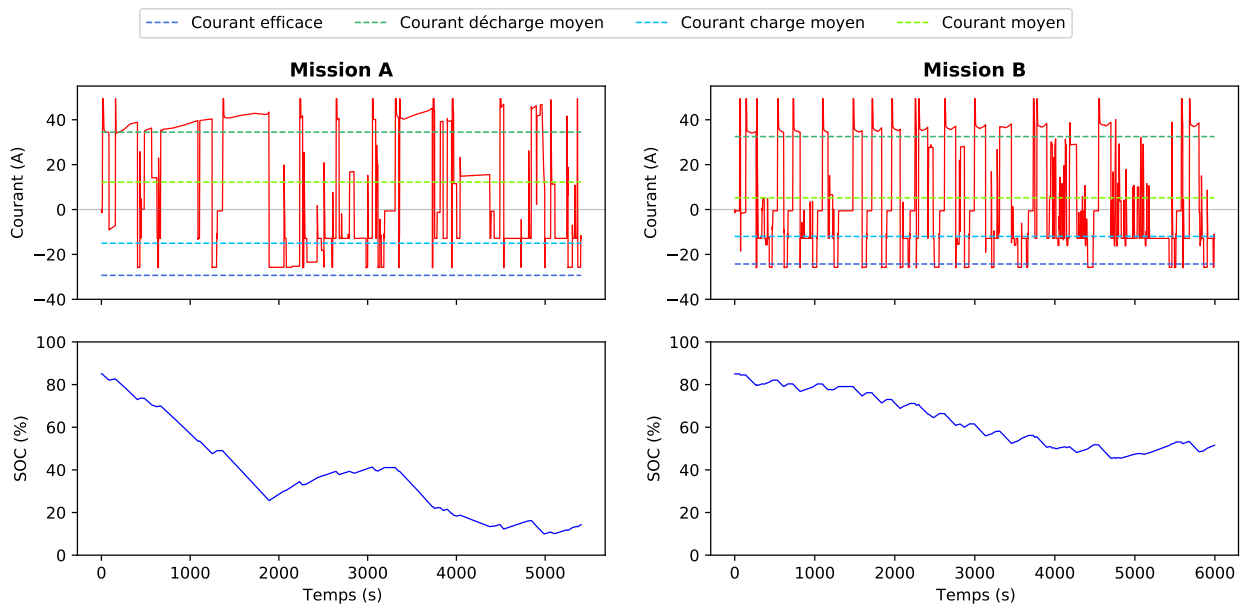


FIGURE 3.15 – Profils de courant appliqués aux cellules 1 (mission A) et 2 (mission B)

3.3.4 Résultats expérimentaux

Les deux cellules lithium-ion ont été sollicitées suivant les profils de courant associés aux missions A et B. Ces essais n'ont duré que deux mois, la cellule 1 n'étant alors plus capable de réaliser le profil lié à la mission A sans dépasser les tensions extrémales. Les RPT mensuels ont permis de suivre l'évolution des trois caractéristiques de la batterie : sa résistance interne, sa capacité et sa caractéristique d'OCV.

3.3.4.1 Évolution de la capacité

La figure 3.16 présente les valeurs de la capacité des deux cellules, mesurée en décharge à C/5 et à 25 °C.

La capacité mesurée au début des tests étaient quasiment identique pour les deux cellules. Les valeurs obtenues sont d'ailleurs légèrement supérieures à celles indiquées par le fournisseur. Après un mois d'essais, une perte de capacité de 4,8 % a été mesurée pour la cellule 1 et de 4 % pour la cellule 2. Cependant, à l'issue du deuxième mois de tests, on peut constater que le vieillissement a été fortement accéléré sur la cellule 1. En effet, celle-ci a perdu 23 % de capacité. La perte de capacité de la cellule 2 n'est mesurée qu'à 5,2 %.

3.3 Estimation du vieillissement des sources et caractérisations expérimentales sur des cycles d'usage

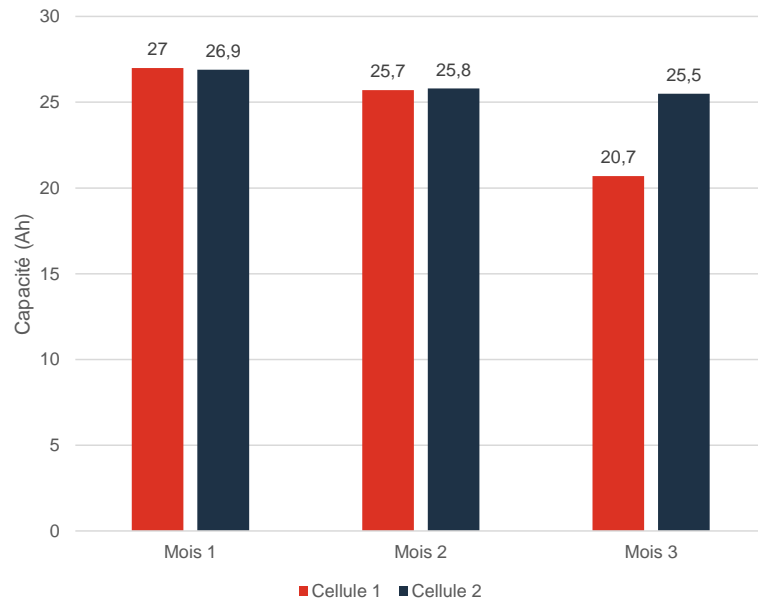


FIGURE 3.16 – Mesures mensuelles des capacités des deux cellules

3.3.4.2 Évolution de la résistance interne

La valeur de la résistance interne a été mesurée tous les mois à différents régimes de courant, niveaux de SOC, en charge et en décharge. Les paliers de courant entraînent une variation rapide de tension de la cellule, qui évolue sur 10 secondes. A partir des chutes de tension observées à différents instants, l'évolution dynamique de la valeur de la résistance peut être analysée.

La figure 3.17 illustre l'évolution de la résistance mesurée en décharge, à 2 C et 0,1 s, et la résistance mesurée en charge à 1 C et 10 s. Le choix de ces résistances spécifiques est arbitraire, les conclusions présentées sont identiques à tous les autres régimes de courant, et quel que soit l'instant du palier considéré.

A partir de ces valeurs, plusieurs remarques peuvent être avancées :

- La résistance interne de la cellule 1 a augmenté de 75 % entre la caractérisation initiale et celle du second mois. Sur la même période de temps, la valeur de la résistance interne de la cellule 2 a augmenté de 10 %.
- Pour la cellule 1, l'écart des valeurs de résistance s'est principalement accentué lors du second mois de test.
- Pour la cellule 2, l'évolution de la résistance interne est constante sur les deux mois.

Par ailleurs il est pertinent de noter que la valeur de la résistance est peu impactée par le niveau de SOC sur la plage considérée.

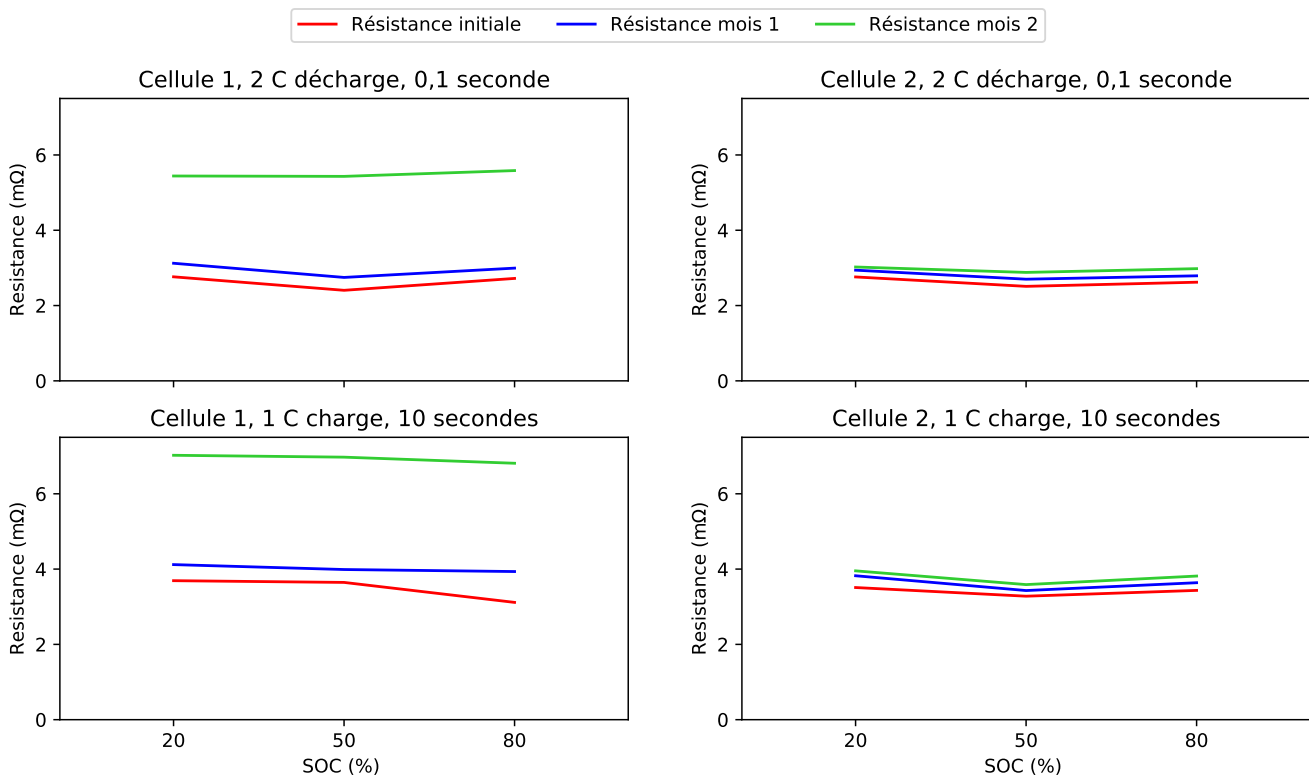


FIGURE 3.17 – Evolution de la valeur de la résistance interne en fonction du SOC dans deux conditions spécifiques, cellule 1 à gauche, 2 à droite

3.3.4.3 Évolution de la caractéristique d'OCV

Lors des phases de charge, la caractéristique tension/capacité est supérieure à la caractéristique d'OCV à cause des pertes résistives. En décharge, elle est inférieure. Pour déterminer la caractéristique d'OCV, une méthode classiquement utilisée consiste à réaliser un cycle de charge/décharge à courant très faible, et de moyenner les deux caractéristiques. Cette méthode permet de minimiser l'erreur liée à la tension d'origine ohmique.

La figure 3.18 présente les caractéristiques d'OCV obtenues pour les cellules 1 et 2, lors des différentes caractérisations.

Pour la cellule 2, on peut observer que la caractéristique d'OCV est très peu impactée. Un léger écart apparaît à basse tension, sous 3,4 V.

Pour la cellule 1, on peut noter que la caractéristique d'OCV du mois 1 est très proche de celle initiale. Cependant, celle-ci a été bien plus impactée durant le second mois. On peut d'ailleurs identifier un léger saut de tension sur ces courbes, autour de 3,75 V. Cette variation soudaine est liée à un changement de calibration du banc de test sur la voie de la cellule 1. En effet, l'OCV de la cellule 2 a été également réalisée sur cette même voie. Celle-ci a également présenté un saut de tension à 3,75 V, ce qui d'attribuer cette anomalie au banc de test.

Sur ces courbes, la perte de capacité à C/25 peut également être déterminée. Cette valeur correspond à l'écart entre les capacités maximales atteintes lors du RPT mensuel et de la caractéristique initiale.

3.4 Analyse des résultats et discussion

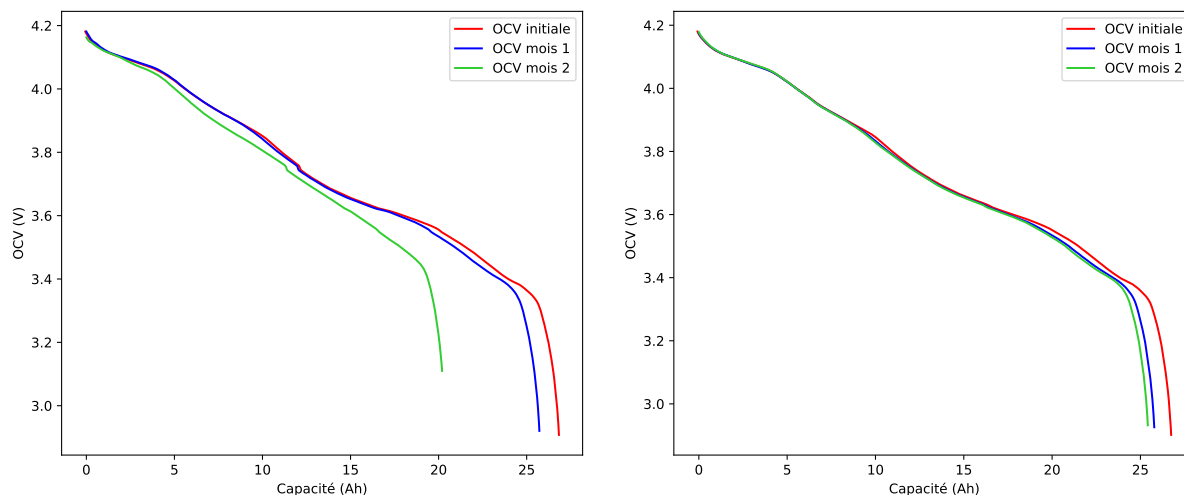


FIGURE 3.18 – Évolution des caractéristiques d'OCV des cellules 1 (à gauche) et 2 (à droite)

3.4 Analyse des résultats et discussion

A partir des estimations des modèles de vieillissement et des résultats issus des essais expérimentaux sur les batteries lithium-ion, plusieurs aspects peuvent être discutés.

3.4.1 Vieillessement des PEMFC

3.4.1.1 Estimations par le modèle de vieillissement

L'impact des missions A et B sur le vieillissement des PEMFC a été estimé par le modèle établi. On peut constater que la durée de vie de la PEMFC est plus faible sur la mission B que sur la A. Cela peut s'expliquer par :

- Les variations de puissance : sur la mission B, ces variations sont fréquentes et ont des amplitudes bien plus élevées. Elles entraînent des dégradations d'origine dynamique bien plus importantes que sur la mission A (22 % du temps en dynamique entraînent 27 % des dégradations totales).
- La plage de fonctionnement : sur la mission A, la PEMFC opère majoritairement à sa puissance maximale car les besoins de puissance sont élevés. Ce point de fonctionnement présente le taux de dégradation le plus faible (figure 3.2). A contrario, sur la mission B, la PEMFC opère plus fréquemment à la puissance minimale, pour laquelle le taux de dégradation est le plus élevé.

On peut cependant observer un écart entre les ordres de grandeurs obtenus pour ces cycles d'usage et les informations partagées par les fournisseurs. Pour les applications ferroviaires, certains fournisseurs de la PEMFC indiquent des durées de vie de 10 000 h d'opération [134]. Trois aspects peuvent justifier cet écart. Tout d'abord, les taux de dégradation choisis en régime galvanostatique, dynamique et démarrage-arrêt sont issus de la littérature et ont probablement été surestimés. De plus, le critère de fin de vie est établi ici à 10 % de chute de tension, ce qui ne correspond pas nécessairement à celui considéré par le fournisseur. Il est également important de noter que les durées de vie indiquées par les constructeurs sont

généralement issues d'essais de longue durée en laboratoire. Les 10 000 h de fonctionnement annoncées peuvent donc être surestimées par rapport à la durée de vie réellement atteignable dans les applications ferroviaires.

3.4.2 Vieillessement des batteries lithium-ion

En ce qui concerne la batterie lithium-ion considérée, le modèle de vieillissement estime que la mission A impacte plus la durée de vie des cellules que la mission B. Cette observation est confirmée expérimentalement. En effet, après seulement deux mois de tests, la cellule 1 soumise au cycle de la mission A a présenté un état de santé bien plus dégradé que la cellule 2.

3.4.2.1 Estimations par le modèle de vieillissement

Le modèle de vieillissement justifie cet écart essentiellement par la profondeur du DOD principal. De même, la température plus élevée considérée pour cette mission est également à l'origine de dégradations plus importantes. Pour la mission B, il est intéressant de noter que les différents cycles sont réalisés autour de SOC bien plus élevés que celui de référence. De plus, les régimes de courant sont élevés sur cette mission, à cause des variations fréquentes de puissance. On peut donc observer sur la figure 3.10 que la proportion de ces deux facteurs sur le vieillissement global estimé est importante. Enfin, la température impacte très peu l'estimation du vieillissement sur cette mission B car elle est considérée proche de la température de référence de 25 °C. Le coefficient de pondération k_T est donc très proche de 1.

3.4.2.2 Analyse des résultats expérimentaux

Étude des écarts de comportement

Les dégradations des cellules testées peuvent s'observer à la fois sur la capacité, la résistance interne et la caractéristique d'OCV des cellules. Les écarts considérable dans les dégradations entre les deux cellules ne peut pas s'expliquer par les valeurs de courants moyens, ou par la quantité de charge échangée sur les deux missions. En effet, ces valeurs sont trop proches entre les deux profils. Cependant, deux facteurs diffèrent : le DOD et la température des cellules.

Pour le DOD, le fournisseur des cellules a indiqué 3000 cycles réalisables à 90 % de DOD. Durant les deux mois, le profil de courant de la mission 1 a été répété 435 fois. Par comptage de *rainflow*, ce cycle réel peut se décomposer en un cycle de 75 %, un cycle de 15 % et trois cycles de 5 %. Une approximation permet de proposer une équivalence simplifiée : 1 cycle réel équivaut à 1,2 cycles de 90 %. Ainsi sur les 2 mois de tests, 520 cycles équivalant à 90 % de DOD ont été réalisés. Le constructeur a indiqué 3000 cycles réalisables à cette profondeur de décharge, ce qui est très éloigné. Il serait donc surprenant que le DOD justifie une telle différence de comportement.

Quant à la température, on peut constater que dès les premiers cycles, celle-ci atteint 32 °C à cause des longs pics de décharge à courant élevé. Dans les derniers cycles, cette température s'est élevée jusqu'à 46 °C. Pour la cellule 2, la température de la cellule atteint 25 °C au début des essais, et s'élève jusqu'à 28,5 °C à la fin du deuxième mois. La figure 3.19 présente l'évolution des températures des cellules 1 et 2 sur les premier et dernier cycles, ainsi que celui qui suit le RPT du premier mois. Il est intéressant de

3.4 Analyse des résultats et discussion

noter que la température initiale diffère entre les trois cycles choisis. Cela peut se justifier par un temps de relaxation trop court, qui ne permet pas à la cellule de retrouver son équilibre thermodynamique. Le temps de relaxation de 30 minutes, qui a été jugé suffisant en début de vie des cellules, ne l'est donc plus après quelques semaines de tests.

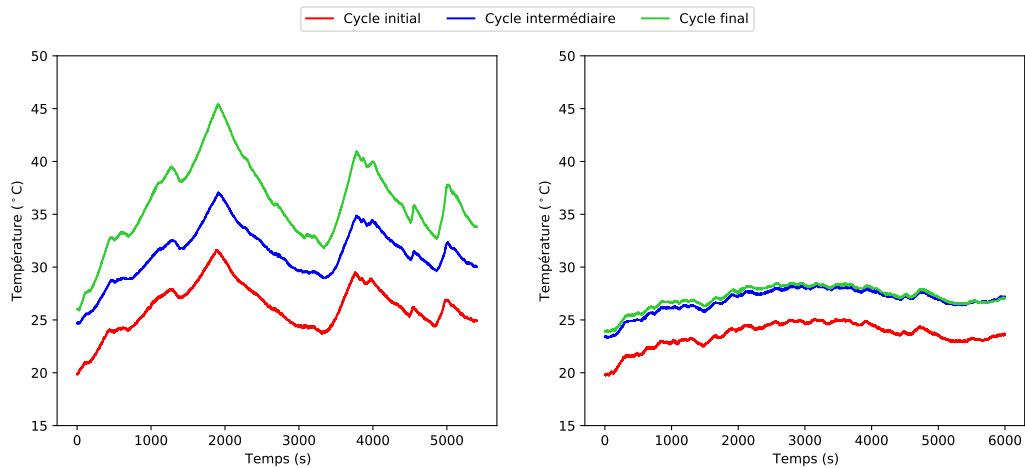


FIGURE 3.19 – Évolution de la température au cours des essais, cellule 1 (à gauche), 2 (à droite)

Enfin, une analyse *post mortem* des cellules 1 et 2 a été réalisée. La figure 3.20 présente une photo des anodes des deux cellules. Cette analyse a permis de révéler la présence de *lithium plating* sur la cellule 1 : les ions lithium ont été réduits en lithium métallique sur les électrodes. Dans la littérature, ce phénomène est généralement lié à des cycles de SOC extrêmes et à des régimes de courants élevés [135]. Il est donc probable que le cyclage à faible SOC ait considérablement accéléré les dégradations de la cellule 1.

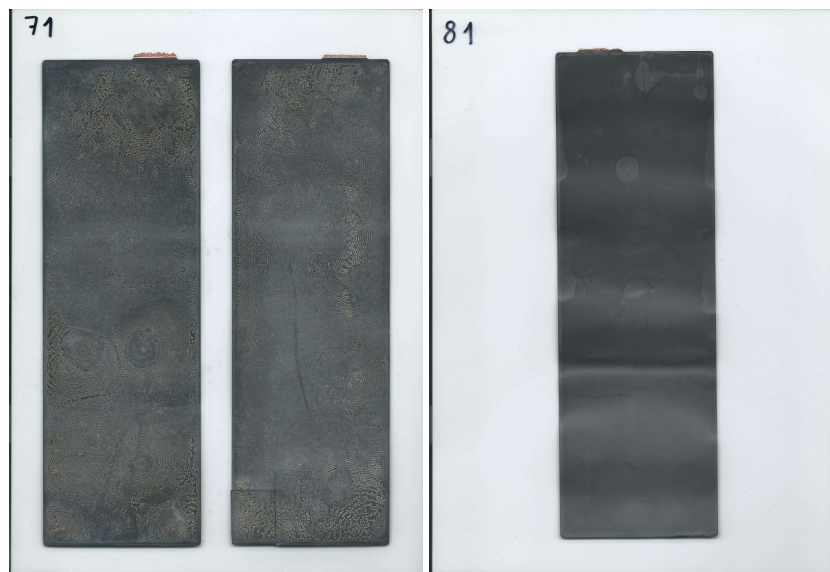


FIGURE 3.20 – Photo des anodes de la cellule 1 (à gauche) et de la cellule 2 (à droite) lors de l'analyse *post mortem*

Chaque profil a été appliqué sur une seule cellule. Il aurait été pertinent d'appliquer les cycles de manière identique sur au moins trois cellules pour confirmer la tendance observée.

Étude des mécanismes de vieillissement

Les caractéristiques d'OCV fournissent des informations précieuses sur les mécanismes de vieillissement qui ont eu lieu au sein des cellules.

Lors de la charge de la batterie, les ions lithium sont libérés de l'anode et s'intercalent à la cathode. Le potentiel de chaque électrode, étroitement lié à sa composition chimique, est alors modifié. L'augmentation de la tension de la cellule n'est cependant pas linéaire avec la quantité de lithium échangée. Durant certaines phases de la charge de la batterie, un faible échange d'ions lithium entraînera une forte augmentation de la tension de la batterie. Durant d'autres phases, un grand nombre d'ions lithium échangés n'entraînera qu'une faible augmentation de la tension.

Au cours du vieillissement des cellules, les phénomènes électrochimiques en jeu sont modifiés et impactent ces phases de transition. L'analyse de capacité incrémentale, appelée ICA (*Incremental Capacity Analysis*) est une méthode qui permet de mettre en évidence l'évolution des mécanismes qui ont lieu au sein de la cellule à partir de la caractéristique d'OCV [136, 137].

La capacité incrémentale correspond à la quantité de charges échangées pour une variation de tension fixe. Elle correspond à la grandeur $ICA = \Delta Q / \Delta V$, exprimée en Ah/V. Elle peut ainsi être déterminée par dérivation de la courbe de charge de la batterie en fonction de la tension. Les étapes nécessaires pour construire cette caractéristique ont été présentées dans les références [138, 136].

Grâce à cette méthode, les différentes phases de transition de la cellule peuvent être identifiées. Ces dernières sont étroitement liées à la technologie et à l'état de santé de la batterie.

Sur la figure 3.21, les ICA des cellules 1 et 2 sont déterminées. Celles-ci ont été tracées à partir de la caractéristique de quasi-OCV en charge à C/25, avec un intervalle de tension de 8 mV.

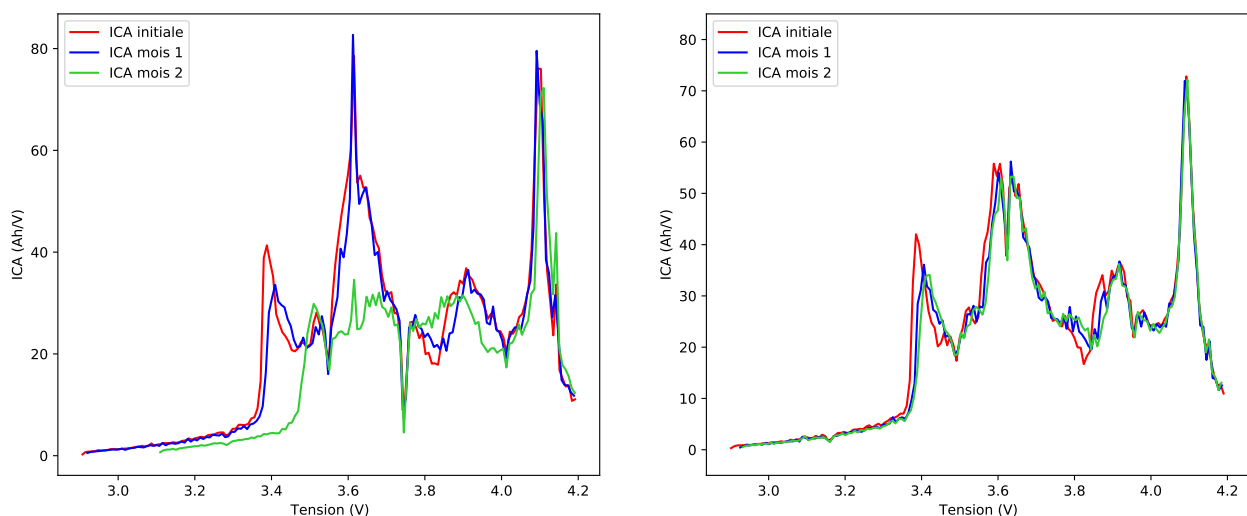


FIGURE 3.21 – Comparaison des ICA mensuelles pour les cellules 1 à gauche et 2 à droite

3.4 Analyse des résultats et discussion

Les ICA initiales des deux cellules sont très similaires et quatre pics peuvent être identifiés. Ces derniers sont définis par une position et une aire. La position correspond à la tension à laquelle est atteinte la valeur maximale du pic tandis que l'aire correspond à la surface couverte par le pic entre les deux minima qui l'entourent.

Plusieurs observations peuvent être faites sur la cellule 1 :

- Le premier pic, à 3,4 V, s'est décalé vers la droite en particulier sur le dernier mois. Ce pic est principalement influencé par les réactions qui se produisent à l'anode [139]. Le décalage observé témoigne de l'augmentation de la résistance interne de la cellule [139].
- L'aire sous ce même pic a diminué dès le premier mois. Cela indique que des dégradations ont rapidement eu lieu à l'anode ce qui a limité l'insertion des ions lors des décharges profondes.
- La position du pic principal, à 3,6 V, n'a pas été modifiée entre les deux premiers mois. Cependant, son aire a légèrement diminué lors du premier mois par rapport à l'ICA initiale. Lors du second mois, ce pic a quasiment disparu et l'aire a été fortement réduite. Plusieurs études ont montré que la réduction de l'aire sous ce pic est proportionnelle à la perte d'ions lithium actifs de la cellule, donc à sa capacité [138, 140].
- On peut distinguer un creux à 3,75 V. Il correspond au saut de tension observé figure 3.18.
- Le troisième pic présente une allure différente et s'est décalé vers la gauche au cours du temps. Ce pic témoigne d'un changement de structure cristallographique, spécifique des cellules riches en nickel [139]. L'origine de cette évolution est difficilement explicable au regard de la littérature.

Pour la cellule 2, les évolutions de l'ICA sont moins prononcées. On peut noter les aspects suivants :

- Dès le premier mois, le pic à 3,4 V se décale vers la droite et son intensité diminue. Cela indique une augmentation de la résistance interne.
- L'aire du pic principal est peu impactée. Cela est cohérent avec les faibles valeurs de perte de capacité mesurées.
- Le creux observé sur ce pic principal semble être lié au banc de test.
- Le pic à 3,9 V n'a pas perdu en amplitude mais son aire a légèrement diminué.

Pour les deux cellules, le dernier pic est très peu impacté par le vieillissement. Ce pic est caractéristique de la technologie NMC 811, ce qui signifie que la cathode est composée à 80 % de nickel, 10 % de manganèse et 10 % de cobalt. En effet, Jung *et al.* [141] ont comparé les ICA obtenues pour différentes compositions de cellules NMC. Cette comparaison est présentée en figure 3.22. On peut noter que seule la technologie NMC 811 présente ce pic à 4,1 V.

L'invariance de ce pic indique que sur ces deux cellules, le vieillissement de la cellule n'a pas impacté l'aptitude des ions à s'intercaler à la cathode [139].

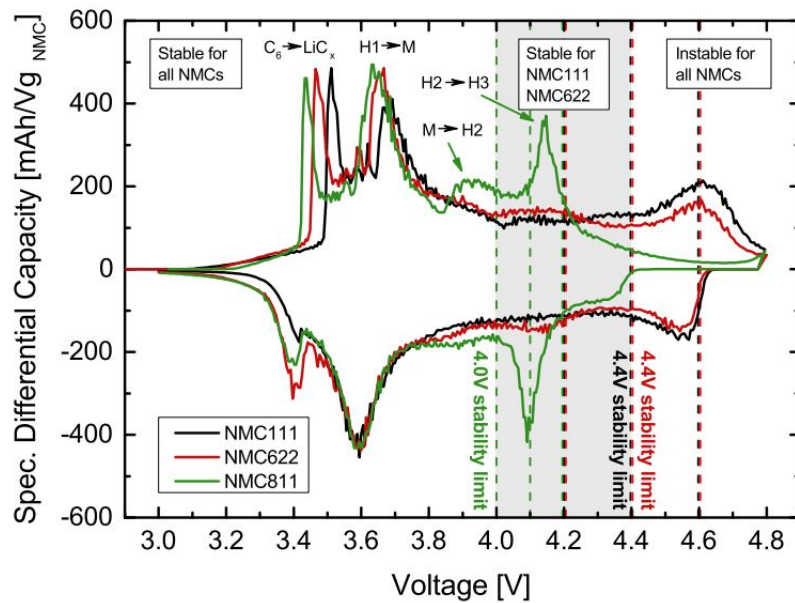


FIGURE 3.22 – Comparaison des ICA pour des cellules de technologie NMC 111, 622 et 811 [141]

3.5 Conclusion

Ce chapitre a cherché à établir un modèle de vieillissement pour les PEMFC et pour les batteries lithium-ion. Ces modèles développés permettent d'estimer la durée de vie des deux sources en s'appuyant à la fois sur les données des fournisseurs ainsi que sur les comportements observés dans la littérature. Ils permettent ainsi de comparer les différentes cellules étudiées en fonction de leur vieillissement estimé pour une sollicitation spécifique. De plus, les missions du train hybride peuvent être comparées en considérant leur impact sur le vieillissement des sources.

Dans cette perspective, deux cycles d'usage présentés dans la partie 2.5 ont été considérés pour estimer la durée de vie des sources. Les origines des dégradations ont pu être attribuées aux différents facteurs intervenant dans le modèle de vieillissement.

De plus, des essais expérimentaux ont permis de comparer l'impact de ces deux cycles d'usage sur deux cellules de batteries lithium-ion. Il a pu être constaté que la cellule soumise au profil de courant issu de la mission A a rapidement présenté des dégradations bien plus importantes que la seconde. Cet écart de comportement est cohérent avec les estimations du modèle de vieillissement. La chute rapide de la capacité de la batterie a été attribuée à l'élévation importante de température, ainsi qu'aux cycles de charge/décharge à bas SOC.

Le modèle de vieillissement de la PEMFC estime, à l'inverse, que les dégradations engendrées sur la mission B sont plus importantes que celles obtenues sur la mission A. Il serait alors intéressant d'appliquer expérimentalement les profils de puissance issus des cycles d'usage sur des cellules de PEMFC. Cela permettrait de mettre en évidence l'impact des régimes dynamiques et de valider par des essais les estimations proposées.

Dans les applications hybrides, la connaissance des mécanismes de vieillissement des sources est nécessaire pour les minimiser. Cette optimisation peut être réalisée par le système de gestion de l'énergie

3.5 Conclusion

du train qui impose la répartition de puissance entre les deux sources. Dans cette optique, la partie suivante s'intéresse aux stratégies de gestion de l'énergie, les EMS. Celles proposées vont chercher à minimiser les coûts d'opération du train en considérant le vieillissement de chacune des sources.

Chapitre 4

Stratégies de gestion de l'énergie

4.1 Introduction

L'architecture hybride du train nécessite une stratégie de gestion de l'énergie, l'EMS (*Energy Management Strategy*), qui détermine comment distribuer l'énergie entre les sources du train. A cette fin, la stratégie implantée détermine la consigne de puissance à imposer aux sources pilotables de l'architecture énergétique. Dans l'application de train à hydrogène considérée, seule la PEMFC peut être commandée via son convertisseur statique.

De nombreuses EMS ont été proposées dans la littérature, comme présenté dans la partie 1.5.3. Le choix de l'EMS à implanter dépend de plusieurs éléments intrinsèques au système tels que :

- L'ensemble des capteurs installés sur la chaîne de traction et au niveau des sources. Ils définissent les signaux observables par l'EMS.
- Les informations partagées par les systèmes de gestion des sources, FCMS et BMS. Ces derniers peuvent notamment estimer l'état des sources et la puissance disponible qu'ils peuvent fournir.
- Le calculateur embarqué, qui impose le type de traitement numérique qui peut être réalisé sur les signaux observables. Ce traitement peut être *on-line* ou *off-line*. Il peut, par ailleurs, être contraint par une puissance de calcul limitée.

Dans la plupart des trains en circulation, les EMS utilisées définissent la consigne des sources en temps réel pour des raisons d'implantation sur les calculateurs embarqués. Dans l'application étudiée, la consigne déterminée par l'EMS pour commander la PEMFC doit garantir en priorité que les missions soient réalisables dans les conditions spécifiées par l'exploitant. De plus, l'EMS peut également être définie pour minimiser la consommation en hydrogène, pour augmenter l'efficacité énergétique des sources ou encore pour limiter leur vieillissement. Ces objectifs supplémentaires peuvent être atteints à partir de la connaissance des performances du système et des mécanismes de vieillissement de la PEMFC et de la batterie lithium-ion.

L'outil de dimensionnement présenté dans le chapitre 2 permet notamment d'estimer les caractéristiques des sources. Les modèles de vieillissement développés dans le chapitre 3 permettent quant à eux d'estimer les dégradations des sources. Ces modèles permettent ainsi d'estimer et de comparer les performances des EMS.

Ce chapitre est ainsi consacré à l'étude des EMS et plus spécifiquement à leurs impacts sur les performances du train. Dans un premier temps, deux fonctions coût sont établies pour permettre la comparaison des différentes EMS. Dans la seconde partie, quatre EMS sont développées et décrites dans la seconde partie. Parmi elles, trois stratégies déterminent en temps réel la consigne de puissance de la PEMFC. La loi par correcteur proportionnel favorise la réponse au besoin de puissance de la mission, la loi par machine d'état cherche à limiter les variations de puissance de la PEMFC tandis que la commande par logique floue cherche à minimiser la fonction coût étudiée. Enfin, la quatrième EMS détermine le profil de puissance optimal, en connaissant à l'avance la mission.

Ces EMS ont été implantées dans l'outil de dimensionnement présenté dans la partie 2.2. Le parcours du train est ensuite simulé avec chacune de ces EMS sur deux cas d'usage. Cette dernière partie analyse et compare alors les performances énergétiques obtenues.

4.2 Définition des fonctions coût

Les caractéristiques énergétiques du train sur une mission sont étroitement liées à l'EMS implantée. Une fonction coût est ainsi pertinente pour évaluer l'EMS en quantifiant les performances du train en un coût financier. Une telle fonction définit ainsi les grandeurs à minimiser et permet de paramétrer les EMS en conséquence.

Dans cette partie, deux fonctions coût sont établies. La première se focalise uniquement sur la consommation d'hydrogène. La seconde s'intéresse à tous les coûts liés à l'OPEX du train, en l'occurrence la consommation d'hydrogène mais également le vieillissement des sources, quantifié en un coût d'usage. Si cette seconde fonction cherche à traduire au mieux les coûts d'usage, la première est plus adaptée aux applications industrielles. En effet, la durée de vie des sources est généralement garantie par les fournisseurs des sources. Le constructeur ferroviaire doit donc se baser sur ces valeurs. La consommation d'hydrogène est ainsi le seul levier qui permet au constructeur de réduire les coûts d'opération.

4.2.1 Fonction coût liée à la consommation d'hydrogène

La fonction coût liée à la consommation d'hydrogène sur une mission, notée $\text{€}_{\text{conso, mission}}$, est exprimée par l'équation 4.1. Elle détermine le coût lié à la quantité d'hydrogène consommée, €_{H_2} , auquel s'ajoute un coût de pénalité, $\text{€}_{\text{pénalité}}$. Ce dernier quantifie les performances dynamiques du train sur la mission. Il permet ainsi de pénaliser l'EMS lorsque le train ne réalise pas la mission dans les conditions imposées par l'exploitant.

$$\text{€}_{\text{conso, mission}} = \text{€}_{H_2} + \text{€}_{\text{pénalité, totale}} \quad (4.1)$$

€_{H_2} est déterminée à partir de la masse d'hydrogène consommée sur la mission, m_{H_2} , et du coût de l'hydrogène, $\text{€}_{H_2, m}$, équation 4.2. $\text{€}_{\text{pénalité, totale}}$ est calculée à partir de l'équation 4.3. Il traduit le retard du train en un coût financier. Le temps de parcours du train sur la mission, noté t_{mission} , est comparé au temps de référence spécifié par l'exploitant, $t_{\text{mission, ref}}$. On considère, arbitrairement, que le retard est

4.2 Définition des fonctions coût

toléré jusqu'à 2 %. On définit également $\text{€}_{\text{pénalité}}$ qui permet d'attribuer un coût financier au retard du train.

$$\text{€}_{H_2} = m_{H_2} \cdot \text{€}_{H_2, m} \quad (4.2)$$

$$\text{€}_{\text{pénalité, totale}} = \begin{cases} 0 & \text{si } t_{\text{mission}} < 1,02 \cdot t_{\text{mission, ref}} \\ \left(\frac{t_{\text{mission}} - 1,02 \cdot t_{\text{mission, ref}}}{1,02 \cdot t_{\text{mission, ref}}} \right)^2 \cdot \text{€}_{\text{pénalité}} & \text{sinon.} \end{cases} \quad (4.3)$$

4.2.2 Fonction coût liée à l'OPEX sur une mission

La fonction coût $\text{€}_{\text{OPEX, mission}}$ considère tous les coûts liés à l'utilisation des sources sur une mission. Elle prend ainsi en compte les coûts liés à la consommation d'hydrogène €_{H_2} et ceux liés au vieillissement des sources. Ce vieillissement est quantifié en coûts d'usage : $\text{€}_{\Delta_{\text{Batt}}}$ pour la batterie et $\text{€}_{\Delta_{\text{PEMFC}}}$ pour la PEMFC. A ces coûts s'ajoutent le coût de pénalité $\text{€}_{\text{pénalité, totale}}$, identique à celui présenté dans la fonction précédente.

Le calcul de l'OPEX peut ainsi s'exprimer à partir de l'équation 4.4 :

$$\text{€}_{\text{OPEX, mission}} = \text{€}_{H_2} + \text{€}_{\Delta_{\text{Batt}}} + \text{€}_{\Delta_{\text{PEMFC}}} + \text{€}_{\text{pénalité, totale}} \quad (4.4)$$

$\text{€}_{\Delta_{\text{Batt}}}$ et $\text{€}_{\Delta_{\text{PEMFC}}}$ sont déterminés à partir du coût des sources et des taux de dégradation estimés par les modèles de vieillissement, Δ_{PEMFC} et Δ_{Batt} . Le calcul de ces taux a été présenté respectivement dans la partie 3.2.1.2 et 3.2.2. Le coût des sources est exprimé en €/kWh pour la batterie et €/kW pour la PEMFC. Ils sont donc multipliés respectivement par la quantité d'énergie maximale que peut stocker la batterie, E_{batt} , et la puissance maximale de la PEMFC, P_{max} . Les équations 4.5 et 4.6 présentent respectivement le calcul du coût de vieillissement de la PEMFC et de la batterie.

$$\text{€}_{\Delta_{\text{PEMFC}}} = \text{€}_{\text{PEMFC}} \cdot P_{\text{PEMFC, max}} \cdot \Delta_{\text{PEMFC}} \quad (4.5)$$

$$\text{€}_{\Delta_{\text{Batt}}} = \text{€}_{\text{Batt}} \cdot E_{\text{batt}} \cdot \Delta_{\text{Batt}} \quad (4.6)$$

4.2.3 Synthèse des coûts considérés

L'évaluation des EMS grâce aux deux fonctions coût nécessite de définir le coût des sources et de l'hydrogène. La table 4.1 synthétise les différents coûts considérés dans ces fonctions. Les coûts de la PEMFC et de la batterie ont été respectivement présentés dans les parties 2.3.6 et 2.4.5. L'estimation du coût de l'hydrogène est issue de Ahluwalia *et al.* [16]. Ce coût prend en compte la production, le conditionnement, le transport ainsi que le remplissage en station. $\text{€}_{\text{pénalité, \%}}$ est défini arbitrairement.

Paramètre	Composant/Grandeur	Coût	Unité
€_{PEMFC}	$PEMFC_A$	1500	$\text{€}/kW$
	$PEMFC_B$	1500	$\text{€}/kW$
€_{Batt}	$Batt_A$	700	$\text{€}/kWh$
	$Batt_B$	1000	$\text{€}/kWh$
	$Batt_C$	1200	$\text{€}/kWh$
$\text{€}_{H_2,m}$	H_2	10	$\text{€}/kg$
$\text{€}_{pénalité}$	$Pénalité$	10	€

TABLE 4.1 – Coûts considérés dans les fonctions présentées

4.3 Stratégies implantées

Quatre stratégies de gestion de l'énergie ont été étudiées et implantées dans l'outil de dimensionnement. Parmi elles, les commandes par machine d'état, par correcteur proportionnel et par logique floue déterminent en temps réel la consigne de puissance de la PEMFC. Ces EMS ont été sélectionnées car leur implantation à bord du train a déjà été proposée dans différents projets ferroviaires [142, 143]. De plus, les objectifs de ces EMS diffèrent : la loi par correcteur proportionnel privilégie le besoin de puissance de la mission, la loi par machine d'état favorise le régime galvanostatique de la PEMFC tandis que la commande par logique floue est définie pour réduire la consommation d'hydrogène, ou l'OPEX, selon la fonction coût étudiée.

Enfin, la commande par programmation dynamique est une stratégie *off-line* qui connaît le besoin de puissance sur toute la mission. Elle permet ainsi de déterminer la consigne de puissance optimale qui minimise la fonction coût considérée. Elle sert donc de référence aux trois autres EMS.

Pour chacune de ces stratégies, la PEMFC est arrêtée dès que le SOC de la batterie dépasse 95 %. Cela permet d'éviter une surcharge de la batterie sur la mission. La batterie opère alors seule jusqu'à ce que son SOC atteigne 70 %. La PEMFC est alors redémarrée. Cette opération est cependant peu fréquente et indique que la stratégie implantée et le dimensionnement de la PEMFC ne sont pas adaptés à la mission à réaliser.

4.3.1 Commande par machine d'état

4.3.1.1 Présentation de la commande

La stratégie de contrôle par machine d'état se base sur un ensemble de lois conditionnelles qui permet de définir la valeur d'un signal de sortie en fonction de l'état du système. Cet état est divisé en intervalles et à chacun d'eux est attribuée une consigne différente. Dans les applications hybrides à hydrogène, ces stratégies sont principalement utilisées pour définir la consigne de la PEMFC en fonction de l'état de charge de la batterie [144].

Afin d'éviter des oscillations lors du passage entre deux états, un contrôle par hystérésis doit être ajouté. Ce contrôle est caractérisé par un phénomène non linéaire : la valeur du signal de sortie est déterminée à partir du signal d'entrée et de sa valeur précédente. Un cycle d'hystérésis doit ainsi être défini afin d'établir la relation entre la variable de sortie et l'évolution de la variable d'entrée. La figure

4.3 Stratégies implantées

4.1 présente un cycle d'hystérésis élémentaire. Lorsque la variable d'entrée augmente et atteint le seuil $Seuil_{max}$, la sortie prend la valeur $Valeur_{max}$. A l'inverse, elle prend la valeur $Valeur_{min}$ dès que la variable d'entrée descend sous le seuil $Seuil_{min}$.

Cette stratégie est une méthode heuristique déterministe qui permet de contrôler l'état d'un système. Elle est adaptée à l'application étudiée car elle peut être utilisée pour privilégier le fonctionnement de la PEMFC à puissance constante, comme l'ont proposé [145]. Les régimes dynamiques peuvent donc être minimisés, limitant leur impact sur le vieillissement de la PEMFC. Cette stratégie est également caractérisée par sa simplicité d'implantation et de paramétrisation.

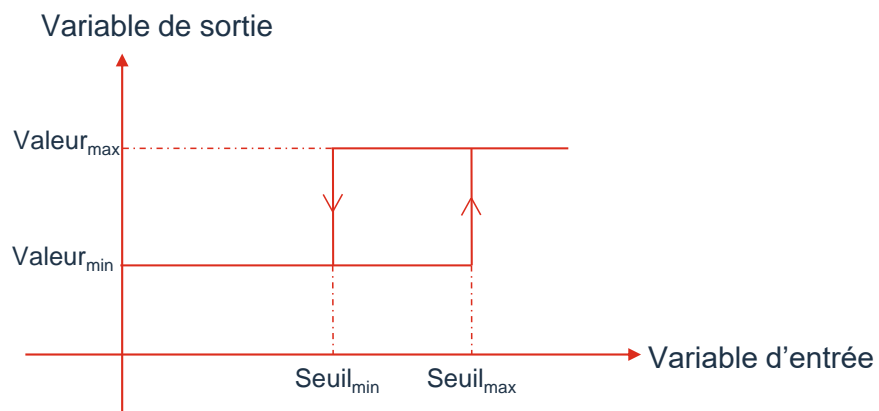


FIGURE 4.1 – Exemple de cycle d'hystérésis

4.3.1.2 Implantation de la commande

La stratégie par machine d'état implantée détermine la consigne de puissance de la PEMFC en fonction du SOC de la batterie. Plus celui-ci est faible, plus la puissance délivrée par la PEMFC est importante.

Cette commande identifie cinq intervalles de SOC de la batterie. La puissance de consigne de la PEMFC, $P_{consigne}$ dépend ainsi de la zone dans laquelle le SOC de la batterie se situe. Elle peut ainsi prendre cinq valeurs. Ce choix est un compromis qui permet la régulation du SOC de la batterie avec une puissance adaptée, tout en évitant un changement de consigne trop fréquent.

La transition entre zones est assurée par des fonctions hystérésis. La figure 4.2 présente la détermination de la puissance de consigne par cette stratégie. Les cinq niveaux de puissance de consigne sont répartis équitablement entre les puissances minimale et maximale de la PEMFC. Les quatre valeurs définissant les zones considérées sont choisies par intervalle de 10 % entre 50 et 80 %. Ce choix permet de limiter au maximum la profondeur de décharge de la batterie au-delà de 30 %. Les seuils imposés par les hystérésis encadrent le SOC de référence de +/- 2 %.

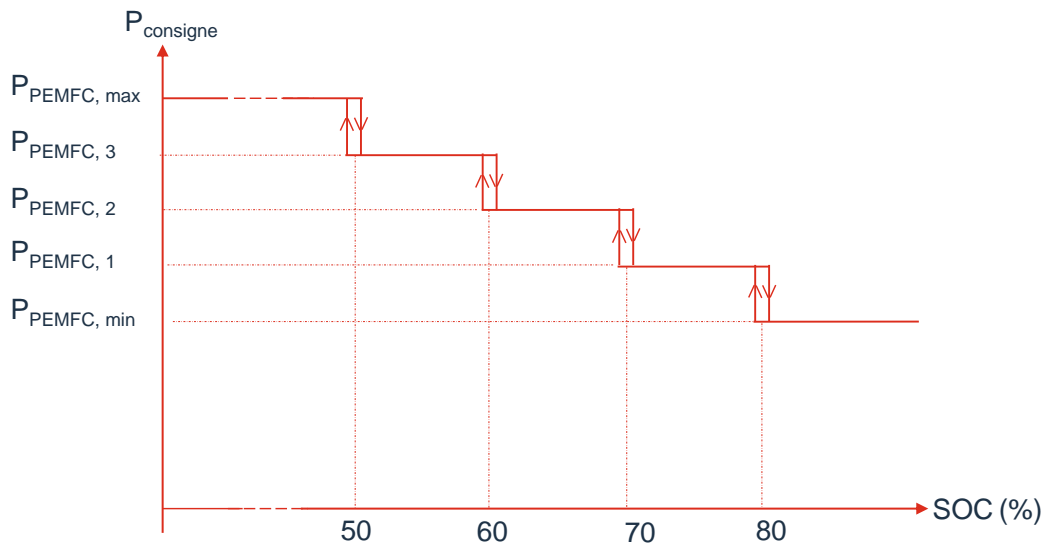


FIGURE 4.2 – EMS par machine d'état implantée

4.3.2 Commande par correcteur proportionnel

4.3.2.1 Présentation de la commande

Les régulateurs PID (Proportionnel Intégral Dérivé) sont fréquemment utilisés dans l'industrie pour leurs qualités de correction et leur simplicité d'implantation.

Dans cette catégorie d'EMS, la commande par correcteur proportionnel cherche à compenser l'écart entre une valeur mesurée et une valeur de référence. Ainsi, la réponse du système sera proportionnelle à l'écart observé.

4.3.2.2 Implantation de la commande

La stratégie par correcteur proportionnel implantée détermine à chaque instant la puissance de consigne, $P_{consigne}$, que doit fournir la PEMFC. Celle-ci est calculée à partir du besoin de puissance de la mission, $P_{mission}$, des auxiliaires, P_{aux} , et en prenant en compte les pertes dans les convertisseurs, P_{pertes} . A ce besoin s'ajoute une puissance de recharge de la batterie. Celle-ci est proportionnelle à l'écart entre le SOC de la batterie et un SOC de référence, noté SOC_{ref} . Plus la batterie est déchargée, plus la puissance PEMFC dédiée à la recharge de la batterie sera importante. Cette puissance de recharge prend en compte les limitations de la PEMFC, mais également la limitation en charge de la batterie, $P_{lim, charge}$. L'équation 4.7 permet de déterminer la puissance de consigne de la PEMFC lorsque le SOC de la batterie est inférieur au SOC de référence. On définit le correcteur proportionnel K et l'état de charge de

4.3 Stratégies implantées

référence, SOC_{ref} . Ces coefficients sont déterminés pour minimiser la consommation d'hydrogène.

$$P_{consigne} = \begin{cases} P_{mission} + P_{aux} + P_{pertes} + P_{lim, charge} & \text{si } K \cdot (SOC_{ref} - SOC) > P_{lim, charge} \\ P_{mission} + P_{aux} + P_{pertes} + K \cdot (SOC_{ref} - SOC) & \text{si } < P_{PEMFC, max} \\ P_{PEMFC, max} & \text{sinon.} \end{cases} \quad (4.7)$$

Dans le cas où l'état de charge de la batterie est supérieur au SOC_{ref} , la même correction est appliquée sur la puissance de consigne de la PEMFC. Cette puissance est alors réduite pour permettre à la batterie de se décharger, tout en respectant sa limitation en décharge. Ainsi, plus le SOC de la batterie est supérieur au SOC_{ref} , plus la batterie sera amenée à se décharger.

L'équation 4.8 présente le calcul de la puissance de consigne de la PEMFC lorsque le SOC de la batterie est supérieur au SOC_{ref} .

$$P_{consigne} = \begin{cases} P_{mission} + P_{aux} + P_{pertes} - P_{lim, décharge} & \text{si } K \cdot (SOC_{ref} - SOC) < -P_{lim, décharge} \\ P_{mission} + P_{aux} + P_{pertes} + K \cdot (SOC_{ref} - SOC) & \text{sinon et si } > P_{PEMFC, min} \\ P_{PEMFC, min} & \text{sinon.} \end{cases} \quad (4.8)$$

Cette stratégie cherche ainsi à maintenir le SOC de la batterie dans un état proche du SOC_{ref} .

La figure 4.3 présente le schéma fonctionnel, simplifié, qui présente le processus de détermination de la consigne de puissance de la PEMFC. Cette consigne est ensuite traitée par le FCMS de la PEMFC, dans le module *Architecture énergétique*. Ce traitement est présenté dans la partie 2.3.5. L'état de charge de la batterie est calculé par le BMS, comme présenté dans la partie 2.4.3. On notera $P_{consom}(t)$ la puissance fournie aux consommateurs, c'est-à-dire nécessaire à la mission et l'alimentation des équipements auxiliaires.

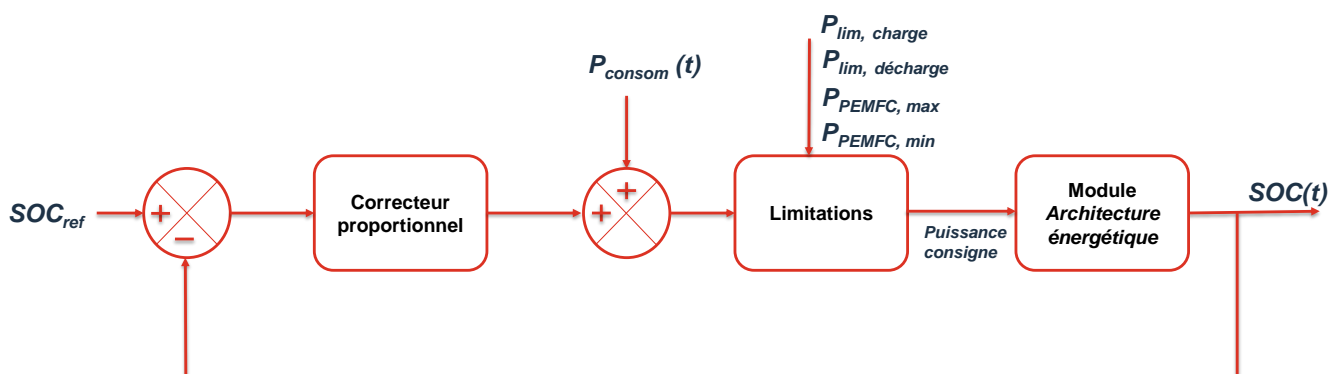


FIGURE 4.3 – Schéma fonctionnel de l'EMS par correction proportionnelle

4.3.3 Commande par logique floue

4.3.3.1 Présentation de la logique floue

Les contrôleurs à logique floue sont fréquemment utilisés pour la gestion de l'énergie dans les applications de véhicules hybrides [146, 147, 148, 149].

Cette commande permet de résoudre des problèmes complexes en temps réel sans avoir besoin de modéliser le comportement du système. En effet, cette commande se base sur un ensemble de connaissances qui permet de définir qualitativement la réponse du système en fonction de l'état de variables d'entrée.

Le principe de la logique floue repose sur les théories mathématiques des ensembles flous. Dans cette théorie, des valeurs qualificatives telles que *faible*, *moyen*, *élevé*, etc., sont attribuées aux entrées. Elles sont appelées valeurs linguistiques et sont caractérisées par une fonction d'appartenance. Ces fonctions permettent de déterminer le degré d'appartenance de l'entrée à chacune de ces valeurs linguistiques.

La logique floue étend la logique booléenne classique en décrivant plus précisément une situation réelle. Par exemple, si l'on considère le SOC de la batterie comme entrée, on peut définir deux valeurs linguistiques : *élevé* et *faible* correspondant respectivement aux niveaux de SOC supérieur et inférieur à 50 %. En logique booléenne, un SOC de 51 % sera dans l'état "élevé" et aura la même valeur qu'un SOC de 99 %. En logique floue, le SOC de 51 % sera dans l'état élevé avec un degré d'appartenance de 2 % tandis que le SOC de 99 % sera dans l'état élevé avec un degré d'appartenance de 98 %. Sur cet exemple, les valeurs de 2 % et 98 % sont arbitraires et dépendent de la fonction d'appartenance choisie pour la valeur *élevé*. La figure 4.4 présente les deux valeurs linguistiques ainsi que leur fonction d'appartenance considérées dans cet exemple.

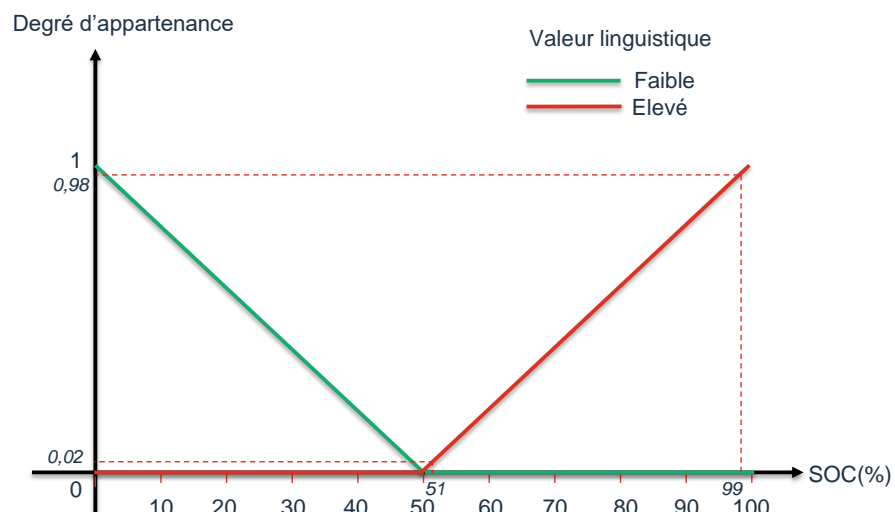


FIGURE 4.4 – Exemple de fonctions d'appartenance des valeurs linguistiques

4.3 Stratégies implantées

Cette première étape s'appelle la fuzzification, elle décompose l'état d'une variable d'entrée en degrés d'appartenance. Elle permet ainsi de passer du domaine réel au domaine flou.

Dans un second temps, un raisonnement flou permet de déterminer à partir des degrés d'appartenance des variables d'entrée, ceux variables de sortie. Ce raisonnement se base sur des règles floues exprimées en langage naturel. Cette étape s'appelle le traitement d'inférence. Par exemple, si l'on considère à nouveau le SOC comme entrée et la puissance de la PEMFC comme sortie, le prédicat suivant peut être implanté : "si le SOC est dans l'état *élevé*, alors la puissance PEMFC doit être dans l'état *faible*". Dans cette étape, les degrés d'appartenance des entrées aux valeurs linguistiques sont pris en compte. Ainsi, si le SOC est dans l'état élevé avec un degré d'appartenance de 98 %, le degré d'activation du prédicat proposé sera plus important que si le SOC était dans ce même état mais avec un degré d'appartenance de 2 %. Cette étape permet de déterminer les degrés d'activation de chacune des règles d'inférence considérées.

Enfin, la dernière étape consiste à traduire la grandeur floue issue du processus d'inférence en une valeur réelle, consigne applicable à un système physique. Cette étape s'appelle la défuzzification. Dans l'exemple présenté, il permet de convertir les valeurs linguistiques et leurs degrés d'appartenance associés en une valeur réelle de puissance de la PEMFC.

Ces trois étapes, fuzzification, traitement d'inférence et défuzzification, permettent de définir les relations entre les variables d'entrées et les variables de sortie. Selon les règles d'inférences considérées, ces relations peuvent être représentées sous la forme de surfaces de contrôle. Les opérations réalisées dans chacune de ces étapes sont présentées par Chenriél *et al.* [150] La figure 4.5 présente l'enchaînement de ces trois étapes.

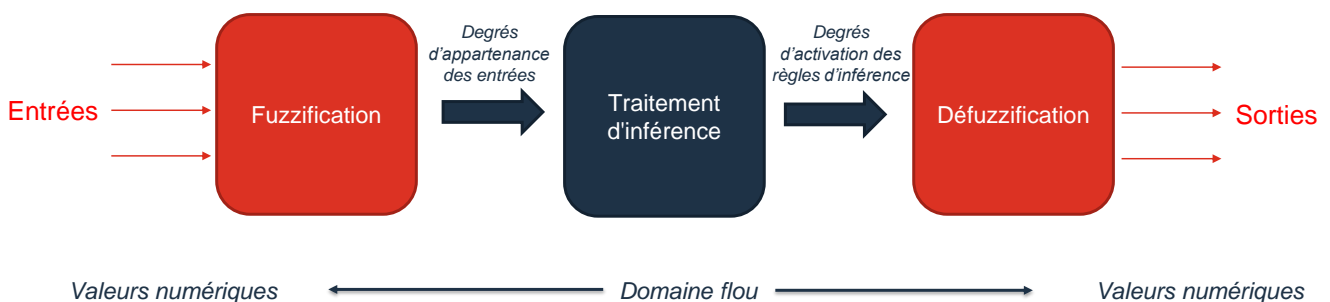


FIGURE 4.5 – Étapes du traitement flou

4.3.3.2 Entrées et sorties du système

Dans l'application du train hybride à hydrogène étudiée, deux variables d'entrée sont considérées. ΔSOC correspond à l'écart entre le SOC de la batterie et un SOC de référence, SOC_{ref} , tandis que ΔP représente l'écart entre le besoin de puissance des consommateurs et la puissance délivrée par la PEMFC. Les équations 4.9 et 4.10 présentent le calcul de ces deux entrées. La sortie considérée, $\Delta P_{consigne}$, correspond à la variation de la puissance de consigne de la PEMFC.

$$\Delta SOC = SOC(t) - SOC_{ref} \quad (4.9)$$

$$\Delta P = P_{consom}(t) - P_{PEMFC}(t) \quad (4.10)$$

Les entrées et sorties sont normalisées entre -1 et 1 par leurs valeurs extrémales. Elles sont également centrées en 0 : ΔSOC vaut 0 si le SOC de la batterie vaut SOC_{ref} , ΔP vaut 0 si la puissance des consommateurs est égale à la puissance de la PEMFC. De même, si les deux entrées valent 0, la sortie $\Delta P_{consigne}$ est nulle.

4.3.3.3 Détermination de la surface de contrôle

La construction de la surface de contrôle est réalisée en plusieurs étapes :

1. Les valeurs linguistiques des entrées et sorties sont définies.
2. Les fonctions d'appartenance de ces valeurs linguistiques sont déterminées.
3. Les règles floues sont établies.
4. La surface de contrôle est générée. Pour chaque combinaison d'entrées ΔSOC et ΔP , et à partir des règles définies, la valeur de $\Delta P_{consigne}$ est calculée.
5. Les paramètres des fonctions d'appartenance sont ensuite optimisés pour obtenir la surface de contrôle la plus adaptée au problème étudié.

Étape 1 : détermination des valeurs linguistiques :

Dans la stratégie implantée, sept valeurs linguistiques sont définies pour caractériser les deux entrées et la sortie. Elles seront appelées NH , NM , NB , Z , PB , PM , PH pour respectivement Négatif Haut, Négatif Moyen, Négatif Bas, Zéro, Positif Bas, Positif Moyen, Positif Haut.

Étape 2 : détermination des fonctions d'appartenance :

Les fonctions d'appartenance des valeurs linguistiques des deux entrées sont définies par des fonctions triangulaires à l'exception des valeurs extrémales NH et PH qui sont représentées par des fonctions trapézoïdales. Toutes ces fonctions prennent leurs valeurs entre 0 et 1.

Les valeurs linguistiques de la sortie sont, quant à elles, modélisées par des fonctions singleton. Un seul paramètre est alors nécessaire pour définir son abscisse. Le contrôleur flou développé est ainsi de type Sugeno. Ce type de contrôleur est fréquemment utilisé dans les applications de transport hybride [149, 151, 146].

4.3 Stratégies implantées

Les fonctions d'appartenance doivent respecter certaines contraintes :

- Les fonctions d'appartenance extrémales des entrées et des sorties ont leur abscisse de sommet à -1 ou 1. Ainsi, les valeurs de la sortie sont réparties sur toute la plage considérée.
- L'ordre des valeurs linguistiques doit être cohérent. Le sommet de la valeur *NH* doit avoir une abscisse plus faible que celle de la valeur *NM* par exemple.
- Le chevauchement des fonctions d'appartenance des entrées est pris à 50 % pour permettre une description continue de la sortie. Cela signifie qu'un état de l'entrée appartient au moins à deux valeurs linguistiques, dont l'une à plus de 50 %.
- L'abscisse du sommet de la fonction d'appartenance de *Z* doit valoir 0 pour que le système soit à réponse pile.

La figure 4.6 présente un exemple de fonctions d'appartenance des valeurs linguistiques des deux entrées et de la sortie. Celles-ci sont déterminées aléatoirement, tout en respectant les contraintes imposées. A partir de ces fonctions d'appartenance, il est possible de traduire les valeurs de la variable d'entrée dans le domaine flou.

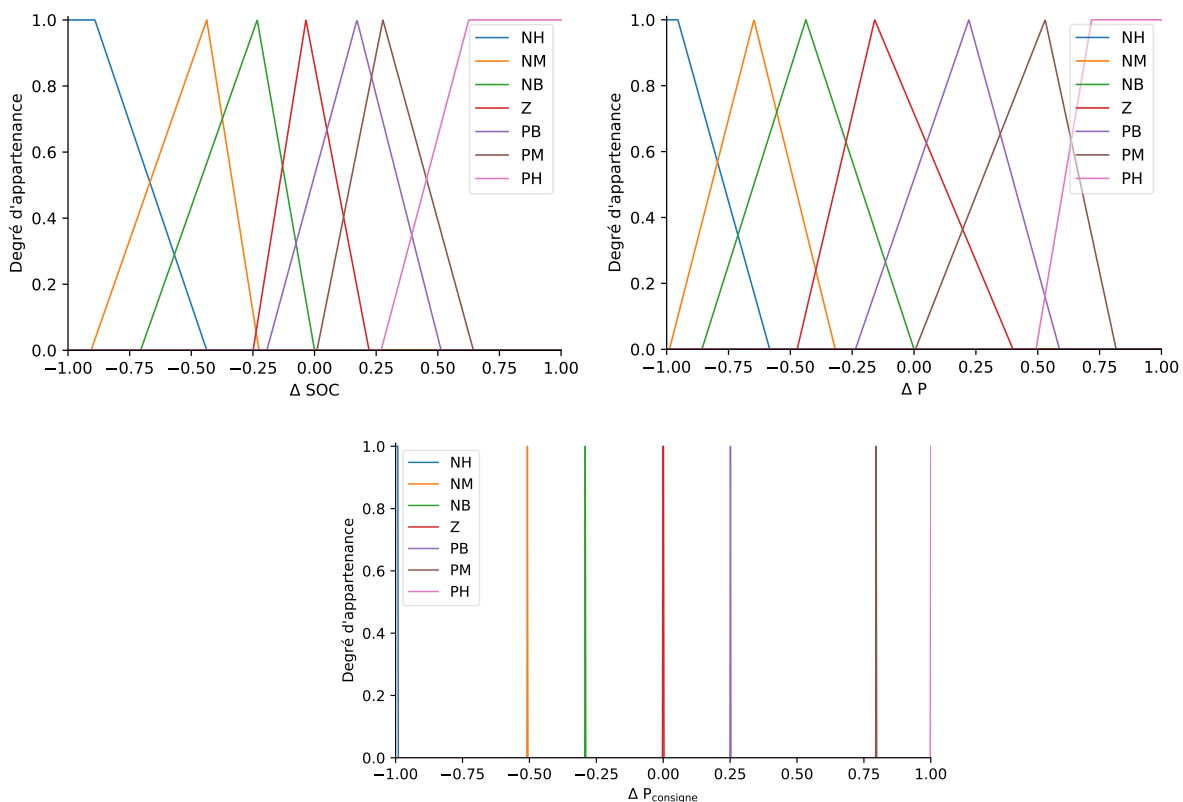


FIGURE 4.6 – Exemple de fonctions d'appartenance des valeurs linguistiques. En haut à gauche : ΔSOC , à droite : ΔP , en bas : $\Delta P_{consigne}$

Étape 3 : détermination des règles floues :

Les règles floues sont ensuite définies. Celles-ci ont été déterminées à partir des travaux de Baert *et al.* [149]. Elles sont présentées dans la table 4.2. Ces règles peuvent être interprétées de la manière suivante : "Si ΔSOC est *NH* et ΔP est *NH*, alors $\Delta P_{consigne}$ est *NH*".

$\Delta P_{consigne}$		ΔP						
		NH	NM	NB	Z	PB	PM	PH
ΔSOC	NH	NH	NH	NH	NH	NM	NB	Z
	NM	NH	NH	NH	NM	NB	Z	PB
	NB	NH	NH	NM	NB	Z	PB	PM
	Z	NH	NM	NB	Z	PB	PM	PH
	PB	NM	NB	Z	PB	PM	PH	PH
	PM	NB	Z	PB	PM	PH	PH	PH
	PH	Z	PB	PM	PH	PH	PH	PH

TABLE 4.2 – Règles floues considérées pour déterminer $\Delta P_{consigne}$

Étape 4 : détermination de la surface de contrôle : A partir des fonctions d'appartenance présentées en figure 4.6 et des règles floues définies dans la table 4.2, la surface de contrôle peut être déterminée (figure 4.7). Les équations qui régissent les relations entre les variables d'entrée et les variables de sortie sont présentées dans la référence [150].

Étape 5 : paramétrage *off-line* des fonctions d'appartenance :

La surface de réponse obtenue dépend des fonctions d'appartenance des entrées et des sorties. Trois paramètres sont alors nécessaires pour caractériser chaque fonction triangulaire : les abscisses extrémales de la base et l'abscisse du sommet. Les fonctions trapézoïdales sont définies seulement par deux paramètres pour assurer la valeur de 1 aux abscisses extrémales, comme sur la figure 4.6. De plus, les contraintes de stabilité imposent que les sommets des trois valeurs linguistiques *Z* aient pour abscisse 0. Quarante paramètres sont donc à définir : dix-huit pour chaque entrée et quatre pour la sortie. Le choix des paramètres est réalisé grâce à un algorithme génétique. Ce dernier réalise ainsi une optimisation sur ces quarante paramètres pour identifier le positionnement de chaque abscisse qui minimise la fonction coût considérée, sur une mission. Cet algorithme est souvent utilisé pour déterminer les paramètres des valeurs linguistiques [149, 148] car il permet d'obtenir une solution approchée d'un problème d'optimisation en un temps raisonnable.

4.3 Stratégies implantées

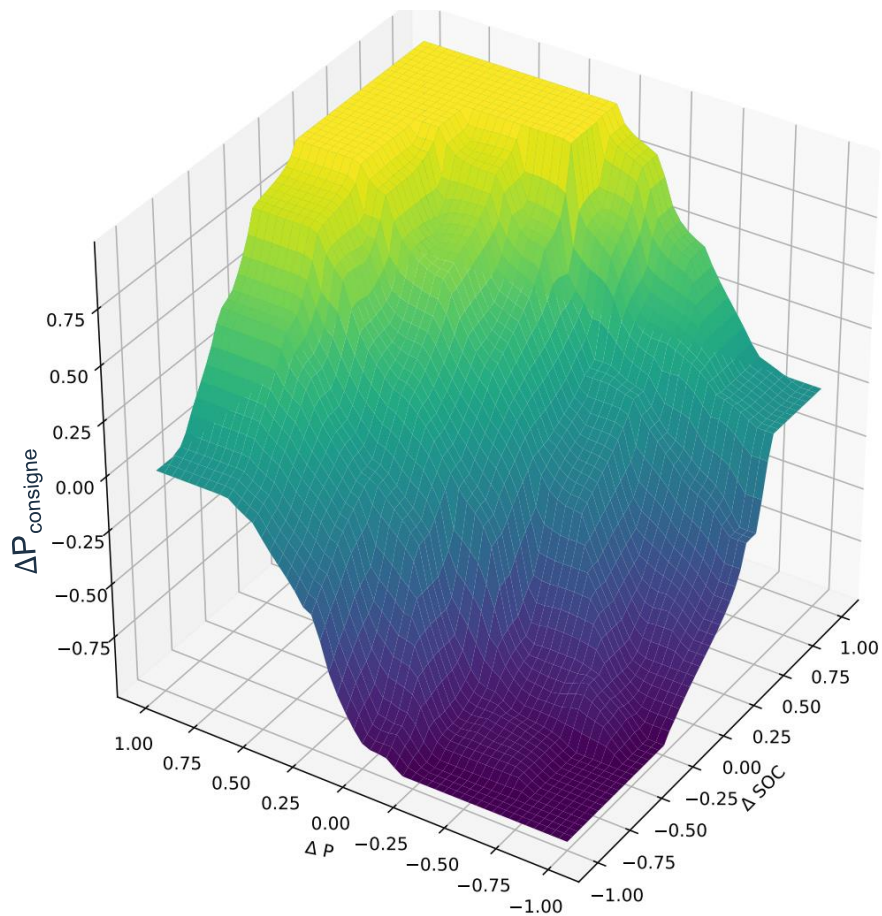


FIGURE 4.7 – Surface de contrôle déterminée à partir de la table 4.2 et des fonctions d'appartenance présentées en figure 4.6

4.3.3.4 Implantation de la commande

Une fois la surface de contrôle déterminée, celle-ci est implantée dans le module *EMS* de l'outil de dimensionnement. La figure 4.8 présente la commande par logique floue implantée. Dans un premier temps, les valeurs de SOC, de la puissance des consommateurs et de la PEMFC fournies à l'instant t permettent de déterminer ΔSOC et ΔP . $\Delta P_{consigne}$ est ensuite déterminée grâce à la surface de contrôle. La dénormalisation de cette sortie détermine la variation de la consigne de puissance de la PEMFC. Cette variation est intégrée pour déterminer à chaque instant la consigne de puissance.

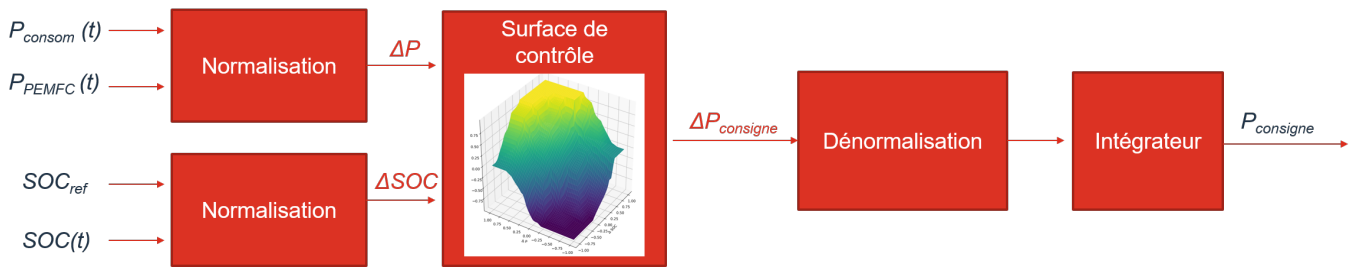


FIGURE 4.8 – Implantation de la commande par logique floue

4.3.4 Commande par programmation dynamique

4.3.4.1 Présentation et fonctionnement

La programmation dynamique est un algorithme qui permet de déterminer la solution optimale d'un problème complexe. Elle est fréquemment utilisée dans les applications de véhicules hybrides pour déterminer la répartition énergétique optimale des sources [84, 80].

Cette méthode cherche à déterminer le chemin optimal d'une variable, dans un espace contraint, afin de minimiser une fonction coût. Le temps ainsi que l'espace de cette variable, c'est-à-dire l'ensemble des valeurs qu'elle peut prendre à chaque instant, sont discrétisés. Par approche graphique, cela permet de définir un maillage composé d'un ensemble de nœuds. On notera N le nombre d'intervalles de temps du maillage, et M le nombre d'intervalles d'espace. Un nœud k est identifié par sa position n en temps et m en espace. L'algorithme nécessite également la connaissance de l'état initial et de l'état final de la variable étudiée.

A partir du maillage défini, toutes les trajectoires permettant de relier l'état initial à l'état final peuvent être étudiées. Sur la figure 4.9, la variable est discrétisée en temps et en espace. Trois chemins sont proposés pour permettre à la variable d'atteindre l'état final à partir de l'état initial. Une fonction coût permet alors d'évaluer chacune de ces trajectoires. La trajectoire optimale correspond à celle qui présente le coût le plus faible.

Cependant, l'étude de toutes les trajectoires possibles nécessite des ressources de calcul considérables. Sur l'exemple proposé figure 4.9, cette étude nécessiterait d'étudier M^N soit 19^{20} trajectoires, ce qui correspond à $3,7 \cdot 10^{25}$ opérations.

4.3 Stratégies implantées

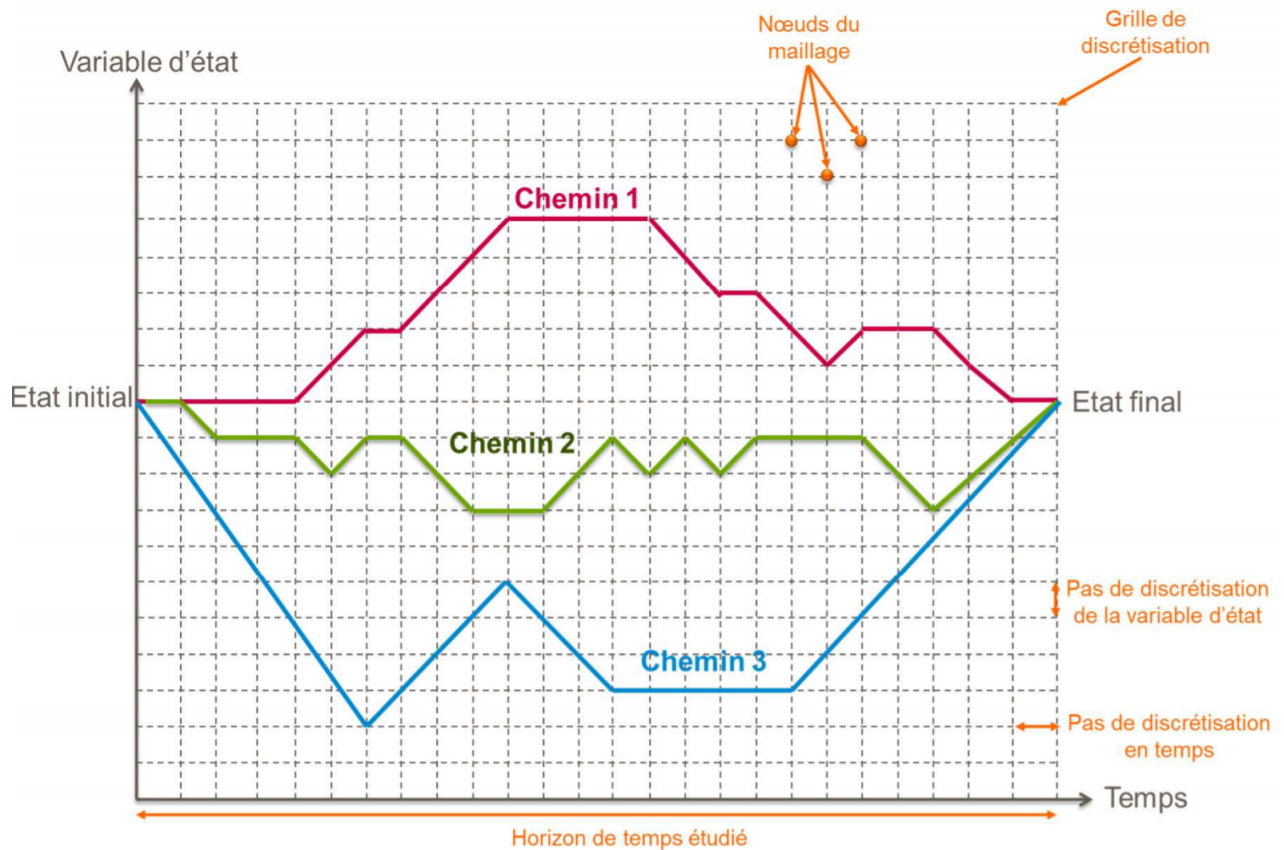


FIGURE 4.9 – Maillage d’une variable d’état, et exemple de chemins possibles reliant l’état initial à l’état final [80]

La méthode de programmation dynamique permet de déterminer cette même trajectoire optimale, en réduisant considérablement le nombre d’opérations réalisées. Elle peut se décomposer en trois étapes :

1. La fonction coût détermine les coûts de toutes les transitions du maillage qui permettent de relier tous les nœuds entre les instants n et $n+1$. Si une trajectoire ne permet pas de respecter les contraintes imposées par le système, alors le coût attribué par l’algorithme est très élevé afin qu’elle ne soit pas retenue.
2. Pour un nœud k positionné à un instant n , l’algorithme étudie tous les coûts de transition qui permettent d’atteindre les nœuds de l’instant $n+1$. Ces coûts forment un vecteur. La trajectoire conservée correspond à celle qui minimise le coût et qui respecte les contraintes. Cette phase est notée phase ①. La valeur du coût retenu est ensuite ajoutée au coût de transition qui permet d’atteindre le nœud k à partir de l’instant $n-1$. Cette opération est réalisée pour les M nœuds de l’instant n , lors de la phase ②. La première itération est réalisée pour atteindre l’état final et est répétée par récursivité jusqu’à l’état initial, phase ③. Ainsi, une fois l’état initial atteint, l’algorithme connaît le coût de la trajectoire optimale.

La figure 4.10 présente le principe des trois phases de cette étape. Dans la phase ①, toutes les trajectoires entre les instants n et $n+1$ sont comparées. Par exemple, la trajectoire en vert est

retenue. Le coût de cette trajectoire correspond au coût élémentaire entre les deux instants ainsi qu'au coût de trajectoire optimale, en pointillés verts, qui permet d'atteindre l'état final à partir de l'instant $n+1$.

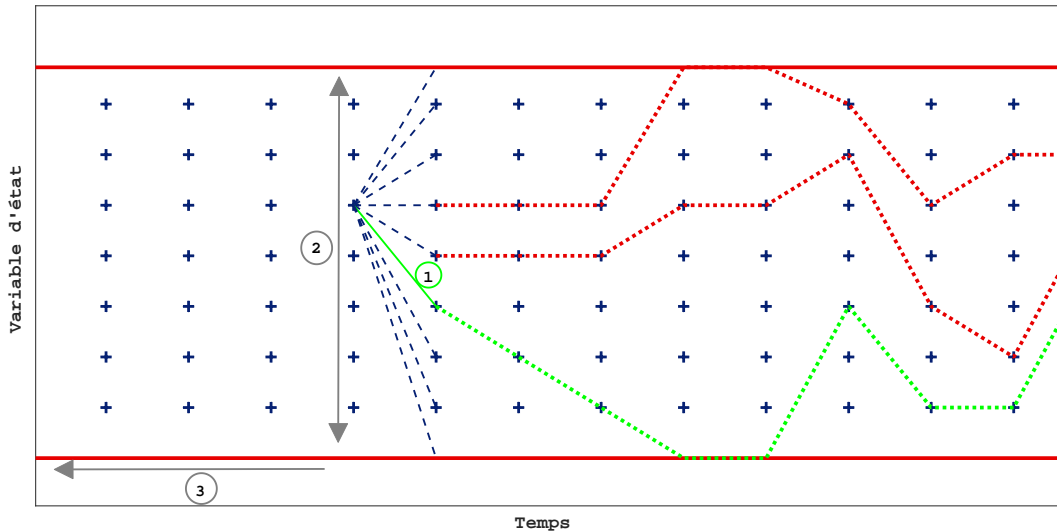


FIGURE 4.10 – Étapes réalisées pour déterminer la trajectoire avec le coût minimal

A chaque instant n , M opérations sont réalisées. Pour déterminer le chemin optimal, $N.M$ opérations suffisent donc au lieu des N^M réalisées par un algorithme exhaustif. Sur l'exemple de la figure 4.9, les $3,7.10^{25}$ opérations nécessaires sont réduites à 380 par l'algorithme de programmation dynamique.

3. A partir du coût de la trajectoire optimale, l'algorithme reconstitue le chemin qui relie les états finaux et initiaux. Il détermine sur cette trajectoire les états des variables d'état, qui sont contraintes par le système. L'algorithme vérifie si ces contraintes sont toutes respectées. Le cas échéant, cette trajectoire est considérée comme la solution optimale. Dans le cas contraire, l'algorithme réitère l'opération avec les meilleures trajectoires par ordre de coût décroissant. Ce processus s'achève dès qu'une trajectoire respecte toutes les contraintes.

Les équations qui permettent d'obtenir le chemin optimal sont présentées en annexe E.

4.3.4.2 Variables d'état

Dans les applications hybrides, les variables considérées sont des variables d'état. L'algorithme de programmation dynamique implanté en considère deux : la puissance de la PEMFC et le SOC de la batterie. L'objectif de cet algorithme est ainsi de définir le profil de puissance de la PEMFC qui permet de minimiser la fonction coût en respectant les contraintes imposées sur le SOC. Pour ce faire, sur une mission, le temps est discrétisé par intervalle de 1 s et l'espace des puissances de la PEMFC par intervalle de 1 % de sa puissance maximale.

4.3 Stratégies implantées

Le SOC définit l'état final et l'état initial à considérer. Sa valeur est calculée sur chaque intervalle de temps, en fonction de la puissance PEMFC choisie.

4.3.4.3 Contraintes du système

Des contraintes sont définies afin de limiter l'espace de recherche des variables d'état à chaque instant. En effet, la puissance de la PEMFC est limitée par ses puissances extrémales $P_{PEMFC, min}$ et $P_{PEMFC, max}$. Ces grandeurs sont définies par le fournisseur de la PEMFC, qui préconise d'éviter son fonctionnement à faible ou fort courant, comme présenté dans la partie 1.2.5. Cette contrainte est imposée par l'équation 4.11. L'algorithme prend également en considération les limitations de variation de la puissance. L'équation 4.12 permet d'exprimer cette contrainte respectivement lorsque la puissance augmente, avec $\Delta P_{PEMFC, max}$, ou lorsqu'elle diminue avec $\Delta P_{PEMFC, min}$. Par ailleurs, le SOC de la batterie est également contraint par des limitations maximale et minimale : SOC_{max} et SOC_{min} , équation 4.13. La puissance que peut fournir la batterie, P_{batt} , est quant à elle dépendante des limitations en charge et en décharge. La puissance maximale de décharge, positive, est notée $P_{batt, max}$. La puissance de charge, négative, est notée $P_{batt, min}$. Ces deux valeurs dépendent du SOC. La puissance fournie par la batterie doit donc être comprise entre ces deux limites, comme proposé dans l'équation 4.14. Enfin, la puissance fournie par la PEMFC doit permettre aux deux sources de répondre à chaque instant au besoin de puissance des consommateurs. Cette contrainte est présentée en équation 4.15.

$$P_{PEMFC, min} < P_{PEMFC}(t) < P_{PEMFC, max} \quad (4.11)$$

$$\Delta P_{PEMFC, min} < \Delta P_{PEMFC}(t) < \Delta P_{PEMFC, max} \quad (4.12)$$

$$SOC_{min} < SOC(t) < SOC_{max} \quad (4.13)$$

$$P_{batt, min}(SOC) < P_{batt}(t) < P_{batt, max}(SOC) \quad (4.14)$$

$$P_{PEMFC} + P_{batt} - P_{mission}(t) - P_{aux} - P_{pertes}(P_{PEMFC}, P_{batt}) = 0 \quad (4.15)$$

L'étude de ces contraintes permet de déterminer, sur le maillage établi, l'espace de recherche de la fonction d'état. La figure 4.11 présente un exemple de définition de maillage de la PEMFC sur une mission, en prenant en considération les contraintes exprimées dans les équations 4.11, 4.14 et 4.15. Sur cet exemple, l'intervalle de temps sur la mission est pris à 100 s au lieu de 1 s, tandis que l'intervalle d'espace est pris à 2 % de la puissance maximale de la PEMFC, au lieu de 1 %.

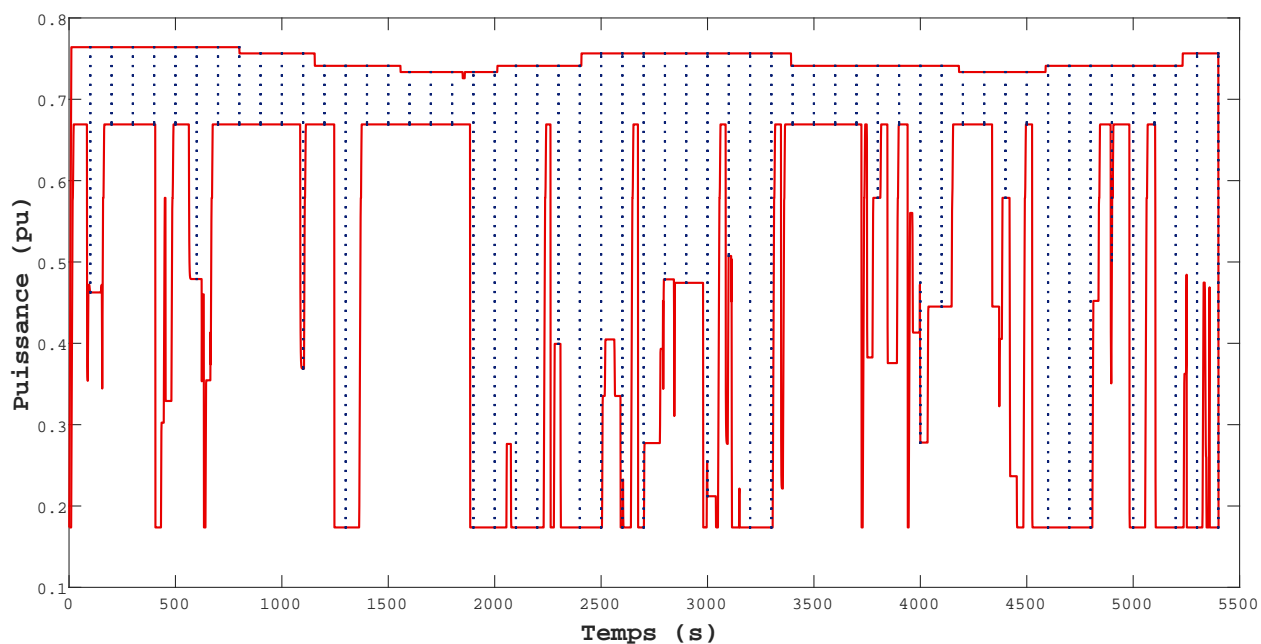


FIGURE 4.11 – Exemple de réduction de l'espace de recherche de la puissance PEMFC sur une mission. En bleu les nœuds du maillage, en rouge les limitations de l'espace.

4.3.4.4 Hypothèses considérées pour appliquer l'algorithme

Pour déterminer le profil de puissance optimal de la PEMFC, des hypothèses simplificatrices sont établies.

- La PEMFC et la batterie doivent répondre à chaque instant au besoin de puissance des sources consommatrices. Avec l'outil de dimensionnement développé, le déséquilibre entre le besoin de consommation de la mission et la disponibilité en puissance des sources entraîne une réduction de la vitesse du train et une augmentation du temps de parcours. Avec cet algorithme, l'impact de ce déséquilibre sur la dynamique du train ne peut pas être pris en compte car la mission est parcourue de l'état final vers l'état initial. Les performances dynamiques du train sont donc fixées. Si les sources ne peuvent pas répondre au besoin de puissance en tout point, alors le profil est considéré non conforme au besoin. Le profil de puissance appliqué correspond au profil théorique idéal.
- Le BMS définit les limitations en courant de la batterie. Il prend ainsi en considération les régimes de pics autorisés par le constructeur. Ces régimes doivent être respectés pendant une durée spécifique, puis suivis d'un temps de repos. Cette contrainte temporelle ne peut pas être anticipée par l'algorithme car il parcourt la mission de l'état final vers l'état initial. Il est donc choisi de comptabiliser les pics à partir de l'instant où ils sont détectés par l'algorithme. Leur durée autorisée est calculée à partir de leur instant final, au lieu de leur instant initial. Par ce choix, les temps de repos précèdent les temps de pics. Cela permet d'autoriser les régimes de pics tout en garantissant un temps de repos entre chaque, afin de respecter les consignes du fournisseur.

4.3 Stratégies implantées

- Deux fonctions coût ont été précédemment définies. Dans le cas où l'étude cherche à minimiser la consommation d'hydrogène, la fonction coût ϵ_{H_2} est considérée. L'algorithme de programmation dynamique cherche donc à définir le coût de consommation d'hydrogène associé à chaque transition élémentaire du maillage. Celui-ci correspond à la consommation en g/kWh, définie à une puissance donnée et calculée sur 1 s.

Dans le cas où l'étude cherche à minimiser la fonction coût ϵ_{OPEX} , le coup de vieillissement de la PEMFC est ajouté à chaque transition. Ce coût est calculé à partir du modèle de vieillissement présenté en partie 3.2.1. Entre deux intervalles de temps, le coût est déterminé à partir de l'équation 3.7 dans le cas de régime galvanostatique, et à partir de l'équation 3.4 dans le cas de régime dynamique.

Pour le coût lié au vieillissement de la batterie, le modèle développé impose de connaître l'ensemble de la mission afin d'identifier les cycles, comme présenté dans la partie 3.2.2.2. Il n'est donc pas possible de décomposer ce modèle en coûts élémentaires entre chaque nœud sans modifier le modèle de vieillissement établi. On choisit alors d'ajouter le coût lié au vieillissement de la batterie a posteriori, une fois le profil de puissance optimal déterminé. Deux hypothèses sont ainsi considérées :

1. Les coûts engendrés par le vieillissement de la batterie sont faibles par rapport aux coûts engendrés par le vieillissement de la PEMFC et par la consommation d'hydrogène.
2. Le facteur principal qui affecte la durée de vie des batteries est sa profondeur de décharge. Éviter des décharges profondes permet ainsi d'améliorer la durée de vie des cellules.

Dès lors, la stratégie mise en œuvre pour intégrer le coût du vieillissement de la batterie consiste à déterminer le chemin qui minimise le coût lié au vieillissement de la PEMFC et à la consommation d'hydrogène, en modifiant par itérations successives la contrainte de profondeur de décharge autorisée. Le vieillissement de la batterie est alors calculé pour chaque itération et ajouté au coût total de la trajectoire. La trajectoire qui minimise la fonction coût ϵ_{OPEX} est ensuite sélectionnée.

4.4 Application des EMS sur deux cas d'usage réels

Les stratégies de gestion de l'énergie par machine d'état, correcteur proportionnel, logique floue et programmation dynamique ont été implantées dans l'outil de dimensionnement.

Dans cette partie, ces stratégies sont évaluées en simulant le parcours du train sur deux cycles d'usage réels. Deux études sont réalisées : la première se focalise uniquement sur le coût lié à la consommation d'hydrogène et est étudiée dans le cadre d'applications industrielles. La seconde considère l'OPEX des sources et exprime, en plus du coût lié à la consommation d'hydrogène, celui lié au vieillissement des sources.

Ces deux cycles correspondent aux missions A et B présentées dans la partie 2.5. Pour cette étude, le dimensionnement considéré est de quatre branches de batterie *BattA* et de six branches de *PEMFC_A*. Il permet de mettre en évidence la pertinence des stratégies implantées sans être contraint par un sous-dimensionnement des sources. Les données d'entrée considérées pour les simulations sont identiques à celles utilisées dans la partie 3.3.

Le choix de ces missions et du dimensionnement des sources permet d'évaluer plusieurs aspects de la stratégie implantée :

- Sur la mission A, les caractéristiques de la mission, en particulier son élévation d'altitude, entraînent un besoin de puissance important durant une période longue. Le rôle de l'EMS est alors essentiel. Si la gestion des sources n'est pas adaptée, le train ne pourra pas répondre au besoin, ce qui pourra se traduire par un retard, une décharge profonde de la batterie, donc un temps de recharge plus long en fin de mission.
- Sur la mission B, le grand nombre de stations desservies entraîne des variations de puissance nombreuses et rapides. L'EMS peut ainsi être pertinente pour maximiser l'énergie récupérable par la batterie lors des phases de freinage, et limiter les variations de la PEMFC pour améliorer sa durée de vie.

Les profils de puissance électrique nécessaire pour la traction du train sur les missions A et B sont présentés en figure 4.12.

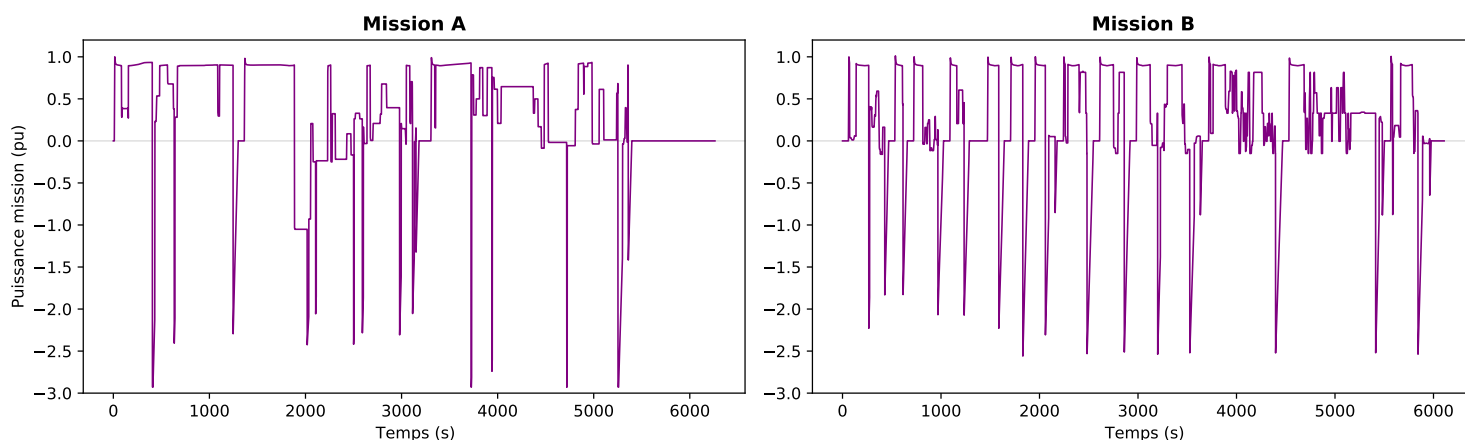


FIGURE 4.12 – Profils de puissance de traction normalisés des missions A et B

4.4 Application des EMS sur deux cas d'usage réels

Dans ces deux études, le SOC initial de la batterie est imposé à 85 %. Cette valeur élevée accélère les dégradations de la batterie et n'est donc pas optimale. Cependant, dans les applications de transport utilisant des EMS *on-line*, la mission n'est pas nécessairement connue. Cette contrainte de dimensionnement permet donc de maximiser l'énergie utile de la batterie sur la mission.

De plus, une fois que le train atteint la dernière station, la batterie est rechargée par la PEMFC. Lors de cette recharge, les auxiliaires du train et des sources nécessitent toujours d'être alimentés. La loi qui régit la recharge en station est définie par le constructeur. Cette loi est indépendante de l'EMS implantée.

4.4.1 Minimisation de la consommation

4.4.1.1 Profils de puissance de la PEMFC

Dans cette première étude, l'objectif de l'EMS est de minimiser la fonction coût $\epsilon_{conso, mission}$. La figure 4.13 présente le profil de puissance de la PEMFC normalisé, obtenu sur les deux missions pour chacune des EMS. La figure 4.14 présente quant à elle le profil de vitesse, le SOC de la batterie ainsi que la quantité d'hydrogène consommée. Cette dernière grandeur est normalisée par la valeur obtenue par la stratégie de programmation dynamique.

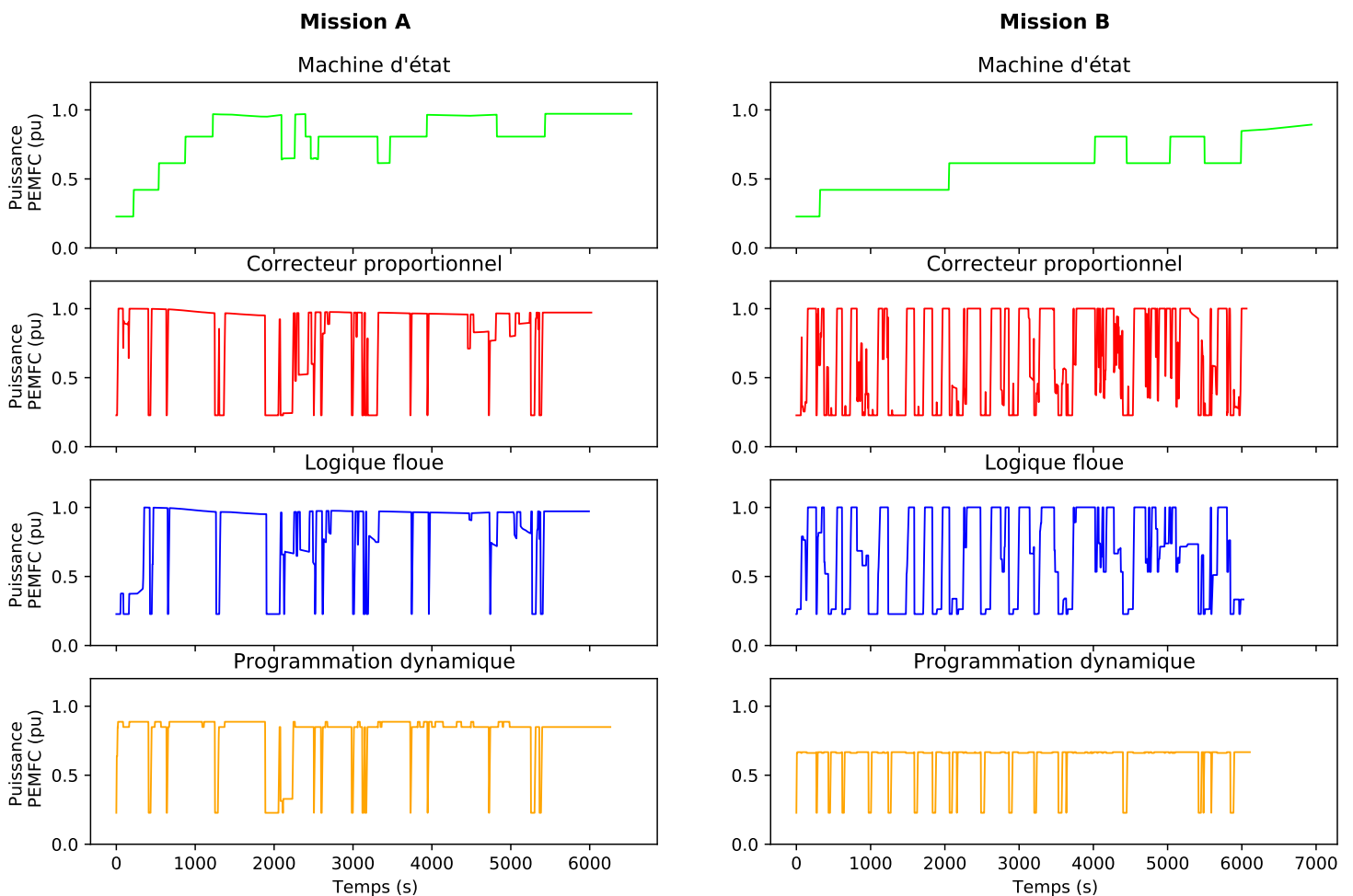


FIGURE 4.13 – Profils de puissance de la PEMFC normalisés, obtenus pour chacune des EMS

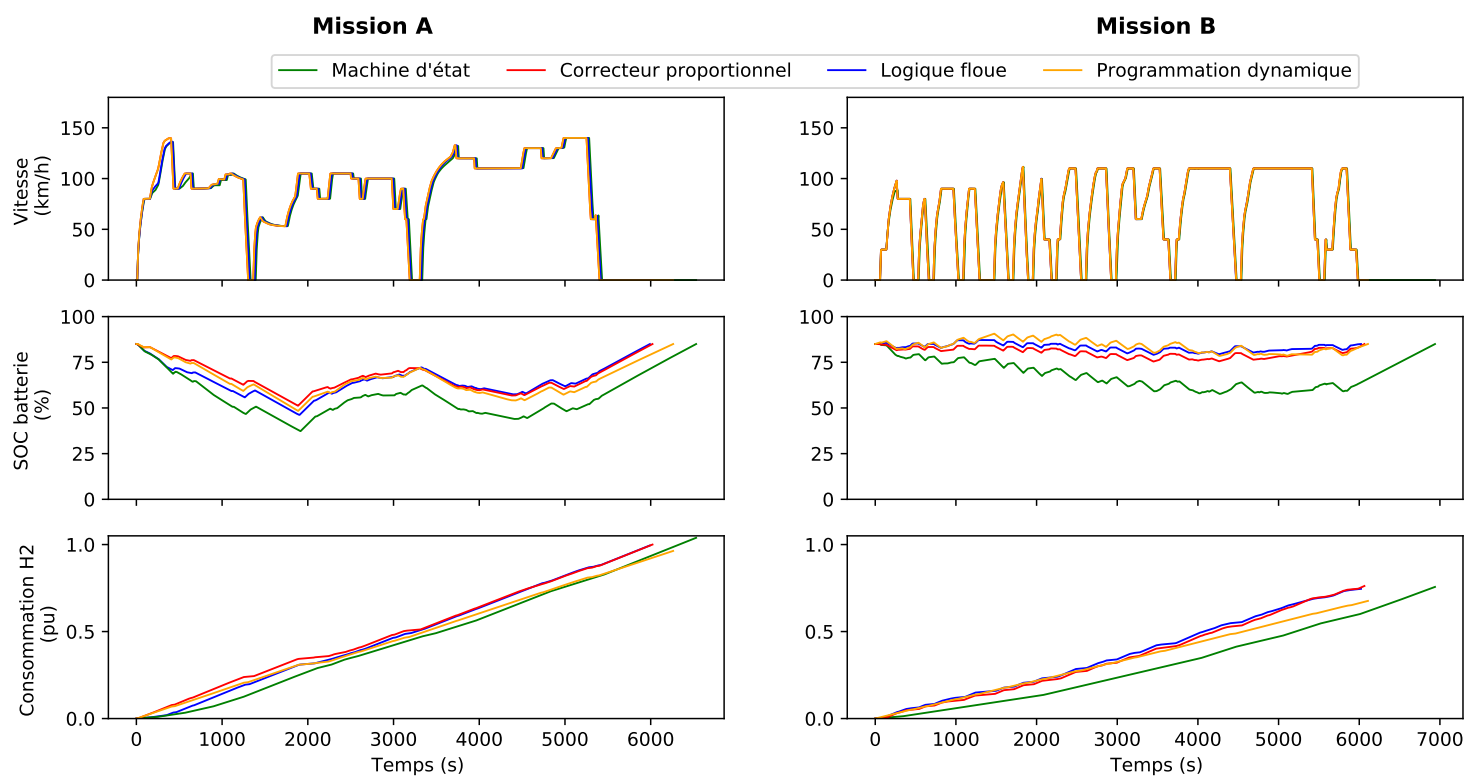


FIGURE 4.14 – Profils de vitesse, de SOC et de consommation d'hydrogène obtenus pour chacune des EMS

4.4.1.2 Performances énergétiques

Les performances de ces EMS peuvent ensuite être quantifiées grâce à la fonction coût $\epsilon_{conso, mission}$, comme présenté en figure 4.15. Ces coûts sont normalisés par celui obtenu par la stratégie de programmation dynamique. Enfin, ces EMS peuvent impacter la dynamique du train et entraîner un retard de celui-ci par rapport au temps de référence. Ce retard est déterminé en table 4.3.

EMS	Mission A (%)	Mission B (%)
Machine d'état	0,59	0,13
Correcteur proportionnel	0,02	0,02
Logique floue	0,09	0,03
Programmation dynamique	0	0

TABLE 4.3 – Estimation des retards du train obtenus avec chacune des EMS

4.4 Application des EMS sur deux cas d'usage réels

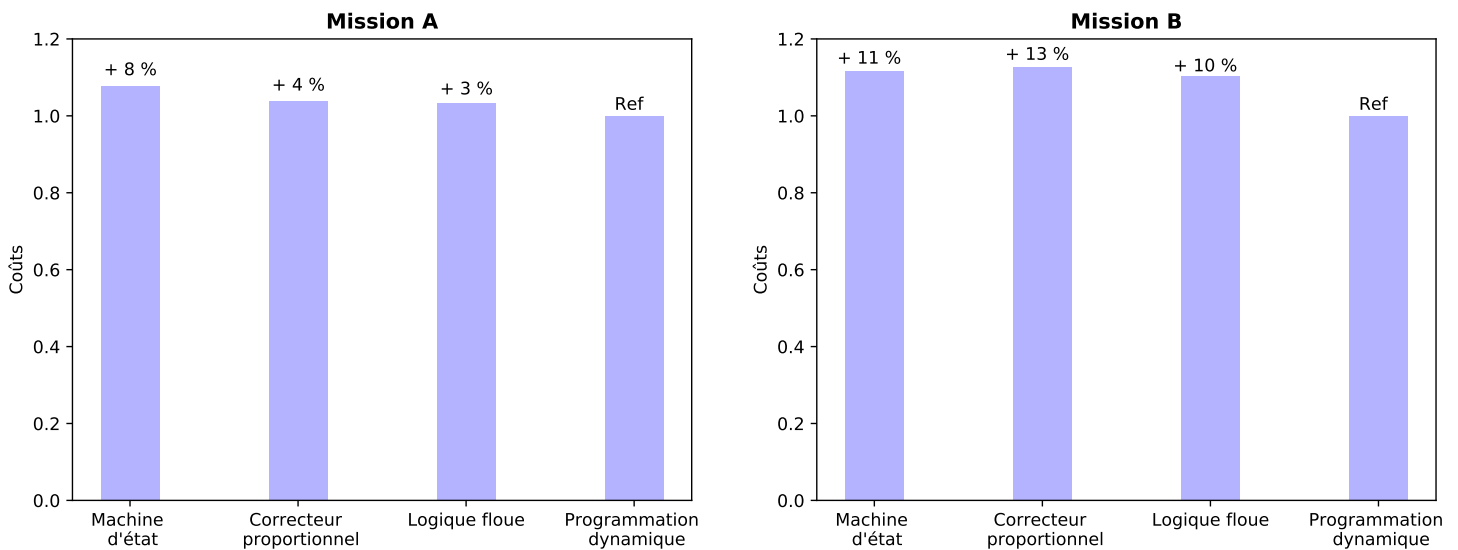


FIGURE 4.15 – Comparaison des coûts de consommation d'hydrogène, obtenus pour chacune des EMS, normalisés par celui obtenu par programmation dynamique

4.4.1.3 Comparaison de l'impact de l'EMS sur la consommation d'hydrogène

Dans cette première application, les EMS sont comparées par rapport à la quantité d'hydrogène consommée sur la mission. Plusieurs observations peuvent être faites à partir des résultats présentés :

- La loi par machine d'état impose la puissance de la PEMFC en fonction du SOC de la batterie. Ainsi, sa décharge entraîne une élévation progressive de la puissance de la PEMFC jusqu'à sa valeur maximale dès que le SOC descend sous le seuil de 50 %. Sur la mission A, cette stratégie obtient le coût le plus élevé car la batterie se décharge rapidement.

La PEMFC est alors contrainte de fonctionner à haute puissance. Sur toute la plage d'utilisation préconisée par le fournisseur de la PEMFC, ce régime de fonctionnement présente la consommation en g/kWh la plus élevée, et le rendement du système le plus faible.

Sur la mission B, la PEMFC opère principalement à des puissances pour lesquelles son efficacité est élevée. La consommation en hydrogène lors des phases de traction est donc faible comparée aux autres EMS.

Cependant, cette stratégie ne permet pas d'optimiser la récupération d'énergie lors des phases de freinage. En effet, la puissance que peut récupérer la batterie est limitée. Lors de ces phases, la batterie doit stocker à la fois l'énergie issue du freinage mais également une celle fournie par la PEMFC qui continue d'opérer à régime constant. Ainsi, plus cette dernière délivre une puissance élevée, moins la part du freinage qui peut être récupérée par la batterie sera importante. Le freinage électrique complémentaire sera alors dissipé dans les rhéostats.

- La stratégie par correcteur proportionnel et la stratégie par logique floue présentent des profils de puissance très similaires. Pour ces deux stratégies, la PEMFC privilégie le besoin de puissance de

la traction pour limiter la décharge de la batterie. Lors des phases de freinage, la puissance de la PEMFC est réduite à son minimum afin de maximiser la récupération de l'énergie par la batterie. Les coûts de consommation d'hydrogène obtenus sont cependant plus faibles pour la commande par logique floue. La PEMFC fonctionne en effet moins longtemps à la puissance maximale et la batterie récupère plus d'énergie de freinage.

- La stratégie par programmation dynamique obtient le coût de consommation d'hydrogène les plus faibles sur les deux missions. On peut constater que la PEMFC fonctionne systématiquement à sa puissance minimale lors des phases de freinage. Cela permet de maximiser la récupération d'énergie. De plus, cette stratégie cherche à minimiser le temps de fonctionnement de la PEMFC à sa puissance maximale, pour laquelle le rendement est le plus faible. En connaissant la mission, l'algorithme détermine ainsi la puissance d'opération optimale. Celle-ci permet de répondre à chaque instant au besoin de puissance, de limiter la décharge de la batterie et de maximiser l'efficacité de la PEMFC.

De faibles variations de puissance peuvent être observées sur les profils de puissance de la PEMFC, figure 4.13. Ces variations suffisent pour répondre au besoin de puissance de la traction. Pour la mission A, la plage de puissance déterminée est plus élevée que sur la mission B car le besoin de puissance de la traction est plus important. La décharge de la batterie est ainsi limitée sans que la PEMFC n'ait besoin d'opérer à sa puissance maximale.

- Les écarts de coût entre les quatre EMS sont relativement faibles, en particulier sur la mission A. Cela se justifie tout d'abord par le dimensionnement des sources considéré. Pour répondre au besoin de puissance de traction, le profil de puissance de la PEMFC est fortement contraint. Ces profils sont ainsi nécessairement similaires pour les quatre EMS, afin de pouvoir réaliser les missions. De plus, les différences de coût sont étroitement liées au rendement du système PEMFC et à sa consommation en g/kWh. Sur la plage de fonctionnement considérée dans les simulations et préconisée par le fournisseur, ces deux grandeurs varient peu. Cela limite ainsi la quantité d'hydrogène qui peut être économisée sur les missions.
- Pour les quatre EMS, les coûts de pénalité sont nuls car les retards obtenus ne dépassent pas le seuil des 2 %. Cependant, on peut noter que le retard le plus important est atteint avec la stratégie par machine d'état. En effet, cette stratégie est la seule qui ne considère pas le besoin de puissance pour déterminer la consigne de la PEMFC. Ainsi, cette stratégie est adaptée si les limitations en charge et en décharge de la batterie sont suffisamment élevées pour compléter en permanence le besoin de traction. Dans le cas contraire, la dynamique du train est affectée ce qui se traduit par un temps de parcours plus long.

4.4.2 Minimisation de l'OPEX

4.4.2.1 Profils de puissance de la PEMFC

Dans la seconde étude, les performances de l'EMS sont étudiées par rapport à la fonction coût $\text{€}_{OPEX, mission}$. La surface de réponse de la gestion par logique floue est alors recalculée pour minimiser cette fonction. De même, l'algorithme de programmation dynamique est à nouveau appliqué afin de définir le profil de puissance optimal de la PEMFC. Les stratégies par machine d'état et par correcteur proportionnel ne dépendent pas de la fonction coût considérée. Ainsi, la figure 4.16 présente uniquement les profils de puissance obtenus par les stratégies par logique floue et par programmation dynamique sur les missions A et B. La figure 4.17 présente le profil de vitesse, le SOC de la batterie ainsi que la quantité d'hydrogène consommée. Comme précédemment, cette dernière grandeur est normalisée par la valeur obtenue par la stratégie de programmation dynamique.

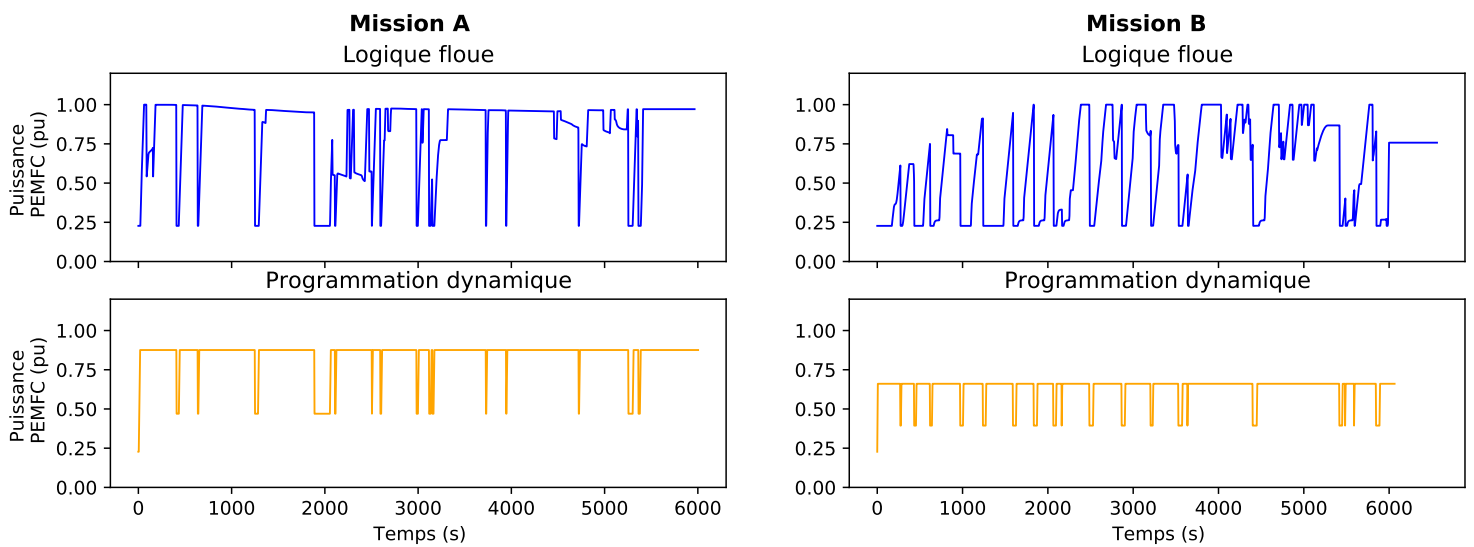


FIGURE 4.16 – Profils de puissance de la PEMFC obtenus par les stratégies de logique floue et de programmation dynamique

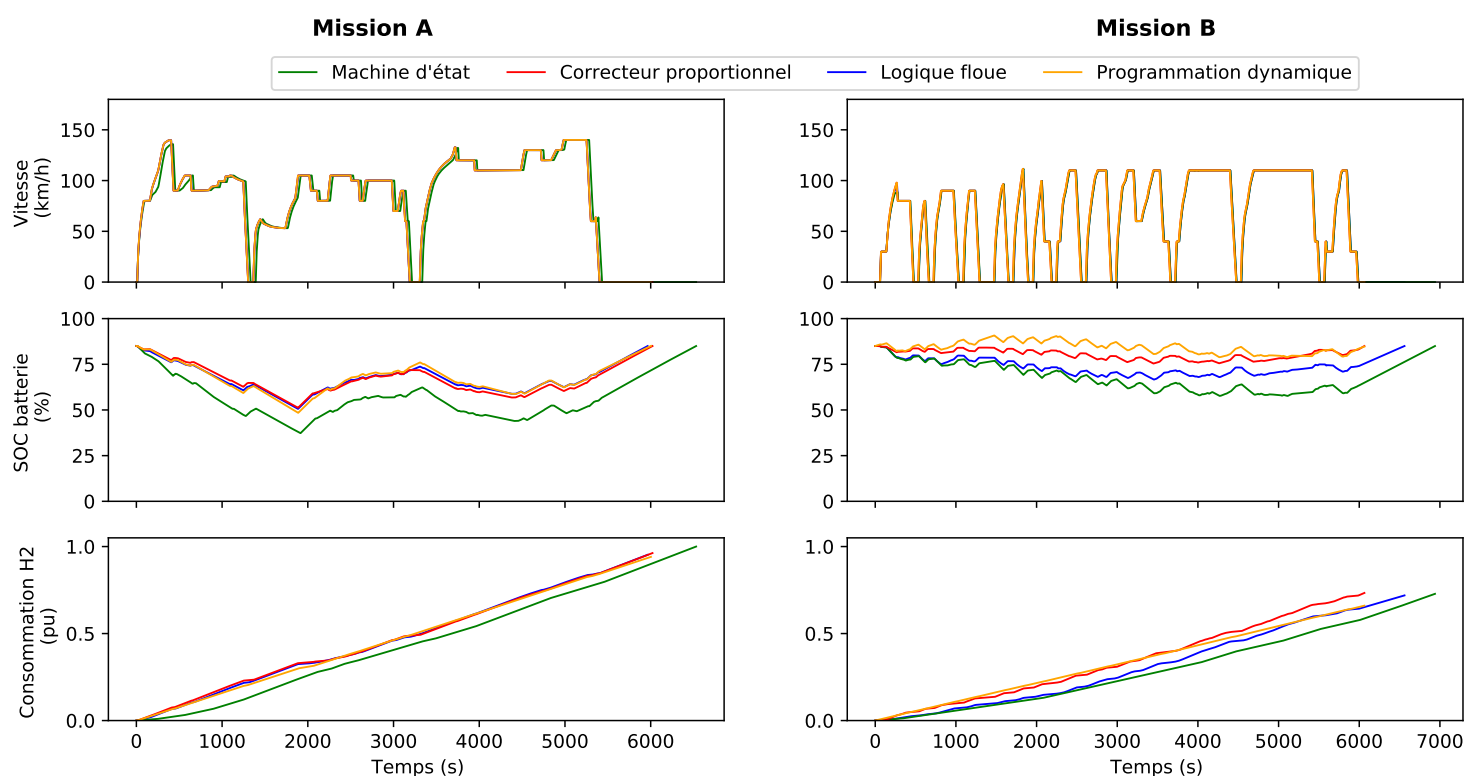


FIGURE 4.17 – Profils de vitesse, de SOC et de consommation d'hydrogène obtenus pour chacune des EMS

4.4.2.2 Performances énergétiques

La fonction coût $\epsilon_{OPEX, mission}$ est ensuite utilisée pour comparer les coûts d'opération de ces quatre EMS. Les coûts obtenus sont présentés en figure 4.18. Ils sont normalisés par celui obtenu par programmation dynamique. La stratégie par logique floue implantée n'entraîne aucun retard par rapport au temps de référence.

4.4.2.3 Comparaison de l'impact de l'EMS sur l'OPEX des missions

Dans la seconde étude, les EMS sont comparées par rapport à leur coût obtenus avec la fonction $\epsilon_{OPEX, mission}$. On peut noter que :

- Le profil de puissance obtenu par logique floue diffère particulièrement de celui obtenu lors de l'étude précédente. Sur la mission B, on peut constater que les augmentations de puissance sont limitées. Ces variations sont ainsi situées sous le seuil de régime dynamique, comme présenté en partie 3.2.1.2. Les dégradations étant plus faibles qu'en régime galvanostatique, le coût de vieillissement de la PEMFC est alors réduit. Ces limitations n'apparaissent pas lorsque la puissance diminue. Cela permet de maximiser l'énergie à récupérer lors des freinages.

4.4 Application des EMS sur deux cas d'usage réels

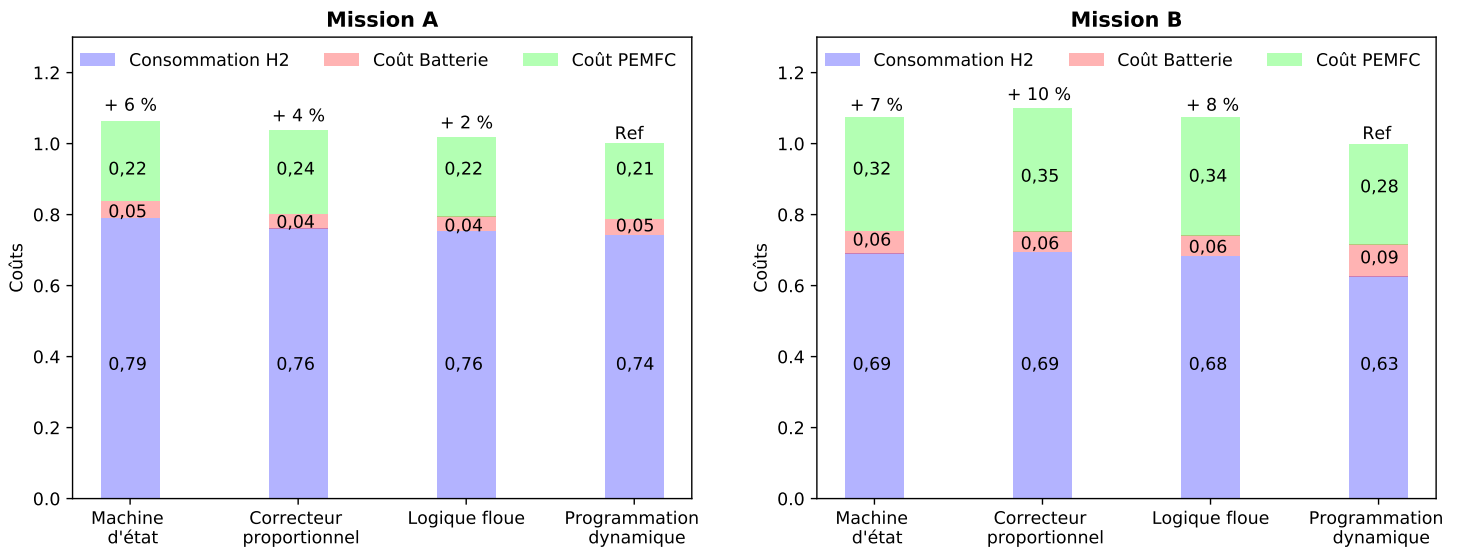


FIGURE 4.18 – Comparaison des coûts d'OPEX obtenus pour chacune des EMS, normalisés par celui obtenu par programmation dynamique

- Les coûts liés au vieillissement de la batterie sont faibles par rapport aux coûts de consommation d'hydrogène et de vieillissement de la PEMFC. Cela se justifie tout d'abord par les coûts relativement faibles de la batterie choisie. De plus, la profondeur de décharge est relativement faible ce qui réduit son vieillissement sur les missions. On peut cependant noter que le vieillissement est plus important sur la mission B que sur la A. Sur la mission B, les cycles sont réalisés à hauts SOC ce qui accélère particulièrement les dégradations.
- Pour la stratégie par machine d'état, les dégradations de la PEMFC d'origine dynamique sont très faibles. C'est ce qui lui permet d'avoir un coût plus faible que les deux autres stratégies en temps réel sur la mission B. Sur la mission A, les économies réalisées sur la durée de vie de la PEMFC ne permettent pas de compenser la consommation d'hydrogène élevée.
- L'algorithme de programmation dynamique permet de déterminer le profil de puissance optimal de la PEMFC. Il cherche ainsi à optimiser le rendement du système PEMFC et limiter la profondeur de décharge de la batterie. Lors des phases de freinage, on peut observer que la puissance n'atteint pas la puissance minimale de la PEMFC. L'algorithme réalise ainsi un compromis entre les économies réalisées en récupérant l'énergie de freinage et l'impact de la variation de puissance sur la durée de vie de la PEMFC. Pour minimiser les coûts d'opération, cette stratégie privilégie l'utilisation de la batterie pour répondre au besoin de puissance.
- Comme observé lors de l'étude précédente, les économies sont relativement faibles sur la mission A, à cause de la difficulté de la mission.

4.4.3 Comparaison des EMS implantées

Sur ces deux études, on peut constater que les coûts obtenus pour les trois EMS *on-line* sont très proches. Grâce à l'algorithme de programmation dynamique, on peut également noter qu'il est difficile de réduire le coût obtenu par l'EMS sur la mission A. En effet, le besoin de puissance de la traction contraint la PEMFC à fonctionner à haute puissance la majeure partie du temps. Cependant, sur la mission B, des économies plus importantes peuvent être réalisées. L'algorithme de programmation dynamique indique que le coût $\text{€}_{\text{conso, mission}}$ peut être réduit d'environ 10 %, tandis que le coût $\text{€}_{\text{OPEX, mission}}$ peut être diminué d'environ 7 %. Ces conclusions sont cependant étroitement liées au dimensionnement choisi et aux coûts des sources et de l'hydrogène considérés.

La comparaison des coûts sur les deux missions a permis de mettre en évidence les avantages et les inconvénients de chacune de ces stratégies. Parmi les stratégies *on-line*, la commande par machine d'état réduit le vieillissement de la PEMFC en limitant ses variations de puissance. Cependant, elle n'optimise pas la récupération d'énergie lors des phases de freinage et ne permet pas de répondre aux besoins de la mission si le SOC de la batterie est élevé. La stratégie par correcteur proportionnel répond, quant à elle, rapidement au besoin de puissance du train ce qui entraîne des dégradations de la PEMFC plus importantes. La stratégie par logique floue réalise un compromis entre la vitesse de variation de la PEMFC et la réponse au besoin de puissance. Cela lui permet d'obtenir, en moyenne, les coûts les plus faibles. Cette stratégie est cependant plus complexe à paramétrer.

Il est pertinent de noter que la stratégie par correcteur proportionnel est plus intéressante sur la mission A tandis que la stratégie par machine d'état obtient un coût plus faible sur la mission B. Cette stratégie par machine d'état semble plus adaptée lorsque la batterie peut répondre seule au besoin de traction, et si les phases de traction ne s'étendent pas sur une durée longue. La PEMFC peut alors recharger régulièrement la batterie, sans que le SOC de cette dernière ne descende trop bas. Le fonctionnement de la PEMFC peut alors être optimisé. Si les phases de traction sont longues et intenses, la stratégie par correcteur proportionnel est plus adaptée car elle limite la décharge de la batterie et récupère plus d'énergie lors des phases de freinage. Dans les applications en temps réel, la stratégie de gestion ne peut pas anticiper le besoin énergétique sur la mission. Ainsi, pour le dimensionnement des sources considéré, la stratégie par correcteur proportionnel sera ainsi plus adaptée que la stratégie par machine d'état.

Enfin, on peut observer que sur chacune des missions étudiée, le classement des EMS par rapport aux coûts qu'elles obtiennent est similaire pour les deux fonctions coûts considérées. Cela s'explique par le fait que le coût principal de ces fonctions correspond à celui lié à la consommation d'hydrogène. Les coûts liés au vieillissement des sources n'impactent pas suffisamment le coût total pour avoir un impact significatif sur le classement des EMS.

4.5 Conclusion

Ce chapitre a permis d'étudier l'impact des EMS sur les performances du train. Pour quantifier ces performances, deux fonctions coût ont été établies. La première se focalise sur les coûts liés à la consommation d'hydrogène. La seconde intègre également les coûts liés au vieillissement des sources. Quatre EMS *on-line* ont ensuite été développées et implantées dans l'outil de dimensionnement. Ces EMS ont pour but de déterminer la consigne de puissance de la PEMFC. Parmi elles, les stratégies par machine d'état, correcteur proportionnel et par logique floue déterminent la consigne en temps réel. L'algorithme de programmation dynamique permet quant à lui d'identifier le profil de puissance optimal, qui minimise la fonction coût considérée. Ces EMS ont ensuite été comparées sur deux cycles d'usage réels avec chacune des fonctions coûts.

L'étude des stratégies de gestion de l'énergie s'intègre dans le processus de dimensionnement énergétique du train. A partir de l'outil de dimensionnement présenté dans le chapitre 2, des modèles de vieillissement présentés dans le chapitre 3, et des stratégies de gestion de l'énergie présentées dans ce chapitre, le dimensionnement énergétique optimal du train peut être déterminé. Dans cette perspective, un outil d'optimisation a été réalisé. Le chapitre suivant présente ainsi cet outil et le processus mis en œuvre pour déterminer le dimensionnement énergétique optimal du train.

Chapitre 5

Outil d'optimisation

5.1 Introduction

Optimiser le dimensionnement énergétique du train hybride consiste à choisir la PEMFC, la technologie de batterie, leur dimensionnement respectif et l'EMS qui minimisent le coût total du train sur toute sa durée de vie, le TCO (*Total Cost of Ownership*). Dans l'application ferroviaire considérée, la détermination du dimensionnement énergétique optimal nécessite de prendre en considération de nombreux critères et contraintes.

Dans ce chapitre, un outil d'optimisation multicritères est présenté. Cet outil cherche à automatiser la recherche du dimensionnement énergétique optimal. Pour ce faire, il s'appuie sur les travaux réalisés dans les chapitres précédents. L'outil de dimensionnement présenté dans le chapitre 2 permet de déterminer les caractéristiques énergétiques des sources sur une mission. Les modèles de vieillissement présentés dans le chapitre 3 permettent d'estimer la dégradation des sources sur une mission. Le TCO du train peut alors être calculé. Enfin, les EMS présentées dans le chapitre 4 permettent d'améliorer la répartition de l'énergie entre les sources pour minimiser les coûts d'opération.

Cet outil d'optimisation a été réalisé en langage Python, ce qui lui permet d'interagir avec l'outil de dimensionnement. Une interface graphique a été réalisée afin d'en faciliter l'utilisation.

Dans un premier temps, ce chapitre présente l'expression de la fonction TCO à optimiser, puis le processus mis en œuvre dans l'outil d'optimisation. Celui-ci est ensuite utilisé pour déterminer le dimensionnement énergétique qui permet de minimiser le TCO du train sur un projet réel.

5.2 Détermination du TCO

5.2.1 Expression

Le TCO est un indicateur qui exprime en une seule grandeur les coûts d'acquisition du train, le CAPEX, et les coûts liés à son opération, l'OPEX. Dans l'étude réalisée, le calcul du TCO ne s'intéresse qu'aux coûts liés aux sources d'énergie. Son calcul dépend d'un scénario imposé par l'exploitant, qui spécifie le nombre de missions réalisées par jour et le nombre de jours d'opération par an. Il définit

également la durée de vie cible pour le train. Dans la suite de cette étude, on considèrera cette durée de vie à trente ans.

Le calcul de l'OPEX se détermine donc en considérant les coûts liés au vieillissement des sources, à la consommation d'hydrogène et à la maintenance de la PEMFC. Les coûts de déconstruction de la PEMFC sont intégrés à ses coûts de maintenance. Ceux de la batterie sont supposés négligeables par rapport au TCO du train. Un coût de pénalité, arbitraire, est également intégré à l'OPEX. Il permet de quantifier les performances dynamiques du train sur la mission considérée. Il permet ainsi de pénaliser le dimensionnement énergétique du train lorsque ce dernier ne parvient pas à réaliser la mission dans les conditions spécifiées par l'exploitant.

Dans la partie 4.2, un calcul de l'OPEX a été proposé sur une mission. Dans cette partie, l'OPEX est déterminé sur toute la durée de vie du train. Cela impose donc de considérer les dégradations d'origine calendaire dans les coûts liés au vieillissement de la batterie. Par ailleurs, les coûts de l'hydrogène, des PEMFC et des batteries lithium-ion sont amenés à évoluer durant les trente ans de durée de vie du train. Il est donc pertinent d'estimer ces évolutions dans le calcul du TCO du train.

5.2.2 Coûts liés au vieillissement de la PEMFC

Le coût lié au vieillissement de la PEMFC $\epsilon_{\Delta_{PEMFC}}$, est calculé à partir de l'équation 5.1. Le vieillissement par journée d'opération est déterminé à partir de celui calculé sur la mission Δ_{PEMFC} et le nombre de missions par jour $n_{missions/jour}$. Ce vieillissement quotidien est multiplié par le nombre de jours d'opération par an, $n_{jours/opé}$. Enfin, $\epsilon_{PEMFC}(année)$ correspond au coût par kW de la PEMFC. Ce coût est considéré variable durant les trente ans de durée de vie du train.

$$\epsilon_{\Delta_{PEMFC}} = \sum_{année}^{30} \Delta_{PEMFC} \cdot n_{missions/jour} \cdot n_{jours/opé} \cdot \epsilon_{PEMFC}(année) \cdot P_{PEMFC} \quad (5.1)$$

Les coûts des PEMFC pour la mobilité lourde sont actuellement de l'ordre de 1500 €/kW [112]. Cependant, le développement de l'hydrogène dans la mobilité lourde est une des priorités du Ministère de l'économie, des finances et de la relance, en France [2]. Les investissements conséquents des collectivités devraient accélérer l'industrialisation à grande échelle, les développements techniques tels que la réduction de l'usage du catalyseur en platine et la réduction des coûts des réservoirs [152]. Cela devrait ainsi entraîner une réduction rapide des coûts des PEMFC. L'association France Hydrogène (ex Afhyac) estime que d'ici 2025, les coûts du système PEMFC seront réduits de moitié et d'un facteur 3 d'ici 2035 [153]. Le groupe *Hydrogen Council* [152] anticipe lui aussi une réduction de 60 % sur le long terme, pour l'ensemble du système PEMFC. Pour simplifier ces estimations, on considèrera que le prix du kW du système PEMFC sera réduit d'un facteur 2 d'ici 2030 et d'un facteur 3 d'ici 2050. La figure 5.1 présente l'évolution du coût du kW estimé dans le calcul du TCO du train.

5.2 Détermination du TCO

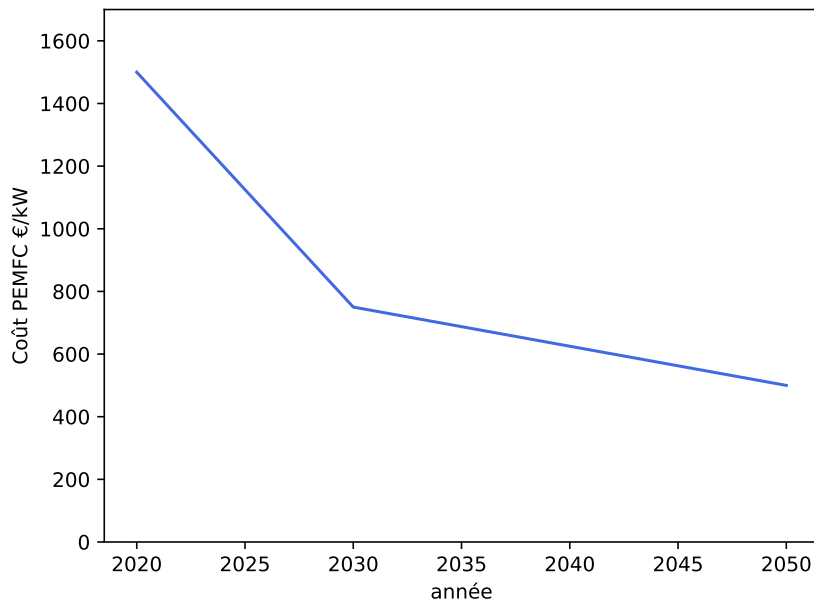


FIGURE 5.1 – Estimation de l'évolution du coût de la PEMFC

5.2.3 Coûts liés au vieillissement de la batterie

Le coût lié au vieillissement de la batterie, $\text{€}_{\Delta_{batt}}$, se calcule comme présenté dans l'équation 5.2. Le vieillissement par jour d'opération prend en compte le vieillissement sur la mission $\Delta_{batt, cyc}$ ainsi que le vieillissement calendaire $\Delta_{batt, cal, opé}$ lié aux temps d'attente entre les missions et le soir en station. Le nombre de journées par an pendant lesquelles le train ne réalise aucune mission est noté $n_{jours/repos}$. Sur ces journées, le vieillissement calendaire est exprimé par $\Delta_{batt, cal, repos}$. Enfin, $\text{€}_{Batt}(année)$ correspond au coût par kWh de la batterie. Ce coût est également considéré variable durant toute la durée de vie du train. E_{batt} correspond à l'énergie que peut échanger la batterie.

$$\text{€}_{\Delta_{batt}} = \sum_{année}^{30} ((\Delta_{batt, cyc} \cdot n_{missions/jour} + \Delta_{batt, cal, opé}) \cdot n_{jours/opé} + \Delta_{batt, cal, repos} \cdot n_{jours/repos}) \cdot \text{€}_{Batt}(année) \cdot E_{batt} \quad (5.2)$$

De plus, le coût des batteries lithium-ion est étroitement lié au coût des matériaux qui la composent ainsi qu'au nombre d'unités produites par an. Ainsi, ces coûts sont amenés à évoluer de manière différente pour les trois technologies de batterie étudiées. Les batteries de technologie NMC, comme la batterie $Batt_A$, sont fréquemment utilisées dans les applications de véhicules électriques et hybrides [50]. Ces véhicules connaissent un essor industriel fulgurant depuis une décennie [154]. Grâce à l'augmentation de la quantité de cellules produites et aux progrès de la recherche notamment en matière de recyclage des matériaux [155], chercheurs et industriels s'accordent sur une réduction rapide des coûts de ces batteries [154]. Berkman *et al.* [156] estiment que ces batteries vont continuer à décroître de 20 % par an jusqu'à 2030. Cette baisse semble cependant surévaluée pour les applications de

mobilité lourde. On limitera donc la chute du prix des batteries NMC à 60 % d'ici 2030.

Ensuite, il est probable que les coûts de ces batteries augmentent pour deux raisons :

- Le prix des métaux tels que le lithium, le nickel et le cobalt devrait augmenter [157].
- Des technologies alternatives telles le lithium-magnésium, lithium silicose et le lithium-soufre devraient s'imposer sur le marché des véhicules électriques d'ici 2025 à 2030 [156].

Ainsi, le prix des batteries NMC devrait augmenter, la production à grande échelle devant se tourner vers d'autres technologies et les métaux se raréfiant. On considérera donc que le prix du kWh augmentera de 2 % par an jusqu'en 2050.

Quant aux batteries NMC-LFP-LTO ($Batt_B$), leur technologie est trop spécifique et elles ne devraient pas connaître un développement aussi important que les batteries de technologie NMC. Aussi, son coût ne devrait être impacté que par le cours des matériaux qui la composent. On considérera donc que le coût du kWh de cette batterie va diminuer de 30 % d'ici 2030, puis augmenter de 2 % par an jusqu'en 2050. Enfin, la batterie $Batt_C$ possède une anode en LTO. Ces matériaux sont plus chers que le graphite ce qui entraîne nécessairement des coûts plus élevés [158]. Ces batteries devraient également connaître une réduction du coût du kWh importante d'ici 2030. L'Irena estime que les coûts de ces batteries devraient diminuer de 54 % d'ici 2030 [159]. On considérera donc une réduction de 50 % d'ici 2030. Puis, comme pour les batteries NMC, on considérera une augmentation de 2 % par an jusqu'en 2050 à cause de la raréfaction des matériaux qui la constituent. La figure 5.2 présente l'évolution estimée des coûts des trois batteries étudiées.

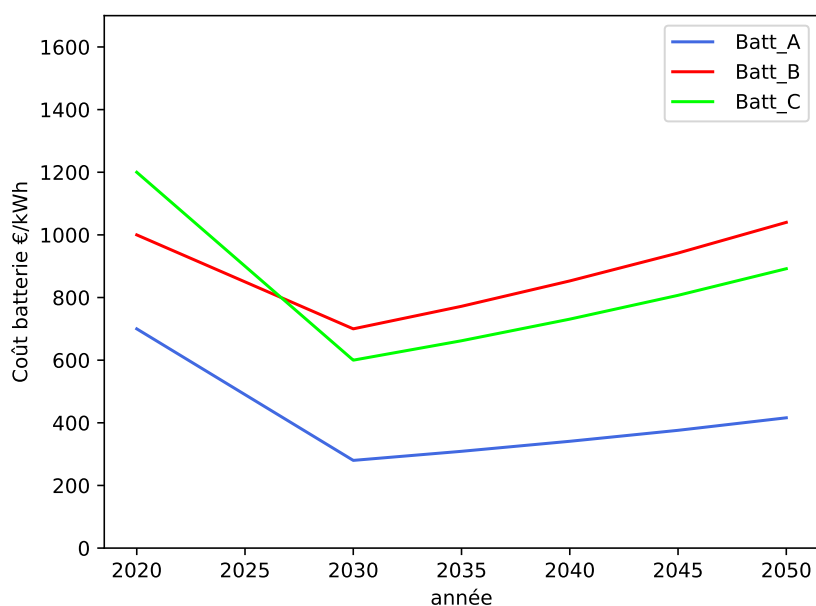


FIGURE 5.2 – Estimation de l'évolution du coût des trois batteries étudiées

5.2.4 Coûts liés à la consommation d'hydrogène

La quantité d'hydrogène consommée par la PEMFC sur une mission dépend de son état de santé. Plus elle vieillit, plus la consommation d'hydrogène sera importante pour un même profil de puissance. Pour intégrer le coût de l'hydrogène dans le TCO, il est nécessaire de connaître la quantité consommée lorsque la PEMFC est neuve, dans son état dit BOL (*Beginning Of Life*), et lorsqu'elle est usagée, dans son état dit EOL (*End Of Life*). On notera $m_{H_2, BOL}$ et $m_{H_2, EOL}$ la consommation de la PEMFC sur une mission, respectivement en BOL et en EOL. La consommation de la PEMFC entre ces deux états est déterminée par linéarisation, grâce au coefficient δ . Ce dernier vaut 1 en début de vie, et 0 en fin de vie. Le coût d'hydrogène est exprimé en €/kg et est considéré variable sur les trente ans considérés.

$$\epsilon_{H_2} = \sum_{année}^{30} (\delta \cdot m_{H_2, BOL} + (1 - \delta) \cdot m_{H_2, EOL}) \cdot n_{missions/jour} \cdot n_{jours/opé} \cdot \epsilon_{H_2, m}(année) \quad (5.3)$$

Le coût actuel de l'hydrogène dans les applications de mobilité lourde peut être estimé à 10 €/kg [16]. Ce coût prend en considération sa production, son conditionnement et son transport par camion ainsi que le remplissage en station [160]. Dans la littérature, plusieurs études présentent des estimations de l'évolution du coût de l'hydrogène d'ici à 2050 [152]. Toutes ces études anticipent une réduction considérable des coûts actuels d'ici 2030. En effet, les investissements massifs des industriels et les subventions des collectivités [2, 153] devraient rapidement permettre à l'hydrogène décarboné de gagner en compétitivité. D'après *Hydrogen Council* [152], le coût de l'hydrogène pour les applications de mobilité lourde devrait être réduit de 50 % d'ici 2030. Sur le long terme, ces coûts devraient encore décroître notamment grâce aux progrès technologiques et à la réduction conséquente du prix des électrolyseurs [2]. Cependant, des taxes pourraient être appliquées. On considérera donc un coût de l'hydrogène à 4 €/kg en 2050. L'évolution des coûts d'hydrogène retenue dans le calcul du TCO est présentée en figure 5.3.

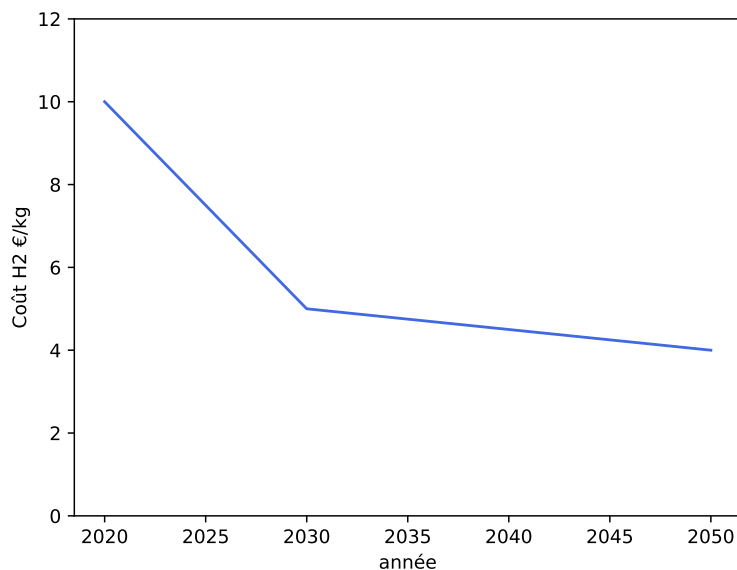


FIGURE 5.3 – Estimation de l'évolution du coût de l'hydrogène

5.2.5 Coûts de maintenance de la PEMFC

Le coût lié à la maintenance de la PEMFC, $\epsilon_{maintenance}$, est considéré proportionnel à son dimensionnement. Ce coût intègre également sa déconstruction en fin de vie. Il est estimé à 5 % du coût de la PEMFC par an. Cette valeur est volontairement choisie supérieure à celles présentées pour les applications véhicule électrique [161]. Ce coût est calculé grâce à l'équation 5.4.

$$\epsilon_{maintenance} = \sum_{année}^{30} 0,05 \cdot \epsilon_{PEMFC}(année) \cdot P_{PEMFC} \quad (5.4)$$

5.2.6 Coûts de pénalité

Le coût de pénalité, $\epsilon_{pénalité, totale}$, pénalise le dimensionnement énergétique du train lorsque les conditions imposées par l'exploitant ne sont pas respectées. Il est déterminé sur une mission, puis est calculé par proportionnalité sur toutes les missions du train comme présenté en équation 5.5. $\epsilon_{pénalité}$ est choisi arbitrairement à 10 € afin d'être du même ordre de grandeur que les coûts des sources et de l'hydrogène considéré.

$$\epsilon_{pénalité, totale} = \begin{cases} 0 & \text{si } t_{mission} < 1,02 \cdot t_{mission, ref} \\ \sum_{année}^{30} \left(\frac{(t_{mission} - 1,02 \cdot t_{mission, ref})}{1,02 \cdot t_{mission, ref}} \right)^2 \cdot n_{missions/jour} \cdot n_{jours/opé} \cdot \epsilon_{pénalité} & \text{sinon.} \end{cases} \quad (5.5)$$

5.2.7 Détermination de l'OPEX, du CAPEX et du TCO

Le calcul de ces coûts permet de déterminer l'OPEX du train sur toute sa durée de vie, noté ϵ_{OPEX} , selon l'expression 5.6.

$$\epsilon_{OPEX} = \epsilon_{H_2} + \epsilon_{\Delta_{Batt}} + \epsilon_{\Delta_{PEMFC}} + \epsilon_{maintenance} + \epsilon_{pénalité} \quad (5.6)$$

Le calcul du CAPEX détermine quant à lui le coût lié à l'acquisition des sources. Il est donc proportionnel au dimensionnement choisi, comme présenté dans l'équation 5.7.

$$\epsilon_{CAPEX} = \epsilon_{PEMFC} \cdot P_{PEMFC} + \epsilon_{batt} \cdot E_{batt} \quad (5.7)$$

Enfin, la connaissance de l'OPEX et du CAPEX permet de déterminer le TCO du train. Ce dernier se calcule donc d'après l'équation 5.8.

$$TCO = \epsilon_{CAPEX} + \epsilon_{OPEX} \quad (5.8)$$

5.3 Présentation de l'outil d'optimisation

5.3.1 Méthodologie d'optimisation

Un outil d'optimisation a été développé afin de définir, pour un projet, le dimensionnement énergétique optimal du train. Les contraintes de dimensionnement doivent être respectées et le train doit réaliser toutes les missions du projet dans les conditions définies par l'exploitant.

Cet outil s'appuie ainsi sur les travaux présentés dans les chapitres précédents. Il se compose de plusieurs étapes :

1. L'étape *Paramétrage* : l'utilisateur de l'outil renseigne les informations du cahier des charges nécessaires pour dimensionner le train. Il spécifie notamment les missions à réaliser et les contraintes de dimensionnement. Enfin, il sélectionne les sources et les EMS adaptées au projet étudié.
2. L'étape *Analyse* : les paramètres d'entrée sont étudiés. L'outil ne conserve que les informations pertinentes à l'étude du dimensionnement énergétique. Cette étape permet de réduire le nombre de missions et les combinaisons de sources à considérer.

Ensuite, à partir de ces informations, l'outil réalise plusieurs itérations sur les étapes suivantes :

3. L'étape *Plan d'expériences* : un plan d'expériences est construit. Il définit la suite des simulations de parcours du train à réaliser, en considérant les différentes missions et dimensionnements énergétiques.
4. L'étape *Simulations* : l'outil d'optimisation pilote l'outil de dimensionnement, présenté en partie 2.2. Il permet de déterminer les caractéristiques des sources obtenues pour chaque dimensionnement énergétique proposé dans le plan d'expériences.
5. L'étape *TCO* : les taux de vieillissement des sources sont estimés sur chacune des simulations réalisées à partir des modèles établis dans le chapitre 3. Le TCO est ensuite calculé pour chaque dimensionnement énergétique étudié.
6. L'étape *Sélection* : à chaque itération, les dimensionnements qui aboutissent aux TCO les plus faibles sont retenus selon des critères spécifiques. Lors de la dernière itération, seul le dimensionnement énergétique qui minimise le TCO est sélectionné.

La réalisation de ces étapes par itérations successives permet de réduire considérablement le temps de calcul. Enfin, la dernière étape permet de vérifier la conformité du dimensionnement :

7. L'étape *Vérification* : cette étape vérifie que le dimensionnement est conforme aux exigences de l'exploitant, sur toutes les missions à réaliser.

La partie suivante détaille les opérations réalisées dans chacune de ces étapes.

5.3.2 Hypothèses de l'étude de dimensionnement

La stratégie de dimensionnement implantée s'appuie sur trois hypothèses :

- Sur un projet, les trains sont assignés à un nombre limité de parcours. Cependant, on considère que les exploitants imposent le même dimensionnement des sources à tous les trains du projet afin de garantir leur opérabilité sur toutes les missions.
- De même, l'EMS implantée dans les trains doit être identique pour toutes les missions. Cela permet d'interchanger les trains sur les différents parcours sans nécessiter d'intervention extérieure. Les EMS *off-line* ne sont donc pas adaptées à cette étude de dimensionnement car les parcours que les trains doivent réaliser ne sont pas connus à l'avance.
- Le TCO du train dépend de la mission qu'il réalise. Cependant, seule la valeur la plus défavorable est conservée et devient le TCO de référence. L'optimisation du TCO va donc nécessiter d'identifier la mission sur laquelle le TCO du train est le plus élevé.

5.3.3 Étape Paramétrage

Dans cette première étape, l'utilisateur de l'outil spécifie les caractéristiques du projet. Celles-ci ont été modélisées au préalable dans l'outil de dimensionnement. A partir de l'étude du cahier des charges, l'utilisateur sélectionne le train à considérer, définit son architecture énergétique et choisit l'ensemble des missions à réaliser. Pour chacune d'elle, il définit un scénario, c'est-à-dire le nombre de missions réalisées par jour et le nombre de jours d'opération par an.

Les contraintes en masse et en volume sont ensuite déterminées. Elles permettent de définir l'espace alloué à l'ensemble des deux sources ainsi que leur masse cumulée autorisée. Des informations supplémentaires, telles que la consommation des auxiliaires du train et les températures ambiantes doivent être définies.

Une fois les caractéristiques du projet renseignées dans l'outil, l'utilisateur doit déterminer les batteries et les piles à hydrogène qui peuvent convenir. Enfin, les stratégies de gestion de l'énergie qui peuvent être implantées dans le train sont sélectionnées.

5.3.4 Étape Analyse

Les informations renseignées par l'utilisateur sont ensuite analysées par l'outil. Cette étape permet de réduire le nombre de simulations à réaliser en éliminant celles qui ne sont pas pertinentes pour l'étude de dimensionnement. Dans cette étape, le nombre de missions est réduit : seules les missions présentant les caractéristiques énergétiques les plus contraignantes sont conservées. Ces missions permettent ensuite de déterminer les associations de batterie et de PEMFC qui peuvent répondre à ces besoins, tout en respectant les contraintes imposées par l'exploitant.

5.3 Présentation de l'outil d'optimisation

5.3.4.1 Réduction du nombre de missions

Les missions que doit réaliser le train peuvent présenter des caractéristiques très variées, en particulier en termes de distance à parcourir, de nombre de stations à desservir et de variations d'altitude.

Le parcours du train est simulé sur toutes les missions, afin d'identifier celles qui vont contraindre le dimensionnement énergétique. Pour ces simulations, il est considéré que la puissance disponible des sources n'est pas limitée. Dans le module *Dynamique* présenté dans la partie 2.2.2, cela signifie que la puissance appliquée à la jante du train est identique à la puissance requise par le module pour réaliser la mission dans les conditions nominales. Ces simulations permettent ainsi de définir le besoin énergétique théorique de la mission, qui est caractérisé par six indicateurs complémentaires :

- La puissance moyenne, $P_{moy, mission}$, calculée sur toute la durée de la mission.
- La puissance moyenne calculée uniquement sur les phases de traction $P_{moy, traction}$. Cet indicateur représente plus fidèlement le besoin énergétique sur la mission car il ne prend pas en compte les phases de freinage et d'arrêt en station.
- L'énergie maximale demandée aux sources, $E_{max, mission}$. Celle-ci est déterminée par intégration du profil de puissance de la mission. La valeur maximale atteinte définit le besoin en énergie auquel les sources doivent répondre.
- Le Potentiel d'Hybridation en Puissance (PHP). Cet indicateur exprime à quel point le profil de puissance de la mission est adapté à l'hybridation. Le scénario d'hybridation qui permet de réduire au mieux le dimensionnement énergétique correspond aux missions pour lesquelles la puissance moyenne et la puissance des pics sont très éloignées. La source primaire, la PEMFC, peut ainsi répondre au besoin en énergie tandis que la source secondaire est dimensionnée pour répondre aux pics en puissance. Cet indicateur exprime ainsi si la mission est favorable à l'hybridation ou non. Il se détermine par l'équation 5.9 [162].

$$PHP = \begin{cases} 1 - \frac{P_{moy, mission}}{P_{max, mission}} & \text{si } P_{moy, mission} \geq 0 \text{ et } P_{max, mission} > 0 \\ 1 & \text{sinon} \end{cases} \quad (5.9)$$

Plus cet indicateur est faible, plus la puissance maximale de la mission est proche de la puissance moyenne et donc moins celle-ci sera adaptée à une hybridation.

- Le Potentiel d'Hybridation en Energie (PHE). Cet indicateur exprime à quel point le profil en énergie de la mission est adapté à l'hybridation. Pour déterminer cet indicateur, on suppose que la source primaire fournit la puissance moyenne de la mission. Le PHE caractérise alors la fréquence et la régularité des cycles de charge et décharge pour la source d'énergie secondaire. On définit alors l'énergie utile, E_{utile} , qui correspond à l'amplitude de l'énergie échangée par la source secondaire. La puissance maximale qu'elle doit fournir est notée $P_{max, ESS}$. Le PHE s'exprime alors grâce à l'équation 5.10. Un PHE faible traduit des phases de décharge plus longues et plus intenses qu'un PHE élevé. La pertinence de deux ces indicateurs pour les applications hybrides

est présentée plus en détail par Ackli *et al.* [162].

$$PHE = \begin{cases} \frac{P_{max, ESS}}{E_{utile}} & \text{si } P_{max, mission} \geq 0 \text{ et } E_{utile} > 0 \\ \infty & \text{sinon} \end{cases} \quad (5.10)$$

- Le temps d'opération annuel. Celui-ci est calculé à partir du temps nécessaire au train pour réaliser une mission et de sa fréquence d'opération. Il se calcule à partir du scénario indiqué par l'utilisateur de l'outil.

Pour chacun de ces indicateurs, la mission qui obtient la valeur la plus élevée est retenue. Au maximum, six missions sont sélectionnées. Il est supposé que si le dimensionnement énergétique permet de réaliser ces missions, il permettra également au train de réaliser l'ensemble des autres missions du projet. Cette hypothèse sera à vérifier une fois le dimensionnement énergétique défini.

5.3.4.2 Détermination des dimensionnements des sources admissibles

Dimensionner les sources du train hybride nécessite de définir le nombre de branches de batterie et de PEMFC. Le nombre de combinaisons admissibles est cependant limité par les contraintes en masses et en volumes. On notera la puissance massique de la PEMFC et P_V sa puissance volumique. E_M l'énergie spécifique, E_V l'énergie massique de la batterie. M_{dispo} et V_{dispo} correspondent aux contraintes de masses et de volumes à respecter.

Par ailleurs, l'étude des caractéristiques énergétiques des missions permet d'ajouter des contraintes en énergie et en puissance pour le dimensionnement des sources. L'énergie embarquée par les deux sources doit être capable de répondre au besoin en énergie de la mission, E_{max} . On détermine l'énergie de la PEMFC comme le produit entre sa puissance nominale $P_{PEMFC, nom}$ et le temps nécessaire pour réaliser la mission, $t_{mission}$. Cette énergie majore ainsi celle que peut fournir la PEMFC sur la mission. Cela permet de prendre en compte, dans un premier temps, tous les dimensionnements admissibles pour ensuite les sélectionner par rapport à leur performances sur les missions.

De même, les sources doivent être capables de fournir, en régime permanent, la puissance moyenne de la mission. On considère que la puissance que peut fournir la batterie correspond au produit de sa tension nominale $V_{batt, nom}$ et de son courant nominal, $I_{batt, nom}$. Des coefficients de sécurité sont intégrés à ces contraintes pour ne sélectionner que les dimensionnements admissibles. Ils sont notés k_{energy} et $k_{puissance}$.

Pour chaque assemblage de batterie et de PEMFC, les dimensionnements possibles doivent donc respecter les contraintes exprimées dans les inéquations 5.11.

$$\begin{cases} E_{batt}/E_M + P_{PEMFC}/P_M < M_{dispo} \\ E_{batt}/E_V + P_{PEMFC}/P_V < V_{dispo} \\ E_{batt} + P_{PEMFC, nom} \cdot t_{mission} < k_{energy} \cdot E_{max, mission} \\ I_{batt, nom} \cdot V_{batt, nom} + P_{PEMFC, nom} < k_{puissance} \cdot P_{tract, moy} \end{cases} \quad (5.11)$$

Ces inéquations permettent de réduire le nombre de combinaisons des sources à considérer.

5.3.5 Étape *Plan d'expériences*

Cette étape consiste à élaborer le plan d'expériences à partir des missions à étudier et des combinaisons des sources admissibles.

La construction de ce plan s'appuie sur la stratégie d'optimisation considérée. En effet, si un plan d'expériences exhaustif permet de déterminer le dimensionnement énergétique optimal en une seule itération, il nécessite des ressources informatiques considérables. Afin de réduire au maximum le temps de calcul, plusieurs stratégies de *codesign* peuvent être utilisées, comme présenté dans la partie 1.5.5.3.

Parmi ces méthodes d'optimisation, la stratégie *Alternatif* optimise dans un premier temps la taille des sources, puis améliore les performances en déterminant l'EMS la plus pertinente. Plusieurs itérations peuvent être réalisées afin de déterminer le dimensionnement énergétique optimal. Cette stratégie est particulièrement adaptée à l'optimisation multicritères considérée. En effet, elle permet de focaliser l'étude sur les dimensionnements pertinents, en éliminant successivement et rapidement ceux qui ne peuvent pas être optimaux. C'est pourquoi l'outil réalise trois itérations des étapes 3 à 6 présentées en partie 5.3.1. Ce choix permet de décomposer les étapes de sélection de la solution optimale, chaque itération ayant un objectif propre.

Dans la première itération une seule EMS est utilisée et les sources sont considérées dans leur état de fin de vie. Ce plan est ensuite construit par recherche exhaustive afin de tester toutes les combinaisons possibles de PEMFC et de batteries sur les missions sélectionnées. Il est considéré dans un premier temps que le SOC initial de la batterie est fixé au SOC maximal indiqué par le fournisseur. Ce choix permet d'exploiter la totalité de l'énergie utile de la batterie sur la mission.

L'itération suivante permet de modifier l'EMS et le SOC initial de la batterie afin d'améliorer les performances énergétiques des dimensionnements retenus. Pour chaque taille des sources, les paramètres de l'EMS et le SOC initial sont optimisés. Le plan d'expériences définit les simulations à réaliser pour étudier l'impact des EMS et du SOC initial sur les dimensionnements étudiés.

Enfin, une dernière itération permet d'affiner le calcul du TCO sur les dimensionnements obtenus. La PEMFC et la batterie sont considérées dans leur état de début de vie, permettant un calcul plus précis de la consommation d'hydrogène et du vieillissement des sources sur toute la durée de vie du train. Le plan d'expériences est donc construit afin de réaliser ces dernières simulations.

5.3.6 Étape *Simulations*

L'outil exécute ensuite un programme qui pilote l'outil de dimensionnement. Pour chaque dimensionnement énergétique défini dans le plan d'expériences, le parcours du train est simulé. A l'issue de chaque simulation, les caractéristiques des sources ainsi que les caractéristiques dynamiques du train sont stockées.

5.3.7 Étape TCO

Une fois l'ensemble des simulations réalisées, cette étape calcule le TCO obtenu pour chacun des dimensionnements énergétiques testés. Le TCO est calculé à partir des formules présentées dans la partie 5.2 et des caractéristiques des sources obtenues. Il s'appuie également sur le scénario défini par l'utilisateur.

Toutefois, ce calcul nécessite les caractéristiques des sources en BOL et en EOL. Lors des deux premières itérations, les sources sont considérées dans leur état de fin de vie. Ce choix permet d'éliminer les dimensionnements qui ne permettent pas au train de réaliser les missions. L'estimation du TCO est ainsi approximative et se base sur les caractéristiques disponibles. Les dimensionnements énergétiques présentant les meilleurs TCO sont conservés.

A la troisième itération, les caractéristiques en BOL et en EOL sont connues. Le TCO est alors calculé à partir des formules présentées dans la partie 5.2 en intégrant l'état de santé des sources. Il permet ainsi d'identifier le dimensionnement énergétique optimal.

5.3.8 Étape Sélection

L'étape *Sélection* désigne les dimensionnements énergétiques les plus pertinents à l'issue de chaque itération. Son objectif est également d'identifier, le plus tôt dans le processus d'optimisation, tous les dimensionnements énergétiques qui ne peuvent pas correspondre au dimensionnement optimal. Les opérations réalisées par cette étape diffèrent suivant l'itération.

Première itération

A l'issue de la première itération, l'outil élimine tout d'abord tous les dimensionnements énergétiques qui ne permettent pas au train de réaliser toutes les missions sélectionnées. On considère que si le train ne parvient pas à réaliser une mission, alors les sources sont sous-dimensionnées par rapport au besoin énergétique. Il est ainsi supposé que même avec une autre EMS, les sources ne peuvent pas être adaptées à la mission. Cette hypothèse nécessite de choisir judicieusement l'EMS de référence. L'opération suivante est réalisée indépendamment sur chacune des missions : le dimensionnement présentant le TCO le plus faible est sélectionné et ceux dont les TCO sont inférieurs à un seuil, $seuil_1$, sont conservés. On considère qu'au-delà de ce seuil, l'écart est trop important et ne pourra pas être compensé en modifiant l'EMS. Les autres dimensionnements énergétiques sont donc éliminés.

Enfin, la dernière opération compare les dimensionnements retenus sur chacune des missions. Elle permet d'identifier quelle mission obtient le TCO le plus élevé pour un dimensionnement des sources fixé. Cette mission est ainsi la plus pénalisante, c'est donc sur celle-ci qu'est déterminé le TCO du train.

5.3 Présentation de l'outil d'optimisation

Seconde itération

La deuxième itération permet de comparer les dimensionnements énergétiques sur la mission retenue précédemment. Celui obtenant le TCO le plus faible est conservé, ainsi que tous ceux qui obtiennent un TCO inférieur à un second seuil, noté *seuil*₂. Il est ainsi considéré qu'au delà de ce seuil, l'écart avec le TCO le plus faible est trop important, et l'intégration de l'état de santé des sources dans le calcul du TCO ne permettra pas de compenser cet écart. Les dimensionnement éliminés ne peuvent donc pas correspondre au dimensionnement optimal.

Le caractère optimal du dimensionnement énergétique obtenu dépend ainsi des seuils *seuil*₁ et *seuil*₂ choisis lors de ces deux itérations. Plus ces seuils sont élevés, plus il est probable que la combinaison de sources qui minimise le TCO soit conservée.

Troisième itération

Lors de la troisième itération, le parcours du train est simulé en considérant les sources en début de vie des dimensionnements énergétiques retenus. Le TCO est ensuite calculé, pour chaque dimensionnement, en intégrant l'état de santé des sources. Le dimensionnement énergétique optimal peut alors être sélectionné, il correspond à la combinaison des sources et de l'EMS qui obtient le TCO le plus faible sur la mission étudiée.

5.3.9 Étape Vérification

A l'issue des trois itérations, il est nécessaire de vérifier si ce dimensionnement est également adapté aux missions qui n'ont pas été étudiées. L'outil réalise donc une dernière étape de vérification. Le parcours du train sur toutes les missions du projet est alors simulé avec le dimensionnement énergétique optimal. Le train doit être capable de les réaliser dans les conditions imposées par l'exploitant. A partir des caractéristiques des sources, le TCO est calculé sur toutes les missions. Le TCO du train correspond à la valeur maximale des TCO calculés sur toutes les missions. Cette étape permet également de vérifier que le TCO le plus important est obtenu sur la mission sélectionnée dans l'étape *Sélection*, à l'issue de la première itération.

5.3.10 Synthèse du protocole

L'automatisation des simulations et du traitement des résultats permet un gain de temps considérable. La figure 5.4 illustre ce processus d'optimisation mis en œuvre dans l'outil.

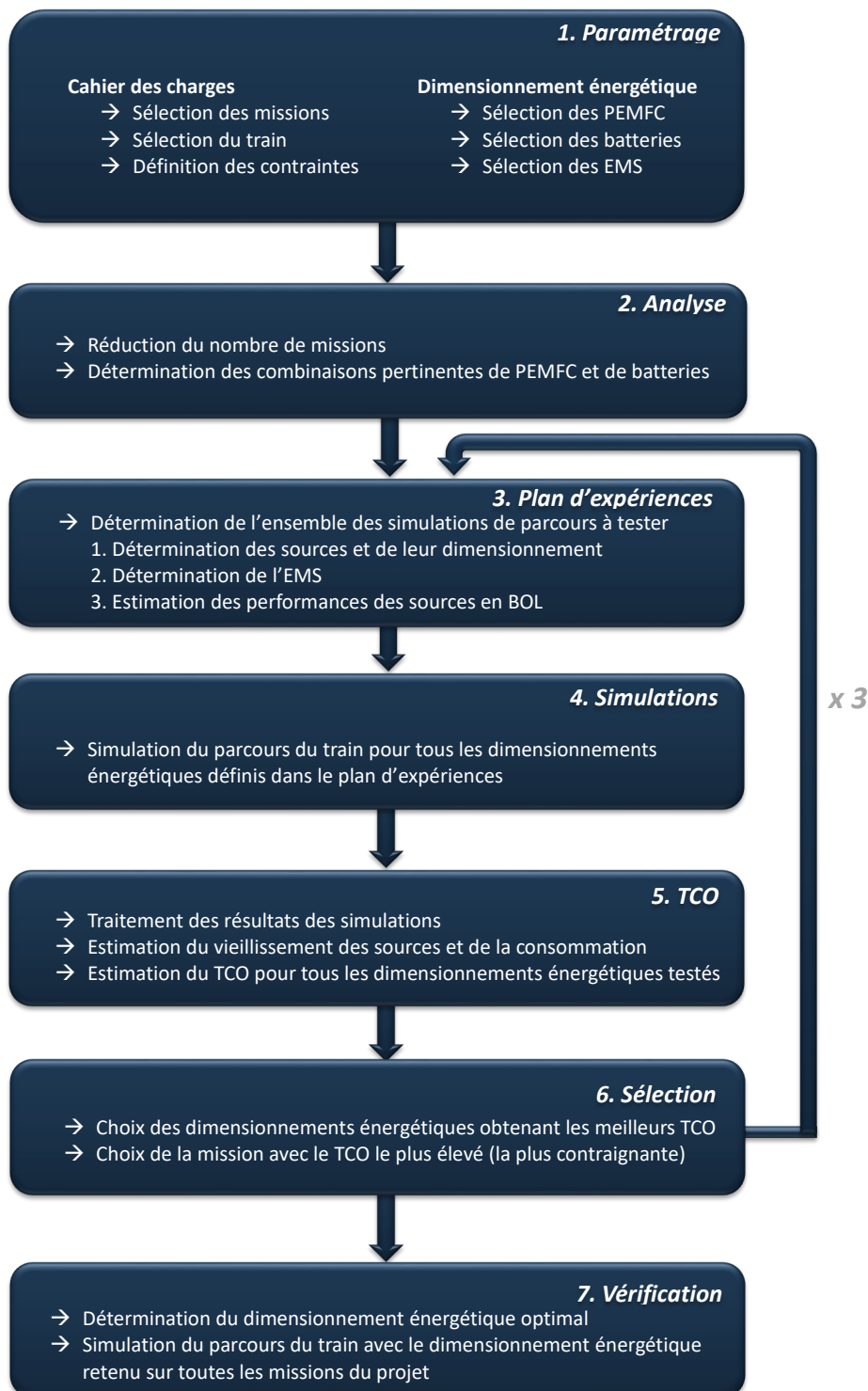


FIGURE 5.4 – Processus mis en œuvre pour l'identification du dimensionnement énergétique optimal

5.4 Détermination du dimensionnement énergétique optimal sur un projet réel

Dans cette partie, l'outil d'optimisation est utilisé pour déterminer le dimensionnement de plusieurs trains sur un projet concret. L'objectif du constructeur ferroviaire est de proposer un dimensionnement énergétique qui respecte le cahier des charges de l'exploitant et qui minimise le TCO du train sur ses trente ans de durée de vie.

Le processus de dimensionnement suit celui présenté dans la partie précédente. Il se compose de sept étapes.

5.4.1 Étape Paramétrage

Sur ce projet, les trains à dimensionner doivent être capables de réaliser 32 missions différentes. Tous les trains doivent avoir le même dimensionnement énergétique pour garantir leur interopérabilité sur toutes les missions. Ces dernières sont définies dans l'outil de dimensionnement comme présenté dans la partie 2.2. On considérera pour cette application que les trains réalisent cinq fois la même mission par jour, 330 jours par an.

L'architecture énergétique des trains est fixée par le constructeur. De même, il impose la consommation des auxiliaires qui dépend de la température ambiante. Seule la valeur la plus élevée est retenue pour cette étude de dimensionnement. Il indique également le volume alloué pour les sources, ainsi que leur masse totale autorisée. On considérera un volume de 10 m^3 pour une masse totale autorisée de 15 tonnes. Bien qu'arbitraires, ces valeurs sont cohérentes avec les ordres de grandeur considérés dans les applications ferroviaires. Le temps de parcours des missions doit être respecté avec une marge de 2 % par rapport aux temps de référence.

L'utilisateur de l'outil doit ensuite définir les sources à considérer sur le projet. Pour cette application, on sélectionnera les batteries $Batt_A$, $Batt_B$ et $Batt_C$ et les deux PEMFC : $PEMFC_A$ et $PEMFC_B$. Enfin, les trois EMS *on-line* pouvant être implantées sur le calculateur embarqué sont choisies. Dans cette application, la stratégie de référence choisie est la commande par correcteur proportionnel.

5.4.2 Étape Analyse

5.4.2.1 Réduction du nombre de missions

Dans cette étape, les 32 missions sont étudiées et comparées grâce aux indicateurs choisis. L'interface graphique de l'outil permet de représenter les caractéristiques obtenues et d'identifier la répartition statistique des missions par rapport aux différents indicateurs.

La figure 5.5 donne la répartition des missions pour trois indicateurs : le PHP et le PHE, représentés sur le graphique du haut, et l'énergie maximale sur la mission sur le graphique du bas. Les éléments en vert identifient la mission sélectionnée.

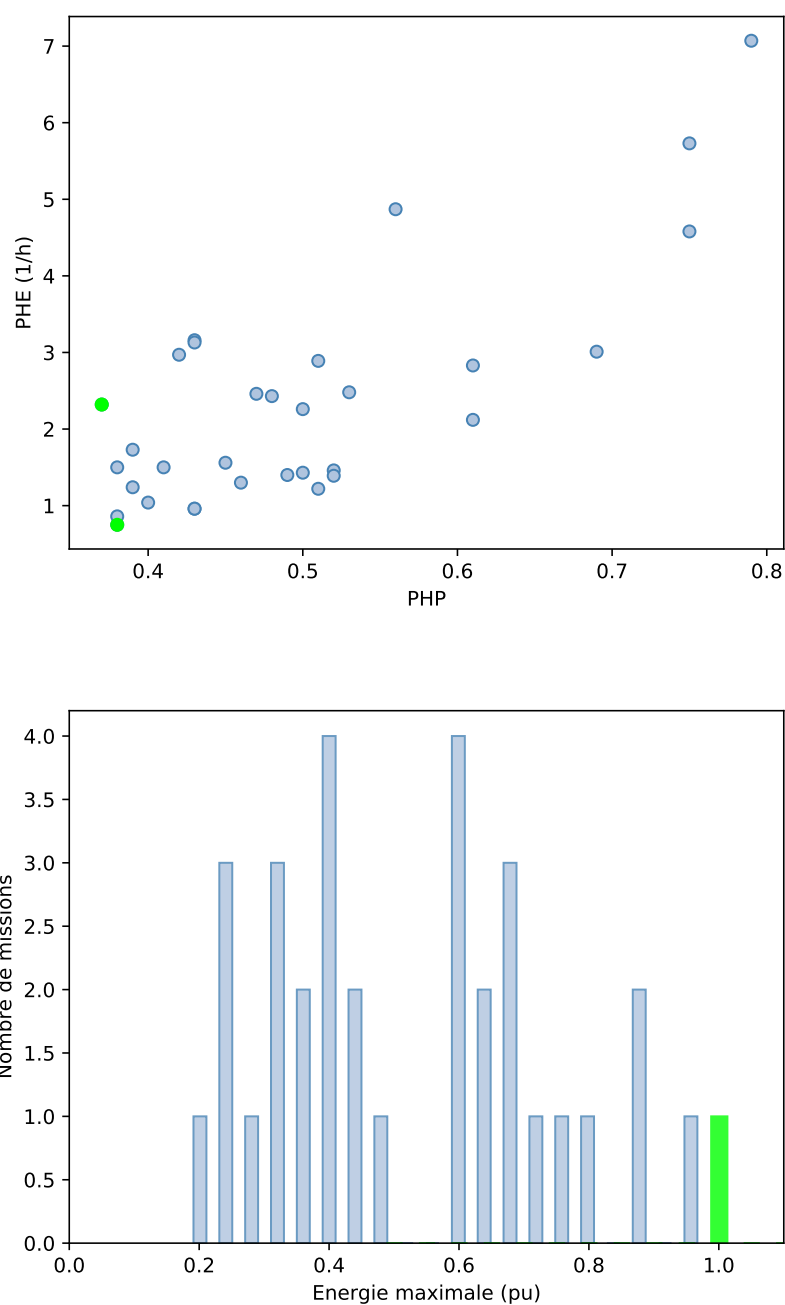


FIGURE 5.5 – Répartition des missions suivant les indicateurs de PHP-PHE en haut, énergie maximale en bas.

Pour chacun des indicateurs, la mission qui obtient la valeur maximale est retenue. Quatre missions sont ainsi conservées et sont appelées mission 1 à mission 4. La figure 5.6 présente ces missions par rapport à la valeur obtenue pour chaque indicateur. Ces valeurs sont normalisées par rapport à la valeur maximale atteinte.

5.4 Détermination du dimensionnement énergétique optimal sur un projet réel

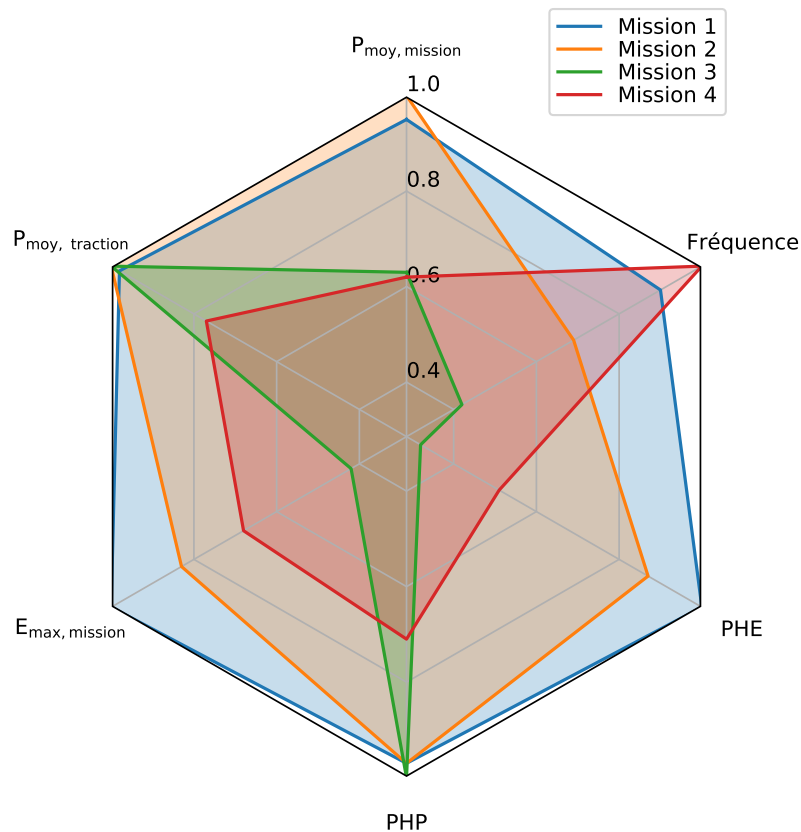


FIGURE 5.6 – Diagramme radar des missions sélectionnées en fonction de la valeur obtenue pour chaque indicateur

La mission 1 atteint les valeurs maximales pour les indicateurs PHE et d'énergie maximale. Il s'agit de la mission A, étudiée dans les parties précédentes. La mission 4 est la plus longue, mais présente des caractéristiques énergétiques moins contraignantes pour les sources du train. Cette mission correspond à la mission B également étudiée précédemment. On peut noter que la mission 2 présente un besoin de puissance important, car elle obtient les valeurs maximales de puissances moyennes de traction. Cependant, cette mission est moins longue que les autres, d'où des indicateurs de fréquence et d'énergie maximale plus faibles.

5.4.2.2 Détermination des dimensionnements admissibles

Ces missions permettent d'identifier les contraintes en énergie des sources du train. L'outil détermine ensuite l'ensemble des combinaisons de batterie et de PEMFC qui permettent de répondre à ces besoins, tout en respectant les contraintes de masse et de volume. Avec trois batteries choisies et deux PEMFC, six combinaisons de sources sont envisageables. La figure 5.7 présente l'ensemble des dimensionnements admissibles pour la combinaison $Batt_A$ et $PEMFC_A$ en haut, $Batt_C$ et $PEMFC_A$ en bas. Les points en bleu correspondent aux dimensionnements admissibles, c'est-à-dire à ceux qui répondent à toutes les contraintes considérées. Cette étape permet de réduire considérablement le nombre de dimensionnements à tester.

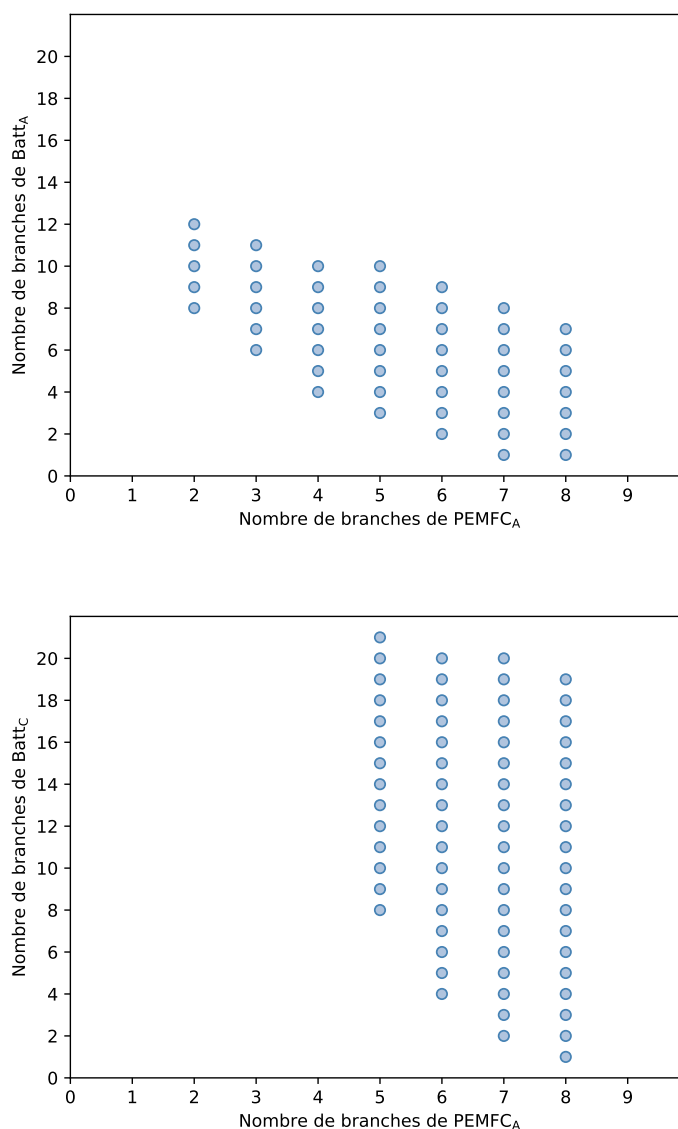


FIGURE 5.7 – Dimensionnement admissible des sources pour deux combinaisons : $Batt_A - PEMFC_A$ en haut, $Batt_C - PEMFC_A$ en bas

5.4.3 Étapes Plan d'expériences, Simulations, TCO et Sélection

5.4.3.1 Première itération

A partir des quatre missions sélectionnées (numérotées de 1 à 4) et des combinaisons des sources admissibles, le premier plan d'expériences définit l'ensemble des simulations à tester. Dans l'application considérée, 196 combinaisons de sources sont envisageables sur chacune des missions. Le parcours du train est ensuite simulé pour chaque combinaison du plan d'expériences.

A l'issue des simulations, le TCO est calculé pour chaque combinaison testée. Il est réalisé à partir des coûts des sources estimés dans la partie 5.2, et anticipe ainsi l'évolution des coûts de l'hydrogène, de

5.4 Détermination du dimensionnement énergétique optimal sur un projet réel

la PEMFC et de la batterie. La figure 5.8 présente un exemple de l'évolution des coûts d'OPEX annuels calculés sur la mission 4 pour deux dimensionnements différents.

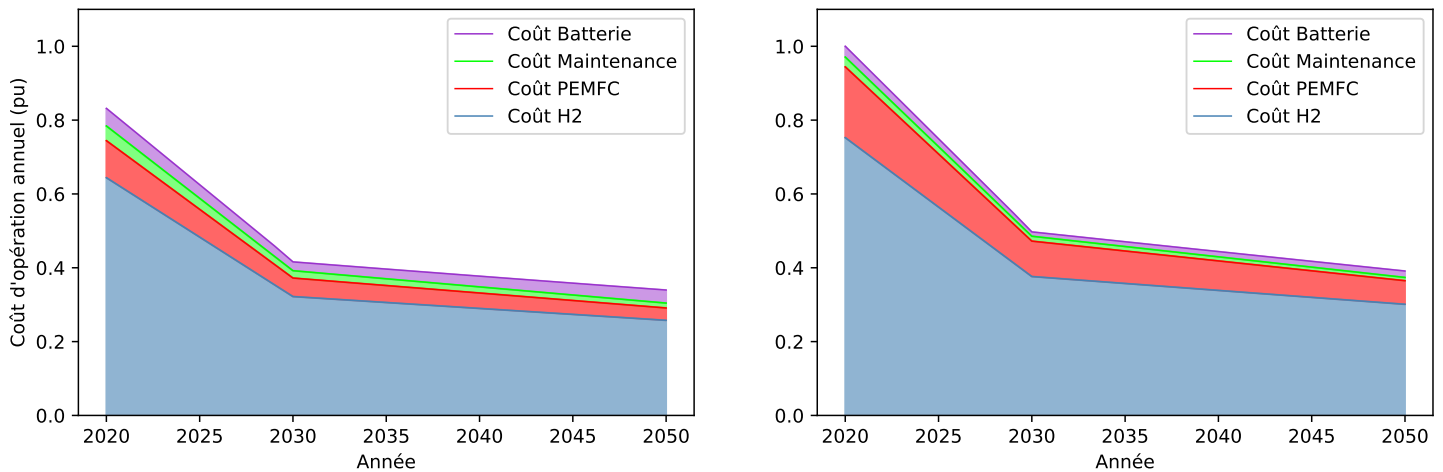


FIGURE 5.8 – Evolution de l'OPEX par an (normalisé par le maximum atteint sur la mission). A gauche : mission 4 avec 8 branches de $Batt_B$ et 6 branches de $PEMFC_B$. A droite : mission 4 avec 6 branches de $Batt_A$ et 4 branches de $PEMFC_A$.

Sur ces profils, on peut observer que la majeure partie du coût est liée à la consommation d'hydrogène. On peut également noter que le dimensionnement sur la figure de gauche présente un coût d'OPEX plus faible que celui de droite. Le dimensionnement plus important de la PEMFC permet de réduire les coûts de consommation d'hydrogène et de vieillissement de la batterie. Par ailleurs, les performances dynamiques respectent les contraintes de l'exploitant pour ces deux dimensionnements. Les coûts de pénalité sont donc nuls.

Le TCO est donc calculé sur chaque mission, pour toutes les combinaisons de sources. La figure 5.9 représente, par exemple, les TCO obtenus sur la mission 1 pour toutes les combinaisons de dimensionnement étudiées. Sur la mission 1, pour la $Batt_A$ et la $PEMFC_A$, le coût le plus faible est identifié pour 7 branches de batterie et 6 branches de PEMFC. On peut noter les écarts entre les TCO obtenus sont relativement faibles, car les coûts principaux sont liés à la consommation d'hydrogène.

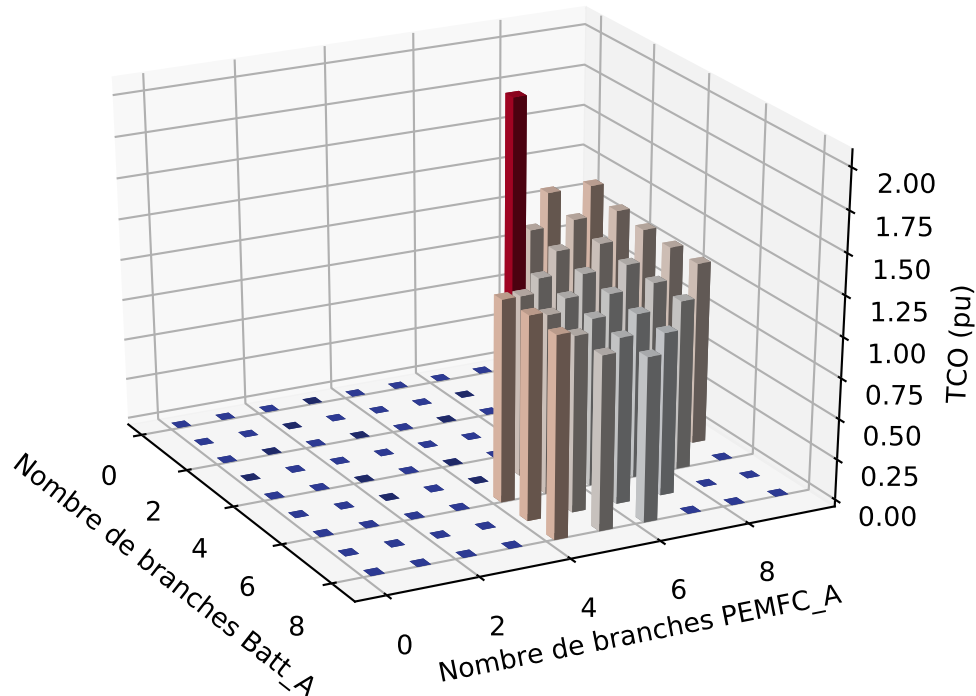


FIGURE 5.9 – Comparaison des TCO obtenus sur la mission 1 pour les combinaisons de $Batt_A$ et de $PEMFC_A$

Pour chaque mission, la comparaison de ces coûts permet d'identifier les combinaisons qui obtiennent les TCO les plus faibles. La meilleure combinaison est retenue, ainsi que toutes celles présentant des coûts n'excédant pas 5 %. Les trois autres missions doivent être réalisables avec les dimensionnements sélectionnés. Dans l'application considérée, la mission 1 obtient un TCO d'environ 20 % plus élevé que les autres missions, à dimensionnement fixé. C'est donc elle qui est conservée pour la suite des itérations. Sur cette mission, et en considérant comme seuil de sélection $seuil_1$ égal à 5 %, dix dimensionnements sont retenus. Ces derniers sont présentés dans la table 5.1. On peut noter que dans cette première étape, la batterie $Batt_C$, de technologie LTO, obtient le meilleur TCO. Si son CAPEX est plus élevé, sa durée de vie est plus importante que les deux autres batteries, et ses limitations en charge permettent de récupérer une partie conséquente de l'énergie de freinage. Pour tous ces dimensionnements sélectionnés, les performances dynamiques respectent les exigences de l'exploitant, les coûts de pénalité sont donc nuls.

5.4 Détermination du dimensionnement énergétique optimal sur un projet réel

Batterie	Nombre branches batterie	PEMFC	Nombre branches PEMFC	TCO
<i>Batt_C</i>	18	<i>PEMFC_A</i>	5	1,02
	19		5	1,02
	16		6	1,02
	17		6	1,01
	18		6	1
	19		6	1,01
	20		6	1,02
<i>Batt_A</i>	8	<i>PEMFC_A</i>	5	1,03
	6		6	1,03
	7		6	1,02

TABLE 5.1 – Dimensionnements des sources obtenant le TCO le plus faible sur la mission 1

5.4.3.2 Seconde itération

Lors de la seconde itération, l'EMS et le SOC initial de la batterie sont modifiés afin de réduire le TCO obtenu par les différents dimensionnements considérés. Les résultats obtenus sont présentés dans la table 5.2. Il est intéressant de noter que pour tous les dimensionnements énergétiques considérés, la stratégie par logique floue a réduit le TCO précédemment déterminé tandis que la stratégie par machine d'état l'a augmenté. Cette observation est conforme aux conclusions présentées lors de l'étude des EMS sur la mission A, présentée dans la partie 4.4. La stratégie par machine d'état n'est en effet pas adaptée lorsque le besoin énergétique est important sur des durées longues.

Enfin, on peut noter que le dimensionnement optimal obtenu lors de cette phase diffère de celui identifié lors de l'étape précédente. Cela implique que le dimensionnement des sources et la stratégie de gestion de l'énergie sont étroitement liés.

Le seuil de sélection, *seuil₂*, est ici considéré égal à 2 %. A l'issue de cette étape, deux dimensionnements énergétiques sont retenus.

Batterie	Nombre branches batterie	PEMFC	Nombre branches PEMFC	Correcteur proportionnel	Machine d'état	Logique floue
<i>Batt_C</i>	18	<i>PEMFC_A</i>	5	1,02	-	1
	19		5	1,02	-	1
	16		6	1,02	-	1
	17		6	1,01	-	1
	18		6	1	1,03	0,99
	19		6	1,01	1,03	0,98
	20		6	1,02	1,03	1
<i>Batt_A</i>	8	<i>PEMFC_A</i>	5	1,03	1,02	1,01
	6		6	1,03	1,02	1
	7		6	1,02	1,06	1,01

TABLE 5.2 – Comparaison des TCO des dimensionnements en fonction des EMS

5.4.3.3 Troisième itération

Enfin, dans la dernière itération, le TCO est calculé plus précisément avec les caractéristiques de début de vie des sources. Cela permet d'identifier le dimensionnement énergétique qui minimise le TCO. La table 5.3 présente le TCO obtenu par les deux dimensionnements restants en calculant avec plus de précision le TCO.

Batterie	Nombre branches batterie	PEMFC	Nombre branches PEMFC	TCO
$Batt_C$	18	$PEMFC_A$	6	0,95
	19		6	0,93

TABLE 5.3 – Détermination du TCO à partir des caractéristiques énergétiques en début et fin de vie des sources

Ainsi, en prenant en considération les caractéristiques début de vie et fin de vie des sources, le calcul du TCO est plus précis. Il permet d'identifier la combinaison de 19 branches de $Batt_C$, 6 branches de $PEMFC_A$ et la stratégie de gestion de l'énergie par logique floue comme étant la plus adaptée.

5.4.4 Etape Vérification

Le dimensionnement énergétique qui minimise le TCO a ainsi été déterminé sur la mission 1. La dernière étape consiste à vérifier si ce dimensionnement permet de réaliser toutes les missions du projet, en respectant les contraintes de l'exploitant.

Le parcours du train sur toutes les missions a ainsi été simulé. Avec le dimensionnement sélectionné, toutes les missions du projet peuvent être réalisées dans les conditions imposées par l'exploitant. Le TCO a ensuite été calculé avec précision pour chacune des simulations réalisées. L'histogramme présenté en figure 5.10 présente la répartition des TCO calculés sur chacune des missions.

Ce calcul permet de confirmer que la mission 1 (en position numéro 11 sur la figure) a bien obtenu le TCO le plus élevé. Cela signifie que les indicateurs retenus ont été suffisants pour focaliser l'étude sur la mission la plus contraignante d'un point de vue énergétique.

5.5 Conclusion

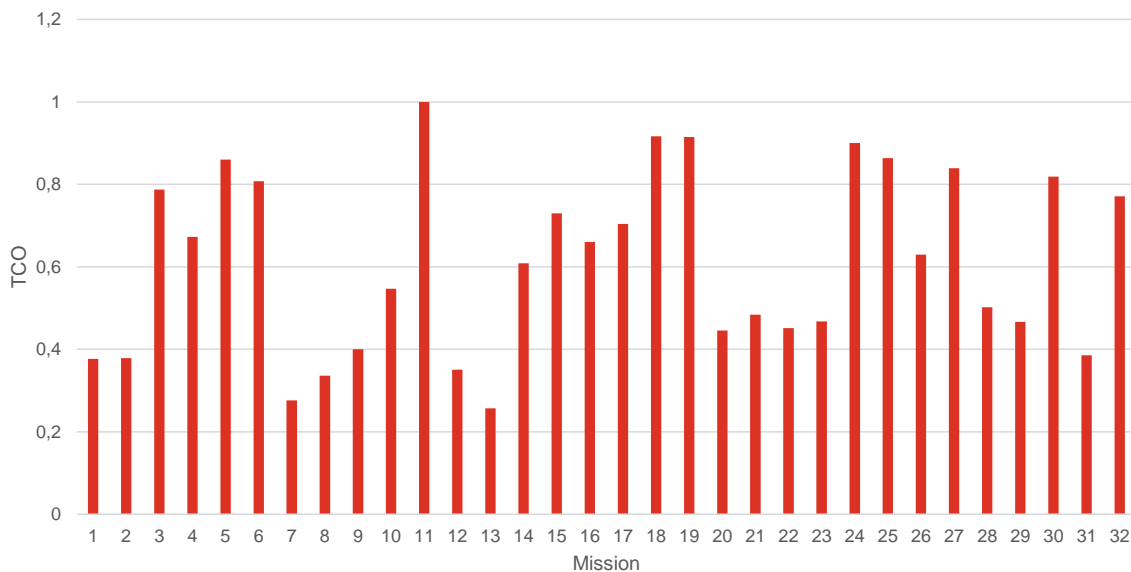


FIGURE 5.10 – Détermination du TCO de toutes les missions

5.5 Conclusion

Un outil d'optimisation a été réalisé afin de déterminer le dimensionnement énergétique qui minimise le TCO d'un train sur un projet. Pour ce faire, le TCO est exprimé à partir du CAPEX des sources, et de l'OPEX sur les trente ans de durée de vie du train. Ce coût d'OPEX intègre les coûts liés à la consommation d'hydrogène, ceux nécessaires pour la maintenance de la PEMFC ainsi que ceux liés au vieillissement des sources. Ainsi, le coût lié au remplacement des sources est réparti linéairement sur toute la durée de vie du train. A partir d'estimations proposées dans la littérature, une évolution des coûts des sources et de l'hydrogène a été proposée.

Cet outil a ainsi pour objectif de déterminer le dimensionnement et la technologie de la PEMFC et de la batterie, ainsi que la stratégie de gestion énergétique les plus adaptés au projet. A partir des caractéristiques du train, des missions à parcourir et des contraintes de dimensionnement, l'outil automatise plusieurs étapes. Dans un premier temps, il construit un plan d'expériences et simule le parcours du train pour tous les dimensionnements pertinents. A l'issue de ce processus, l'outil identifie la mission la plus pénalisante d'un point de vue énergétique, c'est-à-dire qui entraîne le TCO le plus élevé. Cette mission est alors retenue pour rechercher, dans un deuxième temps, le dimensionnement énergétique optimal qui minimise son TCO.

Dans ce processus, trois itérations sont réalisées afin d'éliminer successivement les dimensionnements énergétiques qui ne sont pas optimaux. Cette stratégie permet de limiter l'étude aux dimensionnements les plus pertinents et, par conséquent, d'économiser des ressources informatiques. De plus, l'outil automatise l'enchaînement de ces étapes ce qui réduit considérablement le nombre d'heures d'ingénierie à dédier au projet, ainsi que le risque d'erreurs.

Cet outil a ensuite été appliqué à un projet réel, afin d'illustrer concrètement les différentes étapes réalisées. Ainsi, à l'issue des trois itérations, l'outil a effectivement identifié la mission la plus contraignante d'un point de vue énergétique, et a défini le dimensionnement énergétique optimal. L'étape *Vérification* a ensuite permis de contrôler que le dimensionnement énergétique sélectionné permettait de réaliser l'ensemble des missions dans les conditions imposées par l'exploitant. De plus, cette étape a confirmé que la mission sur laquelle l'optimisation du dimensionnement a été réalisée était bien la plus contraignante. L'utilisation de l'outil d'optimisation énergétique dans ce projet a ainsi permis de mesurer son efficacité.

L'outil a donc réalisé une optimisation multicritères de l'architecture énergétique du train hybride à hydrogène, adapté aux contraintes de l'exploitant et aux choix du constructeur. Il permet ainsi de répondre aux besoins industriels, ainsi qu'à la problématique principale de cette thèse.

5.5 Conclusion

Conclusion générale

Portés par l'essor de la filière hydrogène, les trains hybrides à hydrogène sont actuellement présentés comme une solution d'avenir pour une mobilité décarbonée. Depuis 2018, les engagements des exploitants pour intégrer de tels trains au parc ferroviaire se sont considérablement multipliés. Les travaux réalisés dans le cadre de cette thèse s'inscrivent dans ce contexte. L'intégration récente des piles à hydrogène dans les trains impose aux constructeurs ferroviaires de prendre en considération des critères nouveaux. Les processus de dimensionnement énergétique nécessitent ainsi d'être redéfinis. C'est dans cette perspective que nous avons proposé une méthodologie et des outils adaptés qui permettent de déterminer le dimensionnement de la pile à hydrogène, de la batterie ainsi que la gestion d'énergie qui optimisent le train hybride à hydrogène.

Dans le premier chapitre, le contexte industriel est présenté. A partir de l'évolution du chemin de fer sur les deux derniers siècles et de la nécessité de réduire considérablement les émissions du parc ferroviaire actuel, nous avons mis en évidence la pertinence du train à hydrogène sur les applications régionales, lorsque la distance à parcourir est élevée, supérieure à 100 km, et le trafic est faible. Ce chapitre présente également les fondamentaux et l'état de l'art sur lesquels se basent les travaux réalisés. Les piles à hydrogène et les batteries lithium-ion sont étudiées. Nous avons présenté leur fonctionnement et analysé les mécanismes qui accélèrent leur vieillissement. Enfin, la dernière partie de ce premier chapitre s'intéresse aux étapes essentielles du processus de dimensionnement du train hybride à hydrogène. Nous avons alors apporté une attention particulière aux étapes de modélisation de l'architecture énergétique et du vieillissement des sources, aux stratégies de gestion d'énergie et aux méthodes d'optimisation multicritères.

Le chapitre 2 se concentre sur la modélisation énergétique du train. Nous y développons un outil de dimensionnement qui permet d'estimer les performances dynamiques du train lorsqu'il réalise un parcours dans des conditions spécifiques. Cet outil permet également de déterminer les besoins en énergie et en puissance d'une mission. Nous avons alors établi un modèle comportemental de la pile à combustible, de la batterie lithium-ion et de la chaîne de traction du train. Cela nous permet d'estimer les caractéristiques énergétiques des sources sur un parcours. Dans cet outil, le calcul des performances dynamiques du train prend en considération les limitations physiques des sources, et en particulier la puissance qu'elles peuvent fournir à chaque instant.

Grâce à cet outil, nous pouvons ainsi estimer des grandeurs telles que la consommation d'hydrogène, la profondeur de décharge de la batterie, l'efficacité de la PEMFC sur les missions du train. Il est alors possible de comparer les performances obtenues par différents dimensionnements de sources et d'évaluer

l'impact des stratégies de gestion de l'énergie.

Dans le chapitre 3, nous avons établi un modèle de vieillissement pour la PEMFC d'une part, et pour la batterie lithium-ion d'autre part. Ces deux modèles nous permettent d'estimer la durée de vie des cellules, en fonction de leurs caractéristiques énergétiques sur les missions et de leurs phases de repos. Ils se basent à la fois sur les données de vieillissement indiquées par les fournisseurs mais aussi sur les comportements décrits dans la littérature. Pour l'une des batteries lithium-ion considérées, ce modèle a été validé grâce aux données partagées par le fournisseur. En effet, ce dernier nous a fourni des estimations du vieillissement de ses cellules suivant différentes conditions de stockage ainsi qu'en usage sur plusieurs missions. Ces données nous ont permis de conclure que nos méthodes de calcul du vieillissement sont conformes à celles du fournisseur. Grâce à ces modèles, il est alors possible d'intégrer le coût lié au vieillissement des sources dans le calcul du TCO du train. Il est également possible de comparer les missions entre elles, au regard du vieillissement engendré sur les deux sources.

Dans cette perspective, un exemple d'application a été proposé sur deux cycles d'usage. A partir des caractéristiques énergétiques des sources sur ces missions, nous avons pu estimer leur vieillissement respectif. Le profil de courant de la batterie sur ces deux cycles d'usage a ensuite été appliqué expérimentalement sur deux cellules de batteries. Ces cycles ont été répétés pendant plusieurs semaines afin de comparer leur impact sur le vieillissement des cellules. Nous avons pu constater que l'une d'elle a présenté des signes de vieillissement prématurés. L'écart de comportement observé entre les deux cellules a alors été attribué aux cycles à bas état de charge, ainsi qu'à l'élévation consécutive de la température de la cellule, accélérant considérablement son vieillissement.

Le chapitre 4 se focalise sur les stratégies de gestion de l'énergie, les EMS. Celles-ci permettent d'optimiser le fonctionnement des sources afin de limiter leur vieillissement respectif et de minimiser la consommation d'hydrogène. A cette fin, nous avons proposé deux fonctions coût. Celles-ci permettent de quantifier les performances énergétiques du train selon l'application considérée. La première considère les coûts liés à la consommation d'hydrogène tandis que la seconde y ajoute les coûts liés au vieillissement des sources. La première fonction est ainsi adaptée aux applications industrielles car la durée de vie des sources est généralement garantie par leurs fournisseurs. La seconde est cependant plus pertinente pour les études de dimensionnement car elle intègre tous les coûts d'usage.

Nous avons ensuite présenté quatre stratégies de gestion de l'énergie. Celles-ci ont été comparées sur les deux cycles d'usage introduits dans les parties précédentes. Parmi les stratégies *on-line*, nous avons observé que la stratégie par logique floue obtenait en moyenne les coûts les plus faibles. Nous avons également constaté que si la stratégie par machine d'état a pu réduire à la fois la consommation d'hydrogène et le vieillissement de la PEMFC, elle n'a pas optimisé la récupération d'énergie lors des phases de freinage et a pu entraîner des temps de parcours plus longs. De plus, grâce à l'algorithme de programmation dynamique, le profil de puissance optimal qui minimise la fonction coût a été identifié. Cette stratégie a servi de référence et a mis en évidence les économies qui peuvent être réalisées sur les deux parcours étudiés. Sur cette étude, nous avons ainsi pu conclure que la stratégie *on-line* la plus adaptée est étroitement liée aux caractéristiques des sources mais aussi à la mission à parcourir.

Enfin, le chapitre 5 présente l'outil d'optimisation conçu pendant ces travaux de thèse. Cet outil détermine le dimensionnement énergétique optimal du train en considérant différentes batteries lithium-

ion, piles à hydrogène, stratégies de gestion de l'énergie et contraintes imposées par l'exploitant. Le caractère optimal du dimensionnement est défini au regard du TCO du train. Cet outil réalise ainsi une optimisation multicritères.

Pour ce faire, nous avons tout d'abord établi l'expression du TCO. Cette fonction intègre les coûts d'acquisition des sources mais aussi les coûts liés à la quantité d'hydrogène consommée, au vieillissement des sources ainsi qu'à leur maintenance. De plus, les coûts de l'hydrogène et des sources sont amenés à varier sur les trente ans de durée de vie du train. Nous avons alors estimé et pris en compte leurs évolutions dans le calcul du TCO.

Nous avons ensuite proposé une méthodologie de dimensionnement qui se décompose en sept étapes. Celle-ci minimise le nombre de simulations à réaliser en ne considérant que les missions et les dimensionnements des sources les plus pertinents. Grâce à l'outil d'optimisation développé, les étapes de cette procédure sont automatisées ce qui permet d'économiser un nombre considérable d'heures d'ingénierie. Pour illustrer son fonctionnement, nous avons ensuite utilisé cet outil sur un projet ferroviaire concret. Nous avons alors pu identifier la batterie, la pile à hydrogène PEMFC, et l'EMS qui minimisaient le TCO au regard des contraintes imposées.

Ces travaux soulèvent de nouvelles problématiques. Plusieurs perspectives d'évolution des outils réalisés peuvent être proposées :

- Le modèle comportemental de la PEMFC et de la batterie n'intègre pas les phénomènes thermiques. Le couplage du modèle électrique avec un modèle thermique serait pertinent pour estimer plus précisément à la fois le comportement des sources, mais aussi la consommation des équipements auxiliaires et le vieillissement des cellules.
- Le modèle de la PEMFC est statique. Il ne prend donc pas en considération les phénomènes dynamiques qui ont lieu lors des variations de puissance. Ces phénomènes peuvent donc affecter l'estimation du courant fourni par la PEMFC et, par conséquent, la consommation d'hydrogène. La prise en compte de ces phénomènes permettrait alors d'obtenir une estimation plus précise de la quantité d'hydrogène consommée.
- Les modèles comportementaux des équipements auxiliaires et des éléments qui composent la chaîne de traction, tels que les convertisseurs, le compresseur d'air de la pile à hydrogène ou encore les ventilateurs de refroidissement, sont considérés invariables dans le temps. En réalité, ces composants vont également vieillir ce qui devrait dégrader leurs performances. Il serait alors intéressant d'intégrer ce vieillissement aux modèles développés afin d'améliorer l'estimation des pertes et de la consommation des équipements auxiliaires.
- Le modèle de vieillissement de la PEMFC se base sur les quelques données partagées par le constructeur. Les informations complémentaires nécessaires sont estimées à partir de statistiques de la littérature. Celles-ci sont peu nombreuses et issues de tests avec des conditions opératoires très variables. Il serait donc pertinent de réaliser des essais de vieillissement de longue durée sur les cellules étudiées pour mieux appréhender les mécanismes qui accélèrent les dégradations. Cela permettrait d'ajuster les paramètres considérés dans le modèle de vieillissement.
- Les performances obtenues par les trois EMS *on-line* ont été comparées à celles théoriques et optimales, déterminées grâce à l'algorithme de programmation dynamique. Ce profil de

- puissance obtenu par cet algorithme à permis de minimiser à la fois la quantité d'hydrogène consommée et le vieillissement des sources, pour un dimensionnement imposé et sur les deux missions étudiées. Il serait judicieux de proposer une nouvelle EMS en temps réel qui puisse se paramétrer, sur chaque parcours, à partir du profil déterminé par programmation dynamique.
- Pour économiser des ressources calculatoires, l'optimisation multicritères a été réalisée dans un premier temps sur le dimensionnement des sources, et dans un second sur la stratégie de gestion d'énergie. Avec une puissance de calcul plus importante, l'optimisation pourrait être réalisée simultanément sur les paramètres des EMS et le dimensionnement des sources. Il serait alors intéressant de comparer si les résultats obtenus sont identiques.
 - Le TCO du train dépend de la mission qu'il réalise. Dans ces travaux, nous avons choisi de réaliser l'optimisation du dimensionnement énergétique sur la mission qui obtient le TCO le plus élevé. Cependant, pour l'exploitant, d'autres choix peuvent être pertinents, comme par exemple l'optimisation du TCO moyenné sur toutes les missions considérées. Le processus d'optimisation pourrait donc être adapté en considérant cette éventualité.
 - Le TCO du train est estimé à partir des coûts d'acquisition et d'opération sur ses trente ans de durée de vie. Il est ainsi légitime de se demander si le dimensionnement optimal correspond à celui qui minimise le TCO. D'autres critères peuvent être à prendre en compte sans pour autant avoir de valeur financière. Le bilan carbone lié à la fabrication des sources et de l'hydrogène en est un exemple.

Les travaux réalisés dans cette thèse répondent ainsi à la fois aux besoins industriels et aux enjeux actuels de la recherche. Ils devraient permettre de répondre rapidement et efficacement aux commandes des exploitants qui souhaitent intégrer des trains à hydrogène à leur parc ferroviaire.

Annexe A

Synthèse des taux de dégradation des PEMFC présentés dans la littérature

A.1 Présentation

Dans la littérature, de nombreux tests expérimentaux ont été réalisés pour déterminer les taux de dégradation des PEMFC suivant un type de sollicitation spécifique. Dans cette annexe, les taux de dégradation obtenus sont synthétisés et classés suivant la sollicitation réalisée : test de démarrage-arrêt, variation de charge, fonctionnement à faible courant et fonctionnement à fort courant.

A.1.1 Test de démarrage-arrêt

Dans un premier temps, les tests expérimentaux cherchant à identifier les taux de dégradation des PEMFC lors des cycles de démarrage-arrêt sont synthétisés dans la table A.1. * signifie que la valeur a été adaptée de la référence.

On note :

- $\mu_{start-stop}$: le taux de dégradation obtenu.
- t_{act} : le temps entre le démarrage et l'arrêt.
- J_{mes} : la densité de courant à laquelle la chute de tension est mesurée.
- T : la température de la cellule.
- H_2/Air stœch : la stœchiométrie des réactifs.
- H_2/Air RH : l'humidité relative des réactifs.
- Stratégie : la stratégie mise en œuvre pour réaliser le cycle de démarrage-arrêt.

La stratégie de démarrage-arrêt a un impact essentiel sur le vieillissement des cellules de PEMFC comme présenté dans la référence [42].

Synthèse des taux de dégradation des PEMFC présentés dans la littérature

Démarrage-Arrêt	$\mu_{start-stop}$ ($\mu V/cell/cycle$)	t_{act} (s)	J_{mes} (mA/cm^2)	T (°C)	H_2/Air stoech.	H_2/Air RH (% / %)	Stratégie
Chen <i>et al.</i> [99] et Pei [36] <i>et al.</i>	13,79	60	360*	-	-	-	-
Marx <i>et al.</i> [163]	25	-	-	-	-	-	-
Fletcher <i>et al.</i> [77]	23,91	-	-	-	-	-	-
Bae <i>et al.</i> [120]	59*	10	250	60	1,5/2,5	85/0	-
	19*	5	250	60	1,5/2,5	85/0	-
	24,9*	2	250	60	1,5/2,5	85/0	-
Perry <i>et al.</i> [164]	100	300	320	65		100/100	Sans contrôle de tension
	4	300	400	65		100/100	Contrôle de la tension
Oyarce <i>et al.</i> [40]	49	40	860	70	1,2/-	65/65	Consommation d' O_2
	23	40	860	70	1,2/-	65/65	Consommation d' H_2
Lin <i>et al.</i> [119]	21	30	500	70	1,5/3	70/70	Consommation d' H_2
	39	30	1000	70	1,5/3	70/70	Consommation d' H_2
	61	30	1400	70	1,5/3	70/70	Consommation d' H_2
Yu <i>et al.</i> [38]	30*	-	200	80	2/2	66/66	
	65*	-	1200	80	2/2	66/66	

TABLE A.1 – Taux de dégradation obtenus lors des tests de démarrage-arrêt présentés dans la littérature

A.1.2 Variations de charge

Cette partie résume les taux de dégradation obtenus lors de tests mettant en évidence l'impact des variations de puissance sur la chute de tension de la PEMFC. La table A.2 synthétise les taux de dégradation liés à ce régime de fonctionnement, et référencés dans la littérature. * signifie que la valeur a été adaptée de la référence.

Variations de charge	μ_{dyn} ($\mu V/cell/\Delta kW$)	J_{min} (mA/cm^2)	J_{max} (mA/cm^2)	T_{cycle} (s)	J_{mes} (mA/cm^2)	T (°C)	H_2/Air stoech.	H_2/Air RH (% / %)
Chen <i>et al.</i> [99] et Pei <i>et al.</i> [36]	3,1*	10	364*	-	-	60	1,1/2,5	-
Fletcher <i>et al.</i> [77]	0,0441	-	-	-	-	-	-	-
Wang <i>et al.</i> [34]	0,36*	25	600	60	25	65	1,5/2 à 2,5/4	60/60
	0,71*	25	600	60	600	65	1,5/2 à 2,5/4	60/60

TABLE A.2 – Taux de dégradation de la PEMFC obtenus lors des tests de variations de charge, présentés dans la littérature

Avec en plus des grandeurs présentées dans la partie A.1.1 :

- μ_{dyn} le taux de dégradation obtenu.
- J_{min} la densité de courant minimale du cycle de variation de charge.
- J_{max} la densité de courant maximale du cycle de variation de charge.
- T_{cycle} la durée de chaque cycle.

A.1 Présentation

A.1.2.1 Fonctionnement à courant constants

Enfin, les essais expérimentaux cherchant à déterminer les taux de dégradation obtenus à régime constant sont les plus fréquents. La table A.3 présente ces taux référencés dans la littérature. * signifie que la valeur a été adaptée de la référence.

Régimes galvanostatiques	μ_{galva} ($\mu V/cell/h$)	J_{test} (mA/cm^2)	J_{mes} (mA/cm^2)	T ($^{\circ}C$)	H_2/Air stœch.	H_2/Air RH (% / %)
Cleghorn <i>et al.</i> [31]	2	800	200	70	1,2/2	100/100
	5	800	600	70	1,2/2	100/100
	7	800	800	70	1,2/2	100/100
Ralph <i>et al.</i> [165]	4	646	646	80	1,5/2	-
Scholta <i>et al.</i> [166]	20	300	-	55	1,5/2	0/10
Bressel [167]	33	700	700	60	1,5/2	50/50
Fowler <i>et al.</i> [30]	11	400	400	80	1,2/2	-
Cheng <i>et al.</i> [168] et Pei <i>et al.</i> [36]	3	400	-	60	1,2/2,5	100/100
St-Pierre <i>et al.</i> [169]	1,3	538	538	-	-	-
	1,4	861	861	-	-	-
Lee <i>et al.</i> [170]	27	200	200	65	1,25/2	100/100
Faible courant	$\mu_{faible\ courant}$ ($\mu V/cell/h$)					
Chen <i>et al.</i> [99] et Pei <i>et al.</i> [36]	8,67	10	-	60	1,2/2,5	-
Fletcher <i>et al.</i> [77]	10,17	-	-	-	-	-
Fort courant	$\mu_{fort\ courant}$ ($\mu V/cell/h$)					
Chen <i>et al.</i> [99] et Pei <i>et al.</i> [36]	10	-	-	60	1,1/2,5	-
Fletcher <i>et al.</i> [77]	11,74	-	-	-	-	-

TABLE A.3 – Taux de dégradation de la PEMFC obtenus lors des tests de vieillissement à régime constant, présentés dans la littérature

On notera, en plus des grandeurs présentées dans les parties A.1.1 et A.1.2 :

- μ_{galva} : le taux de dégradation obtenu lors du fonctionnement en régime galvanostatique.
- $\mu_{faible\ courant}$: le taux de dégradation obtenu lors du fonctionnement à faible courant.
- $\mu_{fort\ courant}$: le taux de dégradation obtenu lors du fonctionnement à fort courant.
- J_{test} : la densité de courant minimale du régime continu.

Annexe B

Etude de sensibilité des paramètres du modèle de la PEMFC

Dans la partie 2.3, le modèle de cellule de PEMFC a été présenté. Il nécessite de définir six paramètres afin d'obtenir la caractéristique de tension en fonction de la puissance fournie :

- R_{mem} la résistance équivalente de la membrane
- β le coefficient de diffusion
- α le coefficient d'activation
- I_0 le courant d'activation
- I_n le courant de fuite
- I_{lim} le courant limite

Cette annexe présente une étude de sensibilité réalisée sur ces six paramètres, afin d'identifier leur impact sur la caractéristique tension/puissance. Cette étude permet de faciliter le choix de ces paramètres pour faire correspondre le modèle statique aux données du constructeur.

B.1 Caractéristique tension/puissance

La caractéristique tension/puissance fournie par le constructeur est rappelée en figure B.1.

L'allure de cette courbe fait ressortir certains points caractéristiques qui sont les critères pour évaluer l'influence de chacun des paramètres.

Le jeu de paramètres qui permet d'obtenir la caractéristique présentée en figure B.1 est pris comme référence. Un à un, chacun des paramètres est modifié en laissant les autres à leur valeur de référence. Les indicateurs sont relevés afin de mettre en évidence l'impact du paramètre sur la caractéristique de tension/puissance.

Il est choisi de modifier les paramètres de +/- 20 % par rapport à leur valeur de référence. Le tableau B.2 présente les résultats obtenus. Plus la couleur de la case est bleue, plus la valeur de l'indicateur a augmenté. Plus elle est rouge, plus elle a diminué. Ainsi, si la couleur est peu prononcée, le paramètre a peu d'influence sur l'indicateur. Toutes les données sont normalisées par rapport à la valeur de référence.

B.1 Caractéristique tension/puissance

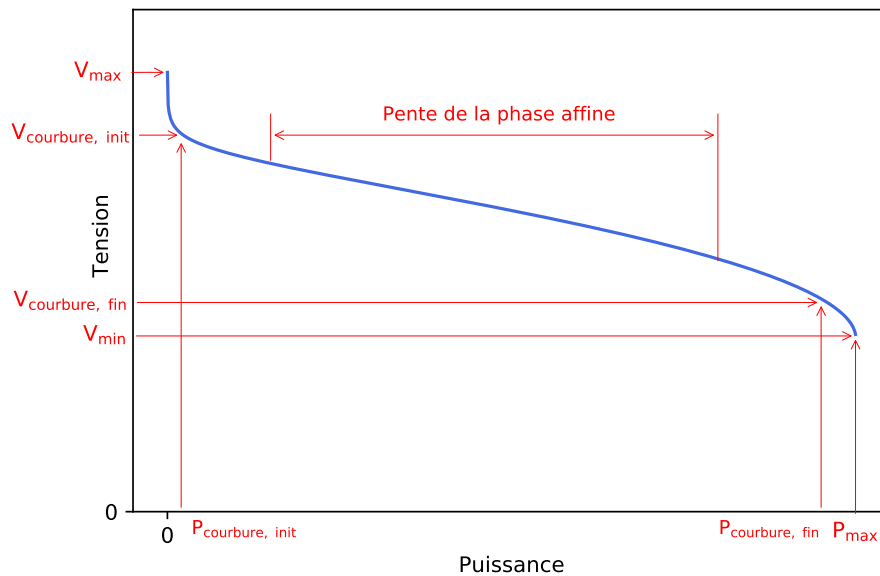


FIGURE B.1 – Indicateurs de la caractéristique tension/puissance de la PEMFC

Paramètres initiaux Variation (%)	Ref	R_{mem}		β		α		I_0		I_n		I_{lim}	
		-20	20	-20	20	-20	20	-20	20	-20	20	-20	20
Vmax	1	1,00	1,00	1,00	1,00	0,93	1,04	1,01	0,99	0,99	1,01	1,00	1,00
V_courbure_init	1	1,01	1,01	1,01	1,01	0,89	1,12	1,04	1,03	1,24	1,03	1,01	1,00
V_courbure_fin	1	1,03	0,94	0,99	0,97	0,75	1,17	0,99	0,99	1,19	0,98	1,05	0,94
V_min	1	1,07	0,95	1,00	1,00	0,73	1,21	1,00	1,00	0,98	1,02	1,09	0,94
P_courbure_init	1	1,06	1,06	1,06	1,06	0,64	1,06	1,06	1,06	1,06	0,85	1,06	1,28
P_courbure_fin	1	1,11	0,90	0,97	1,03	0,63	1,27	1,00	1,00	0,98	1,02	0,91	1,05
P_max	1	1,11	0,90	0,97	1,02	0,63	1,27	1,00	1,00	0,98	1,02	0,91	1,06
Pente	1	0,85	1,17	1,00	1,04	1,52	0,78	0,98	0,98	1,02	0,94	1,00	0,98

FIGURE B.2 – Impact de la variation des paramètres sur les indicateurs de la figure B.1

Cette analyse est ainsi particulièrement intéressante pour identifier comment paramétrer les cellules à partir des données des fournisseurs. On peut noter que :

- Le paramètre le plus sensible est α . La variation de ce paramètre impacte fortement l'ensemble des indicateurs.
- La valeur de la résistance R_{mem} va principalement influencer la pente de la courbe, ainsi que la plage d'utilisation de la PEMFC.
- La caractéristique tension/puissance est peu impactée par une variation des paramètres β et I_0 . Ces derniers vont légèrement influencer sur la puissance maximale admissible.
- I_n impacte principalement les tensions de courbure. On peut noter que la puissance de courbure initiale est impactée tandis que la puissance de courbure finale ne varie pas.

- Le paramètre I_{lim} a une forte influence sur la limitation en puissance. Il laisse la pente de la droite affine et le comportement en basse puissance invariants.

Ces observations permettent ainsi de proposer un processus de paramétrage des cellules de PEMFC. Celui-ci est présenté en partie [2.3.2.3](#).

Annexe C

Application du comptage de *rainflow* sur un profil d'état de charge de batterie

Cette annexe présente un exemple d'identification de cycles de charge/décharge d'un profil de SOC de batterie en utilisant la méthode de comptage par *rainflow*. Le profil de SOC considéré est issu d'un cycle d'usage réel.

C.1 Présentation

La méthode de comptage de cycle par méthode de *rainflow* est utilisée pour identifier les cycles de charge/décharge réalisés par une batterie. Ce type de comptage est principalement utilisé en mécanique et plus particulièrement en analyse de fatigue des matériaux. Le comptage de *rainflow* consiste à identifier les contraintes extrémales et à décomposer la sollicitation en cycles simples, en privilégiant les grandes amplitudes.

Au cours d'une mission, la batterie réalise de nombreux micro-cycles qui interfèrent dans la décomposition en cycles élémentaires. Une méthode classique d'identification des variations ne peut donc pas être utilisée pour décomposer la sollicitation en cycles, car l'impact d'un cycle profond n'est pas identique à sa décomposition en cycles faibles. On parlera par la suite de demi-cycles car la décharge n'est pas symétrique avec la charge.

Le comptage par *rainflow* permet de privilégier les cycles profonds. Il est, par conséquent, approprié pour le comptage des cycles du SOC de la batterie. Il décompose l'évolution de la sollicitation en associant par paires les minima croissants et les maxima décroissants. Cette décomposition est donc réalisée a posteriori.

Les différentes étapes suivies pour implanter cet algorithme ont été présentées en détail par Vichard *et al.* [171].

C.2 Application sur un cycle d'usage réel

Cet algorithme a été implanté pour déterminer les différents cycles réalisés par la batterie sur un cycle d'usage réel.

La figure C.1 présente un profil de SOC issu d'un cycle d'usage réel. Sur ce profil, un comptage de cycles classique, c'est-à-dire qui comptabilise les cycles en temps réel, aurait identifié quatre phases de décharge avec une profondeur maximale de 5 %.

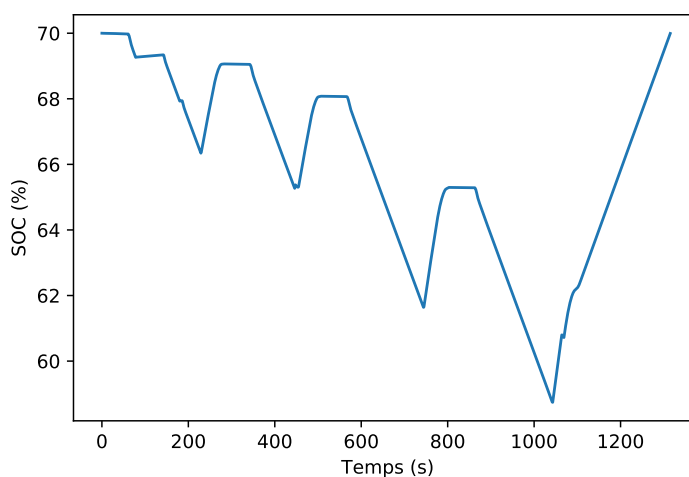


FIGURE C.1 – Profil de SOC issu d'un cycle d'usage réel

Le comptage de *rainflow* sur ce cycle est présenté en figure C.2. Ce comptage identifie dans un premier temps le cycle profond de 12 %, puis considère les cycles de profondeur plus faible.

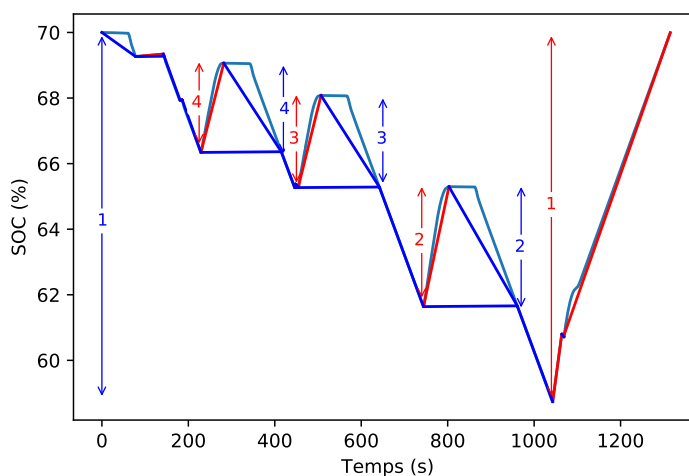


FIGURE C.2 – Comptage des cycles par méthode de *rainflow*

C.2 Application sur un cycle d'usage réel

La figure C.3 identifie les demi-cycles réalisés par la batterie, en distinguant les cycles de charge et de décharge. Les numéros indiqués font référence aux cycles identifiés sur la figure C.2

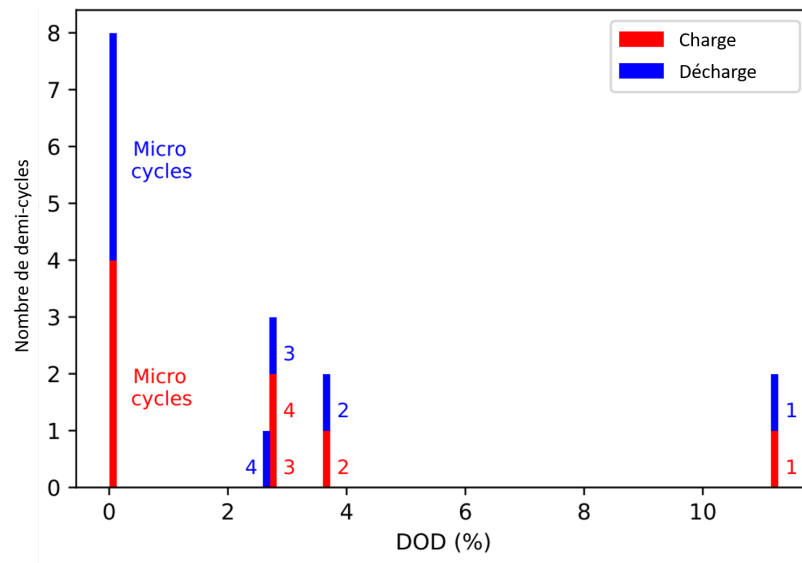


FIGURE C.3 – Histogramme des cycles identifiés par méthode de *rainflow*

Annexe D

Procédure de caractérisation de cellules de batteries

D.1 Présentation

L'objectif de cette annexe est de détailler plus précisément les deux procédures de caractérisation des cellules (RPT, pour *Reference Performance Test*), présentées en partie 3.3.3.4.

Le protocole rapide est appliqué aux cellules tous les mois. Le protocole détaillé, beaucoup plus complet, permet d'étudier le comportement des cellules à différents régimes de charge, et différentes températures. Ce protocole dure 8 à 9 jours. Il est donc appliqué aux cellules en début de vie et à la fin des essais.

Dans ces deux protocoles, les phases de charge précédant les tests de capacité sont réalisées selon le protocole CCCV (*Constant Current, Constant Voltage*). Ce protocole est illustré en figure D.1

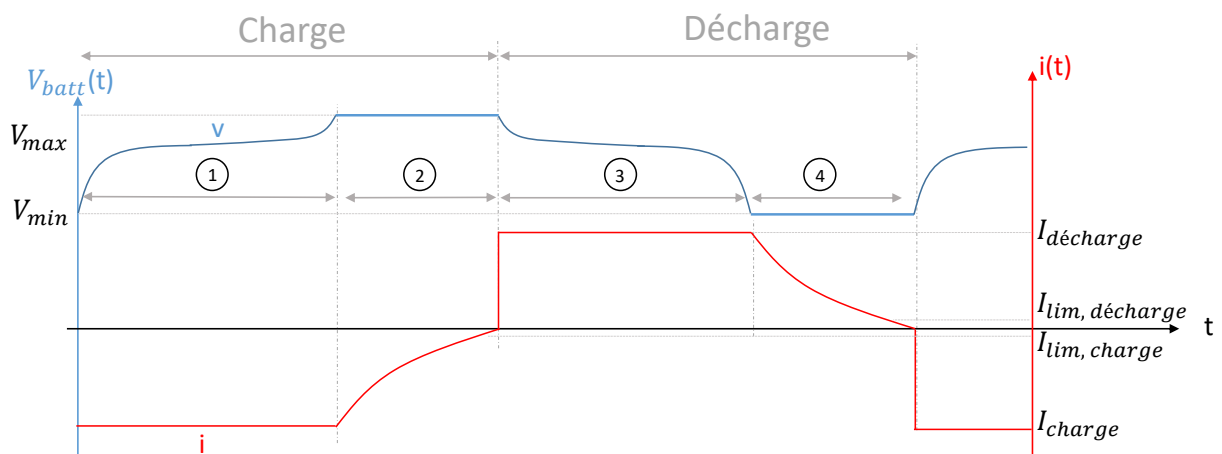


FIGURE D.1 – Protocole CCCV en charge et décharge

D.2 Synthèse du RPT court

La batterie est chargée à courant constant, I_{charge} (phase ①, CC). Sa tension augmente jusqu'à atteindre une tension seuil V_{max} . Ce seuil atteint, la phase ② (phase CV) permet de terminer le processus de charge. La réduction progressive du courant permet de maintenir une tension V_{max} constante aux bornes de la batterie. L'arrêt de la charge est imposé dès que le courant de charge I_{charge} atteint la valeur seuil en courant $I_{lim, charge}$. Ce protocole peut être aussi réalisé en décharge.

D.2 Synthèse du RPT court

Pour réduire au maximum la durée du protocole rapide, les caractéristiques de la cellule sont déterminées uniquement à 25 °C. Ce RPT intègre un test de capacité à C/5 qui correspond à la capacité de référence définie par le constructeur. Ce dernier est répété trois fois et la dernière valeur est conservée. Après avoir imposé un temps de pause de 30 minutes pour permettre la relaxation de la cellule, le test de résistance interne est réalisé à 3 niveaux de SOC : 80, 50 et 20 %. Enfin, le RPT court s'achève avec un test de caractéristique d'OCV réalisé à C/25 en charge puis en décharge.

La figure D.2 présente ces étapes et les paramètres utilisés dans ce RPT court.

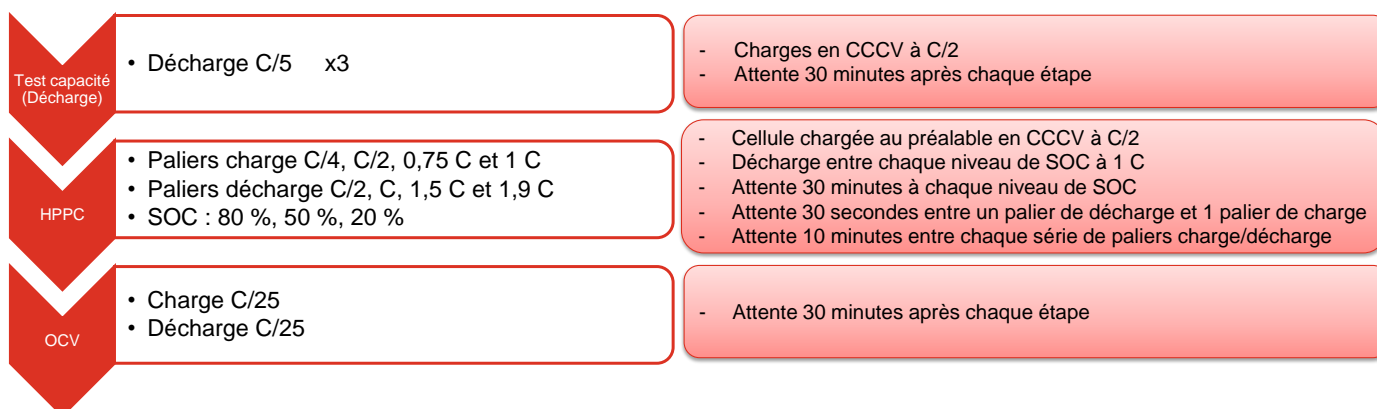


FIGURE D.2 – Etapes réalisées dans le RPT court

D.3 Synthèse du protocole détaillé

Le protocole détaillé permet d’observer les différences de performance entre le début de vie de la batterie et la fin des essais. Ce protocole détaillé diffère du protocole rapide sur les points suivants :

- La capacité de la batterie est déterminée en décharge sous plusieurs régimes.
- La capacité de la batterie est également déterminée en charge, sous plusieurs régimes.
- Le protocole HPPC (*Hybrid Power Pulse Characterisation*) contient des niveaux de SOC supplémentaires.
- Le test de capacité à C/5 et le protocole HPPC sont réalisés également à haute température, à 40 °C, et à basse température choisie à 5 °C.

La figure D.3 présente ces étapes et les paramètres utilisés dans ce RPT long.

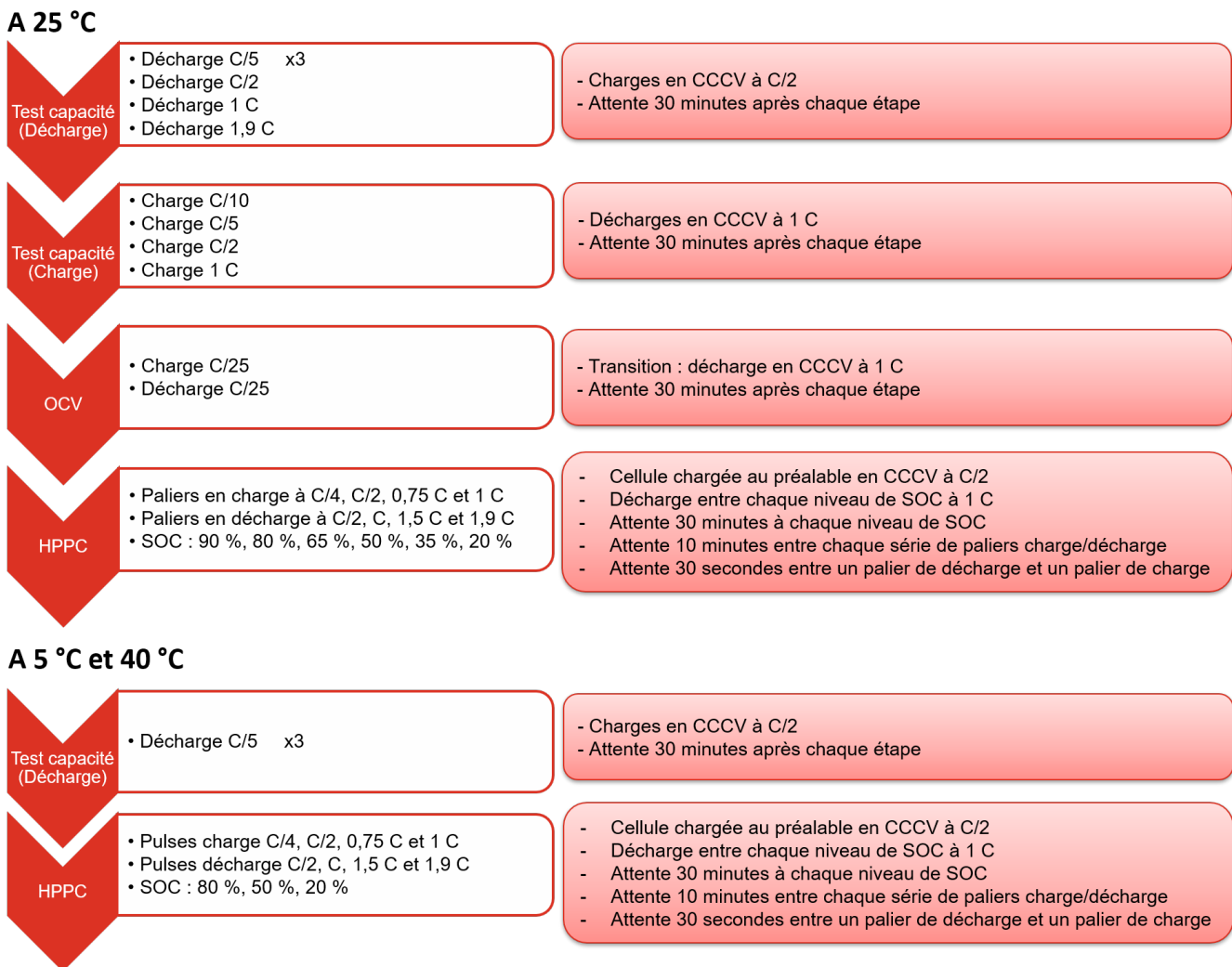


FIGURE D.3 – Etapes réalisées dans le RPT long

D.4 Profil de courant et réponse en tension des cellules

Le profil de courant et la réponse en tension des cellules soumises au RPT court ont été présentés dans la partie 3.3.3.4. C'est pourquoi seuls ceux du RPT long, à 25 °C sont présentés dans cette annexe. La figure D.4 présente ces deux profils.

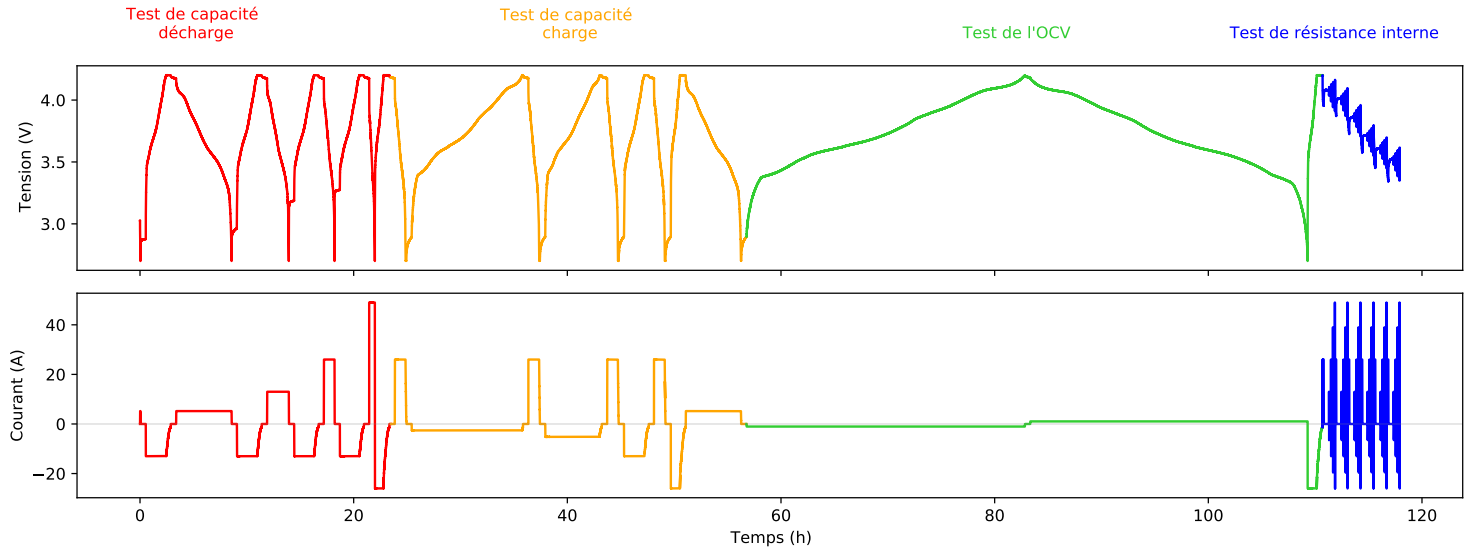


FIGURE D.4 – RPT long, en bas : profil de courant utilisé pour caractériser les cellules, en haut : réponse en tension de la cellule 1

Annexe E

Détermination du profil de puissance optimal par programmation dynamique

E.1 Présentation

Cette annexe présente le processus de détermination du profil de puissance de PEMFC optimal par l'algorithme de programmation dynamique.

Ce processus est réalisé en trois étapes :

1. Attribution des coûts aux trajectoires possibles
2. Détermination du coût le plus faible
3. Identification de la trajectoire optimale

E.2 Attribution des coûts

E.2.1 Définition des paramètres d'entrée

Pour réaliser cette première étape, les caractéristiques et contraintes suivantes doivent être définies :

- Les profil de mission : puissance électrique de la mission en fonction du temps, notée $P_{mission}$
- La consommation de puissance des auxiliaires du train et des sources, notée P_{aux} . Celle-ci est considérée constante et la puissance consommée par les auxiliaires de la PEMFC est majorée par la valeur maximale qu'elle peut atteindre.
- Les puissances minimale et maximale de la PEMFC, respectivement $P_{PEMFC, min}$ et $P_{PEMFC, max}$.
- Les variations de puissance autorisées $\Delta P_{PEMFC, max}$ en montée et $\Delta P_{PEMFC, min}$ en descente.
- Les taux de dégradation du modèle de vieillissement de la PEMFC.
- Les limitations en courant de la batterie.
- Le SOC minimal et maximal de la batterie, SOC_{min} et SOC_{max} .
- Les paramètres du modèle de vieillissement de la batterie.
- Les rendements du ou des convertisseurs statiques. On considérera ici un seul convertisseur, en sortie de la PEMFC, et on notera η_{DCDC} son rendement.

E.2 Attribution des coûts

- Le temps de recharge maximal de la batterie autorisé en fin de mission.
- L'évolution de l'altitude de la mission.
- Le pas temporel et spatial de l'échantillonnage de la variable d'état.

Une fois ces paramètres d'entrée définis, l'algorithme échantillonne les valeurs que peut prendre la puissance de la PEMFC à chaque instant. Cet échantillonnage temporel et spatial permet de déterminer le maillage considéré. n correspond à l'instant de temps considéré dans le domaine discrétisé, t dans le domaine continu.

E.2.2 Détermination de l'espace de recherche

Cet ensemble est contraint par les limitations des sources. Les équations E.1 et E.2 permettent de déterminer respectivement les valeurs de puissance minimale $P_{PEMFC_{min}}[n]$ et maximale, $P_{PEMFC_{max}}[n]$ que la PEMFC peut fournir à chaque instant. Ces valeurs sont bornées par les valeurs minimale et maximale théoriques de contrôle qui dépendent du dimensionnement, $P_{PEMFC, min}$ et $P_{PEMFC, max}$. Grâce à ces deux équations, les limitations de puissance de la batterie sont respectées à chaque instant.

Ces équations ne prennent pas en compte l'aspect variable dans le temps de la puissance limite de la batterie. Celle-ci est ici prise à sa valeur de régime de pics. La limitation temporelle sera considérée ultérieurement.

$$P_{PEMFC_{min}}[n] = \begin{cases} (P_{mission}[n] + P_{aux} - P_{batt, max}[n]) / \eta_{DCDC} & \text{si } > P_{PEMFC, min} \\ P_{PEMFC, min} & \text{sinon} \end{cases} \quad (\text{E.1})$$

$$P_{PEMFC_{max}}[n] = \begin{cases} (P_{mission}[n] + P_{aux} + P_{batt, min}[n]) / \eta_{DCDC} & \text{si } < P_{PEMFC, max} \\ P_{PEMFC, max} & \text{sinon} \end{cases} \quad (\text{E.2})$$

La convention considérée impose $P_{mission}$ positive lors des phases de traction (moyennant la consommation des auxiliaires).

$P_{batt, max}$ correspond à la puissance maximale que peut fournir la batterie. $P_{batt, min}$ correspond à la puissance maximale que peut récupérer la batterie. Sa valeur est négative.

Grâce à cette première étape, l'espace de recherche de la puissance PEMFC est réduit.

E.2.3 Définition du vecteur d'état

Le vecteur d'état permet de connaître à chaque instant l'état du système en fonction de la variable de commande appliquée.

On note \vec{x} le vecteur d'état du système :

$$\vec{x}[n] = \begin{pmatrix} SOC[n] \\ P_{batt}[n] \\ P_{mission}[n] \\ P_{aux} \\ \Delta_{PEMFC}[n] \end{pmatrix} \quad (E.3)$$

La puissance de la mission $P_{mission}[n]$ est connue. Celle fournie par la PEMFC correspond à la consigne, donc est également connue.

La puissance P_{batt} se détermine grâce à l'équation E.4. Elle prend en compte le rendement du convertisseur statique de sortie de la PEMFC dans la formule présentée. Ce dernier est noté η_{DCDC} . Dans le cas où la chaîne de traction possède plusieurs convertisseurs, cette équation doit être modifiée pour prendre en considération les différents rendements.

$$P_{batt}[n] = P_{mission}[n] + P_{aux} - P_{PEMFC}[n] \cdot \eta_{DCDC} \quad (E.4)$$

A partir de la puissance fournie et du modèle comportemental de la batterie, la valeur du courant est déterminée.

Dès lors, il est possible d'en déduire le SOC à l'instant n , $SOC[n]$, par récursivité à partir de sa valeur à l'instant précédent, et le courant de la batterie I_{batt} comme présenté équation E.5. Le pas de temps est pris à 1 s.

$$SOC[n] = SOC[n-1] + \frac{1}{3600 \cdot C_{batt}} \sum_n^{n+1} I_{batt} \cdot ((n+1) - n) \quad (E.5)$$

$\Delta_{PEMFC}[n]$ est calculé à partir du modèle de vieillissement présenté dans la partie 3.2.1.

E.2.4 Coûts liés aux transitions élémentaires

On appelle transition élémentaire le passage d'un nœud à l'instant n à un nœud à l'instant $n+1$. Dans la partie 4.2, deux fonctions coût sont établies. Dans cette annexe, nous avons choisi de ne détailler que la fonction coût liée au calcul de l'OPEX. Celle liée au calcul de la consommation d'hydrogène peut se déduire aisément en simplifiant les équations présentées.

La fonction coût possède ainsi trois éléments : le coût de l'hydrogène, le coût de vieillissement de la pile à combustible et celui de la batterie lithium-ion.

Après avoir réalisé le maillage de l'espace de recherche, l'algorithme attribue un coût à toutes les transitions élémentaires. Celui-ci est déterminé grâce à l'équation E.6. Ainsi, pour tous les nœuds d'un instant n , le coût de la transition pour atteindre un nœud à l'instant $n+1$ est connu. On notera i le nœud

E.3 Détermination du coût le plus faible

à l'instant n , et j le nœud à l'instant $n + 1$. Le coût de la transition entre les nœuds i et j à l'instant n est donc noté $Cout_{tot}[n, i, j]$.

$$Cout_{tot}[n, i, j] = Cout_{H_2}[n, i, j] + Cout_{\Delta PEMFC}[n, i, j] + Cout_{pénalité}[n, i, j] \quad (E.6)$$

Avec $Cout_{H_2}$ le coût de transition lié à la consommation d'hydrogène. Il se détermine à partir du modèle comportemental de la PEMFC. Comme présenté dans la partie 2.3, le fournisseur partage la caractéristique de consommation (en g/kWh) en fonction de la puissance fournie. En connaissant la puissance délivrée par la PEMFC et pour un pas de temps de 1 s, il est donc possible de déterminer le coût lié à la quantité d'hydrogène consommée pour passer du nœud i au nœud j . $Cout_{H_2}[n, i, j]$ est ensuite déterminé à partir du coût de l'hydrogène considéré.

$Cout_{\Delta PEMFC}$ correspond au coût lié au vieillissement de la PEMFC. Dans la partie 3.2.1, l'expression du vieillissement de la PEMFC a été présentée. Si la variation de puissance est inférieure à 10 W/s/cell, alors le taux de dégradation est constant et vaut $0,3 \mu V/\Delta kW/cell$. Dans le cas contraire, le taux de dégradation est exprimé en $\mu V/h/cell$ et est déterminé par le modèle développé dans la partie citée. La dégradation attribuée à la transition vaut soit celui lié à la variation de puissance, soit celui lié au régime galvanostatique et calculé sur le pas de temps de 1 s. Ce taux de dégradation exprime le vieillissement de la cellule de PEMFC. A partir du coût de la PEMFC, il est possible d'estimer le coût $Cout_{\Delta PEMFC}$ lié à la dégradation sur chaque transition élémentaire.

$Cout_{pénalité}$ ajoute un coût de pénalité lorsque la trajectoire ne permet pas de respecter les contraintes du système. Elle s'applique ici lorsque la variation de puissance de la PEMFC n'est pas respectée. Le coût de la trajectoire est alors pénalisé pour ne pas que celle-ci soit retenue.

Quant au coût lié au vieillissement de la batterie, nous avons fait l'hypothèse, dans la partie 3.2.2, que le vieillissement se calcule a posteriori, une fois la trajectoire connue.

A l'issue de cette étape, toutes les trajectoires élémentaires qui permettent de passer d'un nœud à l'instant n à un nœud à l'instant $n + 1$ sont donc caractérisées par un coût $Cout_{H_2}$.

E.3 Détermination du coût le plus faible

L'étape précédente a permis de construire la matrice de coût de toutes les transitions élémentaires du maillage. Cette étape permet d'identifier la trajectoire globale qui minimise la fonction coût. Le coût d'une trajectoire correspond à la somme de tous les coûts des trajectoires élémentaires.

L'algorithme d'optimisation qui permet de déterminer la trajectoire optimale se base sur le principe d'optimalité de Bellman : la solution optimale peut être déterminée par combinaison des solutions optimales des sous-problèmes.

Par une approche graphique, on peut dire que l'algorithme parcourt alors le maillage de l'instant final vers l'instant initial.

Il réalise ainsi plusieurs itérations :

- En un instant n et en un nœud i , l'algorithme calcule et stocke les coûts de toutes les trajectoires qui permettent d'atteindre un nœud j de l'instant $(n + 1)$. Pour chaque trajectoire, le coût correspond à celui de trajectoires élémentaires, $Cout_{tot}[n, i, j]$ auquel s'ajoute le coût minimal de la trajectoire entre le point j de l'instant $n + 1$ et l'état final, noté $\sigma[n + 1, j]$. Ce coût se détermine par récursivité à partir de l'état final. Ces coûts sont ensuite triés de la valeur la plus faible à la valeur la plus élevée. La valeur du SOC atteint au point i est également calculée à partir de celle du point j . Les équations E.7 et E.8 résument les deux opérations réalisées.

$$Cout_{traj}[n, i, j] = Cout_{tot}[n, i, j] + \sigma[n + 1, j] \quad (E.7)$$

$$SOC[n, i] = \frac{I_{batt}[n, i, j]}{3600.C_{batt}} + SOC[n + 1, j] \quad (E.8)$$

- L'itération suivante détermine le coût minimum qui respecte également toutes les contraintes, en l'occurrence les limitations sur le SOC et sur le courant (régime de pics ou régime continu). Si aucune trajectoire ne respecte les contraintes, alors l'algorithme interrompt le cycle sur le point i à l'instant n . Pour tous les points j de l'instant $n + 1$, il sélectionne alors le deuxième coût minimal. Il réitère ainsi cette rétroaction jusqu'à ce que les contraintes puissent être respectées. Le coût est donc conservé. Ce coût correspond alors à la trajectoire optimale entre le point i et l'état final, noté $\sigma[n + 1, j]$.
- Les deux opérations précédentes sont réalisées sur tous les nœuds de l'instant n .
- Les itérations précédentes sont réalisées sur tous les instants n , à partir de l'état final et jusqu'à l'état initial. A chaque nœud, le chemin optimal qui permet d'atteindre l'état final est alors connu. Une fois l'état initial atteint, le coût de la trajectoire optimale est déterminé et le processus s'arrête.

E.4 Identification de la trajectoire optimale

A partir du coût de la trajectoire optimale, l'algorithme reconstitue le profil de puissance optimal qui relie les états initiaux et finaux. Dans le modèle développé et présenté dans le chapitre 2, la consigne de puissance est appliquée à la PEMFC. Le modèle est alors simulé en temps réel. Cette simulation permet de confirmer le coût obtenu et d'identifier toutes les grandeurs pertinentes, notamment le profil de SOC de la batterie. Le vieillissement de la batterie est ensuite calculé sur l'ensemble de la mission. Le coût associé est ajouté au coût total obtenu. Dans le processus mis en œuvre, les cinq chemins obtenant les coûts les plus faibles sont testés. Les contraintes de SOC_{min} sont modifiées afin d'intégrer le vieillissement de la batterie dans la détermination du meilleur chemin.

E.4 Identification de la trajectoire optimale

Bibliographie

- [1] Afhyac, “Un plan national hydrogène ambitieux et cohérent pour faire de la France un des pays leaders de l’hydrogène renouvelable et bas-carbone,” Juillet 2020.
- [2] “Stratégie nationale pour le développement de l’hydrogène décarboné en France.” <https://www.entreprises.gouv.fr/fr/strategies-d-acceleration/strategie-nationale-pour-developpement-de-l-hydrogene-decarbone-france>, Septembre 2020.
- [3] SNCF, “Train hydrogène : première commande lancée.” <https://www.sncf.com/fr/engagements/enjeux-rse/sncf-accelere-train-a-hydrogene>, Juillet 2021.
- [4] R. Thorne, “Battery electric and fuel cell trains, maturity of technology and market status,” 2019.
- [5] K. Smith, “Korean project to develop liquefied hydrogen fuel cell traction,” 2021.
- [6] Ballard, “Hydrogen trains : The railroad revolution of the 21st century.” <https://blog.ballard.com/hydrogen-train>, 2021.
- [7] J. Arias, “Hydrogen and fuel cells in Japan.” https://www.eu-japan.eu/sites/default/files/publications/docs/hydrogen_and_fuel_cells_in_japan.pdf, Octobre 2019.
- [8] M. Mayur, M. Gerard, P. Schott, and W. G. Bessler, “Lifetime prediction of a polymer electrolyte membrane fuel cell under automotive load cycling using a physically-based catalyst degradation model,” *Energies*, vol. 11, no. 8, p. 2054, 2018.
- [9] N. Simoncini, *Histoire de la recherche sur les piles à combustible en France des années soixante aux années quatre-vingt*. PhD thesis, Université Bourgogne Franche-Comté, 2018.
- [10] J.-M. Allenbach, P. Chapas, M. Comte, and R. Kaller, *Traction électrique*. PPUR presses polytechniques, 2008.
- [11] B. Simian, “Rapport final sur le verdissement de la flotte ferroviaire (v5).” https://www.economie.gouv.fr/files/files/directions_services/cge/verdissement_flotte_ferroviaire.pdf, 2018.
- [12] European Commission, “Going climate-neutral by 2050.” <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/92f6d5bc-76bc-11e9-9f05-01aa75ed71a1>, 2019.

BIBLIOGRAPHIE

- [13] SNCF, “Des ter qui roulent au colza pour sortir du diesel.” <https://www.sncf.com/fr/innovation-developpement/innovation-recherche/ter-roulent-au-colza-pour-sortir-diesel>, 2021.
- [14] M. Wang, M. Wu, and H. Huo, “Life-cycle energy and greenhouse gas emission impacts of different corn ethanol plant types,” *Environmental Research Letters*, vol. 2, no. 2, p. 024001, 2007.
- [15] SNCF, “Hybrid ter : field testing to begin this year.” <https://www.sncf.com/en/innovation-development/innovation-research/hybrid-ter-coming-soon-to-station-near-you>, 2021.
- [16] R. Ahluwalia, D. Papadias, and X. Wang, “Rail and maritime metrics,” 2020.
- [17] Hydrogenics, “Hydrogenics fuel cell systems for mobile heavy duty applications.” <http://www.hyer.eu/wp-content/uploads/2016/04/4.-Hydrogenics-Martin-Troeger.pdf>, 2016.
- [18] “H2sys, pile à combustible.” <https://www.h2sys.fr/fr/technologies/pile-a-combustible/>.
- [19] U.S. Department of Energy, “Doe technical targets for fuel cell systems and stacks for transportation applications,” 2015.
- [20] S. Zhang, X. Yuan, H. Wang, W. Mérida, H. Zhu, J. Shen, S. Wu, and J. Zhang, “A review of accelerated stress tests of mea durability in pem fuel cells,” *International journal of hydrogen energy*, vol. 34, no. 1, pp. 388–404, 2009.
- [21] S. J. Peighambardoust, S. Rowshanzamir, and M. Amjadi, “Review of the proton exchange membranes for fuel cell applications,” *International journal of hydrogen energy*, vol. 35, no. 17, pp. 9349–9384, 2010.
- [22] T. Jahnke, G. Futter, A. Latz, T. Malkow, G. Papakonstantinou, G. Tsotridis, P. Schott, M. Gérard, M. Quinaud, M. Quiroga, *et al.*, “Performance and degradation of proton exchange membrane fuel cells : State of the art in modeling from atomistic to system scale,” *Journal of Power Sources*, vol. 304, pp. 207–233, 2016.
- [23] D. C. T. Cardenas, N. Marx, L. Boulon, F. Gustin, and D. Hissel, “Degraded mode operation of multi-stack fuel cell systems,” in *2014 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*, pp. 1–6, IEEE, 2014.
- [24] G. Fontès, *Modélisation et caractérisation de la pile PEM pour l’étude des interactions avec les convertisseurs statiques*. PhD thesis, 2005.
- [25] J. Lachaize, *Etude des stratégies et des structures de commande pour le pilotage des systèmes énergétiques à Pile à Combustible (PAC) destinés à la traction*. PhD thesis, 2004.
- [26] W. Schmittinger and A. Vahidi, “A review of the main parameters influencing long-term performance and durability of pem fuel cells,” *Journal of power sources*, vol. 180, no. 1, pp. 1–14, 2008.

- [27] A. Collier, H. Wang, X. Z. Yuan, J. Zhang, and D. P. Wilkinson, "Degradation of polymer electrolyte membranes," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 31, no. 13, pp. 1838–1854, 2006.
- [28] J. Wu, X. Z. Yuan, J. J. Martin, H. Wang, J. Zhang, J. Shen, S. Wu, and W. Merida, "A review of pem fuel cell durability : Degradation mechanisms and mitigation strategies," *Journal of Power Sources*, vol. 184, no. 1, pp. 104–119, 2008.
- [29] N. Yousfi-Steiner, P. Moçotéguy, D. Candusso, D. Hissel, A. Hernandez, and A. Aslanides, "A review on pem voltage degradation associated with water management : Impacts, influent factors and characterization," *Journal of power sources*, vol. 183, no. 1, pp. 260–274, 2008.
- [30] M. W. Fowler, R. F. Mann, J. C. Amphlett, B. A. Peppley, and P. R. Roberge, "Incorporation of voltage degradation into a generalised steady state electrochemical model for a pem fuel cell," *Journal of power sources*, vol. 106, no. 1-2, pp. 274–283, 2002.
- [31] S. Cleghorn, D. Mayfield, D. Moore, J. Moore, G. Rusch, T. Sherman, N. Sisofo, and U. Beuscher, "A polymer electrolyte fuel cell life test : 3 years of continuous operation," *Journal of Power Sources*, vol. 158, no. 1, pp. 446–454, 2006.
- [32] P. Pei and H. Chen, "Main factors affecting the lifetime of proton exchange membrane fuel cells in vehicle applications : A review," *Applied Energy*, vol. 125, pp. 60–75, 2014.
- [33] R. Borup, J. Meyers, B. Pivovar, Y. S. Kim, R. Mukundan, N. Garland, D. Myers, M. Wilson, F. Garzon, D. Wood, *et al.*, "Scientific aspects of polymer electrolyte fuel cell durability and degradation," *Chemical reviews*, vol. 107, no. 10, pp. 3904–3951, 2007.
- [34] G. Wang, F. Huang, Y. Yu, S. Wen, and Z. Tu, "Degradation behavior of a proton exchange membrane fuel cell stack under dynamic cycles between idling and rated condition," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 43, no. 9, pp. 4471–4481, 2018.
- [35] L. Franck-Lacaze, C. Bonnet, E. Choi, J. Moss, S. Pontvianne, H. Poirot, R. Datta, and F. Lapique, "Ageing of pemfc's due to operation at low current density : Investigation of oxidative degradation," *international journal of hydrogen energy*, vol. 35, no. 19, pp. 10472–10481, 2010.
- [36] P. Pei, Q. Chang, and T. Tang, "A quick evaluating method for automotive fuel cell lifetime," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 33, no. 14, pp. 3829–3836, 2008.
- [37] T. Zhang, P. Wang, H. Chen, and P. Pei, "A review of automotive proton exchange membrane fuel cell degradation under start-stop operating condition," *Applied energy*, vol. 223, pp. 249–262, 2018.
- [38] T. Y. Paul, W. Gu, R. Makharia, F. T. Wagner, and H. A. Gasteiger, "The impact of carbon stability on pem fuel cell startup and shutdown voltage degradation," *Ecs Transactions*, vol. 3, no. 1, p. 797, 2006.
- [39] E. Brightman and G. Hinds, "In situ mapping of potential transients during start-up and shut-down of a polymer electrolyte membrane fuel cell," *Journal of Power Sources*, vol. 267, pp. 160–170, 2014.

BIBLIOGRAPHIE

- [40] A. Oyarce, E. Zakrisson, M. Ivity, C. Lagergren, A. B. Ofstad, A. Bodén, and G. Lindbergh, “Comparing shut-down strategies for proton exchange membrane fuel cells,” *Journal of Power Sources*, vol. 254, pp. 232–240, 2014.
- [41] X. Zhang, D. Yang, M. Luo, and Z. Dong, “Load profile based empirical model for the lifetime prediction of an automotive pem fuel cell,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 16, pp. 11868–11878, 2017.
- [42] C. Lorenzo, D. Bouquain, S. Hibon, and D. Hissel, “Synthesis of degradation mechanisms and of their impacts on degradation rates on proton-exchange membrane fuel cells and lithium-ion nickel-manganese-cobalt batteries in hybrid transport applications,” *Reliability Engineering & System Safety*, p. 107369, 2021.
- [43] P. Van den Bossche, F. Van Mulders, B. Verbrugge, N. Omar, H. Culcu, and J. Van Mierlo, “The cell versus the system : Standardization challenges for electricity storage devices,” *World Electric Vehicle Journal*, vol. 3, no. 1, pp. 1–6, 2009.
- [44] Battery University, “Summary table of lithium-based batteries.” <https://batteryuniversity.com/article/bu-216-summary-table-of-lithium-based-batteries>, 2019.
- [45] Y. Yan, Q. Li, W. Chen, B. Su, J. Liu, and L. Ma, “Optimal energy management and control in multimode equivalent energy consumption of fuel cell/supercapacitor of hybrid electric tram,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 66, no. 8, pp. 6065–6076, 2018.
- [46] D. Deng, “Li-ion batteries : basics, progress, and challenges,” *Energy Science & Engineering*, vol. 3, no. 5, pp. 385–418, 2015.
- [47] M. Mishra, J. Martinsson, M. Rantatalo, and K. Goebel, “Bayesian hierarchical model-based prognostics for lithium-ion batteries,” *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 172, pp. 25–35, 2018.
- [48] A. Eddahech, *Modélisation du vieillissement et détermination de l'état de santé de batteries lithium-ion pour application véhicule électrique et hybride*. PhD thesis, Université Sciences et Technologies-Bordeaux I, 2013.
- [49] Y. Miao, P. Hynan, A. Von Jouanne, and A. Yokochi, “Current li-ion battery technologies in electric vehicles and opportunities for advancements,” *Energies*, vol. 12, no. 6, p. 1074, 2019.
- [50] G. E. Blomgren, “The development and future of lithium ion batteries,” *Journal of The Electrochemical Society*, vol. 164, no. 1, p. A5019, 2016.
- [51] M. Ecker, J. B. Gerschler, J. Vogel, S. Käbitz, F. Hust, P. Dechent, and D. U. Sauer, “Development of a lifetime prediction model for lithium-ion batteries based on extended accelerated aging test data,” *Journal of Power Sources*, vol. 215, pp. 248–257, 2012.
- [52] C. Giger, L. Lauber, N. Khare, A. Santis, and A. Vezzini, “Aging analysis of a nmc/lto cell by impedance model parametrization,” in *2017 19th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'17 ECCE Europe)*, pp. P–1, IEEE, 2017.

- [53] J. Goodenough, H. Abruna, and M. Buchanan, “Basic research needs for electrical energy storage. report of the basic energy sciences workshop on electrical energy storage, april 2-4, 2007,” tech. rep., DOESC (USDOE Office of Science (SC)), 2007.
- [54] S. Pelissier, A. Sari, and P. Venet, “Batteries électriques pour applications portables et embarquées-t1,” 2018.
- [55] M. Broussely, P. Biensan, F. Bonhomme, P. Blanchard, S. Herreyre, K. Nechev, and R. Staniewicz, “Main aging mechanisms in li ion batteries,” *Journal of power sources*, vol. 146, no. 1-2, pp. 90–96, 2005.
- [56] J. Vetter, P. Novák, M. R. Wagner, C. Veit, K.-C. Möller, 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.
- [57] C. Schlasza, P. Ostertag, D. Chrenko, R. Kriesten, and D. Bouquain, “Review on the aging mechanisms in li-ion batteries for electric vehicles based on the fmea method,” in *2014 IEEE Transportation Electrification Conference and Expo (ITEC)*, pp. 1–6, IEEE, 2014.
- [58] K. Jalkanen, J. Karppinen, L. Skogström, T. Laurila, M. Nisula, and K. Vuorilehto, “Cycle aging of commercial nmc/graphite pouch cells at different temperatures,” *Applied Energy*, vol. 154, pp. 160–172, 2015.
- [59] M. Berecibar, N. Omar, M. Garmendia, M. Dubarry, I. Villarreal, P. Van den Bossche, and J. Van Mierlo, “Soh estimation and prediction for nmc cells based on degradation mechanism detection,” in *2015 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*, pp. 1–6, IEEE, 2015.
- [60] 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, pp. 680–689, 2013.
- [61] J.-M. Timmermans, A. Nikolian, J. De Hoog, R. Gopalakrishnan, S. Goutam, N. Omar, T. Coosemans, J. Van Mierlo, A. Warnecke, D. U. Sauer, *et al.*, “Batteries 2020—lithium-ion battery first and second life ageing, validated battery models, lifetime modelling and ageing assessment of thermal parameters,” in *2016 18th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'16 ECCE Europe)*, pp. 1–23, IEEE, 2016.
- [62] S. Pelletier, O. Jabali, G. Laporte, and M. Veneroni, “Battery degradation and behaviour for electric vehicles : Review and numerical analyses of several models,” *Transportation Research Part B : Methodological*, vol. 103, pp. 158–187, 2017.
- [63] J. Zhu, M. Knapp, D. R. Sørensen, M. Heere, M. S. Darma, M. Müller, L. Mereacre, H. Dai, A. Senyshyn, X. Wei, *et al.*, “Investigation of capacity fade for 18650-type lithium-ion batteries cycled in different state of charge (soc) ranges,” *Journal of Power Sources*, vol. 489, p. 229422, 2021.
- [64] A. Li, *Analyse expérimentale et modélisation d'éléments de batterie et de leurs assemblages : application aux véhicules électriques et hybrides*. PhD thesis, Université Claude Bernard-Lyon I, 2013.

BIBLIOGRAPHIE

- [65] A. P. Schmidt, M. Bitzer, Á. W. Imre, and L. Guzzella, “Experiment-driven electrochemical modeling and systematic parameterization for a lithium-ion battery cell,” *Journal of Power Sources*, vol. 195, no. 15, pp. 5071–5080, 2010.
- [66] R. F. Mann, J. C. Amphlett, M. A. Hooper, H. M. Jensen, B. A. Peppley, and P. R. Roberge, “Development and application of a generalised steady-state electrochemical model for a pem fuel cell,” *Journal of power sources*, vol. 86, no. 1-2, pp. 173–180, 2000.
- [67] K.-Y. Chang, “The optimal design for pemfc modeling based on taguchi method and genetic algorithm neural networks,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 36, no. 21, pp. 13683–13694, 2011.
- [68] H.-T. Lin, T.-J. Liang, and S.-M. Chen, “Estimation of battery state of health using probabilistic neural network,” *IEEE transactions on industrial informatics*, vol. 9, no. 2, pp. 679–685, 2012.
- [69] D. Allart, *Gestion et modélisation électrothermique des batteries lithium-ion*. PhD thesis, Normandie Université, 2017.
- [70] 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, pp. 582–598, 2011.
- [71] M. Becherif, A. Saadi, D. Hissel, A. Aboubou, and Y. Ayad, “Summary of the pem fuel cell modeling,” *Umc. Edu. Dz*, vol. 6, pp. 1–6, 2010.
- [72] V. Phlippoteau, *Outils et Méthodes pour le diagnostic d’un état de santé d’une pile à combustible*. PhD thesis, 2009.
- [73] O. Rallières, *Modélisation et caractérisation de Piles A Combustible et Electrolyseurs PEM*. PhD thesis, Institut National Polytechnique de Toulouse-INPT, 2011.
- [74] V. Pop, H. J. Bergveld, D. Danilov, P. P. Regtien, and P. H. Notten, *Battery management systems : Accurate state-of-charge indication for battery-powered applications*, vol. 9. Springer Science & Business Media, 2008.
- [75] M. Bahrami, *Contribution to the development of a fuel cell management system*. PhD thesis, Université de Lorraine, 2020.
- [76] C. Depature, S. Jemei, L. Boulon, A. Bouscayrol, N. Marx, S. Morando, and A. Castaings, “Ieee vts motor vehicles challenge 2017-energy management of a fuel cell/battery vehicle,” in *2016 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*, pp. 1–6, IEEE, 2016.
- [77] T. Fletcher, R. Thring, and M. Watkinson, “An energy management strategy to concurrently optimise fuel consumption & pem fuel cell lifetime in a hybrid vehicle,” *international journal of hydrogen energy*, vol. 41, no. 46, pp. 21503–21515, 2016.
- [78] M. Yue, S. Jemei, R. Gouriveau, and N. Zerhouni, “Review on health-conscious energy management strategies for fuel cell hybrid electric vehicles : Degradation models and strategies,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 13, pp. 6844–6861, 2019.
- [79] H. S. Das, C. W. Tan, and A. Yatim, “Fuel cell hybrid electric vehicles : A review on power conditioning units and topologies,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 76, pp. 268–291, 2017.

- [80] M. Poline, *Contribution aux méthodes de conception et de gestion des systèmes énergétiques multi-sources par optimisation systémique : application aux trains hybrides électrique autonomes*. PhD thesis, Grenoble Alpes, 2018.
- [81] A. Fadel and B. Zhou, “An experimental and analytical comparison study of power management methodologies of fuel cell–battery hybrid vehicles,” *Journal of Power Sources*, vol. 196, no. 6, pp. 3271–3279, 2011.
- [82] P. M. Muñoz, G. Correa, M. E. Gaudio, and D. Fernández, “Energy management control design for fuel cell hybrid electric vehicles using neural networks,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 48, pp. 28932–28944, 2017.
- [83] Y. Hu, W. Li, K. Xu, T. Zahid, F. Qin, and C. Li, “Energy management strategy for a hybrid electric vehicle based on deep reinforcement learning,” *Applied Sciences*, vol. 8, no. 2, p. 187, 2018.
- [84] E. Vinot, *Contribution aux méthodes de gestion et de dimensionnement des véhicules hybrides*. PhD thesis, Communauté Université Grenoble Alpes, 2019.
- [85] D. Fares, R. Chedid, F. Panik, S. Karaki, and R. Jabr, “Dynamic programming technique for optimizing fuel cell hybrid vehicles,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 40, no. 24, pp. 7777–7790, 2015.
- [86] M.-F. Ge, Y. Liu, X. Jiang, and J. Liu, “A review on state of health estimations and remaining useful life prognostics of lithium-ion batteries,” *Measurement*, p. 109057, 2021.
- [87] D. Zhang, *Contribution to prognostics of proton exchange membrane fuel cells : approaches based on degradation information at multiple levels*. PhD thesis, Université Grenoble Alpes (ComUE), 2018.
- [88] R. Petrone, Z. Zheng, D. Hissel, M.-C. Péra, C. Pianese, M. Sorrentino, M. Becherif, and N. Yousfi-Steiner, “A review on model-based diagnosis methodologies for pemfcs,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 38, no. 17, pp. 7077–7091, 2013.
- [89] Z. Zheng, R. Petrone, M.-C. Péra, D. Hissel, M. Becherif, C. Pianese, N. Y. Steiner, and M. Sorrentino, “A review on non-model based diagnosis methodologies for pem fuel cell stacks and systems,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 38, no. 21, pp. 8914–8926, 2013.
- [90] A. Jacome, D. Hissel, V. Heiries, M. Gerard, and S. Rosini, “Prognostic methods for proton exchange membrane fuel cell under automotive load cycling : a review,” *IET Electrical Systems in Transportation*, 2020.
- [91] M. H. Lipu, M. Hannan, A. Hussain, M. Hoque, P. J. Ker, M. Saad, and A. Ayob, “A review of state of health and remaining useful life estimation methods for lithium-ion battery in electric vehicles : Challenges and recommendations,” *Journal of cleaner production*, vol. 205, pp. 115–133, 2018.
- [92] A. Farmann, W. Waag, A. Marongiu, and D. U. Sauer, “Critical review of on-board capacity estimation techniques for lithium-ion batteries in electric and hybrid electric vehicles,” *Journal of Power Sources*, vol. 281, pp. 114–130, 2015.
- [93] Q. Badey, *Étude des mécanismes et modélisation du vieillissement des batteries lithium-ion dans le cadre d’un usage automobile*. PhD thesis, Université Paris Sud-Paris XI, 2012.

BIBLIOGRAPHIE

- [94] R. Xiong, L. Li, Z. Li, Q. Yu, and H. Mu, "An electrochemical model based degradation state identification method of lithium-ion battery for all-climate electric vehicles application," *Applied energy*, vol. 219, pp. 264–275, 2018.
- [95] J. Kim, J. Lee, and B.-H. Cho, "Equivalent circuit modeling of pem fuel cell degradation combined with a lfrc," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 11, pp. 5086–5094, 2012.
- [96] M. Ecker, N. Nieto, S. Käbitz, J. Schmalstieg, H. Blanke, A. Warnecke, and D. U. Sauer, "Calendar and cycle life study of li (nimmco) o₂-based 18650 lithium-ion batteries," *Journal of Power Sources*, vol. 248, pp. 839–851, 2014.
- [97] K. Liu, T. Ashwin, X. Hu, M. Lucu, and W. D. Widanage, "An evaluation study of different modelling techniques for calendar ageing prediction of lithium-ion batteries," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 131, p. 110017, 2020.
- [98] S. ten Cate Hoedemaker, "An assessment of the relationship between battery size, charging strategy and battery lifetime," 2017.
- [99] H. Chen, P. Pei, and M. Song, "Lifetime prediction and the economic lifetime of proton exchange membrane fuel cells," *Applied Energy*, vol. 142, pp. 154–163, 2015.
- [100] A. Pessot, C. Turpin, A. Jaafar, E. Soyez, O. Rallières, J. d'Arbigny, and N. Chadourne, "Development of an aging estimation tool for a pem fuel cell submitted to a mission profile," *Fuel Cells*, vol. 20, no. 3, pp. 253–262, 2020.
- [101] Y. Li, K. Liu, A. M. Foley, A. Zülke, M. Berecibar, E. Nanini-Maury, J. Van Mierlo, and H. E. Hoster, "Data-driven health estimation and lifetime prediction of lithium-ion batteries : A review," *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 113, p. 109254, 2019.
- [102] L. Vichard, F. Harel, A. Ravey, P. Venet, and D. Hissel, "Degradation prediction of pem fuel cell based on artificial intelligence," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 29, pp. 14953–14963, 2020.
- [103] L. Vichard, *Contribution à l'étude du vieillissement des composants batterie et pile à combustible en usage réel*. PhD thesis, Université Bourgogne Franche-Comté, 2019.
- [104] V. Marano, S. Onori, Y. Guezennec, G. Rizzoni, and N. Madella, "Lithium-ion batteries life estimation for plug-in hybrid electric vehicles," in *2009 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*, pp. 536–543, IEEE, 2009.
- [105] U.S. Department of Energy, "Doe technical targets for polymer electrolyte membrane fuel cell components."
- [106] A. Ravey, N. Watrin, B. Blunier, D. Bouquain, and A. Miraoui, "Energy-source-sizing methodology for hybrid fuel cell vehicles based on statistical description of driving cycles," *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 60, no. 9, pp. 4164–4174, 2011.
- [107] E. Silvas, T. Hofman, N. Murgovski, L. P. Etman, and M. Steinbuch, "Review of optimization strategies for system-level design in hybrid electric vehicles," *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 66, no. 1, pp. 57–70, 2016.

- [108] V. Paladini, T. Donato, A. De Risi, and D. Laforgia, "Super-capacitors fuel-cell hybrid electric vehicle optimization and control strategy development," *Energy conversion and management*, vol. 48, no. 11, pp. 3001–3008, 2007.
- [109] S. Ebbesen, C. Dönitz, and L. Guzzella, "Particle swarm optimisation for hybrid electric drive-train sizing," *International Journal of Vehicle Design*, vol. 58, no. 2-4, pp. 181–199, 2012.
- [110] J. C. Amphlett, R. M. Baumert, R. F. Mann, B. A. Peppley, P. R. Roberge, and T. J. Harris, "Performance modeling of the ballard mark iv solid polymer electrolyte fuel cell : I. mechanistic model development," *Journal of the Electrochemical Society*, vol. 142, no. 1, p. 1, 1995.
- [111] T. Hordé, P. Achard, and R. Metkemeijer, "Pemfc application for aviation : Experimental and numerical study of sensitivity to altitude," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 37, no. 14, pp. 10818–10829, 2012.
- [112] K. Sjölin and E. Holmgren, "A proton exchange membrane & solid oxide fuel cell comparison," 2019.
- [113] A. Fotouhi, D. J. Auger, K. Propp, S. Longo, and M. Wild, "A review on electric vehicle battery modelling : From lithium-ion toward lithium–sulphur," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 56, pp. 1008–1021, 2016.
- [114] Kokam, "Superior lithium ion battery." https://kokam.com/data/filebox/cell_brochure.pdf, 2021.
- [115] C. E. P. Agency, "Advanced clean transit battery cost for heavy-duty electric vehicles (discussion draft)," 2016.
- [116] Y.-H. Lee, J. Kim, and S. Yoo, "On-line and real-time diagnosis method for proton membrane fuel cell (pemfc) stack by the superposition principle," *Journal of Power Sources*, vol. 326, pp. 264–269, 2016.
- [117] E. Pahon, S. Jemei, J.-P. Chabriot, and D. Hissel, "Impact of the temperature on calendar aging of an open cathode fuel cell stack," *Journal of Power Sources*, vol. 488, p. 229436, 2021.
- [118] M. Kammerer, "A review and current evaluation of a decade of concentrated pem fuel cell development at hydrogenics 2000 to 2010," 2010.
- [119] R. Lin, X. Cui, J. Shan, L. Técher, F. Xiong, and Q. Zhang, "Investigating the effect of start-up and shut-down cycles on the performance of the proton exchange membrane fuel cell by segmented cell technology," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 40, no. 43, pp. 14952–14962, 2015.
- [120] S. J. Bae, S.-J. Kim, J. I. Park, C. W. Park, J.-H. Lee, I. Song, N. Lee, K.-B. Kim, and J.-Y. Park, "Lifetime prediction of a polymer electrolyte membrane fuel cell via an accelerated startup–shutdown cycle test," *international journal of hydrogen energy*, vol. 37, no. 12, pp. 9775–9781, 2012.
- [121] E. R. Iglesias, *Étude du vieillissement des batteries lithium-ion dans les applications" véhicule électrique" : combinaison des effets de vieillissement calendaire et de cyclage*. PhD thesis, Université de Lyon, 2017.

BIBLIOGRAPHIE

- [122] L. Canals Casals, M. Rodríguez, C. Corchero, and R. E. Carrillo, “Evaluation of the end-of-life of electric vehicle batteries according to the state-of-health,” *World Electric Vehicle Journal*, vol. 10, no. 4, p. 63, 2019.
- [123] E. Redondo-Iglesias, P. Venet, and S. Pelissier, “Global model for self-discharge and capacity fade in lithium-ion batteries based on the generalized eyring relationship,” *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 67, no. 1, pp. 104–113, 2017.
- [124] PowerTech, “Lithium iron phosphate (lfp or lifepo4).” <https://www.powertechsystems.eu/home/tech-corner/lithium-iron-phosphate-lifepo4/>.
- [125] B. Xu *et al.*, “Degradation-limiting optimization of battery energy storage systems operation,” 2013.
- [126] B. Lunz, Z. Yan, J. B. Gerschler, and D. U. Sauer, “Influence of plug-in hybrid electric vehicle charging strategies on charging and battery degradation costs,” *Energy Policy*, vol. 46, pp. 511–519, 2012.
- [127] T. M. Stanciu, D.-I. Stroe, M. Swierczynski, R. Teodorescu, N. Nieto, J. Gastelurrutia, and J.-M. Timmermans, “Performance degradation of thermal parameters during cycle ageing of high energy density ni-mn-co based lithium-ion battery cells,” in *2016 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, pp. 1–7, IEEE, 2016.
- [128] M. S. Hosen, D. Karimi, T. Kalogiannis, A. Pirooz, J. Jagemont, M. Berecibar, and J. Van Mierlo, “Electro-aging model development of nickel-manganese-cobalt lithium-ion technology validated with light and heavy-duty real-life profiles,” *Journal of Energy Storage*, vol. 28, p. 101265, 2020.
- [129] T. Bank, J. Feldmann, S. Klamor, S. Bihn, and D. U. Sauer, “Extensive aging analysis of high-power lithium titanate oxide batteries : Impact of the passive electrode effect,” *Journal of Power Sources*, vol. 473, p. 228566, 2020.
- [130] A.-I. Stroe, D.-L. Stroe, V. Knap, M. Swierczynski, and R. Teodorescu, “Accelerated lifetime testing of high power lithium titanate oxide batteries,” in *2018 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, pp. 3857–3863, IEEE, 2018.
- [131] G. Mulder, N. Omar, S. Pauwels, F. Leemans, B. Verbrugge, W. De Nijs, P. Van den Bossche, D. Six, and J. Van Mierlo, “Enhanced test methods to characterise automotive battery cells,” *Journal of Power Sources*, vol. 196, no. 23, pp. 10079–10087, 2011.
- [132] R. Tabusse, C. Lorenzo, S. Jemei, D. Chrenko, S. Higon, D. Hissel, and D. Bouquain, “Characterizing aging of lithium-ion batteries during long-term test campaigns for transport applications,” in *2021 Sixteenth International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)*, Monaco, France, may 2021, 2021.
- [133] A. Barai, K. Uddin, M. Dubarry, L. Somerville, A. McGordon, P. Jennings, and I. Bloom, “A comparison of methodologies for the non-invasive characterisation of commercial li-ion cells,” *Progress in Energy and Combustion Science*, vol. 72, pp. 1–31, 2019.
- [134] Hydrogenics, “The industry benchmark for durable, zero emission mobility,” 2019.

- [135] S. F. Schuster, *Reuse of automotive lithium-ion batteries : An assessment from the cell aging perspective*. PhD thesis, Technische Universität München, 2016.
- [136] E. Riviere, *Détermination in-situ de l'état de santé de batteries lithium-ion pour un véhicule électrique*. PhD thesis, Université Grenoble Alpes, 2016.
- [137] M. Dubarry, B. Y. Liaw, M.-S. Chen, S.-S. Chyan, K.-C. Han, W.-T. Sie, and S.-H. Wu, "Identifying battery aging mechanisms in large format li ion cells," *Journal of Power Sources*, vol. 196, no. 7, pp. 3420–3425, 2011.
- [138] T. Plattard, N. Barnel, L. Assaud, S. Franger, and J.-M. Duffault, "Combining a fatigue model and an incremental capacity analysis on a commercial nmc/graphite cell under constant current cycling with and without calendar aging," *Batteries*, vol. 5, no. 1, p. 36, 2019.
- [139] C. Busà, M. Belekoukia, and M. J. Loveridge, "The effects of ambient storage conditions on the structural and electrochemical properties of nmc-811 cathodes for li-ion batteries," *Electrochimica Acta*, vol. 366, p. 137358, 2021.
- [140] Y. Li, M. Abdel-Monem, R. Gopalakrishnan, M. Berecibar, E. Nanini-Maury, N. Omar, P. van den Bossche, and J. Van Mierlo, "A quick on-line state of health estimation method for li-ion battery with incremental capacity curves processed by gaussian filter," *Journal of Power Sources*, vol. 373, pp. 40–53, 2018.
- [141] R. Jung, M. Metzger, F. Maglia, C. Stinner, and H. A. Gasteiger, "Oxygen release and its effect on the cycling stability of linixmnycozo2 (nmc) cathode materials for li-ion batteries," *Journal of The Electrochemical Society*, vol. 164, no. 7, p. A1361, 2017.
- [142] V. Herrera, A. Milo, H. Gaztañaga, I. Etxeberria-Otadui, I. Villarreal, and H. Camblong, "Adaptive energy management strategy and optimal sizing applied on a battery-supercapacitor based tramway," *Applied Energy*, vol. 169, pp. 831–845, 2016.
- [143] H. Peng, J. Li, A. Thul, K. Deng, C. Ünlübayir, L. Löwenstein, and K. Hameyer, "A scalable, causal, adaptive rule-based energy management for fuel cell hybrid railway vehicles learned from results of dynamic programming," *eTransportation*, vol. 4, p. 100057, 2020.
- [144] T. Wang, Q. Li, W. Chen, and T. Liu, "Application of energy management strategy based on state machine in fuel cell hybrid power system," in *2017 IEEE Transportation Electrification Conference and Expo, Asia-Pacific (ITEC Asia-Pacific)*, pp. 1–5, IEEE, 2017.
- [145] H. Zhang, X. Li, X. Liu, and J. Yan, "Enhancing fuel cell durability for fuel cell plug-in hybrid electric vehicles through strategic power management," *Applied Energy*, vol. 241, pp. 483–490, 2019.
- [146] J. Solano, *Energy management of a hybrid electric vehicle : an approach based on type-2 fuzzy logic*. PhD thesis, Université de Franche-Comté, 2012.
- [147] Y. Gaoua, *Modèles mathématiques et techniques d'optimisation non linéaire et combinatoire pour la gestion d'énergie d'un système multi-source : vers une implantation temps-réel pour différentes structures électriques de véhicules hybrides*. PhD thesis, 2014.

BIBLIOGRAPHIE

- [148] A. Neffati, *Stratégies de gestion de l'énergie électrique d'un système multi-source : décision floue optimisée pour véhicule électrique hybride*. PhD thesis, Université de Toulouse, Université Toulouse III-Paul Sabatier, 2013.
- [149] J. Baert, *Hybrid Electric Locomotives : contributions to modeling and type-2 fuzzy logic energy management strategy*. PhD thesis, Université de Franche-Comté, 2013.
- [150] F. Chenrie and F. Guely, “cahier technique n 191 : la logique floue,” *groupe Schneider*, 1998.
- [151] D. Hissel, P. Maussion, and J. Faucher, “Fuzzy logic controllers for electrotechnical devices-on-site tuning approach,” *The European Physical Journal Applied Physics*, vol. 16, no. 3, pp. 195–208, 2001.
- [152] Hydrogen Council, “Path to hydrogen competitiveness : A cost perspective,” 2020.
- [153] Afhyac, “Un plan national hydrogène ambitieux et cohérent pour faire de la France un des pays leaders de l'hydrogène renouvelable et bas-carbone.” <https://www.afhyac.org/presse/un-plan-national-hydrogene-ambitieux-et-coherent-pour-faire-de-la-france-un-des-pays-leaders-de-l-hydrogene-renouvelable-et-bas-carbone-2446/>, Juillet 2020.
- [154] N. Lutsey and M. Nicholas, “Update on electric vehicle costs in the United States through 2030,” *The International Council on Clean Transportation*, vol. 2, 2019.
- [155] X. N. Penisa, M. T. Castro, J. D. A. Pascasio, E. A. Esparcia, O. Schmidt, and J. D. Ocon, “Projecting the price of lithium-ion nmc battery packs using a multifactor learning curve model,” *Energies*, vol. 13, no. 20, p. 5276, 2020.
- [156] G. Berckmans, M. Messagie, J. Smekens, N. Omar, L. Vanhaverbeke, and J. Van Mierlo, “Cost projection of state of the art lithium-ion batteries for electric vehicles up to 2030,” *Energies*, vol. 10, no. 9, p. 1314, 2017.
- [157] BloombergNEF, “A behind the scenes take on lithium-ion battery prices.” <https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/>, Mars 2019.
- [158] K. G. Gallagher, D. Dees, and P. Nelson, “Phev battery cost assessment,” *DOE Annual Merit Review*, 2011.
- [159] International Renewable Energy Agency, “Renewable power sharply falling generation cost.” https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Nov/%20IRENA_Sharp_falling_costs_2017.pdf, 2017.
- [160] CEA, DGEC, “Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique.” <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Rapport%20H2%20MTES%20CEA%200106.pdf>, 2017.
- [161] J.-L. Durville, J.-C. Gazeau, J.-M. Nataf, J. Cueugnet, and B. Legait, “The hydrogen-energy sector. report to Mrs the minister of ecology, sustainable development and energy, Mr the minister of economy, industry and digital,” 2015.

- [162] C. R. Akli, *Conception systématique d'une locomotive hybride autonome : application à la locomotive hybride de démonstration et d'investigations en énergétique LhyDIE développée par la SNCF*. PhD thesis, 2008.
- [163] N. Marx, *Gestion énergétique et dimensionnement des systèmes hybrides multi-pile à combustible et batterie pour application au transport automobile*. PhD thesis, Université du Québec à Trois-Rivières, 2017.
- [164] M. L. Perry, T. Patterson, and C. Reiser, "Systems strategies to mitigate carbon corrosion in fuel cells," *Ecs Transactions*, vol. 3, no. 1, pp. 783–795, 2006.
- [165] T. Ralph, "Proton exchange membrane fuel cells," *Platinum metals review*, vol. 41, no. 3, pp. 102–113, 1997.
- [166] J. Scholta, N. Berg, P. Wilde, L. Jörissen, and J. Garche, "Development and performance of a 10 kw pemfc stack," *Journal of Power Sources*, vol. 127, no. 1-2, pp. 206–212, 2004.
- [167] M. Bressel, M. Hilairet, D. Hissel, and B. O. Bouamama, "Fuel cells remaining useful life estimation using an extended kalman filter," in *IECON 2015-41st Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, pp. 000469–000474, IEEE, 2015.
- [168] X. Cheng, L. Chen, C. Peng, Z. Chen, Y. Zhang, and Q. Fan, "Catalyst microstructure examination of pemfc membrane electrode assemblies vs. time," *Journal of the Electrochemical Society*, vol. 151, no. 1, pp. A48–A52, 2004.
- [169] J. St-Pierre and N. Jia, "Successful demonstration of ballard pemfcs for space shuttle applications," *Journal of New Materials for Electrochemical Systems*, vol. 5, no. 4, pp. 263–272, 2002.
- [170] G.-y. Lee, M.-k. Jung, S.-n. Ryoo, M.-s. Park, S.-c. Ha, and S. Kim, "Development of cost innovative bps for a pemfc stack for a 1 kw-class residential power generator (rpg) system," *International journal of hydrogen energy*, vol. 35, no. 23, pp. 13131–13136, 2010.
- [171] L. Vichard, A. Ravey, S. Morando, F. Harel, P. Venet, S. Pelissier, and D. Hissel, "Battery aging study using field use data," in *2017 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*, pp. 1–6, IEEE, 2017.