

# Thèse de Doctorat

## Sony TRIESTE

*Mémoire présenté en vue de l'obtention du  
grade de Docteur de l'Université de Nantes  
sous le label de l'Université de Nantes Angers Le Mans*

École doctorale : Sciences et Technologies de l'Information et Mathématiques (STIM)

Discipline : Génie Électrique, section CNU 63

Spécialité : Électronique et Génie Électrique

Unité de recherche : Institut de Recherche en Énergie Électrique de Nantes-Atlantique (IREENA)

Soutenue le 10 Juin 2013

Thèse n°ED 503-191

## Modélisation et optimisation technico-économique d'une chaîne de conversion et de stockage d'énergie d'un navire électrique zéro émission

### JURY

Président :	<b>M. Gérard Coquery</b> , Directeur de recherche, IFFSTAR – LTN, Versailles-Satory
Rapporteurs :	<b>M. Philippe Dessante</b> , Professeur Assistant – HDR, Supélec, Gif-sur-Yvette <b>M. Philippe Le Moigne</b> , Professeur des Universités, École Centrale de Lille, Lille
Invités :	<b>M. Dominique Harpin</b> , Responsable du pôle Propulsion Électrique, STX France SA, Saint-Nazaire
Directeur de Thèse :	<b>M. Luc Loron</b> , Professeur des Universités, Polytech' Nantes, Saint-Nazaire
Encadrants :	<b>M. Salvy Bourguet</b> , Maître de conférences, Polytech' Nantes, Saint-Nazaire <b>M. Jean-Christophe Olivier</b> , Maître de conférences, IUT de Saint-Nazaire, Saint-Nazaire







Je me réveille encore, agité par je ne-sais-quelle volonté.  
Cette maudite envie de faire, de dire [...].  
Me mettre à genoux, pour dire merci, pour demander...  
Demander...Encore ?  
Fi !  
Et si à nos idéaux, ce matin triste, aux nues menaçantes  
Et noires d'hivernage donnait naissance ?

Alors aidé de cette lueur timide.  
J'irais cueillir ces fruits [...].  
Afin que la récolte soit celle d'un jour de gloire.

Et, au faite de cet arbre, à la bataille  
Contre les épines et leur sève mortelle.  
Je remplirais ma besace, dans un rire gargantuesque,  
Avec sur mes lèvres et dans le cœur, ce refrain.  
Ce mot d'ordre, cette prière°:

« Bon tan mové tan,  
Fifin ou gran van,  
Papa, sé pasé douvan ... »

Philippe SADIKALAY



À ma grand-mère, à ma tante, à ma mère,

À mon grand-père, à mon père.

À ma famille.



# Remerciements

---

Ce travail a été réalisé dans le cadre d'un contrat CIFRE<sup>1</sup> entre le laboratoire IREENA et l'entreprise STX France SA. Merci donc à l'ANRT<sup>2</sup> pour le financement de ce contrat qui a donné lieu au développement d'une solution vertueuse pour l'environnement. Merci également à l'Union Européenne qui a initiée et soutenue le projet BESST<sup>3</sup> depuis ses débuts, ce qui a favorisé l'éclosion de cette solution participant à la réduction de l'empreinte écologique des navires à passagers. De plus, ma participation à ce projet européen m'a permis de découvrir pleinement le monde du stockage d'énergie à travers les différents documents de synthèse et d'état de l'art.

Mes sincères remerciements vont à :

- M. Gérard COQUERY pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de ma soutenance et pour m'avoir invité à présenter mes travaux lors d'un séminaire dans les locaux de l'IFSTTAR<sup>4</sup>. Ses réflexions constructives ont aidé à envisager l'intégration d'une nouvelle génération des supercondensateurs.
- M. Philippe DESSANTE pour avoir accepté de rapporter mon manuscrit. Ses différentes questions ont conforté notre vision sur la modélisation systémique. Elles ont aussi permis de mettre en valeur l'étendu et la qualité du travail pour construire une présentation de soutenance de qualité.
- M. Philippe LE MOIGNE, pour avoir accepté d'être le rapporteur de mon suivi de thèse et de ce manuscrit. Ses observations sur le contenu scientifique et technique du travail ont aidé à une prise de recul et à la création d'une synthèse pédagogique présente dans le manuscrit.

J'ai une pensée particulière pour mon directeur de thèse M. Luc LORON et mes encadrants M. Dominique HARPIN, M. Salvy BOURGUET, M. Jean-Christophe OLIVIER pour m'avoir soutenu, aiguillé dans cette aventure et de m'avoir fait autant progresser professionnellement. Merci pour votre confiance, votre bonne humeur, votre rigueur scientifique et cette ambiance dynamique et motivante de travail. Qu'ils trouvent ici toute ma considération et ma reconnaissance.

---

<sup>1</sup> Convention Industriel de Formation par la REcherche

<sup>2</sup> Agence Nationale de la Recherche et de la Technologie

<sup>3</sup> Breakthrough in European Ship and Shipbuilding Technologies

<sup>4</sup> Institut Français des Sciences et Technologies des Transports, de l'Aménagement et des Réseaux

Merci aux entreprises et aux personnes qui ont participées au projet lancé par STX France. Elles ont participé à la création de la maquette et du prototype cette première mondiale en apportant des connaissances utiles pour la modélisation. Ceci a permis la création des modèles présentés dans ce manuscrit : Hazemeyer, Leroy-Somer, BatSCap, Maxwell, Saft.

Merci à mes collègues de STX France de Lorient et de Saint-Nazaire, notamment à la cellule Ecorizon pour la confiance et les moments partagés : M. Xavier LECLERCQ, M. Thierry ALBERT, M. Gildas BONAMY, M. Antoine GONDET, M. Mathieu LORANG, M. Mathieu LELIÈVRE, M. Loys LECLERCQ, M. Patrice BOUGEROL.

J'exprime toute ma sympathie et mes remerciements aux enseignants, aux enseignants-chercheurs, aux personnels administratifs et techniques de l'IREENA, de l'IUT de Saint-Nazaire, du département Génie Électrique et de la formation Maîtrise de l'Énergie de Polytech' Nantes que j'ai eu l'occasion de croiser au cours de mes différentes vacances d'enseignement et avec qui j'ai partagé divers moments. J'ai une sympathie particulière pour Christine BROHAN, Franck JUDIC, Laetitia SERGENT et Laurette MOUILLE pour leur bonne humeur et leur disponibilité.

Je tiens à remercier également les anciens thésards avec qui j'ai passé de bons moments et qui m'ont donnés des conseils avisés. Merci à mes voisins Gwenaëlle SOUFFRAN et Yué LI pour l'ambiance du bureau 265 et à Geoffroy ROBLOT qui m'a prêté sa place. Un super merci à Floran MARTIN et Mahad ABDI-ADEN pour ces soirées autour d'une guitare, d'un verre et de discussions jusqu'au creux de la nuit. Merci aux autres thésards de cette aventure : Stéphane BUTTERBACH, Sullivan KÜTTLER, Xavier FONTENEAU, Souad BACHTI... . Je souhaite du courage et de la réussite aux suivants et qu'ils n'oublient pas que « le premier produit d'une thèse, c'est un thésard » : Abdoulaye DIENG, René AUBREE, Hao CHEN, Yi YUAN, Ahmed BOUABDALLAH, Ouahid DAHMANI, Zhihao SHI et les autres...

J'adresse mes remerciements les plus chaleureux à mes parents, à ma famille et à mes proches pour leurs encouragements, leur soutien infaillible. Je vous ai vu plus stressé que moi le jour de la soutenance, merci d'avoir cru en moi, même dans le creux de la vague. Encore merci Shirley pour tes conseils. Enfin, un merci spécial à ma femme Angéline pour sa présence, son soutien, son énergie et son moral à toute épreuve. Sans toi, peu de choses aurait été possible.

*Mèsi papa, mèsi maman pou fos ek couraj zot ba mwen.  
Mèsi an chay, mwen fè sa ek trip !*

Enfin, merci à tous ceux qui ont croisé mon chemin et que j'ai oublié de citer. Qu'ils se rassurent, ils ont aussi participé à cette aventure.

Au lecteur, qui t'attèle à la lecture de ces pages : *bonne lecture !*

# Table des matières

Liste des symboles .....	xiii
Listes des acronymes .....	xviii
Introduction Générale.....	1
Chapitre I      État de l'art et contexte de l'étude .....	3
I.1    Introduction au contexte naval.....	4
I.2    Spécificités d'une application navale .....	7
I.3    État de l'art des navires tout-électrique .....	9
I.3.1    Navire tout-électrique hybridable .....	10
I.3.2    Navire tout-électrique <i>zéro émission</i> .....	11
I.4    État de l'art des systèmes de stockage pour un navire <i>zéro émission</i> .....	13
I.4.1    Système de stockage chimique – Pile à combustible à hydrogène.....	13
I.4.2    Système de stockage électrique/chimique – batterie énergie.....	17
I.4.3    Système de stockage inertiel – Flywheel .....	19
I.4.4    Système de stockage électrique - Supercondensateurs .....	22
I.5    Sélection et comparaison de solutions pour un navire <i>zéro émission</i> .....	26
I.5.1    Comparaison des systèmes de stockage d'énergie.....	26
I.5.2    Comparaison des solutions avec des batteries ou des supercondensateurs .....	27
I.6    Le navire <i>zéro émission</i> rechargeable.....	30
I.6.1    Architecture d'un navire <i>zéro émission</i> .....	30
I.6.2    Architecture de la chaîne de conversion et de stockage d'énergie.....	32
I.6.3    Cahier des charges d'un petit ferry à passagers .....	32
I.7    Conclusion .....	35
Chapitre II      Modélisation des composants en vue d'une optimisation technico-économique .....	37
II.1    Modélisation d'un module de supercondensateurs .....	39
II.1.1    Modèle électrique.....	39
II.1.2    Modèle thermique d'un module.....	52
II.1.3    Modèle de vieillissement .....	55
II.1.4    Modèle économique d'un module.....	64
II.2    Modélisation d'un ensemble d'interrupteur IGBT .....	65
II.2.1    Modèle électrique.....	65
II.2.2    Modèle thermique et de durée de vie .....	69
II.2.3    Modèle économique.....	71
II.3    Modélisation de l'inductance .....	72
II.3.1    Modèle électromécanique .....	72
II.3.2    Modèle économique.....	76
II.4    Modèle économique de l'énergie .....	77
II.5    Conclusion .....	78
<b>Chapitre III</b> Optimisation technico-économique de l'exploitation et du dimensionnement .....	79
III.1    Stratégies d'exploitation en vue d'une utilisation optimale .....	82
III.1.1    Stratégie d'exploitation associée à la tension maximale des stockeurs .....	82
III.1.2    Stratégies de recharge des modules .....	87
III.1.3    Calcul des grandeurs électriques.....	89

III.2	Mise en forme du problème d'optimisation.....	92
III.2.1	Définitions des variables d'optimisation.....	93
III.2.2	Gestion des contraintes associées au couplage des modèles.....	95
III.2.3	Couplage des modèles en vue d'une optimisation technico-économique sous contraintes.....	96
III.3	Optimisation technico-économique d'une chaîne de stockage et de conversion d'énergie.....	101
III.3.1	Dimensionnement optimal d'un ferry électrique à passagers.....	101
III.4	Étude de sensibilité de la fonction objectif $f_{obj}$ .....	104
III.4.1	Étude de sensibilité des paramètres dominants.....	104
III.4.2	Étude de sensibilité des paramètres non dominants.....	110
III.5	Analyse du dimensionnement optimal.....	114
III.5.1	Impact du coût d'un module $C_{module}$ .....	114
III.5.2	Impact de la température ambiante $T_a$ .....	115
III.5.3	Impact du capteur de tension.....	116
III.5.4	Impact du modèle économique de l'énergie.....	119
III.6	Conclusion.....	120
	Conclusion Générale.....	121
	Bibliographie.....	124
	Annexes.....	135
	Annexe A : Synthèse des systèmes d'équilibrage.....	136
	Annexe B : Stratégie de recharge IPV.....	139
	Annexe C : Modélisation simplifiée du local machine et de la pompe à chaleur.....	144

# Liste des symboles

$\overline{P}_{rs}$	[W]	Puissance moyenne perdue dans la résistance $r_s$ sur un cycle
$\overline{P}_{rp}$	[W]	Puissance moyenne perdue dans la résistance $r_p$ sur un cycle
$\overline{i}_L$	[A]	Courant moyen dans l'inductance $L$
$\tau_{vie}$	[an]	Durée de vie des modules de supercondensateurs
$a$	[m]	Longueur caractéristique de l'inductance
$a_1$	[F.V <sup>-1</sup> ]	Coefficient directeur de l'approximation d'ordre 1 de la capacité
$A_e$	[m <sup>2</sup> ]	Section de passage du flux magnétique (surface de fer)
$A_w$	[m <sup>2</sup> ]	Fenêtre de bobinage de l'inductance (surface de la section du cuivre)
$B_{max}$	[T]	Induction crête dans le circuit magnétique
$C_0$	[F]	Capacité moyenne sur toute la plage de tension du module
$C_1$	[F]	Coefficient d'ordonnée à l'origine de l'approximation d'ordre 1 de la capacité
$C_{e-acq}$	[€]	Coût total d'acquisition
$C_{e-expl}$	[€]	Coût d'exploitation
$C_{e-global/an}$	[€]	Coût global annuel
$C_{e-IGBT}$	[€]	Coût d'acquisition du pont de puissance
$C_{e-kWh}$	[€.kWh <sup>-1</sup> ]	Coût du kWh électrique
$C_{e-L}$	[€]	Coût d'acquisition de l'inductance $L$
$C_{e-module}$	[€.Wh <sup>-1</sup> ]	Coût d'acquisition unitaire du stockage par supercondensateurs
$C_{e-sc}$	[€]	Coût d'acquisition total des modules de supercondensateurs
$C_{sc}$	[F]	Capacité d'un supercondensateur
$C_{sc}(i)$	[F]	Capacité au début du palier n° $i$
$C_{sc}(i+1)$	[F]	Capacité $C_{sc}$ à la fin du palier n° $i$
$C_T$	[F]	Capacité selon la définition d'Heffner
$dQ$	[C]	Variation de la charge électrique selon la définition de Heffner
$dq$	[C]	Variation de la charge électrique selon la définition de Rowe
$E_a$	[J]	Énergie d'activation
$E_{com}$	[J]	Énergie perdue par commutation de l'interrupteur et de la diode

$E_{cond}$	[J]	Énergie perdue par conduction dans l'interrupteur et la diode
$E_{csc}$	[J]	Énergie emmagasinée dans un module de supercondensateurs
$E_{csc0}$	[J]	Énergie emmagasinée dans la capacité avec une approximation constante
$E_{csc1}$	[J]	Énergie emmagasinée dans la capacité avec l'approximation à l'ordre 1
$E_{dc}$	[V]	Tension du bus continu
$E_{L-cond}$	[J]	Énergie perdue en conduction de l'inductance $L$ .
$E_{L-fer}$	[J]	Pertes fer de l'inductance $L$ .
$E_{L-mag}$	[J]	Énergie magnétique emmagasinée dans une inductance $L$ .
$E_{module}$	[%]	Taux de remplissage du module de supercondensateurs
$E_{rp}$	[J]	Énergie perdue dans la résistance $r_p$
$E_{rp-eq}$	[J]	Énergie perdue dans la résistance parallèle du module équivalent
$E_{rs}$	[J]	Énergie perdue dans la résistance $r_s$
$E_{rs-eq}$	[J]	Énergie perdue dans la résistance série du module équivalent
$e_{sw}$	[J.A <sup>-1</sup> ]	Coefficient de l'énergie par ampère perdue à chaque commutation de l'ensemble diode+IGBT
$E_{utile}$	[J]	Énergie utile d'une traversée
$f_{obj}$		Fonction <i>objectif</i> de l'optimisation
$f_{sw}$	[Hz]	Fréquence de commutation des interrupteurs IGBT
$i(t)$	[A]	Courant circulant dans la capacité selon la définition de Heffner et Rowe
$i_L$	[A]	Courant circulant dans une inductance $L$
$I_{max}$	[A]	Courant maximal de l'inductance $L$ .
$I_{nom}$	[A]	Courant nominal de l'interrupteur IGBT
$I_{ref}$	[A]	Courant absorbée par la source de courant du système d'équilibrage d'un supercondensateur
$i_{sc}$	[A]	Courant dans le module équivalent de supercondensateurs
$I_{sc0}$	[A]	Courant du module équivalent dans la phase à charge constant
$I_{sc-max}$	[A]	Courant maximal dans les supercondensateurs
$J_{max}$	[A.m <sup>-2</sup> ]	Densité de courant surfacique dans un conducteur de l'inductance $L$ .
$K, \gamma$		Constante liée à technologie du module
$k_B$	[J.K <sup>-1</sup> ]	Constante de Boltzmann
$k_c$	[%.an <sup>-1</sup> ]	Facteur de dégradation de la capacité

$k_c(i)$	[%.an <sup>-1</sup> ]	Facteur de dégradation de l'intervalle n° $i$
$k_{c0}$	[%.an <sup>-1</sup> ]	Facteur nominale de dégradation de la capacité
$k_r$	[%.an <sup>-1</sup> ]	Facteur de dégradation de la résistance
$k_{r0}$	[%.an <sup>-1</sup> ]	Facteur nominale de dégradation de la résistance
$k_w$	[%]	Coefficient de remplissage de l'inductance $L$ .
$L$	[H]	Inductance du convertisseur
$M_{Fe}$	[kg]	Masse du circuit magnétique de l'inductance
$m_{VFe}$	[kg.m <sup>3</sup> ]	Masse volumique du fer.
$n$		Nombre d'échantillons de la règle de Sturge
$N_f$	[cycles]	Durée de vie d'un interrupteur IGBT
$N_{module}$		Nombre de module en série dans un module de supercondensateurs
$N_p$		Nombre de branches en parallèle dans un stockeur
$N_s$		Nombre de modules en série dans une branche
$N_{trajets}$		Nombre de trajets par an du navire
$n_{vie}$		Nombre total de paliers $i$
$P_{PAC}$	[W]	Puissance maximale consommée par la pompe à chaleur
$p_{sc}$	[W]	Puissance à l'entrée d'un module de supercondensateurs
$P_{sc0}$	[W]	Puissance de charge du module équivalent du mode de charge en puissance
$Q$	[C]	Charge électrique emmagasinée dans un condensateur
$r_{d-diode}$	[Ω]	Résistance de la diode anti-parallèle en conduction
$r_{d-IGBT}$	[Ω]	Résistance de l'interrupteur IGBT en conduction
$r_L$	[Ω]	Résistance du bobinage de l'inductance $L$ .
$r_p$	[Ω]	Résistance parallèle du modèle électrique d'un module de supercondensateurs
$r_s$	[Ω]	Résistance série du modèle électrique d'un module de supercondensateurs
$r_s(i)$	[Ω]	Résistance série $r_s$ au début du palier n° $i$
$r_s(i+1)$	[Ω]	Résistance série $r_s$ de la fin du palier n° $i$
$R_{tb}$	[°C.W <sup>-1</sup> ]	Résistance thermique du module de supercondensateurs
$S_{nom}$	[V.A]	Puissance nominale apparente du convertisseur
$T_0$	[°C]	Température de référence de la cellule de supercondensateur
$t_0, t_1$	[an]	Instant de calcul durant un essai calendaire

$T_a$	[°C]	Température ambiante du module de supercondensateur
$T_a^0$	[°C]	Température ambiante de référence
$t_{cycle}$	[s]	Durée du cycle de charge-décharge
$T_{ext}$	[°C]	Température extérieure du navire
$T_{J-min}$	[°C]	Température minimale de jonction
$T_{local}$	[°C]	Température du local technique des modules de supercondensateurs
$T_M$	[°C]	Température moyenne de l'interrupteur
$t_{pv}$	[s]	Instant de passage du mode de charge en puissance au mode de charge en tension
$T_{ref}$	[°C]	Température de référence du local technique des modules de supercondensateurs
$T_{sc}$	[°C]	Température moyenne au cœur du module de supercondensateurs
$u$	[V]	Tension aux bornes de la capacité pour les définitions de Heffner et Rowe
$u_c$	[V]	Tension aux bornes de l'élément capacitif du modèle électrique d'un module
$V_0$	[V]	Tension de référence de la cellule de supercondensateur
$V_{0-diode}$	[V]	Tension de seuil de la diode anti-parallèle
$V_{0-IGBT}$	[V]	Tension de seuil de l'interrupteur IGBT
$V_{Fe}$	[m <sup>3</sup> ]	Volume total de fer de l'inductance $L$ .
$V_i$	[V]	Tension de fin de charge du palier n° $i$
$V_{ip}$	[V]	Tension de passage du mode de charge à courant constant à un mode de charge à puissance constante
$V_{max}$	[V]	Tension maximale d'un module de supercondensateurs
$V_{min}$	[V]	Tension minimale d'un module de supercondensateurs
$V_{min-d}$	[V]	Tension minimale du début du palier n° $i$
$V_{min-f}$	[V]	Tension minimale de la fin du palier n° $i$
$V_{module}$	[V]	Tension nominale du module de supercondensateurs
$v_{sc}$	[V]	Tension aux bornes du supercondensateur équivalent
$V_{sc}$	[V]	Tension constante vue par une cellule de supercondensateur lors du palier n° $i$
$V_{sc0}$	[V]	Tension de charge du mode de charge sous tension constante
$v_{sc-eq}$	[V]	Tension du module équivalent
$v_{sci}$	[V]	Profil de tension aux bornes du supercondensateur équivalent
$V_{seuil1}$	[V]	Tension de seuil d'activation du système d'équilibrage
$V_{seuil2}$	[V]	Tension de seuil de désactivation du système d'équilibrage

$\alpha$	[%]	Rapport cyclique d'un bras du pont de puissance
$\gamma_0$		Profondeur de décharge de la capacité
$\Delta B_{cycle}$	[T]	Ondulation de l'induction magnétique de l'inductance $L$ .
$\Delta C$	[%]	Dispersion moyenne des valeurs de capacité
$\Delta C_{e-global/an}$	[€]	Variation du coût global annuel
$\Delta I_L$	[%]	Ondulation crête à crête du courant de l'inductance $L$ .
$\Delta i_L$	[A]	Courant d'ondulation crête à crête du courant de l'inductance $L$ .
$\Delta I_{sc}$	[A]	Ondulation crête à crête dans le module de supercondensateurs équivalent.
$\Delta T$	[°C]	Constante liée au facteur de vieillissement en température
$\Delta T_a^0(t)$	[°C]	Variation de la température ambiante de référence
$\Delta t_i$	[an]	Durée de l'intervalle entre chaque mise à jour de la tension $V_i$
$\Delta T_j$	[°C]	Variation de la température de la jonction d'un module IGBT
$\Delta t_{maintenance}$	[an]	Durée entre chaque instant de maintenance
$\Delta t_{quai}$	[s]	Durée de l'escale du navire
$\Delta t_{rech}$	[s]	Temps de recharge
$\Delta T_{sc}$	[°C]	Température d'auto-échauffement
$\Delta t_{vsc0}$	[s]	Durée de la charge sous tension constante
$\Delta V$	[V]	Constante liée au facteur de vieillissement en tension
$\varepsilon_v$	[%]	Erreur de mesure du capteur en tension
$\mu_0$	[H.m <sup>-1</sup> ]	Perméabilité magnétique de l'air
$\mu_r$		Coefficient de la perméabilité des tôles magnétiques
$\rho_{Cu}$	[Ω.m]	Résistivité du cuivre

# Listes des acronymes

---

BESST	Breakthrough in European Ship and Shipbuilding Technologies
DLC	Double Layer Capacitor
ECA	Zone à Émissions contrôlées ou Emission Controlled Area
EDLC	Electric Double Layer Capacitor
GNL	Gaz Naturel Liquéfié (voir LNG en français)
GPL	Gaz au Pétrole Liquéfié
HFO	Heavy Fuel Oil
IMO	International Maritime Organization
LNG	Liquefied Natural Gas (en français voir GNL)
MARPOL	Marine Pollution
MDO	Marine Diesel Oil
MGO	Marine Gas Oil
MTBF	Mean Time Between Failure
OEP	Optimisation par Essaims Particulaires
OMI	Organisation Maritime Internationale
OPV	Offshore Patrol Vessel
PEMFC	Proton Exchange Membrane Fuel Cell
PSO	Particle Swarm Optimization

# Introduction Générale

---

En réponse à l'évolution des réglementations et des enjeux écologiques, la cellule Écorizon de STX France souhaite faire émerger une nouvelle génération de navire électrique *zéro émission*, en profitant de l'arrivée à maturité de nouveaux systèmes de stockage d'énergie. Il s'agit essentiellement de navires de petite taille (inférieure à 200 m) tels que les ferries.

Lors d'une pré-étude réalisée en 2008, STX France s'est employée à trouver une solution techniquement et économiquement viable pour remplacer les batteries électrochimiques. En effet, même si celles-ci sont actuellement largement répandues dans ce genre d'application, elles souffrent d'une durée de vie trop courte pour être réellement compétitives sur de longues durées d'exploitation. À la suite d'un état de l'art des différentes technologies de stockage envisageables, une solution basée sur des supercondensateurs a été choisie pour fournir l'énergie principale du navire.

STX France a alors décidé de lancer cette thèse en partenariat avec le laboratoire IREENA pour, d'une part lever tous les risques technologiques et, d'autre part, optimiser la configuration et le dimensionnement du système de stockage et du convertisseur statique qui lui est associé. Cette étude a été menée en tenant compte des contraintes d'exploitation et des particularités du monde de la construction navale. Cette étude s'inscrit également dans le cadre du programme Européen BESST (*Breakthrough in European Ship and Shipbuilding Technologies*) qui réunit les grands chantiers européens de la construction navale, avec comme objectif d'améliorer l'efficacité énergétique et de réduire les rejets polluants des navires construits en Europe.

La collaboration entre STX France et le laboratoire IREENA a permis de développer la première génération de navire tout-électrique équipé de supercondensateurs pour la fourniture de son énergie principale. Cette collaboration a donné lieu à 2 contrats et à un brevet<sup>5</sup>.

Le développement d'un tel navire présente un défi technologique de grande ampleur car il s'agit de comprendre, de modéliser et d'optimiser le fonctionnement de la source d'énergie du navire. Cette thèse se focalise sur la brique élémentaire qu'est l'ensemble convertisseur-supercondensateur que nous appellerons dans la suite la *chaîne de conversion et de stockage d'énergie*. Celle-ci est optimisée en fonction d'un profil de puissance spécifié par STX France et selon des contraintes d'exploitation propres au secteur naval.

Le critère d'optimisation retenu vise à maximiser le retour sur investissement en minimisant le ratio du coût total d'exploitation sur la durée de vie du système. Ceci nous a

---

<sup>5</sup>Brevet européen n°EP2344377 B1

conduit à développer de multiples modèles (électrique, thermique, vieillissement et de coût) des composants utilisés. Afin de mettre en lumière les particularités de la méthodologie proposée son efficacité, le dimensionnement optimal est comparé au dimensionnement obtenu avec une stratégie classique qui suppose une utilisation de la cellule d'une tension comprise entre 93 % et 30 % de la tension nominale de la cellule.

Le document, structuré en 3 chapitres, souhaite proposer une démarche de dimensionnement et d'exploitation d'un ensemble convertisseur-supercondensateurs.

Dans un premier temps, le chapitre I présente les motivations de cette étude, puis il justifie le choix d'une solution basée sur des supercondensateurs, en s'appuyant sur l'état de l'art des technologies de stockage envisageables. Enfin, ce chapitre propose un cahier des charges qui sera utilisé au chapitre III.

Pour effectuer l'optimisation technico-économique d'une chaîne de conversion et de stockage d'énergie, il s'agit tout d'abord de créer les modèles (électrique, thermique, vieillissement et coût ...) de chaque organe. Ces modèles sont développés dans le chapitre II.

Le chapitre III débute par la mise en place de stratégies d'exploitation spécifiques qui ont pour but de favoriser un fonctionnement optimal de la chaîne de conversion et de stockage d'énergie. Il détaille ensuite la construction de l'outil d'optimisation qu'il illustre à partir des résultats obtenus avec le cahier des charges du chapitre I. La fin du chapitre III présente une étude de la sensibilité des principaux paramètres du système.

# Chapitre I

## État de l'art et contexte de l'étude

---

« Ô mon corps, fais de moi toujours un homme qui interroge. »  
Frantz Fanon

I.1	Introduction au contexte naval.....	4
I.2	Spécificités d'une application navale .....	7
I.3	État de l'art des navires tout-électrique .....	9
I.3.1	Navire tout-électrique hybridable .....	10
I.3.2	Navire tout-électrique <i>zéro émission</i> .....	11
I.4	État de l'art des systèmes de stockage pour un navire <i>zéro émission</i> .....	13
I.4.1	Système de stockage chimique – Pile à combustible à hydrogène.....	13
I.4.2	Système de stockage électrique/chimique – batterie énergie.....	17
I.4.3	Système de stockage inertiel – Flywheel .....	19
I.4.4	Système de stockage électrique - Supercondensateurs .....	22
I.5	Sélection et comparaison de solutions pour un navire <i>zéro émission</i> .....	26
I.5.1	Comparaison des systèmes de stockage d'énergie.....	26
I.5.2	Comparaison des solutions avec des batteries ou des supercondensateurs .....	27
I.6	Le navire <i>zéro émission</i> rechargeable.....	30
I.6.1	Architecture d'un navire <i>zéro émission</i> .....	30
I.6.2	Architecture de la chaîne de conversion et de stockage d'énergie.....	32
I.6.3	Cahier des charges d'un petit ferry à passagers .....	32
I.7	Conclusion .....	35

## I.1 Introduction au contexte naval

Le monde fait face à diverses inquiétudes sur l'approvisionnement énergétique [Jancovici-13]. Ces inquiétudes sont principalement dues aux spéculations autour du pic de production de produits pétroliers, renforcées par les faibles quantités découvertes depuis 1990 [Jancovici-12]. Elles sont également dues à la forte volatilité du prix du baril de pétrole depuis 2003, comme l'illustre le cours du baril brut [INSEE-12] depuis 1990. Ce coût (cf. figure I-1) est fortement influencé par les événements mondiaux visant directement ou indirectement le pétrole [Izzard-10].

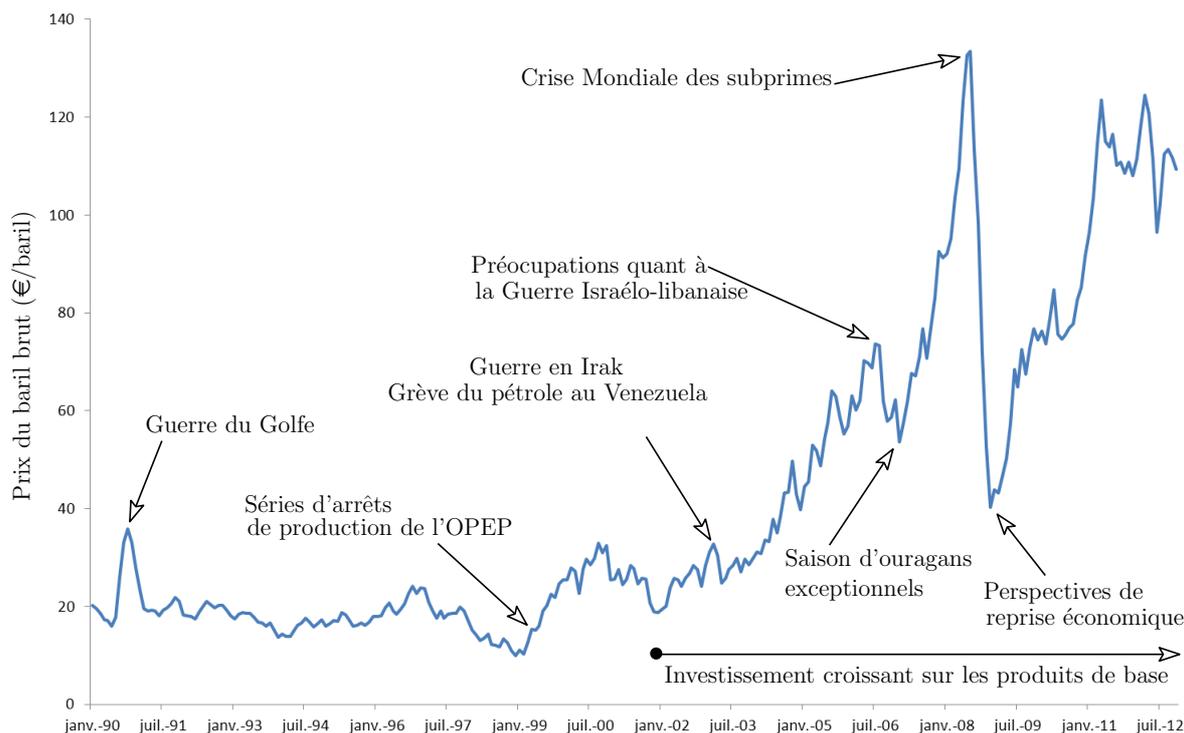


Figure I-1 - Cours des matières premières importées: Pétrole Brut "BRENT" (Londres) depuis 1990 [INSEE-12]

À ces inquiétudes sur l'approvisionnement en énergie s'ajoutent les problèmes environnementaux sur les rejets de gaz<sup>6</sup> à effet de serre. En effet, aujourd'hui les modes de transport généralement utilisés sont polluants. Parmi ceux-ci (cf. tableau I-1) le transport maritime représente 4 % des rejets mondiaux de CO<sub>2</sub> et 14.2 % des émissions des modes de transport [IMO-09].

<sup>6</sup> CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>.

Tableau I-1 - Estimations des quantités de CO<sub>2</sub> émises par différents modes de transport en 2005 [IMO-09]

	Route	Avion	Rail	Transport Maritime International	Transport Maritime Côtier	Total	Unités
CO <sub>2</sub>	4757	735	133	774	157	6556	Mt
	72.6	11.2	2	11.8	2.4	100	%

Depuis la première étude [IMO-00] commandée par l'Organisation Maritime Internationale<sup>7</sup>, la mise à jour [IMO-09] de cette étude révèle une augmentation de près de 50 % de la quantité de polluants atmosphériques rejetée par les transports maritimes. De plus, cette même étude révèle que 70 % des émissions de gaz à effet de serre ont lieu à moins de 200 milles des côtes. Dans un rayon de moins de 25 milles des côtes, ces polluants peuvent représenter jusqu'à 36 % de la quantité totale rejetée dans l'air.

Face à ces différentes problématiques, l'Union Européenne a adopté en 2010 le programme *Europe 2020* [Europe-10] qui souhaite concilier l'amélioration des indicateurs de développement durable avec une amélioration de la compétitivité de l'Union Européenne au niveau mondial. Dans le domaine des transports, ce programme met en place des initiatives de modernisation pour stimuler le développement des énergies décarbonnées et réduire le nombre des véhicules à carburant *traditionnel*. L'objectif est d'atteindre une réduction de moitié d'ici à 2030 pour aller jusqu'à leur élimination complète à l'horizon 2050.

En faisant le même constat que l'Union Européenne sur la localisation des rejets atmosphériques, l'Organisation Maritime Internationale met aussi en place une nouvelle réglementation sur les rejets de polluants<sup>8</sup> aux abords des côtes. En Europe, cette réglementation [IMO-08] est entrée en vigueur à partir de 2010 avec la création de zones à émissions contrôlées, aussi appelées *zones ECA*, où la quantité de particules polluantes rejetées par les cheminées d'extraction est limitée. Ces limites sont évolutives dans le temps (cf. figure I-2). Par exemple, il est prévu que la teneur maximale en soufre passe d'une valeur de 1.5 % en 2010 à une valeur de 0.1 % en 2015.

En conséquence, l'apparition de ces nouvelles contraintes réglementaires stimule la recherche de nouvelles solutions pour réduire les impacts environnementaux et améliorer l'efficacité énergétique des navires. En effet, le non-respect de ces nouvelles contraintes engendrera des surcoûts pour les navires en non-conformité (amendes, mise en demeure ...).

<sup>7</sup> IMO (anglais) ou OMI (français) : Organisation Maritime Internationale chargée des réglementations sur les navires et plus généralement sur le monde maritime.

<sup>8</sup> Des gaz produits de la combustion : NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, CO<sub>2</sub>.

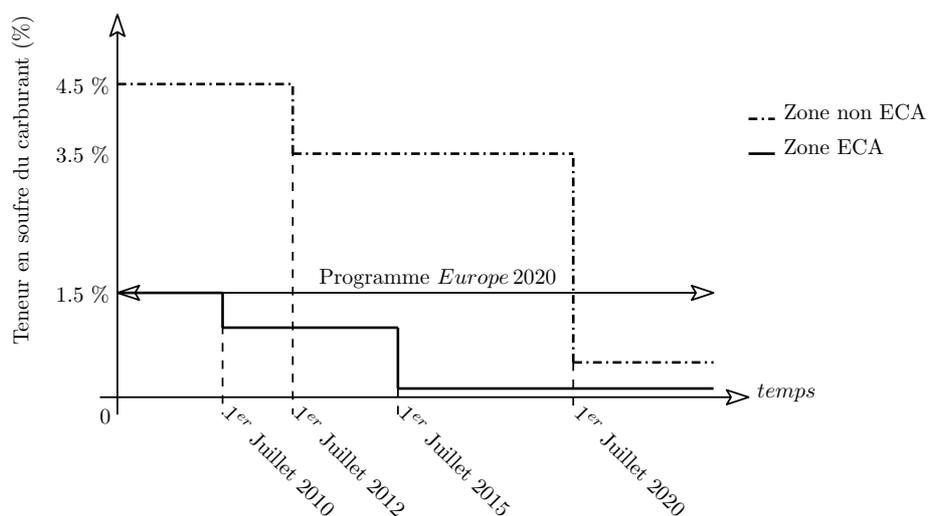


Figure I-2 - Teneur en soufre maximale dans les rejets des navires [IMO-08]

De surcroît, l'Union Européenne soutient la compétitivité des chantiers européens par le financement de projets coopératifs, comme BESST<sup>9</sup>, pour favoriser le développement de solutions décarbonnées, plus respectueuses de l'environnement et économiquement viables sur le long terme. Le projet BESST réunit les quatre grands chantiers<sup>10</sup> européens de constructions navales et des sous-traitants venant de l'Europe entière, avec comme objectif commun d'améliorer l'efficacité énergétique et de réduire les rejets polluants des navires construits en Europe (ferry, paquebot, yacht, ...).

Face à ces inquiétudes et à l'apparition de nouvelles contraintes environnementales, les grands chantiers navals européens développent de nouvelles solutions pour répondre aux exigences des instances européennes et mondiales. Parmi eux, les chantiers navals STX France souhaite proposer une technologie innovante pour les ferries de moins de 200 mètres reliant des distances de moins de 10 milles nautiques<sup>11</sup> en répondant aux exigences du programme *Europe 2020* et du projet européen BESST.

Après une recherche bibliographique et grâce à l'expérience des bureaux d'études de STX France, la solution envisagée est le développement d'une nouvelle génération de navires électriques fortement inspirée des navires tout électriques<sup>12</sup> existant [Fillau-05]. Cette solution permet de répondre aux nombreuses exigences édictées par les organismes de réglementation et elle est en adéquation avec les attentes du programme *Europe 2020* et du projet BESST. De plus, l'architecture des navires tout-électrique offre une grande souplesse de développement et de reconfiguration, qui semble capable d'accueillir aisément de nouvelles technologies moins polluantes. Enfin, le coût de l'électricité est encore faible et il

<sup>9</sup> BESST est l'acronyme de *Breakthrough in European Ship and Shipbuilding Technologies* d'un projet FP7.

<sup>10</sup> Les grands chantiers navals européens sont Meyer Werft (Allemagne), STX Finland (Finlande), STX France (France) et Fincantieri (Italie).

<sup>11</sup> 10 milles nautiques = 18.5 km

<sup>12</sup> Communément appelé NTE, ce navire tout électrique utilise un moteur électrique pour l'entraînement de son hélice.

est en baisse<sup>13</sup> depuis 25 ans comme le montre la figure (I-3). Ce coût a légèrement augmenté depuis l'année 2010.

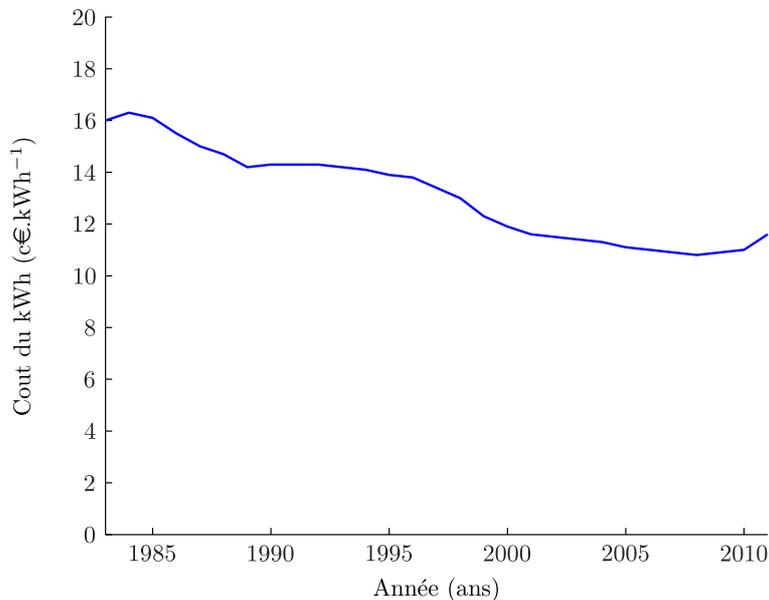


Figure I-3 - Évolution du coût du kWh d'énergie électrique depuis 1983 [UFE-12]

## I.2 Spécificités d'une application navale

Cette souplesse de reconfiguration permet de la redondance dans les systèmes employés, au-delà des considérations environnementales et économiques. Or, le dimensionnement des sources d'énergie d'un navire est conditionné par plusieurs critères liés au dimensionnement ou à l'exploitation.

Ces critères sont utilisés lors de la conception d'un navire en vue de remplir divers objectifs comme : transporter des passagers dans un laps de temps défini par le cahier des charges, résister à une brèche de la coque en ayant un minimum de compartiments sous l'eau, être capable d'atteindre une vitesse d'exploitation, être capable de subir une inversion de poussée brutale<sup>14</sup> pour arrêter rapidement le navire. Il est évident que le réseau électrique à bord doit répondre aux normes de l'OMI, notamment celles sur les avaries lors desquelles une procédure d'urgence doit être mise en place pour assurer un service minimum du réseau. Les sociétés de classification, comme DNV ou Bureau Veritas, définissent des règles de fonctionnement pour la redondance et la sécurité d'un navire. Par exemple, la partie C, « *Electricity and automation* » du règlement du Bureau Veritas [BV-09], indique plus précisément des conseils de sécurité sur les équipements électriques d'un navire équipé de batteries. Il faut noter qu'il n'existe pas de réglementations directement applicables à un navire équipé de supercondensateurs pour la fourniture d'énergie principale.

<sup>13</sup> À euros constants 2010

<sup>14</sup> Essai crash-top. Cet essai permet de vérifier quelle est la distance d'arrêt du navire alors que l'on est à pleine vitesse.

Ainsi, le plan des installations du navire est choisi de façon à garantir l'accessibilité à, au moins, une source d'énergie pour la propulsion pour effectuer quelques manœuvres. Généralement le navire est subdivisé par des cloisons étanches pour limiter la progression de l'eau dans les locaux techniques. Les réglementations [BV-09] prévoient même les procédures à appliquer dans le cas d'une perte totale ou de surcharge de la source principale.

Pour terminer, les sociétés de classification préconisent une circulation d'air au sein du local ou des systèmes de stockage d'énergie sont installés. Pour cela, ils proposent de classer en plusieurs zones (zone 0 à zone 2) les compartiments navires en fonction de la dangerosité du matériel présent et en fonction du risque de feu. Ci-après, nous synthétisons les définitions des zones 0 à zone 2.

- La *zone 0* est occupée par des équipements électriques présentant un faible risque de départ de feu spontané. Généralement dans cette zone, il n'est pas rare de trouver de simples alimentations installées avec un indice faible de protection.
- Les équipements de la *zone 1* respectent au minimum les conditions de la *zone 0* en y ajoutant des protections contre l'incendie et la corrosion. Les équipements contenant de l'huile et du sable ne peuvent pas être classifiés, sauf si ceux-ci sont de petite taille.
- Les équipements de la *zone 2* ont une protection minimum de type IP44. Ces équipements ne doivent avoir en leur sein aucune source d'étincelles pendant un fonctionnement normal. La *zone 2* est une zone à fort risque d'explosion. Tous les équipements de cette zone doivent donc être conçus pour éviter un départ de feu.

Au-delà de ces aspects réglementaires, la redondance d'un système peut se faire par la multiplication du nombre de systèmes ou de façon native dans l'assemblage des sous-systèmes. En effet, la mise en parallèle de plusieurs sous-systèmes permet un fonctionnement en mode dégradé en cas d'avarie sur l'un des sous-systèmes pour qu'une fraction minimale de l'information ou l'énergie soit toujours disponible.

Un réseau électrique de bord sur un navire est composé de plusieurs générateurs dimensionnés pour tous les cas normaux de fonctionnement ; parfois, certains générateurs sont ajoutés pour servir spécifiquement de générateur de secours<sup>15</sup>.

Le réseau de bord d'un navire est particulier parce qu'il y a deux types de charges : la propulsion et les accessoires. La propulsion représente généralement plus de 60 % de la charge totale. Puisque la propulsion est prépondérante, la puissance générée va

---

<sup>15</sup> En fonctionnement normal, ce générateur n'est pas utilisé. Il est allumé seulement au moment d'une avarie.

principalement dépendre de la phase de fonctionnement du navire qui se trouve généralement dans l'une des trois phases suivantes :

- une phase de manœuvre : dans cette phase la puissance absorbée par les moteurs de propulsion varie beaucoup. Sa durée varie entre quelques minutes et quelques dizaines de minutes.
- une phase de traversée (pour un ferry, cette phase représente la majeure partie de la durée de l'exploitation) : durant cette phase, les moteurs de propulsion sont proches de leur point nominal de fonctionnement.
- une phase à quai : les générateurs du navire alimentent uniquement les charges accessoires.

### I.3 État de l'art des navires tout-électrique

Selon [Fillau-05], la conception d'un navire tout-électrique consiste « à globaliser tous les besoins en énergie et, avec les mêmes générateurs, à fournir l'électricité à la propulsion, au réseau de bord [...]. Un tel navire comporte plusieurs sources d'énergie électrique, [...] un réseau de distribution, des consommateurs, des convertisseurs (transformateurs, convertisseur d'électronique de puissance) dont le nombre et le type sont définis en fonction des besoins du navire ». La nature des sources de production peut être diverses (cf. figure I-4). Ainsi, le principal avantage d'une structure de navire tout électrique est qu'elle offre une souplesse d'aménagement des locaux techniques et s'adapte très bien à d'éventuelles évolutions futures du réseau électrique.

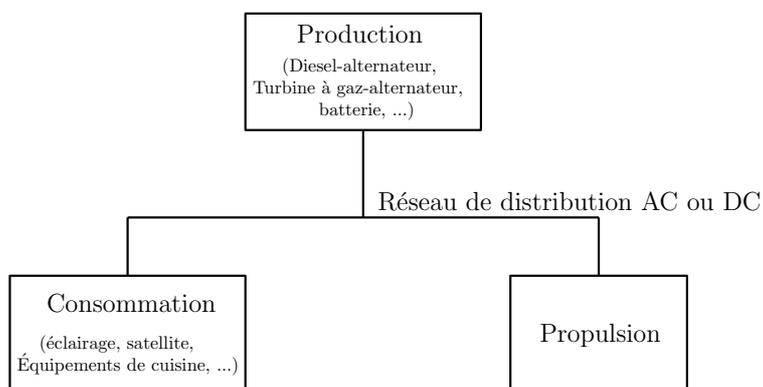


Figure I-4 - Structure générique d'un navire tout-électrique

Parmi les navires tout-électrique, nous nous intéressons plus particulièrement à deux types d'architectures : les navires *hybridables* et les navires *zéro émission*. Pour STX France, cela revient à faire le choix entre une évolution de l'architecture électrique des NTE actuels ou une redéfinition de l'architecture dès la source de production d'énergie.

### I.3.1 Navire tout-électrique hybridable

Ces navires ont l'avantage d'utiliser une technologie mature très largement déployée sur les navires de croisières et les navires militaires récents. Actuellement, le centre de production d'énergie est souvent composé de groupes électrogènes alimentés par des énergies fossiles (gaz liquéfié - LNG, GPL, HFO<sup>16</sup>, MGO, ...) pour générer l'énergie de la propulsion et des auxiliaires du réseau de distribution. La figure (I-5) illustre un exemple de l'architecture du navire tout-électrique hybridable.

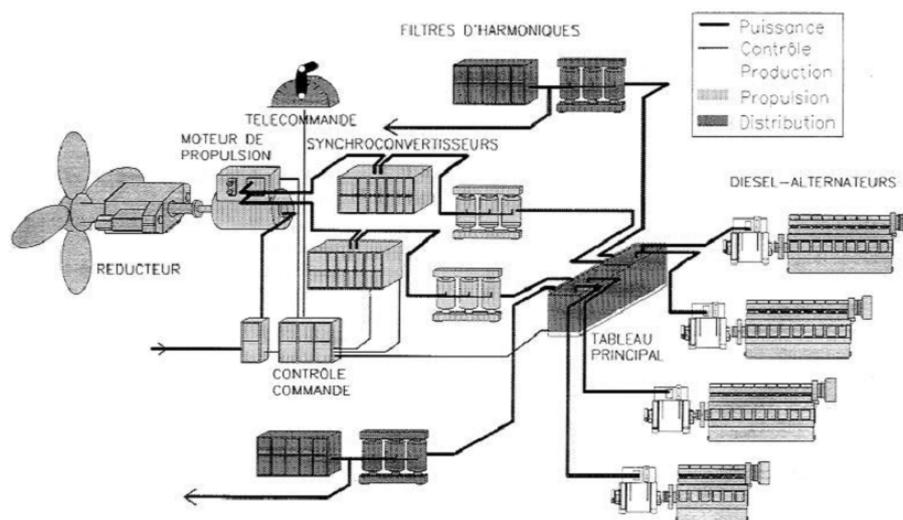


Figure I-5 - Exemple d'architecture électrique d'un navire tout-électrique hybridable [Mazodier-97]

La mise en conformité de cette architecture pour répondre aux exigences de l'IMO ou du programme *Europe 2020* peut être réalisée rapidement en ajoutant un système de stockage d'énergie pour alimenter le navire lorsque l'on est à moins de 200 milles des côtes. Ce système de stockage peut aussi être installé pour améliorer les caractéristiques du point de fonctionnement du groupe électrogène et ainsi limiter la quantité de polluants rejetée et augmenter l'efficacité énergétique. D'autres solutions existent pour respecter le règlement de l'annexe VI de la convention MARPOL [IMO-08]. Par exemple, il est possible :

- d'utiliser des carburants respectant les exigences de la convention MARPOL [IMO-08] (bio-carburant, MGO<sup>17</sup>/MDO<sup>18</sup>, gaz naturel liquéfié - GNL, ...). Après 2015, selon l'évolution du coût du carburant MGO, cela pourrait représenter une augmentation comprise entre 30 % et 70 % des coûts de soutage. L'utilisation de gaz naturel est intéressante car ce combustible contient peu de soufre. Les émissions de SO<sub>x</sub> s'en trouveraient 10 fois inférieures au maximum autorisé et les émissions de

<sup>16</sup> HFO : le Heavy Fuel Oil est un fioul lourd issu du raffinage du pétrole. En 2010, le HFO représentait 93 % du fuel utilisé par certains armateurs.

<sup>17</sup> MGO : Marine Gazole Oil.

<sup>18</sup> MDO : Marine Diesel Oil est composé de fioul lourd et de produit distillé. Il est utilisé principalement sur les navires de petites tailles et sur les navires rapides. Aujourd'hui, le MDO est 35 % plus cher que le HFO.

CO<sub>2</sub> seraient inférieures de 20 % à puissance égale. Mais le réseau de distribution du gaz naturel liquéfié n'existe pas, et il n'y a pas de marché d'achat.

- d'utiliser un système de nettoyage des fumées d'évacuations appelé *scrubber*. Ce système s'installe en sortie de tuyère d'évacuation pour arroser les gaz d'échappements avec une solution alcaline pour capturer les oxydes d'azote (SO<sub>x</sub>). Même si cette solution semble prometteuse, cette technologie n'est pas suffisamment fiabilisée pour être installée sur un ferry exploité toute l'année.
- à quai, de connecter électriquement le navire au réseau local pour alimenter ses auxiliaires et ainsi réduire son empreinte écologique. Cette solution permet aussi de réduire la consommation de fioul et par conséquent de réduire la facture du soutage et d'augmenter l'efficacité énergétique.

Comme le montre les projets innovants tels que l'*Environship* de Rolls-Royce [Vedlog-11], l'*Ecoship* de DCNS [TI-09] et le patrouilleur hybride OPV<sup>19</sup> de Wärtsilä, l'amélioration d'une solution tout-électrique utilisant des énergies fossiles est envisageable dans un temps très court. Mais dans un avenir très proche (2015), un navire tout-électrique hybride respectera difficilement les exigences réglementaires sur les rejets de polluants à moins d'utiliser tout l'éventail des techniques de réduction d'émissions polluantes. En plus, celles-ci se révèlent peu efficaces pour rejeter moins 0.1 % de la teneur maximale en soufre du carburant.

### I.3.2 Navire tout-électrique zéro émission

Par définition, les navires *zéro émission* ont l'avantage de répondre parfaitement aux contraintes réglementaires sur les rejets polluants, mais jusqu'à maintenant la seule technologie réellement mature utilise des batteries qui se révèlent très coûteuses et très lourdes en exploitation. Ces batteries électrochimiques se rechargent très souvent la nuit, pour une navigation restreinte dans la journée, ce qui a pour effet de limiter la durée journalière d'exploitation. Plusieurs navires sont actuellement en exploitation dans les villes de La Rochelle, Marseille, Paris, et bien d'autres en Europe.

Le tableau (I-2) synthétise les performances de ces navires utilisant des batteries de technologies différentes. Ce tableau montre que les énergies mises en jeu sont relativement importantes pour des ferries de petite taille (< 100 mètres) : soit 200 kWh installés et 20 kWh par trajet.

---

<sup>19</sup> OPV : Offshore Patrol Vessel. Ce type de navire est généralement dédié à la navigation aux abords des côtes.

Si l'on suppose un grand navire avec une importance fréquence de rotation ou un fonctionnement 24 h/24, ces solutions avec des batteries électrochimiques ne sont plus techniquement viables.

Tableau I-2 - Caractéristiques de quelques navires tout-électrique équipés de batteries électrochimiques

Description	Exploitation	Capacité de la batterie	Vitesse de service (nœuds)
Ferry-Boat de Marseille (AltEn)	18 heures 360 rotations/jour	Ni-Cd - 100 kWh	4
Navette du Millénaire de Paris (AltEn)	5 j/7 Une rotation toutes les 10 minutes	Ni-Cd - 110 kWh temps de charge : 7 h Autonomie : 5 h	Maxi : 9
Bus de Mer de La Rochelle (AltEn)	15 rotations/jour	Ni-Cd - 130 kWh temps de charge : 7 h Autonomie : 8 h	6
Nyami 54 Catamaran (ODC Marine)	Pas encore en service	LiFePO <sub>4</sub> - 152 kWh Autonomie : 4 à 10 heures	12 à 15
ODC 46 CATA (ODC Marine)	Pas encore en service	Technologie LiFePO <sub>4</sub> Autonomie : 6 heures à 8 nœuds	11

Avec l'apparition dans le milieu industriel de nouveaux systèmes de stockage d'énergie, de nouvelles possibilités s'ouvrent pour les navires à *zéro émission*. Ce qui permet de subdiviser les navires tout-électrique *zéro émission* en deux catégories : les navires qui se rechargent la nuit et les navires qui se rechargent pendant le débarquement et l'embarquement des passagers.

La volonté de STX, de trouver le meilleur compromis technico-économique, conduit à réaliser spécifiquement un état de l'art des solutions de stockage d'énergie pour un navire tout-électrique *zéro émission*. Parmi ces nouveaux systèmes de stockage d'énergie, nous avons sélectionnés 4 technologies pour leurs performances techniques (densité d'énergie, densité de puissance, rendement sur cycle, durée de vie, ...), leur maturité industrielle, leur simplicité d'intégration et de reconfiguration<sup>20</sup> au sein d'une architecture d'un NTE :

- Le stockage d'énergie chimique par un système de pile à combustible à hydrogène avec une technologie PEMFC. Ce système se compose d'une bouteille de H<sub>2</sub> comprimé entre 300 et 600 bars et d'un convertisseur électrochimique composé d'un sandwich d'électrodes pour la réaction chimique du combustible (H<sub>2</sub>) et de l'oxygène (O<sub>2</sub>).
- Le stockage électrochimique par une batterie de forte densité d'énergie. Ce système stocke de l'énergie par réaction chimique de plusieurs espèces (Pb, Ni, Li).

<sup>20</sup> Un navire peut-être modifié pendant une phase de maintenance s'il est appelé à être déployé sur une nouvelle ligne.

- Le stockage d'énergie cinétique par un système mécanique en rotation à très haute vitesse ( $\Omega > 10\,000 \text{ tr.min}^{-1}$ ). Ce système est plus connu sous le nom de *Flywheel*.
- Le stockage électrostatique par supercondensateur. Ce système stocke de l'énergie dans la double couche électronique d'un composant en mettant en interface des ions et des électrons.

## I.4 État de l'art des systèmes de stockage pour un navire zéro émission

Cette partie traite principalement du choix d'une technologie de stockage en vue de l'utiliser dans une application navale. Les critères de choix sont définis en tenant compte des spécificités de notre application car il faut avant tout trouver un point d'équilibre entre l'aspect technique et l'aspect économique. Le système de stockage parfait pour notre application est :

- capable d'emmagasiner l'énergie utile du navire pour l'exploitation journalière.
- capable de se recharger pendant la période où le navire n'est pas exploité.
- capable d'employer une technologie assez mature pour être déployée à une échelle industrielle.
- et minimise le ratio entre le coût total et sa durée de vie.

### I.4.1 Système de stockage chimique – Pile à combustible à hydrogène

Le stockage chimique utilisant une pile à combustible de type PEMFC<sup>21</sup> (cf. figure I-6) est composé de plusieurs éléments dont un réservoir d'hydrogène, un compresseur d'air, un système de refroidissement, un convertisseur d'électronique de puissance, une unité de contrôle commande et un système de conversion électrochimique.

L'hydrogène ( $\text{H}_2$ ) et l'oxygène ( $\text{O}_2$ ) de l'air entrent dans le système composé d'électrodes polymère pour une réaction chimique formant de l'eau ( $\text{H}_2\text{O}$ ) et de l'électricité. L'énergie électrique formée par cette réaction chimique est transformée par un convertisseur d'électronique de puissance pour alimenter une charge. Dans certains systèmes, en sortie du système d'électrode, l'eau est refroidie puis renvoyée vers l'humidificateur d'entrée pour la phase de reformage.

---

<sup>21</sup> Une pile PEMFC (proton exchange membrane fuel cell) est une pile à membrane d'échange de proton.

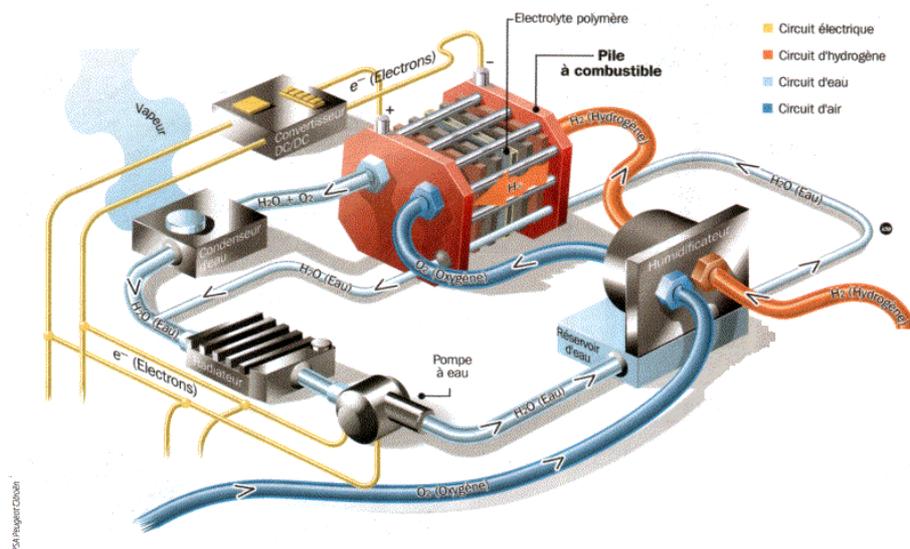


Figure I-6 - Système complet du stockage d'énergie chimique par pile à combustible (PSA Peugeot-Citroën<sup>®</sup>)

Nous nous focalisons d'une part sur le réservoir de H<sub>2</sub> et d'autre part sur le convertisseur électrochimique de technologie PEMFC. Le réservoir d'hydrogène est une bouteille conçue pour accueillir de l'hydrogène comprimé sous forme gazeuse. Selon les solutions de stockage choisies, cette pression évolue entre 300 et 700 bars dans une bouteille semblable à celle de la figure (I-7). Cette pression requiert un niveau de sécurité très élevé car l'hydrogène est un gaz volatile, corrosif et inflammable à partir de 4 % du volume d'air [AFH2-09]. Le stockage fait partie des points cruciaux dans l'utilisation des systèmes de piles à combustible.

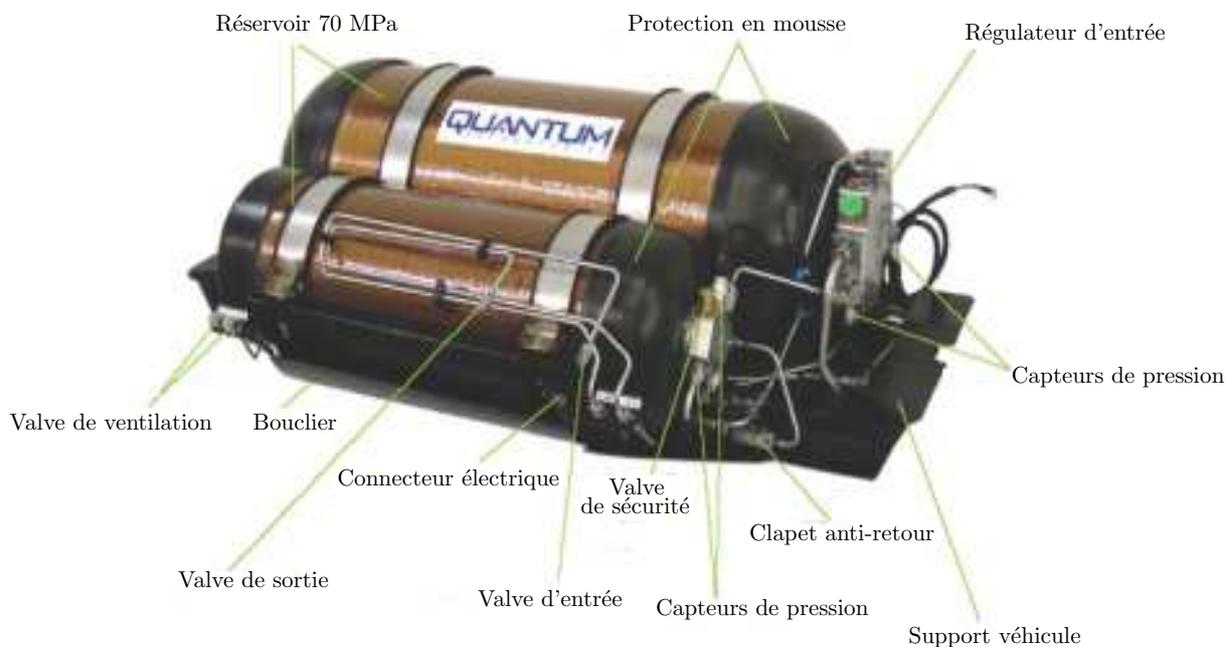


Figure I-7 - Réservoir d'hydrogène sous pression (source Quantum Fuel Cell)

Le système de conversion électrochimique dont le fonctionnement est illustré par la figure (I-8) est composé d'un sandwich d'électrodes où deux réactions chimiques ont lieu.

Cet empilement permet d'obtenir la tension d'exploitation désirée. Les électrodes utilisent des composants chimiques catalyseurs comme le platine, et le Nafion®. Cet empilement, communément appelé *cœur de pile*, peut être schématisé par la figure (I-8) où l'on aperçoit un assemblage élémentaire de plusieurs plaques. La tension délivrée par le cœur de pile dépend principalement du nombre d'électrodes empilées dans ce sandwich. Généralement, la tension délivrée par un ensemble anode/cathode est de l'ordre de 1.2 V.

Cet assemblage contient de part et d'autre de l'électrolyte polymère une plaque distributrice pour l'écoulement des gaz et des liquides (hydrogène, oxygène, eau), une électrode<sup>22</sup> et un électrolyte solide perméable aux gaz.

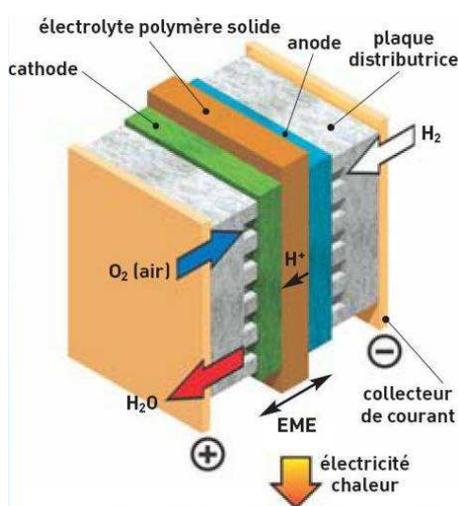


Figure I-8 - Cœur de pile d'une pile à combustible PEMFC

<sup>22</sup>Une anode est chargée négativement et c'est le lieu de la réaction électrochimique d'oxydation (émission d'électrons). Quant à elle, une cathode est chargée positivement et elle est le lieu de la réaction chimique de réduction (absorption d'électrons).

Tableau I-3 - Synthèse des performances d'un système Pile à combustible PEMFC

Descriptif	Système Pile à combustible PEMFC	
Densité massique d'énergie	300 – 2000	Wh.kg <sup>-1</sup>
Densité volumique d'énergie	740	Wh.l <sup>-1</sup>
Densité massique de puissance	500 – 1500	W.kg <sup>-1</sup>
Durée de vie	1500 – 3000	heures
Rendement sur cycle	40 – 60	%
Maturité	Peu déployée industriellement, même s'il existe de nombreux prototypes en cours d'expérimentation. Les circuits de fabrication et de distribution de l'hydrogène sont quasiment inexistantes en quantités industrielles.	
Normes de sécurité	L'hydrogène est inflammable quand il atteint une concentration comprise entre 4 % et 75 % du volume [INERIS-08]. Cette large plage fait de l'hydrogène un composant dangereux, ce qui entraîne des normes de sécurité très élevées. Ajoutons à cela que l'hydrogène est corrosif. De plus, une solution de stockage adaptée aux transports doit être encore fiabilisée. Une atmosphère ATEX devra être prévue en cas de déploiement sur un navire.	

En contrepartie des précautions à prendre lors la mise en œuvre d'une pile à combustible, ce système de production d'énergie électrique présente l'avantage d'une grande densité d'énergie et d'un rendement électrique plus élevé qu'un moteur thermique. De nombreux développements sont en cours afin de rendre performant à l'échelle industrielle un système de pile à combustible. Ces développements sont encouragés par l'Union Européenne pour répondre aux contraintes de zones ECA (rejets de SO<sub>x</sub> < 0.1 %).

Par exemple, un partenariat entre la société Scandlines et la société FutureShip propose un concept de propulsion *zéro-émission* pour les ferries de la Baltique [GL-12]. Ce navire, représenté sur la figure (I-9), serait déployé sur un trajet de 18.5 km pour une liaison entre l'Allemagne et le Danemark. Il serait capable de transporter 1500 personnes à une vitesse de maximale de 18 nœuds.

Ce navire générerait de l'hydrogène à quai grâce à des éoliennes embarquées et il stockerait son combustible dans des réservoirs de 140 m<sup>3</sup>. L'énergie générée en excès par la pile à combustible de 8.3 MW serait emmagasinée dans 2.4 MWh de batteries électrochimiques pour être utilisée lors de pics de puissance. Selon la société FutureShip, ce projet pourrait être mis en place dans 5 ans et il serait capable d'économiser le rejet de 3 tonnes de gaz polluants (NO<sub>x</sub>, CO<sub>2</sub>, SO<sub>x</sub>) en atteignant un surcoût de 25 % par rapport à une solution classique.

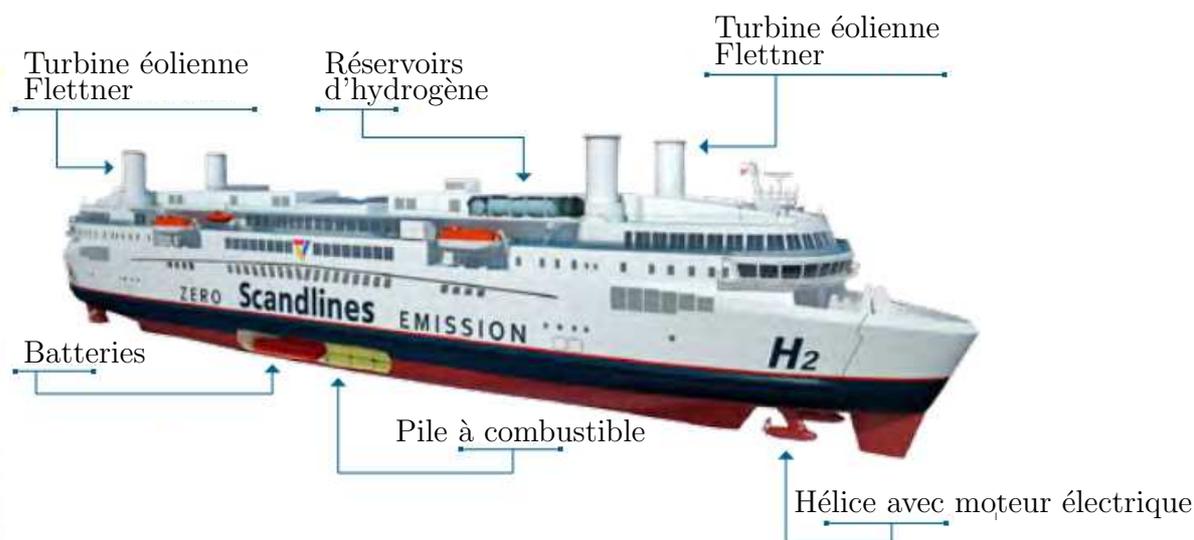


Figure I-9 - Ferry équipé d'une pile à combustible [GL-12]

En Norvège, le projet *FellowSHIP* a démontré que l'utilisation de pile à combustible avait un avenir dans le monde maritime. Ce projet a reçu le soutien de la société de classification DNV pour montrer la fiabilité et la sécurité des piles à combustible pour les navires.

Enfin, le navire d'approvisionnement offshore *Viking Lady* a été équipé d'une pile à combustible de 330 kW qui a été exploitée pendant 7000 heures. Cette durée est exceptionnelle comparativement à celle que l'on observe généralement sur les piles à combustibles. Mais d'autres efforts, notamment économiques et techniques, doivent être faits pour que cette technologie soit largement disséminée.

#### I.4.2 Système de stockage électrique/chimique – batterie énergie

Le stockage d'énergie par voie électrochimique consiste à emmagasiner ou récupérer de l'énergie issue d'une réaction chimique d'oxydoréduction. Une batterie est un ensemble de cellules élémentaires mises en série pour obtenir une tension de fonctionnement adéquate.

Une cellule est un sandwich composé de deux électrodes actives<sup>23</sup> (anode et cathode), d'un séparateur se comportant comme un isolant électrique entre l'électrode négative de l'électrode positive. L'ensemble est immergé dans un liquide électrolyte facilitant le transport des ions. Le principe de fonctionnement d'une batterie est le même quel que soit le couple de matériau choisi.

<sup>23</sup> Chaque électrode est composée d'un matériau servant à la réaction chimique. Soit c'est un oxydant, soit c'est un réducteur. En général, les ions et électrons de chaque électrode vont migrer d'un point vers un autre.

Comme le montrent le tableau (I-2) et l'article [Pallu-09], les batteries communément utilisées dans les navires tout-électrique *zéro émission* sont les batteries au plomb (Pb/PbO<sub>2</sub>), au nickel (Ni-Cd<sup>24</sup>, NiMH) ou les batteries au lithium (Li-ion, Li-Po).

Dans certains cas, le pack batterie est associé à un système de gestion et de surveillance de charge<sup>25</sup> qui déclenche une alarme dès la détection de phénomènes indésirables tels que l'emballement thermique, la surcharge d'une cellule. Ce système peut aussi dans certains cas assurer l'équilibrage entre les cellules pour un comportement uniforme du pack [EPRI-03, Schwarz-05, Pallu-09].

Les systèmes de surveillance et de gestion sont indispensables lors de l'utilisation de batterie au lithium car cette technologie peut subir un emballement thermique en cas de surcharge ou de déséquilibre trop important entre les cellules. Les caractéristiques de chaque technologie sont disponibles dans le tableau (I-4). Nous en avons sélectionnés 4, pour leurs performances et leur maturité [EPRI-03, Schwarz-05, Van den Bossche-06, Pallu-09, Trieste-10, Butterbach-12, Eurobat-12].

Tableau I-4 - Synthèse des performances des batteries au plomb, au lithium et au nickel

Descriptif	Pb/PbO <sub>2</sub>	Li-ion	Ni-Cd	NiMH	Unité
Densité massique d'énergie	35 – 50	100 – 150	30 – 45	50 – 80	Wh.kg <sup>-1</sup>
Densité volumique d'énergie	90 – 130	110 – 200	40 – 110	80 – 180	Wh.l <sup>-1</sup>
Densité massique de puissance	400 – 700	50 – 250	200 – 600	200 – 1000	W.kg <sup>-1</sup>
Durée de vie	500 – 1000	500 – 3000	1500 – 2000	300 – 800	cycles
Rendement sur cycle	60 – 80	>90	60 – 80	65 – 70	%
Maturité	Technologie mature à 100 %	En cours de développement, technologie prometteuse	Technologie mature à 100 %	Technologie mature à 100 %	
Normes de sécurité	Peu contraignante, facile d'utilisation, éviter la surcharge.	Risque d'emballement thermique et d'explosion avec dégagement de matières polluantes	Mature mais l'utilisation d'un algorithme spécifique de charge est indispensable		

L'utilisation de batteries existe déjà dans le domaine maritime. En effet, le ferry-boat de Marseille (cf. tableau I-2) est équipé de batteries au Nickel-Cadmium (Ni-Cd) et de panneaux solaires (3.5 kWc). Ce navire réalise jusqu'à 360 traversées par jour d'une durée

<sup>24</sup> Aujourd'hui le Cadmium est interdit dans la plupart des applications (Directive 2006/66/CE et 91/157/CEE).

<sup>25</sup> Ce système est aussi appelé BMS (Battery Management System).

moyenne de 2 minutes. En fonction des conditions météorologiques, une traversée représente une énergie comprise entre 400 Wh et 1400 Wh. Enfin ce navire recharge totalement ces batteries en 6 heures pendant la nuit.

Ce navire est équipé d'un total de 100 kWh de batteries séparées en un parc de propulsion et en un parc de service chargé d'alimenter les auxiliaires du navire (écran de bord, commande de propulsion, éclairage ...).



Figure I-10 - Ferry-boat de Marseille (source Alt.En)

### I.4.3 Système de stockage inertielle - Flywheel

Le principe du stockage inertielle est d'emmagasiner de l'énergie cinétique dans un volant d'inertie en rotation dans le vide. Ce stockage est réalisé à l'aide d'un moteur électrique régulant la vitesse du volant d'inertie. Pour récupérer l'énergie emmagasinée dans le volant, il faut inverser le transfert de puissance, en passant d'un mode moteur à un mode générateur.

Sur le chemin d'extraction de l'énergie, le volant d'inertie est connecté au moteur électrique par l'intermédiaire d'un embrayage. Ce moteur électrique est lui-même connecté à un convertisseur statique réversible<sup>26</sup> pour l'échange d'énergie entre le réseau de distribution et le système de stockage. La figure (I-11) illustre les liens entre les différentes parties d'un système de stockage inertielle.

---

<sup>26</sup> redresseur en décharge, onduleur en charge.

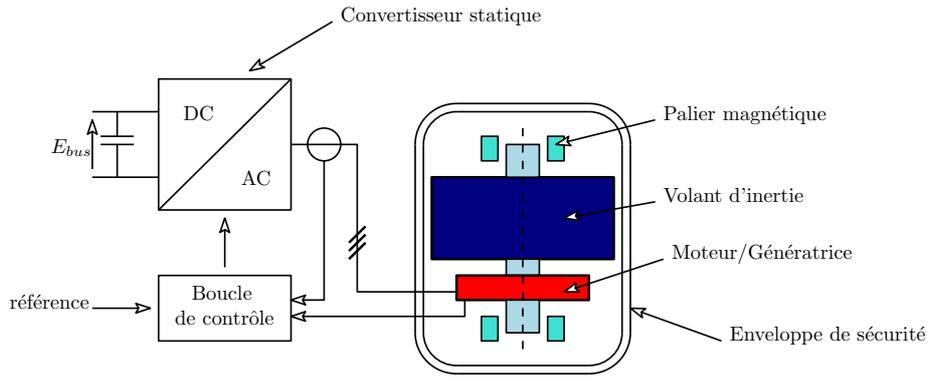


Figure I-11 - Système de stockage inertiel [Ben Ahmed-07]

Ce principe de stockage est utilisé depuis plus d'un siècle. Avec l'apparition de nouveaux matériaux comme les matériaux composites, des paliers magnétiques et de machines plus efficaces, de nouvelles opportunités sont apparues pour le stockage inertiel. L'utilisation de ces nouveaux matériaux améliore les performances, la densité d'énergie, le bruit ... . Toutes ces avancées sont illustrées sur l'exemple de la figure (I-12) qui présente un système récent de 2 MW - 100 kWh [Thelen-03].



Figure I-12 - Système de stockage inertiel de 2 MW - 100 kWh [Thelen-03]

La densité massique d'énergie d'un volant dépend essentiellement de ses caractéristiques mécaniques et, notamment, de sa masse volumique et de la contrainte maximale qu'il supporte. Pour différents matériaux, le tableau (I-5) indique quelques valeurs de densité massique d'énergie en tenant compte uniquement des caractéristiques du volant.

Tableau I-5 - Énergie massique théorique et spécifique  $E_m$  pour différents matériaux

Matériau	$\rho$ - densité (kg.m <sup>-3</sup> )	$\sigma$ - contrainte normale maximale (MN.m <sup>-2</sup> )	$E_m$ - Densité théorique d'énergie massique (Wh.kg <sup>-1</sup> )
Acier (AISI 4340)	7800	1800	32
Alliage (AlMnMg)	2700	600	31
Titanium (TiAl6Zr5)	4500	1200	37
GFRP <sup>27</sup> (60 vol% E-glass)	2000	1600	111
CFRP <sup>28</sup> (60 vol% HT-Carbone)	1500	2400	222

Le tableau précédent, ainsi que le tableau (I-6) qui présente les performances d'un système complet, sont déduits de [Thelen-03, Fiske-05, Beacon-07, Jaafar-09, Blueprint-10, Vazquez-10].

Tableau I-6 - Synthèse des performances d'un système de stockage inertiel

Descriptif	Flywheel	
Densité massique	5 - 200	Wh.kg <sup>-1</sup>
Densité volumique	5 - 25	Wh.l <sup>-1</sup>
Densité de puissance	500 - 2500	W.kg <sup>-1</sup>
durée de vie	20 000 - 100 000	cycles
Rendement sur cycle	90 - 95	%
Maturité	Mature pour les systèmes de puissance, peu d'information pour le stockage de longue durée (t > 15 min.).	
Normes de sécurité	L'enceinte sous vide doit être régulièrement inspectée. Risques de vibrations indésirables pour les autres systèmes.	

De nos jours, le plus souvent de tels systèmes sont utilisés dans des applications hybrides-électriques, dans des alimentations sans interruptions, dans des applications de lissage de charge ... . Un navire tout-électrique a été équipé d'un système de stockage inertiel pour lisser la courbe de charge de son réseau de distribution. Ce système est capable d'emmagasiner 6 kWh et de fournir 350 kW avec un volant de 1400 kg [McGroarty-05]. Pour une autre application du même type sur un navire, un volant de 615 kg a été installé pour fournir une énergie de 50 kWh et une puissance de 300 kW pendant 10 minutes [Hockney-10].

Un autre exemple d'application est l'intégration d'un système de stockage inertiel dans un réseau électrique. En effet, puisqu'un réseau est constamment en déséquilibre entre la production et la consommation, Beacon Power propose d'introduire des systèmes Flywheel pour lisser la courbe de charge du réseau électrique et ainsi contribuer à la stabilité de la fréquence du réseau électrique de l'État de Californie.

<sup>27</sup> Glass Fiber Reinforced Polymer ou Polymère renforcée à fibre de verre.

<sup>28</sup> Carbon Fiber Reinforced Polymer ou Polymère renforcée à fibre de carbone.

Actuellement, on utilise des générateurs électriques additionnels alimentés par des énergies fossiles. Ces générateurs rejettent de grandes quantités de gaz polluants dans l'atmosphère. D'après le rapport des autorités californiennes [Beacon-07], la solution de Beacon Power pourrait réduire les émissions de gaz polluants et diviser par 2 la taille des générateurs additionnels (cf. figure I-13).



Figure I-13 - Installations pour la stabilité du réseau de Californie [Beacon-07]

#### I.4.4 Système de stockage électrique - Supercondensateurs

La technologie de stockage par double couche électrique est connue sous différents noms comme EDLC<sup>29</sup>, DLC<sup>30</sup> au Japon, ultracapacitor<sup>31</sup> aux États-Unis, enfin le terme supercapacitor et sa traduction supercondensateur sont utilisés en Europe.

Un composant utilisant cette technologie est capable d'emmagasiner des charges électriques en les mettant en interface entre une électrode majoritairement composée de carbone et un liquide chargé d'ions. Le principe de stockage de l'énergie est explicité à l'aide de la figure (I-14) et son fonctionnement est plus amplement décrit dans les rapports [Zubietta-97, Namisnyk-03]. Le composant comporte deux électrodes électriquement isolées par un séparateur pour former deux condensateurs équivalents mis en série.

---

<sup>29</sup> EDLC est l'acronyme Electric Double Layer Capacitor

<sup>30</sup> DLC est l'acronyme Double Layer Capacitor

<sup>31</sup> Les termes ultra et super montrent la forte valeur de la capacité par rapport aux valeurs que l'on trouve dans une capacité composée de diélectrique solide.

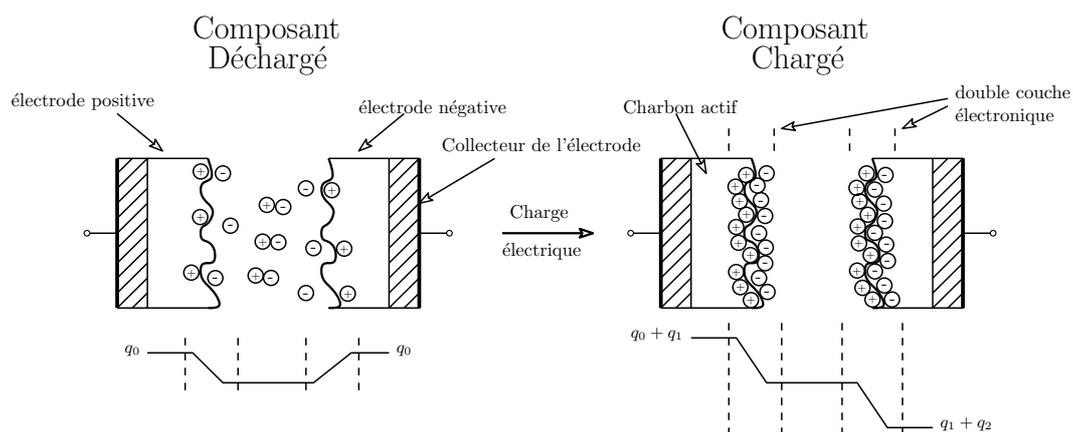


Figure I-14 - Comportement électrique d'un supercondensateur

L'une des particularités des supercondensateurs est d'avoir une grande surface interne issue de la structure poreuse du charbon actif. Grâce à ces caractéristiques physiques, un supercondensateur a une capacité par unité de masse et par unité de volume bien plus importantes que celle des condensateurs utilisant une technologie électrolytique ou électrostatique.

Dans ce système ultracapacitif, aucune réaction chimique n'a lieu, et c'est pourquoi ce processus de stockage d'énergie est facilement réversible et quasiment sans limite [Burke-00]. Ce qui lui confère une longue durée de vie.

Pour une mise en œuvre en toute sécurité, l'une des précautions à prendre est de ne jamais dépasser le domaine de stabilité en tension indiqué par le constructeur<sup>32</sup> pour éviter un dégagement gazeux capable de détruire le composant. Afin de visualiser l'assemblage typique d'un composant, une découpe est présentée à la figure (I-15).

<sup>32</sup> Ce domaine s'étend entre une tension nulle et la tension nominale proposée par le constructeur.

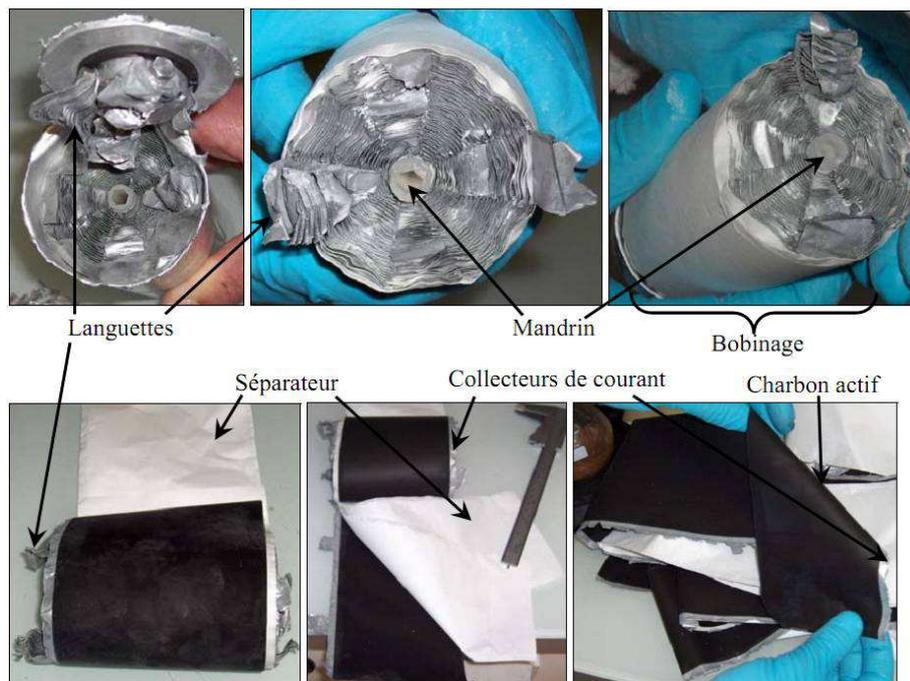


Figure I-15 - Structure interne d'un supercondensateur bobiné de 2600 F [Venet-07]

Ils existent principalement deux familles de supercondensateurs que l'on peut classer en fonction de la composition de leur électrolyte :

- Les électrolytes aqueux sont des sels dissous dans un solvant aqueux [Perricone-11]. Le solvant classiquement utilisé est de l'hydroxyde de potassium (KOH). Ils admettent des tensions allant jusqu'à une valeur de 0.9 V [Perricone-11] pour les supercondensateurs actuellement disponibles.
- Les électrolytes organiques sont des sels dissous dans un solvant organique [Perricone-11]. Il s'agit classiquement de d'acétonitrile ( $\text{CH}_3\text{CN}$ ). Ils admettent des tensions allant jusqu'à une valeur de 2.7 V [Perricone-11] pour les supercondensateurs actuellement disponibles.

Chaque électrolyte possède son domaine de stabilité en tension qui lui assure des performances électriques caractérisées par une résistance et une valeur de mobilité des ions.

Le tableau (I-7) présente quelques modules actuellement disponibles chez des constructeurs et qui seraient susceptibles d'être installés dans un navire *zéro émissions*. Il y a une nette différence entre les électrolytes aqueux et les électrolytes organiques. Malgré cette différence, les performances des supercondensateurs permettent de les utiliser dans les applications où la densité d'énergie est d'une importance secondaire et où la densité de puissance et la durée de vie du composant sont des points importants. En effet, dans certaines applications, ils sont susceptibles de subir un nombre important de cycles. Le tableau (I-8) présente une synthèse des principales caractéristiques des supercondensateurs.

Tableau I-7 – Exemples de supercondensateurs [Butterbach-12]

Constructeur	Capacité (F)	Tension (V)	Poids (kg)	Energie massique (Wh.kg <sup>-1</sup> )	Puissance massique (kW.kg <sup>-1</sup> )	Électrolyte
Maxwell	3000	2.7	0.51	6	12	Organique
BatSCap	2600	2.7	0.5	5.3	20	Organique
Nesscap	3000	2.7	0.53	5.73	11	Organique
Ioxus	1200	2.7	0.29	4.2	25	Organique
Esmā	80 000	1.7	2.8	9	0.5	Aqueux

Tableau I-8 - Synthèse des performances d'un module de supercondensateurs

Descriptif	Supercondensateur	
Densité massique d'énergie	3 – 10	Wh.kg <sup>-1</sup>
Densité volumique d'énergie	5 – 7	Wh.l <sup>-1</sup>
Densité massique de puissance	1000 – 10 000	W.kg <sup>-1</sup>
Durée de vie maximale	20	ans
Rendement sur cycle	>90	%
Maturité	Composant mature et disponible sur étagère.	
Normes de sécurité	Prévoir une ventilation pour éviter l'accumulation de gaz d'acétonitrile dans un espace confiné. Risque d'auto-ignition inexistant et risque de feu très faible.	

Les supercondensateurs sont notamment utilisés dans des applications telles que la récupération d'énergie de freinage des tramways comme l'illustre la figure (I-16). Grâce à la récupération, 40 % de l'énergie du freinage est réutilisée. De plus, l'introduction de cette technologie a permis une réduction des pertes et des pointes de courant en ligne sur le réseau électrique du tramway, ce qui améliore la fiabilité du réseau électrique.

Quand le tramway doit accélérer, il utilise de l'énergie provenant des caténaires et du coffret de supercondensateurs comme le montre la figure (I-16) à gauche. À l'inverse, lorsque le tramway freine ou ralentit, l'énergie utile du freinage est emmagasinée dans les cellules de supercondensateurs du coffret (cf. figure I-16 à droite).

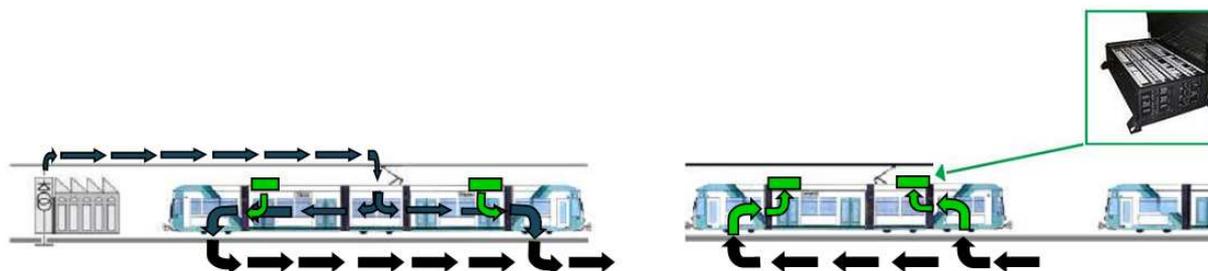


Figure I-16 - Principe de fonctionnement du tramway avec un coffret de supercondensateurs (Mitrac Energy Saver)

## I.5 Sélection et comparaison de solutions pour un navire *zéro émission*

Dans la suite, les systèmes de stockage d'énergie présentés précédemment sont comparés et deux technologies sont retenues pour la recharge journalière ou par trajet. Puis ces deux solutions d'exploitation sont comparées en termes de coût et de durée de vie. En effet, STX France privilégie l'exploitation d'une solution dont le coût global annuel est le plus faible.

### I.5.1 Comparaison des systèmes de stockage d'énergie

Nous allons sélectionner le système de stockage le mieux adapté à chaque type d'exploitation. Pour cela, nous nous appuyons sur le diagramme de Ragone de la figure (I-17) construit à partir des données des tableaux de synthèse. Ce diagramme révèle que l'on peut séparer les performances de différentes technologies de part et d'autre de la ligne associée à un temps de réponse de 3 min. Ce temps correspond à la durée minimale de séjour d'un navire à quai.

Le diagramme de Ragone (cf. figure I-17) montre clairement que les supercondensateurs et les systèmes de stockage inertiel peuvent être rechargés en moins de 3 min : ils occupent la partie supérieure gauche du plan de Ragone. Par contre, ce diagramme montre également que les systèmes utilisant des batteries et des piles à combustible sont mieux adaptés pour une recharge en plusieurs heures, soit une recharge pendant la nuit. Ils occupent la partie inférieure droite du plan de Ragone.

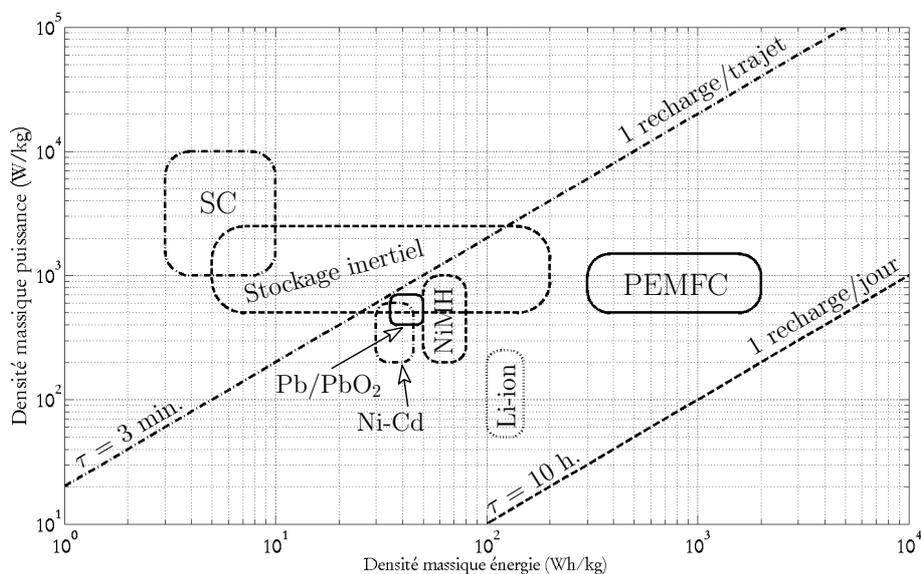


Figure I-17 – Diagramme de Ragone des systèmes de stockage retenus

Maintenant, il s'agit de sélectionner le système de stockage d'énergie pour chaque type d'exploitation. Les critères de choix porteront sur la maturité du système, les notions de sécurité, la durée de vie et le rendement sur cycle.

Pour une recharge à chaque escale, selon ces critères, le choix de STX France s'est porté sur les supercondensateurs. Ce choix, pris avant le début de cette thèse, est motivé par le fait qu'un retour d'expérience sur des applications industrielles avec des supercondensateurs existe. De plus des applications [Varakin-00, Lu-07, Huang-08, Kim-10, Mokowitz-10, M.A.Camara-11] similaires à la nôtre existe depuis le début des années 2000. Tout ceci a favorisé le choix des supercondensateurs par rapport à un système de stockage inertiel.

Pour une recharge journalière, l'utilisation d'une batterie d'énergie est privilégiée parce qu'il s'agit d'un système mature utilisé depuis très longtemps sur les navires. À contrario, le stockage et la conversion d'énergie avec une pile de type PEMFC et son réservoir sont peu matures à une échelle industrielle, la fabrication de l'hydrogène n'est pas encore très répandue et les normes de sécurité sont très importantes lorsque l'hydrogène est stocké dans des réservoirs sous pression. Enfin, le convertisseur électrochimique a une durée de vie faible, estimée à 3000 heures.

Dans la suite, nous comparons donc une solution avec batterie (1 recharge/jour) et une solution avec supercondensateurs (1 recharge/trajet).

### I.5.2 Comparaison des solutions avec des batteries ou des supercondensateurs

Le choix du composant de stockage de la chaîne de conversion et de stockage d'énergie est un point crucial pour assurer la viabilité technique et économique d'un ferry comme celui de la figure (I-18). Dans ce paragraphe, nous étudions la viabilité économique de plusieurs solutions avec des batteries et d'une solution avec des supercondensateurs.



Figure I-18 - Exemple d'un ferry de 100 mètres de l'exploitant Fjord1 (Norvège)

Prenons l'exemple du dimensionnement du navire de la figure (I-18) équipé d'un système de stockage pour réaliser un trajet de 20 minutes avec un temps d'escale de 5 minutes, 35 fois par jour et 365 jours par an. Pour un navire, cette distance est courte. Le tableau (I-9) montre la dépense d'énergie associée à chaque phase du trajet. Cette énergie sera accumulée dans le système de stockage. Ce ferry, de 100 mètres, a une vitesse de service de 12 nœuds.

Tableau I-9 – Définition du besoin en énergie d'une traversée pour un ferry de 100 mètres

Phase	Valeur	Unité
Manœuvre (aller)	20	kWh
Navigation	167	kWh
Manœuvre (retour)	30	kWh
Escale	16	kWh
Total/cycle	233	kWh
Total/jour	8 155	kWh

Grâce aux informations issues des paragraphes précédents, nous avons sélectionnés deux technologies de batteries de type énergie et un module de supercondensateurs pour comparer le coût annuel d'acquisition des deux types d'exploitation :

- Solution A : une batterie au plomb est dimensionnée avec une profondeur de décharge de 80 %, pour une durée de vie moyenne de 1000 cycles [Borowy-96, Pham-08, Lagorse-08].
- Solution B : une batterie au lithium de 48 V par pack est dimensionnée avec une profondeur de décharge de 80 % et pour une durée de vie moyenne de 3000 cycles [Schwarz-05].
- Solution C : un ensemble de modules de supercondensateurs (cf. figure I-19) de 65 V par pack est dimensionné avec une profondeur de décharge de 70% en tension et de 90 % en énergie [Trieste-12]. Nous supposons que ces modules ont une durée de vie de 20 ans. Cette hypothèse de durée de vie sera vérifiée au chapitre III.

Les principales données du dimensionnement de chaque solution sont disponibles dans le tableau (I-10).

Tableau I-10 – Comparaison des solutions A B C

Descriptif	Solution A – Batterie Pb	Solution B – Batterie Li-ion	Solution C – Supercondensateurs	Unité
Energie Utile du dimensionnement	8 155	8 155	233	kWh
Tension par cellule ou par module	1,8	48	65	V
Nombre de branches en parallèle	2	309	131	
Nombre d'éléments en série par branches	330	12	9	
Poids total	414	54	59	t
Volume total	114	40	78	m <sup>3</sup>
Durée de vie en nombre de cycles	1000	1500	500 000	cycles
Durée de vie calendaire	2,74	4,11	20	an
Coût d'acquisition	0,23	2	25	€.Wh <sup>-1</sup>
Coût d'acquisition total sur 20 ans	13,7	79,4	5,8	M€
Coût d'acquisition annuel	0,69	4	0,29	M€.an <sup>-1</sup>

Les solutions A et B exigent une période de 10 heures pour recharger les batteries. Les batteries au plomb (*solution A*) ont une durée de vie de 1000 cycles, soit 2 ans et 270 jours. Ce stockeur coûte au total 1.88 M€ à remplacer à chaque fin de vie. Par conséquent, le coût total pour une durée d'exploitation égale à 20 ans est de 13,7 M€. Ce qui revient approximativement à considérer une dépense de 0,69 M€ par an sans compter le coût des interventions pour remplacer les batteries.

La seconde colonne du tableau (I-10) indique les résultats du dimensionnement avec des batteries Li-ion (*solution B*) que l'on retrouve dans le commerce chez Saft et dont les caractéristiques sont dans [Schwarz-05]. Cette batterie sera également remplacée plusieurs fois au cours des 20 ans pour un coût total d'acquisition de 4 M€.

Le tableau (I-10) montre que la solution d'utiliser des supercondensateurs pour juste l'énergie nécessaire à la traversée est une solution tout à fait envisageable. Il est alors nécessaire d'utiliser 1777 modules pour un coût total de 5.8 M€. Soit un coût d'acquisition annuel sur 20 ans de 290 k€.an<sup>-1</sup>. Ce qui est bien inférieur au coût des deux autres solutions. En outre, aucune intervention de remplacement ne sera nécessaire au cours des 20 ans. Finalement, même si le poids et l'encombrement de la *solution C* sont importants, ils sont acceptables pour un ferry qui dispose d'un local technique relativement important.



Figure I-19 – Assemblage de cellules (à gauche) et module de supercondensateurs (à droite) (cf. Maxwell Technologies)

Cependant, la *solution C* demande des infrastructures particulières à quai, pour recharger l'énergie d'un trajet en moins de 5 minutes. Ces infrastructures sont plus onéreuses dans le cas d'une recharge par trajet que dans le cas d'une recharge par jour car elles demandent une puissance de recharge plus importante.

Néanmoins, en tenant compte de toutes les contraintes techniques et économique, STX a choisi de développer un navire tout-électrique *zéro émission*, avec un système de stockage d'énergie à supercondensateurs, rechargeable à chaque trajet.

## I.6 Le navire *zéro émission* rechargeable

### I.6.1 Architecture d'un navire *zéro émission*

STX France a choisi l'architecture électrique (cf. figure I-20) avec un bus continu commun. L'implantation de cette architecture a été privilégiée parce qu'un bus continu, commun à tous les systèmes du navire, permet de connecter facilement plusieurs ensembles composés de stockeurs supercapacitifs et de leurs convertisseurs statiques. Ainsi, quel que soit la taille du navire et l'autonomie exigée, l'architecture électrique reste la même indépendamment du nombre de moteurs de propulsion et d'auxiliaires du navire. À cet avantage, il faut ajouter le fait qu'un réaménagement<sup>33</sup> du navire est simple. Le dimensionnement d'une chaîne de conversion et de stockage d'énergie peut donc se faire en supposant une répartition adéquate de la puissance requise pour le trajet.

Avant chaque trajet, l'opérateur connecte la prise de recharge (3). Cette chaîne de conversion et de stockage d'énergie, qui est l'objet de l'optimisation, est la source d'énergie principale utilisée pendant la traversée, pour un besoin en énergie connu et un profil de puissance donné. Cette chaîne est connectée au bus continu  $E_{dc}$  (6) pour recharger ses modules de supercondensateurs (8), avec le réseau électrique (1) présent sur le quai et pour réguler la tension pendant la traversée et fournir de l'énergie nécessaire au fonctionnement des charges auxiliaires du navire(10) et à sa propulsion (12).

Sur le quai de recharge, la figure (I-20) montre que le réseau principal (1) de tension alternative est connecté à la prise de recharge (3) par l'intermédiaire d'un transformateur de

<sup>33</sup> Ce reconditionnement a souvent lieu avant le redéploiement du navire sur une nouvelle ligne ou quand l'armateur souhaite bénéficier des nouvelles technologies et ainsi augmenter l'efficacité du navire.

puissance (2). Sur le navire, cette tension alternative est redressée par l'intermédiaire du redresseur (5) qui peut aussi être utilisé pour redresser la tension venant du groupe électrogène de secours (4). Celui-ci peut être utilisé en cas d'avarie sur l'une des chaînes de conversion et de stockage d'énergie ou si un surplus de puissance d'énergie est nécessaire.

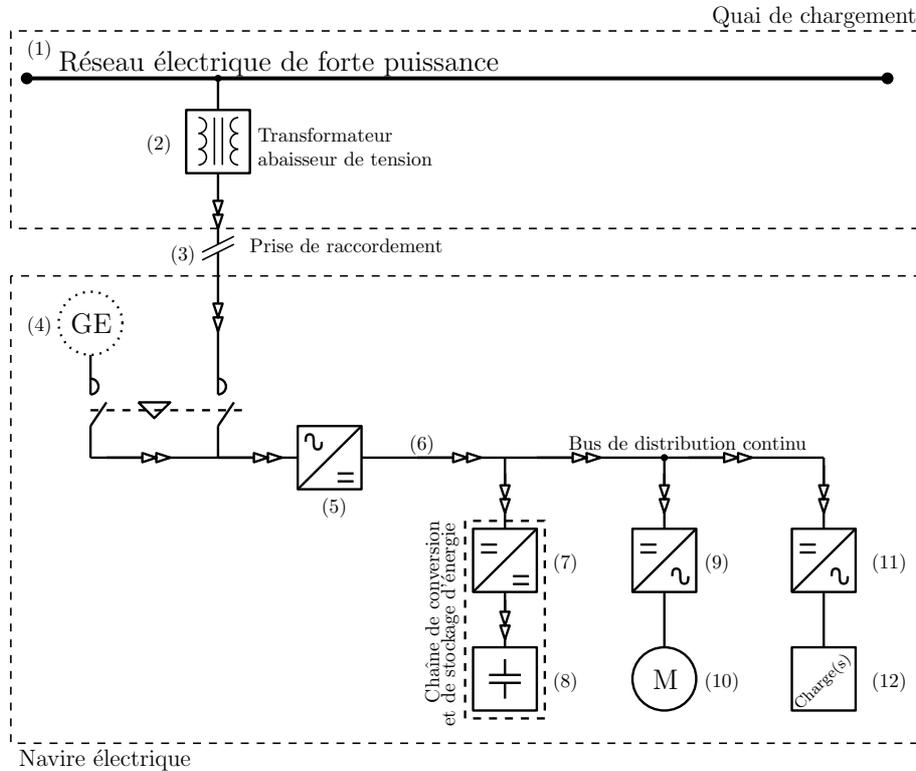


Figure I-20 - Schéma électrique unifilaire global d'un navire zéro émission

Finalement, lorsque les modules de supercondensateurs (8) sont chargés de l'énergie d'une traversée, chaque chaîne de conversion et de stockage d'énergie décharge ses modules de supercondensateurs (8) sur le bus continu. Cette énergie est transmise à travers le bus continu (6) aux charges (12) à travers l'onduleur (11) et aux moteurs de propulsion (10) à travers l'onduleur (9).

En fin de compte, la chaîne de conversion et de stockage d'énergie doit être dimensionnée afin de trouver le meilleur compromis entre son coût global et sa durée de vie. Ainsi, l'algorithme d'optimisation cherchera à minimiser le coût global annuel  $C_{e,global/an}$  qui intègre à la fois les coûts d'investissement et d'exploitation. Ce critère est calculé à partir du profil de puissance vu sur le bus continu à l'aide de stratégies d'exploitation.

Afin d'illustrer la démarche proposée dans ce mémoire, nous allons présenter un navire avec son cahier des charges. Ce catamaran est optimisé dans le chapitre III en tenant compte des caractéristiques d'exploitation (cycle de puissance, température ambiante ...) :

- Un ferry électrique de petite taille (longueur < 40 mètres) avec deux chaînes de conversion et de stockage d'énergie. Ce navire est un ferry à passagers.

Pour des raisons de sécurité et de redondances, l'énergie du navire sera fournie par un nombre pair de chaînes de conversion et de stockage d'énergie. Ceci permettra de répartir l'énergie utile dans les deux flotteurs. Ainsi en cas d'avarie ou de brèche, le bord sain pourra continuer de fournir l'énergie pour essayer de terminer le trajet à vitesse réduite ou simplement pour tenter de se rapprocher du rivage.

### I.6.2 Architecture de la chaîne de conversion et de stockage d'énergie

La chaîne de conversion et de stockage d'énergie de la figure (I-21) utilise un convertisseur composé de trois bras de deux interrupteurs IGBT. Le point milieu des interrupteurs est connecté à une inductance de lissage de valeur  $L$ . De l'autre côté de ce point milieu, les inductances des trois bras sont reliées en un seul point pour créer l'entrelacement des courants allant vers les supercondensateurs et ainsi diminuer l'ondulation du courant  $i_L(t)$  d'un facteur 3. Cette inductance est calculée pour une ondulation  $\Delta I_{sc}$  spécifiée dans les supercondensateurs.

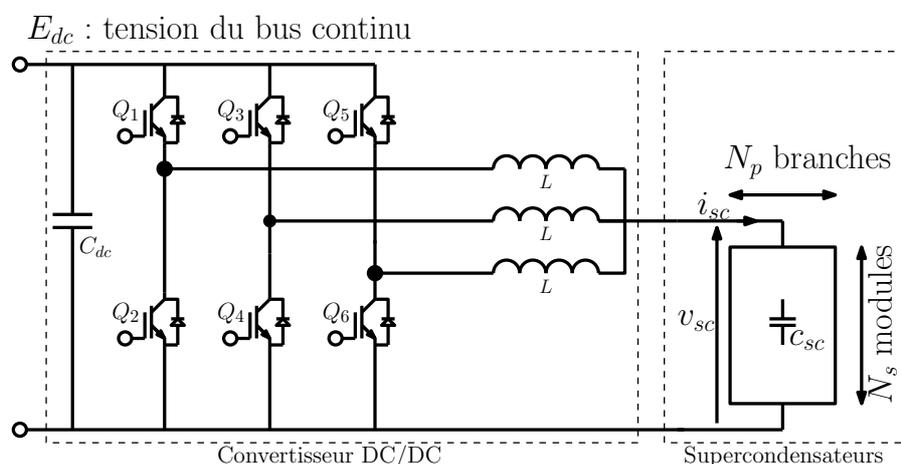


Figure I-21 - Schéma électrique de la chaîne de conversion et de stockage d'énergie

Le fabricant de convertisseur a choisi une structure de convertisseur disponible sur étagère. En effet, cette structure de 3 bras reprend exactement celle d'un onduleur triphasé. Celui-ci est adapté ici pour un fonctionnement en hacheur.

### I.6.3 Cahier des charges d'un petit ferry à passagers

Le premier navire est un petit ferry à passager qui effectue la traversée entre deux arrêts d'une ligne de transport en commun.

Sur la photographie de la figure (I-22), ce navire effectue 35 fois par jour la recharge de ses stockeurs au quai de recharge R. À la fin de la recharge, le navire repart en consommant une puissance correspondante à une vitesse de 5 nœuds pour sortir du chenal (2). Une fois sortie du chemin de chenalage (2), le navire navigue à 8 nœuds dans la zone (1) puis termine ce trajet aller à 5 nœuds pour arriver au quai A. Il reste 5 minutes à cet arrêt en consommant de l'énergie pour se maintenir près du ponton et alimenter ses auxiliaires (pompes, ventilation, outils d'aide à la navigation, réseau de bord, ...).

Quand l'escale au quai A est terminée, le navire repart vers sa station de recharge en utilisant le même ordonnancement de puissance qu'à l'aller, selon le cycle de la figure (I-22). La station de recharge est dimensionnée pour une stratégie de recharge à puissance constante (cf. chapitre III), avec une durée de recharge de 5 minutes.

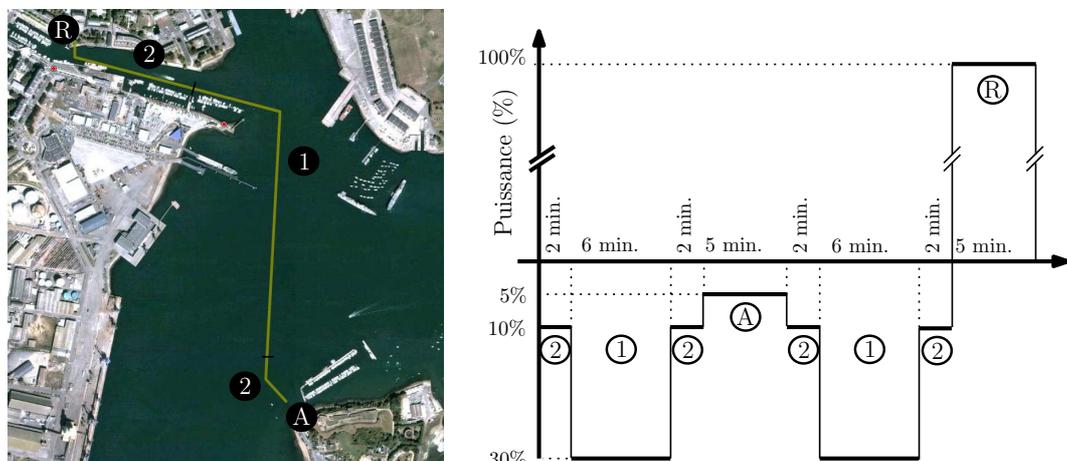


Figure I-22 - Circuit et cycle de puissance de décharge d'un petit ferry électrique à passagers

Afin de déterminer le dimensionnement optimal du navire, plusieurs hypothèses de dimensionnement ont été prises pour modéliser l'environnement d'exploitation. Ces différentes hypothèses sont résumées dans le tableau (I-11). La chaîne de conversion et de stockage d'énergie est en fond de cale dans un environnement considéré à température quasi-constante toute l'année. En effet, les parois du franc bord<sup>34</sup> du navire sont munies d'un isolant thermique et les parois du tirant d'eau sont immergées. Dans ce cas, la température  $T_a$  du local est considérée constamment égale à 20 °C.

Tableau I-11 - Données du dimensionnement d'un ferry électrique à passagers

Descriptif	Paramètre	Valeur	Unité
Durée de recharge	$\Delta t_{quai}$	5	minutes
Nombre de traversée par jour	$N_{trajets}$	35	trajets/jour
Tension du bus continu	$E_{dc}$	600	V
Nombre de systèmes de stockage	$n_{conv}$	2	convertisseurs
Coût de l'énergie en 2010	$C_{e-kWh}$	11	c€.kWh <sup>-1</sup> + 4 %.an <sup>-1</sup>
Fréquence de découpage	$f_{sw}$	7	kHz
Ondulation du courant du stockeur	$\Delta I_{sc}$	5	%
Température ambiante	$T_a$	20	°C
Durée de vie du stockage	$max(\tau_{vie})$	20	ans

Le petit ferry utilise l'architecture symétrique de la figure (I-23) pour alimenter la propulsion et les auxiliaires du navire.

<sup>34</sup> Partie émergée latérale du navire.

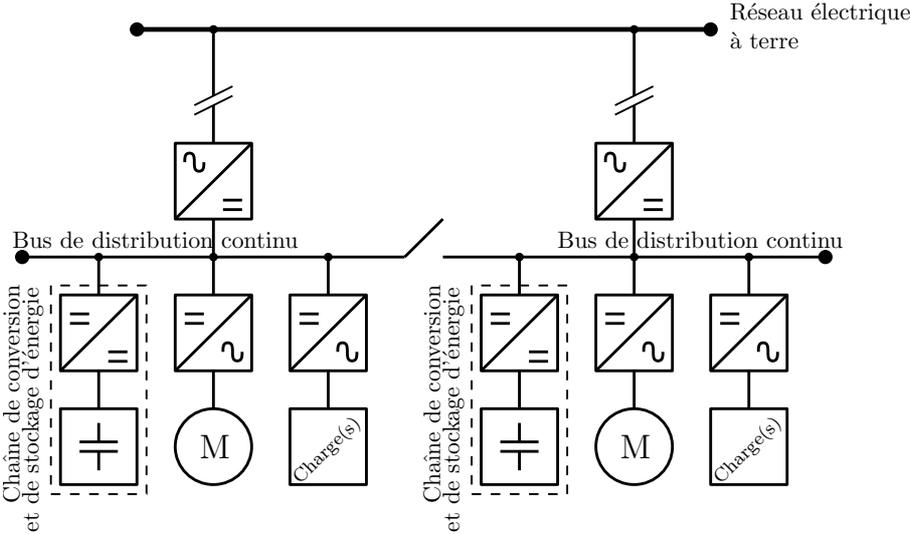


Figure I-23 - Schéma électrique du réseau du petit ferry

## **I.7 Conclusion**

Ce chapitre a introduit la problématique du navire électrique en présentant les choix techniques fait par STX France. À la suite de la comparaison de plusieurs systèmes de stockage, ces choix ont abouti au développement d'une nouvelle génération de navire équipé de supercondensateurs en lieu et place de batteries électrochimiques.

Mais l'utilisation des supercondensateurs amène de nombreuses questions notamment économiques. Afin de mieux maîtriser le dimensionnement et l'exploitation des modules de supercondensateurs pour une application navale, des modèles techniques et économiques seront développés dans le chapitre II. Ces modèles ont pour but de réaliser une optimisation technico-économique d'un ensemble convertisseur-supercondensateurs.



# Chapitre II

## Modélisation des composants en vue d'une optimisation technico-économique

---

« Faites les choses aussi simples que possible, pas plus simples »  
Albert Einstein

II.1	Modélisation d'un module de supercondensateurs .....	39
II.1.1	Modèle électrique .....	39
II.1.1.1	État de l'art des modèles électriques.....	39
II.1.1.2	Modèle électrique $rc$ .....	40
II.1.1.2.1	Variation de la capacité .....	41
II.1.1.2.2	Identification des paramètres de variation de la capacité.....	42
II.1.1.2.3	Erreur d'estimation de l'énergie .....	44
II.1.1.3	Modélisation du dispositif d'équilibrage .....	46
II.1.1.3.1	Choix et modélisation de l'équilibrage.....	47
II.1.1.3.2	Impact de l'équilibrage sur les pertes.....	49
II.1.1.4	Construction du modèle équivalent.....	51
II.1.2	Modèle thermique d'un module.....	52
II.1.3	Modèle de vieillissement .....	55
II.1.3.1	Synthèse des dégradations physique au cours du vieillissement.....	55
II.1.3.2	Modélisation de la dégradation des paramètres électriques en calendrier.....	56
II.1.3.3	Modélisation de la dégradation des paramètres électriques en cyclage .....	61
II.1.4	Modèle économique d'un module .....	64
II.2	Modélisation d'un ensemble d'interrupteur IGBT .....	65
II.2.1	Modèle électrique .....	65
II.2.1.1	Pertes par conduction.....	66
II.2.1.2	Pertes par commutation .....	68
II.2.2	Modèle thermique et de durée de vie .....	69
II.2.2.1	Phénomènes thermiques .....	69
II.2.2.2	Durée de vie d'un interrupteur .....	70
II.2.3	Modèle économique.....	71
II.3	Modélisation de l'inductance .....	72
II.3.1	Modèle électromécanique .....	72
II.3.2	Modèle économique.....	76
II.4	Modèle économique de l'énergie .....	77
II.5	Conclusion .....	78

Cette étude s'intéresse à l'optimisation technico-économique de la chaîne de conversion et de stockage d'énergie d'un navire tout-électrique. Aussi, chaque élément constituant cette chaîne (supercondensateurs, convertisseur de puissance, élément de filtrage) doit pouvoir être représenté par un ensemble de modèles, si possible analytiques, tenant compte de phénomènes de natures différentes. En fonction de l'élément étudié dans la chaîne, ils pourront être de natures électriques, thermiques et économiques, et tenir compte des phénomènes de vieillissement.

Dans ce chapitre, nous présentons l'ensemble des modèles nécessaires, élément par élément, pour mener à bien une étude technico-économique. De plus, une attention particulière sera portée à la modélisation des supercondensateurs. En effet, ces derniers représentent une part importante du coût total de la chaîne de conversion et de stockage d'énergie. Malheureusement, le comportement de ces composants pendant une exploitation de longue durée est relativement peu connu. Nous verrons ici que les sollicitations thermiques (liées aux températures en cœur de module) et électriques (cycles de tensions) ont une forte influence sur leur vieillissement et donc sur la durée de vie d'un dimensionnement.

Nous commençons donc tout naturellement ce chapitre par la présentation des différents modèles d'un module de supercondensateurs. Ensuite, nous développons les modèles électriques et économiques de l'inductance et des interrupteurs du convertisseur afin de calculer les pertes électriques totales. En effet, dans cette application, le modèle économique des modules de supercondensateurs intègre la notion de coût d'acquisition et de retour sur investissement en tenant compte de la durée de vie des modules. Au coût d'acquisition s'ajoute donc un coût d'exploitation, faisant intervenir le coût de l'électricité.

## II.1 Modélisation d'un module de supercondensateurs

La modélisation de la chaîne de conversion et de stockage d'énergie nécessite avant tout de bien comprendre les phénomènes ayant lieu au sein des modules de supercondensateurs grâce à :

- un **modèle électrique** tenant compte des caractéristiques des modules pour le calcul de plusieurs grandeurs et notamment des pertes lors des transferts d'énergie.
- un **modèle thermique** utilisé pour l'estimation de la température du cœur du module.
- un **modèle de durée de vie** capable d'estimer la dégradation des paramètres électriques d'un module ayant lieu en fonction des sollicitations électriques et thermiques qui lui sont appliquées.

L'objectif est d'effectuer une optimisation technico-économique. Il est nécessaire d'ajouter un **modèle économique** aux trois modèles précédents pour calculer les coûts d'acquisition et d'exploitation.

### II.1.1 Modèle électrique

#### II.1.1.1 État de l'art des modèles électriques

Un module de supercondensateurs est composé de plusieurs cellules élémentaires, de capacité  $c_{sc}$  et de résistance  $r_s$ , assemblées en série<sup>35</sup>. Il existe plusieurs types de modèles, chacun étant adapté à une application particulière.

Lorsque les supercondensateurs sont utilisés en appoint de puissance, les modèles multi-branches proposés par [Zubieta-97, Yao-06, Wei-07, Shi-08, Wang-08] et illustrés aux figures (II-1.b) et (II-1.c) sont les mieux adaptés pour reproduire fidèlement le comportement dynamique du composant. En contrepartie, l'estimation de l'énergie et le calcul analytique de  $u_c(t)$ , ainsi que l'énergie stockée dans la capacité et perdue dans la résistance série, sont rendues plus difficiles<sup>36</sup>.

---

<sup>35</sup> Généralement un module est composé de  $N_{module}$  en série.

<sup>36</sup> La résolution analytique est très fastidieuse à cause du nombre de termes inconnus et couplés dans l'expression d'un modèle multi-branches.

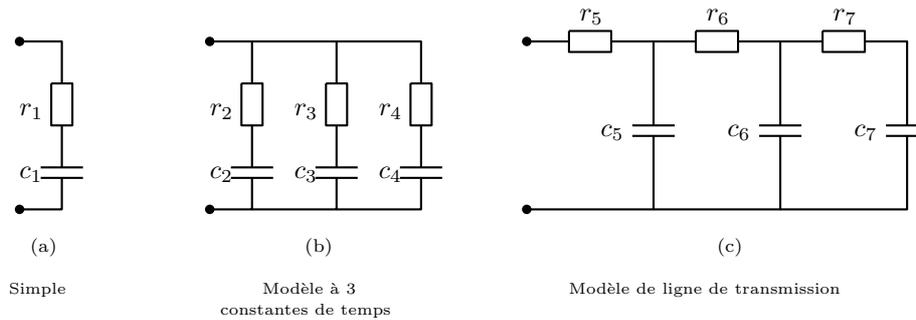


Figure II-1 – Modèles rc d'une cellule de supercondensateurs

Pour notre application, nous cherchons un modèle électrique simple capable d'estimer de façon précise les échanges d'énergie entre les supercondensateurs et le reste de la chaîne de conversion et de stockage d'énergie. Il apparaît alors qu'un modèle comportemental, composé d'une seule branche rc (cf. figure II-1.a), est suffisamment précis sur le comportement électrique instantané avec une estimation simple des énergies perdue et stockée grâce aux équations analytiques utilisées. Il faut noter que la détermination des éléments du modèle peut se faire par seulement deux essais. Le test d'identification d'un module a pour but d'identifier les deux paramètres inconnus du modèle ( $rc$ ) dont le détail est proposé dans l'article [Trieste-11]. Ce modèle énergétique de supercondensateurs a été utilisé par [Rizoug-06] et il sera en partie repris et adapté pour cette étude.

Ce modèle interviendra aussi dans la résolution des grandeurs électriques (tension/courant) utilisées pour le dimensionnement du convertisseur et des différents éléments impliqués de façon direct ou non dans la chaîne de conversion et de stockage d'énergie.

Mais pour que ce modèle soit réellement représentatif du comportement énergétique d'un supercondensateur, il faut y ajouter une variation de la capacité en fonction de la tension de fonctionnement [Rizoug-06, Camara-07, Trieste-11]. De plus, chaque module est en pratique associé à un système d'équilibrage. Selon le type de ce dernier, le modèle électrique équivalent associé peut être de nature différente (source de courant, résistance,...). Les sections suivantes portent donc sur la modélisation électrique d'un module de supercondensateur, prenant en compte la variation de capacité et le système d'équilibrage.

### II.1.1.2 Modèle électrique rc

Un calcul précis de l'énergie stockée dans un supercondensateur exige la construction d'un modèle électrique qui prend en compte la variation de sa capacité en fonction de sa tension de charge [Rizoug-06, Camara-07, Trieste-11].

Un module de supercondensateurs (cf. figure II-2) sera caractérisé par une capacité  $C_{sc}(V_{sc})$  variable en fonction de la tension  $v_{sc}$  à ses bornes et représentant l'énergie utile stockée  $E_{csc}$ , en série avec une résistance série  $r_s$  symbolisant les pertes de transfert  $E_{rs}$  au sein de la

cellule, lors des échanges d'énergie. Le cas échéant, ce modèle électrique peut être associé à un système d'équilibrage dont le choix sera détaillé plus loin.

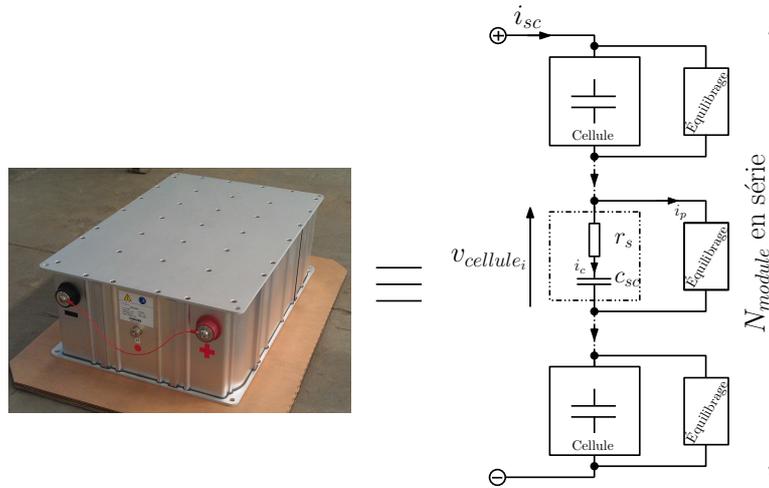


Figure II-2 - Modélisation électrique d'un module supercondensateurs

### II.1.1.2.1 Variation de la capacité

La prise en compte de la variation de la capacité dans le modèle analytique doit se faire en tenant compte du comportement dynamique pendant le transfert de l'énergie. Aussi, la modification de la définition originelle du lien entre le courant et la tension au sein d'une capacité constante est nécessaire pour la prise en compte des particularités d'une capacité utilisant de l'électrolyte organique, à savoir que la capacité varie en fonction de la tension à ses bornes.

Dans la littérature, deux définitions dominent le formalisme d'une capacité variable : la définition de Heffner [Heffner-61] et la définition de Rowe [Rowe-58].

La définition de Heffner [Heffner-61] repose sur le lien entre la charge électrique totale  $Q$  et la tension  $u$  aux bornes de la capacité  $c_T$ . Cette définition propose d'exprimer la charge électrique comme :

$$Q(u) = c_T(u) u \quad (\text{II-1})$$

La variation de charge  $dQ$  est alors reliée à la variation de tension par la relation :

$$dQ(u) = d(c_T(u) u) \quad (\text{II-2})$$

En utilisant la définition de Heffner, l'équation (II-3) illustre le lien entre le courant et la tension aux bornes du supercondensateur, ce qui révèle un terme supplémentaire par rapport à la définition d'une capacité constante :

$$i(t) = \frac{dQ}{dt} = \frac{d(c_T(u) u)}{dt} = c_T(u) \frac{du}{dt} + u \frac{d(c_T(u))}{dt} \quad (\text{II-3})$$

La seconde définition, celle de Rowe [Rowe-58], utilise la définition locale de la capacité  $c$  comme étant le lien entre la variation de charge  $dq$  et la variation de la tension  $du$  (cf. équation II-4). Cette forme différentielle de la capacité s'inspire de la définition utilisée lorsqu'il s'agit d'une capacité constante :

$$dq(u) = c(u) du \quad (\text{II-4})$$

Cette capacité  $c(u)$  peut être mesurée directement lors d'un essai de charge à partir de la mesure de la tension  $u$  aux bornes du supercondensateur et du courant  $i(t)$  en utilisant l'équation :

$$i(t) = \frac{dq}{dt} = c(u) \frac{du}{dt} \quad (\text{II-5})$$

Dans la suite, la définition de Rowe est utilisée pour la résolution des solutions analytiques et numériques du courant, de la tension et de la puissance. En effet, cette relation permet de calculer facilement la capacité grâce à la relation simple entre le courant entrant  $i$  et la variation de la tension  $u$  entre deux instants.

### II.1.1.2 Identification des paramètres de variation de la capacité

La relation entre la capacité et la tension a déjà été étudiée dans [Rael-02, Rizoug-06, Lajnef-06, Camara-07, El Brouji-09]. Cette relation est quasi-linéaire comme le montre la figure (II-3).

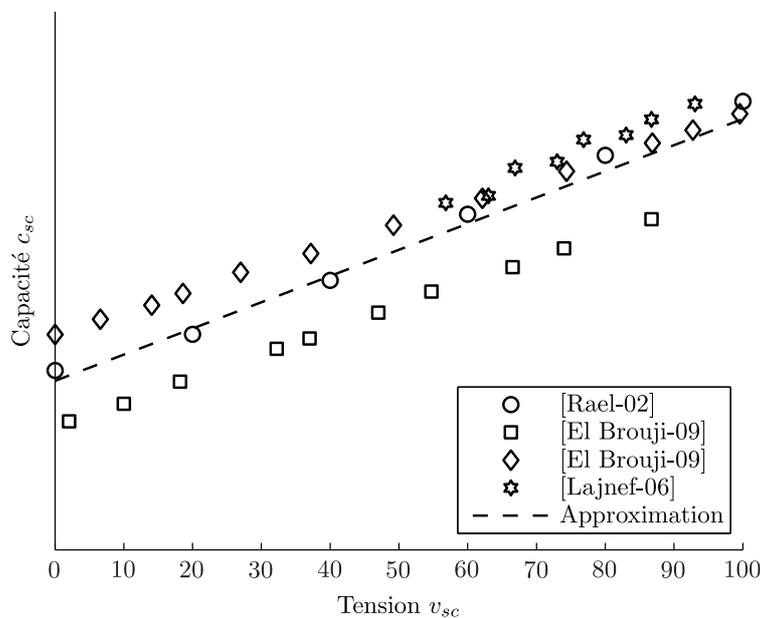


Figure II-3 – Évolution de la capacité en fonction de la tension [Rael-02, Lajnef-06, El-Brouji-09]

Afin d'obtenir des valeurs de capacité pour notre application, une session d'identification a été réalisée sur des modules provenant de deux constructeurs de modules de supercondensateurs (cf. figure II-4). La première partie du test est réalisée sur un

ensemble de modules BMOD0058 du constructeur Maxwell [Trieste-11]. Chacun des modules possède une tension nominale de 15 V, pour une capacité de 58 F. Le second test est réalisé sur un module M65V375F du constructeur BatSCap d'une tension nominale de 65 V, pour une capacité de 375 F. Ces sessions d'identification (cf. figure II-5) ont confirmé qu'il existe une variation quasiment linéaire de la capacité en fonction de la tension à ses bornes.



Figure II-4 – Modules Maxwell (à gauche) & BatSCap (à droite)

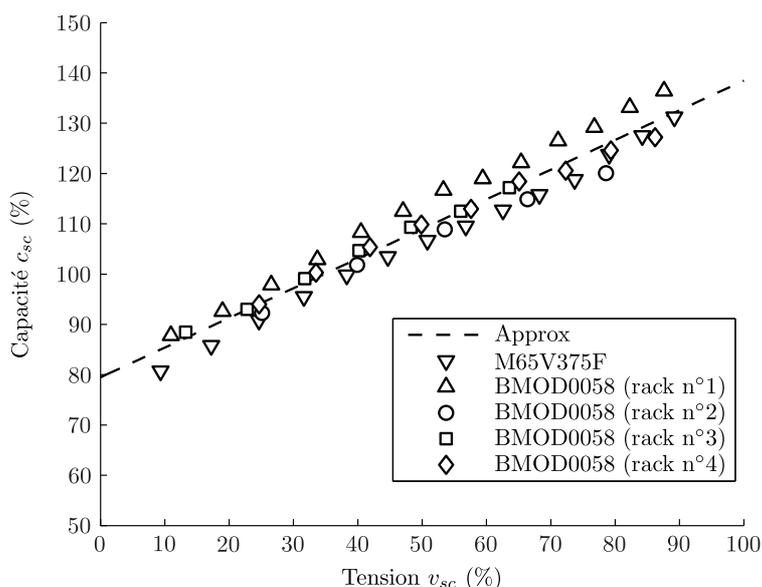


Figure II-5 - Essais d'identification sur des modules BMOD0058 et M65V375F

Pour les besoins de la modélisation, il est possible d'approximer cette variation par une droite affine :

$$c_{sc}(u_c) = a_1 u_c + c_1 \quad (\text{II-6})$$

ou de la négliger en utilisant une valeur constante. Le tableau (II-1) montre que l'on commet une erreur significative sur l'estimation de la capacité, si on utilise une valeur constante. L'estimation d'énergie est un point important, au vu du nombre de modules mis en jeu dans la chaîne de conversion et de stockage d'énergie. C'est pourquoi il apparaît

préférable d'utiliser une approximation avec une faible erreur en énergie. Ici, l'approximation à l'ordre 1 a une erreur relative nettement plus faible que l'approximation constante.

Tableau II-1 - Erreur moyenne sur le calcul de la capacité pour deux approximations

Descriptif	Valeur constante	Ordre 1
Ecart type (F)	2.12	0.12
Ecart type relatif (%)	24	1.4

De plus, la session d'identification sur les 6 racks de modules BMOD0058 révèle une dispersion du coefficient directeur et l'ordonnée à l'origine très faibles (tableau II-2).

Tableau II-2 - Mesures de capacité sur des branches de modules BMOD0058

Descriptif	rack n°1	rack n°2	rack n°3	rack n°4	rack n°5	rack n°6	Moyenne
$a_1$ (mF.V <sup>-1</sup> )	45.8	49.9	40.8	45.8	42.2	49.8	45.7
Dispersion $\varepsilon$ (%)	0.2	9	-10.7	0.2	-7.7	8.9	
$c_1$ (F)	6.69	6.77	6.67	6.69	6.83	6.80	6.74
Dispersion $\varepsilon$ (%)	-0.70	0.40	-1.10	-0.74	1.30	0.89	

Dans la suite, les paramètres seront ceux définis dans le tableau (II-3), à partir de la valeur moyenne obtenue pour l'ensemble des 6 racks.

Tableau II-3 - Paramètres utilisés pour le profil linéaire de la capacité

Paramètre	Valeur	Unité
$a_1$	45.7	mF.V <sup>-1</sup>
$c_1$	6.74	F

### II.1.1.2.3 Erreur d'estimation de l'énergie

Puisque l'approximation du premier ordre est choisie pour approcher la variation de la capacité, il est intéressant de se pencher sur l'estimation de l'énergie obtenue avec ce profil de variation. Dans ce paragraphe, seule l'énergie stockée dans la capacité variable est prise en compte car l'étude de l'énergie perdue au sein de la résistance série de transfert et dans le système d'équilibrage sera réalisée plus loin.

Nous estimons l'énergie stockée à l'aide des équations (II-7) et (II-8). L'équation (II-8) intègre le profil de variation de la capacité, alors que l'équation (II-7) représente l'estimation de l'énergie  $E_{csc0}$  dans une capacité constante  $c_0$ , et égale à la valeur moyenne de la capacité sur toute la plage de tension :

$$E_{csc1} = \frac{1}{2} c_1 (V_{max}^2 - V_{min}^2) + \frac{2}{3} a_1 (V_{max}^3 - V_{min}^3) \quad (II-7)$$

En comparant l'équation (II-7) et (II-8), il apparaît un terme supplémentaire : l'énergie due au terme de la variation de la capacité.

$$E_{csc0} = \frac{1}{2} c_0 (V_{max}^2 - V_{min}^2) \quad (II-8)$$

Notre application exige un dimensionnement au plus juste du nombre de modules afin d'assurer le meilleur investissement possible. Dans certains cas, l'omission de la variation de la capacité peut conduire à une erreur sensible sur l'énergie stockée pour certains intervalles de tensions de fonctionnement.

La figure (II-6) illustre cette erreur en énergie pour une tension finale  $V_{max}$  unique associée à une tension minimale  $V_{min}$  variable. Sur cette figure, l'erreur en énergie est calculée entre la capacité moyenne  $c_0$  et le profil linéaire au premier ordre de  $c_{sc}(u_c)$ . L'erreur en énergie entre un profil de variation de  $c_{sc}(u_c)$  et sa valeur moyenne est de 9.25 kJ.

La différence d'énergie entre le profil de variation linéaire et la capacité  $c_{cons}$  indiquée par la documentation constructeur est aussi présente sur la figure (II-6) afin d'observer l'impact du choix de la capacité  $c_{cons}$  du constructeur. L'erreur peut atteindre la valeur extrême de 5 kJ. Ce cas de figure arrive lorsque les bornes de tension sont largement en dessous ou au-dessus de la demi-tension du module.

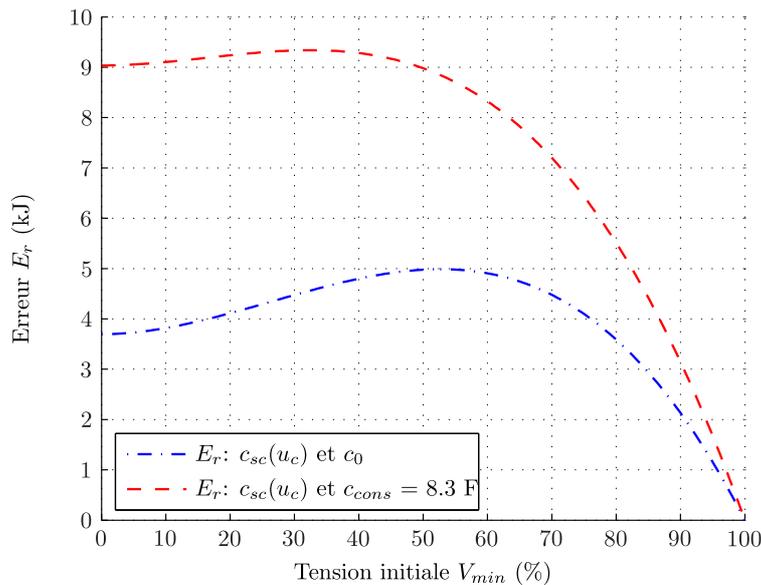


Figure II-6 - Erreur d'énergie stockée avec  $V_{max}=100$  % [Trieste-11]

Par ailleurs, l'erreur en énergie est très importante dès lors que l'on utilise des tensions extrêmes (charge-décharge) de valeurs différentes de celle généralement utilisées (100 % et 30 %). La figure (II-7) illustre l'erreur en énergie entre une capacité de valeur constante et l'approximation d'ordre 1 de la capacité. Le maximum de cette erreur est de 9.25 kJ.

En fin de compte, le fait d'approcher la variation de la capacité par une constante revient exactement à utiliser la méthode d'identification proposée par le constructeur. D'ailleurs, cette valeur de capacité représente la plus petite valeur de capacité sortant des

lignes de production. En utilisant la valeur du constructeur, même si ce n'est pas optimal, nous sommes certains d'assurer le besoin en énergie de l'application.

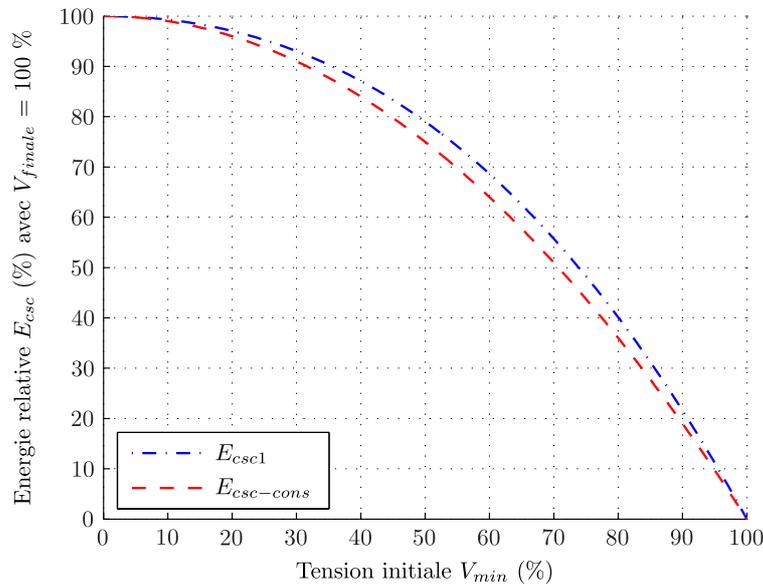


Figure II-7 - Évolution de l'énergie relative en fonction de la tension minimale de recharge

Malheureusement, même si nous avons montré qu'il est préférable d'utiliser un modèle variable de la capacité  $c_{sc}$  dans le modèle électrique, une valeur constante correspondant à la capacité énergétique équivalente sera utilisée dans nos développements. Ce choix est fait parce que le comportement pendant le vieillissement du paramètre  $a_1$  n'est pas connu. Dans différents laboratoires, des recherches sont en cours afin de déterminer comment évolue ce paramètre en fonction du vieillissement.

### II.1.1.3 Modélisation du dispositif d'équilibrage

Les applications intégrant les supercondensateurs requièrent très souvent des tensions de fonctionnement supérieures à la tension nominale d'une cellule élémentaire. Par conséquent, il est nécessaire de connecter plusieurs cellules élémentaires en série.

La figure (II-8) montre la dispersion des valeurs des paramètres électriques de 130 modules obtenus en utilisant la règle de Sturge [Zar-99]. Cette règle établit le regroupement des échantillons en fonction du nombre total d'échantillons, soit  $1+3,3 \log(n)$ . Cette figure (II-8) illustre qu'en sortie d'usine chaque module possède ses propres caractéristiques électriques qui présentent des dispersions. Cette dispersion est définie par le constructeur qui introduit un encadrement des paramètres électriques (typiquement  $\Delta C \approx \begin{matrix} +20\% \\ 0\% \end{matrix}$ ).

Cette figure confirme que la valeur indiquée par le constructeur correspond la valeur minimale de la capacité  $c_{sc}$  et la valeur maximale de la résistance  $r_s$ . Notre modèle électrique utilisera les valeurs les plus défavorables au dimensionnement : ce sont les valeurs minimales données par la documentation du constructeur.

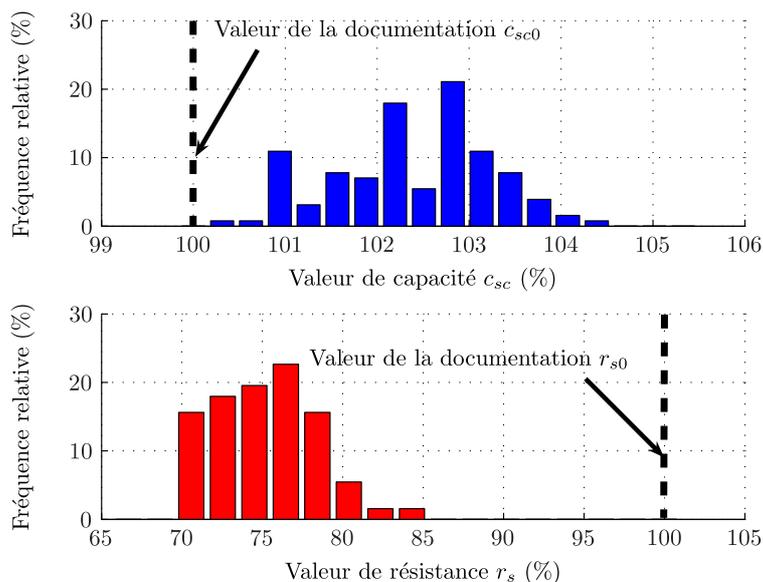


Figure II-8 -Fréquence d'apparition des valeurs de la capacité  $c_{sc}$  et de la résistance  $r_s$

Du fait que chaque module a ses propres caractéristiques, l'association en série de plusieurs cellules peut être assujettie à des déséquilibres des tensions aux bornes de chaque cellule. La solution envisagée, par les constructeurs, pour résoudre ce problème est d'associer un système d'équilibrage à chaque cellule. Ainsi, le comportement des cellules élémentaires sera plus uniforme pendant les transferts d'énergie (charge-décharge).

Le rôle du système d'équilibrage est de dévier une partie du courant de la cellule, pour ralentir sa charge ou accélérer sa décharge, afin d'éviter une surtension de la cellule et des écarts en tension entre les cellules. Grâce au dispositif d'équilibrage, il sera alors possible de considérer identiques toutes les cellules connectées en série. De plus, cette uniformisation favorise la durée de vie des cellules grâce à un comportement thermique et électrique homogène [Linzen-05, Kötz-07]. Il existe différentes techniques d'équilibrage. Leur fonctionnement est développé en annexe (A).

### II.1.1.3.1 Choix et modélisation de l'équilibrage

La préférence d'un système d'équilibrage par rapport à un autre dépend de plusieurs facteurs, même si chaque dispositif d'équilibrage est adapté à une application (véhicule hybride, recharge par panneaux solaires, démarrage à froid, ...).

Nous avons besoin d'un système d'équilibrage de faible coût, dissipant peu d'énergie et capable d'équilibrer les tensions sur un cycle de longue durée et ceci tout au long de la vie de la cellule. Ce dispositif sera dimensionné en considérant une dispersion des capacités de l'ordre de 20 % de la valeur moyenne, conformément aux données des constructeurs. Enfin, ce dispositif doit comporter le moins possible de composants électroniques actifs

pour obtenir une grande durée entre chaque défaut (MTBF<sup>37</sup>). En effet, nous souhaitons atteindre une durée de vie moyenne des cellules proche de 20 ans, soit 175 000 heures de fonctionnement.

Pour répondre aux exigences précédentes, il apparaît nécessaire de combiner deux systèmes d'équilibrage (cf. figure II-9) : un équilibrage passif avec une résistance  $r_{p0}$  pour effectuer l'équilibrage de base, associé en parallèle à un équilibrage à déclenchement avec la mise en place d'un interrupteur  $k_x$  en série avec une source de courant  $I_{ref}$ . Cet interrupteur est activé par un seuil  $V_{seuil1}$  et désactivé par un seuil  $V_{seuil2}$ .

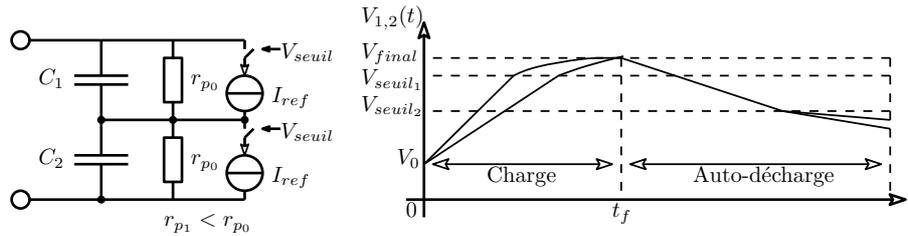


Figure II-9 - Fonctionnement du dispositif d'équilibrage des modules

En fin de compte sur un cycle complet de charge-décharge, ce dispositif se comporte de la même manière qu'une résistance équivalente  $r_p$  dimensionnée comme un équilibrage purement passif (cf. figure II-10). En effet, la tension  $v_{sc}(t)$  est plus souvent en dehors de la plage de déclenchement de l'interrupteur  $k_x$  qui se déclenche seulement lorsque la tension de seuil est dépassée.

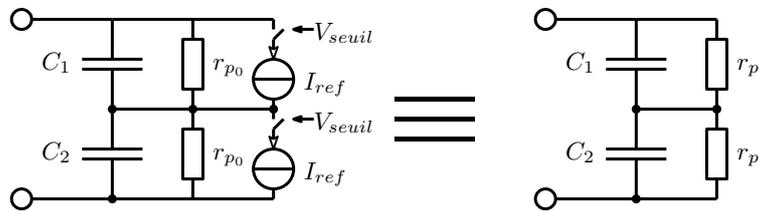


Figure II-10 - Modèle équivalent du dispositif d'équilibrage

En conclusion, nous sommes amenés à utiliser dans la suite un modèle électrique d'un module de supercondensateur (cf. figure II-11) en considérant une résistance  $r_s$  symbolisant les pertes de transfert  $E_{rs}$ , en série avec une capacité énergétique équivalente constante  $c_{sc}$ , symbole de l'énergie stockée au sein du module. Cette branche  $rc$  est associée en parallèle avec le modèle moyen du dispositif d'équilibrage. Celui-ci est représenté par une résistance  $r_p$  symbolisant l'énergie  $E_{rp}$  dissipée par le système d'équilibrage.

<sup>37</sup> MTBF : Mean Time Between Failures, soit la durée moyenne entre chaque panne. Cette valeur est un indicateur temporel de la fiabilité d'un composant.

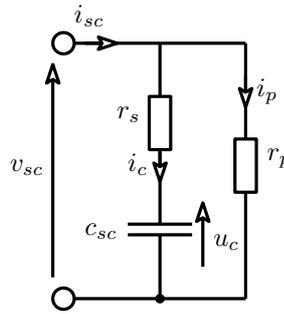


Figure II-11 - Modèle électrique d'un module de supercondensateurs

### II.1.1.3.2 Impact de l'équilibrage sur les pertes

À la section précédente, nous avons vu l'importance de mettre en œuvre un dispositif d'équilibrage ayant peu de pertes. Ce dispositif doit avoir peu de pertes car, d'une part, celles-ci contribuent au coût d'exploitation et, d'autre part, elles participent à l'élévation de la température  $T_{sc}$  du cœur du module.

À partir du modèle de la figure (II-11), il est possible de déterminer les pertes dans chaque élément du modèle électrique, en connaissant le courant  $i_{sc}$  et la tension  $v_{sc}$  à l'entrée du module. Dans ces conditions, les pertes de transfert  $E_{rs}$  se calculent en utilisant l'équation (II-9) et les pertes d'équilibrage  $E_{rp}$  se calculent avec l'équation (II-10).

$$E_{rs} = \int_0^{t_{cycle}} r_s i_c^2(t) dt \quad (II-9)$$

$$E_{rp} = \int_0^{t_{cycle}} r_p i_p^2(t) dt = \int_0^{t_{cycle}} \frac{v_{sc}^2(t)}{r_p} dt \quad (II-10)$$

La somme des pertes dans un supercondensateur, représente l'énergie perdue sur un cycle de charge-décharge. Il est important de souligner que l'énergie perdue dans un module est habituellement associée à la seule résistance  $r_s$ , compte tenu des fortes densités de courant employées dans les applications classiques des supercondensateurs. Dans notre application, les supercondensateurs sont utilisés comme des réservoirs d'énergie, avec des temps de charge et de décharge relativement longs. Aussi, nous cherchons à caractériser le plus précisément possible toute l'énergie consommée par la résistance série équivalente et par la résistance d'équilibrage.

Afin de déterminer les zones d'influence de chacun des deux paramètres, des essais de charge à courant constant ont été effectués sur un module BMOD0058 (cf. figure II-12), pour différentes valeurs du courant. Le modèle analytique estime les pertes grâce à la résolution de l'équation différentielle (II-11) de la charge d'un module sous un courant  $I_{sc0}$  constant.

$$r_s c_{sc} \frac{du_c}{dt} + \frac{r_s}{r_s + r_p} u_c = \frac{r_s r_p}{r_s + r_p} I_{sc0} \quad (\text{II-11})$$

Les valeurs utilisées pour le modèle électrique du module BMOD0058 sont rappelées dans le tableau (II-4). Les mesures révèlent trois zones d'influences selon les valeurs du couple de paramètres  $(r_s; r_p)$  [Trieste-11].

La première zone recouvre les valeurs du courant  $i_{sc}$  inférieures à 1 A. Dans cette zone, les pertes d'équilibrage dominant dans les pertes totales.

La seconde zone d'influence recouvre les valeurs du courant  $i_{sc}$  supérieures à 10 A pour lesquelles les pertes sont principalement dans la résistance série, appelée aussi résistance de transfert. Le supercondensateur utilise ces valeurs de courants pour des applications de fortes puissances telles que l'assistance au démarrage ou dans la récupération de l'énergie dans une chaîne hybride-électrique [Rizoug-06, Lajnef-06, Miller-08].

La troisième zone d'influence recouvre les valeurs de courants allant de 1 A à 10 A. Soit une zone correspondant à une valeur intermédiaire, pour laquelle les pertes d'équilibrage et de transfert sont proches.

Tableau II-4 - Données du modèle électrique d'un module BMOD0058

Descriptif	Paramètre	Valeur	Unité
Capacité	$c_{sc}$	8.2	F
Résistance série	$r_s$	0.17	$\Omega$
Résistance parallèle	$r_p$	1.2	$k\Omega$

Vraisemblablement, notre application sera amenée à travailler dans les zones de fonctionnement (2) et (3) car nous verrons que nos courants de décharge par module sont autour de 10 A. La figure (II-12) montre une énergie théorique égale à l'énergie utile auquel il faut ajouter les pertes de transfert et d'équilibrage.

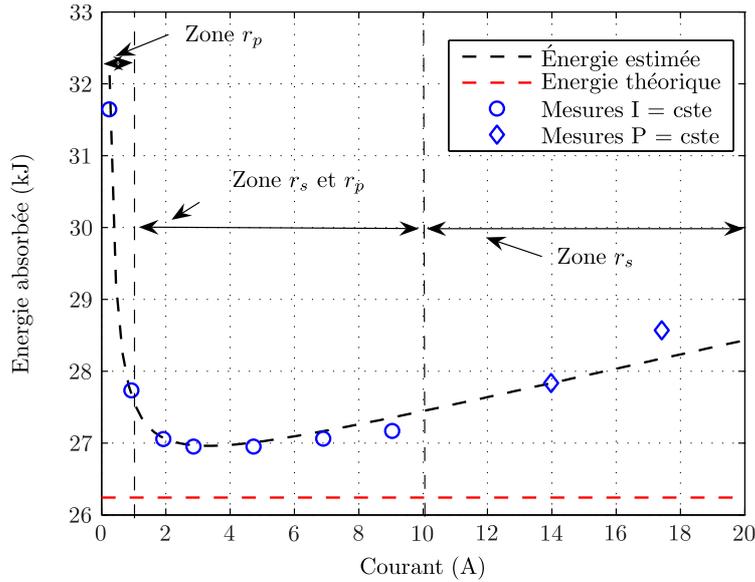


Figure II-12 - Énergie totale dépensée pour passer de 0 à 80 V (module BMOD0058)

Enfin, l'idéal est d'associer des modules pour que le courant de fonctionnement soit associé à la valeur du minimum des pertes totales du module. Ainsi, l'optimisation peut tirer avantage de cette particularité pour proposer un dimensionnement associé à un très bon rendement sur cycle.

#### II.1.1.4 Construction du modèle équivalent

Pour répondre au besoin énergétique de l'application, plusieurs modules doivent être assemblés en série et en parallèle.

En utilisant le modèle électrique d'un module (cf. figure II-11), il est possible de créer un module équivalent rassemblant tous les modules, dont les paramètres sont calculés en connaissant l'arrangement électrique série-parallèle des modules (nombre de modules en série :  $N_s$  dans une branche et nombre de branches en parallèle :  $N_p$ ). Un exemple du schéma de connexion est illustré à la figure (II-13). La résistance série du module équivalent est noté  $r_{s-eq}$  (cf. équation II-12), la capacité énergétique  $c_{sc-eq}$  (cf. équation II-13) et la résistance équivalente d'équilibrage est notée  $r_{p-eq}$  (cf. équation II-14). Si on considère que tous les modules sont identiques, on obtient :

$$r_{s-eq} = \frac{N_s}{N_p} r_s \quad (\text{II-12})$$

$$r_{p-eq} = \frac{N_s}{N_p} r_p \quad (\text{II-13})$$

$$c_{sc-eq} = \frac{N_p}{N_s} c_{sc} \quad (\text{II-14})$$

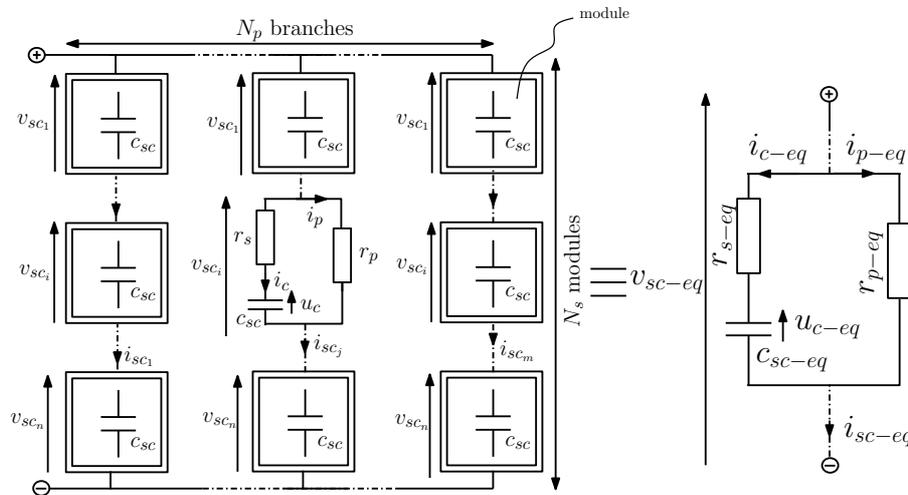


Figure II-13 - Schéma de construction du module équivalent

### II.1.2 Modèle thermique d'un module

Maintenant que le comportement électrique d'un module est défini, nous nous intéressons aux conséquences des pertes des résistances  $r_s$  et  $r_p$  sur l'environnement thermique du module. En effet, ces pertes sont à l'intérieur du module et elles entraînent un phénomène d'auto-échauffement du module. De plus, nous verrons à la section suivante que la température a une influence très importante sur le vieillissement des supercondensateurs. C'est pourquoi un modèle thermique du module est développé afin d'estimer la température moyenne  $\overline{T_{sc}}$  du cœur du module.

Deux cas de figures existent :

- Dans le navire, les modules sont installés de manière compacte sur des étagères in-situ ouvertes, en contact thermique avec les parois du navire, comme l'illustre la figure (I-14). D'après [Pascot-09], cet agencement des modules favorise l'homogénéité des températures. Dans ce cas, la température extérieure du module dépend de la température de l'eau de mer.
- Les modules sont installés dans des étagères qui ne sont pas en contact avec la paroi du navire. L'hypothèse d'homogénéité de [Pascot-09] de la température interne de module est encore valable. Mais dans ce cas, la température extérieure des modules est la température ambiante. Ce dernier cas est notre cas de figure.



Figure I-14 - exemple d'intégration des modules dans un navire

Puisque nous ne nous intéressons pas à la répartition de la température au sein des modules et que la disposition au sein du navire assure une certaine homogénéité de la température interne, nous nous intéressons au principal mode de transfert thermique qui influence la température du cœur du module :

- Le **transfert de chaleur par convection** : c'est-à-dire que le module échange de l'énergie thermique avec l'air ambiant du local ou les modules de supercondensateurs sont entreposés.

Ce mode de transfert se modélise avec la connaissance de la résistance thermique équivalente de convection,  $R_{tb}$  qui est fournie par la documentation du constructeur. Des valeurs typiques sont disponibles dans le tableau (I-5).

Tableau I-5 - Paramètres thermique de plusieurs modules

Fabricant	Référence	Energie stockée $E_{esc0}$ (Wh)	Résistance thermique $R_{tb}$ ( $^{\circ}\text{C}\cdot\text{W}^{-1}$ )	Capacité thermique $C_{ib}$ ( $\text{kJ}\cdot^{\circ}\text{C}^{-1}$ )
Maxwell	BMOD0006 E160 B02	20.6	1.1	4.8
Maxwell	BMOD0063 P125 B04	136.7	0.04	33.37
Maxwell	BMOD0130 P056 B03	56.6	0.5	16.46
Maxwell	BMOD0094 P075 B02	73.4	0.5	19.2

L'influence de la capacité thermique du module n'est pas prise en compte dans le modèle, compte tenu de la très grande constante de temps thermique des modules ( $\tau > 30$  min.) et de la durée d'un cycle ( $t \approx 30$  minutes).

Ainsi, une fois cette résistance thermique équivalente connue, il est possible de déterminer l'auto-échauffement du cycle à partir de la puissance moyenne perdue  $\overline{P}_s$  liée au

transfert (cf. équation II-9) et de la puissance moyenne perdue  $\overline{P_{rp}}$  dans le système d'équilibrage (cf. équation II-10). En effectuant la somme de ces grandeurs (cf. figure II-16), il est possible d'en déduire la puissance moyenne dissipée au cœur du module sur un cycle charge-décharge, dans chacun des éléments responsable de l'auto-échauffement  $\overline{\Delta T_{sc}}$  :

$$\overline{\Delta T_{sc}} = R_{th} (\overline{P_{rp}} + \overline{P_{rs}}) \quad (\text{II-15})$$

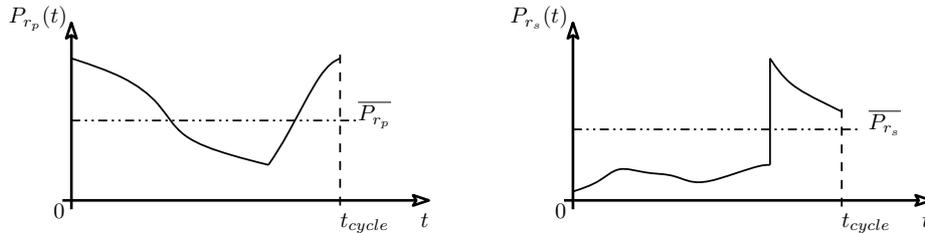


Figure II-15 - Calcul des puissances dissipées dans un module

La température moyenne du cœur du module  $\overline{T_{sc}}$  (cf. équation II-16) est finalement la somme de l'auto-échauffement moyen de  $\overline{\Delta T_{sc}}$  du cycle et de la température ambiante  $T_a$ . Le modèle thermique de la figure (II-16) illustre la relation :

$$\overline{T_{sc}} = \overline{\Delta T_{sc}} + T_a \quad (\text{II-16})$$

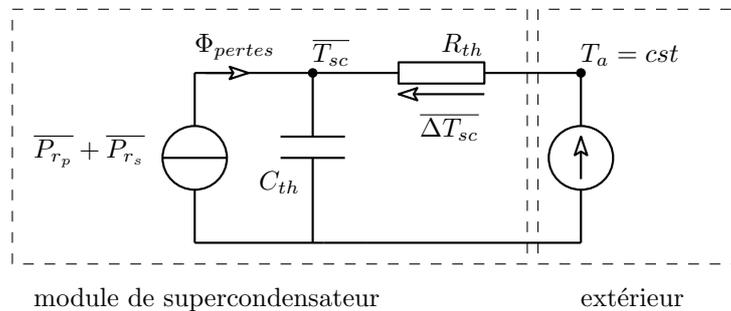


Figure II-16 - Modèle thermique d'un module de supercondensateurs

### II.1.3 Modèle de vieillissement

Après avoir modélisé le comportement électrique et thermique d'un module de supercondensateur, cette section traite de la modélisation de son vieillissement. Ce dernier se traduit par une dégradation de ses principaux paramètres électriques (résistance série et capacité) et intervient donc sur l'efficacité et l'autonomie du système.

Dans un premier temps, les phénomènes physiques mis en jeu lors du vieillissement sont présentés succinctement. Ensuite, en se basant sur une synthèse de nombreux travaux issus de la littérature, nous cherchons à extraire un profil typique de dégradation d'une cellule de supercondensateur, lors du vieillissement calendaire. Comme l'application visée dans ce travail requière un fonctionnement en cyclage, le modèle de vieillissement calendaire sera étendu à des profils de tension et de température variables.

#### II.1.3.1 Synthèse des dégradations physique au cours du vieillissement

Le vieillissement d'une cellule de supercondensateur cause de nombreux changements sur les composants à l'intérieur de la cellule<sup>38</sup>, ceux-ci sont caractérisés par :

- Un dépôt de substances indésirables à la surface des électrodes qui occasionne un blocage des pores par lesquels les ions et les électrons sont en vis-à-vis. Ce blocage induit une réduction de la surface d'échange ion/électron causée aussi par une usure irréversible de la matière active [Pandolfo-06, Azais-07, Maxwell-07]. La figure (II-17) illustre le vieillissement de l'électrode d'une cellule après 9770 heures de cyclage sous une tension de 2.3 V [Umemura-03].

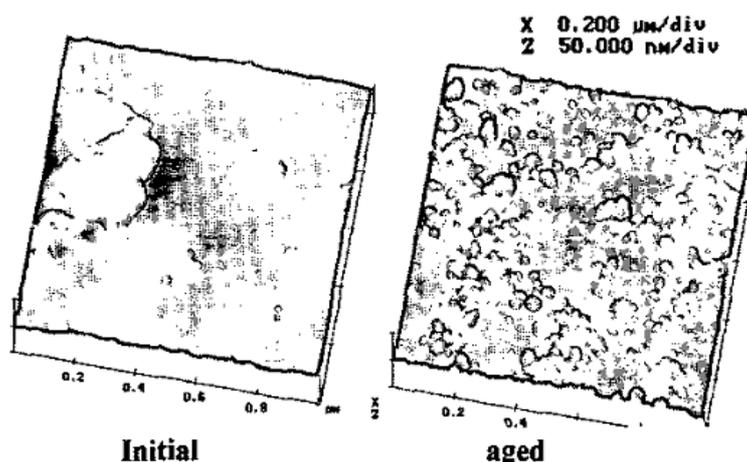


Figure II-17 - Image AFM d'une électrode positive à l'état initial et après cyclage [Umemura-03]

- Un dégagement gazeux de dihydrogène (H<sub>2</sub>) qui occasionne aussi un blocage des pores du charbon actif, tout en augmentant la pression dans la

<sup>38</sup> Le vieillissement le plus important se déroule sur la composition de l'électrolyte, sur la porosité du carbone...

cellule. Cette surpression crée une fatigue du boîtier de la cellule pouvant aller jusqu'à une possible fuite d'électrolyte. La figure (II-18) illustre le résultat de cette fuite qui cause une diminution de la quantité d'électrolyte présent à l'intérieur de la cellule [Kurzweil-06a, Kurzweil-06b, Kurzweil-08].



Figure II-18 - Fuite d'électrolyte suite à une faiblesse du boîtier de la cellule [Kurzweil-08, Chaari-11b]

- Une recombinaison des espèces présentes dans le liquide de l'électrolyte avec celles issues de la dégradation du liant du charbon actif [Azaïs-03, Zhu-08]. Cette dégradation se manifeste par une grande quantité des composants du liant accolée aux électrodes (cf. tableau II-6). Une des recombinaisons, communément observées, est la formation d'eau ( $H_2O$ ) et d'oxygène gazeux ( $O_2$ ) [Pandolfo-06].

Tableau II-6 - Exemple de répartition des atomes avant et après vieillissement [Azaïs-03]

(%) Atomique	Sodium (Na)	Fluor (F)	Azote (N)	Oxygène (O)	Carbone (C)
Électrode Neuve (+)/(-)	1.1	0	0	17.7	81.2
Électrode (+) vieillie	0	+0.5	+7.4	16.8	75.3
Électrode (-) vieillie	1.1	+2.2	+5.7	8.5	82.5

### II.1.3.2 Modélisation de la dégradation des paramètres électriques en calendaire

Dans cette partie, nous nous intéresserons à la modélisation du vieillissement de cellules de supercondensateurs. Aujourd'hui, la plupart des modèles de vieillissement existant sont basés sur des essais calendaires, consistant à maintenir à une valeur constante la tension et la température tout en enregistrant l'évolution des paramètres électriques [Umemura-03, Lajnef-06, Bohlen-07b, Kotz-10, Ruch-10, Hammar-10].

La figure (II-19) montre l'évolution typique de la capacité et de la résistance série au cours d'un vieillissement calendaire, associé à une tension de 3 V et une température de 70 °C sur une cellule BCAP0350 [Kotz-10].

Cette figure fait apparaître que l'évolution de la capacité se déroule en trois parties :

- Une première phase de dégradation rapide au cours de laquelle plus de 10 % de la capacité est perdue, sans augmentation de la résistance série ;
- Une seconde phase de vieillissement plus lent, avec une dégradation de la résistance série et de la capacité, constante au cours du temps (jusqu'à 70 % de la capacité initiale) ;
- Une troisième phase de vieillissement où la dégradation semble aussi importante que la première phase et qui semble indiquer la fin de vie du composant.

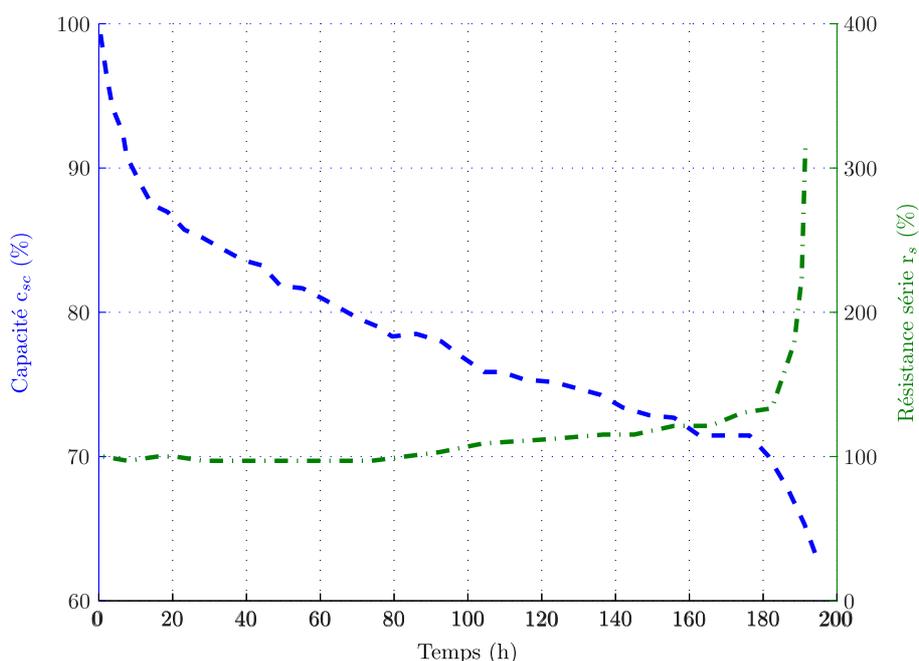


Figure II-19 - Évolution des paramètres électriques d'une cellule [Kotz-10]

Afin de vérifier que l'allure de la dégradation des paramètres présentée à la figure (II-19) peut être généralisée à d'autres jeux de tensions et de températures, un ensemble de mesures extraites de la littérature est rassemblé à la figure (II-20). À première vue, ces essais<sup>39</sup> [Bohlen-07a, Maxwell-09a] n'ont aucune cohérence de forme ou d'amplitude lorsqu'on les regarde sur une échelle temporelle absolue<sup>40</sup>.

<sup>39</sup> La référence [Bohlen-07a] utilise des cellules d'une tension nominale de 2.5 V, alors que [Maxwell-09a] utilise des cellules d'une tension nominale de 2.7 V.

<sup>40</sup> Cette remarque est aussi valable pour les essais [Lajnef-06, Bohlen-07b, El-Brouji-09, Kreczanik-09, Ruch-10, Briat-10, Kreczanik-11], non représentés sur la figure.

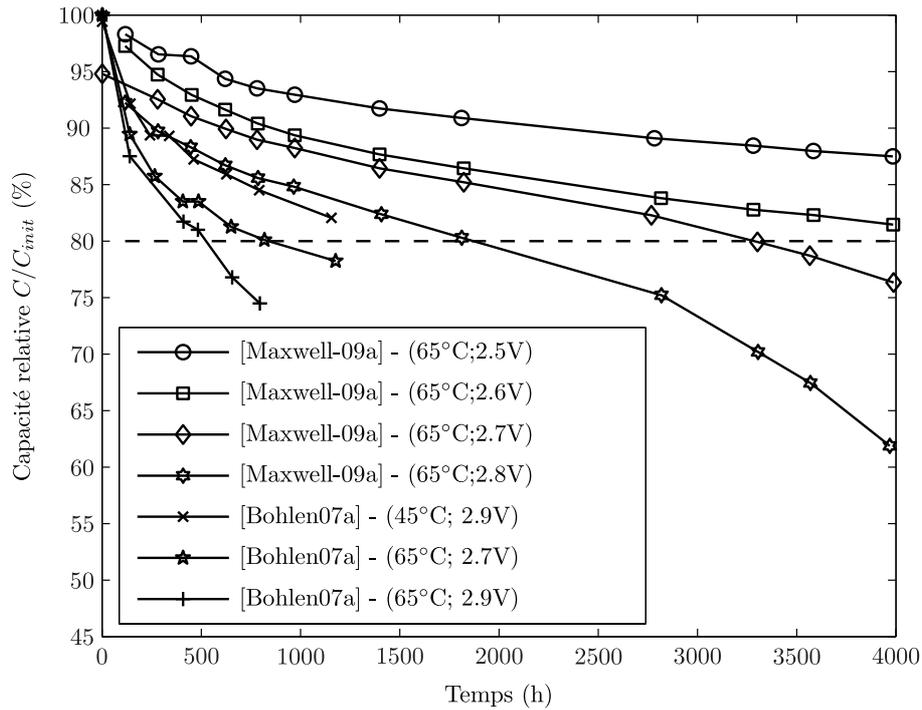


Figure II-20 - Essais calendaires [Bohlen-07a, Maxwell-09a]

L'idée est donc, de normaliser ces essais en temps. Le critère communément rencontré dans la littérature pour définir la durée de vie d'un supercondensateur est la perte de 20 % de la capacité initiale [Umemura-03, Lajnef-06, Bohlen-07b, Kotz-10, Ruch-10, Hammar-10]. Nous utilisons donc ce critère pour normaliser ces essais, en faisant correspondre une durée de vie de 100 % à une capacité égale à 80 % de la valeur initiale. Après normalisation, les résultats de la figure (II-20), sont donnés à la figure (II-21).

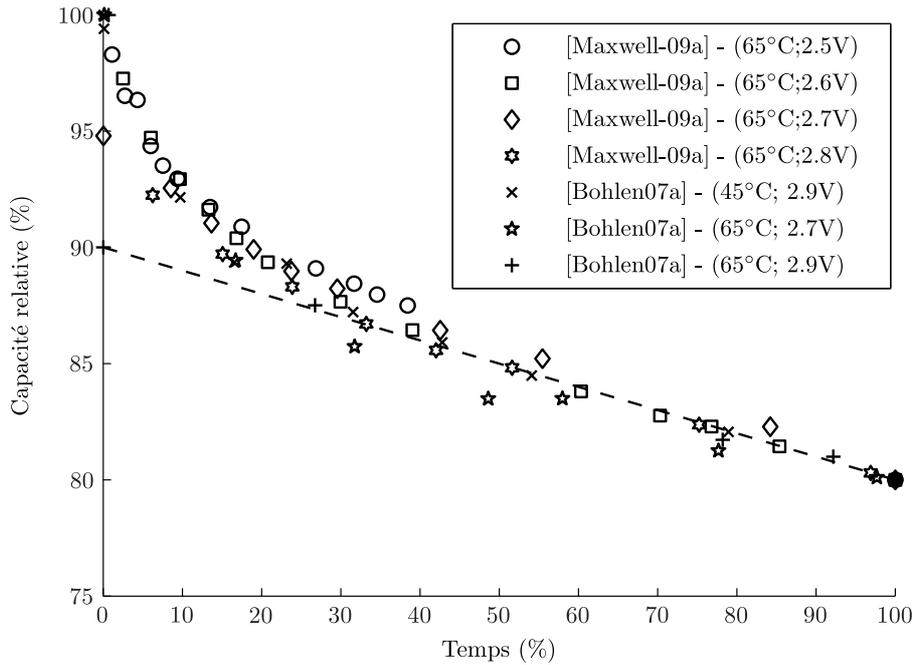


Figure II-21 - Essais calendaires normalisés (%) [Bohlen-07a, Maxwell-09a]

Il apparaît alors clairement que l'ensemble de ces mesures normalisées présentes un profil de vieillissement typique de la capacité, schématisé par la figure (II-22). Cette évolution de la capacité fait apparaître deux parties contiguës :

- La première phase, en début de vie, montre une chute rapide de la capacité suivant un profil exponentiel décroissant. Cette phase, notée (1) à la figure (II-22), s'étend sur environ 10 % de la durée de vie. Pendant ce laps de temps relativement court, la capacité passe de 100 % à 90 %.
- La deuxième phase de vieillissement se traduit par une décroissance constante de la capacité. Cette phase notée (2) dure environ 90 % de la durée de vie. Durant cette phase, la capacité passe de 90 % à 80 %.

Dans la plupart des travaux portant sur la modélisation du vieillissement calendaire d'une cellule de supercondensateur, seule la partie linéaire de la dégradation est prise en compte [Umemura-03, Lajnef-06, Bohlen-07b, Kotz-10, Ruch-10, Hammar-10]. En effet, il apparaît que le coude observé en début de vie de la cellule est difficile à modéliser et actuellement très peu traité dans la littérature. De plus, la première phase de vieillissement ne s'étend que sur 10 % de la durée de vie et elle peut donc facilement être négligée sans entraîner d'erreurs importantes sur l'estimation de la dégradation de la capacité.

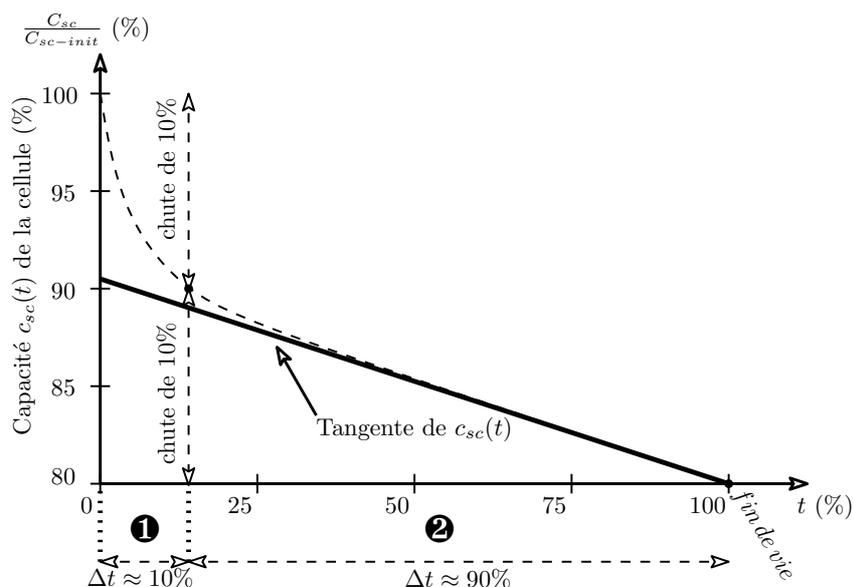


Figure II-22 - Évolution moyenne de la capacité d'une cellule

L'évolution de la capacité, en calendrier peut être modélisée à partir des équations (II-17, II-18) suivantes :

$$c_{sc}(t) = (1 - k_c t) c_{sc}(t_0) \quad k_c > 0 \quad (\text{II-17})$$

$$r_s(t) = (1 + k_r t) r_s(t_0) \quad k_r > 0 \quad (\text{II-18})$$

Ces équations affines sont dépendantes du temps d'exposition  $t$  (en [an]), et d'un facteur de dégradation par an  $k_c$  ou  $k_r$  (en [%·an<sup>-1</sup>]). Ces facteurs de dégradation  $k_c$  et  $k_r$  doivent à présent être déterminés en fonction des conditions de fonctionnement de la cellule de supercondensateur. Il apparaît que ces paramètres dépendent principalement de la tension et de la température de fonctionnement, selon une fonction basée sur la loi d'Arrhenius. Dans [Umemura-03, Bohlen-07b, Gualous-10, Kreczanik-11], les paramètres de dégradation  $k_c$  et  $k_r$  sont calculés à partir des équations suivantes :

$$k_c \left[ \%.an^{-1} \right] = k_{c0} e^{\frac{V_{sc} - V_0}{\Delta V}} e^{\frac{T_{sc} - T_0}{\Delta T}} \quad (\text{II-19})$$

$$k_r \left[ \%.an^{-1} \right] = k_{r0} e^{\frac{V_{sc} - V_0}{\Delta V}} e^{\frac{T_{sc} - T_0}{\Delta T}} \quad (\text{II-20})$$

avec  $V_0$  la tension nominale de référence de la cellule,  $T_0$  la température nominale de référence de la cellule,  $\Delta T$  et  $\Delta V$  des constantes liées aux facteurs de dégradation et  $k_{c0}$  et  $k_{r0}$  respectivement les facteurs nominaux de dégradation de la capacité et de la résistance, pour un fonctionnement de la cellule aux valeurs nominales  $V_0$  et  $T_0$ . Les paramètres classiquement rencontrés dans la littérature sont donnés au tableau (I-7).

Tableau I-7 - Paramètres de la fonction d'évaluation de la capacité [Bohlen-07a, Maxwell-09a, Kreczanik-11]

Paramètre	Valeur	Unité
$V_0$	2,7	V
$T_0$	25	°C
$\Delta T$	14,42	°C
$\Delta V$	0,29	V
$k_{co}$	-4,5	%·an <sup>-1</sup>
$k_{ro}$	21,8	%·an <sup>-1</sup>

Pour valider notre modèle d'estimation de durée de vie, nous prenons arbitrairement les essais calendaires [Kötz-10, Gualous-10]. Le modèle utilise l'équation (II-19) avec les paramètres du tableau (I-7) pour déterminer la durée de vie d'un module. La figure (II-23) montre l'évolution des essais calendaires associés à leur modèle. Pour chacune des réponses du modèle, nous observons que la réponse de notre modèle correspond à la tangente à la courbe réelle.

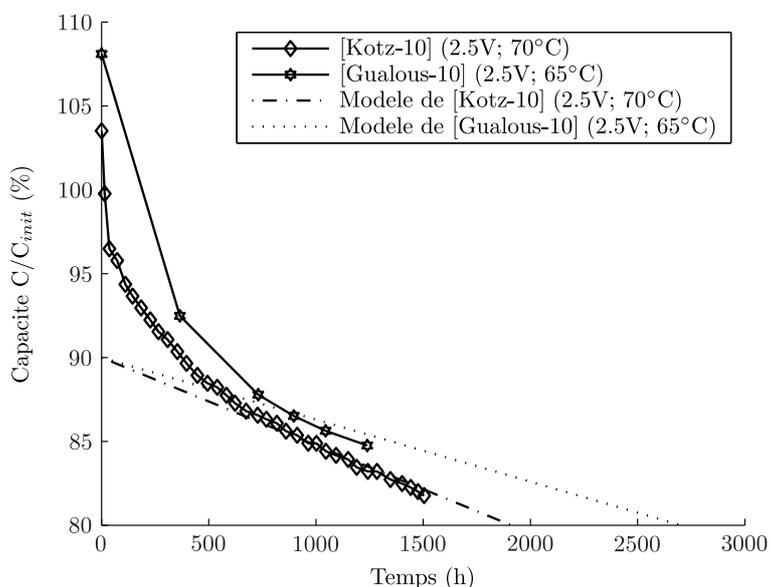


Figure II-23 - Comparaison des données du modèle avec des essais calendaires

### II.1.3.3 Modélisation de la dégradation des paramètres électriques en cyclage

Après avoir constaté une évolution générique de la capacité, il est intéressant de se rapprocher de notre fonctionnement cyclique qui diffère d'un vieillissement calendaire. Bien que nous effectuons un cyclage en tension sur un module, notre profil d'utilisation génère peu d'auto-échauffement et notre cycle évolue sur de longues durées ( $t > 10$  min.). En effectuant une extension du modèle calendaire avec la prise en compte du cycle de tension, nous pensons qu'il est possible de construire un modèle de vieillissement de la capacité.

La figure (II-24) présente le résultat de deux essais en cyclage qui semblent produire des évolutions très différentes de la capacité.

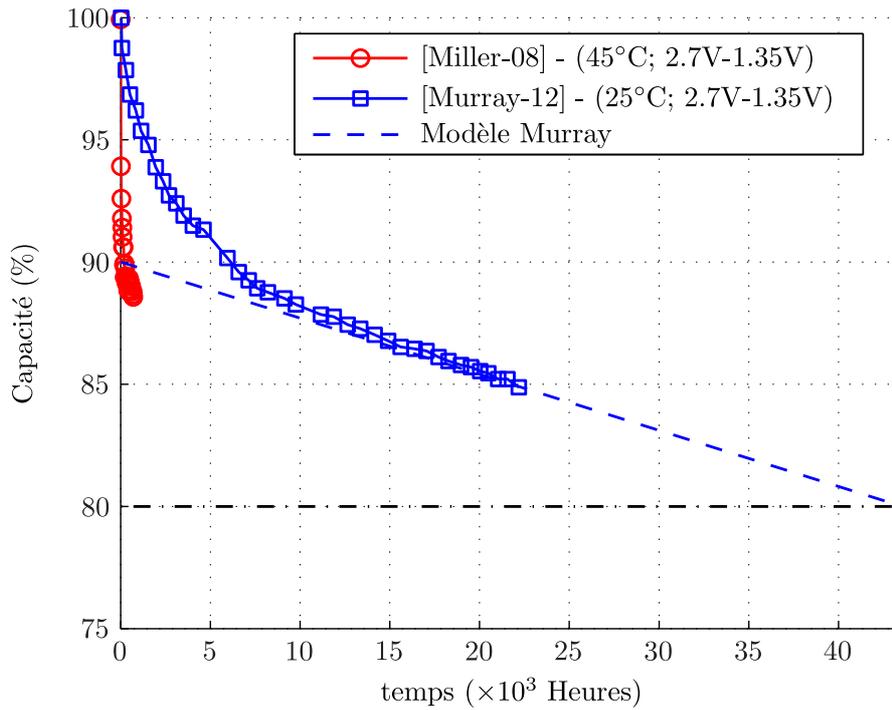


Figure II-24 - Essais en cyclage [Miller-08, Murray-12]

Pourtant, tout comme les essais calendaires, la normalisation de la durée de vie des essais en cyclage révèle qu'un profil moyen de dégradation existe (cf. figure II-25).

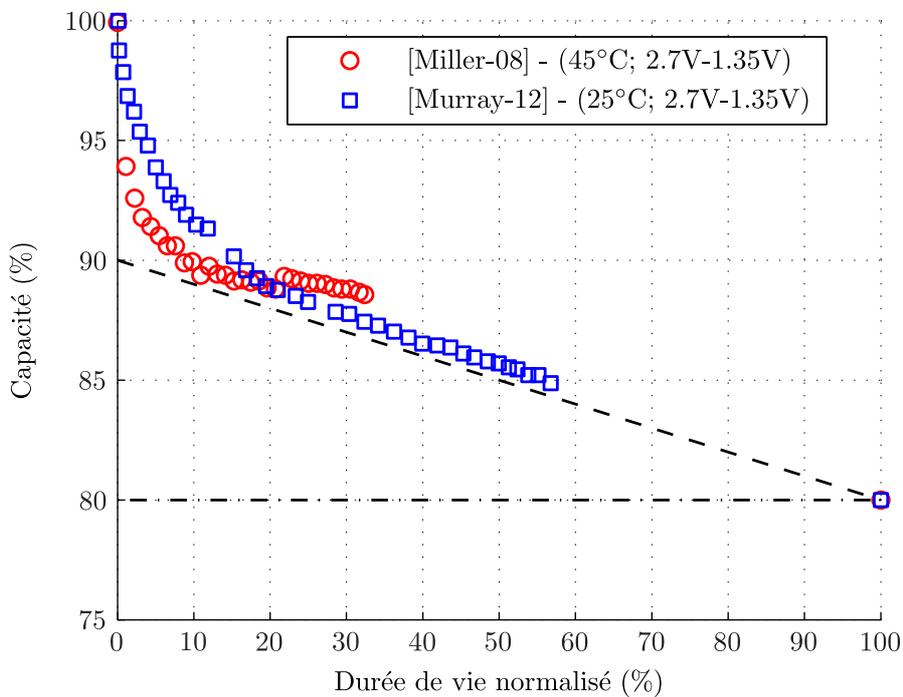


Figure II-25 - Essais en cyclage avec la durée de vie normalisée [Miller-08, Murray-12]

Puisque ce profil moyen existe, il est alors possible d'utiliser là aussi la tangente à la courbe réelle pour effectuer une estimation de la valeur de capacité. Cette estimation sera

correcte dans la majeure partie de la durée de vie. Ainsi, il est possible d'adapter l'équation de la tangente utilisée pour les essais calendaires avec un coefficient calculé en tenant compte des variables du cyclage :

$$c_{sc}(t) = (1 - t \langle k_c \rangle_{cycle}) c_{sc}(t_0) \quad \text{avec } k_{c0} > 0 \quad (\text{II-21})$$

$$r_s(t) = (1 + t \langle k_r \rangle_{cycle}) r_s(t_0) \quad \text{avec } k_{r0} > 0 \quad (\text{II-22})$$

avec  $t_0$  et  $t$  les instants de calcul de la capacité et de la résistance en [an],  $k_{c0}$  et  $k_{r0}$  respectivement les facteurs de dégradations de la capacité et de la résistance en [%.an<sup>-1</sup>],  $t_{cycle}$  la durée du cycle de charge-décharge en [s].

Les coefficients  $\langle k_c \rangle_{cycle}$  et  $\langle k_r \rangle_{cycle}$  sont calculés en considérant la dégradation annuelle moyenne sur un cycle de fonctionnement comme le montre la figure (II-26).

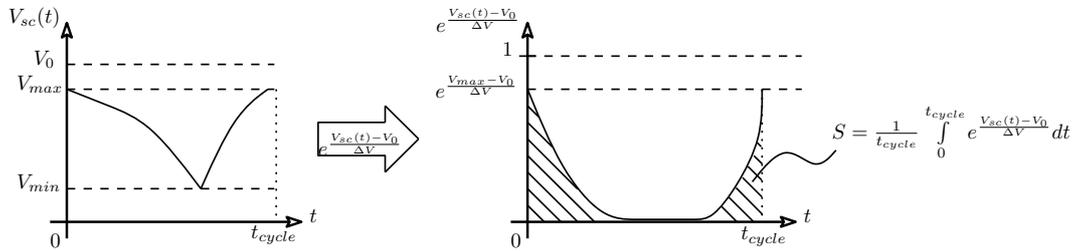


Figure II-26 – Calcul de la valeur moyenne du coefficient de dégradation en tension

Ces coefficients définis par [Kreczanik-09] et [Kreczanik-11] font appel à une forme intégrale capable de prendre en compte les évolutions temporelles de la tension et de la température.

À partir de cette modification, il est alors possible de calculer la perte de capacité et l'augmentation de la résistance en considérant la tension, vue par chaque cellule durant un cycle, comme étant un motif qui se répète dans un intervalle annuel  $[t_0 ; t_1]$ . Il est à noter que cette adaptation du modèle n'est pas nécessaire pour la variable de température  $T_{sc}$ . En effet, la constante de temps thermique des modules est suffisante pour pouvoir faire l'hypothèse d'une température constante sur un cycle court.

Finalement, avec la méthode proposée par [Kreczanik-11], les coefficients de dégradation pour l'estimation de la capacité et la résistance peuvent s'écrire :

$$\langle k_c \rangle_{cycle} [\%.an^{-1}] = k_{c0} \frac{1}{t_{cycle}} \int_0^{t_{cycle}} e^{\frac{v_{sc}(t)-V_0}{\Delta V}} e^{\frac{T_{sc}(t)-T_0}{\Delta T}} dt \quad (\text{II-23})$$

$$\langle k_r \rangle_{cycle} [\%.an^{-1}] = k_{r0} \frac{1}{t_{cycle}} \int_0^{t_{cycle}} e^{\frac{v_{sc}(t)-V_0}{\Delta V}} e^{\frac{T_{sc}(t)-T_0}{\Delta T}} dt \quad (\text{II-24})$$

### II.1.4 Modèle économique d'un module

Le modèle économique des supercondensateurs s'appuie sur des données recueillies auprès de plusieurs fournisseurs de supercondensateurs dont les coûts sont illustrés à la figure (II-27).

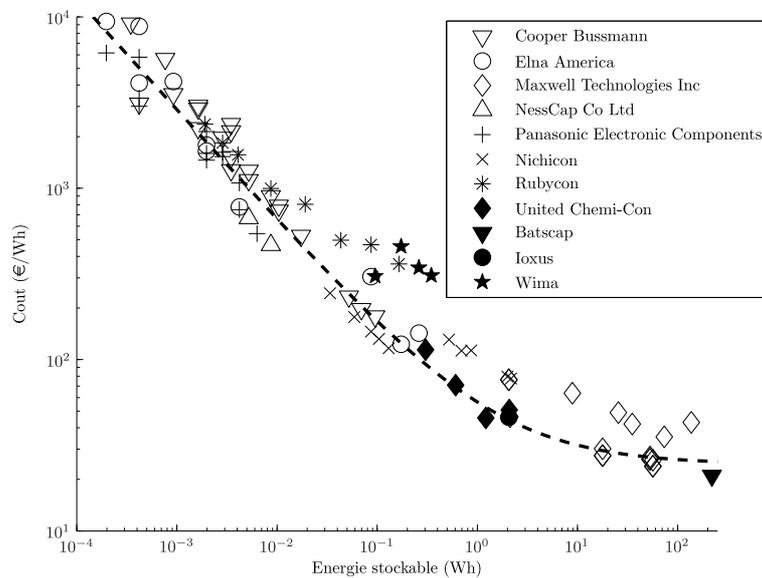


Figure II-27 - Coût du Wattheure en fonction de l'énergie stockable

Notre application requiert une énergie importante. La figure montre que dans ce cas, le coût unitaire du stockage de l'énergie, en [€/Wh<sup>-1</sup>], tend vers une constante proche de 25 €/Wh<sup>-1</sup>. Pour simplifier, nous ferons l'hypothèse que le coût total de l'ensemble des modules de supercondensateurs est proportionnel à l'énergie qu'il peut stocker, avec un coût unitaire  $C_{e\text{-module}}$  de 25 €/Wh<sup>-1</sup>. Dans la suite, nous travaillons avec des gros modules parce que le prix du Wh est le plus avantageux.

## II.2 Modélisation d'un ensemble d'interrupteur IGBT

Cette partie développe les modèles électrique, thermique, économique et de durée de vie des interrupteurs du hacheur à trois phases entrelacées présenté à la section (I.6.2). Ce modèle reçoit des informations du modèle électrique des supercondensateurs pour le calcul du profil de tension et de courant vu par le convertisseur. Il permet de déterminer les pertes électriques en fonction du courant maximal traversant le convertisseur et le coût de ce dernier en fonction de sa puissance apparente.

### II.2.1 Modèle électrique

Le modèle électrique du hacheur entrelacé est utile pour déterminer les calibres des interrupteurs, les valeurs du cycle de tension et de courant vu par les inductances et l'énergie totale perdue dans les interrupteurs du hacheur. Afin d'obtenir ces réponses utiles au dimensionnement sur un cycle de puissance connu, le fonctionnement du hacheur est décomposé en deux parties principales : la charge durant laquelle le hacheur est en mode *dévolteur/buck* pour recharger les stockeurs d'énergie et la décharge durant laquelle le hacheur est en mode *survolteur/boost* pour réguler la tension du bus continu (cf. figure II-28).

Ce convertisseur triphasé-entrelacé fonctionne en modulation de largeur d'impulsions à une fréquence fixe  $f_{sw}$ . Ce convertisseur à 3 bras de transistor IGBT est préféré à un convertisseur avec un bras unique parce qu'il est plus facile de trouver ce type d'architecture sur étagère. Il faut ajouter à cela, qu'il offre de la redondance si l'on prévoit de gérer l'éventuel défaut d'un bras ou d'un transistor.

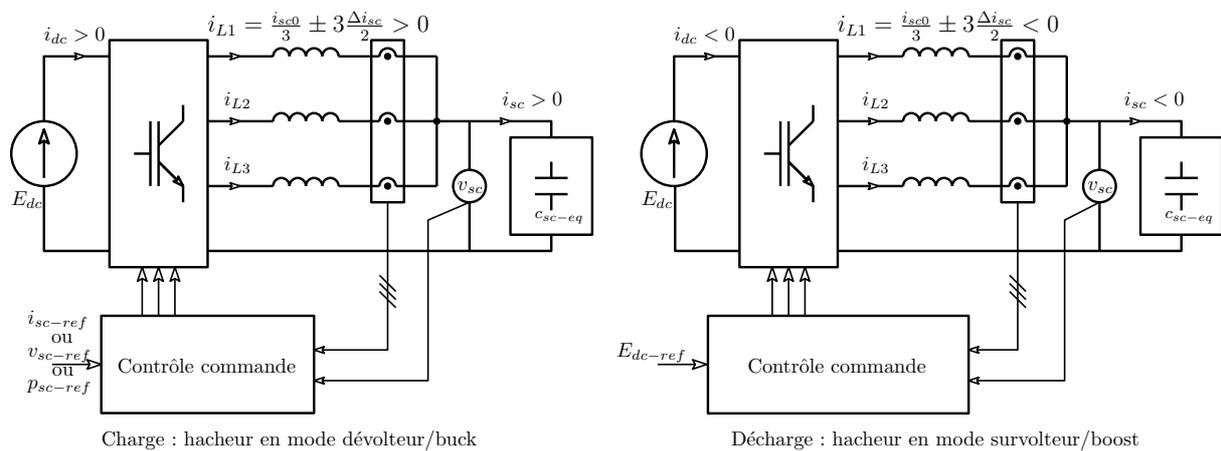
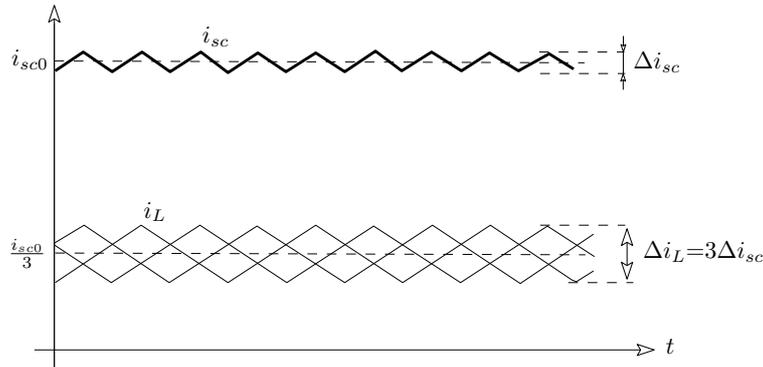


Figure II-28 - Configuration du convertisseur en charge et en décharge

C'est pour ces raisons que le modèle électrique s'appuie sur ces modes de fonctionnement (quadrant I et II) et sur la connaissance des valeurs moyennes des paramètres associés à la fréquence et à l'ondulation du courant. En effet, ce modèle utilise les paramètres classiques de dimensionnement d'un transistor IGBT, à savoir : la fréquence de commutation  $f_{sw}$ , le courant nominal et la tension du bus continu  $E_{dc}$ .

Dans le cadre de cette application pour laquelle le bus continu est de 600 V (voir I.6.2) et pour simplifier le dimensionnement, les interrupteurs utilisés ont une tension nominale de 1200 V<sub>dc</sub> (type BSMxxxGA120DLCx). Ainsi le bus continu pourra atteindre une tension maximale de 800 V<sub>dc</sub>. De même la fréquence de commutation  $f_{sw}$  est de 7 kHz, ce qui permet grâce à l'entrelacement d'obtenir une fréquence de 21 kHz à l'entrée des supercondensateurs. Dans la suite, le bus continu est fixé à une valeur de 600 V pour le petit ferry.



Le profil du courant vu par les supercondensateurs est composé d'une valeur moyenne  $i_{sc0}$  et d'une ondulation résiduelle  $\Delta i_{sc}$  due au découpage des interrupteurs de puissance. Notre cahier des charges impose pour cette ondulation une fréquence 21 kHz et une amplitude crête-à-crête de 5 % du courant maximum vu sur une traversée complète (aller-retour). Du fait de l'entrelacement des commandes, chaque bras de pont commute à une fréquence de 7 kHz et il voit un courant moyen trois fois plus faible avec une ondulation trois fois plus grande (cf. figure II-29).

### II.2.1.1 Pertes par conduction

En fixant le calibre en tension et la fréquence de commutation, le modèle équivalent des interrupteurs dépend seulement du calibre en courant de l'interrupteur. Ce calibre de courant est utile dans la détermination de la résistance équivalente de l'état passant et de la résistance de la diode anti-parallèle dans l'état bloqué.

En parcourant les différentes documentations des constructeurs et en utilisant les informations de [Aubry-11, Rizet-11, Semikron-11], il est possible de déterminer deux relations empiriques donnant respectivement la valeur des paramètres  $r_{d-diode}$  pour la résistance de la diode anti-parallèle dans son état passant et  $r_{d-IGBT}$  pour la résistance du transistor dans son état passant :

$$r_{d-diode} [\Omega] = \frac{0.5}{I_{nom}} \quad (\text{II-25})$$

$$r_{d-IGBT} [\Omega] = \frac{0.85}{I_{nom}} \tag{II-26}$$

Avec  $I_{nom}$  le courant nominal de l'interrupteur en [A]. La figure (II-30) montre l'évolution des valeurs des résistances  $r_{d-diode}$  et  $r_{d-IGBT}$  pour différents calibres nominaux. Cette résistance dans un état indifférencié s'appelle la résistance de l'état passant  $r_{on}$  [ $\Omega$ ].

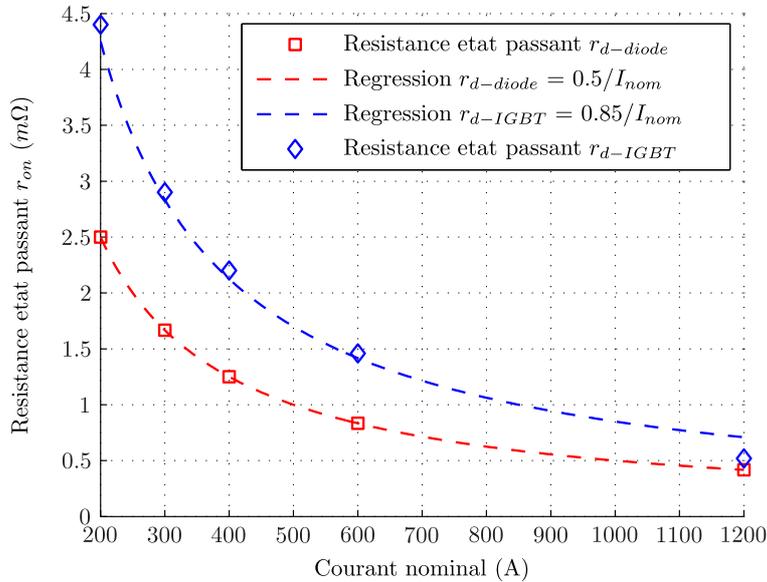


Figure II-30 – Évolution des paramètres équivalents du transistor et de la diode

Lorsque le transistor est en conduction, son modèle équivalent (cf. figure II-31) est composé d'une résistance  $r_{d-IGBT}$  en série avec une source de tension  $V_{0-IGBT} = 1.3 \text{ V}$ .

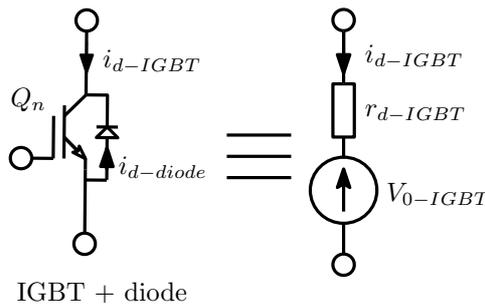


Figure II-31 - Modèle électrique d'un transistor en conduction

Puis au blocage du transistor, c'est la diode de roue libre qui prend le relais. Cette dernière est remplacée par une résistance  $r_{d-diode}$  en série avec une source tension  $V_{0-diode} = 1.3 \text{ V}$  (cf. figure II-32).

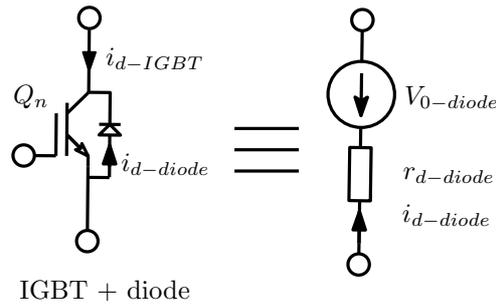


Figure II-32 - Modèle électrique de la diode anti-parallèle en conduction

Finalement, l'énergie  $E_{cond}$  perdue par conduction est calculée à l'aide de l'équation (II-27) en considérant  $\alpha$  le rapport cyclique d'un bras du pont de puissance.

$$E_{cond}[J] = 3 \int_0^{t_{cycle}} \alpha r_{d-IGBT} i_L^2(t) + (1 - \alpha) V_{0-IGBT} i_L(t) dt \quad (II-27)$$

### II.2.1.2 Pertes par commutation

En ce qui concerne les pertes par commutation, elles sont également estimées à partir des données des constructeurs et de l'article [Semikron-11]. Pour cela, nous introduisons une énergie par ampère  $e_{sw}$  perdue à chaque commutation de l'ensemble constitué du transistor et de sa diode anti-parallèle.

Ainsi, l'énergie totale  $E_{com}$  perdue lors d'une période de MLI est la somme de l'énergie perdue dans un cycle d'amorçage et de blocage du transistor, et de l'énergie perdue lors de la mise en conduction de la diode anti-parallèle. La figure (II-33) montre l'énergie totale perdue lors des commutations du transistor et de sa diode.

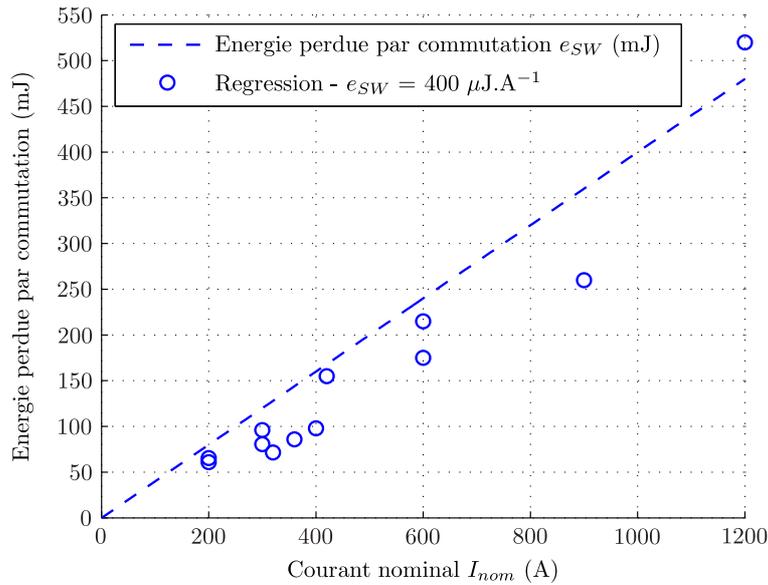


Figure II-33 - Évolution de l'énergie perdue par commutation en fonction du courant commuté.

Ces pertes  $E_{com}$  ne dépendent que du courant  $\overline{i_L}$ , le courant moyen à l'échelle d'une période de commutation MLI en [A], de la fréquence  $f_{sw}$  en [kHz] et de l'énergie perdue par commutation  $e_{sw}$  en [ $J.A^{-1}$ ] :

$$E_{com} [J] = 3 e_{sw} f_{sw} \int_0^{t_{cycle}} \overline{i_L} dt \quad (II-28)$$

## II.2.2 Modèle thermique et de durée de vie

Au cours du développement du modèle de vieillissement, de nombreuses questions sur le vieillissement des interrupteurs et leurs modélisations se sont posées pour appréhender les influences du vieillissement lors de l'exploitation de la chaîne de stockage. La littérature [Held-97, Smet-08, Lhommeau-08, Berkani-10, Smet-10, Due-11, Musallam-11] qui concerne le vieillissement des interrupteurs IGBT nous a permis de quantifier l'importance de ce phénomène sur l'ensemble de la chaîne de conversion et de stockage d'énergie.

### II.2.2.1 Phénomènes thermiques

Selon les articles précédents, le vieillissement d'un transistor IGBT dépend principalement de la tenue mécanique des fils de *bonding* qui relie la puce IGBT aux contacts électriques extérieurs et de la qualité du contact entre la puce IGBT et sa semelle chargée d'évacuer les pertes. Les commutations et la conduction de l'énergie dans le transistor induisent souvent une fatigue thermomécanique des fils de *bonding* et un délaminage du contact entre la semelle et la puce.

Lorsqu'une quantité non négligeable des fils de *bonding* est rompue ou que leur point de contact est fortement altéré, c'est la fin de vie du transistor car s'en suivent des

phénomènes de fatigue et d'emballage thermique causant une rupture irrémédiable des connexions. [Smet-08, Smet-10, Lhommeau-08] offrent une très bonne synthèse des phénomènes qui occasionnent la défaillance d'un module IGBT.

Afin d'illustrer les différentes parties d'un transistor IGBT, la figure (II-34) montre l'assemblage traditionnel d'un module de puissance. Les fils de *bonding*, repérés en noir, font la connexion entre la puce en rouge et la métallisation en orange.

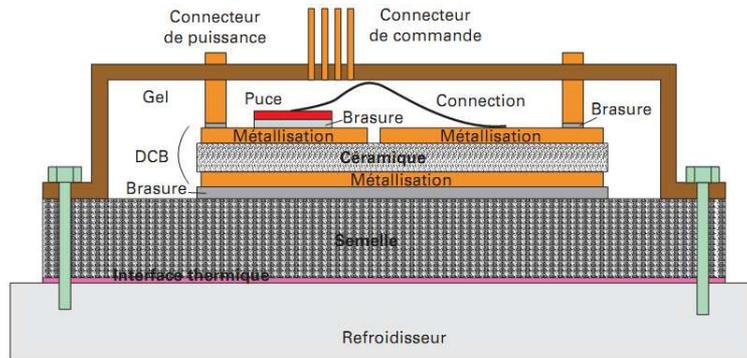


Figure II-34 - Assemblage traditionnel d'un module de puissance de transistors IGBT [Bouarroudj-Berkani-10]

### II.2.2.2 Durée de vie d'un interrupteur

L'équation (II-29), construite à partir du modèle de [Held-97] et qui combine les lois de Coffin-Manson et d'Arrhenius, permet d'exprimer la durée de vie d'un module en fonction de ses caractéristiques :

$$N_f [\text{cycles}] = \frac{K}{(\Delta T_J)^\gamma} e^{\frac{E_a}{k_B T_M}} \quad (\text{II-29})$$

avec  $T_M = T_{J\text{-min}} + \Delta T_J$ , où  $T_{J\text{-min}}$  est la température de jonction minimale,  $\Delta T_J$  est la variation de la température de la jonction d'un module IGBT sur un cycle,  $k_B$  est la constante de Boltzmann,  $E_a$  est l'énergie d'activation,  $K$  et  $\gamma$  sont des constantes directement liées à la technologie du module et à la complexité thermique et électrique de son assemblage.

Dans notre application, les interrupteurs sont refroidis par une plaque à eau avec un débit de  $7 \text{ l}\cdot\text{min}^{-1}$ . Dans ces conditions, il est possible de considérer une température de jonction de  $60^\circ\text{C}$ . Nous supposons une variation de la température  $\Delta T_J$  d'une valeur maximum de  $10^\circ\text{C}$ . D'après les données de l'article [Bayerer-08], nous déterminons les paramètres  $K$  et  $\gamma$  par extrapolation pour des transistors  $1200 \text{ V}$ . Cela nous donne une estimation de la durée de vie moyenne d'un interrupteur IGBT d'environ  $5 \cdot 10^9$  cycles.

Or, au bout de 20 ans (7300 jours), les interrupteurs de notre convertisseur auront subi :

$$N_f [\text{cycles}] = 7300 N_{\text{trajets}} t_{\text{cycle}} f_{sw} = 2,6 \cdot 10^9 \text{ cycles} \quad (\text{II-30})$$

Nous pouvons donc conclure que notre module de puissance est susceptible d'atteindre une très longue durée de vie (>20 ans). Cette conclusion va dans le même sens que les résultats issus du domaine ferroviaire. Dans ce domaine, certains composants IGBT sont capables d'atteindre une durée de vie de 30 ans. Tous ces résultats expliquent pourquoi nous n'avons pas développé de modèle de vieillissement pour le convertisseur statique.

### II.2.3 Modèle économique

Le coût d'un pont de transistor IGBT dépend principalement de sa puissance nominale  $S_{nom}$ , comme le montre les données d'un fabricant de convertisseurs et la bibliographie [Infinite Power-05, James-06, Ruellan-07, Nafeh-09, Li-11]. Une analyse similaire a été réalisée pour d'autres calibres de convertisseurs ( $E_{dc} \approx 3300$  V) dans [Ruellan-07, Aubry-08, Aubry-10].

Grâce aux informations recueillies, nous sommes en mesure de proposer l'évaluation du coût  $C_{e-IGBT}$  d'un pont triphasé de puissance pour une technologie donnée (refroidissement, boîtiers des interrupteurs, type de commande ...).

Dans notre étude, le convertisseur est un pont triphasé de 1200 V à commutation dure et à refroidissement liquide. La figure (II-35) présente l'évolution moyenne du coût par watt d'un convertisseur en fonction de sa puissance nominale  $S_{nom}$ .

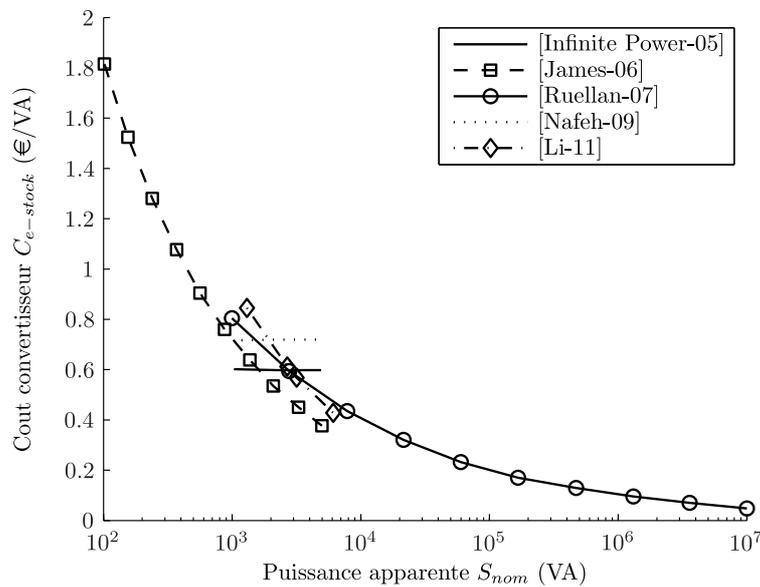


Figure II-35 - Synthèse des coûts d'un pont triphasé en fonction de sa puissance nominale

À partir des données de la figure (II-35), nous avons déterminé une expression globale du coût unitaire (par kVA) d'un bras :

$$C_{e-stock} = 5.18 S_{nom}^{-0.3} \quad (II-31)$$

Ce qui conduit au coût global d'un onduleur triphasé donné par :

$$C_{e-IGBT} [\text{€}] = 5.18 S_{nom}^{0.7} = 2.4 (3 S_{nom})^{0.7} \quad (II-32)$$

## II.3 Modélisation de l'inductance

Le modèle de l'inductance va nous permettre de dimensionner celle-ci, afin d'évaluer son coût et ses pertes. Nous tiendrons compte de la structure du convertisseur qui utilise 3 inductances identiques.

Pour simplifier, nous négligeons les effets de la température sur le bobinage et sur le fer et nous considérons la résistivité du cuivre égale à sa valeur à 25 °C. Les éventuelles fuites magnétiques et les courants induits à hautes fréquence seront eux aussi négligés.

### II.3.1 Modèle électromécanique

La géométrie du circuit magnétique [Multon-04, Le Plus-07, UJF-13] de l'inductance de lissage est calculée en fonction de son courant nominal  $I_{max}$  et de sa valeur  $L$ . On considère une géométrie classique de circuit magnétique (cf. figure II-36), respectant les paramètres suivants :

Descriptif	Paramètre	Valeur	Unité
Induction maximale	$B_{max}$	1.2	T
Densité maximale de courant	$J_{max}$	$5.10^6$	A.m <sup>2</sup>
Rapport des surfaces	$A_e/A_w$	2/3	
Résistivité du cuivre	$\rho_{cu}$	$17.10^{-9}$	$\Omega.m^{-1}$
Coefficient de bobinage	$k_w$	30	%

Il est possible de ramener le dimensionnement de l'inductance aux seuls paramètres  $A_e$  et  $A_w$ , qui sont respectivement la surface de la fenêtre de bobinage et la section de passage du flux magnétique [Le Plus-07].

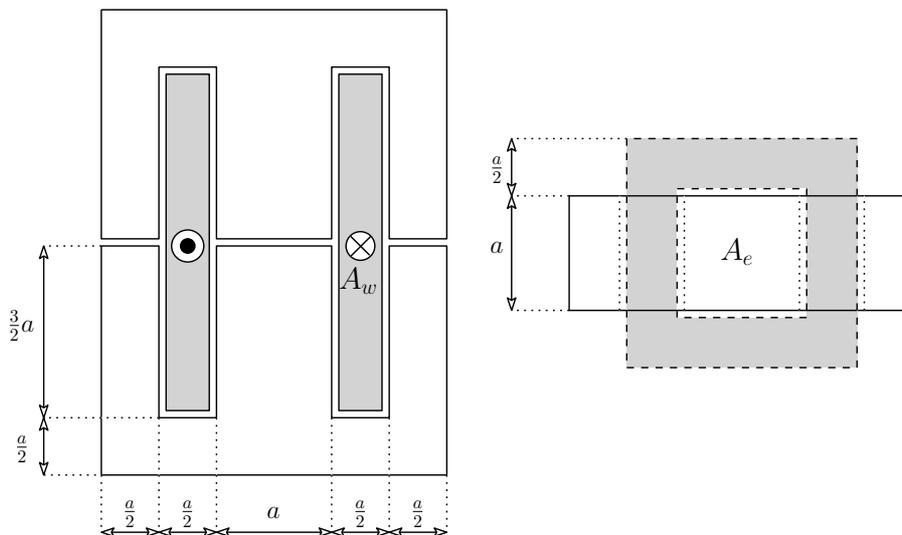


Figure II-36 - Géométrie d'une inductance accompagnée de son modèle électrique équivalent

Connaissant la valeur de l'inductance  $L$  et le courant maximum  $I_{max}$ , le produit des surfaces de passage du flux magnétique ( $A_e$ ) et du courant ( $A_w$ ), est donné par la relation suivante :

$$A_e A_w [m^4] = \frac{L I_{max}^2}{B_{max} J_{max} k_w} \quad (\text{II-33})$$

avec  $B_{max}$  l'induction crête dans le circuit magnétique en [T],  $J_{max}$  la densité de courant du bobinage en [ $A.m^{-2}$ ] et  $k_w$  le coefficient de remplissage du bobinage en [%]. Une fois ce produit des surfaces calculé, il est possible de déduire la longueur caractéristique  $a$  de l'inductance (cf. figure II-36) :

$$a = \sqrt[4]{\frac{2}{3} A_e A_w} \quad (\text{II-34})$$

Une fois cette longueur caractéristique calculée, la longueur moyenne d'une spire du bobinage est donnée par :

$$l_{spire} = 6 a = 6 \sqrt[4]{A_e} \quad (\text{II-35})$$

Connaissant la surface de passage du courant  $A_w$ , la densité maximale de courant  $J_{max}$ , le taux de remplissage  $k_w$  et le courant maximum  $I_{max}$ , nous pouvons en déduire le nombre de spires du bobinage :

$$n_{spire} = \frac{A_w J_{max} k_w}{I_{max}} \quad (\text{II-36})$$

La résistance ohmique  $r_L$  du bobinage peut alors être calculée à l'aide de la relation suivante :

$$r_L [\Omega] = \rho_{cu} \frac{l_{spire} n_{spire}^2}{k_w A_w} = 6 \rho_{cu} k_w \left(\frac{J_{max}}{I_{max}}\right)^2 A_w \sqrt[4]{A_e} \quad (\text{II-37})$$

avec  $\rho_{cu}$  la résistivité du cuivre en [ $\Omega.m$ ]. Il est alors possible de déduire de cette résistance, les pertes électriques par conduction dans les 3 inductances :

$$E_{L-cond} [J] = 3 r_L \int_0^{t_{cycle}} i_L^2(t) dt \quad (\text{II-38})$$

avec  $i_L$  le courant circulant dans chacune des trois inductances. Ce courant est composé d'une valeur continue (à l'échelle d'une période MLI<sup>41</sup>) lentement variable, égale au tiers du courant vu par le stockeur ( $i_{sc0}/3$ ) et d'une ondulation  $\Delta i_L$ . En négligeant la résistance série de l'inductance et en supposant les interrupteurs de puissance idéaux,

---

<sup>41</sup> MLI : Modulation de Largeur d'Impulsion. Cette méthode est communément utilisée pour la commande des convertisseurs statiques.

l'ondulation de courant  $\Delta i_L$  ne dépend que de l'inductance de filtrage  $L$ , du bus continu  $E_{dc}$  et du rapport cyclique  $\alpha$  de l'étage de puissance [Bühler-86] :

$$\Delta i_L = \frac{E_{dc}}{L f_{sw}} \alpha (1 - \alpha) \quad (\text{II-39})$$

et

$$\alpha = \frac{v_{sc}}{E_{dc}} \quad (\text{II-40})$$

avec  $v_{sc}$  la tension aux bornes des stockeurs. Finalement, en considérant le profil de courant donné à la figure (II-29), les pertes en conduction, exprimées en fonction du courant  $i_{sc}$  fourni ou absorbé par les supercondensateurs et de la tension  $v_{sc}$  aux bornes du stockeur, les pertes en conduction sont données par :

$$E_{L-cond} [J] = 3 r_L \int_0^{t_{cycle}} \frac{1}{12} \left( \frac{v_{sc}}{L f_{sw}} \left( 1 - \frac{v_{sc}}{E_{dc}} \right) \right)^2 + \left( \frac{i_{sc}}{3} \right)^2 dt \quad (\text{II-41})$$

Afin de compléter le modèle électromagnétique de l'inductance, il est important d'introduire les pertes fer  $E_{L-fer}$  de l'inductance. Cette inductance est équipée de tôles magnétiques avec des caractéristiques du tableau (II-8) issue du bulletin technique du pot *Powerlite C-Core* de la société Hitachi Metals [Hitachi-11].

Tableau II-8 - Paramètres du circuit magnétique de la figure (II-36)

Descriptif	Paramètres	Valeur	Unité
Masse volumique du fer	$m_{VFe}$	7874	kg.m <sup>-3</sup>

Pour ce matériau, le constructeur propose un modèle de Steinmetz, utilisable pour des fréquences comprises entre 5 et 100 kHz, et pour une ondulation de l'induction comprise entre 80 et 600 mT. Pour l'ensemble des trois inductances, les pertes fer sont données par la relation suivante<sup>42</sup> :

$$E_{L-fer} [J] = 3 M_{Fe} 1.9 \int_0^{t_{cycle}} f_{sw}^{1.51} \Delta B_{cycle}^{1.74} (t) dt \quad (\text{II-42})$$

<sup>42</sup> Le bulletin technique du pot *Powerlite C-Core* de la société Hitachi Metals donne les courbes de pertes fer pour une induction sinusoïdale. Étant en fonctionnement unipolaire, l'ondulation de l'induction doit être divisée par 2, pour notre application.

avec  $M_{Fe}$  la masse de fer de l'inductance en [kg],  $f_{sw}$  la fréquence de découpage en [kHz] et  $\Delta B_{cycle}$  l'ondulation crête à crête de l'induction. La masse de fer  $M_{Fe}$  pour chaque inductance est calculé à partir de la longueur caractéristique  $a$  et de la masse volumique du fer  $m_{vFe}$  :

$$M_{Fe} = m_{vFe} 9a^3 \quad (\text{II-43})$$

L'ondulation d'induction  $\Delta B_{cycle}$  doit également être calculée. Or, l'induction est directement proportionnelle au courant circulant dans l'inductance. En utilisant la règle de dimensionnement donnée à l'équation (II-33), il vient que l'ondulation de l'induction peut être exprimée par:

$$\Delta B_{cycle} = \frac{B_{max}}{I_{max}} \Delta i_L \quad (\text{II-44})$$

En réinjectant les équations (II-39), (II-40), (II-43) et (II-44) dans l'équation (II-42), nous obtenons après développement :

$$E_{L\text{-fer}} [\text{J}] = 3 M_{Fe} 1.9 \int_0^{t_{cycle}} f_{sw}^{-0.23} \left[ \frac{B_{max}}{L I_{max}} v_{sc} \left( 1 - \frac{v_{sc}}{E_{DC}} \right) \right]^{1.74} dt \quad (\text{II-45})$$

### II.3.2 Modèle économique

Le modèle économique de l'inductance de lissage s'appuie sur différentes données issue des catalogues<sup>43</sup> de *DigiKey*, *Radiospares*, *Mouser* et *CWS Inductor*. Il est évident que le modèle de coût est utilisé ici pour obtenir une tendance. Selon la figure (II-37) qui regroupe ces informations, il est possible d'établir un lien entre l'énergie magnétique stockable  $E_{L-mag}$  par l'inductance et son coût.

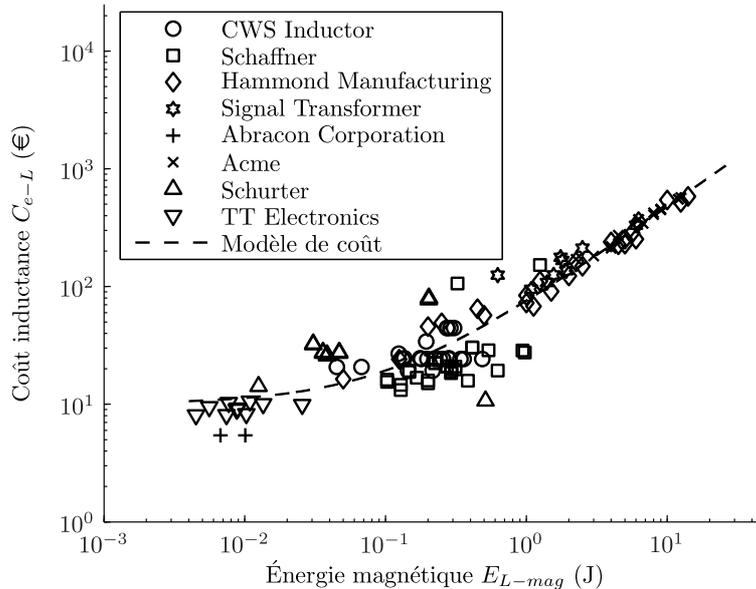


Figure II-37 - Évolution du coût d'une inductance en fonction de son énergie magnétique maximale

Cette relation se traduit par l'équation (II-46) qui prend l'énergie magnétique maximale en tant que variable de détermination du coût de l'inductance. Cette approche permet de déterminer rapidement le coût de l'inductance connaissant la valeur souhaitée de l'inductance  $L$  et son courant nominal :

$$C_{e-L}[\text{€}] = 66 E_{L-mag}^{0.85} + 10 \quad (\text{II-46})$$

avec  $E_{L-mag}$  l'énergie stockée dans l'inductance en [J].

<sup>43</sup> DigiKey : [www.digikey.fr](http://www.digikey.fr); Radiospares : [www.radiospares.com](http://www.radiospares.com); Mouser : [www.mouser.com](http://www.mouser.com); CWS Inductor : [www.coilws.com](http://www.coilws.com).

## II.4 Modèle économique de l'énergie

Lors de la conception des modèles utiles au dimensionnement de la chaîne de conversion et de stockage d'énergie, l'intérêt du développement du modèle économique de l'énergie s'est posé. L'utilisation d'un tel modèle suppose qu'il existe une influence sur le résultat du dimensionnement optimal.

Ainsi à partir des documents [Scheer-01, Lenoir-07, Jancovici-09, Infoenergie-12], nous avons sélectionné les scénarios plausibles de l'évolution du coût de l'électricité. Les deux scénarios de la figure (III-38) se dégagent de cette synthèse : une augmentation de  $+4 \text{ \%.an}^{-1}$  et de  $+8 \text{ \%.an}^{-1}$ .

Le second scénario est pessimiste mais au vu des inquiétudes présentées dans le chapitre I et du rapport [UFE-11], il est quand même nécessaire de l'inclure dans notre modèle. Nous partons d'un coût de l'électricité de  $11 \text{ c}\text{\u00c9}.\text{kWh}^{-1}$  en 2010. Dans le chapitre III, les optimisations seront réalisées en tenant compte d'une augmentation de  $+4 \text{ \%.an}^{-1}$ .

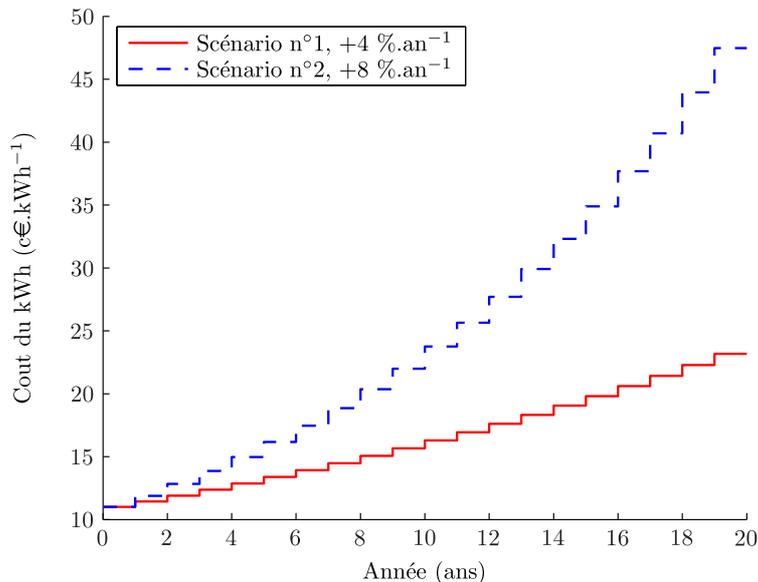


Figure III-38 - Sc\u00e9narios pour l'\u00e9volution du co\u00fbt de l'\u00e9lectricit\u00e9

## II.5 Conclusion

Au cours de ce chapitre, nous avons développé les différents modèles qui seront utiles à l'optimisation technico-économique de la chaîne de conversion et de stockage d'énergie. Au cours de ce chapitre, nous avons abordé les trois aspects (électrique, économique et de durée de vie) principaux utiles à la modélisation technico-économique.

Le modèle d'un supercondensateur a mis en évidence l'influence du profil de tension et de la température dans le vieillissement et de façon indirecte dans le coût d'acquisition de ces composants. Finalement, ce modèle concentre toute l'attention parce qu'ici une utilisation particulière en est faite et qu'il s'agit d'un composant relativement récent et coûteux.

Les modèles des autres composants ont été intégrés autour des modèles du supercondensateur pour faire un dimensionnement global. Dans ces modèles, nous avons surtout mis en avant les pertes électriques et l'estimation du coût d'acquisition car ces deux grandeurs interviennent dans le dimensionnement global.

## Optimisation technico-économique de l'exploitation et du dimensionnement

---

« Les [hommes] doivent viser l'excellence dans tout ce qu'ils entreprennent et se garder de se complaire dans la médiocrité, ne jamais se contenter de l'à peu près ou du *i bon kon sa*. »

Pierre Alier

III.1	Stratégies d'exploitation en vue d'une utilisation optimale .....	82
III.1.1	Stratégie d'exploitation associée à la tension maximale des stockeurs .....	82
III.1.1.1	Stratégie classique d'exploitation .....	82
III.1.1.2	Stratégie d'exploitation en tension pour l'optimisation .....	83
III.1.1.3	Influence de la stratégie d'exploitation associée à la tension maximale .....	84
III.1.1.4	Recharge optimale et surveillance de la capacité énergétique .....	86
III.1.2	Stratégies de recharge des modules .....	87
III.1.2.1	Stratégie de recharge à puissance constante - <i>stratégie PV</i> .....	87
III.1.3	Calcul des grandeurs électriques .....	89
III.2	Mise en forme du problème d'optimisation .....	92
III.2.1	Définitions des variables d'optimisation .....	93
III.2.1.1	Choix des variables d'optimisation .....	93
III.2.1.2	Espace d'étude des variables d'optimisation .....	93
III.2.1.3	Mise en place de l'algorithme d'optimisation par essais particuliers .....	94
III.2.2	Gestion des contraintes associées au couplage des modèles .....	95
III.2.2.1	Gestion des contraintes associées à une cellule de supercondensateur .....	95
III.2.2.2	Gestion des contraintes liées à l'exploitation du navire .....	96
III.2.3	Couplage des modèles en vue d'une optimisation technico-économique sous contraintes .....	96
III.2.3.1	Calcul de la durée de vie .....	99
III.2.3.2	Calcul du coût global $C_{e\text{-global/an}}$ .....	100
III.3	Optimisation technico-économique d'une chaîne de stockage et de conversion d'énergie .....	101
III.3.1	Dimensionnement optimal d'un ferry électrique à passagers .....	101
III.3.1.1	Récapitulatif des hypothèses de dimensionnement .....	101
III.3.1.2	Résultats des dimensionnements .....	102
III.4	Étude de sensibilité de la fonction objectif $f_{obj}$ .....	104
III.4.1	Étude de sensibilité des paramètres dominants .....	104
III.4.1.1	Sensibilité à la résistance thermique du module $R_{th}$ .....	105
III.4.1.2	Sensibilité à la température ambiante $T_a$ .....	105
III.4.1.3	Sensibilité au paramètre de dégradation de la capacité $k_{co}$ .....	106
III.4.1.4	Sensibilité au coût des interrupteurs $C_{e\text{-IGBT}}$ .....	107
III.4.1.5	Sensibilité au coût des modules de supercondensateurs $C_{e\text{-module}}$ .....	108
III.4.2	Étude de sensibilité des paramètres non dominants .....	110

III.4.2.1	Sensibilité au coefficient de bobinage de l'inductance $k_w$ .....	110
III.4.2.2	Sensibilité à l'ondulation $\Delta I_{sc}$ du courant .....	110
III.4.2.3	Sensibilité de la fréquence de commutation $f_{sw}$ .....	111
III.4.2.4	Sensibilité aux paramètres électriques des interrupteurs .....	111
III.4.2.5	Sensibilité aux résistances électriques du module .....	112
III.4.2.6	Sensibilité au paramètre de dégradation de la résistance $k_r$ .....	112
III.4.2.7	Sensibilité au coût de la bobine $C_{e-L}$ .....	113
III.5	Analyse du dimensionnement optimal.....	114
III.5.1	Impact du coût d'un module $C_{e-module}$ .....	114
III.5.2	Impact de la température ambiante $T_a$ .....	115
III.5.3	Impact du capteur de tension .....	116
III.5.4	Impact du modèle économique de l'énergie.....	119
III.6	Conclusion .....	120

Ce troisième chapitre présente la démarche mise en œuvre pour créer l'optimisation technico-économique de la chaîne de conversion et de stockage d'énergie : depuis le choix des variables d'optimisation en passant par le couplage des modèles définis au chapitre II, pour enfin arriver au coût global annuel  $C_{e\text{-global}/an}$ . Ce couplage donne naissance à une fonction objectif  $f_{obj}$ .

Le cahier des charges, présenté au chapitre I, est ici optimisé avec un algorithme par essaim particulière afin de lui trouver la meilleure solution. Cette étude d'optimisation est suivie par une étude de sensibilité des paramètres des modèles afin de faire ressortir les paramètres influents et de vérifier si les hypothèses avancées dans le chapitre II sont valides.

Mais, tout d'abord, ce chapitre présente des stratégies d'exploitation et de recharge des supercondensateurs développées pour améliorer les aspects techniques et économiques. Ces stratégies visent, d'une part, à minimiser l'impact du vieillissement et, d'autre part, à minimiser les pertes électriques globales du système.

### III.1 Stratégies d'exploitation en vue d'une utilisation optimale

Le coût global d'acquisition des stockeurs pouvant être prépondérant devant celui des autres organes de la chaîne de puissance, nous souhaitons développer des *stratégies d'exploitation en tension* pour limiter le vieillissement des modules et dans le même temps améliorer le coût annuel moyen de l'application.

Un second type de stratégie, dite *stratégie de recharge*, consiste à trouver la meilleure méthode de recharge pouvant également minimiser le vieillissement et limiter les pertes et le coût des éléments pour la chaîne de conversion et de stockage d'énergie.

Évidemment, ces stratégies s'adapteront aux hypothèses d'exploitation du navire et elles devront être le plus transparentes possible vis-à-vis du personnel d'exploitation.

#### III.1.1 Stratégie d'exploitation associée à la tension maximale des stockeurs

Comme tout organe de stockage d'énergie, les supercondensateurs subissent une dégradation de leurs performances au cours de leur exploitation. Le vieillissement d'un module se traduit par une diminution de sa capacité de stockage  $c_{sc}$  et par une augmentation de sa résistance série  $r_s$ . Nous proposons ici une stratégie d'exploitation pour réduire la dégradation du module et prolonger sa durée de vie en contrepartie d'un ajustement qui pourrait être réalisé, soit automatiquement, soit manuellement, lors d'une phase de maintenance du navire.

##### III.1.1.1 Stratégie classique d'exploitation

Actuellement, la règle de dimensionnement généralement utilisée s'appuie sur les paramètres du stockeur en fin de vie, i.e. lorsque sa capacité atteint 80 % de sa valeur nominale  $c_0$  [Maxwell-04]. À partir des tensions minimale et maximale communément utilisées (30 % et 93 % de la tension nominale du module), le dimensionnement du stockeur consiste alors à déterminer un nombre de supercondensateurs permettant d'assurer la fourniture énergétique suffisante tout au long de la durée de vie du système. Par conséquent en fin de vie, toute l'énergie du profil est contenue entre la tension minimale  $V_{min}$  et la tension de fin de charge  $V_l$  (cf. figure III-1). Le principal inconvénient de cette méthode d'exploitation est qu'elle expose les supercondensateurs à des tensions de fonctionnement inutilement élevées en début de vie, entraînant donc un vieillissement prématuré des modules.

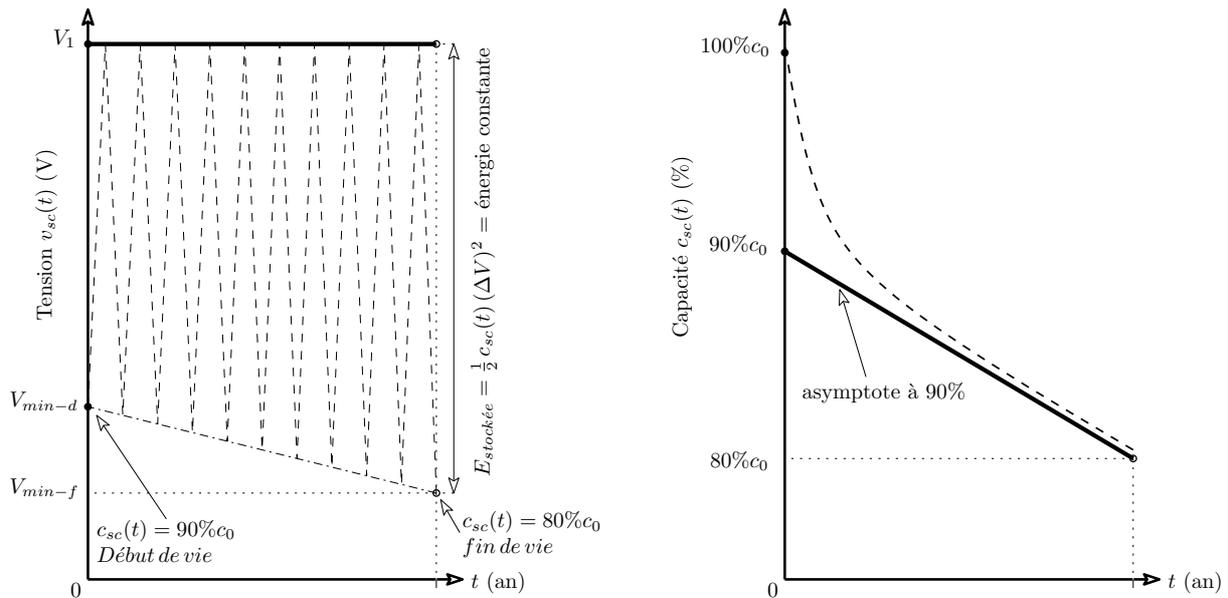


Figure III-1 - Stratégie classique d'exploitation associée à la tension maximale

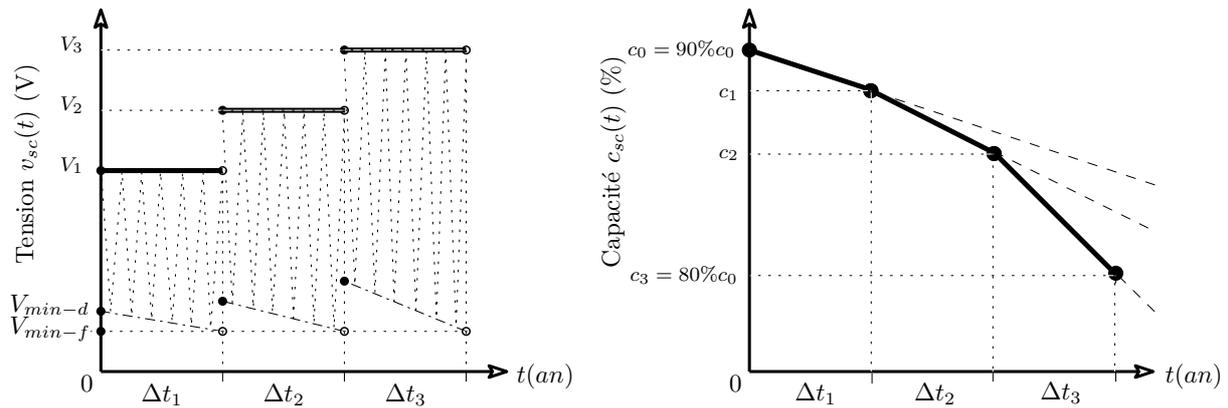
### III.1.1.2 Stratégie d'exploitation en tension pour l'optimisation

Dans le but de corriger les inconvénients de la stratégie d'exploitation classique, une stratégie d'exploitation plus efficace a été imaginée. Elle consiste à augmenter la tension de fin de charge au fur et à mesure de la dégradation de la capacité afin de conserver une énergie stockée constante.

Le principe, illustré à la figure (III-2), est de conserver une tension de fin de charge constante jusqu'à ce que l'énergie stockée dans le supercondensateur ne soit plus suffisante pour autoriser une tension minimale de décharge fixé à l'avance. Cette tension minimale correspond au courant maximal du convertisseur. La tension de fin de charge anticipe donc la perte de capacité.

Dès que la fin de ce palier est atteinte, la tension de recharge est augmentée pour que l'énergie stockée soit à nouveau suffisante. Ces paliers de tension sont calculés de manière à les faire évoluer selon un planning de maintenance défini dans le cahier des charges. Ainsi, chaque intervalle de durée  $\Delta t_{maintenance}$ , est associé à une tension de fin de charge qui garantit qu'à la fin du palier<sup>44</sup>, la traversée pourra encore être effectuée. Il est évident que la connaissance du profil d'exploitation est un élément clé de l'anticipation de la tension de fin de charge.

<sup>44</sup> Quand la capacité sera minimale.



Dans cette stratégie des bornes de tension, la durée de l'intervalle entre chaque réglage est le paramètre déterminant pour le calcul des paliers de tensions  $V_i$ . Ainsi le découpage de l'axe temporel, en plusieurs intervalles de longueurs constantes, peut être mis en équation avec les informations du modèle de durée de vie.

En effet, l'algorithme d'estimation de la durée de vie, décrit dans le chapitre II utilise la durée d'un palier et le coefficient  $k_c(i)$  pour déterminer la capacité du module au bout d'une période de durée  $\Delta t_{maintenance}$ . Ce calcul s'opère de manière récurrente jusqu'à ce que la valeur de la capacité atteigne sa valeur finale (80 % de  $c_0$ ) ou que la durée de vie maximale soit atteinte.

### III.1.1.3 Influence de la stratégie d'exploitation associée à la tension maximale

Nous allons observer l'influence de la maintenance de période  $\Delta t_{maintenance}$  sur la durée de vie des modules de la chaîne de conversion et de stockage d'énergie. Le but est de montrer l'intérêt de la nouvelle stratégie d'exploitation sur un navire. Pour cela, considérons une chaîne de conversion et de stockage d'énergie dimensionnée avec le cycle de puissance du ferry présenté à la section I.6.3.

Avec une stratégie d'exploitation classique qui utiliserait une tension maximale égale à la tension nominale, la durée de vie du dimensionnement (cf. tableau III-1) est de 15 ans. Dans ce cas, aucun changement de la tension de fin de charge n'est réalisé sur les modules de supercondensateurs. Afin d'améliorer la durée de vie des modules, des phases de maintenance (réglage) sont ajoutées.

Dans notre cas, chaque instant de maintenance doit correspondre avec le planning d'arrêt défini dans le cahier des charges du navire. Or, ce cahier des charges impose des périodes de maintenance annuelle. Par conséquent, la durée des intervalles est un multiple d'une année. Il est évident qu'il est préférable d'avoir la plus petite durée entre deux ajustements de la tension maximale. Nous utiliserons donc une durée de 1 an. La figure (III-3) présente l'évolution de la tension de fin de charge, avec ou sans l'ajustement de cette tension. La figure (III-3) montre que cela permet d'allonger la durée de vie de 5 ans, par rapport à une stratégie d'exploitation classique.

Tableau III-1 - Dimensionnement avec une stratégie classique d'exploitation en tension

Descriptif	Paramètre	Valeur	Unité
Énergie Utile	$E_{utile}$	15	kWh
Tension minimale	$V_{min}$	30	%
Nombre de modules en série	$N_s$	6	modules
Nombre de modules en parallèle	$N_p$	18	branches
Nombre de trajets	$N_{trajets}$	35	trajets/jour

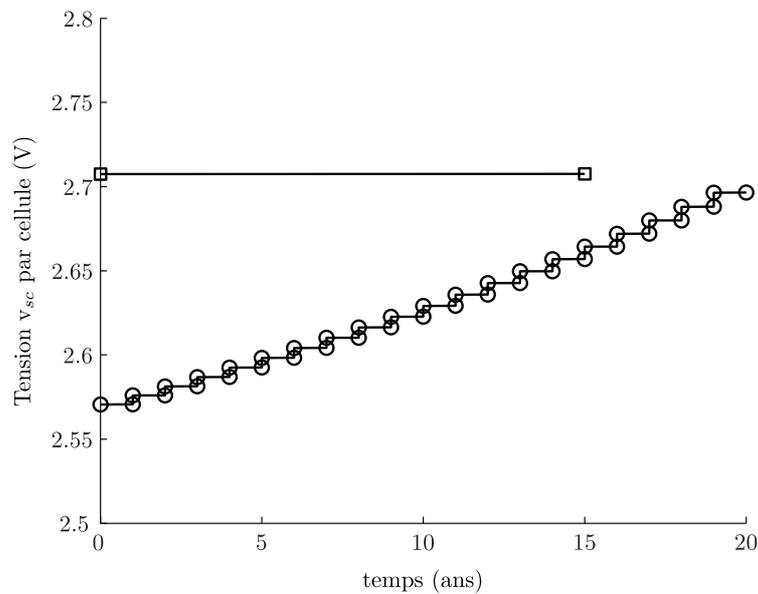


Figure III-3 - Évolution de la tension de fin de charge avec et sans maintenance annuel

Il est à noter que, dans le cas d'une intervention manuelle, cette mise à jour de la tension de fin de charge est une phase particulière de la maintenance. Cette phase de maintenance permet des contrôles supplémentaires de l'état de santé des supercondensateurs afin de vérifier que les modules ont vieillis conformément au modèle. En fait, la tension de fin de charge est augmentée pour compenser la dégradation de la capacité de l'intervalle précédent.

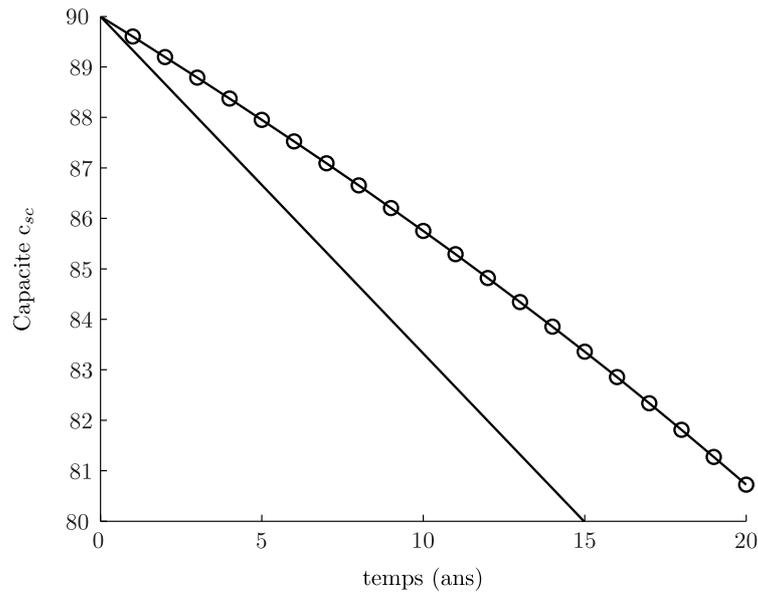


Figure II-4 – Évolution de la capacité avec et sans maintenance annuelle

#### III.1.1.4 Recharge optimale et surveillance de la capacité énergétique

Nous venons de constater l'importance d'une évolution régulière de la tension de fin de charge pour allonger la durée de vie d'un module. Si l'on oublie les contraintes liées au planning de maintenance, l'idéal serait de réaliser un réajustement de la tension de fin de charge à chaque traversée pour compenser la perte de capacité. Dans ce cas, la principale difficulté sera de bien identifier la capacité  $c_{sc}$  pour ensuite lui appliquer une tension de fin de charge adaptée.

Tout compte fait, l'exploitation optimale consisterait à considérer une recharge définie uniquement par la quantité d'énergie nécessaire pour la traversée, en tenant compte des pertes du système. Cette stratégie revient à considérer chaque module comme un réservoir d'énergie fixe  $E_{stockée}$ . En rechargeant à chaque traversée cette énergie  $E_{stockée}$ , il est possible de surveiller la dégradation de la capacité à partir des tensions de début ( $V_{min}$ ) et de fin de charge ( $V_i$ ).

$$c_{sc}(t) = \frac{2 E_{stockée}}{V_i^2(t) - V_{min}^2} \quad (\text{III-1})$$

Il est important de noter qu'une exploitation où l'on compte l'énergie entrante dans la capacité est plus simple qu'une exploitation où l'on doit régulièrement faire des mesures de la capacité pour déterminer la tension du futur palier. Ce type d'exploitation a aussi le mérite d'aider à surveiller facilement le vieillissement de la capacité  $c_{sc}(t)$ . Néanmoins, notre partenaire industriel ayant préféré utiliser un critère de fin de charge classiquement basé sur la tension, nous n'utiliserons pas une stratégie de recharge en énergie. Nous pourrions toujours utiliser la relation (III-1), pour surveiller la dégradation de la capacité, à condition de calculer  $E_{stockée}$  avant chaque traversée.

### III.1.2 Stratégies de recharge des modules

La phase de recharge des modules de supercondensateurs représente moins de  $\frac{1}{5}$ <sup>ième</sup> du temps du cycle. Malgré cette faible durée, cette phase joue un rôle important vis-à-vis du dimensionnement du convertisseur car la valeur maximale du courant conditionnera la valeur nominale du courant des interrupteurs et des inductances. Par conséquent, cette phase conditionne le dimensionnement du convertisseur. Rappelons que le modèle de coût, présenté au chapitre II, utilise la puissance nominale apparente pour déterminer le coût du convertisseur.

Dans ces conditions, il est évident que le choix de la méthode de recharge influence le coût du convertisseur et par conséquent le coût global. Nous chercherons, ici, à comparer deux stratégies de recharge afin d'identifier les avantages et les inconvénients (durée de vie, utilisation de l'aire de sécurité, coût du convertisseur) de chacune d'elles, en tenant compte des contraintes de fonctionnement du navire.

Nous tiendrons également compte du vieillissement. En effet, l'évolution de la tension  $v_{sc}(t)$  influence la durée de vie du module. Or notre objectif étant de maximiser la durée de vie, il est intéressant de comparer les deux méthodes de charge pour favoriser l'utilisation d'une méthode qui favorise la durée de vie, même si cette influence est marginale.

La première stratégie de recharge, dite *stratégie PV*, car elle comporte une phase à puissance constante, suivie d'une phase à tension constante, ne permet pas de minimiser le coût du convertisseur associé aux supercondensateurs. Par contre, pour une durée de recharge imposée, elle minimise la puissance nominale de la station de recharge à quai. Inversement, la seconde stratégie, dite *stratégie IPV*, qui associe une phase de recharge à courant constant suivie par une phase à puissance constante, permet de réduire le coût d'un convertisseur en utilisant de manière plus efficace l'aire de sécurité des interrupteurs. Par contre, elle demande une station à quai de plus grande puissance nominale que dans la première stratégie. Dans la suite, nous ne considérons pas cette stratégie de recharge (*stratégie IPV*) qui fait partie des perspectives de développement de cette thèse. En effet, nous verrons au cours de ce chapitre et dans l'annexe (B) qu'elle ferait intervenir des variables d'optimisation supplémentaires, ainsi qu'un modèle de coût de la station à quai.

#### III.1.2.1 Stratégie de recharge à puissance constante - *stratégie PV*

Cette *stratégie PV* consiste à recharger à puissance constante les modules de la chaîne de conversion et de stockage jusqu'à la tension  $V_i$ <sup>45</sup>. La fin de recharge s'opère sous une tension constante égale à la tension du palier  $V_i$  (cf. figure III-5). Cette dernière phase sert à compenser les pertes causées par la phase de recharge à puissance constante  $P_{sc0}$  pour venir compléter l'énergie stockée.

---

<sup>45</sup> l'indice  $i$  désignant le numéro du palier de tension.

Afin de s'assurer de rester dans l'aire de sécurité de l'interrupteur, le passage entre les deux modes de recharge doit garantir la continuité du courant pour éviter tout dépassement du courant nominal du convertisseur. Ainsi en utilisant l'équation (III-2), nous avons la garantie que l'aire de sécurité d'un interrupteur est respectée lors du passage du mode  $P$  au mode  $V$  à l'instant  $t_{pv}$ . En effet, le courant initial demandé par la phase sous tension constante dépend de l'écart entre la tension initiale et la valeur de la tension  $V_i$ . En s'assurant que la tension de passage soit égale à  $V_i$ , nous nous assurons que cet écart soit minimal.

$$v_{sc}(t_{pv}) = V_i \quad (\text{III-2})$$

Pour une recharge en 5 minutes, la phase à puissance constante  $P_{sc0}$  occupe la majeure partie du temps de recharge. La durée totale de la recharge est conditionnée par le temps d'escale à quai et par le temps de déconnexion de la prise de recharge. Il est préférable de minimiser le temps sous une tension constante pour limiter la dégradation du module.

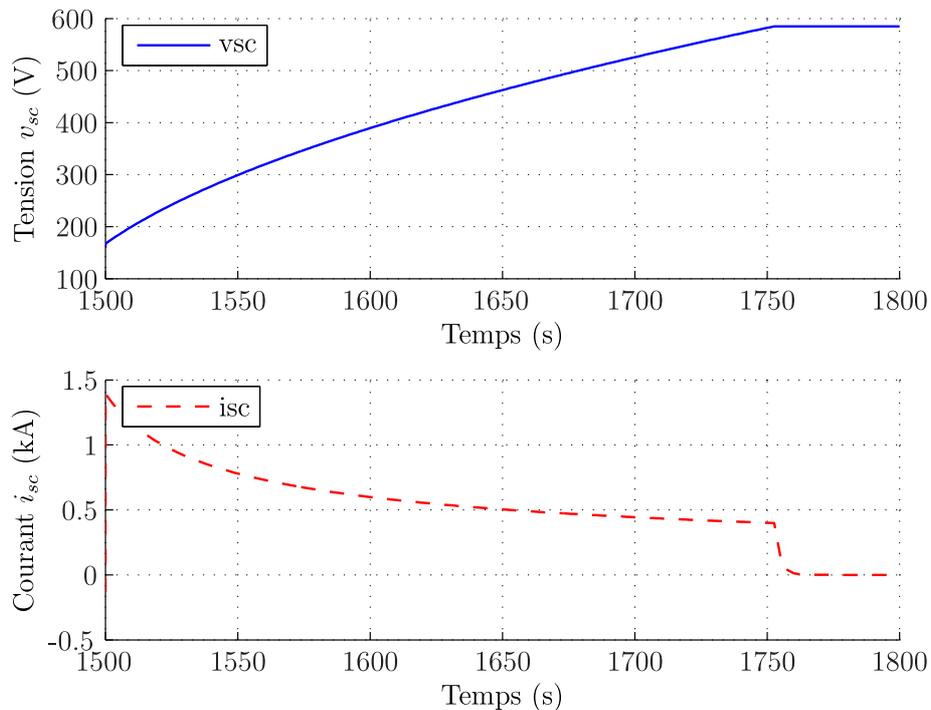


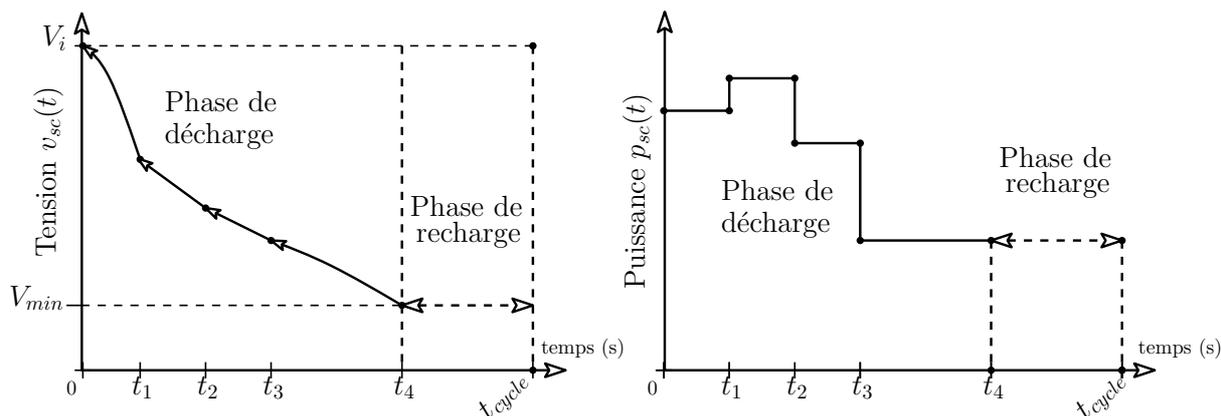
Figure III-5 - Tension  $v_{sc}(t)$  et courant  $i_{sc}(t)$  avec une stratégie de recharge de type stratégie PV

Rappelons que cette *stratégie PV* de recharge convient aux stations de recharge de faible puissance nominale. Par exemple, ce type de recharge est adaptée à une sous-station de recharge connectée en bout ligne sur une branche du réseau électrique et disposant de puissances maximales limitées.

### III.1.3 Calcul des grandeurs électriques

À partir du profil de puissance  $p_{sc}(t)$  et de la valeur minimale de la tension en fin de décharge  $V_{min}$ , le modèle électrique doit construire le profil de la tension  $v_{sc}(t)$  lors des cycles de charge-décharge. La principale difficulté est que nous devons d'abord déterminer les tensions maximales  $V_i$  des différents paliers. Or, pour maximiser la durée de vie, il faut que lors du dernier cycle du palier de chaque palier, la tension de fin de décharge soit égale à la valeur minimale désirée  $V_{min}$ . Cette valeur est la même pour tous les paliers (voir figure III-2). Malheureusement, il n'est pas possible d'obtenir une solution explicite à ce problème, car la tension recherchée  $V_i$  dépend de l'évolution (due au vieillissement) de la capacité, qui elle-même dépend du profil de tension et donc de  $V_i$ . En outre, comme nous allons le voir, la détermination de la tension instantanée  $v_{sc}(t)$  à partir du profil de puissance n'est pas immédiate. Nous avons eu recours à une résolution itérative qui suit l'algorithme suivant :

- On propose une valeur  $V_{min-d}$  de la tension minimale en début de palier (voir figure III-2) ;
- À partir de cette valeur de fin de décharge et du cycle de puissance demandé, on détermine la valeur de la tension maximale  $V_{i-d}$  nécessaire, en remontant le temps (cf. figure III-6) ; on en déduit également la courbe de tension durant la charge ;
- On connaît maintenant le cycle complet du début du palier. Nous allons maintenant calculer l'effet de ce cycle sur le vieillissement des supercondensateurs et notamment l'évolution de leur capacité  $c_{sc}$ . Pour simplifier, on suppose que ce cycle va être répété à l'identique pendant tout le palier de durée  $\Delta t_{maintenance}$ . Ceci est très légèrement pessimiste, car par la suite la tension minimale du cycle va diminuer. Mais cela évite de recalculer tous les cycles d'un palier, ce qui serait prohibitif en coût de calcul. À partir de la capacité initiale  $c_{sc}(i)$  et du modèle de vieillissement, nous en déduisons donc la valeur  $c_{sc}(i+1)$  en fin de palier ;
- Le dernier cycle du palier va nous permettre de vérifier si la valeur  $V_{min-d}$  proposée est correcte. Pour cela, à nouveau nous recalculons la valeur de la tension maximale  $V_{i-f}$  en partant de la tension  $V_{min}$  qui elle est connue. Si l'écart entre les deux valeurs  $V_{i-d}$  et  $V_{i-f}$  est inférieur à  $\varepsilon=0,1V$ , on considère que la valeur proposée est correcte et que l'on a trouvé  $V_i$ . Sinon, nous reprenons tout le calcul, à partir d'une valeur de  $V_{min-d}$  incrémentée de  $\varepsilon$ .


 Figure III-6 - Procédé de calcul de la tension maximale  $V_i$ 

La décharge des supercondensateurs se fait à puissance imposée (profil lié à la traversée). Pour la charge, nous aurons également une phase à puissance imposée, en début de charge (mode P), suivi par une phase à tension imposée (mode V). Pour déterminer les grandeurs électriques du convertisseur et du module équivalent, nous avons associé à chaque phase de fonctionnement une équation différentielle résolue de manière analytique pour la charge sous une tension constante  $V_{sc0}$  et de manière numérique pour la charge ou la décharge à puissance constante  $P_{sc0}$ .

Selon le schéma (II-11), la puissance absorbée par un module de supercondensateurs est définie par  $p_{sc} = v_{sc}i_{sc}$ . Ce qui conduit à l'équation différentielle non-linéaire suivante pour déterminer  $u_c(t)$  :

$$r_s(1 + \frac{r_s}{r_p})c_{sc}^2(\frac{du_c}{dt})^2 + (1 + 2\frac{r_s}{r_p})c_{sc}u_c\frac{du_c}{dt} + \frac{u_c^2}{r_p} = P_{sc} \quad (\text{III-3})$$

Cette équation n'admettant pas de solution analytique, nous avons utilisé la méthode numérique d'Euler, avec un pas temporel  $T_e = 1$  s, adapté à la dynamique de la tension  $u_c$  :

$$u_c(t + T_e) = u_c(t) + T_e \frac{du_c(t)}{dt} \quad (\text{III-4})$$

avec  $x = du_c/dt$  solution de l'équation suivante :

$$r_s(1 + \frac{r_s}{r_p})c_{sc}^2x^2 + (1 + 2\frac{r_s}{r_p})c_{sc}u_cx + \frac{u_c^2}{r_p} - P_{sc} = 0 \quad (\text{III-5})$$

et  $k_1 = r_sc_{sc}^2(1 + r_s/r_p)$ ,  $k_2 = c_{sc}(1 + 2r_s/r_p)$ ,  $k_3 = 1/r_p$ .

Lors de la charge à puissance imposée, la puissance  $p_{sc}$  est positive et nous obtenons l'équation de récurrence :

$$u_c(t_i + T_e) = u_c(t_i) + T_e \frac{k_2u_c(t_i) \cdot \sqrt{(k_2^2 - 4k_1k_3)u_c^2(t_i) + 4k_1P_{sc}}}{2k_1} \quad (\text{III-6})$$

Lors de la décharge, la puissance imposée est négative. Ce qui donne :

$$u_c(t_i + T_e) = u_c(t_i) \cdot T_e \frac{k_2 u_c(t_i) \cdot \sqrt{(k_2^2 - 4k_1 k_3) u_c^2(t_i) + 4k_1 p_{sc}}}{2k_1} \quad (\text{III-7})$$

Comme cela a été indiqué précédemment, nous utilisons cette relation de manière rétrograde, en partant de la tension de fin de décharge, vers la tension  $V_i$  qui est à déterminer. Dans ce cas, nous avons :

$$u_c(t_i \cdot T_e) = u_c(t_i) \cdot T_e \frac{k_2 u_c(t_i) \cdot \sqrt{(k_2^2 - 4k_1 k_3) u_c^2(t_i) + 4k_1 p_{sc}}}{2k_1} \quad (\text{III-8})$$

Pour la *stratégie PV*, la fin de charge sous tension constante demande la résolution de l'équation différentielle:

$$r_s c_{sc} \frac{du_c}{dt} + \frac{u_c}{r_p} = V_{sc0} \quad (\text{III-9})$$

Cette fois, nous disposons d'une solution analytique de  $u_c(t)$  :

$$u_c(t) = (u_c(0) - V_{sc0}) e^{\frac{-t}{r_s c_{sc}}} + V_{sc0} \quad (\text{III-10})$$

La détermination du profil  $v_{sc}(t)$  permet de déterminer les autres grandeurs électriques, comme le courant issu des supercondensateurs  $i_{sc}(t)$  et le courant  $i_L(t)$  circulant dans chaque bras du convertisseur. On peut alors calculer les énergies dissipées dans le cycle.

### III.2 Mise en forme du problème d'optimisation

Face aux contraintes techniques et économiques présentées dans le chapitre I, il est impératif de choisir un objectif faisant la synthèse de ces deux aspects. Pour cela, le dimensionnement des 3 composants (supercondensateurs, convertisseur et inductances) est associé à un coût d'acquisition auquel s'ajoute le coût d'exploitation de la solution. Celui-ci dépend du coût du kWh et il est la somme du coût de l'énergie utile et du coût des pertes électriques. La durée de vie de la chaîne est évaluée à l'aide du modèle de vieillissement et de durée de vie des supercondensateurs.

Il est donc nécessaire d'effectuer un couplage des modèles énergétiques, thermiques, de coût et de durée de vie, qui ont été présentés au chapitre II. Tous ces modèles vont être associés dans une fonction objectif  $f_{obj}$ , qui sera paramétrée par les variables de dimensionnement du système. Étant donné la diversité et la multiplicité des modèles mis en jeu, ceux-ci font intervenir un grand nombre de paramètres. Afin de réduire ce nombre, nous avons été amené à faire des hypothèses et des choix qui ont été précisés au cours du chapitre II. Comme nous allons le voir, la majorité des caractéristiques du système sont interdépendantes et, en définitive, nous ne disposons que de 3 degrés de liberté. Parmi les différentes possibilités, comme l'indique la figure (III-7), nous avons retenu  $N_s$  (le nombre de modules en série dans une branche),  $N_p$  (le nombre de branches en parallèle) et  $V_{min}$  (tension minimale de décharge). Le début de cette section va nous permettre de justifier ce choix.

Par ailleurs, la fonction  $f_{obj}$  sera influencée par le cycle de puissance et la stratégie d'exploitation avec quelques contraintes liées à l'environnement. Cette fonction calcule le coût global annuel moyen, qui est le quotient du coût total (la somme du coût d'acquisition et du coût d'exploitation) sur la durée de vie de la solution.

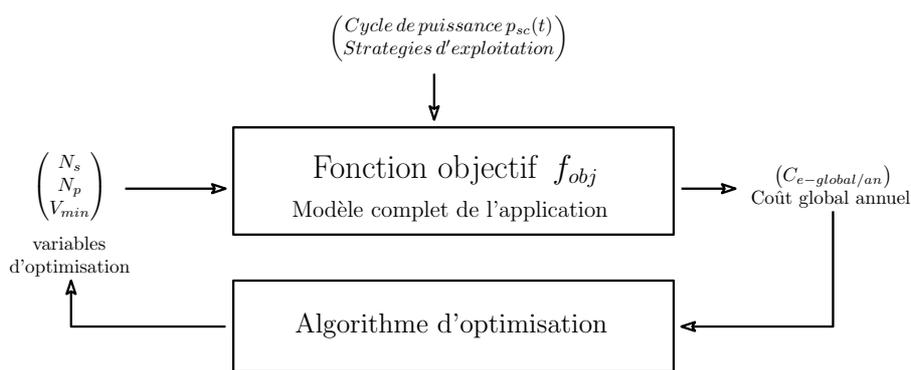


Figure III-7 - Représentation du processus d'optimisation

### III.2.1 Définitions des variables d'optimisation

#### III.2.1.1 Choix des variables d'optimisation

Pour déterminer les paramètres qui seront utilisés comme variable d'optimisation, nous avons fait la liste des paramètres utilisés pour la description de chaque type d'organe (supercondensateurs, IGBT et inductance) ainsi que celle des équations qui relient ces paramètres. Ceci permet tout d'abord de constater que nous n'avons que trois paramètres indépendants à optimiser.

On constate ensuite que nous avons deux paramètres qui doivent être entiers :  $N_s$  et  $N_p$ . Pour simplifier la gestion de l'optimiseur, il est préférable (si cela est possible) de retenir ces deux paramètres comme variables d'optimisation : il suffit alors de limiter notre recherche de solution aux nombres entiers. Sinon, il faudrait, soit ajouter une contrainte sur ces variables, ce qui serait lourd à gérer et inefficace en termes de calcul, soit faire une optimisation préliminaire qui ne tienne pas compte de la nature de ces variables et qui renvoie des valeurs fractionnaires de  $N_s$  et  $N_p$ . Il faudrait ensuite rechercher parmi les solutions voisines celle qui est la meilleure.

Il ne reste alors qu'un seul paramètre à choisir. L'examen des équations montre que celui qui est le plus influent est  $V_{min}$ . Mais surtout qu'il est beaucoup plus facile de déduire les autres paramètres de la valeur de  $V_{min}$ , que l'inverse.

#### III.2.1.2 Espace d'étude des variables d'optimisation

Il est nécessaire de limiter l'espace de recherche des variables d'optimisation en fonction des réalités physiques de l'ensemble convertisseur-supercondensateurs.

Par exemple, la tension  $v_{sc-eg}(t)$  du module équivalent ne doit pas excéder la tension  $E_{dc}$  du bus continu pour assurer le fonctionnement en mode dévolteur/survolteur<sup>46</sup> du convertisseur. Puisque cette tension dépend directement du nombre de modules  $N_s$  mis en série, l'espace de recherche de  $N_s$  est borné en conséquence avec  $V_{module}$  la tension maximale d'un module de supercondensateurs :

$$1 \leq N_s \leq \frac{E_{dc}}{V_{module}} \quad (\text{III-11})$$

L'espace de recherche de  $N_p$  sera contraint par une valeur maximale, déduite du nombre de branches du dimensionnement classique. En pratique, cette valeur est égale au double du nombre de branches du dimensionnement classique :

$$1 \leq N_p \leq 2 N_{p\text{-classique}} \quad (\text{III-12})$$

---

<sup>46</sup> mode *buck/boost*.

L'espace de recherche de  $V_{min}$  est borné de façon pragmatique entre 10 % et 50 % de la tension maximale applicable à une branche, c'est-à-dire la tension  $E_{dc}$  du bus continu.

$$\frac{E_{dc}}{10} \leq V_{min} \leq \frac{E_{dc}}{2} \quad (\text{III-13})$$

Ainsi, notre espace de recherche pour le cahier des charges du petit ferry correspond aux données du tableau (III-2).

Tableau III-2 - Espace de recherche du petit ferry

Paramètre	Borne inférieure	Borne supérieure
$N_s$	1	9
$N_p$	1	28
$V_{min}$	60	300

### III.2.1.3 Mise en place de l'algorithme d'optimisation par essais particuliers

Il s'agit maintenant de choisir l'algorithme d'optimisation pour atteindre notre objectif. Aujourd'hui, plusieurs méthodes d'optimisation existent (simplex, gradient ...) pour résoudre ce type de problème. Parmi celles-ci, les méthodes métaheuristiques semblent bien indiquées pour les problèmes dits d'optimisation difficile. Certains de ces algorithmes sont déjà utilisés au laboratoire IREENA pour résoudre divers problèmes d'optimisation (forme d'encoches de moteurs, forme d'un inducteur pour la mesure de champ et d'induction magnétique ...).

Nous avons retenu la méthode d'optimisation par essaim particulaire (OEP)<sup>47</sup>. Selon [Clerc-04], cette méthode se révèle particulièrement efficace pour les problèmes d'optimisation non linéaire, à variables continues, entières ou mixtes. Or, nous utilisons des variables d'optimisations discrètes ( $N_s$ ,  $N_p$ ) et continues ( $V_{min}$ ).

De façon pratique, l'utilisation de cet algorithme conduit à définir les paramètres de l'essaim. Notre essaim<sup>48</sup> sera constitué de 25 particules et limité à 30 itérations maximum. Le mouvement de l'essaim de chaque particule est donné par les équations suivantes :

$$V_{k+1} = \omega V_k + b_1 c_p (P_i - X_k) + b_2 c_g (P_g - X_k) \quad (\text{III-14})$$

$$X_{k+1} = X_k + V_k \quad (\text{III-15})$$

avec  $V_{k+1}$  la vitesse de la particule au prochain pas de temps,  $V_k$  la vitesse actuelle de la particule,  $c_p$  l'accélération de la meilleure position de la particule,  $b_1$  un nombre aléatoire associé à l'accélération de la meilleure position de la particule,  $c_g$  l'accélération de la

<sup>47</sup> Cet algorithme porte en anglais le nom de particle swarm optimization (PSO) et d'optimisation par essaim particuliers (OEP) en français.

<sup>48</sup> Pour plus d'information sur le fonctionnement de l'algorithme OEP, cf. [Clerc-04, Clerc-05]

meilleure position globale<sup>49</sup>,  $b_2$  un nombre aléatoire associé à l'accélération de la meilleure position globale,  $P_i$  les coordonnées de la meilleure position de la particule,  $P_g$  les coordonnées de la meilleure position globale,  $X_k$  la position actuelle de la particule. Les paramètres de l'essaim sont définis dans le tableau (III-3). Le réglage de ces paramètres est semi-empirique, car il doit respecter certaines règles, afin de garantir la convergence de l'estimation [Trelea-03].

Tableau III-3 - Tableau des paramètres de l'algorithme OEP

Description	Paramètre	Valeur
Inertie des particules	w	0.65
Accélération vers la meilleure position de la particule	$c_p$	1.49
Accélération vers la meilleure position globale	$c_g$	1.49

### III.2.2 Gestion des contraintes associées au couplage des modèles

Après avoir déterminé les variables clés de la fonction  $f_{obj}$ , nous nous intéressons à la gestion des contraintes de la fonction objectif. Ces contraintes ont pour but de rejeter les solutions associées à des situations interdites comme une tension  $v_{sc}(t)$  dépassant la tension nominale d'un module ou un modèle de durée de vie renvoyant une durée de vie supérieure à 20 ans.

#### III.2.2.1 Gestion des contraintes associées à une cellule de supercondensateur

À partir de différentes recherches bibliographiques [Rizoug-06, Lajnef-06, El Brouji-09, Bertrand-11, Kreczanik-11] et des informations fournies par des constructeurs, nous allons considérer que la durée de vie maximale d'un supercondensateur est de 20 ans. Cette valeur s'explique par le peu d'informations dont disposent les constructeurs pour des applications de longue durée de vie. Cette contrainte est intégrée à la fonction objectif  $f_{obj}$  par une simple limitation de la durée de vie à  $\max(\tau_{vie})$  selon le procédé :

$$\forall \tau_{vie} > \max(\tau_{vie}), \tau_{vie} = \max(\tau_{vie}) \quad (\text{III-16})$$

avec  $\tau_{vie}$  la durée de vie calculée par le modèle de vieillissement.

Pour gérer les autres contraintes, nous avons introduit un facteur de pénalisation  $k_{pen}$  qui est multiplié au coût annuel de la solution. Tant qu'aucune contrainte n'est violée, ce facteur vaut 1 et le coût renvoyé par la fonction objectif est le coût réel. Lorsqu'une contrainte n'est pas respectée, le facteur  $k_{pen}$  est multiplié par 100. On obtient alors un coût apparent prohibitif et la solution est rejetée par l'optimisation.

<sup>49</sup> La particule avec le plus bas coût est élue la meilleure position globale.

Le modèle électrique ne contient pas de limite de la tension  $v_{sc}(t)$ , or, en pratique il est nécessaire de limiter la valeur maximale de  $v_{sc}(t)$  pour qu'elle ne dépasse pas 2.7 V par cellule. Cette limitation est donc obtenue grâce au facteur de pénalisation :

$$\forall V_i > N_s \times V_{module}, \quad k_{pen} = 100 \times k_{pen} \quad (III-17)$$

avec  $V_i$  la tension maximale de recharge du palier<sup>50</sup> n°i,  $V_{module}$  la tension nominale d'un module,  $N_s$  le nombre de modules en série dans une branche.

### III.2.2 Gestion des contraintes liées à l'exploitation du navire

Parallèlement aux deux contraintes liées aux modules de supercondensateurs, il est nécessaire d'ajouter la contrainte du temps de recharge  $\Delta t_{rech}$ . En effet, la durée de recharge est une contrainte du cahier des charges : il est impératif d'avoir un temps de recharge  $\Delta t_{rech}$  inférieur ou égal au temps d'escale  $\Delta t_{quai}$ .

Quoi qu'il en soit, dès que le triplet  $(N_s, N_p, V_{min})$  retourne une durée de recharge  $\Delta t_{rech}$  supérieure à la durée de l'escale, comme précédemment, la solution est rejetée grâce au facteur de pénalisation  $k_{pen}$  :

$$\forall \Delta t_{rech} > \Delta t_{quai}, \quad k_{pen} = 100 \times k_{pen} \quad (III-18)$$

### III.2.3 Couplage des modèles en vue d'une optimisation technico-économique sous contraintes

Nous allons maintenant montrer comment les modèles du chapitre II sont articulés pour former la fonction objectif  $f_{obj}$ . Cette articulation est représentée par le graphe de la figure (III-8) qui fait apparaître les principales variables qui relient les modèles. Chaque résolution de cet ensemble d'équations se base sur le profil de puissance  $p_{sc}(t)$  et sur la stratégie d'exploitation<sup>51</sup> pour le calcul du coût global annuel  $C_{e-global/an}$ , pour un triplet de variables  $(N_s, N_p, V_{min})$  donné.

Analysons rapidement ce graphe. Tout d'abord, des variables d'optimisation et du profil de puissance, on déduit le profil de tension  $v_{sc}(t)$  aux bornes du module équivalent de supercondensateurs, le courant  $i_{sc}(t)$  circulant dans chaque module et les pertes électriques du cycle dans la chaîne de conversion et de stockage d'énergie.

Ensuite, les pertes électriques du module équivalent sont utilisées pour le calcul de l'auto-échauffement moyen  $\overline{\Delta T_{sc}}$  sur un cycle, afin d'estimer la température moyenne  $\overline{T_{sc}}$  du cœur du module. Cette température  $\overline{T_{sc}}$  et la tension  $v_{sc}(t)$  du cycle de tension sont ensuite utilisées par le modèle de vieillissement et de durée de vie pour déterminer la

<sup>50</sup> voir la partie sur la stratégie d'exploitation en tension d'un supercondensateur.

<sup>51</sup> Stratégie en tension et stratégie de recharge.

dégradation de la capacité  $c_{sc}$  et de la résistance  $r_s$  au bout d'une durée  $\Delta t_{maintenance}$ . Ces calculs ont lieu jusqu'à ce que la capacité  $c_{sc}$  atteigne 80 % de sa valeur nominale.

Les pertes électriques totales et de l'énergie utile, sont ensuite utilisées par le modèle économique en tenant compte du coût actualisé du kWh  $C_{e-kWh}$  pour déterminer le coût total de l'exploitation  $C_{e-expl}$ . Parallèlement à cela, le modèle électrique du convertisseur calcule la puissance apparente nominale  $S_{nom}$  à partir du courant maximal  $I_{L-max}$  de l'inductance pour déterminer le coût d'acquisition  $C_{e-IGBT}$  du convertisseur. De même, le modèle économique des supercondensateurs permet de calculer le coût d'acquisition  $C_{e-sc}$  de l'ensemble des modules.

Nous allons préciser le fonctionnement du calcul de la durée de vie et du coût global qui sont les plus délicats.

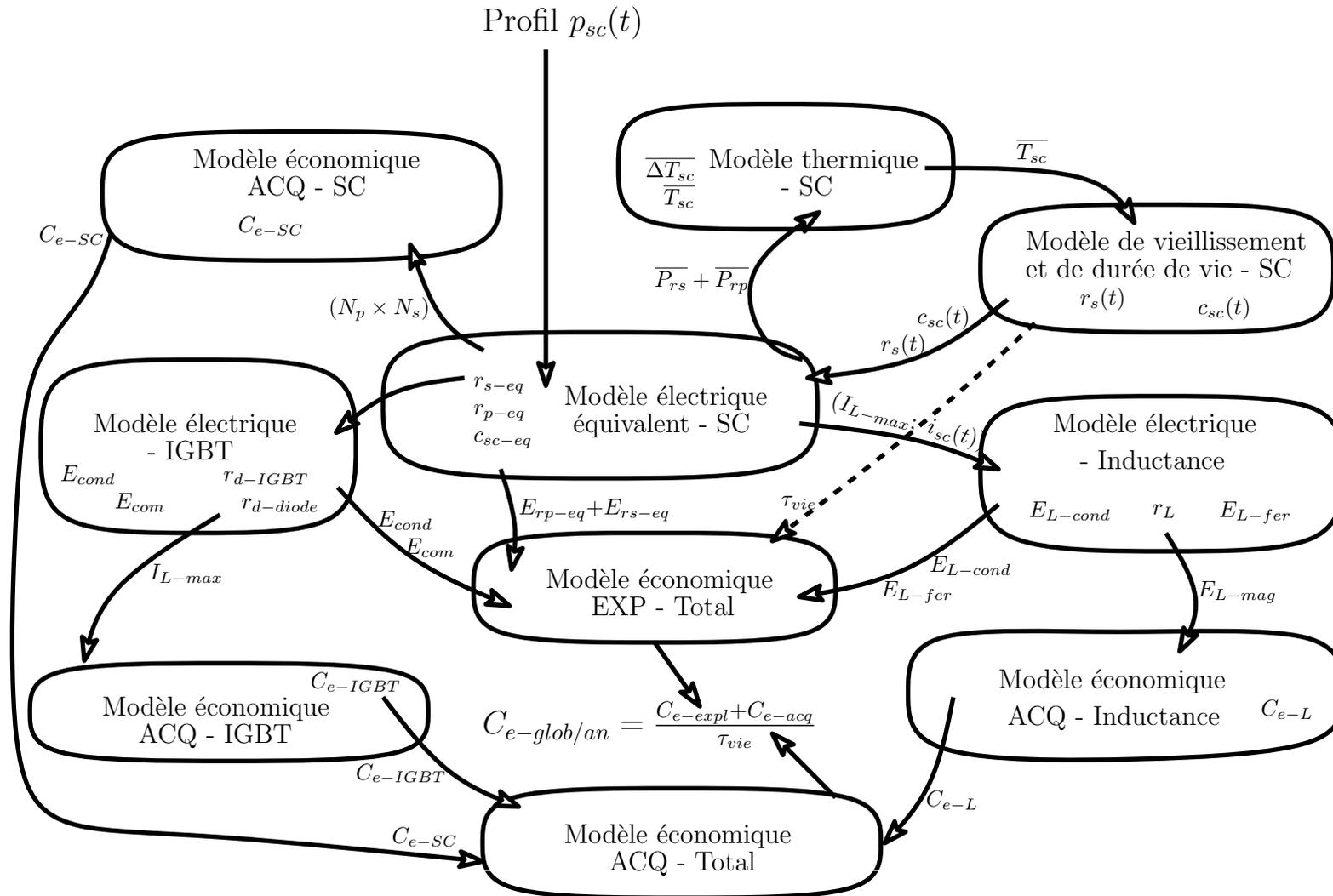


Figure III-8 - Graphe de relations entre les modèles

### III.2.3.1 Calcul de la durée de vie

Nous utilisons l'approximation linéaire présentée au chapitre II (section II.2.3.3), pour prévoir l'évolution de la capacité des supercondensateurs. Cette capacité sera donc initialisée à 90% de sa valeur nominale pour arriver, en fin de vie, à 80% de cette même valeur.

Avec, la stratégie optimale d'exploitation, la tension maximale vue par les modules varient par palier (de durée  $\Delta t_{maintenance}$ ) et puisque l'on sait déterminer le cycle de tension  $v_{sc}(t)$  pour une capacité  $c_{sc}(i)$  et une résistance  $r_s(i)$ , ce cycle est utilisé par le modèle de durée de vie des supercondensateurs afin de déterminer la dégradation de la capacité au bout d'une durée  $\Delta t_{maintenance}$ .

En réalité, pour simplifier, le modèle de durée de vie utilise uniquement le premier cycle du palier (1) pour déterminer la valeur de la capacité au bout d'une durée  $\Delta t_{maintenance}$ . Ce cycle est choisi parce qu'il est le plus vieillissant à cause de la valeur de  $V_{min}$  qui est la plus forte au cours du palier. Le modèle de vieillissement calcule également l'évolution de la résistance série et renvoie l'information aux modèles économiques et aux modèles de pertes électriques.

Selon ces hypothèses, le cycle de tension du début du palier (1) est répété  $N_{trajets}$  par an jusqu'à atteindre le cycle final qui sera associé à la capacité  $c_{sc}(i+1)$ , valeur de capacité de la fin du palier. Nous sommes conscients que ce résultat surestime le vieillissement au cours du palier mais il est important de rappeler que la durée de vie d'un module ne peut être qu'approchée.

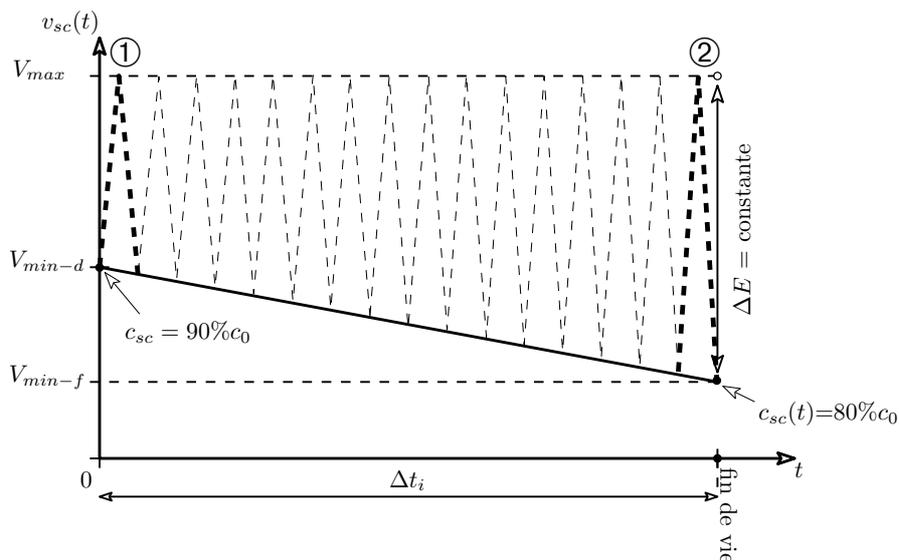


Figure III-9 - Évolution de la tension et de la capacité dans l'algorithme d'estimation de la durée de vie

### III.2.3.2 Calcul du coût global $C_{e-glob/an}$

En ce qui a trait au calcul du coût d'exploitation  $C_{e-expl}$ , le modèle économique de l'exploitation utilise l'équation (III-19) pour calculer la facture d'énergie à partir de l'énergie utile  $E_{utile}$ , des pertes électriques des modules ( $E_{rp}$  et  $E_{rs}$ ) et des pertes du convertisseur ( $E_{com}$ ,  $E_{cond}$ ,  $E_{L-cond}$  et  $E_{L-fer}$ ). Cette équation (III-19) tient compte du nombre par an de trajets  $N_{trajets}$  pour calculer l'ensemble des pertes électriques de la chaîne de conversion et de stockage d'énergie à partir du coût d'un kWh.

$$C_{e-expl}[\text{€}] = \sum_{i=1}^{n_{vie}} C_{e-1J}(i) (E_{rp-eq}(i) + E_{rs-eq}(i) + E_{com}(i) + E_{cond}(i) + E_{L-cond}(i) + E_{L-fer}(i) + E_{utile}) \quad (\text{III-19})$$

avec  $n_{vie}$  le nombre de paliers,  $E_{rp-eq}$  les pertes totales de l'équilibrage de l'ensemble des modules,  $E_{rs-eq}$  les pertes totales du transfert de l'énergie depuis et vers le supercondensateur équivalent,  $E_{com}$  les pertes de commutation des transistors du convertisseur,  $E_{cond}$  les pertes de conduction des transistors et de la diode anti-parallèle,  $E_{L-cond}$  les pertes dans les bobinages des trois inductances de lissage,  $E_{L-fer}$  les pertes fer dans les inductances de lissage et  $E_{utile}$  l'énergie utile des cycles effectués au cours d'un palier.

Pour compléter le coût d'exploitation  $C_{e-expl}$  et ainsi obtenir le coût global de la solution  $C_{e-global}$ , il faut ajouter le coût d'acquisition  $C_{e-acq}$  qui comprend le coût du convertisseur et celui des modules de supercondensateurs :

$$C_{e-acq}[\text{€}] = 3 C_{e-L} + N_s N_p C_{e-module} + C_{e-IGBT} \quad (\text{III-20})$$

avec  $C_{e-L}$  le coût d'acquisition d'une inductance,  $C_{e-module}$  le coût d'acquisition d'un module de supercondensateurs et  $C_{e-IGBT}$  le coût de trois bras d'interrupteurs IGBT. En définitive, la somme des coûts d'acquisition et du coût d'exploitation constitue le coût global d'une solution pour un triplet  $(N_s, N_p, V_{min})$ . Il ne reste plus qu'à calculer le coût annuel moyen à partir de la durée de vie et, enfin, d'introduire le facteur de pénalisation  $k_{pen}$  qui permet d'éliminer les solutions qui ne respectent pas les contraintes :

$$C_{e-glob/an}[\text{€}] = \frac{C_{e-acq} + C_{e-expl}}{\tau_{vie}} k_{pen} \quad (\text{III-21})$$

### III.3 Optimisation technico-économique d'une chaîne de stockage et de conversion d'énergie

Nous allons présenter les résultats de l'optimisation technico-économique de la source d'énergie du ferry dont le cahier des charges est défini au chapitre I. Auparavant nous rappelons la méthode de dimensionnement classique proposée par un constructeur de modules [Maxwell-04]. Cette méthode sera comparée au résultat de l'algorithme d'optimisation afin d'évaluer l'intérêt de la démarche entreprise dans ce manuscrit.

Le dimensionnement classique part du principe que les tensions relatives minimale et maximale sont fixes et correspondent à une tension minimale de 812.5 mV (30 %) et une tension maximale égale à 2.5 V (93 %) sur une cellule de tension nominale égale à 2.7 V. L'énergie utile par module (cf. équation III-22) est obtenue en considérant que la capacité du module est égale à sa valeur en fin de vie ( $c_{sc} = 80 \% c_{sc0}$ ) :

$$E_{\text{module}} [\text{Wh}] = \frac{1}{2} \frac{80\% \times c_{sc0}}{3600} \left( (0.93)^2 - (0.30)^2 \right) V_{\text{module}}^2 \quad (\text{III-22})$$

Ce qui donne une énergie  $E_{\text{module}}$  égale à 62 % de l'énergie maximale stockée dans un supercondensateur de capacité  $c_{sc0}$ .

#### III.3.1 Dimensionnement optimal d'un ferry électrique à passagers

##### III.3.1.1 Récapitulatif des hypothèses de dimensionnement

Le dimensionnement optimal de la source d'énergie du navire répond au cahier des charges défini dans le chapitre I (cf. tableau I-11). Deux chaînes de conversion et de stockage d'énergie sont dimensionnées pour des modules M65V375F avec des hypothèses provenant du cahier des charges (cf. tableau III-4). Par ailleurs, nous choisissons d'utiliser une *stratégie de recharge PV* avec une mise à jour une fois par an de la tension<sup>52</sup>  $V_i$ . À la fin du processus d'optimisation, l'algorithme d'optimisation renvoie le point associé aux valeurs optimales du tableau (III-5).

---

<sup>52</sup> cf. la partie sur la stratégie d'exploitation en tension.

Tableau III-4 - Principales données du problème de dimensionnement optimal

Paramètre	Valeur	Unité
$E_{utile}$	15	kWh/chaîne
$\Delta t_{quai}$	5	minute
$C_{e-kWh}(2010)$	11	c€.kWh <sup>-1</sup> + 4%.an <sup>-1</sup>
$C_{e-module}$	25	€.Wh <sup>-1</sup>
$N_{trajets}$	35	trajets/jour
$\Delta t_{maintenance}$	1	an
$E_{dc}$	600	V
$r_s$	3	mΩ
$r_p$	2	kΩ
$V_{module}$	65	V
$C_{sc}$	375	F
$R_{th}$	0.35	°C.W <sup>-1</sup>
$T_a$	20	°C

### III.3.1.2 Résultats des dimensionnements

Le tableau (III-5) compare les résultats d'un dimensionnement optimal avec une stratégie en tension par palier et ceux d'un dimensionnement classique. En réalité nous avons présenté deux résultats obtenus par optimisation, car ils présentent des performances très proches : leurs coûts annuels ne diffèrent que de 200 € soit moins de 0.3 %. La meilleure des solutions correspond à 9 modules en séries et 11 branches en parallèle alors que la seconde réduit le nombre de modules en série à 8 pour augmenter le nombre de branches à 12. Cette compensation fait que le nombre total de modules change peu : de 99 à 96. La première solution utilise plus de modules, ce qui lui permet de descendre moins bas en tension ( $V_{min}$  vaut 25.9 % au lieu de 19.6 %) et donc d'avoir des courants et des pertes Joule plus faibles. Cela se traduit par un rendement supérieur.

Si l'on compare maintenant le meilleur dimensionnement optimal avec la stratégie classique, on constate des différences beaucoup plus importantes. Tout d'abord, le nombre de branches est beaucoup plus élevé. Ceci est dû au fait que la stratégie classique tend à minimiser la valeur de l'énergie exploitable en ne considérant que 80 % de la capacité des supercondensateurs et en utilisant une plage de tension réduite (30 % - 93 %). On obtient ainsi un taux de remplissage de 62 % bien inférieur à celui des stratégies optimales : 75 % et 77 %. Et le nombre total de modules passe à 126, soit 27 % de modules en plus. Ceci est légèrement compensé par un meilleur rendement (95.9 % au lieu de 95.7 %), mais au final, la solution classique coûte 7,1 k€ plus cher que la solution optimisée.

Par conséquent, la démarche de conception systémique montre ici tout son intérêt car, grâce à la modélisation de l'ensemble de la chaîne, le coût global est diminué de plus de 10 %. Ceci est évidemment à pondérer par le fait que le dimensionnement classique est très prudent et offre une marge de sécurité plus importante que le dimensionnement optimisé. Nous considérons que c'est au concepteur de définir ses propres marges et qu'il

est préférable que celle-ci soient introduites au niveau des cycles de puissance du cahier des charges.

Tableau III-5 – Comparaison de l'optimisation d'une chaîne de conversion et de stockage d'énergie

Variable	Unité	Dimensionnement optimal n°1	Dimensionnement optimal n°2	Dimensionnement classique
$N_s$	modules	9	8	9
$N_p$	branches	11	12	14
$N_s \cdot N_p$	modules	99	96 (-3 %)	126 (+21.2%)
$V_{min}$	V	151.3 (25.9 % $V_{nom}$ )	102.7 (19.8 % $V_{nom}$ )	175.5 (30 % $V_{nom}$ )
$C_{e-global/an}$	k€.an <sup>-1</sup>	67.7	67.9 (+0.3 %)	74.8 (+10.5 %)
$\tau_{vie}$	ans	20	20	20
<b>Coût d'acquisition</b>	%	<b>43.5 (588.4 k€)</b>	<b>43.1 (585.8 k€)</b>	<b>49 (732.5 k€)</b>
<i>IGBT</i>	%	7 (41.5 k€)	9.3 (54.5 k€)	5.1 (37.4 k€)
<i>Inductance</i>	%	0.2 (2.3 k€)	0.2 (3.3 k€)	0.1 (2.1 k€)
<i>Supercondensateur</i>	%	92.8 (544.5 k€)	90.5 (528 k€)	94.8 (693 k€)
<b>Coût d'exploitation</b>	%	<b>56.5 (764.8 k€)</b>	<b>56.9 (772.6 k€)</b>	<b>51 (763.5 k€)</b>
<i>IGBT</i>	%	2.1 (16.3 k€)	2.5 (19.2 k€)	2.2 (16.7 k€)
<i>Inductance</i>	%	0.9 (6.6 k€)	1.3 (10.3 k€)	0.9 (7.1 k€)
<i>Supercondensateur</i>	%	1.3 (9.8 k€)	1.4 (11 k€)	1 (7.6 k€)
<b>Énergie utile</b>	%	<b>95.7 (732.1 k€)</b>	<b>94.8 (732.1 k€)</b>	<b>95.9 (732.1 k€)</b>
<i>masse</i>	kg	6 085	6 470 (+6.3 %)	7 280 (+19.6 %)
$E_{module}$	%	75.2	77.5	59
$\Delta t_{maintenance}$	an	1	1	20
$\eta_{chaîne}$	%	95.7	94.8	95.9
$\eta_{convertisseur}$	%	97	96.1	96.9

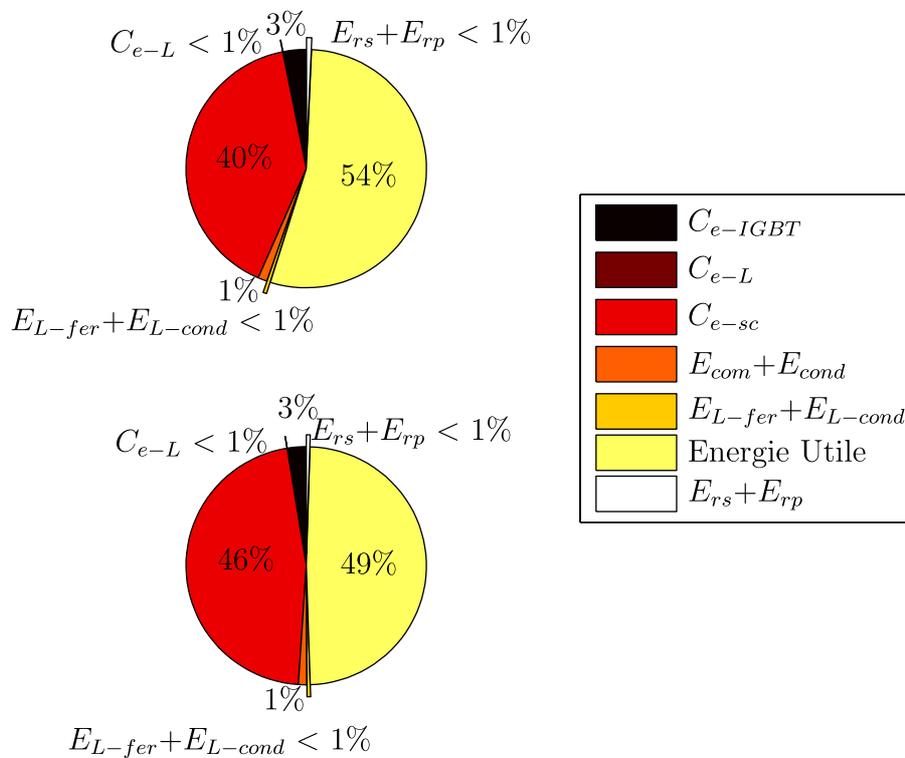


Figure III-10 – Répartition des dimensionnements (haut : optimal n°1 ; bas : classique)

### III.4 Étude de sensibilité de la fonction objectif $f_{obj}$

L'étude de sensibilité permet de distinguer les hypothèses fortes et faibles et dans le même temps estimer leurs impacts sur le dimensionnement. Dans la suite de ce paragraphe, cette étude de sensibilité est divisée en deux parties :

- La première partie traite des variables des modèles électriques, économique et de durée de vie. Des courbes de variations viennent appuyer cette étude afin de montrer l'impact de la variation de ces paramètres influents.
- La seconde partie se focalise sur une analyse plus fine des variations de la solution optimale. Cette partie fait appel à des croisements de variables appartenant à plusieurs modèles. Cette partie s'interroge, entre autres, sur l'existence ou non d'une énergie optimale stockée, une énergie répondant au compromis entre le vieillissement lié à la tension vue par le supercondensateur et la nécessité de minimiser le coût global annuel. L'étude pourra essayer de proposer une plage optimale de fonctionnement adaptée aux contraintes de l'application. Elle observe aussi quelles sont les attentions particulières à prendre lors du choix du matériel pour la mise en œuvre de la solution optimale (capteurs de tensions, température du local, réglages des seuils, ...).

Finalement, ces deux parties constituent une étude complète de la fonction objectif dans le but de montrer les précautions à prendre lors du réglage si l'on souhaite redéployer celui-ci vers une autre application ou si l'on souhaite, plus simplement, connaître les limites de cette modélisation. Ainsi, les études se focalisent sur le dimensionnement de la chaîne de conversion et de stockage d'énergie du ferry (cf. chapitre I) avec parfois des contraintes déverrouillées pour illustrer leurs impacts supposés ou non sur l'influence d'un paramètre.

Enfin, les études de sensibilité seront présentées en montrant la variation du coût global annuel par rapport au point du calcul. Pour cela, nous utiliserons l'équation (III-23) pour le calcul d'une variation relative du coût global annuel en sachant que  $C_{e\_global/an} = f_{obj}(x = (N_s, N_p, V_{min}))$  :

$$\frac{\Delta f_{obj}}{f_{obj}(x_0)} = \frac{f_{obj}(x) - f_{obj}(x_0)}{f_{obj}(x_0)} \times 100 \quad (III-23)$$

avec  $f_{obj}(x_0)$  le coût global annuel au point du dimensionnement optimum  $x_0$  aussi appelée valeur initiale,  $f_{obj}(x)$  le coût global annuel au point de dimensionnement associé avec à la valeur du paramètre  $x$ ,  $\Delta f_{obj}$  la variation du coût global annuel.

#### III.4.1 Étude de sensibilité des paramètres dominants

Les paramètres dominants occasionnent une variation du coût global annuel de  $\pm 5\%$  dans une plage raisonnable d'évolution du paramètre évalué  $x$ .

### III.4.1.1 Sensibilité à la résistance thermique du module $R_{tb}$

La résistance thermique influe fortement sur la durée de vie du module. Cette résistance va être modifiée en fonction de la vitesse de l'air autour du module. Cette vitesse est égale à  $5 \text{ m.s}^{-1}$  dans les dimensionnements du petit ferry électrique et elle correspond à une résistance thermique de  $0.35 \text{ }^\circ\text{C.W}^{-1}$ . Sous différentes conditions de vitesse de l'air, cette résistance peut varier entre une excellente conduction et convection thermique avec une résistance de  $0.1 \text{ }^\circ\text{C.W}^{-1}$  et une résistance associée à une très mauvaise conduction et convection thermique à  $0.7 \text{ }^\circ\text{C.W}^{-1}$ .

Il est prévisible que ce paramètre influence la durée de vie comme cela a pu être montré au chapitre II. En effet, le modèle de vieillissement tient compte de la température interne moyenne des cellules de supercondensateurs. Ainsi, une mauvaise évacuation des pertes électriques conduit indéniablement à une augmentation de la température interne des cellules de supercondensateurs.

Le tableau (III-6) montre qu'il faudra donc s'assurer d'une bonne circulation de l'air au sein du local des modules de supercondensateurs pour favoriser la durée de vie des cellules. Dans le cas contraire, la durée de vie peut être réduite de 2 ans pour un doublement de la résistance thermique, entraînant une variation de  $+6\%$  du coût global annuel.

Tableau III-6 - Résultats de la résistance thermique d'un module de supercondensateur  $R_{tb}$

Paramètre	Valeur de référence $R_{tbo} \text{ (}^\circ\text{C.W}^{-1}\text{)}$	Intervalle du paramètre $R_{tb} \text{ (}^\circ\text{C.W}^{-1}\text{)}$	Variation du coût global annuel (%)	Durée de vie (ans)
$R_{tb}$	0.35	min	0	20
		max	+6	18

Finalement, la résistance thermique est donc un paramètre sur lequel une attention particulière doit être portée lors de la conception du compartiment où les modules de supercondensateurs seront installés. Une manière simple de s'assurer d'une bonne évacuation des pertes est d'installer une ventilation dans le local des supercondensateurs. Cette ventilation doit être réglée pour refouler de l'air à une vitesse supérieure à  $5 \text{ m.s}^{-1}$ . En effet, cette valeur correspond à la vitesse de refoulement de l'air qui est utilisée par les constructeurs.

### III.4.1.2 Sensibilité à la température ambiante $T_a$

L'analyse suivante porte sur l'impact de la température ambiante  $T_a$  sur le coût global annuel. Cette température, ajoutée à celle de l'auto-échauffement  $\Delta T_{sc}$  intervient dans le modèle de durée de vie d'un supercondensateur.

La figure (III-11) montre qu'une mauvaise estimation de la température ambiante a de graves conséquences sur la durée de vie des modules et par conséquent sur le coût global annuel. Par exemple, un dimensionnement optimisé pour une température de 20 °C mais utilisé constamment dans un environnement réel à 30 °C, entraîne une division par deux de la durée de vie. En revanche, diminuer la température réelle de fonctionnement n'entraîne pas d'augmentation de la durée vie, cette dernière ne pouvant excéder 20 ans (limite de validité du modèle).

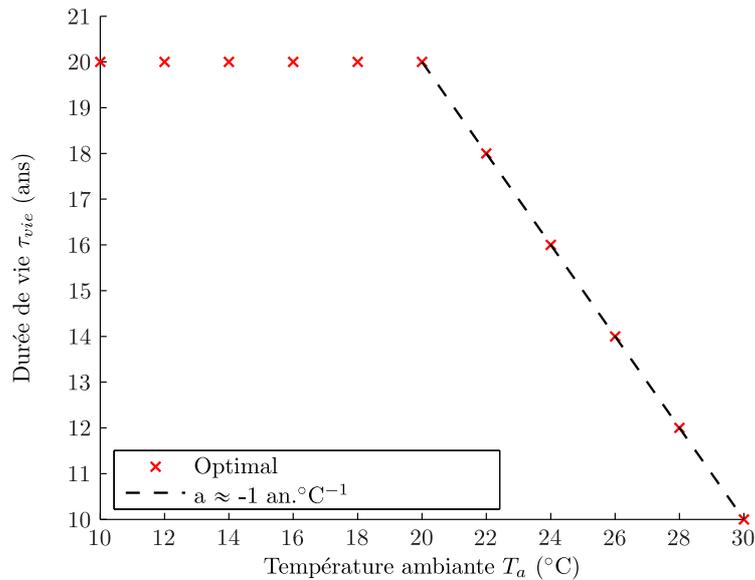


Figure III-11 - Évolution de la durée de vie en fonction de la température  $T_a$  pour un dimensionnement à 20 °C

C'est pourquoi une attention particulière doit être portée sur la maîtrise de la température ambiante du local. Dans le cas contraire, la chaîne de conversion et de stockage d'énergie peut voir sa durée de vie considérablement réduite. Pour remédier à ce problème, une solution serait d'installer une pompe à chaleur. L'influence d'une telle installation n'est pas étudiée dans ce manuscrit mais une modélisation comportementale est effectuée dans l'annexe (). On y apprend, par exemple, la puissance nécessaire pour maintenir une température constante dans un local.

#### III.4.1.3 Sensibilité au paramètre de dégradation de la capacité $k_{co}$

Le modèle de durée de vie utilise le paramètre  $k_{co}$ , représentant la dégradation nominale de la capacité, pour l'estimation de la durée de vie à l'aide d'un profil de tension  $v_{sci}(t)$  et de la température du cœur du module  $T_{sc}(t)$ . Ces deux paramètres représentent la dégradation nominale statique annuelle de la capacité  $c_{sc}$ . Ils sont déterminés à l'aide de la courbe moyenne de la capacité du supercondensateur dans le plan temporel. L'équation (III-24) rappelle dans quelles circonstances le coefficient  $k_{co}$  intervient dans le modèle de durée de vie.

$$k_c(i) \left[ \%.an^{-1} \right] = \frac{k_{c0}}{t_{cycle}} \int_0^{t_{cycle}} e^{\left( \frac{T(i)-T_0}{\Delta T} \right)} e^{\left( \frac{v_{sc_i}(t)-V_0}{\Delta V} \right)} dt \quad (III-24)$$

La figure (III-12) montre qu'un coefficient nominal de dégradation mal estimé peut conduire à une durée de vie diminuée de moitié et par conséquent entraîner une augmentation du coût global annuel de plus de 45 %. En effet, une cellule de supercondensateur qui se dégrade deux fois plus vite que prévue aura une durée de vie de 11 ans au lieu de 20 ans. Nous rappelons que dans les dimensionnements classique est optimum, le coefficient  $k_{c0}$  a une valeur de  $-4.5 \%.an^{-1}$ .

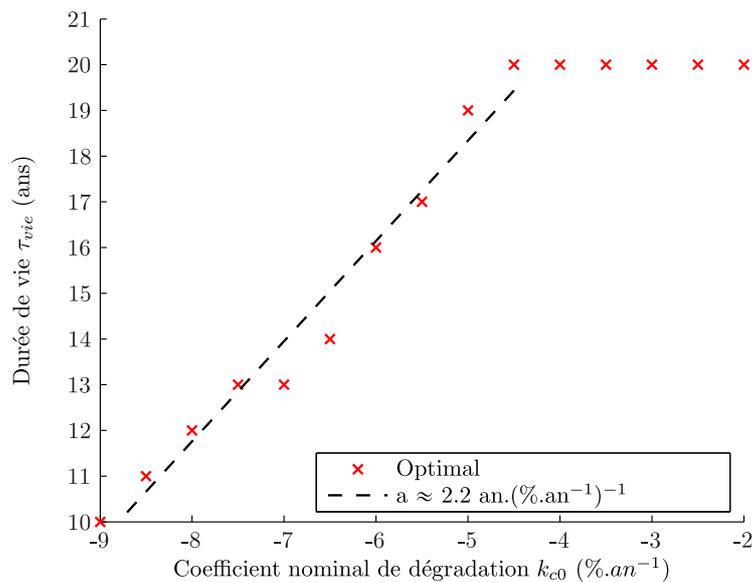


Figure III-12 - Variation du coût global en fonction du coefficient normalisé de dégradation  $k_{c0}$

Finalement, la figure (III-12) permet de conclure qu'une bonne estimation de la dégradation des paramètres de la cellule est importante pour une maîtrise correcte du coût global annuel. La surveillance de la dégradation de la capacité  $c_{sc}$  s'avère très importante au cours de la vie d'un module pour une meilleure compréhension et une modélisation de la dégradation plus fine. En fin de compte, la connaissance fine du paramètre statique de dégradation  $k_c$  est aujourd'hui une limite de notre modèle de durée de vie.

#### III.4.1.4 Sensibilité au coût des interrupteurs $C_{e-IGBT}$

La figure (III-13) illustre la variation du coût global annuel en fonction de la constante du coût d'un convertisseur. Cette constante de  $C_{e-IGBT}$  est égale à  $2.4 \text{ €}.VA^{-1}$  pour le calcul des points associés à la valeur initiale (cf. équation II-32).

D'abord, ce coefficient de  $C_{e-IGBT}$  varie d'une valeur de  $1 \text{ €}.VA^{-1}$  jusqu'à une valeur de  $5 \text{ €}.VA^{-1}$ . Ce qui revient finalement à considérer que le coût d'un convertisseur varie d'un coût deux fois moins cher à un coût deux fois plus cher que la valeur initiale de  $C_{e-IGBT}$ .

$$C_{e-IGBT}[\text{€}] = 2.4 (3 S_{nom})^{0.7} \quad (\text{III-25})$$

Dans l'ensemble, le coût global annuel varie de 4 % lors du doublement du coût du convertisseur et il ne diminue que de -2 % lorsque celui-ci est divisé par deux. Ainsi, il est possible de conclure que le coût du convertisseur doit être dans une fourchette raisonnable pour trouver le meilleur compromis pour l'optimisation.

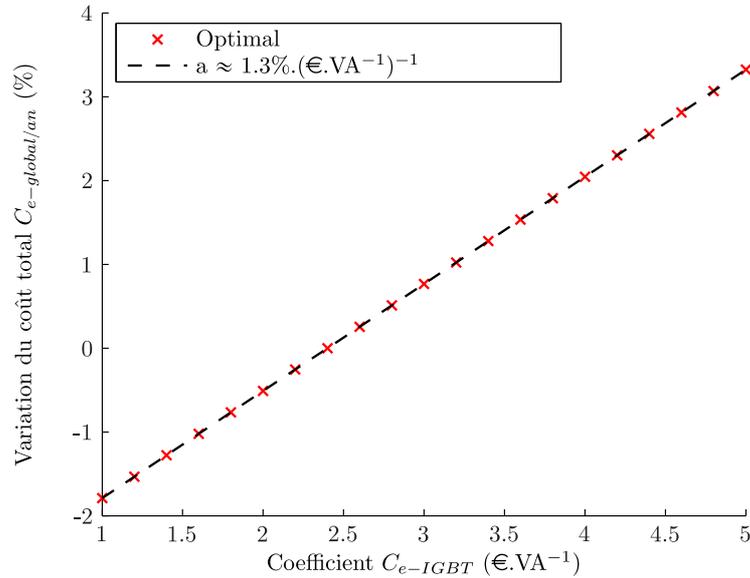


Figure III-13 - Variation du coût global annuel  $C_{e-global/an}$  en fonction du coefficient de  $C_{e-IGBT}$

#### III.4.1.5 Sensibilité au coût des modules de supercondensateurs $C_{e-module}$

La suite de l'étude s'intéresse à la variation du coût global par rapport au coût d'un module en illustrant sa forte variation par la figure (III-14). En effet, les points des différents dimensionnements sont calculés pour un module d'un coût moyen de  $25 \text{ €}\cdot\text{Wh}^{-1}$ .

Quoi qu'il en soit, cette figure (III-14) montre qu'un coût d'un module passant de  $25 \text{ €}\cdot\text{Wh}^{-1}$  à  $20 \text{ €}\cdot\text{Wh}^{-1}$  engendre une diminution du coût global annuel de presque 10 % pour un dimensionnement classique ou optimum. Inversement, lorsque le coût  $C_{e-module}$  d'un module n'est plus de  $25 \text{ €}\cdot\text{Wh}^{-1}$  mais de  $30 \text{ €}\cdot\text{Wh}^{-1}$ , la figure (III-14) montre que le coût global annuel  $C_{e-global/an}$  peut atteindre une variation de 10 %.

Face une si forte variabilité, le coût d'un module apparaît clairement comme une variable très importante du dimensionnement de la chaîne de conversion et de stockage d'énergie. Afin de vérifier son impact, une étude plus approfondie de la validité du dimensionnement optimal est réalisée dans la partie III.6 de ce chapitre. Ainsi, dans cette partie l'impact du coût  $C_{e-module}$  sur les variables de la solution optimale sera observé.

Section III.4 - Étude de sensibilité de la fonction objectif fobj

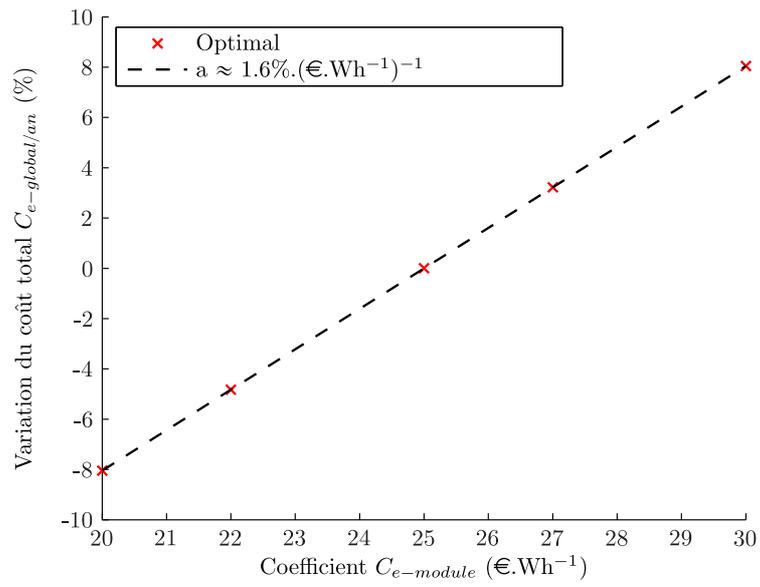


Figure III-14 - Sensibilité du coût global annuel par rapport au coût d'un module  $C_{e\text{-module}}$

### III.4.2 Étude de sensibilité des paramètres non dominants

Les paramètres non dominants engendrent une variation de moins de  $\pm 5\%$  dans une plage raisonnable d'évolution du paramètre évalué.

#### III.4.2.1 Sensibilité au coefficient de bobinage de l'inductance $k_w$

Le premier paramètre étudié est le coefficient de remplissage des conducteurs en cuivre de l'inductance. Ce coefficient est le rapport entre la surface de cuivre des conducteurs par rapport à la surface libre de la fenêtre de bobinage. Plus ce chiffre est proche de 100 % et plus les conducteurs sont resserrés au sein de leur fenêtre de bobinage. Mais en contrepartie, les pertes ohmiques sont plus faibles.

Quoi qu'il en soit, nous avons fait l'hypothèse qu'un remplissage égal à 30 % est choisi pour une surface d'échange thermique suffisante ne nécessitant pas de technique particulière de refroidissement. Ce coefficient de remplissage relativement faible (30 %) garantit la faisabilité de l'inductance par des techniques simples. Pour les besoins de l'étude, nous faisons varier ce coefficient de 10 % (très mauvais bobinage) à 80 % (bobinage très resserré<sup>53</sup>).

En fin de compte, le tableau (III-7) indique qu'un coefficient de bobinage égal à 80 % occasionne une variation de -2 % alors qu'un coefficient de bobinage très mauvais (10 %) cause une augmentation du coût global de +3 % pour les deux dimensionnements. Cette information indique que le coût est peu dépendant de la méthode de bobinage choisie.

Tableau III-7 - Résultats de la sensibilité du coefficient de bobinage  $k_w$

Paramètre	Valeur de référence $k_w^0$ (%)	Intervalle du paramètre $k_w$ (%)		Variation du coût global annuel (%)
$k_w$	30	min	10	-2 %
		max	80	+3 %

#### III.4.2.2 Sensibilité à l'ondulation $\Delta I_{sc}$ du courant

L'étude s'intéresse maintenant à l'ondulation du courant de sortie du convertisseur, qui est aussi le courant d'entrée des supercondensateurs. Cette ondulation intervient dans le rendement du convertisseur et donc de façon indirecte dans le coût global annuel.

Partant de ce fait pour les besoins du dimensionnement, le taux d'ondulation varie entre 3 % et 20 %. Cette variation cause une variation du coût global annuel tout au plus de 3 %. La faible valeur de cette variation conduit à considérer que l'ondulation du courant  $\Delta I_{sc}$  n'est pas une variable dominante le dimensionnement optimale de la chaîne de conversion et de stockage d'énergie.

<sup>53</sup> avec des conducteurs en forme de méplat quelquefois utilisés dans les machines électriques spéciales avec un refroidissement particulier.

Tableau III-8 - Résultats de la sensibilité de l'ondulation du courant du module équivalent  $\Delta I_L$ 

Paramètre	Valeur de référence $\Delta I_{sc}^0$ (%)	Intervalle du paramètre $\Delta I_{sc}$ (%)		Variation du coût global annuel (%)
$\Delta I_{sc}$	5	min	3	3
		max	20	-2

### III.4.2.3 Sensibilité de la fréquence de commutation $f_{sw}$

Le tableau (III-9) montre l'impact de la fréquence de commutation  $f_{sw}$  sur le coût global annuel. Ces résultats indiquent qu'un changement de fréquence de commutation occasionne tout au plus une augmentation de 2.5 %. Ces résultats permettent d'affirmer que le choix de la fréquence de commutation influence peu le coût global annuel.

Finalement, la fréquence de commutation sera choisie pour des raisons acoustiques car une fréquence mal choisie pourrait gêner le calme de la traversée.

Tableau III-9 - Résultats de la sensibilité de la fréquence de commutation du convertisseur  $f_{sw}$ 

Paramètre	Valeur de référence $f_{sw}^0$ (kHz)	Intervalle du paramètre $f_{sw}$ (kHz)		Variation du coût global annuel (%)
$f_{sw}$	7	min	1	+2.5
		max	20	-0.7

### III.4.2.4 Sensibilité aux paramètres électriques des interrupteurs

En second lieu, l'étude cherche à savoir si la variation des paramètres du modèle électrique du convertisseur peut avoir un effet quelconque sur le coût global annuel. Les résultats du tableau (III-10) illustre que l'utilisation d'un interrupteur avec de moins bonnes performances affecte peu le coût global annuel. Par conséquent, le choix des interrupteurs 1200 V<sub>dc</sub> n'est pas limité par leurs caractéristiques électriques (énergie perdue par commutation ou caractéristiques de l'état passant). Lors du choix d'un interrupteur dans un convertisseur, le choix portera de préférence vers des interrupteurs de coût d'acquisition faible.

Tableau III-10 - Résultats de la sensibilité des paramètres électriques des interrupteurs

Paramètre	Valeur de référence $x_0$	Unité	Intervalle du paramètre $x$		Variation du coût global annuel (%)
$k_{IGBT-on}$	0.85	V	min.	0.2	-0.02
			max.	1.3	+0.02
$V_{0-IGBT-on}$	1.3	V	min.	0.2	-0.13
			max.	3	+0.2
$k_{IGBT-off}$	0.5	V	min.	0.2	-0.03
			max.	1.3	+0.035
$V_{0-IGBT-off}$	1.3	V	min.	0.2	-0.13
			max.	3	+0.2
$e_{sw}$	400	$\mu\text{J}\cdot\text{A}^{-1}$	min.	100	-0.5
			max.	1000	+1

### III.4.2.5 Sensibilité aux résistances électriques du module

La résistance série  $r_s$  est un élément qui influence peu la variation du coût global annuel. Ainsi, le dimensionnement optimal peut se faire à l'aide de la valeur indiquée par la documentation du constructeur. Cette conclusion est possible grâce aux données indiquées dans le tableau (III-11).

 Tableau III-11 - Résultats de la résistance série d'un module de supercondensateur  $r_s$ 

Paramètre	Valeur de référence $r_s^0$ (m $\Omega$ )	Intervalle du paramètre $r_s$ (m $\Omega$ )		Variation du coût global annuel (%)
$r_s$	3	min	1	-0.2
		max	5	+0.2

Le tableau (III-12) montre que le système d'équilibrage a peu d'influence sur le coût global annuel mais il faut souligner le fait que ce système doit être bien dimensionné pour limiter les différences de tensions trop importantes entre chaque cellule. Ces différences de tensions sont néfastes pour le fonctionnement en toute sécurité des modules de la chaîne de conversion et de stockage d'énergie.

 Tableau III-12 - Résultats de la résistance d'équilibrage d'un module de supercondensateur  $r_p$ 

Paramètre	Valeur de référence $r_p^0$ (k $\Omega$ )	Intervalle du paramètre $r_p$ (k $\Omega$ )		Variation du coût global annuel (%)
$r_p$	2	min	0.5	+0.4
		max	4	-0.1

### III.4.2.6 Sensibilité au paramètre de dégradation de la résistance $k_r$

La connaissance du coefficient  $k_{r0}$  (cf. équation III-26) est importante pour une estimation correcte de la durée de vie d'une cellule. En changeant la valeur du coefficient statique nominale de dégradation de la résistance série du supercondensateur, nous remarquons l'effet d'une mauvaise estimation au tableau (III-13). Dans notre cas, le coefficient  $k_{r0}$  est estimé à 21.8 % associé à un liquide électrolyte d'une tenue maximale en

tension de 2.7 V. Finalement, un coefficient  $k_{r0}$  de 30 % cause une variation de +0.04 % du coût global annuel, ce qui représente une très faible variation en comparaison des autres résultats.

Finalement, le coefficient de dégradation de la résistance série n'intervient pas pour déterminer la fin de vie de la cellule mais il faut noter que le doublement de résistance série semble s'associer avec une suppression de la cellule. Ce qui a pour effet, une ouverture de la cellule et par conséquent une fuite d'électrolyte.

$$k_r(i) [\%.an^{-1}] = \frac{k_{r0}}{t_{cycle}} \int_0^{t_{cycle}} e^{\left(\frac{T(i)-T_0}{\Delta T}\right)} e^{\left(\frac{v_{sci}(t)-V_0}{\Delta V}\right)} dt \quad (III-26)$$

Tableau III-13 - Sensibilité de la fonction objectif au paramètre  $k_r$

Paramètre	Valeur de référence $k_{r0} (\%.an^{-1})$	Intervalle du paramètre $k_r (\%.an^{-1})$		Variation du coût global annuel optimum (%)	Variation du coût global annuel classique (%)
$k_r$	66	min	10	-0.05	-0.02
		max	45	+0.1	+0.03

### III.4.2.7 Sensibilité au coût de la bobine $C_{e-L}$

Le coefficient  $C_{e-L}$  varie d'une valeur de 33 €.J<sup>-1</sup> jusqu'à une valeur de 132 €.J<sup>-1</sup>. Ce qui revient finalement à considérer que le coût d'une bobine varie d'un coût deux fois moins cher à un coût deux fois plus cher que la valeur initiale de  $C_{e-L}$  égale à 66 €.J<sup>-1</sup>.

$$C_{e-L} [€] = 66 E_{L-mag}^{0.85} + 10 \quad (II-27)$$

Dans l'ensemble, le coût global annuel (cf. tableau III-14) varie de 0.4 % lors du doublement du coût de la bobine et il ne diminue de -0.2 % lorsque celui-ci est divisé par deux. Par conséquent, le coût de la bobine influence peu la solution optimale.

Tableau III-14 - Résultats de la variation du coût d'une bobine  $C_{e-L}$

Paramètre	Valeur de référence $C_{eL}^0 (\€.J^{-1})$	Intervalle du paramètre $C_{e-L} (\€.J^{-1})$		Variation du coût global annuel (%)
$C_{e-L}$	66	min	33	+0.4
		max	132	-0.2

### III.5 Analyse du dimensionnement optimal

L'analyse du dimensionnement permet de déterminer l'évolution de l'énergie optimale par module lorsque certaines variables ou ensemble de variables sont modifiées. Dans la suite, nous observons l'évolution de l'énergie optimale par module en fonction des critères dominants et d'autres paramètres comme le nombre de chaîne de conversion et de stockage d'énergie, la durée de vie d'un module, de l'erreur  $\varepsilon_v$  du capteur de tension ...

Finalement, cette analyse détermine, en dehors de l'étude de sensibilité, de façon plus global et en dehors de considérations économique quelles sont les variables influentes sur les hypothèses de fonctionnement. Par exemple, l'analyse du dimensionnement révèle que la température ambiante joue un rôle important pendant le fonctionnement de la chaîne de conversion et de stockage d'énergie et au moment du dimensionnement car plus la température ambiante de fonctionnement est grande, plus le coût global annuel sera important.

#### III.5.1 Impact du coût d'un module $C_{e\text{-module}}$

Lors de l'étude de la sensibilité des paramètres, nous avons remarqué que le coût global annuel varie fortement en fonction du coût  $C_{e\text{-module}}$  d'un module. Dans le but d'étudier l'impact du coût  $C_{e\text{-module}}$  d'un module sur la solution optimale, nous lançons plusieurs optimisations avec différents coût de modules pour observer comment évolue les variables d'optimisation ( $N_s, N_p, V_{min}$ ).

La réponse est apportée par la figure (III-15). Cette figure montre qu'il existe deux dimensionnements selon le coût d'un module. D'un côté, les solutions pour un coût d'acquisition du module de plus de 20 €.Wh<sup>-1</sup>. Cette solution correspond à l'optimum calculé pour le petit navire avec une tension minimale  $V_{min}$  de 25 %. De l'autre côté, les solutions pour un coût  $C_{e\text{-module}}$  inférieur ou égale à 15 €.Wh<sup>-1</sup>. Ces solutions optimales utilisent la même tension minimale qu'un dimensionnement classique ( $V_{min} = 31 \%$ ).

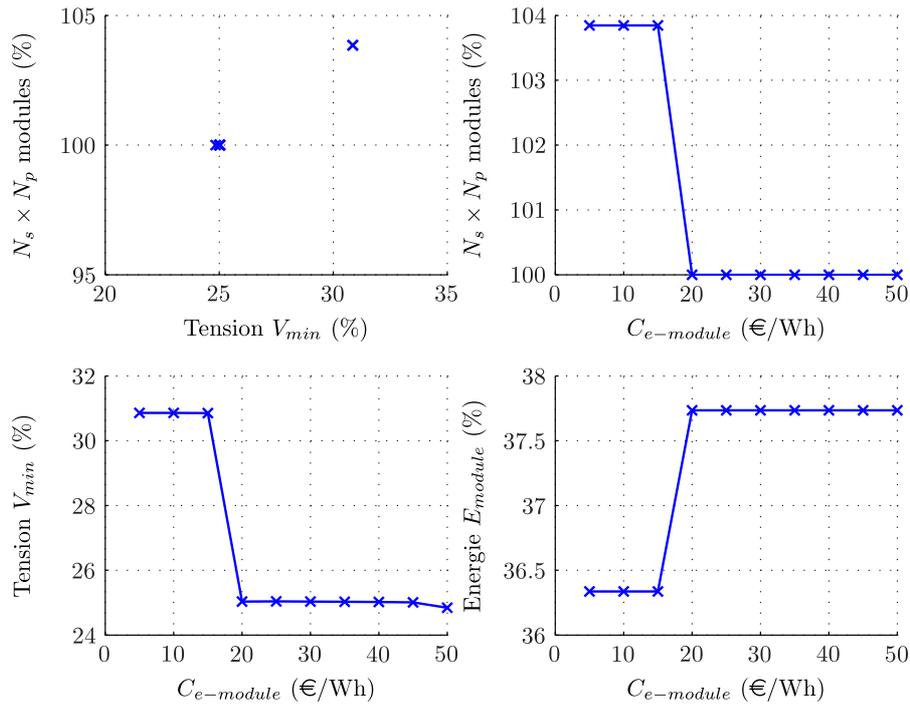


Figure III-15 - Évolution des variables d'optimisation en fonction du coût d'acquisition des modules

### III.5.2 Impact de la température ambiante $T_a$

Précédemment, nous avons vu que le résultat du dimensionnement optimal de la chaîne de conversion et de stockage d'énergie est très sensible à la température ambiante  $T_a$ . Afin de déterminer l'impact de la température ambiante  $T_a$  sur le dimensionnement optimal, nous lançons des optimisations avec différentes températures ambiantes. Ce résultat, disponible à la figure (III-16), montre l'évolution du taux de remplissage d'un module pour différentes températures ambiantes.

Cette figure (III-16) montre qu'en dessous de 20 °C le taux de remplissage est constant. Alors que ce taux de remplissage diminue de 1.2%.°C<sup>-1</sup> dès que la température ambiante est au-dessus de 20 °C. Cette diminution du taux de remplissage occasionne inévitablement une augmentation du nombre de modules pour un même besoin en énergie.

Cette variation du taux de remplissage peut être expliquée par les données du modèle de vieillissement. Dans ce modèle, la température ambiante intervient grâce à l'équation :

$$\frac{k_c}{k_{c0}} = f(T_{sc}, v_{sc}) = f(T_{sc}) f(v_{sc}) = f(v_{sc}) e^{\frac{T_a^0 + \Delta T_a^0(t) - T_0}{\Delta T_0}} = f(v_{sc}) f(T_{sc}^0) e^{\frac{\Delta T_a^0(t)}{\Delta T_0}} \quad (\text{III-28})$$

avec  $T_a^0$  la température ambiante de référence égale à 20 °C, la température  $\Delta T_a^0(t)$  étant la différence entre la température ambiante de l'optimisation et la température de référence

$T_a^0$ . Cette grandeur sera positive lorsque la température ambiante choisie dépasse la valeur de 20 °C.

Cette équation montre que plus la température  $T_a$  a une valeur éloignée de 20 °C, plus le coefficient  $k_c$  est important et, par conséquent, la durée de vie d'un module plus faible. Ainsi pour réduire l'impact de cette dégradation, il est nécessaire de diminuer la quantité d'énergie par module. Pour cela, l'algorithme augmente le nombre total de module afin de répartir l'énergie utile.

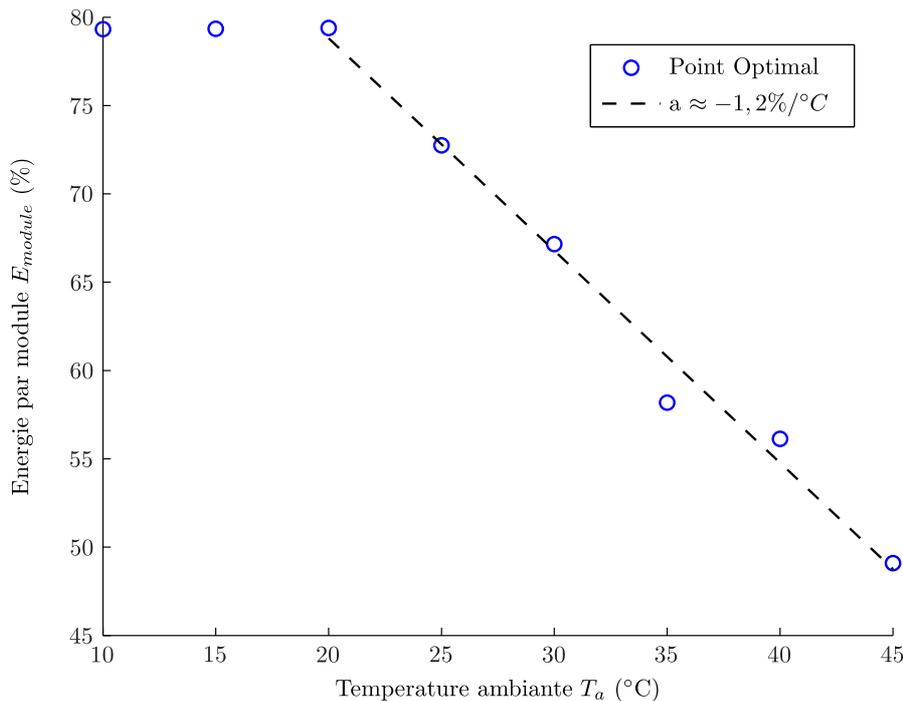


Figure III-16 – Remplissage en énergie optimale  $E_{module}$  en fonction de la température  $T_a$

Finalement, cette figure montre qu'une optimisation avec une température ambiante  $T_a > 20$  °C a de fortes conséquences sur le coût global annuel ainsi que sur l'énergie par module. Ce résultat pose la question du contrôle de la température ambiante lorsque la température naturelle du local dépasse 20 °C.

### III.5.3 Impact du capteur de tension

Après ces différentes analyses, une question pragmatique se pose lors du choix des composants de la chaîne de contrôle et de mesure de la chaîne de conversion et de stockage d'énergie : quel est l'impact du capteur de tension ?

Cette question se pose car nous avons montrés dans le chapitre II que la dégradation de la capacité  $c_{sc}$  et de la résistance série  $r_s$  est en partie liée à la tension réellement vue par la cellule de supercondensateurs. Cette assertion est d'autant plus vraie qu'à chaque recharge, les modules sont soumis à une tension constante pendant une durée  $t_f$ . Ainsi une erreur du

capteur de tension conduit à exposer les cellules de supercondensateurs à une tension différentes de celle calculée lors de l'optimisation.

La figure (III-17) illustre les cas d'erreurs de mesure par rapport au cas d'une mesure parfaite. Cette erreur conduit à exposer la cellule à une tension supérieure si  $\epsilon_v < 0$  ou inférieure si  $\epsilon_v > 0$ , qui oblige dans les deux cas de figure à ajouter des modules pour anticiper les effets de l'erreur de capteur de tension.

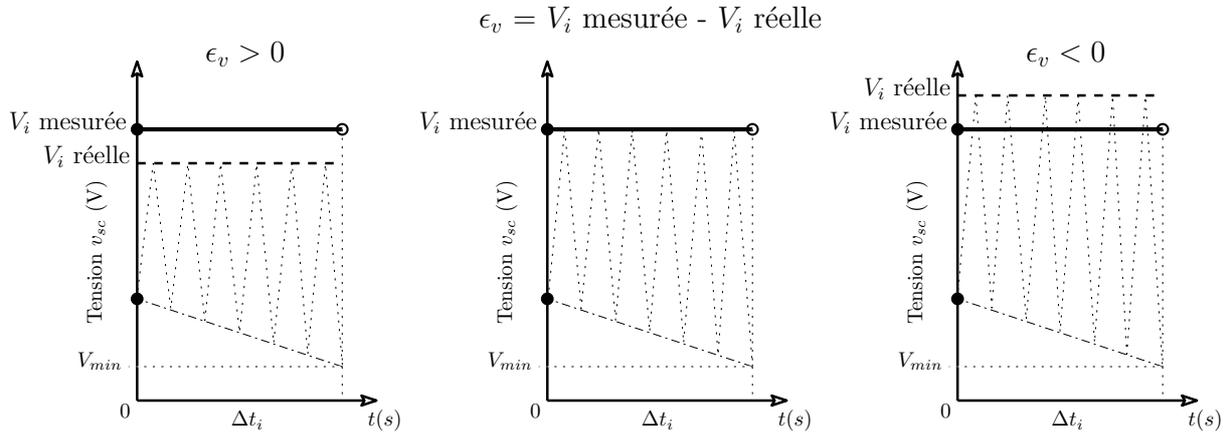


Figure III-17 - Principe d'impact de l'erreur du capteur de tension (%)

Lorsque le capteur surestime la tension mesurée ( $\epsilon_v > 0$ ), il est nécessaire d'ajouter des modules pour compenser l'énergie qui n'a pas été stockée dans la chaîne de conversion et de stockage d'énergie. Plus la tension est surestimée, plus il est nécessaire d'ajouter des modules suivant la loi du carré de l'erreur comme le montre l'équation (III-29) :

$$\forall 0 \leq \gamma_0 \leq 1 \quad E_{\text{module}} [\text{Wh}] = \frac{1}{2} c_{sc} (\epsilon_v V_i)^2 (1 - \gamma_0^2) \quad (\text{III-29})$$

À l'inverse dans le cas où le capteur de tension sous-estime la tension mesurée ( $\epsilon_v < 0$ ), la tension réelle est plus forte que la tension optimale, ce qui conduit à une dégradation plus rapide des paramètres électriques du supercondensateur  $c_{sc}$  et  $r_s$ .

Avant de montrer les effets de l'erreur du capteur de tension, nous avons souhaité choisir une fourchette de valeurs réalistes de l'erreur. Le tableau (III-15) synthétise les valeurs d'erreurs typiques associées à différents capteurs utilisés dans les applications dans l'industrie avec des valeurs nominales proches de notre application.

Tableau III-15 – Exemple de précisions des capteurs de tensions industriel de marque LEM

Référence	Valeur nominale du primaire (V)	Précision (%)
CV 3-1500	1000	0.2
LV 100-1000	1000	0.7
LV 25-600	600	0.8
LV 100-600	600	0.9

Dans le cas d'un biais négatif ( $\varepsilon_v < 0$ ), le capteur de tension sous-estime régulièrement la tension  $v_{sc}(t)$ . Dans ce cas, la cellule de supercondensateur est exposée à des tensions de fonctionnement plus fortes, ce qui entraîne une dégradation plus rapide de la capacité. Par conséquent, la durée de vie de la cellule est donc réduite par rapport au calcul rendu par la fonction objectif  $f_{obj}$  comme l'illustre la figure (III-18). Deux solutions existent pour limiter ce problème, il est fortement conseillé de prendre un capteur avec la plus petite erreur  $\varepsilon_v$  possible même si le coût de ce capteur est important. Comme le montre le tableau (III-15), le meilleur capteur a une précision au minimum de 0.2 %. Ensuite, il est nécessaire d'ajouter quelques branches de module en parallèle pour limiter la tension vue par chaque module.

L'observation faite pour un biais négatif est aussi valable pour un biais positif. Finalement lors de la réalisation de la chaîne de conversion et de stockage d'énergie, il est impératif de prévoir l'ajout de modules pour prendre en compte l'éventuel erreur du capteur de tension car la non-prise en compte de cette erreur conduit soit à la réduction de la durée de vie, soit à un manque d'énergie stockée.

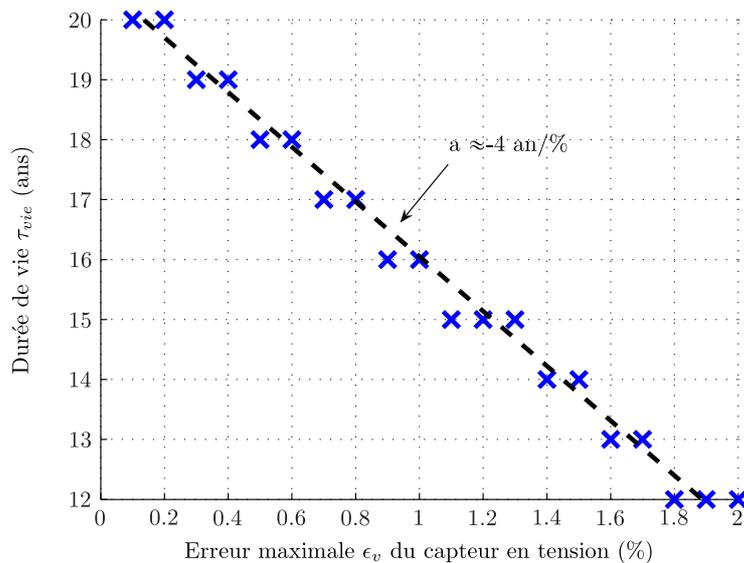


Figure III-18 – Évolution de la durée de vie en fonction de l'erreur  $\varepsilon_v$  du capteur de tension

### III.5.4 Impact du modèle économique de l'énergie

Dans le modèle économique de l'énergie, nous avons pris l'hypothèse d'un scénario modéré où le coût de l'énergie électrique augmente de  $4 \text{ \%} \cdot \text{an}^{-1}$ . Nous analysons dans la suite, l'impact d'un scénario pessimiste. Ce scénario, évoqué à la figure (III-38) de la section II.4, suppose une augmentation de  $+8 \text{ \%} / \text{an}$ .

Le tableau (III-16) montre un dimensionnement similaire à celui du tableau (III-5). Ce résultat permet de conclure qu'à part le coût global annuel, le dimensionnement n'est pas perturbé par le scénario pessimiste proposé ici.

Tableau III-16 - Point optimal avec le scénario  $+8 \text{ \%} \cdot \text{an}^{-1}$

Variable	Dimensionnement optimal avec le scénario n°2 ( $+8 \text{ \%} \cdot \text{an}^{-1}$ )	Unité
$N_s$	9	modules
$N_p$	11	branches
$N_s \cdot N_p$	99	modules
$V_{min}$	150.7 (25.8 %)	V
$C_{global/an}$	88.2	k€.an <sup>-1</sup>
$\tau_{vie}$	20	ans
<b>Acquisition</b>	<b>33.4 (588.5 k€)</b>	%
<i>IGBT</i>	7.1 (41.6 k€)	%
<i>Inductance</i>	0.1 (2.4 k€)	%
<i>Supercondensateur</i>	92.8 (544.5 k€)	%
<b>Exploitation</b>	<b>66.6 (1 175.6 k€)</b>	%
<i>IGBT</i>	2.1 (25 k€)	%
<i>Inductance</i>	0.9 (10 k€)	%
<i>Supercondensateur</i>	1.3 (4.7 k€)	%
<b>Énergie utile</b>	<b>95.7 (1 125 k€)</b>	%
<i>masse</i>	6 090	kg
$\bar{E}_{module}$	75.2	%
$\Delta t_{maintenance}$	1	an
$\eta_{chaîne}$	95.7	%
$\eta_{convertisseur}$	97	%

### III.6 Conclusion

Après les différentes études et analyses, il apparaît intéressant de tirer une règle de dimensionnement pour le ferry électrique. À partir des résultats du dimensionnement optimum, la tension minimale est de 25 % et l'énergie stockée par module est comprise entre 75 % et 80 % avec une stratégie optimale d'exploitation en tension maximale.

Ce dimensionnement est à opposer au dimensionnement classique avec une tension maximale de 2.5 V et une tension minimale de 30 % où la capacité est considérée déjà dégradée (80 % de  $c_0$ ) et où l'énergie stockée par module correspond à 60 %.

En ce qui concerne l'analyse du dimensionnement du ferry, les résultats montrent que plus le coût d'un module est important plus l'algorithme cherchera à utiliser toute l'énergie contenue dans chaque module. Même si cela signifie de travailler avec des tensions minimales très faibles, ce qui requiert de sur-dimensionner le convertisseur statique. Ainsi on peut conclure que le nombre de modules associés à un convertisseur statique est très important, car l'augmentation du coût d'un module a plus d'impact que le surdimensionnement de la puissance de son convertisseur.

Finalement, l'optimisation de la chaîne de conversion et de stockage d'énergie par une méthode par essaim particulière a permis de trouver un compromis technico-économique pour différents ensembles convertisseur-supercondensateurs. Et l'analyse de son dimensionnement a permis de déterminer les variables importantes du dimensionnement.

# Conclusion Générale

---

« L'esprit qui invente est toujours mécontent de ses progrès parce qu'il voit au-delà. »  
Jean Le Rond d'Alembert, Extrait de l'Encyclopédie.

Au cours de cette thèse, nous avons créé un outil d'optimisation visant à minimiser le coût global (investissement et exploitation) d'un dispositif de stockage d'énergie destiné à une application de grande durée de vie. Ce travail mené en partenariat avec les chantiers navals de STX France, vise des applications de transport de passagers, opérant sur de courtes distances (navette, ferry). Pour répondre à ce problème d'optimisation, nous avons développé une méthode systémique consistant à assembler les modèles nécessaires pour le calcul du coût global annuel d'une solution, en tenant compte de sa durée de vie.

Dans le premier chapitre, un état de l'art nous a permis de mettre en exergue les technologies de stockage d'énergie matures et compatibles pour ces applications navales. L'objectif du stockeur est de pouvoir se recharger rapidement (en quelques minutes) et de fournir l'énergie nécessaire à des traversées de quelques dizaines de minutes. Parmi l'ensemble des solutions potentielles, le stockage d'énergie par supercondensateurs est apparu comme la meilleure solution. En effet, les supercondensateurs présentent une forte densité de puissance pour une recharge rapide, une densité d'énergie suffisamment élevée pour assurer l'autonomie nécessaire, et une très grande durée vie (pouvant atteindre plusieurs dizaines d'années). L'ensemble de ces éléments font de ce composant le meilleur compromis pour ce type d'application.

Une fois la technologie de stockage retenue, le second chapitre rassemble l'ensemble des modèles techniques et économiques nécessaires au dimensionnement du système de stockage et de son convertisseur. Les supercondensateurs sont ainsi définis par un modèle électrique et thermique, mais également par des modèles de vieillissement et de coût. Le convertisseur statique et ses inductances de lissage sont uniquement définis par un modèle électrique et un modèle de coût. Une attention particulière a été portée sur le modèle de vieillissement des supercondensateurs. En effet, le coût d'acquisition de ces composants représente une part prépondérante du coût global de la solution. La durée de vie d'un module impactant grandement ce coût, il est nécessaire d'être le plus précis possible dans son évaluation. Il ressort d'un travail de synthèse de nombreux travaux, présenté au chapitre II, que le vieillissement des supercondensateurs suit un profil typique de dégradation, ne dépendant que de la tension et de la température de fonctionnement des cellules. De plus, il s'avère que le vieillissement des supercondensateurs suit une loi

d'Arrhenius (sur près de 90 % de la durée de vie) précédée par une phase de vieillissement accéléré en début de vie. Ce profil a pu être vérifié dans le cas d'un vieillissement calendaire, mais également lors du fonctionnement en cyclage, tel que rencontré pour notre application. Ainsi, ce modèle de vieillissement permet d'estimer assez précisément la durée de vie d'une solution, en fonction du profil d'utilisation en tension et en température des modules de supercondensateurs. Néanmoins, ce modèle s'appuie sur une dégradation de la résistance et de la capacité du supercondensateur. Or, cette capacité n'est pas constante et dépend de la tension de charge, qui n'est pas prise en compte dans ce modèle. Le recours à la notion de capacité énergétique utilisée dans ce travail permet de contourner efficacement ce problème.

Le chapitre III présente l'algorithme d'optimisation, en commençant par le choix des variables d'optimisation et la manière d'assembler les modèles évoqués précédemment, dans une fonction objectif. Les 3 variables d'optimisation de la fonction ont été sélectionnées pour leur nature (nombres entiers) et leur influence sur le dimensionnement de l'ensemble des composants de la chaîne de conversion et de stockage d'énergie. Le dimensionnement est alors optimisé par un algorithme d'essaimage particulière. La comparaison de la solution optimale avec une configuration déterminée par les règles de dimensionnement usuelles montre l'intérêt de l'approche proposée ; pour le ferry considéré, le gain sur le coût annuel est de l'ordre 10 %. Ce troisième chapitre est aussi l'occasion d'exposer une méthode d'exploitation optimale pour que la tension d'une cellule soit la plus faible possible, afin de retarder son vieillissement. Enfin, nous avons présenté une analyse de la sensibilité permettant de déterminer les variables prépondérantes lors du dimensionnement. Cette étude souligne l'importance du modèle de vieillissement, des modèles de coûts et de la température ambiante pour effectuer un dimensionnement robuste.

Cette thèse est une première étape qui ouvre de multiples perspectives. La première d'entre elles concernent évidemment les supercondensateurs dont les modèles pourront être affinés et, notamment, leur modèle de vieillissement à long terme. En effet, ces composants sont relativement récents et les constructeurs n'ont pas encore le recul suffisant pour des applications d'énergie de longue durée. Par souci de simplicité, nous avons négligé deux phénomènes dont il s'agirait de tenir compte : la variation de la capacité en fonction de la tension et, en début de vie, le coude de la caractéristique de vieillissement.

L'ajout d'un modèle de l'alimentation à quai (modèle de coût et de pertes) avec une stratégie de recharge optimisée, pourrait permettre d'améliorer encore le dimensionnement de la chaîne de conversion et de stockage d'énergie en tenant compte de son environnement d'exploitation. Ce travail ne pourra être mené à bien qu'en disposant d'informations économiques et techniques précises sur les alimentations à quai.

Un des avantages de l'approche systémique utilisée dans ce travail est que l'outil que nous avons construit peut être aisément étendu à d'autres technologies de stockage d'énergie. En cette fin de thèse, une nouvelle technologie de batterie Li-ion de puissance

émerge et semble prometteuse au vu des densités de puissance et d'énergie offertes. En utilisant la démarche proposée, il serait intéressant de comparer le dimensionnement, la sensibilité des paramètres et le coût global annuel de différentes technologies pour un même profil de mission.

Une autre piste consisterait à associer plusieurs technologies de stockage d'énergie au sein d'une application. Il s'agirait alors d'optimiser simultanément le dimensionnement des différents sous-ensembles de stockage et leur gestion en temps réel : un algorithme de partage de la charge viserait à optimiser le comportement de tous les systèmes pour obtenir le meilleur compromis technico-économique.

Par ailleurs, d'autres pistes, comme la prise en compte de missions non déterministes (transport urbains, navigation par tout temps ...) définis par leurs caractéristiques stochastiques pourraient aussi être intéressantes.

Enfin, la sûreté de fonctionnement et la disponibilité des organes vitaux d'un moyen de transport, notamment naval, sont des points clés. Il s'agirait donc d'intégrer ces aspects dans nos modèles économiques, afin d'aboutir à des solutions pleinement optimisées faisant intervenir de la redondance.

# Bibliographie

---

- [AFH2-09] AFH2, *Sécurité: transport, stockage et utilisation*, Mémento de l'Hydrogène, fiche 7.2, Révision mars 2009.
- [Akli-08] C. R. Akli, *Conception systémique d'une locomotive hybride autonome – Application à la locomotive hybride de démonstration et d'investigations en énergétique LHyDIE développée par la SNCF*, Thèse préparée au laboratoire LAPLACE, Toulouse, le 27 Juin 2008.
- [Arvisais-Martel-11] P. O. Arvisais-Martel, *Analyse technico-économique des chargeurs bidirectionnel niveaux 1 et 2 pour véhicules électriques*, mémoire présenté à la Faculté des études supérieures et postdoctorales de l'Université de Laval, 2011.
- [Aubry-08] J. Aubry, M. Ruellan, H. Ben Ahmed, and B. Multon, *Minimization of the kWh cost by optimization of an all-electric chain for the SEAREV Wave Energy Converter*, International Conference on Ocean Energy - ICOE, page(s) 1-7, 2008.
- [Aubry-10] J. Aubry, P. Bydlowski, B. Multon, H. Ben Ahmed, and B. Borgarino, *Energy Storage System Sizing for Smoothing Power Generation of Direct Wave Energy Converters*, International Conference on Ocean Energy - ICOE, page(s) 1-7, 2010.
- [Aubry-11] J. Aubry, *Optimisation du dimensionnement d'une chaîne de conversion électrique directe incluant un système de lissage de production par supercondensateurs. Application au houlogénérateur SEAREV*, Thèse préparée au laboratoire SATIE de l'école normale supérieure de Cachan – Antenne de Bretagne, soutenue le 03 Novembre 2011.
- [Azaïs-03] P. Azaïs, *Recherche des causes du vieillissement de supercondensateurs à électrolyte organique à base de carbones activés*, Thèse préparée au Centre de Recherche sur la matière Divisée (CRMD) à Orléans, soutenue le 27 Novembre 2003.
- [Azaïs-07] P. Azaïs, L. Duclaux, P. Florian, D. Massiot, M. A. Lillo-Rodenas, A. L. Linares-Solano, J. P. Peres, C. Jehoulet, F. Béguin, *Causes of supercapacitors ageing in organic electrolyte*, Journal of Power Sources, Volume 171, no 2, page(s) 1046–1053, 27 September 2007.
- [Bayerer-08] R. Bayerer, T. Herrmann, T. Licht, J. Lutz, M. Feller, *Model for power cycling lifetime of IGBT Modules – various factors influencing lifetime*, 5<sup>th</sup> International Conference on Integrated Power Systems (CIPS), Warstein, page(s) 1-6, 11-13 March 2008.
- [Beacon-07] Beacon Power Corporation, *Cost comparison for a 20 MW flywheel-based frequency regulation power plant*, Final report of the KEMA project – BPCC.0003.002, September 2007.
- [Ben Ahmed-07] H. Ben Ahmed, B. Multon, N. Bernard, C. Kerzreho, *Le stockage inertiel électromécanique*, Revue 3EI, no 48, page(s) 18-29, Mars 2007.
- [Berkani-10] M. Berkani, L. Dupont, *Fatigue des composants électroniques de puissance*, Section

Physique de défaillance, Techniques de l'ingénieur, 2010.

- [Bertrand-11] N. Bertrand, *Caractérisation électrique, mise en évidence des phénomènes physico-chimiques et modélisation fractionnaire des supercondensateurs à électrodes à base de carbone activé*, Thèse préparée au laboratoire IMS de Bordeaux, soutenue le 14 Avril 2011.
- [Blueprint-10] Blueprint Energy, *Performance verification of a flywheel energy storage system for heavy hybrid vehicles*, page(s) 1-36, 21 December 2010.
- [Bohlen-07a] O. Bohlen, J. Kowal, D. U. Sauer, *Ageing behavior of electrochemical double layer capacitors Part I. Experimental study and ageing model*, Journal of Power Sources, vol. 172, no 1, page(s) 468-475, October 2007
- [Bohlen-07b] O. Bohlen, J. Kowal, D.U. Sauer, *Ageing behavior of electrochemical double layer capacitors Part II. Lifetime simulation model for dynamic applications*, Journal of Power Sources, vol. 173, no 1, page(s) 626-632, October 2007
- [Borowy-96] B. S. Borowy, Z. M. Salameh, *Methodology for optimally sizing the combination of battery bank and PV array in a wind/PV hybrid system*, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 11, no. 2, page(s) 367-375, June 1996.
- [Briat-10] O. Briat, J.-M. Vinassa, N. Bertrand, H. El Brouji, J.-Y. Deletage, and E. Woiregard, *Contribution of calendar ageing modes in the performances degradation of supercapacitors during power cycling*, Microelectronics Reliability, vol. 50, no. 9–11, page(s) 1796-1803, September 2010.
- [Burke-00] A. Burke, *Ultracapacitor: why, how and where is the technology*, Journal of Power Sources, vol. 91, no 1, page(s) 37-50, November 2000.
- [BV-09] Bureau VERITAS - BV, *Rules for the classification of steel ships – Part C – Machinery, Electricity, Automation and Fire Protection*, Chapters 2 and 3, page(s) 1-134, April 2009.
- [Caillon-01] G. Caillon, *Accumulateurs portables*, Techniques de l'ingénieur, E2140, 10 Mai 2001.
- [Camara-07] M. B. Camara, *Supercondensateurs pour échange dynamique d'énergie à bord du véhicule électrique hybride*, Thèse préparée au laboratoire FEMTOST (ex L2ES) de Belfort, soutenue le 07 Décembre 2007.
- [Chaari-11a] R. Chaari, J. Y. Deletage, R. Lallemand, J. Kauv, G. Coquery, J. M. Vinassa, *Ageing quantification of supercapacitors during power cycling using online and periodic characterization tests*, Vehicle Power and Propulsion Conference – VPPC, page(s) 1-5, Chicago, 6-9 September 2011.
- [Chaari-11b] R. Chaari, O. Briat, J. Y. Deletage, E. Woiregard, J. M. Vinassa, *How supercapacitor reach end of life criteria during calendar life and power cycling tests*, Journal of Microelectronics Reliability, vol. 51, no 1, page(s) 1976-1979, 2011.
- [Chang-09] C. Chang, R. Wang, Z. Zhu, H. Wu, *Research of supercapacitor voltage equalization strategy on rubber-tyred gantry crane energy saving system*, Power and Energy Engineering Conference – APEC, 27-31 March 2009.

- [Clerc-04] M. Clerc, P. Siarry, *Une nouvelle métaheuristique pour l'optimisation difficile: la méthode des essais particuliers*, Conférence J3eA, vol. no 3, 2004.
- [Clerc-05] M. Clerc, *L'optimisation par essaim particuliers : versions paramétriques et adaptatives*, Hermès Science, 2005.
- [Dimplex-07] Dimplex, *Manuel de conduite de projet et d'installation – Pompes à chaleur à régulation simplifiée*, Octobre 2007.
- [Doublet-09] M. L. Doublet, *Batteries Li-ion – Conception théorique*, Techniques de l'ingénieur, AF6612, 10 Janvier 2009.
- [Drew-09] J. Drew, *Le supercondensateur remplace la batterie en cas de perte de puissance*, Electronique, no 201, Avril 2009.
- [Due-11] J. Due, S. Munk-Nielsen, R. Nielsen, *Lifetime investigation of high power IGBT modules*, European Conference Power Electronics and Applications – EPE'11, Birmingham, 30 Aug.-1 Sept. 2011.
- [El Brouji-08] H. El Brouji, O. Briat, J. M. Vinassa, N. Bertrand, and E. Woirgard, *Comparison between changes of ultracapacitors model parameters during calendar life and power cycling ageing tests*, Microelectronics Reliability, vol. 48, no. 8-9, page(s) 1473-1478, August 2008.
- [El Brouji-09] H. El Brouji, *Prise en compte du vieillissement dans la modélisation des supercondensateurs*, Thèse préparée au laboratoire IMS de Bordeaux, soutenue le 4 décembre 2009.
- [EPRI-03] EPRI PEAC Corporation and Sandia National Laboratory, *Energy storage technologies for distributed energy resources and other electric power systems*, short course, 14-15 August, 2003.
- [Europe-10] Conseil Européen, *Projet pour l'Europe à l'horizon 2030 – les défis à relever et les chances à saisir*, Rapport du groupe de réflexion au Conseil européen sur l'avenir de l'Union Européenne à l'horizon 2030, Mars 2010.
- [Fillau-05] G. Fillau, *Le navire tout électrique*, Magazine Intersections, no 13, page(s) 14-15, Mai 2005.
- [Fiske-05] O. J. Fiske, M. R. Ricci, *Third generation flywheels for high power electricity storage*, DOE Inventions and Innovations, 20 October 2005
- [Freire-10] T. Freire, D. M. Sousa, P. J. Costa Branco, *Aspects of modeling an electric boat propulsion system*, Computational Technologies in Electrical and Electronics Engineering (SIBIRCON), page(s) 812-817, Listvyanka, 11-15 July 2010.
- [GL-12] Germanischer Lloyd, *Shipping reducing emissions*, Nonstop – the magazine for customer and business partners, issue no 3, 2012.
- [Gualous-10] H. Gualous, R. Gally, G. Alcicek, B. Tala-Ighil, A. Oukaour, B. Boudart, Ph. Makany, *Supercapacitor ageing at constant temperature and constant voltage and thermal shock*, Microelectronics Reliability Journal, vol. 50, no 9-11, page(s) 1783-1788, September-November 2010.

- [Hammar-10] A. Hammar, P. Venet, R. Lallemand, G. Coquery, G. Rojat, *Study of accelerated aging of supercapacitors for transport applications*, IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 57, no 12, page(s) 3972-3979, December 2010.
- [Heffner-61] H. Heffner, *Capacitance definitions for parametric operation*, IRE Transactions on Microwave Theory and Techniques, vol. 9, no 1, page(s) 98-99, January 1961.
- [Held-97] M. Held, P. Jacob, G. Nicoletti, P. Scacco, *Fast power cycling test for IGBT modules in traction*, International Conference on Power Electronics and Drive Systems, page(s) 425-430, 26-29 May 1997.
- [Héliion-05] Héliion, *Héliion develops first French 20 kWe stack*, Fuel Cells Bulletin, no 2, volume 2005, page 6, February 2005.
- [Hitachi-11] Hitachi Metals America, *Powerlite Inductor C-Cores*, Technical Bulletin, réf. PLC05092011, , 2011 (version du 2 Août 2012).
- [Hockney-10] R. Hockney, P. E. Matthew, G. Robinson, *Flywheel energy storage in support of naval integrated power systems*, Electric Machines Technology Symposium – EMTS, Independence Seaport Museum, Philadelphia PA, 19-20 May 2010.
- [Huang-08] J. Huang, S.-Y. Yang, Q. Liang, X.-D. Gai, *Research on Improving Energy Regeneration Efficiency of Super-Capacitors Electric Bus*, IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), Harbin, China, 3-5 September 2008.
- [IMO-00] International Maritime Organization, *Study of Greenhouse gas Emissions from Ships*, March 2000.
- [IMO-08] International Maritime Organization, *Annexe VI de la convention MARPOL*, 2008
- [IMO-09] International Maritime Organization, *Second IMO GHG Study*, document MEPC 59/INF.10, 09 April 2009.
- [INERIS-08] INERIS – Institut National de l’Environnement Industriel et des risques, *Compte rendu débat INERIS – Associations sur l’hydrogène*, Mercredi 1<sup>er</sup> Octobre 2008.
- [Infinite Power-05] Infinite Power, *Estimating PV System Size and Cost*, www.infinitepower.org, Seco Fact Sheet, no 24, page(s) 1-4, 2005.
- [Infoenergie-12] [www.infoenergie69.org](http://www.infoenergie69.org), *Scénarios d’évolution du prix de l’énergie et investissement dans les économies d’énergie*, version du 2 Août 2012.
- [INSEE-12] Institut National de la statistique et des études économiques, *Cours des matières premières importées : Pétrole brut Brent (Londres) – Prix en dollars US par baril*, Mise à jour du 14 Décembre 2012.
- [Izzard-10] C. Izzard, K. Stringer, J. Foran, *Review of issues affecting the price of Crude Oil*, Natural Resources Canada - Petroleum resources branch energy sector, October 2010.
- [Jaafar-09] Jaafar A., *Sizing and energy management of a hybrid locomotive based on flywheel and accumulators*, IEEE Transactions on vehicular technology, vol. 58, no 58, page(s) 1548-1550, October 2009.

- [James-06] P. James, A. Bahaj, R. Braid, *PV array < 5kWp+single inverter=grid connected PV system: Are multiple inverter alternatives economic?*, Solar Energy, vol. 80, no 9, page(s) 1179-1188, September 2006.
- [Jancovici-09] J. M. Jancovici, A. Grandjean, *C'est maintenant ! – 3 ans pour sauver le monde*, édition Seuil
- [Jancovici-12] J.-M. Jancovici, *À quand le pic de production mondial de pétrole ?*, www.manicore.com, version de Juillet 2012.
- [Jancovici-13] J.-M. Jancovici, *Compte rendu de la commission du développement durable et de l'aménagement du territoire*, sous la présidence de J.-P. Chanteguet, Compte rendu no 34, Session ordinaire, 6 Février 2013.
- [Kim-10] Y. Kim, N. Chang, Y. Wang, M. Pedram, *Maximum power transfer tracking for a photovoltaic-supercapacitor energy system*, Low-Power Electronics and Design (ISLPED), page(s) 307-312, 18-20 August 2010.
- [Kotz-07] R. Kötz, J.-C. Sauter, P. Ruch, P. Dietrich, F. N. Büchi, P. A. Magne, P. Varenne, *Voltage balancing: Long term experience with the 250 V supercapacitor module of the hybrid fuel cell vehicle HY-LIGHT*, Journal of Power Sources, vol. 174, no 1, page(s) 264-271, November 2007.
- [Kotz-10] R. Kötz, P. W. Ruch, and D. Cericola, *Aging and failure mode of electrochemical double layer capacitors during accelerated constant load tests*, Journal of Power Sources, vol. 195, no. 3, page(s) 923-928, February. 2010.
- [Kreczanik-09] P. Kreczanik, C. Martin, P. Venet, G. Clerc, G. Rojat, Y. Zitouni, *Constant power cycling for accelerated ageing of supercapacitors*, European Conference on Power Electronics and Application Conference – EPE, Barcelone, 2009.
- [Kreczanik-11] P. Kreczanik, *Etude de la fiabilité et du vieillissement d'un système de stockage par supercondensateurs pour l'alimentation partielle et ponctuelle d'un trolleybus grâce à la récupération de l'énergie de freinage. Approche du composant au système de stockage*, Thèse préparée au laboratoire Ampère de Lyon, soutenue le 13 Avril 2011.
- [Kurzweil-06a] P. Kurzweil, M. Chwistek, R. Gallay, *Electrochemical and spectroscopic studies on rated capacitance and aging mechanism of supercapacitors*, 2<sup>nd</sup> European Symposium on Super Capacitors & Applications – ESSCAP, Lausanne, 2-3 November 2006.
- [Kurzweil-06b] P. Kurzweil, M. Chwistek, R. Gallay, *Capacitance determination and abusive aging studies of supercapacitors based on acetonitrile and ionic liquids*, 16<sup>th</sup> International Seminar on double layer capacitors, Deerfield, Florida-U.S.A, 4-6 December 2006.
- [Kurzweil-08] P. Kurzweil, M. Chwistek, *Electrochemical stability of organic electrolytes in supercapacitors: Spectroscopy and gas analysis of decomposition products*, Journal of Power Sources, vol. 176, no 1, page(s) 555-567, 2008.
- [Lagorse-08] J. Lagorse, *Modélisation et optimization d'alimentations électriques autonomes stationnaires multi-sources*, Conférence des Jeunes Chercheurs en Génie Électrique – JCGE, Lyon, Décembre 2008.

- [Lajnef-06] W. Lajnef, *Modélisation des supercondensateurs et évaluation de leur vieillissement en cyclage actif à forts niveaux de courant pour des applications véhicules électriques et hybrides*, Thèse préparée au laboratoire IMS de Bordeaux, soutenue le 5 décembre 2006.
- [Lamy-94] C. Lamy, J.-M. Leger, *Les piles à combustible: application au véhicule électrique*, Journal de Physique IV, Colloque C1, supplément au Journal de Physique III, Volume no 4, Janvier 1994.
- [Le Plus-07] F. Le Plus, *Bobine à noyau de fer en régime variable*, Technique de l'Ingénieur, référence D3040, 10 Février 2007.
- [Lenoir-07] D. Lenoir, CLER, *Énergie, changeons de cap! – Scénario pour une France durable*, édition Terre Vivante, 27 Septembre 2007.
- [Lhommeau-08] T. Lhommeau, A. Zéanh, J. L. Fock Sui Too, R. Meuret, S. Vieillard, *Étude de la fiabilité prédictive des composants de puissance en environnement aéronautique: effet du cyclage thermique sur la durée de vie des assemblages*, XIIème Conférence Électronique de Puissance du Futur (EPF'08), Tours, 2-3 Juillet 2008.
- [Li-11] Z. Li, F. Boyle, and A. Reynolds, *Domestic application of solar PV systems in Ireland: The reality of their economic viability*, Energy, vol. 36, no 10, page(s) 5865-5876, October 2011.
- [Linzen-05] D. Linzen, S. Buller, E. Karden, R. W. De Doncker, *Analysis and evaluation of charge-balancing circuit on performance, reliability and lifetime of supercapacitor systems*, IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 41, no 5, page(s) 1135-1141, September/October 2005.
- [Lu-07] R. Lu, C. Zhu, L. Tian, Q. Wang, *Super-capacitor stacks management system with dynamic equalization techniques*, IEEE Transactions on magnetics, vol. 43, no 1, page(s) 254-258, January 2007.
- [MA.Camara-11] M. A. Camara, *Modélisation du stockage de l'énergie photovoltaïque par supercondensateurs*, Thèse préparée au Centre d'Études et de Recherche en Thermique, Environnement et Systèmes – CERTES (EA 3481), Le 4 Juillet 2011.
- [Maxwell-02] Maxwell Technologies, *Representative test procedure for customer evaluations*, Application note no 1007239 Rev 1, March 2002.
- [Maxwell-04] Maxwell Technologies, *How to determine the appropriate size Ultracapacitor for your application*, Application Note, 2004.
- [Maxwell-07] Maxwell Technologies, *Life duration estimation*, Application note no 1012839, 2007.
- [Maxwell-09a] Maxwell Technologies, *Ultracapacitor Product Guide*, Application note no 1014627.1, page(s) 16-19, 2009.
- [Maxwell-09b] Maxwell Technologies, *Maxwell Technologies' test procedures for capacitance, ESR, leakage current and self-discharge characterizations of ultracapacitors*, Application note, 2009.
- [Mazodier-97] L. Mazodier, *La propulsion électrique des navires*, Revue Electricité et

Electronique - REE, page(s) 30-36, Mars 1997.

- [McGroarty-05] J. McGroarty, J. Schmeller, R. Hockney, M. Polimeno, *Flywheel energy storage system for an electric start and an all-electric ship*, IEEE Electric Ship Technologies Symposium, page(s) 400-406, 25-27 July 2005.
- [Miller-08] J. M. Miller, R. Yan, *Ultracapacitor Model Designed to simulate electrical and thermal performance Maxwell Technologies Ultracapacitor Equivalent Circuit Model*, Maxwell White Paper, page(s) 1-74, 2008.
- [Minami-03] S. Minami, *The role of developing electric boats in this era*, Journal of Asian Electric Vehicles, Volume 1, Number 2, December 2003.
- [Mokowitz-10] J.-P. Moskowitz, J.-L. Cohuau, *STEEM: Alstom and RATP experience of supercapacitors in tramway operation*, IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), page(s) 1-5, 1-3 Sept 2010.
- [Multon-06] B. Multon, *Composants passifs de l'électronique de puissance*, cours de ENS Cachan – Antenne de Bretagne, ISBN 2-909968-70-7, Février 2006.
- [Murray-12] D. B. Murray, J. G. Hayes, D. L. O'Sullivan, M. G. Egan, *Supercapacitor testing for power smoothing in a variable speed offshore wave energy converter*, IEEE Journal of Oceanic Engineering, vol. 37, no 2, April 2012.
- [Musallam-11] M. Musallam, C. M. Johnson, *Impact of different control schemes on the life consumption of power electronics modules for variable speed wind turbines*, European Conference Power Electronics and Applications – EPE'11, Birmingham, 30 Aug.-1 Sept. 2011.
- [Nafeh-09] A. E.-S. a. Nafeh, *Design and Economic Analysis of a Stand-Alone PV System to Electrify a Remote Area Household in Egypt*, The Open Renewable Energy Journal, vol. 2, no. 1, page(s) 33-37, April 2009.
- [Namisnyk-03] M. A. Namisnyk, *A survey of electrochemical supercapacitor technology*, Degree bachelor engineering report, University of Technology of Sydney, 2003.
- [Pallu-09] P. Pallu de la Barriere, *Le transport de passagers à propulsion électrique sans émission*, Revue de l'Association Technique Maritime et Aéronautique - ATMA, no 2569, 2009.
- [Pandolfo-06] A. G. Pandolfo, A.F. Hollenkamp, *Carbon properties and their role in supercapacitors*, Journal of Power Sources, vol. 157, no 1, page(s) 11-27, 2006.
- [Pascot-09] C. Pascot, *Analyse electro-thermique multi-échelle des supercondensateurs au carbone pour le stockage de l'énergie*, Thèse préparée au Laboratoire de Génie des Matériaux et Procédés Associés, soutenue le 07 Juillet 2009.
- [Perricone-11] E. Perricone, *Mise au point d'électrolytes innovants et performants pour supercondensateurs*, Thèse préparée au laboratoire d'Electrochimie et de Physico-chimie des Matériaux et des Interfaces, 07 Juillet 2011.
- [Petitbon-09] S. Petitbon, *Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques*, Thèse préparée au laboratoire LAAS de Toulouse,

soutenue le 20 Janvier 2009.

- [Pham-08] T. T. H. Pham, C. Clastres, F. Wurtz, S. Bacha, S. Ploix, *Mise œuvre de l'optimisation pour le dimensionnement et les études de faisabilités de systèmes multi-sources électriques dans le bâtiment*, International Building Performance Simulation Association - IBPSA, Novembre 2008.
- [Regnier-03] J. Régnier, *Conception de systèmes hétérogènes en Génie Électrique par optimisation évolutionnaire multicritère*, Thèse préparée au laboratoire LEET, Toulouse, le 18 Décembre 2003.
- [Rizet-11] C. Rizet, *Amélioration du rendement des alimentations sans interruption*, Thèse préparée au sein du G2Elab de Grenoble, soutenue publiquement le 10 mai 2011.
- [Rizoug-06] N. Rizoug, *Modélisation électrique et énergétique des supercondensateurs et méthodes de caractérisation : Application au cyclage d'un module de supercondensateurs basse tension en grand puissance*, Thèse préparée au laboratoire L2EP de Lille, soutenue le 28 février 2006.
- [Rizoug-12] N. Rizoug, P. Bartholomeus, P. Le Moigne, *Study of ageing process of a supercapacitor module using direct method of characterization*, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 27, no 2, page(s) 220-228, June 2012.
- [Rowe-58] H.E. Rowe, Some general properties of nonlinear elements – II. Small signal theory, IRE Transactions on Microwave Theory and Techniques, vol. 46, page(s) 850-860, May 1958
- [Ruch-10] P. W. Ruch, D. Cericola, A. Foelske-Schmitz, R. Kötz, A. Wokaun, *Aging of electrochemical double layer capacitors with acetonitrile-based electrolyte at elevated voltages*, Electrochimica Acta, no 55, page(s) 4412-4420, 2010.
- [Ruellan-07] M. Ruellan, *Méthodologie de dimensionnement d'un système de récupération de l'énergie des vagues*, Thèse préparée au laboratoire SATIE de l'école normale supérieure de Cachan – Antenne de Bretagne, soutenue le 11 Décembre 2007.
- [Scheer-01] H. Scheer, *Le solaire et l'économie mondiale*, Solin – Hors Collection, ISBN 978-2-7427-3094-0, Février 2001.
- [Scheuermann-02] U. Scheuermann, U. Hecht, *Power Cycling Lifetime of Advanced Power Modules for Different Temperature Swings*, Conference on Power Conversion Intelligent Motion, page(s) 59-64, Nuremberg, 2002.
- [Schütze-98] T. Schütze, H. B., M. Hierholzer, *Further Improvements in the reliability of IGBT module*, 33<sup>rd</sup> IEEE Industry Applications Conference IAS, Volume 2, page(s) 1022-1025, St-Louis, MO, USA, 12-15 October 1998,
- [Schwarz-05] V. Schwarz, B. Gindroz, *Le stockage électrochimique - Dossier stockage de l'énergie*, publié par le Club Mines-Energie, n°142, [http://www.mines-energie.org/Dossiers/Stock2005\\_15.pdf](http://www.mines-energie.org/Dossiers/Stock2005_15.pdf), Janvier-Février 2005.
- [Semikron-11] Semikron, A. Wintrich, U. Nicolai, W. Tursky, T. Reimann, *Application manual for Semiconductors - Application notes for IGBT and Mosfet Modules*, section no 5, page(s) 267-408, 2011

- [Shi-08] L. Shi, M. L. Crow, *Comparison of ultracapacitor electric circuit models*, Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 20-24 July 2008.
- [Smet-08] V. Smet, *Fiabilité et analyse de défaillances de modules de puissance à IGBT*, Conférence des Jeunes Chercheurs en Génie Electrique – JCGE’08, page(s) 8-13, 2008.
- [Smet-10] V. Smet, F. Forest, F. Richardeau, S. Lefebvre, M. Berkani Z. Khatir, *Modes de vieillissement et de défaillance de modules IGBT sous cyclage actif à haute température*, Conférence Electronique de Puissance du Futur, Saint-Nazaire, 2010.
- [Thelen-03] R. F. Thelen *A 2 MW flywheel for hybrid locomotive power*, IEEE Vehicular Technology Conference (VTC 2003), vol. 6, page(s) 3231-3235, Orlando, Floride, U.S.A, 6-9 October 2003.
- [TI-09] Techniques de l’Ingénieur, *Ecoship, le fleuron écologique de la marine française*, article\_6179, 21 Juillet 2009.
- [TI-10] Techniques de l’Ingénieur, *Piles à combustible*, référence d3340, 10 août 2000.
- [Tomantschger-98] K. Tomantschger, E. M. Valeriote, J. Sklarchuk, T. G. Chang, M. J. Dewar, V. Ferrone, D. M. Jochim, *Laboratory and field evaluations of optimal VRLA batteries utilizing rapid charging*, 13<sup>th</sup> Battery Conference on Applications and Advances, page(s) 173-178, 13-16 January 1998.
- [Trelea-03] I. C. Trelea, *The particle swarm optimization algorithm: convergence analysis and parameter selection*. Information processing letters, vol. 85, no 6, page(s) 317-325, 2003.
- [Trieste-10] S. Trieste, *State of the art for energy collect storage and regeneration technology*, deliverable no 13-01 – SG IV, WP13-IV.2, Project BESST no 233980, 20 April 2010.
- [Trieste-11] S. Trieste, S. Bourguet, J. C. Olivier, L. Loron, J. C. Le Claire, *Accurate sizing of supercapacitor storage system considering its capacitance variation*, European Conference on Power Electronics and Applications – EPE, Birmingham, 30 Aug.-1 Sept. 2011.
- [Trieste-12] S. Trieste, J. C. Olivier, S. Bourguet, L. Loron, D. Harpin, *Optimisation économique du dimensionnement d’un ensemble convertisseur-supercondensateurs utilisé pour l’énergie principale d’un véhicule de type plug-in*, Conférence Electronique de Puissance du Futur – EPF’12, 5-7 Juillet 2012.
- [UFE-11] Union Française de l’Électricité – UFE, *Électricité 2030 : Quels choix pour la France*, 05 Novembre 2011.
- [UFE-12] Union Française de l’Électricité – UFE, *Évolution du prix de l’électricité pour les ménages en euros constants 2010*, Calculs UFE, [www.observatoire-electricite.fr/2010/node/68](http://www.observatoire-electricite.fr/2010/node/68), 2012 (version du 30 Avril 2013).
- [UJF-13] Université Joseph Fournier, *Cours sur les composants passifs employés en électronique de puissance – composants magnétiques/condensateurs*, DUT Geii – 2<sup>ème</sup> année, Module MC-ET2, version du 02 février 2013.

- [Umemura-03] T. Umemura, Y. Mizutani, T. Okamoto, T. Taguchi, K. Nakajima, K. Tanaka, *Life expectancy and degradation behavior of Electric double layer Capacitor – part I*, 7<sup>th</sup> International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials, Nagoya, 1-5 June 2003.
- [Uno-08] M. Uno, A. Kukita, K. Tanaka, *Equalization chargers using capacitor-diode networks for series-connected energy storage cells*, IPEC Conference, page(s) 538-543, 27-29 October 2010.
- [Uno-11] M. Uno and K. Tanaka, *Accelerated Charge – Discharge Cycling Test and Cycle Life Prediction Model for Supercapacitors in Alternative Battery Applications*, IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 59, no. 12, page(s) 4704-4712, 2011.
- [Vallon-03] J Vallon, *Introduction à l'étude de la fiabilité des cellules de commutation à IGBT sous fortes contraintes*, Thèse préparée au Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique Industrielle de l'ENSEEIHIT – UMR CNRS n°5828, Soutenue le 17 Décembre 2003.
- [Vallverdu-11] G. Vallverdu, *Principe de fonctionnement des batteries au lithium*, 22 Juin 2011.
- [Van Manen-88] J. D. Van Manen, P. Van Ossanen, *Principles of Naval Architecture, Second Revision, Volume II: Résistance, Propulsion and Vibration*, Society of Naval Architects and Marine Engineers, Jersey, EUA, 1988.
- [Varakin-00] N. I. Varakin, A.V Dzenkevitch, A. D. Klementov, and N. F. Starodoubtsev, *Electric drive bus and electric drive truck with electrochemical capacitors as the only on-board power source*, Electric Vehicle Symposium, page(s) 1-8, 2000.
- [Vazquez-10] S. Vazquez, S. M. Lukic, E. Galvan, *Energy storage systems for transport and grid applications*, IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 57, no 12, page(s) 3881-3895, December 2010.
- [Vedlog-11] P. E. Vedlog, *Rolls-Royce Marine - The « Environments Concept »*, LNG Seminar, 8 November 2011.
- [Venet-07] P. Venet, *Amélioration de la sureté de fonctionnement des dispositifs de stockage d'énergie*, Habilitation à diriger des recherches, soutenue le 24 Octobre 2007.
- [Wang-08] Y. Wang, *Modelling of ultracapacitor short-term and long-term dynamic behaviour*, Thesis presented to the Graduate Faculty of the University of Akron, August 2008.
- [Wei-07] T. Wei, X. Qi, Z. Qi, *An improved ultracapacitor equivalent circuit model for the design of energy storage power systems*, International Conference on Electrical Machines and Systems – ICEMS, 8-11 October 2007.
- [Whitcomb-96] L. L. Whitcomb, D. R. Yoerger, *Preliminary experiments in the model-based dynamic control of marine thrusters*, International Conference on Robotics and Automation, page(s) 2160-2165, 1996.
- [Xu-09] A. Xu, S. Xie, X. Liu, *Dynamic voltage equalization for series-connected ultracapacitors in EV/HEV applications*, IEEE Transactions on Vehicular

Technology, vol. 58, no 8, October 2009.

- [Yao-06] Y.Y. Yao, D. L. Zhang, D. G. Xu, *A study of supercapacitor parameters and characteristics*, International Conference on Power System Technology – PowerCon, 22-26 October 2006.
- [Zar-99] J.H. Zar, *Biostatistical analysis*, 4<sup>th</sup> edition, Prentice Hall, Upper Saddle River, N.J., 1999.
- [Zhu-06] C. Zhu, R. Lu, L. Tian, Q. Wang, *The development of an electric bus with supercapacitor as unique energy storage*, Vehicle Power and Propulsion Conference – VPPC, page(s) 1-5, 6-8 September 2006.
- [Zhu-08] M. Zhu, C. J. Weber, M. Konuma, U. Starke, K. Kern, A. M. Bittner, *Chemical and electrochemical ageing of carbon materials used in supercapacitor electrodes*, Carbon Journal, vol. 46, no 14, page(s) 1829-1840, 2008
- [Zubieta-97] L. E. B. Zubieta, *Characterization of double-layer capacitors for power electronics applications*, Master Thesis prepared in the department of Electrical and Computer Engineering University of Toronto, 1997.

# Annexes

---

Annexe A : Synthèse des systèmes d'équilibrage.....	136
Annexe B : Stratégie de recharge IPV.....	139
Annexe C : Modélisation simplifiée du local machine et de la pompe à chaleur.....	144

# Annexe A : Synthèse des systèmes d'équilibrage

Les systèmes d'équilibrage se distinguent en trois catégories : les systèmes passifs, les systèmes à déclenchement ou dit semi-actifs/semi-passifs et les systèmes actifs. Chaque type de dispositif d'équilibrage est adapté à un type d'application. Il arrive pour certaines applications d'associer plusieurs types de systèmes d'équilibrage pour bénéficier des avantages de chacun.

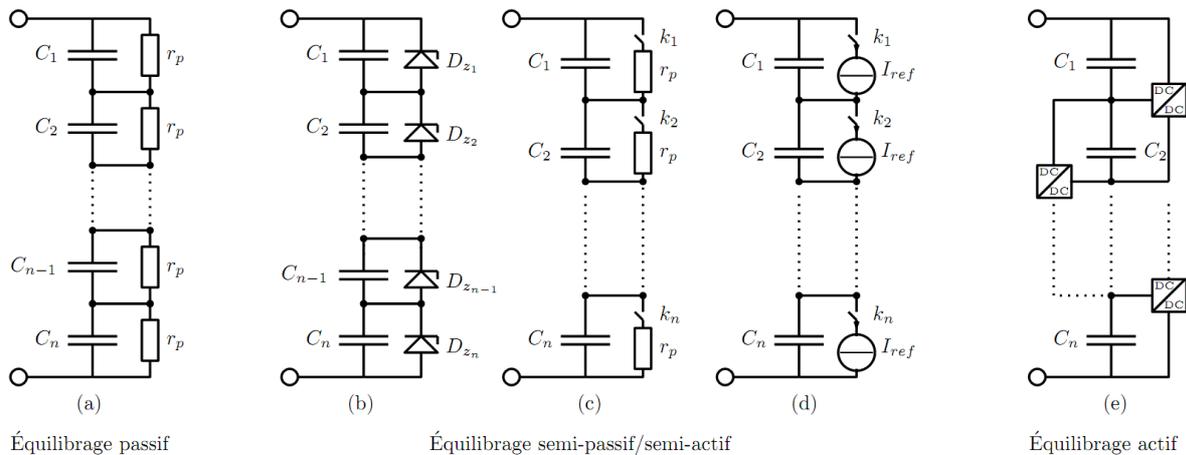


Figure A-1 - Dispositifs d'équilibrage associés à une cellule SC

Ces trois catégories (cf. figure A-1) peuvent aussi se ranger en deux catégories selon le principe d'équilibrage mis en œuvre (cf. tableau A-1). Ainsi les dispositifs passifs et à déclenchements dissipent une partie de l'énergie entrante pour équilibrer les tensions de chaque cellule. Ils sont rangés dans la catégorie des équilibrages dissipatifs alors que les systèmes actifs transfèrent de l'énergie entre les cellules pour équilibrer les tensions de chaque cellule.

Tableau A-1 - Catégories des dispositifs d'équilibrage de supercondensateurs

Type d'équilibrage	Système
Équilibrage passif	Résistance
	Convertisseur Buck-Boost [Chang-09]
Équilibrage actif	Convertisseur Flyback [Xu-09]
	Système d'échange d'énergie entre capacité [Lu-07, Uno-08]
	Diode Zener
Équilibrage à déclenchement	Interrupteur + résistance
	Interrupteur + source de courant

L'équilibrage passif (cf. figure A-1.a et figure A-2) ne possède aucun système commandé car il s'agit d'une résistance connectée en parallèle qui dissipe de l'énergie en continu. Ce dispositif est dimensionné en considérant que l'écart entre les capacités est

maximal ( $\Delta C \approx 20\%$ ). Il est simple, bon marché mais très dissipatif car il extrait de l'énergie même si la dispersion entre les modules est faible. En outre, il décharge la cellule même lorsqu'elle n'est pas utilisée, ceci est un inconvénient de ce dispositif d'équilibrage. Enfin, ce dispositif à l'inconvénient d'être dimensionné avec une constante de temps équivalente pour effacer les écarts de tensions au bout d'une durée déterminée. Son fonctionnement est basé sur le fait qu'une tension plus forte va dévier un courant plus important dans sa résistance d'équilibrage. Si la dynamique du signal est plus importante, l'équilibrage ne rempli plus sa mission. Un tel système d'équilibrage sera privilégié pour des applications avec de faible dynamique de tension.

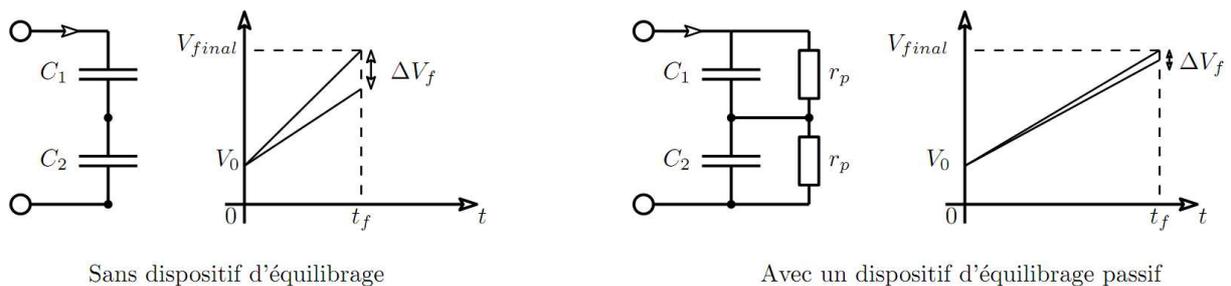


Figure A-2 - Fonctionnement d'un dispositif d'équilibrage passif

L'équilibrage semi-passif/semi-actif ou dit à déclenchement (cf. figure A-1.b à A-1.d et figure A-3) utilise un seuil de tension défini au moment de l'assemblage, pour fermer l'interrupteur et dévier une partie du courant. En dessous de ce seuil, le dispositif n'est pas activé et toute l'énergie va directement vers la cellule de supercondensateur connectée en parallèle (cf. figure A-3). Ce type d'équilibrage contient un interrupteur commandé (diode zener ou mosfet) par seuil de tension, en série avec une résistance ou une source de courant. Ce type de dispositif répond à des compromis entre les dispositifs actifs et des dispositifs passifs. D'ailleurs il est souvent ajouté en parallèle d'un dispositif passif afin de sécuriser le fonctionnement de celui-ci.

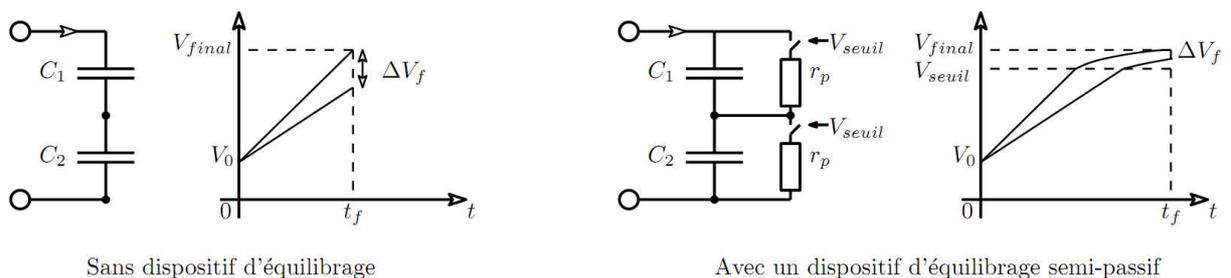


Figure A-3 - Fonctionnement d'un dispositif d'équilibrage à déclenchement

L'équilibrage actif (cf. figure A-1.e et figure A-4) régule toutes les tensions d'un bras, par échange d'énergie entre les cellules, au travers d'un convertisseur multicellulaire entrelacé [Lu-07, Uno-08, Chang-09, Xu-09]. Cet équilibrage compense de manière dynamique les disparités des capacités présentes dans le bras. Ce système possède une très grande dynamique de réponse et il est souvent utilisé pour des applications hybrides (ascenseur, véhicule hybride, démarrage de véhicule, ...). En outre, ce dispositif peut être

mis en veille si l'équilibre des tensions de chaque cellule est atteint. L'inconvénient principal est le coût très élevé du dispositif car le transfert d'une énergie en peu de temps nécessite d'utiliser des calibre d'interrupteurs de forte valeurs. Ainsi, le temps de réponse et le coût du système d'équilibrage sont des données importantes lors du dimensionnement.

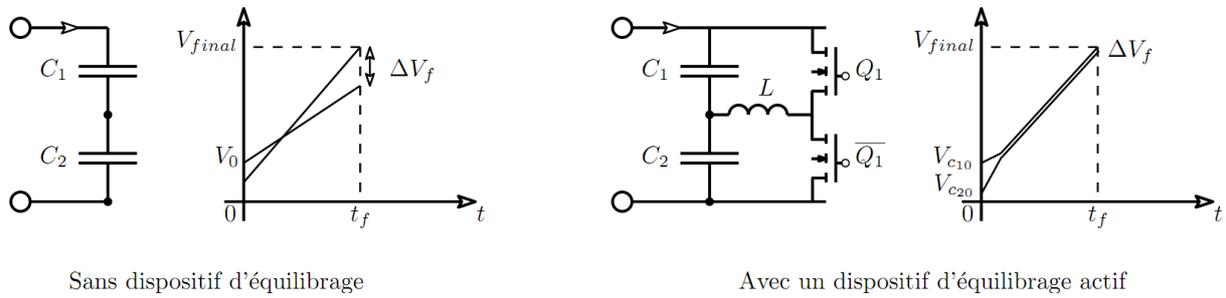


Figure A-4 - Fonctionnement d'un dispositif d'équilibrage actif

# Annexe B :

## Stratégie de recharge IPV

---

### Stratégie de recharge à courant constant et à puissance constante (*stratégie IPV*)

Cette *stratégie IPV* recharge les modules de supercondensateurs dans une suite de trois modes (*I*, *P*, *V*). Dans un premier mode, les modules de supercondensateurs sont chargés avec un courant constant  $I_{sc0}$  suivi par une recharge à puissance constante  $P_{sc0}$ . Le point de jonction entre ces deux phases de recharge respecte l'égalité entre la puissance emmagasinée et la puissance fournie de façon à respecter l'égalité entre la tension présente aux bornes de l'ensemble des modules de supercondensateurs et le rapport de la puissance de recharge  $P_{sc0}$  et le courant  $I_{sc0}$  comme proposé dans l'équation (B-1). Notamment, cette équation de passage garantit la continuité du courant dans les supercondensateurs et le respect de l'aire de sécurité des interrupteurs. Ainsi, à l'instant  $t_{ip}$  le point de passage entre les phases, il n'y a aucune discontinuité de courant dans la chaîne de conversion et de stockage d'énergie.

$$v_{sc}(t_{ip}) = V_{ip} = \frac{P_{sc0}}{I_{sc0}} \quad (\text{B-1})$$

De la même façon que la *stratégie de recharge PV*, la fin de la recharge de la *stratégie IPV* est aussi effectuée sous une tension constante  $V_i$  pour les mêmes raisons : compenser les pertes des phases de recharge précédentes. Ainsi pour une *stratégie IPV*, les grandeurs électriques, du module équivalent de supercondensateur, sont illustrées par la figure (B-1).

D'une part, cette *stratégie IPV* est privilégiée lorsqu'il n'y a pas de limite de fourniture en puissance de la station de quai. D'autre part, cette stratégie permet de minimiser le calibre nominal en courant du convertisseur de la chaîne de stockage d'énergie, ce qui a pour effet immédiat de minimiser le coût du convertisseur.

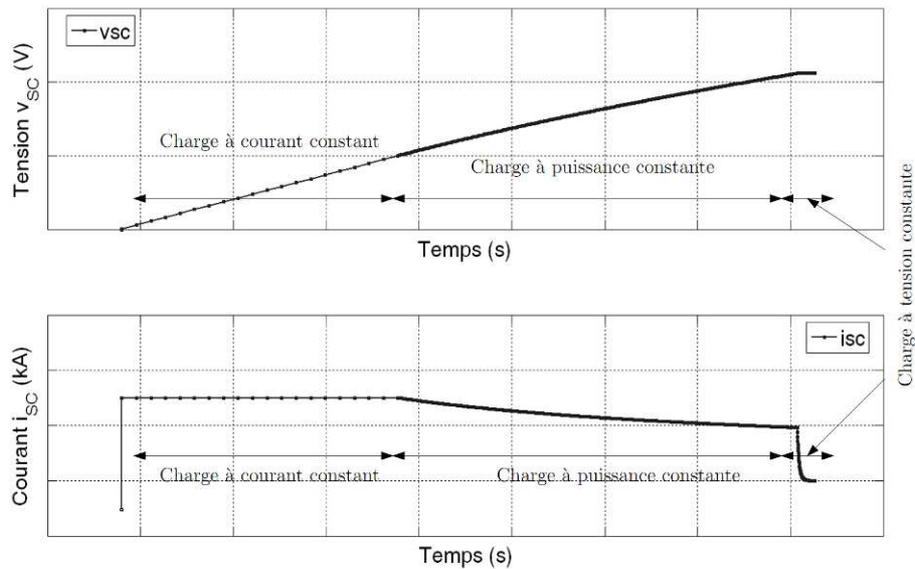


Figure B-1 - Évolution de la tension et du courant pour une stratégie de recharge IPV

Puisque deux variables supplémentaires ont été introduites, regardons comment évolue le rendement du cycle et le temps de recharge en fonction de ces deux variables (cf. figure B-2). La figure (B-2) montre l'évolution des contours du rendement et du temps de recharge en fonction du couple de variables ( $I_{SC}$ ;  $V_{IP}$ ) pour une énergie utile de 15 kWh avec une stratégie classique d'exploitation associée à la tension maximale.

Sur cette figure (B-2), un temps de recharge de 300 secondes à un rendement maximal de 95 % alors qu'un temps de recharge de 600 secondes croise la zone de rendement maximal de 95.5 %. Par exemple pour un temps de recharge de 300 secondes dans un couple ( $I_{SC}$ ;  $V_{IP}$ ) composé d'un courant de recharge de 1000 A et d'une tension de passage de 140 V, le rendement est compris entre 95 % et 95.5 %.

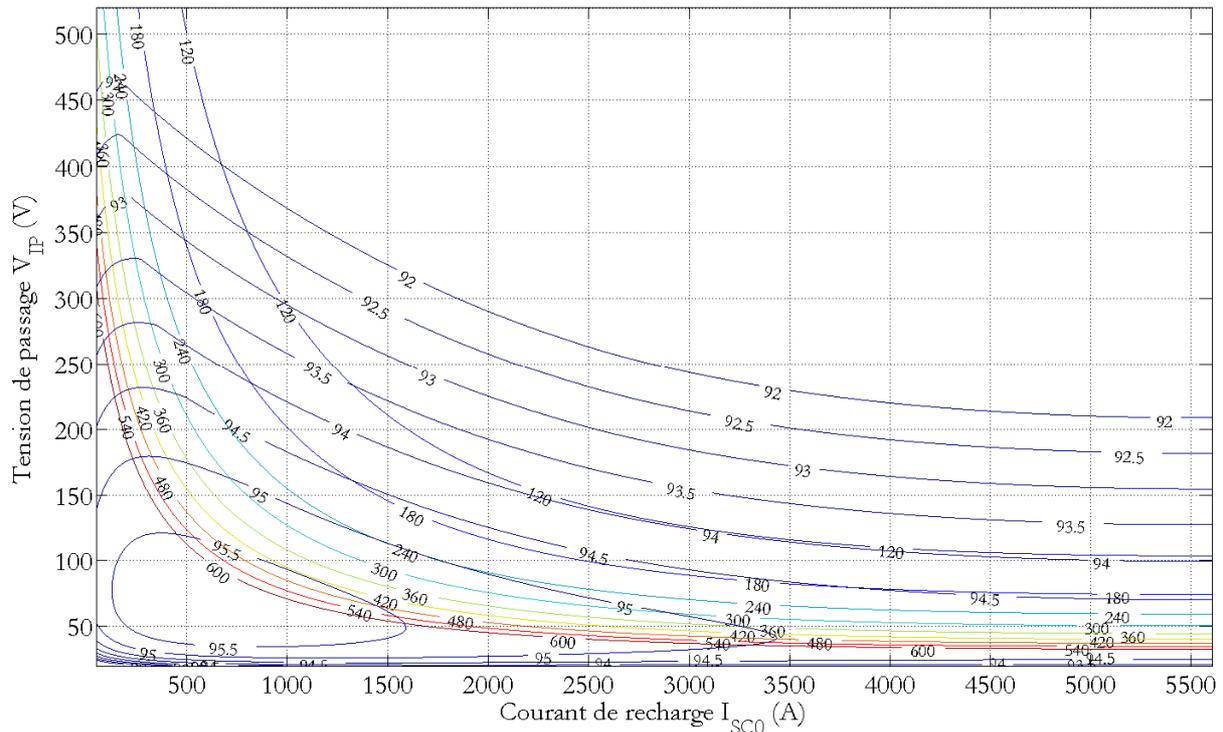


Figure B-2 - Evolution du rendement du cycle (%) et du temps de recharge (s) en fonction du couple de recharge ( $I_{SC0}$ ;  $V_{IP}$ )

## Influence et considérations sur la stratégie de recharge et le coût d'acquisition du convertisseur

Chaque stratégie de recharge est adaptée à une situation liée à la puissance maximale de la station de recharge. Même si nous ne tenons pas compte du coût et de la puissance de la station de recharge dans le cadre de l'optimisation, nous savons que l'utilisation de cette *stratégie PV* ne minimise pas au mieux le coût global de la chaîne de conversion et de stockage d'énergie.

Enfin, lorsque la puissance maximale du réseau est loin d'être atteinte, l'utilisation de la *stratégie IPV* est envisageable pour la recharge complète des stockeurs parce qu'elle permet de réduire la puissance apparente du convertisseur.

Pour la recharge d'une énergie  $E_0$  dans un laps de temps  $\Delta t_{quai}$ , les deux stratégies utilisent la même puissance efficace de recharge (cf. figure B-3) même si la puissance instantanée peut être différente. Si l'on ne prend pas en compte les considérations économiques de la station de recharge, la préférence d'une stratégie dépend surtout du coût de la chaîne de conversion et de stockage d'énergie. Comme nous l'avons vu précédemment, la *stratégie IPV* est intéressante parce qu'elle permet de réduire le courant nominal du convertisseur et par conséquent son coût comme déjà montré au début du chapitre II.

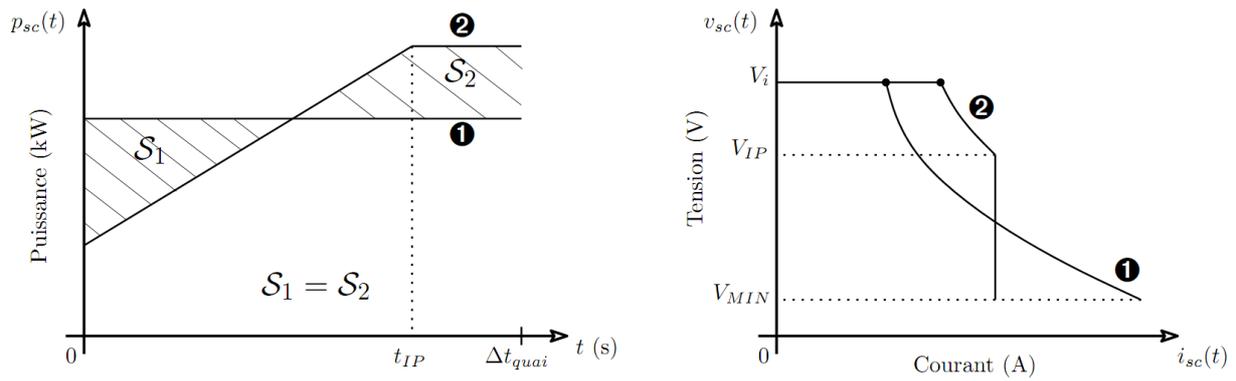


Figure B-3 – Comparaison de la stratégie PV (1) et de la stratégie IPV (2)

### Considérations sur la durée de vie des modules de supercondensateurs

En comparant l'évolution de la tension d'une cellule pour les deux stratégies de recharge introduites précédemment, il y a peu de différences de tension alors que nous sommes dans les mêmes conditions d'exploitation. Le temps passé entre les deux plus fortes tensions est le plus long (cf. figure B-4) parce qu'il existe une phase de recharge à tension constante. Par contre, en regardant la valeur des autres paliers, il est difficile de déterminer de façon claire et définitive quel profil de recharge est le plus vieillissant. Même si l'on observe, au début de la charge, une différence de tension entre les deux profils, cette différence intervient peu dans le vieillissement du module car le modèle de durée de vie est un modèle basé sur une expression exponentielle. Dans ce cas, l'évolution des tensions inférieures à la demie tension de la cellule ont très peu d'influence sur la dégradation de la capacité comme en témoigne la figure (B-4).

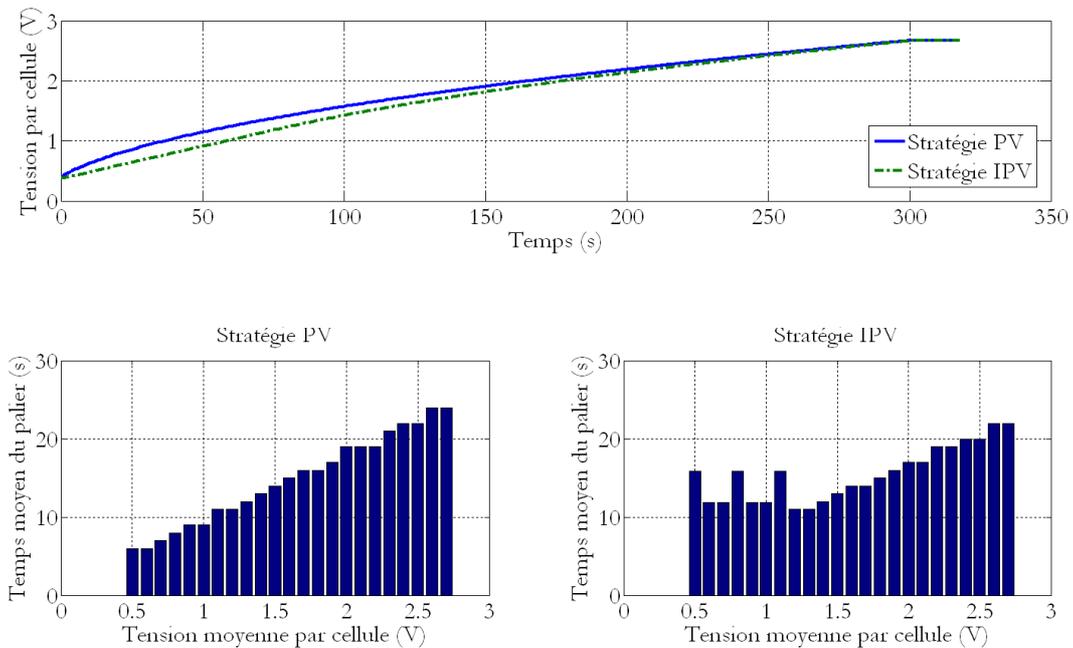


Figure B-4 - Tension aux bornes d'une cellule pour les deux stratégies de recharge avec le temps moyen autour d'une tension

En conclusion, le choix d'une recharge *IPV* ou *PV* va principalement dépendre de la station de recharge. Or, nous ne prenons pas en compte celle-ci dans notre modélisation. Par conséquent, pour des raisons de simplicité, nous choisissons d'utiliser une recharge *PV* dans la suite.

# Annexe C :

## Modélisation simplifiée du local machine et de la pompe à chaleur

---

Le modèle de la pompe à chaleur n'est pas utilisé dans l'optimisation de la chaîne de conversion et de stockage d'énergie. Il est développé ici pour donner un ordre de grandeur des consommations électriques qu'il faudrait ajouter si son installation était décidée.

Cette pompe à chaleur est supposée être correctement dimensionnée pour réguler la température au sein des locaux machines *bâbord*<sup>54</sup> et *tribord*<sup>55</sup>, avec un rendement correspondant à un fonctionnement classique. Le modèle de la pompe à chaleur détermine la puissance électrique nécessaire à la réduction de l'écart entre la température de référence  $T_{ref}$  et la température ambiante  $T_a$  du local machine contenant les modules de supercondensateurs. Ainsi à partir de la connaissance des surfaces d'échange (cf. figure C-1) du franc-bord extérieur ( $S_1$ ), du franc-bord entre les deux coques à l'intérieur ( $S_2$ ), du tirant d'eau ( $S_3$ ), du pont passager en contact avec les locaux machines ( $S_4$ ), des locaux extérieurs au local où sont entreposés les modules de supercondensateurs ( $S_5$ ), il est possible de déterminer la puissance électrique nécessaire à la climatisation et pour le chauffage des locaux machines.

Il faut noter que la coque du navire est réalisée en aluminium peint de couleur *moyenne*, or ce matériau réfléchit l'essentiel de l'énergie solaire reçue et par conséquent il s'échauffe peu. Ici, le modèle simple développé considère l'air ambiant comme homogène en tout point du local (erreur  $< 0.5$  °C) avec des apports calorifiques extérieurs permettant de considérer seulement la température extérieure comme élément déterminant dans la suite. À cela, il faut ajouter que la partie de la coque en contact direct avec l'eau de mer sert de source froide pour la convection forcée de l'air ambiant des locaux machines.

---

<sup>54</sup> Bâbord est le côté gauche d'un navire, lorsqu'on est placé dans son axe et qu'on regarde vers l'avant.

<sup>55</sup> Tribord est le côté droit d'un navire, lorsqu'on est placé dans son axe et qu'on regarde vers l'avant (la proue).

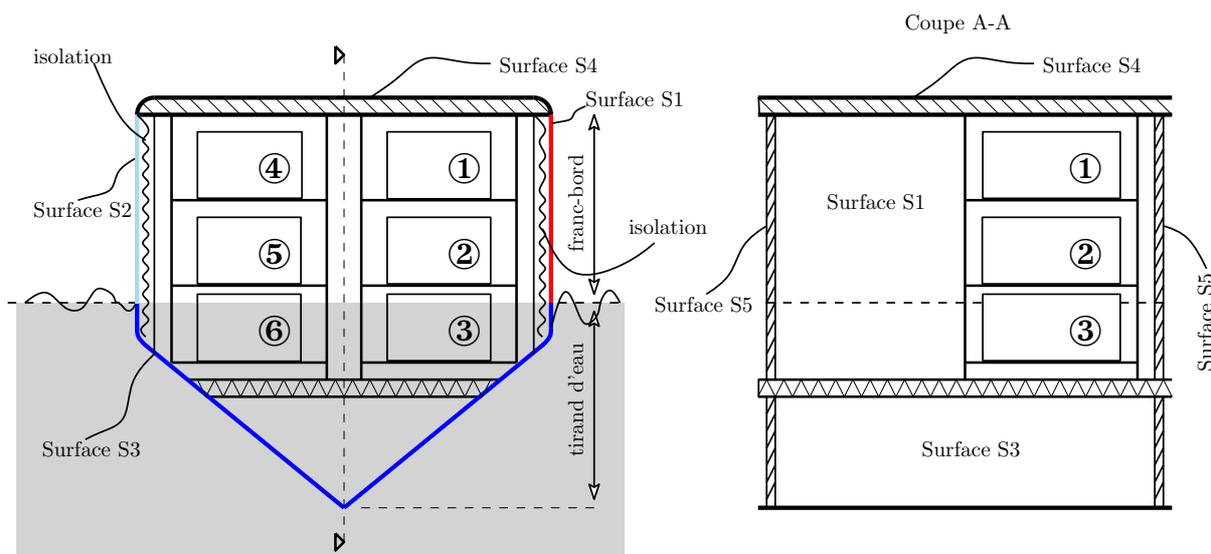


Figure C-1 - Schéma d'implantation des supercondensateurs au sein de la coque du navire

Le navire étant de type catamaran, le bordé intérieur entre les deux coques est à l'ombre à une température égale à celle de l'extérieur  $T_{ext}$ . Le local machine est divisé en plusieurs compartiments dont certains sont utilisés pour le stockage des supercondensateurs. Dans le local machine-SC, les parois émergées du navire sont recouvertes à l'intérieur d'un isolant thermique de type polyuréthane afin de minimiser l'apport calorifique du soleil et de l'air extérieur.

Notre démarche simplifiée intègre un modèle thermique simple du local tenant compte des sollicitations extérieures (*soleil*) et de la température extérieure, ainsi il est possible de proposer une puissance électrique associée à l'écart entre la température de référence et la température ambiante. Dans la suite le modèle montre que la valeur de la puissance consommée en climatisation et en chauffage est dépendante de l'écart de température et aussi de la température de référence.

## Modèle électrothermique simple

Faisant appel à un modèle thermique simplifié du local de stockage des modules de supercondensateurs [Dimplex-07], il est possible de déterminer la puissance consommée par la pompe à chaleur pour maintenir la température du local  $T_{local}$  proche de sa valeur de référence  $T_{ref}$ . Cette puissance électrique de la pompe à chaleur est exprimée en fonction de la température extérieure  $T_{ext}$  et de la température de référence  $T_{ref}$  (cf. figure C-2). Par ailleurs, cette puissance électrique  $P_{PAC}$  est la puissance maximale consommée par la pompe à chaleur pour une température extérieure  $T_{ext}$ .

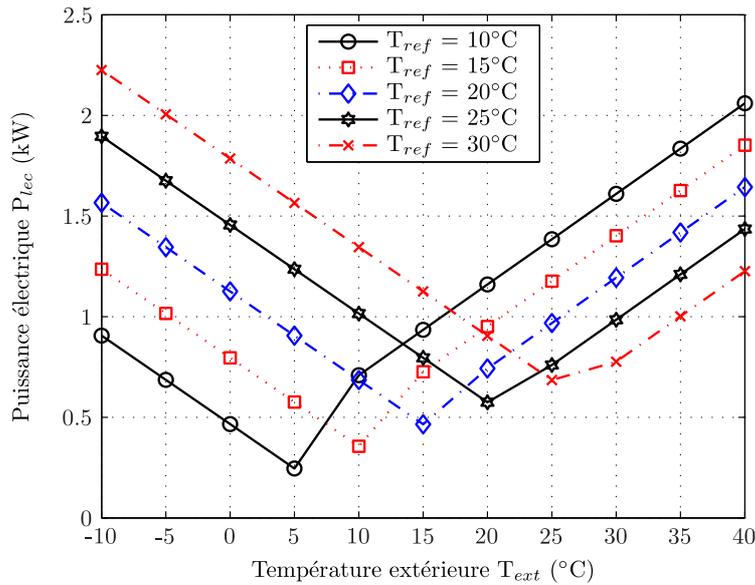


Figure C-2 - Puissance électrique consommée pour une température  $T_{ref}$

Quand l'utilisation de la pompe à chaleur est validée, la puissance des auxiliaires est augmentée d'une valeur  $P_{PAC}$  correspondant à la température extérieure. En effet dans ce modèle thermique simplifié, la température de l'eau influence beaucoup la température extérieure vue par le local car celle-ci est quasiment constante au cours de l'année, comme en témoigne les différentes températures de l'eau de mer en Europe et autour de la mer Méditerranée.

Cette approche peut être intéressante lorsque l'on navigue dans des mers plus chaudes vers le sud de l'Europe ou plus généralement dans les eaux comprises entre le tropique du Cancer et le tropique du Capricorne.

## Considérations économique et de durée de vie

Même si la pompe à chaleur est un élément optionnel, elle reste une charge auxiliaire devant être remplacé régulièrement sur un navire à cause de l'air salin. En effet, celui-ci détériore le matériel. C'est pourquoi, il est commun de remplacer la pompe à chaleur tous les 5 ans pour conserver de bonnes performances pour un coût avoisinant 5 k€. Par conséquent, ce coût de remplacement est intégré au coût d'acquisition  $C_{e-acq}$  en tenant compte de la durée de vie totale de la chaîne de conversion et de stockage d'énergie.

Ce coût peut être intégré à l'optimisation en multipliant le coût d'acquisition de la pompe à chaleur par le nombre de fois où l'on remplace le système sur toute la durée de vie.



# Thèse de Doctorat

## Sony Trieste

**Modélisation et Optimisation technico-économique d'une chaîne de conversion et de stockage d'énergie d'un navire électrique zéro émission**

**Techno-economic modeling and optimization of an energy storage unit for a zero-emission ship**

### Résumé

Le monde fait face à des inquiétudes sur l'approvisionnement énergétique et les émissions polluantes. Pour respecter des contraintes de plus en plus nombreuses, des solutions d'exploitation plus vertueuses pour l'environnement sont envisagées. Le navire tout-électrique à supercondensateur fait partie de ces solutions d'avenir.

Aujourd'hui, les dimensionnements que l'on trouve dans les applications industrielles ne tiennent pas compte (ou très grossièrement) du vieillissement, alors que celui-ci a une grande influence sur le coût d'une application de longue durée. Afin d'améliorer la compétitivité technico-économique du dimensionnement, nous proposons une démarche systémique pour déterminer la configuration optimale d'un système de stockage à l'aide partir de modèles de pertes, de vieillissement et de coût.

L'originalité de cette démarche est de tenir compte des critères de durée de vie et de coût. Finalement, cette démarche est appliquée au dimensionnement d'un ensemble constitué d'un convertisseur statique et de supercondensateurs, utilisé pour la fourniture de l'énergie du premier ferry pourvu d'une architecture électrique de type plug-in rechargeable.

### Mots clés

Supercondensateur, Optimisation technico-économique, Modélisation systémique, Vieillissement, Stockage d'énergie

### Abstract

The World is facing to many concerns about energy supply. To face to the growing environmental constraints, new technological solutions have to be developed. The new concept of an all-electric ship is one of these promising answers.

Today, most of the existing industrial applications do not take into account (or very roughly) the ageing behavior whereas it has a great influence on the cost of long-term applications. In order to improve the technical and the economical aspect of the design, we propose a system approach to determine the optimal configuration of an energy storage system.

The originality of this approach is to use different kind of models (losses, ageing and cost) to determine the best cost per year. Finally, this approach is applied to the sizing of a supercapacitor pack with its static converter used for the energy supply of the first supercapacitor commuter with a plug-in architecture.

### Key Words

Supercapacitor, Double layer capacitor, Ultracapacitor, Technical and economic optimization, System modeling, Ageing, Energy Storage System.