



**HAL**  
open science

# Optimisation du dimensionnement d'une chaîne de conversion électrique directe incluant un système de lissage de production par supercondensateurs : application au houlogénérateur SEAREV

Judicael Aubry

► **To cite this version:**

Judicael Aubry. Optimisation du dimensionnement d'une chaîne de conversion électrique directe incluant un système de lissage de production par supercondensateurs : application au houlogénérateur SEAREV. Autre. École normale supérieure de Cachan - ENS Cachan, 2011. Français. NNT : 2011DENS0042 . tel-00662488

**HAL Id: tel-00662488**

**<https://theses.hal.science/tel-00662488>**

Submitted on 24 Jan 2012

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

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

THÈSE DE DOCTORAT  
DE L'ÉCOLE NORMALE SUPÉRIEURE DE CACHAN

présentée par

**Judicaël Aubry**

pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'ÉCOLE NORMALE SUPÉRIEURE DE CACHAN

Spécialité : Électronique - Électrotechnique - Automatique

**Optimisation du dimensionnement d'une chaîne de conversion électrique  
directe incluant un système de lissage de production par supercondensateurs.  
Application au houlogénérateur SEAREV.**

Soutenue le 3 Novembre 2011 à Bruz devant le jury composé de :

Jury

M. Pascal VENET ; Professeur des Universités, Univ. Claude Bernard	Président
M. Jean-Frédéric CHARPENTIER ; Maître de conférences HDR, École Navale, Brest	Rapporteur
M. Christophe ESPANET ; Professeur des Universités, Univ. de Franche-Comté	Rapporteur
M. Christophe CHABERT ; Ingénieur-Docteur, DCNS Incubateur, Brest	Examineur
M. Alain CLEMENT ; Ingénieur de Recherche, École Centrale de Nantes	Examineur
M. Paul LETELLIER ; Ingénieur, Jeumont-Electric, Gpe Altawest, Nantes	Invité
M. Hamid BEN AHMED ; Maître de conférences HDR, ENS de Cachan, Bruz	Directeur de thèse
M. Bernard MULTON ; Professeur des Universités, ENS de Cachan, Bruz	Co-directeur

préparée au laboratoire **SATIE** (ENS Cachan site de Bretagne, CNRS, UMR 8029)

dans le cadre de l'École Doctorale **Sciences Pratiques**

61, avenue du Président Wilson, 94235 Cachan Cedex (France)



# Résumé

Le travail présenté dans cette thèse porte sur l'étude du dimensionnement d'une chaîne de conversion électrique en entraînement direct d'un système direct de récupération de l'énergie des vagues (SEAREV). Cette chaîne de conversion est composée d'une génératrice synchrone à aimants permanents solidaire d'un volant pendulaire, d'un convertisseur électronique composé de deux ponts triphasés à modulation de largeur d'impulsion, l'un contrôlant la génératrice, l'autre permettant d'injecter l'énergie électrique au réseau. En complément, un système de stockage de l'énergie (batterie de supercondensateurs) est destiné au lissage de la puissance produite.

Le dimensionnement de tous ces éléments constitutifs nécessite une approche d'optimisation sur cycle, dans un contexte de fort couplage multi-physique notamment entre les parties hydrodynamique et électromécanique.

Dans un premier temps, l'ensemble génératrice-convertisseur, dont le rôle est d'amortir le mouvement d'un volant pendulaire interne, est optimisé en vue de minimiser le coût de production de l'énergie (coût du kWh sur la durée d'usage). Cette optimisation sur cycle est réalisée en couplage fort avec le système houlogénérateur grâce à la prise en compte conjointe de variables d'optimisation relatives à l'ensemble convertisseur-machine mais aussi à la loi d'amortissement du volant pendulaire. L'intégration d'une stratégie de défluxage, intéressante pour assurer un fonctionnement en écrêtage de la puissance, permet, dès l'étape de dimensionnement, de traiter l'interaction convertisseur-machine.

Dans un second temps, la capacité énergétique du système de stockage de l'énergie fait l'objet d'une optimisation en vue de la minimisation de son coût économique sur cycle de vie. Pour ce faire, nous définissons des critères de qualité de l'énergie injectée au réseau, dont un lié au flicker, et nous comparons des stratégies de gestion de l'état de charge tout en tenant compte du vieillissement en cyclage des supercondensateurs dû à la tension et à leur température.

Dans un troisième temps, à partir de données d'états de mer sur une année entière, nous proposons des dimensionnements de chaînes de conversion électrique qui présentent les meilleurs compromis en termes d'énergie totale récupérée et de coût d'investissement.

## Mots-clés

Énergie des vagues, houlogénérateur direct, couplages multi-physiques, optimisation bi-objectif par essais particuliers, dimensionnement, chaîne de conversion électrique, entraînement direct, machine à aimants permanents, cycle de fonctionnement, coût de l'énergie, optimisation système, qualité de l'énergie, flicker, lissage de production électrique, stockage d'énergie, supercondensateurs, vieillissement, cycle de vie.



# Abstract

The work presented in this thesis sets forth the study of the sizing of a direct-drive electrical conversion chain for a direct wave energy converter (textscsearev). This electrical chain is made up of a permanent magnet synchronous generator attached to a pendular wheel and a power-electronic converter made up of two three-phase pulse width modulation bridge, one controlling the generator, the other allowing injecting electrical energy into the grid. In addition, an energy storage system (bank of supercapacitors) is intended to smooth the power output.

The sizing of all these components needs an operating cycle optimization approach, in a system context with strong multi-physics coupling, more particularly between hydrodynamical and electro-mechanical parts.

At first, the generator-converter set, whose role is to damp the pendular movement of an internal wheel, is optimized with a view to minimize the cost of energy (kWh production cost). This optimization, based on torque-speed operating profiles, is carried out considering a strong coupling with the wave energy converter thanks to the consideration as design variables, some relatives to the generator-converter sizing but also some relatives to the damping law of the pendular wheel. In addition, the consideration of a flux-weakening strategy, interesting to ensure a constant power operation (levelling), allows, as soon as the sizing step, to deal with the generator-converter interaction.

In a second step, the rated energy capacity of the energy storage system is being optimized with a view of the minimization of its economical life-cycle cost. To do this, we define quality criteria of the power output, including one related to the flicker, and we compare three energy management rules while taking into account the power cycling aging of the supercapacitors due to the voltage and their temperature.

In a third step, from yearly sea-states data, we provide sizings of the direct-drive electrical conversion chain that are the best trades-offs in terms of total electrical produced energy and economical investment cost.

## Keywords

Wave energy, direct wave energy converter, multi-physics couplings, swarm particle bi-objective optimization, sizing, electrical conversion chain, power take off, direct-drive, permanent magnet machine, operating cycle, cost of energy, system optimization, power quality, flicker, electrical power smoothing, energy storage, supercapacitors, aging, life-cycle.



# Remerciements

Cette thèse a été réalisée au sein du laboratoire SATIE (UMR CNRS 8029), dirigée par M. Pascal Larzabal, et dans les murs de l'antenne de Ker Lann de l'École Normale Supérieure de Cachan, dirigée par M. Patrice Quinton, que je remercie pour m'avoir accueilli dans leurs entités respectives.

Merci au conseil régional de la région Bretagne qui m'a permis de bénéficier pendant ces trois ans d'une allocation de recherche doctorale.

Merci à mes deux rapporteurs M. Jean-Frédéric Charpentier et M. Christophe Espanet pour avoir rempli leurs rôles avec le plus grand sérieux.

Merci aux membres du Jury en commençant par M. Pascal Venet qui a accepté de le présider, puis à MM. Christophe Chabert, Alain Clément et Paul Letellier pour avoir examiné ce travail avec leurs regards pertinents et venus d'horizons divers.

Mais ce Jury ne saurait être complet sans mes deux encadrants : Hamid Ben Ahmed et Bernard Multon. Je vous adresse, à tous les deux, mes plus profonds remerciements. Je sais quelle chance j'ai eu de vous avoir à mes côtés durant ces trois années. Si j'ai pu hériter, ne serait-ce que de 10%, de l'exigence de qualité que vous portez à votre travail, cela serait déjà énorme. Je ne sais pas si beaucoup de doctorants le disent aussi sincèrement que moi mais cette thèse est aussi la votre.

Il me reste encore beaucoup de personnes à remercier :

- Marianne, qui a du soutenir sa thèse dès juillet car elle n'en pouvait plus de me supporter.
- Vincent, Yaël, Bertrand et autres Juliens pour avoir maintenu une ambiance de travail (on ne rigole pas!), mais aussi tous les stagiaires, doctorants, chercheurs et personnels de SATIE pour leur sympathie.
- Marie Ruellan, qui a su me transmettre son travail de thèse le plus naturellement du monde et permis d'aborder la mienne sur les meilleures bases qui soient, mais aussi Aurélien Babarit, Hakim Mouslim, Bruno Borgarino et le personnel du LMF que j'ai eu l'occasion de solliciter à maintes reprises. Je pense que cette collaboration est riche et mérite de perdurer.
- Tous les enseignants mais aussi techniciens du département GEII de l'IUT de Rennes. Ce monitorat aura été un vrai plaisir.
- Tout le personnel de l'Antenne de Ker Lann, chercheurs, enseignants, techniciens et administratifs que j'ai sollicité durant ces trois ans.

Je souhaite aussi avoir une pensée amicale pour MM. Gilles Feld et Emmanuel Hoang du département EEA de l'ENS de Cachan : mes enseignants de génie électrique en « prépa agreg », qui ont su me transmettre ce « petit truc en plus » et me donner l'envie de continuer dans cette branche.

Merci à mes parents qui n'ont jamais trop su combien d'années après le BAC j'avais fait mais qui ont su cependant me montrer à leur façon qu'ils étaient fiers. Et puis merci à Leslie, grâce à qui ces trois ans m'auront permis de devenir bien plus qu'un docteur mais surtout un papa et un mari. Et comme un bonheur n'arrive jamais seul, Valentin a accueilli sa petite sœur, Coline, quelques semaines après la soutenance. Pour tout cela ma chérie, et pour tout le reste, je ne peux que te remercier et te donner, sur cette page, cette place d'honneur.





# Table des matières

<b>Introduction</b>	<b>19</b>
<b>1 État de l'art</b>	<b>21</b>
1.1 L'énergie des vagues	21
1.2 Classifications des houlogénérateurs	25
1.2.1 Les systèmes à rampe de déferlement : Type A	29
1.2.2 Les systèmes à colonne d'eau oscillante : Type B	31
1.2.3 Les systèmes à corps oscillants : Type C	34
1.3 Houlogénérateurs directs et à conversion électromécanique directe (type C5)	37
1.3.1 Travaux des universités de Durham et d'Edimbourg (GB)	40
1.3.2 Travaux à l'université d'Uppsala (Suède)	42
1.3.3 Travaux à l'université technologique de Delft (Pays-bas)	47
1.3.4 Travaux à l'Oregon State University OSU (USA)	49
1.3.5 Le houlogénérateur SEAREV	50
1.3.6 Problématiques scientifiques des houlogénérateurs directs à chaîne électromécanique directe	53
1.4 Optimisation du dimensionnement des machines électriques et des ensembles convertisseur-machine	54
1.5 Lissage de la puissance électrique produite par des sources d'énergies renouvelables	56
1.5.1 Lissage de la puissance produite par des houlogénérateurs	57
1.5.2 Optimisation du dimensionnement et de la stratégie de contrôle d'un système de stockage en vue du lissage	61
1.5.3 Effet de foisonnement des productions individuelles	61
1.6 Positionnement scientifique, originalités du travail	62
<b>2 La version "tout-électrique" du système SEAREV</b>	<b>65</b>
2.1 Le système SEAREV	65
2.1.1 Géométrie considérée	66
2.1.2 Contrôle de l'amortissement du volant pendulaire	67
2.1.3 Mise en évidence de l'intérêt d'un écrêtage de la puissance mécanique convertie	69
2.2 Considérations numériques : temps de calcul et quantités de données	74
2.3 La chaîne de conversion tout-électrique en entraînement direct avec stockage d'énergie intégré	75

2.3.1	Choix technologiques et introduction à la problématique de dimensionnement de la chaîne de conversion électromécanique de l'énergie . . . . .	75
2.3.2	Choix technologiques et introduction à la problématique de dimensionnement du système de stockage de l'énergie en vue du lissage de la production électrique . . . . .	77
<b>3</b>	<b>Optimisation du dimensionnement de l'ensemble convertisseur-machine sur un état de mer</b>	<b>79</b>
3.1	Définition du problème d'optimisation : objectifs, variables et contraintes. . . . .	80
3.1.1	Les objectifs d'optimisation . . . . .	81
3.1.1.1	N°1 : Maximisation de la puissance électrique moyenne . . . . .	81
3.1.1.2	N°2 : Minimisation du coût de la chaîne de conversion . . . . .	81
3.1.1.3	Objectif final : coût du kWh produit [Aubry08b] . . . . .	82
3.1.2	Les variables d'optimisation . . . . .	84
3.1.2.1	1 <sup>er</sup> Groupe : les paramètres de contrôle de l'amortissement du volant pendulaire . . . . .	84
3.1.2.2	2 <sup>ème</sup> Groupe : les paramètres de dimensionnement de la génératrice . . . . .	85
3.1.2.3	3 <sup>ème</sup> Groupe : les paramètres de dimensionnement du convertisseur électronique de puissance . . . . .	85
3.1.3	Des contraintes d'optimisation de différentes natures . . . . .	86
3.2	Résolution numérique du problème d'optimisation . . . . .	90
3.2.1	Présentation globale de la démarche . . . . .	90
3.2.2	Observations sur le temps de calcul . . . . .	92
3.2.3	Simplification du cycle de fonctionnement temporel vers un cycle de fonctionnement statistique . . . . .	92
3.2.4	Optimisation locale du courant d'axe direct pour chaque point de fonctionnement . . . . .	94
3.2.5	Extension de l'optimisation par essais particuliers au problème de l'optimisation multi-objectif . . . . .	96
3.3	Analyse d'un résultat de référence . . . . .	100
3.3.1	Présentation des résultats de l'optimisation bi-objectif . . . . .	100
3.3.2	Étude d'une solution particulière, validité des modèles . . . . .	113
3.3.2.1	Étude par éléments finis : validation du modèle magnétique et des pertes fer . . . . .	118
3.3.2.2	Validation du modèle thermique . . . . .	123
3.3.2.3	Validation de l'hypothèse d'une régulation parfaite des courants statoriques . . . . .	124
3.4	Quelques études de sensibilité . . . . .	126
3.4.1	Sensibilité au nombre d'évaluations des objectifs lors d'une exécution . . . . .	126
3.4.2	Sensibilité à l'algorithme d'optimisation . . . . .	128
3.4.3	Sensibilité des solutions vis à vis du coût du kWh . . . . .	129
3.4.4	Sensibilité aux paramètres de prix des matières premières . . . . .	130
3.4.5	Sensibilité à la limite d'induction maximale . . . . .	133
3.4.6	Sensibilité au modèle thermique : échange thermique avec l'ambiance . . . . .	134
3.4.7	Sensibilité à la valeur maximale du rayon externe . . . . .	136

3.4.8	Sensibilité à la tenue aux courants de court-circuit . . . . .	137
3.4.9	Sensibilité au mode de contrôle en défluxage . . . . .	138
3.4.10	Sensibilité au couplage de l'optimisation du dimensionnement de l'ensemble convertisseur machine avec celle des paramètres d'amortissement . . . . .	140
<b>4</b>	<b>Éléments de dimensionnement d'un système de stockage pour le lissage d'une production électrique houlogénérée</b>	<b>143</b>
4.1	Mise en place du problème . . . . .	144
4.1.1	Présentation du module de base du système de stockage . . . . .	144
4.1.2	Définition des grandeurs énergétiques, électriques et thermiques . . . . .	145
4.1.3	Définition d'un critère de coût sur cycle de vie . . . . .	146
4.1.3.1	Modèle de vieillissement . . . . .	147
4.1.4	Critères de qualité de la puissance injectée . . . . .	149
4.1.4.1	Définition de critères statistiques de qualité (non relatifs à des normes) . . . . .	149
4.1.4.2	Définition d'une contrainte en flicker . . . . .	150
4.1.5	Stratégie de gestion des flux d'énergie . . . . .	153
4.1.5.1	Stratégie "Tout-ou-Rien" : Respect d'une consigne de puissance $P_{out}(t) =$ $P_{setpoint}(t)$ tant que $SOC(t)$ le permet . . . . .	153
4.1.5.2	Stratégie "Passe-bas" : Relation linéaire entre $P_{out}(t)$ et $SOC(t)$ . . . . .	154
4.1.5.3	Stratégie "Hybride" : Hybridation de deux stratégies précédentes . . . . .	156
4.1.6	Mise en œuvre . . . . .	156
4.2	Études de cas préliminaires . . . . .	159
4.2.1	Stratégie "Tout-ou-Rien" . . . . .	159
4.2.2	Stratégie "Passe-bas" . . . . .	161
4.2.3	Stratégie "Hybride" . . . . .	163
4.2.4	Étude des performances énergétiques et coût économique sur cycle de vie . . . . .	163
4.3	Optimisation du dimensionnement de la capacité énergétique . . . . .	165
4.3.1	Sensibilité au vieillissement . . . . .	168
4.3.1.1	Résultat sans prise en compte du vieillissement . . . . .	168
4.3.1.2	Influence de la température ambiante . . . . .	170
4.3.1.3	Influence du modèle de vieillissement . . . . .	170
4.3.2	Influence du tirage aléatoire des phases initiales du profil de houle . . . . .	171
4.4	Conclusions . . . . .	172
<b>5</b>	<b>Application au dimensionnement de la chaîne de conversion tout-électrique et du système de stockage sur une année</b>	<b>177</b>
5.1	Optimisation du dimensionnement de l'ensemble convertisseur-machine . . . . .	179
5.1.1	Simplification du problème en vue de la réduction du temps de calcul . . . . .	179
5.1.2	Optimisation sur une année avec coefficient d'amortissement visqueux optimisé pour chaque état de mer . . . . .	181
5.1.3	Optimisation sur une année avec coefficient d'amortissement visqueux commun à tous les états de mer . . . . .	185

5.2	Optimisation du dimensionnement du système de stockage à base de supercondensa- teurs . . . . .	187
5.3	Conclusion, Réflexions sur l'optimisation couplée amortissement-convertisseur-machine- stockage . . . . .	188
	<b>Conclusion générale</b>	<b>191</b>
<b>A</b>	<b>Reconstitution numérique d'un profil de houle</b>	<b>201</b>
<b>B</b>	<b>Éléments de modélisation hydrodynamique et mécanique du SEAREV</b>	<b>205</b>
B.1	Mise en équation : Partie Mécanique . . . . .	205
B.2	Mise en équation : Partie Efforts sur le flotteur . . . . .	207
B.3	Bilan des efforts et équation du mouvement . . . . .	208
<b>C</b>	<b>Modélisation magnétique de la génératrice</b>	<b>209</b>
C.1	Coefficient de Carter et entrefer équivalent . . . . .	209
C.2	Calcul analytique de l'induction à vide créée par les aimants . . . . .	210
C.3	Calcul du flux totalisé à vide (flux des aimants) . . . . .	212
C.4	Calcul de l'inductance cyclique d'entrefer . . . . .	212
C.5	Calcul de l'inductance de fuites dans les encoches . . . . .	213
C.6	Inductance cyclique totale . . . . .	213
C.7	Calcul du profil de l'amplitude de l'induction dans une dent . . . . .	213
C.8	Calcul du profil de l'amplitude de l'induction dans la culasse statorique . . . . .	214
<b>D</b>	<b>Modélisation des pertes dans l'ensemble convertisseur-machine</b>	<b>217</b>
D.1	Pertes Joule . . . . .	217
D.2	Pertes fer . . . . .	218
D.3	Pertes dans le convertisseur électronique de puissance . . . . .	218
D.3.1	Pertes par conduction . . . . .	218
D.3.2	Pertes par commutation . . . . .	220
<b>E</b>	<b>Modélisation électrique de la génératrice</b>	<b>221</b>
<b>F</b>	<b>Modélisation thermique de la machine</b>	<b>223</b>
F.1	Calcul simple de l'échauffement maximal d'une barre, siège de pertes uniformément réparties . . . . .	223
F.2	Modélisation thermique du stator de la machine . . . . .	223
<b>G</b>	<b>Méthode des essais particuliers</b>	<b>227</b>
G.1	Terminologie . . . . .	227
G.2	Mécanisme de base . . . . .	228
G.3	Différentes topologies de voisinage . . . . .	229
<b>H</b>	<b>Description d'un flickermètre</b>	<b>231</b>

# Nomenclature

$\beta$	Coefficient d'amortissement visqueux	$N.m.s^{-1}$
$\beta_m$	Angle électrique d'ouverture des aimants	–
$\Delta\Theta$	Élévation de température entre deux points de l'espace	$K$
$\Delta V$	Variation de la tension au point de livraison par rapport à la tension nominale	$V$
$\delta$	Longueur de l'entrefer mécanique	$m$
$\delta_{eff}$	Entrefer magnétique effectif	$m$
$\delta_{eq}$	Longueur de l'entrefer mécanique augmenté du coefficient de Carter	$m$
$\Delta_{mad}(X)$	Écart-moyen de la grandeur $X$	Unité de $X$
$\Delta_{std}(X)$	Écart-type de la grandeur $X$	Unité de $X$
$\hat{\Phi}_{arm}$	Amplitude du flux propre traversant l'entrefer embrassé par une phase et considérée comme sinusoïdal du temps	$Wb$
$\hat{\Phi}_m$	Amplitude du flux à vide embrassé par une phase et considérée comme sinusoïdal du temps	$Wb$
$\hat{\phi}_m$	Amplitude du flux à vide embrassé par une spire et considérée comme sinusoïdal du temps	$Wb$
$\hat{B}$	Amplitude locale de l'induction, considérée comme sinusoïdale du temps	$T$
$\hat{B}_{arm}$	Amplitude de l'induction créée dans l'entrefer par les courants statoriques, et considérée comme sinusoïdale du temps et de l'espace	$T$
$\hat{B}_{magn}$	Amplitude du fondamental d'espace de l'induction créée dans l'entrefer par les aimants	$T$
$\kappa_c$	Coefficient de Carter	–
$\lambda_{iron}$	Conductivité thermique des tôles dans le sens des laminations	$W.m^{-1}.K^{-1}$
$\lambda_w$	Conductivité thermique équivalente du bobinage	$W.m^{-1}.K^{-1}$
$\mathcal{L}$	Inductance cyclique totale (entrefer et fuites) d'une phase	$H$
$\mathcal{L}_\delta$	Inductance cyclique d'entrefer	$H$
$\mathcal{L}_\sigma$	Inductance de fuites	$H$
$\mu_0$	Perméabilité magnétique du vide	$H.m^{-1}$
$\mu_{magn}$	Perméabilité magnétique des aimants	$H.m^{-1}$
$\Omega$	Vitesse de rotation du volant pendulaire	$s^{-1}$
$\omega$	pulsation électrique	$rad.s^{-1}$

## NOMENCLATURE

$\Omega_i$	Vitesse de rotation au $i^{\text{ème}}$ point de fonctionnement	$rad.s^{-1}$
$\omega_i$	pulsation électrique au $i^{\text{ème}}$ point de fonctionnement du cycle	$rad.s^{-1}$
$\Omega_{max}$	Vitesse maximale de rotation sur le cycle de fonctionnement	$rad.s^{-1}$
$\vec{A}$	Potentiel vecteur	$T.m^{-1}$
$\vec{B}$	Champ magnétique d'induction	$T$
$\vec{M}$	Aimantation	$A.m^{-1}$
$\Phi_m$	Valeur efficace du flux à vide embrassé par une phase et considéré comme sinusoïdale du temps	$Wb$
$\Psi_k$	Angle d'impédance du réseau au point de livraison	$^{\circ}$
$\rho_{Cu}$	Résistivité du cuivre	$\Omega.m$
$\tau_p$	Pas polaire	$m$
$\tau_p$	Pas polaire	$m$
$\tau_t$	Pas dentaire	$m$
$\Theta$	Température absolue	$K$
$\Theta_{amb}$	Température ambiante	$^{\circ}C$
$\Theta_{max}$	Température maximale admissible par le bobinage	$^{\circ}C$
$A_z$	Composante suivant l'axe $\vec{z}$ du potentiel vecteur	$T.m^{-1}$
$B$	Valeur efficace locale de l'induction, considérée comme sinusoïdale du temps	$T$
$B_d$	Niveau d'induction dans les aimants entraînant une désaimantation	$T$
$B_r$	Induction rémanente des aimants	$T$
$B_{arm}$	Valeur efficace de l'induction créée dans l'entrefer par les courants statoriques, considérée comme sinusoïdale de l'espace	$T$
$C$	Coefficient de Flicker modifié (non normalisé par rapport à la puissance apparente nominale du houlogénérateur)	VA
$c$	Coefficient de Flicker	-
$C_{base}$	Capacité d'un module formant la batterie de supercondensateurs	$F$
$c_{copper}$	Cout massique du cuivre	$\text{€}.kg^{-1}$
$C_{ESS}$	Capacité de la batterie de supercondensateurs	$F$
$c_{feed-in,kWh}$	Tarif de rachat de l'énergie produite	$\text{€}/kWh$
$C_{gen}$	coût de la génératrice seule	$\text{€}$
$C_{init}$	Cout économique d'une batterie de supercondensateurs neuve	$\text{€}$
$c_{iron}$	Cout massique des tôles ferromagnétiques	$\text{€}.kg^{-1}$
$C_{kWh}$	Cout du kWh (de l'énergie) produit(e)	$\text{€}.kWh^{-1}$
$c_{magn}$	Cout massique des aimants	$\text{€}.kg^{-1}$
$C_{povelect}$	Cout de l'électronique de puissance seule	$\text{€}$

$C_{PTO}$	Cout de la chaîne de conversion (génératrice+électronique de puissance)	€
$C_{total}$	Cout économique sur cycle de vie de la batterie de supercondensateurs	€
$C_{WECw/oPTO}$	Cout du système houlogénérateur, hors chaîne de conversion électrique	€
$E_{loss,ESS}$	Énergie perdue par effet Joule dans la batterie de supercondensateurs sur cycle de vie	$kWh$
$E_{sw}$	Coefficient de pertes par commutation des interrupteurs	$mJ.A^{-1}$
$F_X$	Fonction de répartition de la variable X	–
$f_{sw}$	Fréquence de découpage	$kHz$
$h$	Coefficient d'échange thermique par convection naturelle et radiation	$W.m^2.K^{-1}$
$H_k$	Champ coercitif des aimants	$A.m^{-1}$
$h_{magn}$	Hauteur des aimants	$m$
$h_{rot}$	Hauteur de la culasse rotorique	$m$
$h_{slot}$	Hauteur des encoches	$m$
$h_{stat}$	Hauteur de la culasse statorique	$m$
$i_d$	Composante directe du courant par phase	$A$
$i_q$	Composante transverse du courant par phase	$A$
$i_{d,i}$	Composante directe du courant par phase pour le $i^{ème}$ point de fonctionnement	$A$
$I_{ESS}(t)$	Courant dans la batterie de supercondensateurs	$A$
$i_{q,i}$	Composante transverse du courant par phase pour le $i^{ème}$ point de fonctionnement	$A$
$I_{rated}$	Courant efficace nominale du convertisseur électronique de puissance	$A$
$k_e$	Coefficient de pertes par courants de Foucault	?
$k_H$	Coefficient de pertes par hystérésis	???
$k_{fill}$	Coefficient de remplissage des encoches	–
$k_{slot}$	Coefficient de largeur d'encoche	–
$l_{stack}$	Longueur de l'empilement de tôles	$m$
$M_{copper}$	Masse totale de cuivre	$kg$
$m_{copper}$	Masse volumique du cuivre	$kg.m^{-3}$
$M_{iron}$	Masse totale de fer	$kg$
$m_{iron}$	Masse volumique des tôles ferromagnétiques	$kg.m^{-3}$
$m_{magnet}$	Masse volumique des aimants	$kg.m^{-3}$
$M_{magn}$	Masse totale des aimants	$kg$
$n_s$	Nombre de spires en série par phase	–
$n_{cond/slot}$	Nombre de conducteurs par encoche	–
$N_{i_d}$	Nombre de valeurs testées pour la procédure d'optimisation locale de $i_d$	$A$
$N_{iter}$	Nombre d'itérations successives pour l'algorithme d'optimisation	–



$N_{parallel}$	Nombre de branches en parallèle dans la batterie de supercondensateurs	–
$N_{pop}$	Taille de la population pour l’algorithme d’optimisation	–
$N_{pts}$	Nombre de points de fonctionnement du cycle	–
$N_{replace}$	Nombre de remplacements moyen du système de stockage sur une durée d’usage de 20 ans	–
$N_{series}$	Nombre de modules en séries dans une branche de la batterie de supercondensateurs	–
$p$	Nombre de paires de pôles	–
$p_i$	Probabilité d’apparition du $i^{\text{ème}}$ point de fonctionnement	–
$P_{copper}$	Pertes Joule dans le bobinage	W
$P_{elec}$	Puissance électrique	W
$P_{ESS}(t)$	Puissance électrique dans la batterie de supercondensateurs, positive en charge	W
$P_{in}(t)$	Puissance électrique en entrée du bus continu (en sortie de génératrice)	W
$P_{iron}$	Pertes magnétiques dans les tôles	W
$P_{lev}$	Puissance (mécanique) d’écrtage de l’amortissement	W
$P_{lt}$	Sévérité en flicker à long-terme	-
$P_{out}(t)$	Puissance électrique injectée au réseau (en sortie du bus DC)	W
$P_{powelect}$	Pertes dans l’électronique de puissance	W
$P_{st}$	Sévérité en flicker à court-terme	-
$R_k$	Partie réelle de l’impédance du réseau au point de livraison	$\Omega$
$r_s$	Rayon d’alésage	m
$R_{base}$	Résistance série d’un module formant la batterie de supercondensateurs	$\Omega$
$R_{d,diode}$	Résistance dynamique des diodes	m $\Omega$
$R_{d,IGBT}$	Résistance dynamique des IGBT	m $\Omega$
$R_{ESS}$	Résistance de la batterie de supercondensateurs	$\Omega$
$R_{th}$	Résistance thermique de la batterie de supercondensateurs	ƳC/W
$S_k$	Puissance de court-circuit du réseau électrique au point de livraison	VA
$S_{conv}$	Puissance apparente du convertisseur électronique de puissance	VA
$SOC(t)$	État de charge de la batterie de supercondensateurs	-
$T_i$	Couple au $i^{\text{ème}}$ point de fonctionnement	N.m
$T_{amb}$	Température ambiante au niveau de la batterie de supercondensateurs	°C
$T_{cell}$	Température d’un supercondensateur faisant partie d’un module, lui-même faisant partie de la batterie de supercondensateurs	V
$T_{damp}$	Couple mécanique d’amortissement du volant pendulaire	N.m
$t_{eq}$	Temps de fonctionnement équivalent d’un supercondensateur en conditions normales de température $T_0$ et de tension $U_0$	V

$T_{ESS}(t)$	Température de la batterie de supercondensateurs	°C
$T_{max}$	Couple mécanique maximal sur le cycle de fonctionnement	$N.m$
$U_{cell}$	Tension aux bornes d'un supercondensateur faisant partie d'un module, lui-même faisant partie de la batterie de supercondensateurs	V
$U_{DC}$	Tension du bus continu	V
$U_{ESS}(t)$	Tension aux bornes de la batterie de supercondensateurs	V
$U_{max,min}$	Tension maximale/minimale aux bornes de la batterie de supercondensateurs	V
$v_d$	Composante directe de la tension par phase	A
$V_n/U_n$	Niveau de tension simple/composée au point de livraison	V
$v_q$	Composante transverse de la tension par phase	A
$V_{0,diode}$	Tension de seuil des diodes	V
$V_{0,IGBT}$	Tension de seuil des IGBT	V
$v_{d,i}$	Composante directe de la tension par phase pour le $i^{\text{ème}}$ point de fonctionnement	A
$v_{q,i}$	Composante transverse de la tension par phase pour le $i^{\text{ème}}$ point de fonctionnement	A
$V_{rated}$	Tension efficace simple nominale du convertisseur électronique de puissance	V
$W_{ESS}(t)$	Énergie stockée dans la batterie de supercondensateurs	J
$W_{max,min}$	Énergie maximale/minimale stockée dans la batterie de supercondensateurs	J
$W_{rated}$	Énergie nominale de la batterie de supercondensateurs	J
$w_{slot}$	Ouverture d'encoche	$m$
$X_k$	Partie imaginaire de l'impédance du réseau au point de livraison	$\Omega$
$Z_k$	Module de l'impédance réseau au point de livraison	$\Omega$



# Introduction

L'exploitation des énergies renouvelables est une réponse durable à une demande énergétique encore et toujours croissante de l'humanité. La production d'énergie électrique à partir de combustibles fossiles ou fissiles présente des avantages (possibilité de planification, centralisation des moyens de production) et des inconvénients (pollution, risque d'accident majeur, ressources limitées...). La production d'électricité à partir d'énergies renouvelables présente, elle, des avantages et des inconvénients qui sont le "négatif" de ceux de l'énergie issue de fossiles ou fissiles. L'intermittence et les fluctuations de production ou encore une acceptabilité sociale parfois problématique sont ainsi à mettre en balance avec une ressource énergétique primaire gratuite et non polluante, ainsi que des risques humains et environnementaux fortement réduits par la décentralisation en petites unités de production. Dans l'étude du choix de notre approvisionnement énergétique, il convient donc de peser le pour et le contre de toutes ces formes d'énergies que nous pouvons exploiter. Cette réflexion doit être menée par les citoyens et relève plus de la politique. Mais il s'agit aussi de proposer et étudier des solutions pour palier aux éventuels inconvénients que présentent l'exploitation d'une forme d'énergie. Cet aspect, plus technique, est le rôle de la recherche.

L'énergie des vagues, aussi appelée énergie houlomotrice, présente un potentiel énergétique intéressant qu'il est important d'étudier. C'est pourquoi les recherches dans ce domaine connaissent aujourd'hui une croissance extrêmement forte. De plus, pour le chercheur, le contexte de l'énergie des vagues est intéressant car situé au carrefour d'un grand nombre de domaines scientifiques. Les problèmes qui y sont posés sont multi-physiques et fortement couplés.

Le système SEAREV (Système Électrique Autonome de Récupération de l'Énergie des Vagues), dont le principe a été élaboré au Laboratoire de Mécanique des Fluides (UMR 6598) de l'École Centrale de Nantes, est un exemple de ce fort couplage multi-physique qui peut exister dans les houlogénérateurs (systèmes récupérateurs de l'énergie des vagues). Les compétences nécessaires à l'étude de tels dispositifs sont multiples et cela permet l'émergence et l'existence de collaborations scientifiques pérennes. C'est ainsi que depuis plusieurs années, l'équipe SETE du laboratoire SATIE (UMR 8029) s'est impliquée dans le projet SEAREV pour y apporter ses compétences en conversion d'énergie. Une première thèse, celle de Marie Ruellan, s'est déroulée au SATIE et a porté sur le pré-dimensionnement d'une génératrice électrique en entraînement direct pour la conversion tout-électrique de l'énergie produite par SEAREV. Elle a ainsi permis de proposer une solution alternative à celle d'une conversion oléo-pneumatique de l'énergie, plus classique dans le contexte houlomoteur, et de mettre en évidence des points durs et de laisser des questions ouvertes auxquelles nous nous sommes en partie

attachés à répondre, comme celle de la prise en compte du défluxage pour le dimensionnement de l'ensemble convertisseur-machine ou l'intégration d'un système de stockage afin d'améliorer la qualité de l'énergie produite .

Avant de présenter des éléments de réponse à ces questions, nous proposerons, dans un premier chapitre, un état de l'art des houlogénérateurs et plus particulièrement ceux présentant une chaîne de conversion directe de l'énergie, dont le SEAREV fait partie dans sa version "tout-électrique". Ce type spécifique de houlogénérateur pose, entre autres, deux problématiques scientifiques : - celle de l'optimisation d'un ensemble convertisseur-machine et - celle du lissage de la puissance électrique produite. Ces deux problématiques feront donc aussi l'objet d'un état de l'art qui dépassera le cadre de la simple récupération de l'énergie des vagues.

Dans un deuxième chapitre, nous présenterons le système SEAREV dans sa version "tout-électrique". Même si les méthodologies que nous développerons dans la suite ont un aspect générique, et sont applicables à d'autres situations de conversion d'énergie, le SEAREV sera notre cas d'étude. C'est pourquoi son principe de fonctionnement et un certain nombre de définitions, utiles à la compréhension, y seront développés.

Parmi les perspectives apportées par les travaux de Marie Ruellan, il y a celle de prendre en compte le contrôle en défluxage de la génératrice dès l'étape de dimensionnement. En effet, l'introduction d'un écrêtage de la puissance dans la loi d'amortissement du volant pendulaire du SEAREV permet de réduire significativement la puissance crête convertie mais nécessite, pour l'ensemble convertisseur-machine, de disposer d'une plage de fonctionnement à puissance constante adéquate. C'est, entre autres, un des objectifs du chapitre 3, qui présente et applique une démarche de dimensionnement, sur un cycle de fonctionnement, d'un ensemble convertisseur-machine, avec prise en compte d'un contrôle optimisé du défluxage et un couplage fort au système SEAREV par l'intermédiaire d'une loi de contrôle adaptée.

Une autre perspective apportée par Marie Ruellan est celle du dimensionnement d'un système de stockage. Nous focaliserons, dans le quatrième chapitre, sur l'étude du lissage à court terme de la puissance électrique produite par le houlogénérateur SEAREV. Le dimensionnement d'un tel système de stockage passe par la définition de critères de qualité de l'énergie produite et de stratégie de gestion des flux d'énergie mais aussi par l'étude de son coût sur cycle de vie. Ce dernier point nécessite de faire appel à un modèle de vieillissement afin d'évaluer la durée de vie des supercondensateurs compte tenu du très fort cyclage en puissance que génère la conversion électrique directe de l'énergie des vagues.

Le dernier chapitre permettra d'appliquer les méthodologies développées précédemment sur une diversité d'états de mer. Par raison de simplicité, nous aurons en effet jusqu'ici présenté des résultats obtenus sur un seul et même état de mer. Mais les performances d'un houlogénérateur sur un site en mer, ne peuvent pas être simplement déterminées sur un seul état de mer. Pour ce faire, nous nous baserons sur les données de l'année 1999 du site de l'île d'Yeu en Vendée.

# Chapitre 1

## État de l'art

### Sommaire

---

1.1 L'énergie des vagues	21
1.2 Classifications des houlogénérateurs	25
1.3 Houlogénérateurs directs et à conversion électromécanique directe (type C5)	37
1.4 Optimisation du dimensionnement des machines électriques et des ensembles convertisseur-machine	54
1.5 Lissage de la puissance électrique produite par des sources d'énergies renouvelables	56
1.6 Positionnement scientifique, originalités du travail	62

---

### 1.1 L'énergie des vagues

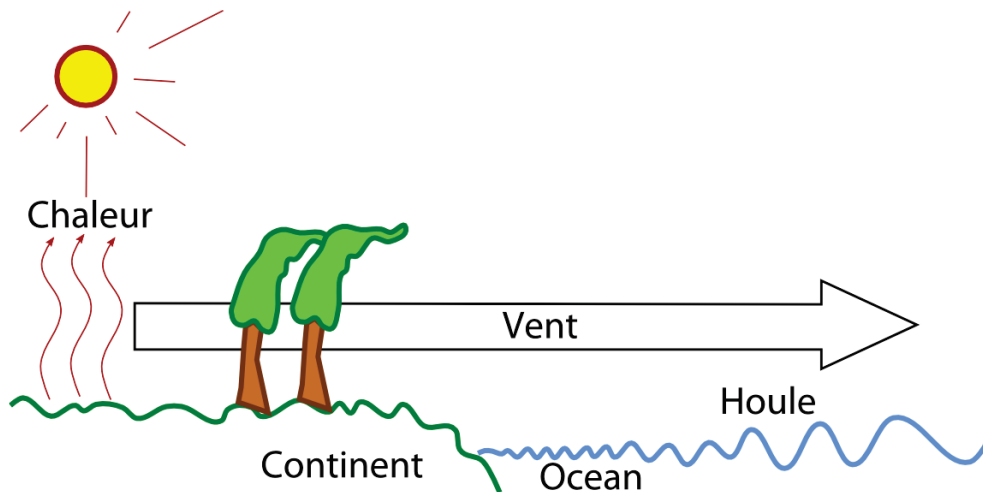


FIGURE 1.1: Mécanisme de création de la houle

La houle est un sous-produit énergétique du vent, qui est lui-même un sous-produit de l'énergie solaire. Le vent met en mouvement la couche superficielle d'eau en pleine mer, et crée en surface un relief ondulé. Ces ondulations sont, d'abord très petites, puis de plus en plus grosses à mesure de l'action continue du vent et de la combinaison des vagues entre elles et des échanges énergétiques qui l'accompagnent. Elles se propagent sous la forme d'ondes de gravité. Cette propagation se fait avec

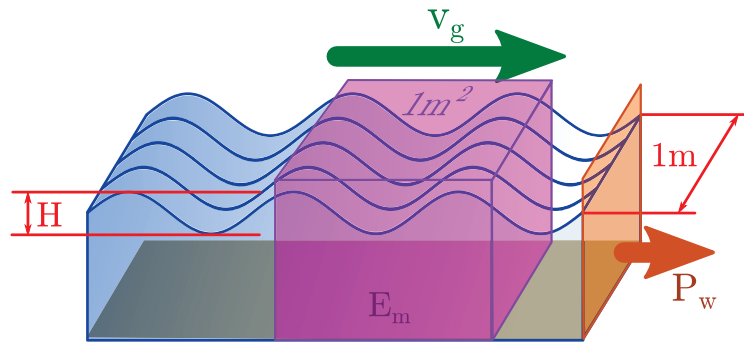


FIGURE 1.2: Illustration de la définition de la puissance linéique

très peu de pertes d'énergie tant que la profondeur des eaux est grande devant la longueur d'onde de la vague. La houle se crée donc en pleine mer et l'énergie qu'elle contient se dissipe quand elle arrive près de la côte, dans des eaux moins profondes. Notons qu'on parlera ici indifféremment de houle ou de vagues ; la différenciation entre ces deux termes tient dans la typologie spectrale liée aux états de mer (répartition en fréquence et en direction), mais n'affectera pas notre propos.

L'énergie transportée par les vagues est la somme, à parts égales, d'énergie cinétique liée au champ de vitesse des particules d'eau, et d'énergie potentielle liée à la déformation du domaine fluide autour de sa position au repos (surface plane). C'est donc de l'énergie mécanique.

La puissance houlomotrice se définit par le flux d'énergie à travers une surface verticale perpendiculaire à sa direction de propagation. Elle pourrait donc s'exprimer en  $W.m^{-2}$ . Mais, ce n'est cependant pas l'usage et l'on préfère quantifier la puissance houlomotrice en  $W.m^{-1}$  (watts par mètre de front d'onde) en intégrant verticalement la puissance surfacique depuis le fond de l'océan jusqu'à la surface, mettant à profit le fait que l'on connaît la cinématique de l'écoulement en profondeur dès lors qu'on la connaît à la surface. Dans le cas d'une profondeur d'eau infinie, 95% de l'énergie de la vague est contenue dans une profondeur correspondant à la moitié de sa longueur d'onde. La longueur d'onde de la houle se situe typiquement entre 60 et 160 m.

La puissance houlomotrice exprimée en watts par mètre de front d'onde est le flux d'énergie passant à travers une surface perpendiculaire à la direction de propagation de la houle par unité de temps. Pour déterminer ce flux d'énergie, il convient de calculer l'énergie mécanique d'une colonne d'eau verticale ayant une base de surface unitaire puis de la multiplier par la vitesse de groupe de l'onde (cf. Fig. 1.2). L'énergie mécanique d'une colonne d'eau est la somme de ses énergies potentielle et cinétique. Pour la propagation sans pertes d'une telle onde, on montre que la valeur moyenne de ces deux énergies sont égales, et s'écrivent dans le cas d'une onde de déformation sinusoïdale [Saulnier09] :

$$\langle E_k(t) \rangle = \langle E_p(t) \rangle = \frac{E_m}{2} = \frac{\rho_w g H^2}{16} \quad (1.1)$$

où  $\rho_w$  est la masse volumique de l'eau de mer (qui dépend de la salinité  $\approx 1025 kg.m^{-3}$ ),  $g$  l'accélération de la pesanteur,  $H$  la hauteur crête à creux de la déformation.

Dans le cas d'une profondeur d'eau infinie, la vitesse de groupe (i.e. vitesse de propagation de

l'énergie), s'écrit :

$$v_g(T) = \frac{gT}{4\pi} \quad (1.2)$$

où  $T$  est la période de la vague sinusoïdale.

La puissance par mètre de front d'onde d'une houle idéale est donc égale à :

$$P_w = E_m v_g = \frac{\rho_w g^2}{32\pi} H^2 T \approx 980 H^2 T (W.m^{-1}) \quad (1.3)$$

L'expression 1.3 est valable dans le cas d'une houle unidirectionnelle et sinusoïdale.

### Prise en compte du caractère multi-fréquentiel de la houle

La houle en mer est plus complexe qu'une onde unidirectionnelle et monochromatique (ne contenant qu'une seule fréquence). Il est d'usage de considérer qu'elle peut être représentée par une superposition d'ondes élémentaires, et l'étude de la houle en mer revient donc à étudier son spectre. La caractérisation spectrale de la houle est un champ important d'étude scientifique. L'objectif n'est pas ici de faire une revue détaillée de ce domaine mais de donner simplement quelques informations sur ce sujet.

La caractérisation d'une houle réelle est fondée sur l'étude spectrale du signal  $\eta(t)$  d'élévation du niveau de la surface libre en un point fixé. On note  $S_\eta(f)$  sa densité spectrale de puissance en  $m^2.s$ . La puissance linéique (par mètre de front d'onde) de la houle réelle s'exprime comme [Saulnier09] :

$$P_w = \rho g \int_0^\infty S_\eta(f) v_g(f) df \quad (1.4)$$

On définit  $m_n$  le moment spectral d'ordre  $n$  de  $S_\eta(f)$  :

$$m_n = \int_0^\infty f^n S_\eta(f) df \quad (1.5)$$

Dans le cas d'une profondeur d'eau infinie, la relation 1.4 se simplifie grâce à la formule 1.2 et peut s'écrire sous la forme suivante :

$$P_w = \frac{\rho_w g^2}{4\pi} m_{-1} \quad (1.6)$$

La période énergétique  $T_e$ , est alors définie par :

$$T_e = \frac{m_{-1}}{m_0} \quad (1.7)$$

La hauteur significative  $H_s$  de la houle est reliée à la variance  $m_0$  par :

$$H_s = 4\sqrt{m_0} \quad (1.8)$$

La formule 1.6 devient alors

$$P_w = \frac{\rho_w g^2}{64\pi} H_s^2 T_e \approx 490 H_s^2 T_e (W.m^{-1}) \quad (1.9)$$



Des spectres "normalisés" ont été définis, permettant d'approcher le spectre mesuré in-situ et ainsi d'avoir un modèle spectral simple permettant une reconstruction numérique du signal  $\eta(t)$ . Ainsi, le spectre ISSC (International Ship Structure Committee [Michel99]) s'écrit sous la forme :

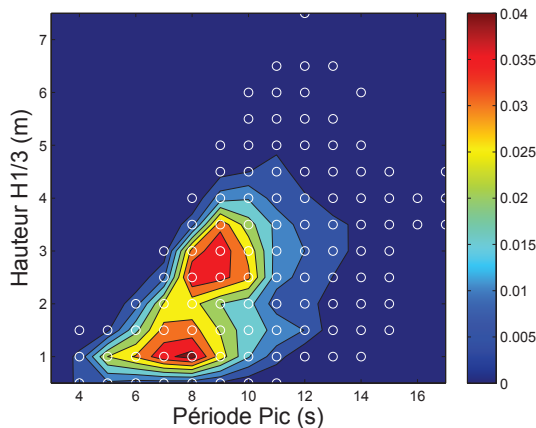
$$S_{ISSC}(f) = \frac{5}{16} H_s^2 \frac{f_p^4}{f^5} \exp^{-\frac{5}{4} \frac{f_p^4}{f^4}} \quad (1.10)$$

La fréquence pic  $f_p$  correspond à la fréquence pour laquelle  $S_{ISSC}(f)$  est maximum. Elle peut être reliée à la période énergétique par la relation :

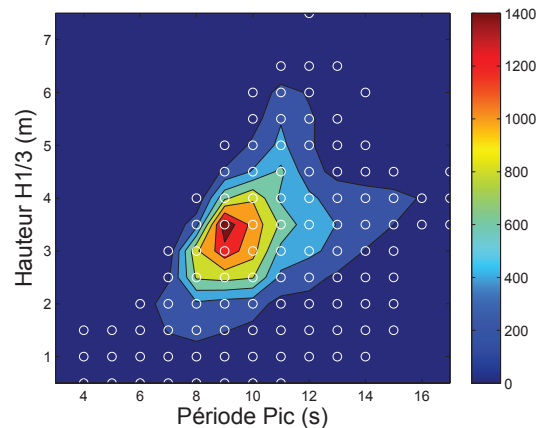
$$f_p = \left(\frac{3}{5}\right)^{1/4} \frac{1}{T_e} \quad (1.11)$$

Le couple de paramètres  $(H_s, f_p)$  (ou  $(H_s, T_p)$  avec  $T_p = 1/f_p$  appelée période pic) définit ce que l'on appelle un **état de mer**. En pratique, le spectre de la houle étant considéré comme stationnaire sur une durée de l'ordre de l'heure. L'état de mer est donc une caractérisation de la houle pendant cette durée, en considérant ses caractéristiques énergétiques comme statistiquement stables sur cette période.

On notera que, à ce niveau de représentation simplifiée, le niveau de ressource énergétique d'un état de mer doit être défini par deux paramètres statistiques : hauteur et période des vagues, alors que pour d'autres formes d'énergies renouvelables mécaniques comme l'éolien par exemple, un seul suffit (vitesse du vent).



**FIGURE 1.3:** Probabilités d'apparition des différents types de houle (Site de l'île d'Yeu)



**FIGURE 1.4:** Puissance houlomotrice annuelle moyenne d'un type de houle  $(H_s, T_p)$  en  $W/m$  pondérée par la probabilité d'apparition

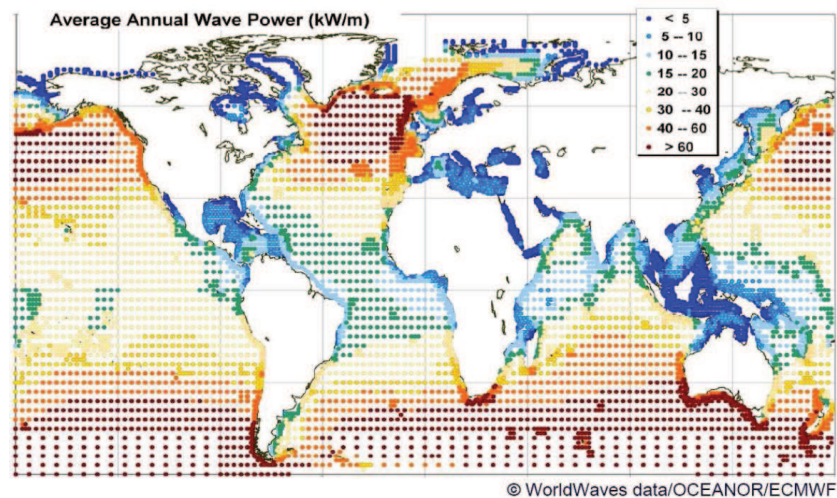
### Mesure des états de mer

Des bouées océanographiques, aussi appelées houlographes, placées en pleine mer permettent de dresser des graphes de probabilité d'occurrence d'états de mer pour différents points du littoral français. Nous présentons sur la figure 1.3 un exemple de relevé au voisinage de l'île d'Yeu, et sur la figure

1.4, la puissance houlomotrice moyenne annuelle de chaque type de houle rencontrée en pondérant la puissance linéique (Eq. 1.9) par la probabilité d'apparition du type de houle (Fig. 1.3). Dans le cas du site de l'île d'Yeu, bien qu'il y ait deux pics de probabilité d'états de mer ( $(H_s = 1\text{ m}, T_p = 8\text{ s})$  et  $(H_s = 3\text{ m}, T_p = 9,5\text{ s})$ ), celui qui présente le potentiel énergétique le plus fort se situe aux alentours de  $T_p = 9\text{ s}$  et  $H_s = 3,5\text{ m}$ . En France, le Centre d'Archivage National de Données de Houle In-Situ (CANDHIS) possède un réseau de bouées houlographes et réalise l'archivage des mesures d'états de mer.

### Répartition géographique

La figure 1.5 présente la répartition mondiale de puissance moyenne annuelle en  $kW/m$ . Le maximum, autour de  $100\text{ kW}/m$ , se situe aux alentours du Cap Horn. Nous remarquons que de très larges parties du globe ont des densités de puissance houlomotrice supérieure à  $20\text{ kW}/m$ , ce qui est une valeur généralement admise comme seuil de rentabilité économique pour les houlogénérateurs. Parmi les régions les plus exposées, il y a l'Atlantique Nord, le sud de l'Australie et la côte Pacifique de l'Amérique du Sud. La variabilité saisonnière de la ressource houlomotrice est cependant beaucoup plus marquée dans l'hémisphère nord.



**FIGURE 1.5:** Répartition mondiale de la ressource houlomotrice [Cruz08]. Données obtenues à partir de mesures satellitaires

C'est en Europe qu'ont été développés les premiers systèmes de récupération de l'énergie des vagues sous l'impulsion principalement des Anglais. Ils sont, avec les Irlandais, les mieux exposés vis à vis de cette ressource dans cette région du globe. La puissance annuelle moyenne sur le littoral Atlantique européen varie de  $15$  à  $80\text{ kW}\cdot\text{m}^{-1}$ . En France, cette puissance moyenne est d'environ  $40\text{ kW}\cdot\text{m}^{-1}$  dans le golfe de Gascogne.

## 1.2 Classifications des houlogénérateurs

Il existe de nombreux critères pour élaborer des classifications. La première que l'on peut citer est liée à la forme du dispositif [Drew09]. Nous distinguons ainsi trois types de géométrie :

les **"point absorbers"** sont des dispositifs axisymétriques avec des dimensions faibles relativement à la longueur d'onde de la vague.

les **"terminators"** ont une dimension horizontale prépondérante. Leur axe principal est perpendiculaire à la direction de propagation des vagues.

les **"attenuators"** possèdent aussi une dimension horizontale dominante. Ils fonctionnent dans l'alignement de la direction de propagation de la houle. Le système Pelamis en est un exemple.

Une deuxième classification possible est relative à la localisation des houlogénérateurs qui peuvent ainsi être :

**"onshore"** c'est-à-dire situés sur la côte. Ces systèmes sont généralement intégrés à la côte ou à une construction humaine (digue par exemple). Leur maintenance est aisée ainsi que leur connexion au réseau qui ne nécessite pas l'installation de câbles sous-marins. La ressource houlomotrice disponible devient cependant plus faible à mesure que la profondeur d'eau diminue.

**"nearshore"** c'est-à-dire situés près des côtes (entre 0,5 et 2 km environ). Cette zone peut présenter l'avantage d'une faible bathymétrie (environ  $\frac{1}{4}$  de la longueur d'onde) qui permet alors de déposer sur le fond des houlogénérateurs submergés mais aussi celui d'être à une distance relativement faible de la côte. Cette dernière caractéristique peut permettre une transmission d'énergie à la côte sous la forme d'un fluide sous pression. La ressource houlomotrice y est plus forte que sur la côte mais moins qu'en pleine mer. Cependant, certaines études montrent que la perte de potentiel énergétique est relativement faible (de l'ordre de 10% de la ressource au large) mais que la probabilité d'avoir des états de mer très puissants y est réduite, ce qui soulage les contraintes de conception en ce qui concerne la survivabilité [Folley09].

**"offshore"** c'est-à-dire situés à plusieurs kilomètres des côtes. La bathymétrie y excède généralement  $\frac{1}{3}$  de la longueur d'onde de la houle et la ressource houlomotrice disponible n'est pas atténuée. La transmission de l'énergie à la côte ne peut se faire que sous la forme électrique et à un niveau de tension autour de la dizaine de kV pour réduire les pertes en lignes. La mutualisation du raccordement entre les houlogénérateurs à l'échelle d'une ferme devient économiquement indispensable.

Enfin, une dernière classification, sur laquelle nous allons nous appuyer dans la suite de ce chapitre, est fondée sur leurs principes de conversion hydro-mécanique. Nous pouvons ainsi distinguer trois grandes familles de principes de conversions : les systèmes à

**rampe de déferlement** (overtopping devices) : type A

**colonne d'eau oscillante** (OWC Oscillating Water Column) : type B

**corps oscillants** (en surface ou sous la surface) : type C

Cette dernière classification, qui semble la plus pertinente à l'heure actuelle, a d'ailleurs été adoptée par Falcao dans un état de l'art récent dont nous reportons un diagramme de synthèse sur la figure 1.6 [Falcão10].

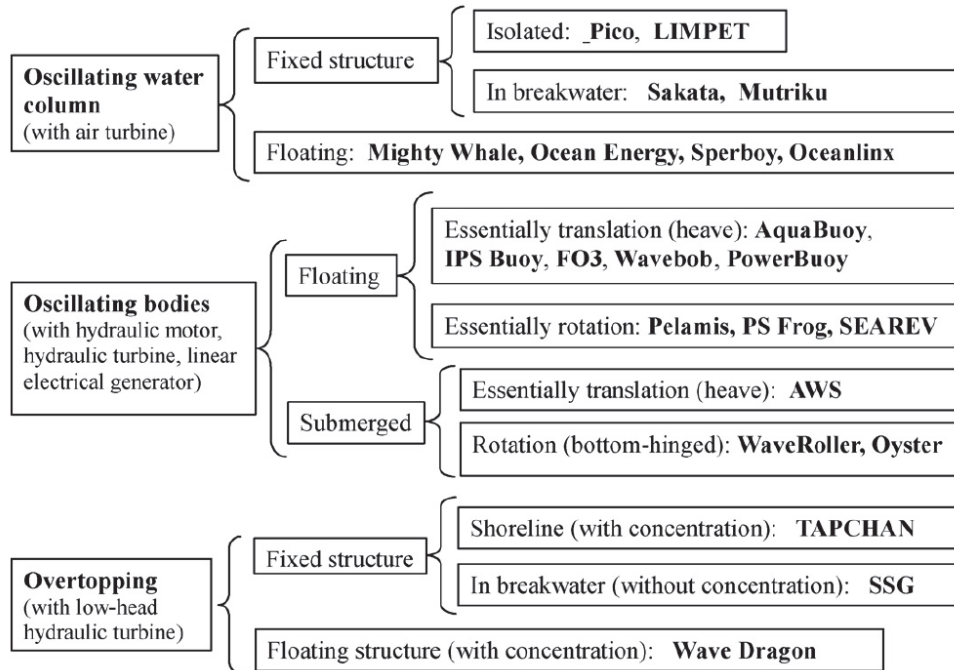


FIGURE 1.6: Classification des houlogénérateurs proposée par Falcao [Falcão10]

Chacun de ces principes de conversion hydro-mécanique transforme la puissance incidente de la houle en une puissance mécanique. Cette puissance mécanique est non nulle seulement si le mouvement mécanique associé est "amorti", par le système de récupération d'énergie<sup>1</sup>. Pour réaliser cet amortissement ou freinage récupératif, ces chaînes de conversion hydro-mécanique, décrites dans la section suivante, doivent être associées à une chaîne de conversion mécano-électrique. Nous pouvons classer les principes de conversion mécano-électrique en cinq catégories :

- **rotation continue** , la conversion peut être réalisée par une génératrice tournante avec un lissage de la puissance inhérent à l'inertie des parties tournantes (type 1) ou sans lissage si l'inertie ou la vitesse de rotation ne sont pas suffisantes pour stocker suffisamment d'énergie (type 2).
- **rotation ou translation oscillatoire de part et d'autre d'une position neutre** , la conversion peut être réalisée par une chaîne de conversion hydro-pneumatique ou oléo-pneumatique (type 3). Cela permet l'utilisation d'un stockage pneumatique. La conversion peut aussi être directement réalisée par une génératrice électrique directe (type 5) précédée éventuellement d'une adaptation mécanique du mouvement (pignon crémaillère, boîte à engrenages, vis à bille...) (type 4).

Nous proposons ainsi une classification à deux entrées, d'une part sur la base des principes de conversion hydro-mécaniques (A, B et C) et d'autre part en fonction des chaînes de conversion mécano-électriques (1 à 5). La figure 1.7 met en évidence graphiquement les 15 possibilités mises en évidence.

1. Celui-ci est généralement désigné par les lettres PTO , pour "Power Take Off" dans la littérature anglo-saxonne.

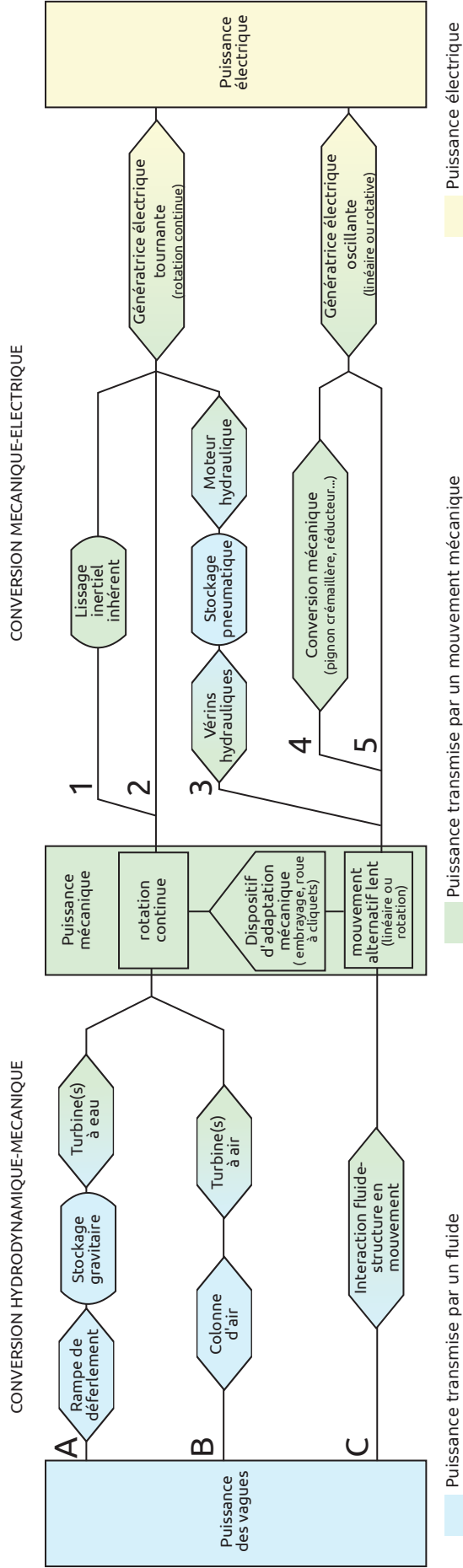


FIGURE 1.7: Organigramme de la classification proposée selon les principes de conversion hydro-mécanique (A,B ou C) et mécano-électrique (types 1 à 5)

Nous appellerons :

**Houlogénérateurs directs** , les systèmes avec une conversion hydro-mécanique indirecte de type A ou B.

**Houlogénérateurs directs** , les systèmes avec une conversion hydro-mécanique directe de type C.

**Houlogénérateurs à conversion électro-mécanique indirecte** , les systèmes avec une conversion électro-mécanique de type 1 à 4.

**Houlogénérateurs à conversion électro-mécanique directe** , les systèmes avec une conversion électro-mécanique de type 5.

Nous nous intéresserons plus particulièrement, dans le cadre de cette thèse, aux houlogénérateurs directs et à conversion électro-mécanique directe donc de type C5. Nous consacrons une partie (cf Section 1.3) de ce chapitre à un état de l'art spécifique à cette famille. Pour simplifier les appellations, nous paraphaserons le terme anglo-saxon "Direct-Drive Wave Energy Converter" en dénommant "houlogénérateurs à entraînement direct", les systèmes de type C5.

### 1.2.1 Les systèmes à rampe de déferlement : Type A

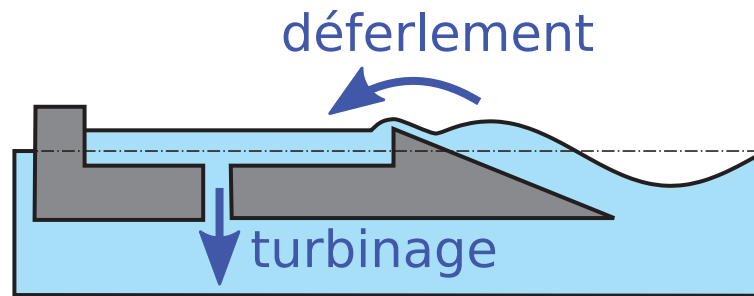


FIGURE 1.8: Principe des systèmes à déferlement

#### Principe de base

Ces dispositifs sont conçus pour canaliser et concentrer les vagues afin d'augmenter leurs hauteurs puis de les laisser déferler sur une pente pour remplir un bassin dont le niveau moyen se situe au-dessus du niveau de la mer (cf Fig. 1.8). L'eau du bassin est alors évacuée, en entraînant des turbines de basse chute accouplées à des génératrices électriques. Comme pour les turbines à air des systèmes à colonne d'eau oscillante (cf Fig. 1.12), l'utilisation de la vitesse variable permet de maintenir un rendement élevé pour une large plage des débits et de hauteurs de chute [Knapp00]. Un des atouts de cette famille de houlogénérateurs est de posséder, de par leur principe, un réservoir d'énergie, qui permet de lisser la puissance produite. Ces systèmes ont par contre l'inconvénient d'avoir un seuil de démarrage puisque tant que les vagues incidentes sont trop peu énergétiques pour passer le seuil de la rampe, ils ne produisent pas d'énergie. De plus, lorsqu'ils sont onshore (sur le rivage), leur efficacité dépend largement de la marée.

**La chaîne de conversion mécanique-électrique** (cf Fig. 1.7) majoritairement rencontrée dans ce type de système est de **type 2**.

#### Exemples

Le Tapchan (abréviation de Tapered Channel pour canal convergent, cf Fig. 1.9), construit en 1985 à Toftestallen (Norvège), a fonctionné durant 6 ans avant d'être arrêté à la suite d'une tempête en 1991. La qualité de remplissage du bassin dépend de la hauteur des vagues relativement à celle du bassin. Le rétrécissement du canal du Tapchan permet d'augmenter la hauteur de la vague et de remplir un réservoir situé quelques mètres au-dessus du niveau moyen de la mer.

Le concept Sea-wave Slot-cone Generator (SSG cf Fig. 1.10) de la société norvégienne Wave Energy consiste en l'utilisation de plusieurs rampes et réservoirs situés à des hauteurs différentes. Cela permet d'exploiter au mieux les différentes hauteurs de vagues pour différents niveaux de marées. La turbine MST (Multi-Stage Turbine) entraîne une seule génératrice électrique.

Le houlogénérateur Wave Dragon (cf Fig. 1.11) est un dispositif flottant et amarré, sa hauteur de flottaison est ajustable par ballastage en fonction de l'état de mer. Deux bras réflecteurs focalisent la houle et permettent d'augmenter la hauteur crête des vagues qui viennent ensuite déferler dans

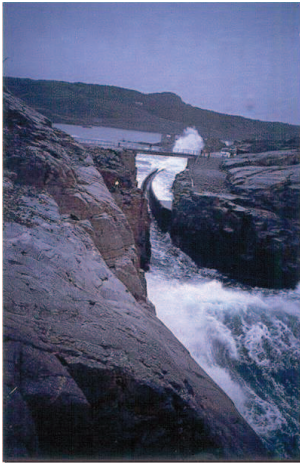


FIGURE 1.9: Le Tapchan [Falnes93]

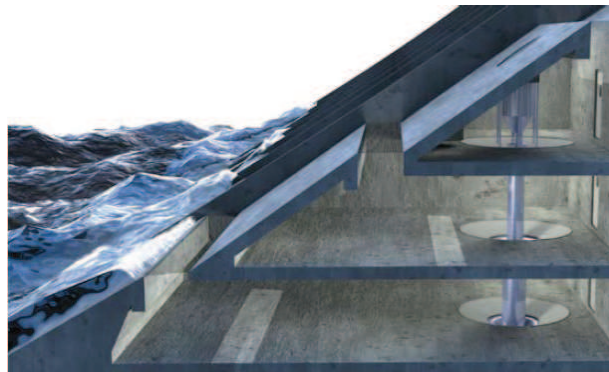


FIGURE 1.10: Sea-wave Slot-cone Generator [Margheritini09]



FIGURE 1.11: Wave Dragon, système offshore flottant, en haut : vue d'ensemble avec les bras réflecteurs, en bas à gauche : vue de la rampe de déferlement et du bassin de remplissage, en bas à droite, vue des compartiments permettant d'ajuster la hauteur de flottaison [Kofoed06, Cruz08]

un réservoir. L'eau du réservoir est turbinée dans des turbines de basse chute (type Kaplan). Il est intéressant d'exploiter plusieurs turbines de petite puissance (ici 16 à 24), plutôt qu'une seule, ce qui permet d'améliorer le rendement en fonction du débit disponible. Des génératrices à aimants à vitesse variable permettent encore d'accroître le rendement global.

Les dimensions de la version à l'échelle 1/1 (encore en projet en 2011) seraient 300 m (distance entre extrémités des bras), 170 m (longueur) et 17 m de hauteur dont 3 à 6 m au-dessus du niveau de la mer. La masse totale serait de 33 000 tonnes avec un réservoir d'une capacité de 8 000 m<sup>3</sup>. Sa puissance maximale serait de 7 MW avec une productivité annuelle de 20 GWh pour une ressource moyenne de 36 kW/m. Ainsi le nombre d'heures annuel en équivalent à pleine puissance atteindrait 2800.

Un prototype à échelle réduite (1 :4.5 soit 57x27 m et 237 t) a été testé pendant 3 ans et demi dans une zone maritime relativement protégée au Danemark (Nissum Bredning) [Kofeod06, Cruz08].

### 1.2.2 Les systèmes à colonne d'eau oscillante : Type B

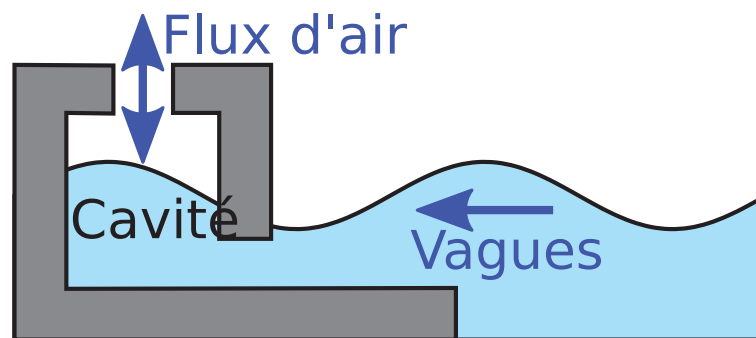


FIGURE 1.12: Principe des systèmes à colonne d'eau oscillante

#### Principe de base

Les houlogénérateurs à colonne d'eau oscillante exploitent les variations de pression de l'air contenu dans une cavité (cf Fig. 1.12). Cette cavité, ou chambre, possède une première ouverture continuellement submergée afin de permettre aux vagues d'imprimer leurs mouvements à la colonne d'eau contenue à l'intérieur de la chambre. Le mouvement vertical alternatif de la surface libre interne agit comme un piston en générant alternativement des surpressions puis dépressions de l'air piégé dans la cavité. Une deuxième ouverture, à l'air libre, canalise le flux d'air vers l'extérieur. L'air est ainsi alternativement expulsé puis aspiré selon le principe naturel des "trous de souffleur" que l'on peut rencontrer sur certaines côtes rocheuses. Des turbines à air, conçues pour avoir un sens de rotation indépendant du sens du flux d'air (type Wells, à impulsion, ou encore Deniss-Auld), accouplées à des génératrices électriques permettent de convertir ces flux et reflux d'air en énergie électrique.

La vitesse élevée de ces turbines autorise l'utilisation de génératrices tournantes "classiques" avec des vitesses de rotation nominales de l'ordre de 1500 tr/min ou 3000 tr/min, sachant que l'utilisation de la vitesse variable permet d'améliorer le rendement de récupération sur des états de mers variés. L'énergie cinétique stockée par l'inertie naturelle des parties tournantes, associées éventuellement à un volant d'inertie supplémentaire, peut être mise à profit pour réaliser un lissage de la puissance



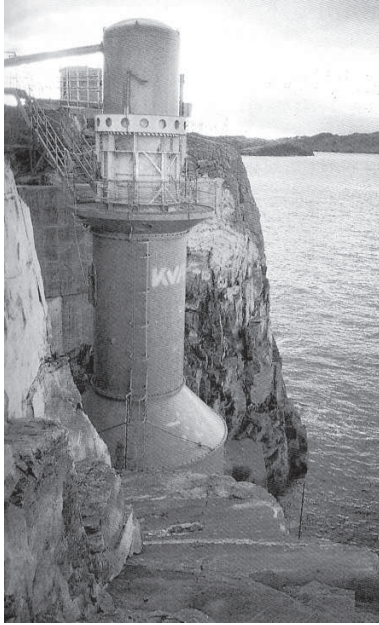
mécanique incidente. Les ordres de grandeur de l'inertie ( 100 à 1000 kg.m<sup>2</sup>) et de la vitesse de rotation ( 1500 tr/min) ne permettent qu'un lissage à court-terme. L'exploitation de cette énergie suppose cependant de pouvoir contrôler le couple exercé par la génératrice et donc de la piloter par un convertisseur électronique de puissance, soit au niveau du rotor dans le cas d'une génératrice à double alimentation, soit au stator avec un convertisseur pleine puissance. Les **chaînes de conversion mécano-électrique seront de type 1 et 2** (cf Fig. 1.7) pour ce type de système.

La cavité peut être située le long de la côte (onshore) ou embarquée sur une plateforme flottante (offshore). Elle peut être construite en béton (onshore) ou en acier (offshore) mais sa forme et ses proportions doivent être optimisées afin de permettre de convertir le maximum d'énergie de la houle. En effet, le mouvement de la colonne d'eau, qui présente une force de rappel hydrostatique, est une oscillation mécanique résonante, et possède donc une fréquence propre qu'on s'appliquera à adapter à la fréquence dominante des vagues du site lors de la conception.

### Exemples

Plusieurs prototypes de systèmes à colonnes d'eau oscillantes ont été construits depuis le milieu des années 1980, tout d'abord sur la côte, "on the shoreline". Nous pouvons citer la colonne Kvaerner à Toftestallen en Norvège sur le même site que le "Tapchan" (1985) (cf Fig. 1.13). D'une puissance crête de 500 kW, le démonstrateur réalisé avait une surface de captation (surface interne de la cavité) de 50 m<sup>2</sup>. La turbine à air de type Wells était couplée à une génératrice électrique synchrone. La partie basse de la colonne était constituée de béton alors que la partie haute était en acier. Cette dernière fut emportée lors d'une tempête, tandis que la partie basse est restée. Des projets de reconstruction avaient été planifiés mais n'ont jamais vu le jour. Les coûts liés au génie civil étant prépondérants sur ce type de systèmes, d'autres démonstrateurs furent construits en profitant de digues artificielles notamment en Inde (Vizhinjam), au Japon (Sakata), au Portugal (Douro) ou encore en Espagne (Murtiku).

Au début des années 2000, la centrale LIMPET (Land Installed Marine Powered Energy Transformer) fut construite à Islay en Ecosse (cf Fig. 1.15) et raccordée au réseau électrique de Grande Bretagne par la société Wavegen. Un premier démonstrateur de 75 kW avait été mis en place en 1991 sur le même site. La version suivante d'une puissance de 500 kW a une largeur de 21 m pour une surface de captation de 169 m<sup>2</sup>. Elle est divisée en trois caissons pour permettre une meilleure adaptation hydrodynamique mais aussi pour soulager la structure de la chambre construite en Bi-steel, un matériau composite haute résistance constitué d'acier et de béton. Deux turbines Wells tournant en contre-rotation sont entraînées par le flux d'air. D'un diamètre de 2.6 m, elles ont une vitesse nominale de 1050 tr/min. Des volants d'inertie permettent de lisser leurs vitesses et donc la production électrique. L'idée initiale était d'utiliser des machines asynchrones à rotor bobiné avec une résistance rotorique variable par thyristors pour permettre de disposer d'une plage de vitesse variable à moindre coût et un stator connecté directement au réseau. La société Wavegen a tout de même préféré supporter le surcoût d'un convertisseur électronique de puissance, dimensionné pour la pleine puissance, connecté au stator. Les machines à rotor bobiné ayant déjà été achetées, elles sont utilisées avec le rotor en court-circuit [Belfast02]. Avec l'inertie conséquente ajoutée par des volants d'inertie (1300kg.m<sup>2</sup>), le temps de démarrage de l'ensemble turbogénérateur est de 14 min (démarrage en mo-



**FIGURE 1.13:** *Colonne Kvaerner en Norvège [Falnes93]*



**FIGURE 1.14:** *Centrale de Pico aux Açores [Neumann07]*



**FIGURE 1.15:** *Centrale LIMPET en Ecosse [Belfast02]*

teur limité par le courant maximal du réseau local de 125 A).

Juste avant le début des années 2000, une centrale similaire a été construite sur l'île de Pico aux Açores (cf Fig. 1.14). C'est un projet pilote européen et sa puissance nominale est de 400 kW pour une surface de captation de 144 m<sup>2</sup>. D'abord équipée d'une turbine Wells à pas fixe puis à pas variable, sa génératrice électrique est de type asynchrone à rotor bobiné fonctionnant en double alimentation. La machine a 4 paires de pôles (vitesse de synchronisme 750 tr/min) et ne fonctionne en génératrice qu'en zone d'hypersynchronisme (convertisseur unidirectionnel en puissance, cf. fig. 1.16) avec plage de vitesse variable de 750 à 1500 tr.mn-1. Le bobinage statorique est dimensionné pour une puissance nominale de 200 kW tout comme le bobinage rotorique et son convertisseur électronique de puissance, ce qui permet à l'ensemble de convertir une puissance maximale de 400 kW à 1500 tr/min.

D'autres systèmes à colonne d'eau oscillante ont été conçus pour être flottants pour des usages offshore. Sous la direction du Professeur Masuda, le JAMSTEC (Japan Marine Science and Technology Center) a construit dès 1976 un navire expérimental, le Kaimei, (80m x 12m) présentant quatre chambres indépendantes pour tester le concept en mer. Des tests ont eu lieu en 1978 et 1979. Mighty Whale (cf Fig. 1.18), prototype japonais du JAMSTEC de 50 m sur 30 m pour une profondeur de 12 m et un déplacement de 4830 t, a été mis en service en 1998. Sa puissance nominale totale était de 110 kW. Trois turbines Wells d'un diamètre de 1.7 m entraînaient trois génératrices asynchrones (1\*50 kW et 2\*30 kW) à vitesse variable (300 à 1800 tr/min).

La société australienne Oceanlinx (anciennement Energetech avant avril 2007) a mis au point un système offshore à base de colonne d'eau oscillante (cf Fig. 1.17) avec une turbine brevetée "Deniss-

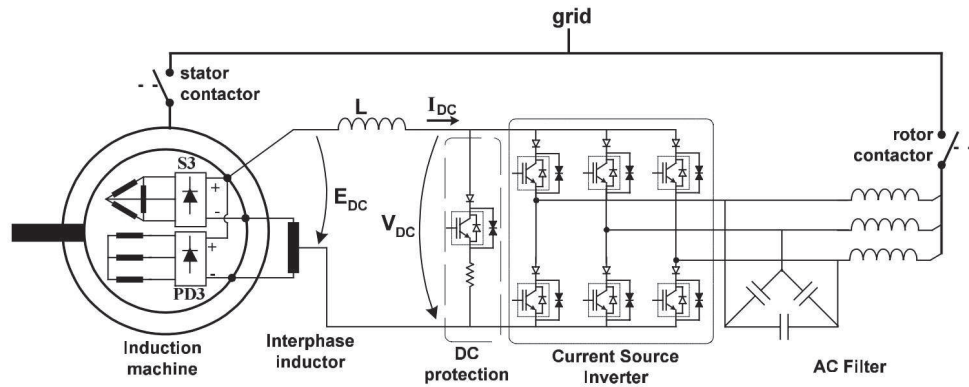


FIGURE 1.16: Schéma électrique de la chaîne de génération d'énergie de la centrale de Pico [Ramos99]

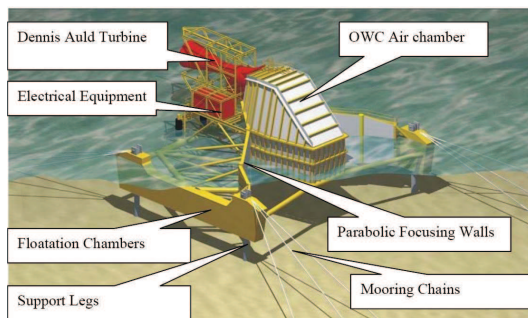


FIGURE 1.17: Système Oceanlinx [Previsic04]

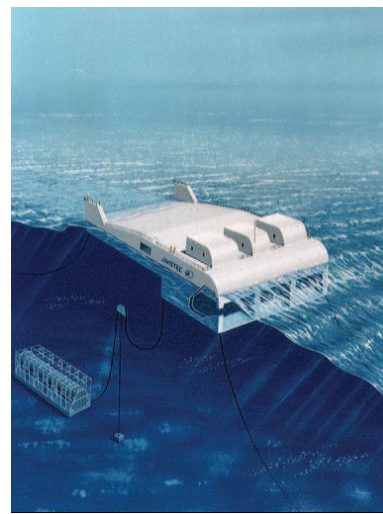


FIGURE 1.18: La Mighty Whale du Jamstec (Source JAMSTEC)

Auld" à pas variable. Il est prévu pour fournir à la fois de l'électricité avec une puissance maximale de 1 MW mais aussi de l'eau désalinisée. Cette double production est très intéressante pour des sites isolés comme des îles. Plusieurs projets sont d'ailleurs en cours, notamment sur les îles d'Hawaï. Ces dispositifs flottants peuvent être aussi utilisés comme « brises-vagues » afin de protéger des sites côtiers comme des ports par exemple ou des sites de pisciculture.

### 1.2.3 Les systèmes à corps oscillants : Type C

#### Principe de base

Lorsque qu'un flotteur allongé (tel qu'un navire) est sollicité par la houle, il subit des mouvements selon ses 6 degrés de liberté : 3 en translation (cavement, pilonnement et embardée) et 3 en rotation (tangage, roulis, lacet). Le cavement, l'embarquée et le pilonnement sont respectivement les mouvements de translation par rapport à l'axe longitudinal, à l'axe transversal et à l'axe vertical. Le roulis, le tangage et le lacet sont les mouvements de rotation par rapport aux axes respectivement longitudinal, transversal et vertical.

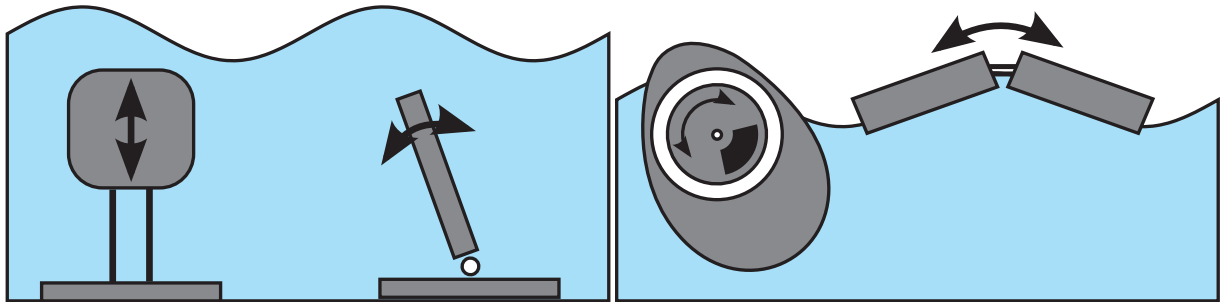


FIGURE 1.19: Systèmes oscillants à référence externe

FIGURE 1.20: Systèmes oscillants à référence interne

Avec ces systèmes, le principe consiste à utiliser la houle pour mettre en mouvement un ou plusieurs corps. Les mouvements peuvent être relatifs entre deux corps mobiles (référence interne cf Fig. 1.20) ou entre une partie fixe et une partie mobile (référence externe cf Fig. 1.19). Il existe un grand nombre de technologies basées sur ce principe. Les mouvements obtenus sont lents et alternatifs. Ils sont exploités pour entraîner un système de conversion de l'énergie jouant un rôle d'amortisseur des mouvements. Du fait de la basse fréquence des mouvements de houle, les vitesses de translation ou de rotation sont faibles et les efforts à générer pour récupérer de l'énergie très élevés. La puissance mécanique est récupérée au rythme des vagues, sans moyen de stockage amont. Nous qualifierons donc ces systèmes de **houlogénérateurs directs** (Direct wave Energy Converters ou DWEC), dont le qualificatif ne doit pas être confondu avec celui caractérisant éventuellement la chaîne de conversion mécano-électrique associée qui elle peut être à entraînement indirect ou direct.

Concernant le type de chaîne de conversion mécano-électrique, lorsque l'effort, lié à l'amortissement du ou des mouvements, est réalisé par un système hydro(oléo)pneumatique, la conversion est dite indirecte (de type 3 cf Fig. 1.7). L'électricité est alors générée à la fin d'une chaîne de conversion d'énergie qui comprend généralement des vérins (fonctionnant en pompes), des accumulateurs Haute pression/Basse pression, des moteurs hydrauliques, etc. et bénéficie donc d'un stockage d'énergie intermédiaire (sous forme de pression pneumatique).

Lorsque la génératrice électrique réalise elle-même l'amortissement du mouvement mécanique, sans étage de conversion intermédiaire, on parle alors de conversion mécano-électrique en entraînement direct (direct drive) (de type 5). Un étage d'adaptation mécanique du mouvement peut parfois être préféré pour modifier un mouvement alternatif linéaire en un mouvement de rotation alternatif (type 4). La conversion n'est alors plus directe mais la puissance électrique produite ne bénéficie toujours pas, comme pour le type 5, d'un stockage d'énergie en amont. La puissance électrique est alors récupérée au rythme des vagues et présente donc les mêmes caractéristiques de fluctuation que celles-ci (cf paragraphe 1.5.1).

### Exemples avec chaîne de conversion mécano-électrique indirecte (de type C3)

La compagnie Aquamarine Power Ltd. créée en 2005, a développé en collaboration avec l'université Queen's de Belfast le système Oyster (huître en anglais) (cf Fig 1.21) qui fait partie de la sous-catégorie des "flaps" ou "surging devices". Ces systèmes exploitent le mouvement horizontal de l'eau qui est



FIGURE 1.21: Oyster [Cameron10]

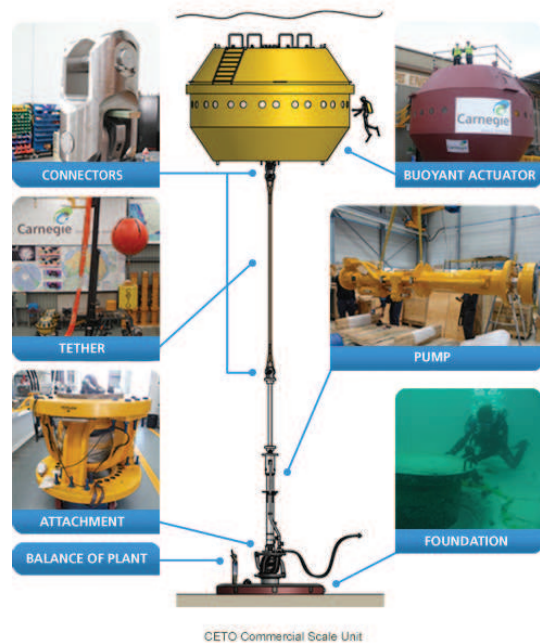


FIGURE 1.22: Le système CETO 3.38a

d'autant plus important que la profondeur d'eau est faible. Ces dispositifs sont ainsi adaptés pour les zones "nearshore". Le système Oyster consiste en un panneau qui oscille avec les vagues, ce panneau est solidaire d'un socle amarré sur le fond. Son mouvement met un fluide (eau) sous pression grâce à deux pistons. Ce fluide alimente une turbine hydro-électrique (type Pelton) située dans une station à terre au travers d'une conduite hydraulique sous-marine [Whittaker07]. En cas de dysfonctionnement d'un des deux pistons, la diminution de moitié du couple d'amortissement n'entraîne qu'une chute de 75% de la puissance produite [Henry10].

Une première version, Oyster 1, avec des dimensions de 18 sur 11 m pour une puissance nominale de 315 kW sur un état de mer de  $40 \text{ kW.m}^{-1}$ , a été testée sur le site de l'EMEC et raccordée au réseau [Collier08]. Dans sa version 2, la puissance crête d'une "Oyster 2" est de 800 kW (dimensions de 26 m sur 16). Sa masse est quant à elle de 194 tonnes à laquelle il faut ajouter environ 100 tonnes de ballasts (eau de mer) permettant d'ajuster l'effort de rappel hydrostatique du panneau oscillant. Ce système est, début 2011, en phase de déploiement sur le site de l'EMEC en Ecosse (installation prévue de 3 unités pour une puissance nominale totale de 2.4 MW à l'été 2011) [Cameron10].

CETO (pour Cylindrical Energy Transfer Oscillator cf Fig. 1.22) est ce que l'on appelle un "point absorber", c'est-à-dire un système pilonnant (qui effectue des mouvements verticaux). Ce système, de taille faible par rapport à la longueur d'onde de la houle incidente (diamètre de la bouée d'environ 7 m), est conçu pour être totalement submergé et comprimer de l'eau grâce à ses mouvements alternatifs. Cette eau sous pression est acheminée à terre par un réseau de canalisations, pour être utilisée en partie dans un osmoseur inverse pour la production d'eau désalinisée et entraîner une turbine Pelton pour la production d'électricité. EDF Energies Nouvelles, qui a acquis en janvier 2008 un droit exclusif d'utilisation de cette technologie dans l'hémisphère nord et à La Réunion, envisage d'installer 20 à 30 MW à l'horizon 2015 sur les côtes réunionnaises.

Dans le cas du système Pelamis de la compagnie Pelamis Wave Power Ltd., les corps en mouvement sont des cylindres de 4 m de diamètre reliés entre eux par des articulations à deux degrés de liberté (type sphérique à doigt ou cardan). Les mouvements relatifs entre les différentes parties sont amortis par des vérins hydrauliques fonctionnant comme des pompes. L'énergie est stockée dans des accumulateurs pneumatiques (réservoirs remplis de gaz et mis sous pression par l'huile du circuit hydraulique). Ces accumulateurs haute et basse pression permettent de fournir à des moteurs hydrauliques répartis dans le système, à état de mer donné, un débit de fluide quasiment constant et donc de produire une puissance électrique relativement lissée malgré une ressource fondamentalement pulsante. Sa conception est aussi pensée pour qu'il s'efface sous l'effet des vagues les plus fortes et éviter ainsi d'éventuels endommagements.

Dans la première version, baptisée P1, six moteurs hydrauliques répartis dans trois modules de conversion (un pour chaque articulation), entraînent chacun une génératrice asynchrone de 125 kW. Un échangeur de chaleur huile/eau est prévu pour évacuer les excès de puissance produite lors des forts états de mer ou sa totalité lors de la perte de la connexion au réseau électrique. Un bus de tension alternative 690 V parcourt le système et alimente un transformateur élévateur. Un niveau de tension côté réseau de 11 kV a été retenu dans la phase de prototypage.

Une ferme de 3 Pelamis (version P1) a été installée au nord du Portugal durant l'été 2008. La puissance totale installée est ainsi de 2.25 MW. La production annuelle estimée est de 2.7 GWh par unité de 750kW pour une ressource de 55 kW/m, soit l'équivalent de 3600 heures à pleine puissance. Une cartographie de la puissance électrique produite en fonction de l'état de mer est présentée sur la figure 1.24. La productivité annuelle sur un site particulier peut alors être déduite de cette cartographie grâce à celle de la probabilité d'apparition des états de mer. Plusieurs projets de fermes sont en cours de montage, notamment en Écosse et en Cornouaille.

Dans sa version commerciale P2, les dimensions du Pelamis sont un peu plus élevées, avec un diamètre de 4 m et une longueur de 180 m. Il a une articulation supplémentaire et passe ainsi de 3 à 4 articulations actives pour un nombre total de 5 parties cylindriques. La puissance nominale reste en revanche identique. Sa masse est d'environ 1300 tonnes. Un prototype de la version P2 est actuellement en phase de test aux îles Orcades (cf Fig. 1.23).

### **1.3 Houlogénérateurs directs et à conversion électromécanique directe (type C5)**

Comme nous l'avons déjà précisé, nous qualifierons de houlogénérateurs directs à conversion électromécanique directe ou plus simplement "à entraînement direct", les houlogénérateurs de type C5. Ils ne présentent pas d'étage de conversion d'énergie dans lequel un stockage tampon intrinsèque peut être contrôlé, afin de lisser la production électrique. Les termes ne sont pas encore totalement figés dans la littérature anglophone. On retrouve ainsi parfois des abus de langages comme "**Direct Drive** Wave Energy Converter" pour des houlogénérateurs directs mais avec une chaîne de conversion en entraînement indirect (de type C4) [Agamloh08], mais aussi un manque de précision avec

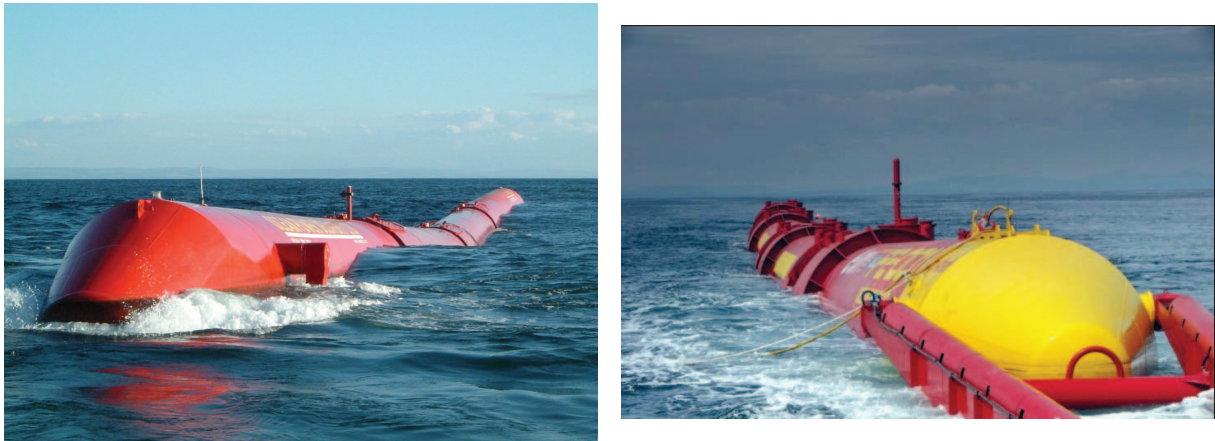


FIGURE 1.23: Le système Pelamis (version P1 à gauche et P2 à droite) [pel]

		Power period ( $T_{\text{pow}}$ , s)																
		5.0	5.5	6.0	6.5	7.0	7.5	8.0	8.5	9.0	9.5	10.0	10.5	11.0	11.5	12.0	12.5	13.0
Significant wave height ( $H_{1/10}$ , m)	0.5	idle	idle	idle	idle	idle	idle	idle	idle	idle	idle	idle	idle	idle	idle	idle	idle	idle
	1.0	idle	22	29	34	37	38	38	37	35	32	29	26	23	21	idle	idle	idle
	1.5	32	50	65	76	83	86	86	83	78	72	65	59	53	47	42	37	33
	2.0	57	88	115	136	148	153	152	147	138	127	116	104	93	83	74	66	59
	2.5	89	138	180	212	231	238	238	230	216	199	181	163	146	130	116	103	92
	3.0	129	198	260	305	332	340	332	315	292	266	240	219	210	188	167	149	132
	3.5	-	270	354	415	438	440	424	404	377	362	326	292	260	230	215	202	180
	4.0	-	-	482	502	540	546	530	499	475	429	384	366	339	301	267	237	213
	4.5	-	-	644	635	642	648	628	590	562	528	473	432	382	356	338	300	266
	5.0	-	-	-	739	726	731	707	687	670	607	557	521	472	417	369	348	328
	5.5	-	-	-	750	750	750	750	750	737	667	658	586	530	496	446	395	355
6.0	-	-	-	-	750	750	750	750	750	750	711	633	619	558	512	470	415	
6.5	-	-	-	-	750	750	750	750	750	750	750	743	658	621	579	512	481	
7.0	-	-	-	-	-	750	750	750	750	750	750	750	750	676	613	584	525	
7.5	-	-	-	-	-	-	750	750	750	750	750	750	750	750	686	622	593	
8.0	-	-	-	-	-	-	-	750	750	750	750	750	750	750	750	690	625	

FIGURE 1.24: Cartographie de puissance électrique du Pelamis P1 [pel]

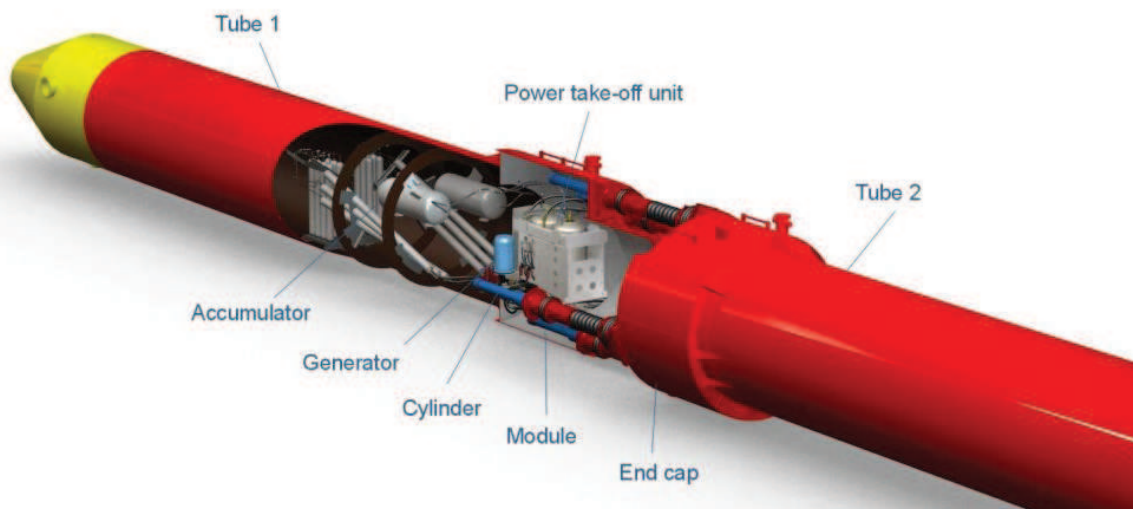


FIGURE 1.25: Schéma détaillant un module de conversion d'une articulation d'un Pelamis P2 [PWP Ltd.11]

"Direct Wave Energy Converter" pour des houlogénérateurs à entraînement direct que l'on aurait donc pu qualifier de "Direct Drive Wave Energy Converter" [Leijon06].

Nous focalisons sur cette catégorie de houlogénérateurs car ces travaux de thèse, s'ils concernent d'abord le système SEAREV, sont transposables à l'ensemble des systèmes de type C5, à la fois très nombreux, mais offrant également, de notre point de vue, le potentiel le plus élevé en termes de compromis coût/performances/fiabilité.

En résumé, sont donc exclus de la catégorie C5, les systèmes à déferlement où l'énergie potentielle de pesanteur de l'eau contenue dans le réservoir est mise à profit comme moyen de stockage. Mais aussi les systèmes à colonne d'eau oscillante où l'énergie cinétique accumulée dans les parties tournantes de la turbine peut être utilisée comme moyen de stockage tampon, ou encore les systèmes à corps mus par la houle à chaîne de conversion hydropneumatique qui utilisent des accumulateurs haute et basse pression afin de réguler la pression dans les circuits hydrauliques. Ces accumulateurs peuvent faire office de réservoir de stockage de l'énergie. Dans tous ces houlogénérateurs, la puissance primaire (celle des vagues) est capturée de façon nécessairement fluctuante mais la puissance utile (électrique) fournie est lissée par un étage de stockage d'énergie.

A l'opposé, dans les houlogénérateurs à entraînement direct, la puissance électrique utile est produite au rythme de la puissance houlomotrice incidente et possède donc les mêmes caractéristiques de fluctuations qu'elle. Cela rend l'intégration au réseau électrique de ce type de houlogénérateurs a priori plus problématique que celle des houlogénérateurs à conversion indirecte.

Il existe cependant des avantages majeurs à disposer d'une chaîne de conversion à entraînement direct dans le contexte de l'énergie des vagues. Une génératrice en entraînement direct associé à un convertisseur électronique de puissance, présente beaucoup moins d'étages de conversion de l'énergie et de pièces mécaniques mobiles qu'une chaîne hydropneumatique par exemple. Il y a donc un gain substantiel sur le rendement de conversion global (de la vague au réseau).

Dans ce contexte d'un très grand nombre de cycles mécaniques (près de 100 millions sur la vie du système), source de fatigue, la fiabilité se trouve ainsi augmentée. Les possibilités de défaillance sont majoritairement déportées sur le système de conversion électrique (machine et convertisseur) avec de modes de défaillances de type "électrique" mieux maîtrisables. Mais ce sont surtout les besoins de maintenance qui se trouvent fortement réduits. Ce dernier point est d'autant plus crucial pour les houlogénérateurs offshore, qui sont installés dans un milieu marin fortement sollicité car la ressource y est abondante, et pour qui la fenêtre d'intervention annuelle pour la maintenance est alors extrêmement restreinte (quelques jours sur des sites énergétiquement intéressants). Il faut en effet rappeler que les machines sont mouillées au large, et qu'elles seront très difficilement accessibles au personnel technique. La minimisation de la maintenance préventive et curative est donc un critère essentiel dans le développement de ces technologies offshore.

De plus, les possibilités de contrôle offertes par une chaîne de conversion en entraînement direct sont beaucoup plus importantes. En effet, avec une chaîne de conversion hydropneumatique, donc indirecte, il est difficile de contrôler finement l'amortissement récupératif du mouvement. Cela nécessite de réguler les niveaux de pression dans les accumulateurs HP/BP pour amortir autrement que selon une loi de type frottement sec, ou alors de verrouiller/déverrouiller le circuit hydraulique pour faire un contrôle de type latching/declutching. Avec une chaîne de conversion directe, incluant un convertisseur électronique de puissance actif, il est possible de contrôler le couple récupératif à



chaque instant et de réaliser, a priori, n'importe quelle loi d'amortissement à condition que le point de fonctionnement demandé reste dans les limites opérationnelles de l'ensemble convertisseur-machine.

Sur le plan international, quelques équipes de recherche de la communauté du "génie électrique" travaillent spécifiquement sur les houlogénérateurs à entraînement direct. Les aspects électrotechniques constituent en effet l'une des problématiques originales, voire stratégiques, des houlogénérateurs à entraînement direct. Nous pouvons ainsi citer les travaux de l'université d'Uppsala et de l'équipe de Mats Leijon [Leijon06], celle de l'université technologique de Delft avec Hendrik Polinder et celle de Durham et d'Edimbourg avec Markus A. Mueller [Mueller02], et plus récemment l'Oregon State University avec l'équipe de Ted K.A. Brekken et Annette Von Jouanne.

En France, le laboratoire de mécanique des fluides (LMF) de l'Ecole Centrale de Nantes et le laboratoire SATIE de l'Ecole Normale supérieure de Cachan, travaillent en collaboration forte depuis plusieurs années sur une version "tout-électrique" du système SEAREV (de type C5 avec une génératrice tournante amortissant un système pendulaire).

### 1.3.1 Travaux des universités de Durham et d'Edimbourg (GB)

Ce sont Baker et Mueller qui ont introduit au début des années 2000 le terme "Direct-Drive Wave Energy Converter" (DDWEC) [Baker01]. Ils définissent un DDWEC comme un houlogénérateur dont la partie mobile est directement reliée à celle d'un générateur électrique. Baker et Mueller ne classant pas les colonnes d'eau oscillante, pour lesquelles la génératrice est elle aussi directement reliée à la partie mobile, dans la catégorie des DDWEC, un DDWEC est donc nécessairement un houlogénérateur de type C5 selon la classification que nous avons proposé plus haut.

Ils mettent ainsi en évidence les problèmes que peuvent rencontrer les houlogénérateurs à chaîne de conversion indirecte et leurs multiples étages de conversion qui sont autant de sources de défaillances mais aussi de pertes énergétiques. D'après eux les premiers ingénieurs à avoir travaillé sur la récupération de l'énergie des vagues, n'avaient pas à l'époque d'autres choix que de concevoir des systèmes complexes d'interfaçage entre un mouvement alternatif lent et une rotation rapide pour permettre l'utilisation de génératrices électriques conventionnelles. L'arrivée d'une électronique de puissance performante et abordable a permis d'imaginer des solutions où la machine électrique serait directement reliée au mouvement alternatif. Il y aurait ainsi moins d'étages de conversion et une probabilité de défaillance plus faible. Mais la vitesse de fonctionnement du générateur est alors diminuée de façon significative et cela nécessite de fournir des efforts d'autant plus importants. La conversion mécano-électrique directe est, 10 ans plus tard (2011), une des solutions les plus prometteuses dans le contexte de l'énergie des vagues.

Après avoir mené des comparaisons entre différents types de machines (linéaire à aimants permanents en surface, machine à flux transverse, machine hybride reluctance variable/aimants permanents, machine tubulaire à bobinage dans l'air), Baker focalise dans sa thèse [Baker03] sur une machine linéaire hybride (reluctance/aimants permanents) à effet vernier et bobinage global (LVHM : Linear Vernier Hybrid Machine)(cf. Fig. 1.26) ainsi que sur une machine tubulaire à bobinage dans l'air (cf. Fig. 1.27).

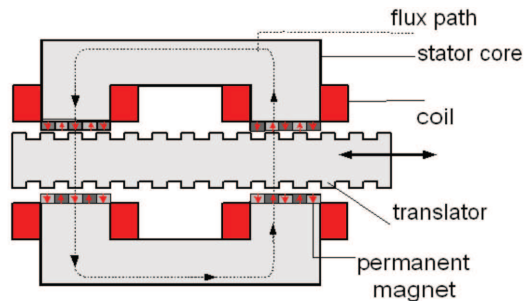


FIGURE 1.26: Machine linéaire hybride à effet vernier et bobinage global [Baker03]

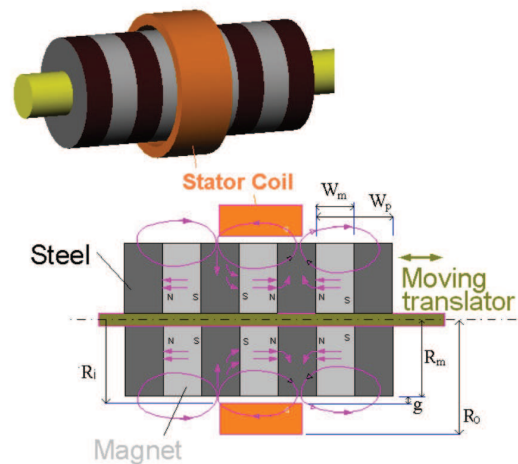


FIGURE 1.27: Machine linéaire tubulaire à bobinage dans l'air [Baker03]

L'intérêt de la première est qu'elle permet de développer une pression tangentielle relativement importante tout en ayant une plus grande facilité de construction que les machines à flux transverse. Les aimants ainsi que les bobinages sont situés sur la partie fixe de la machine. Cela permet d'avoir une partie mobile totalement passive, peu onéreuse et donc un mover suffisamment long pour couvrir totalement la surface active même pendant des oscillations d'amplitudes importantes. Cependant, le facteur de puissance faible rencontré avec cette topologie se répercute en termes de dimensionnement du convertisseur électronique de puissance.

Un autre inconvénient, mais qui n'est pas propre à cette topologie, est l'existence d'efforts normaux importants d'attraction entre le stator et le mover, qui doivent être compensés mécaniquement, s'il n'y a pas de symétrie des entrefers. Cela est d'autant plus difficile à réaliser sur un mouvement linéaire où les guidages ne sont pas de simples roulements. L'intérêt d'une machine à bobinage dans l'air est donc de résoudre ce problème d'efforts d'attraction et d'intégration mécanique dans les houlogénérateurs. De plus le facteur de puissance est plus élevée que sur la LVHM et pourrait permettre l'utilisation d'un simple redresseur à diodes comme dispositif électronique de conditionnement de la puissance produite. La pression tangentielle développée est par contre environ trois fois plus faible que sur la première topologie.

Un banc d'essai (cf Fig. 1.28) a été mis en place pour pouvoir tester un prototype de chaque topologie de machine de 3 kW à  $0.5 \text{ m.s}^{-1}$ . Chaque machine étant triphasée, chaque phase développe un effort moyen de 2 kN. La pression magnétique tangentielle atteinte expérimentalement est de  $10.5 \text{ N.cm}^{-2}$  pour la topologie LVHM et  $2 \text{ N.cm}^{-2}$  pour la machine tubulaire à bobinage dans l'air (une valeur théorique de  $4 \text{ N.cm}^{-2}$  avait été calculée mais ne prenait pas en compte la résistance interne de la bobine et les pertes Joule induites très importantes à ce niveau de puissance).

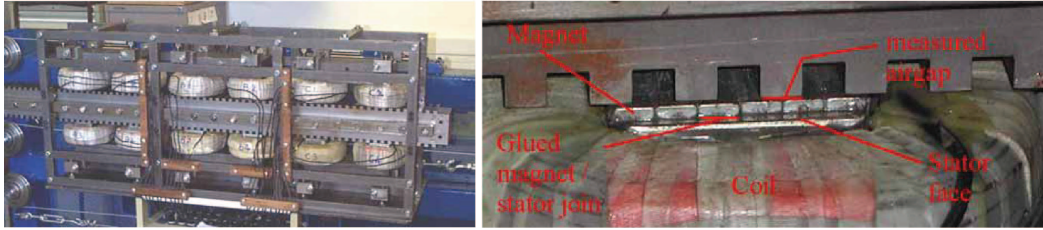


FIGURE 1.28: Banc d'essai et vue détaillée de l'entrefer [Baker03]

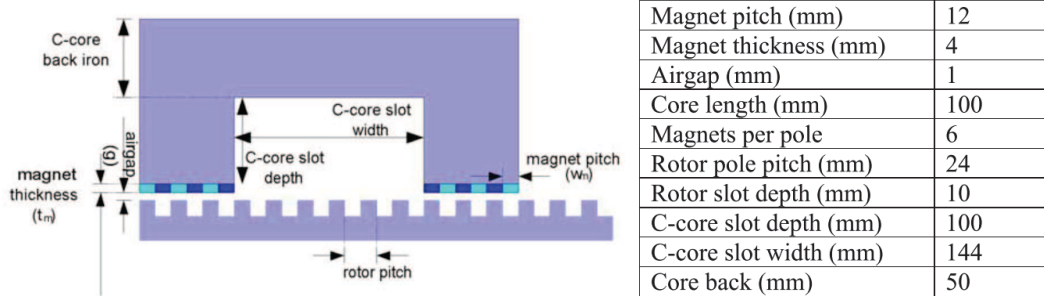


FIGURE 1.29: Géométrie et dimensions du prototype de LVHM construit à l'université de Durham [Baker03]

Plus récemment, et à la suite des travaux de McDonald [McDonald08c, McDonald08a] sur l'étude de la structure mécanique des générateurs basse vitesse fort couple pour les systèmes à énergie renouvelable, Hodgins et al. [Hodgins09] ont montré l'intérêt d'une structure modulaire pour une machine à bobinage dans l'air. Chaque module de ce concept baptisée C-GEN, se présente sous la forme d'un C avec deux aimants de polarité opposée se faisant face. Le bobinage se situe au milieu. Ces modules peuvent être assemblés pour réaliser un machine tournante complète. Ils peuvent aussi être assemblés pour former un générateur linéaire auquel cas, les modules peuvent être fermés sur eux mêmes pour soulager mécaniquement la structure des efforts d'attraction (cf Fig 1.30).

Le fait de disposer d'un bobinage dans l'air permet de soulager la structure mécanique de guidage entre les deux parties de la génératrice et donc de diminuer la masse des parties inactives qui ne sont pas forcément prises en compte dans une première approche de conception.

Deux prototypes de machines linéaires ont été réalisés, le premier d'1kW et le second de 50kW (d'autres ont été réalisés avec une topologie tournante). Étant donné le rendement relativement faible du prototype 50kW (65%) et la faible conductivité thermique d'un bobinage dans l'air, l'échauffement semble constituer un problème déterminant avec cette technologie.

### 1.3.2 Travaux à l'université d'Uppsala (Suède)

Les premiers travaux à l'université d'Uppsala ont menés, en 2001, à la création de SEABASED AB, devenue aujourd'hui la société mère du groupe SEABASED. Elle fut au départ une simple société d'innovation servant de portefeuille de brevets [Sea, Bernhoff02]. Cette société travaille donc aujourd'hui en étroite collaboration avec l'équipe de Mats Leijon du laboratoire Angström, sur un houlogénérateur de type "point absorber". Une bouée est reliée par un filin à la partie mobile d'un générateur linéaire à aimants permanents [Danielsson06] (ces derniers sont montés sur la partie mobile). La

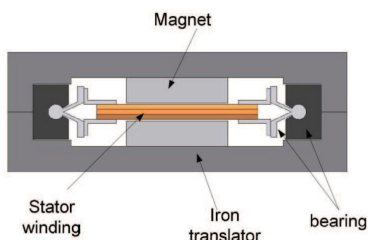


FIGURE 1.30: Schéma d'un module pour un générateur linéaire [Hodgins10]

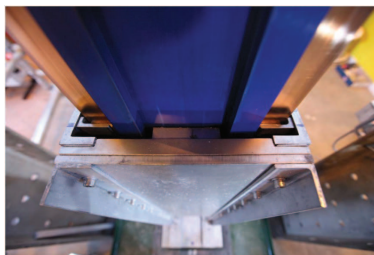


FIGURE 1.31: Prototype réalisé à échelle réduite 1kW, le bobinage est imprégné dans le bloc bleu [Hodgins10]

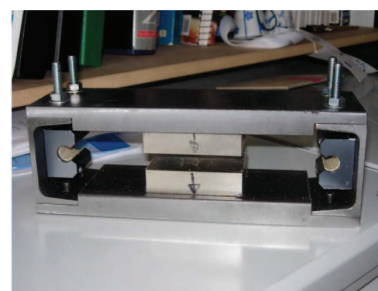


FIGURE 1.32: Module isolé d'un générateur linéaire [Hodgins10]

Peak Power Output	50	kW
RMS Power Output	25	kW
RMS Voltage	139	V
RMS Phase Current	40	A
Pole pitch	0.075	m
Coil pitch	0.1	m
Active length	0.45	m
Magnet thickness	30	mm
Total poles	28	
Total coils	42	
RMS efficiency (at full load)	65	%

FIGURE 1.33: Spécifications du prototype 50kW [Hodgins10]

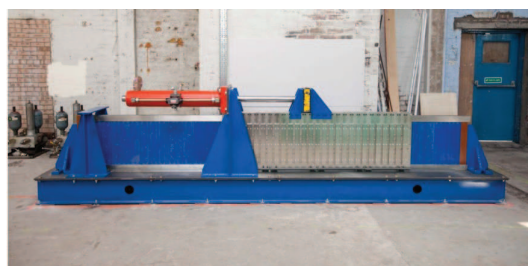


FIGURE 1.34: Prototype de 50kW [Hodgins10]

bouée suit les mouvements des vagues et imprime son mouvement d'oscillation à la partie mobile. C'est la masse de cette dernière ainsi qu'un éventuel ressort qui permet de maintenir le filin sous tension. Le redressement de la tension générée est réalisée à l'aide d'un pont de diodes débitant sur un bus DC. L'utilisation d'un circuit électrique résonnant permettant d'augmenter la production électrique est aussi à l'étude [Boström11].

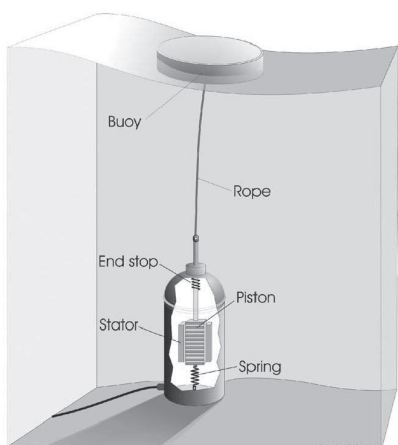


FIGURE 1.35: Figure de principe du houlogénérateur étudié à l'université d'Uppsala

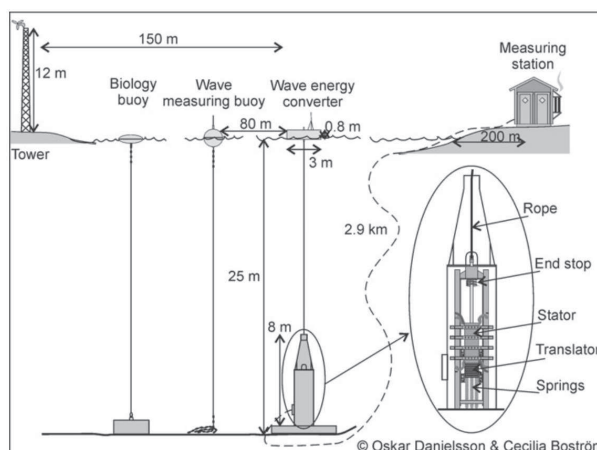
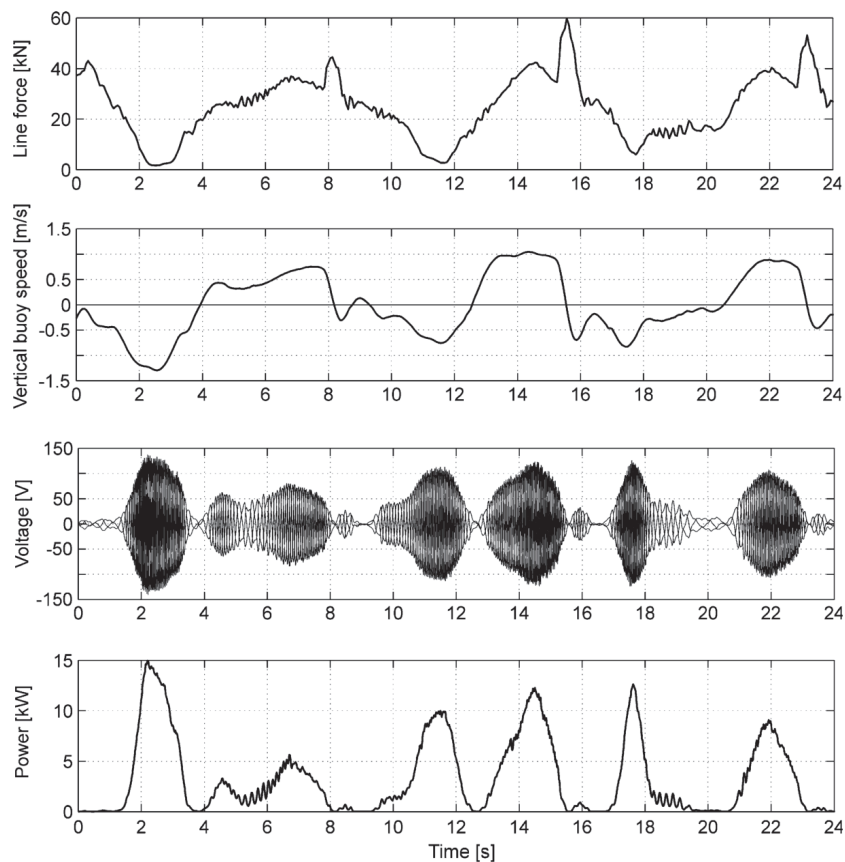


FIGURE 1.36: Installations mises en place sur le site de Lysekil

Un projet expérimental (Lysekil project) a démarré en 2002 dans le but de montrer la faisabilité,

entre autres, de la conversion électrique directe de l'énergie des vagues. Le premier prototype L1 a été installé au mois de mars 2006. Après une rupture de filin quelques mois après son installation, celui-ci est reconnecté au mois de mars 2007. Le générateur linéaire, dont les caractéristiques sont données sur la figure 1.38, est alors connecté au départ sur des charges purement résistives. Des relevés expérimentaux sont présentés sur la figure 1.37 pour une résistance de charge de 2.2 Ohm. Le premier graphique correspond à la tension du filin. On remarque des pics à certains instants qui correspondent à la mise en butée de la partie mobile sur des ressorts de fin de course haute. On observe également sur le quatrième relevé, la fluctuation typique de la production d'un houlogénérateur à entraînement direct sur des échelles de temps correspondant à la moitié de celles des vagues.



**FIGURE 1.37:** Relevés sur le site de Lysekil du prototype L1 alimentant une charge résistive de 2.2 Ohm [Leijon08]

Main parameters of L1		Main parameters of L9	
Nominal power at 0.7 m/s	10 kW	Nominal power at 0.7 m/s	20 kW
Voltage, line-to-line, rms at 0.7 m/s, $V_d$	200 V	Voltage, line-to-line, rms at 0.7 m/s, $V_d$	450 V
Generator resistance, $R_G$	$0.44 \pm 1.5\% \Omega$	Generator resistance $R_G$	$1 \pm 1.5\% \Omega$
Generator inductance, $L_S$	11.7 mH	Generator inductance $L_S$	20 mH
Air gap	3 mm	Air gap	3 mm
Size of magnet block	$6.5 \times 35 \times 100 \text{ mm}^3$	Size of magnet block	$6.5 \times 47 \times 230 \text{ mm}^3$
Pole width, $w_p$	50 mm	Pole width, $w_p$	55 mm
Number of stator sides	4	Number of stator sides	4
Vertical stator length	1264 mm	Vertical stator length	2000 mm
Vertical translator length	1867 mm	Vertical translator length	2000 mm
Translator resp. stator width	400 mm	Translator resp. stator width	230x2 mm
Translator weight	1000 kg	Translator weight	2700 kg

FIGURE 1.38: Principales caractéristiques des prototypes L1 et L9 [Bostrom11]

Au mois d'avril 2007, le générateur est connectée sur une charge DC, constituée d'un banc de supercondensateurs et d'une résistance, au travers d'un pont de diodes (cf Figs. 1.39 et 1.40) [Bostrom09, Bostrom10]. La valeur totale du banc de capacités atteint 12.17 F. Il est constitué de douze modules Maxwell en série (tension/capacité nominale 48 V/160 F) ce qui représente une énergie nominale d'environ 600 Wh. Un relevé temporel de la puissance produite est présenté sur la figure 1.41. Le générateur ne débite que lorsque la fem atteint le même niveau que la tension du bus DC. L'amortissement produit est donc totalement non-linéaire, la puissance n'est produite que lorsque la vitesse devient suffisamment élevée.

Sept autres prototypes, L2 à L8, ont été installés par la suite, entre 2009 et 2010, avec des caractéristiques assez similaires. L2 et L3 ont été connectés au travers d'un pont de diodes à un bus DC régulé par un onduleur. Un dernier prototype L9, a été installé en Octobre 2009. Ses caractéristiques sont présentés dans la figure 1.38. Il a été connecté à un circuit résonnant permettant d'améliorer la productivité (cf Fig. 1.42).

Une station sous-marine a été conçue et installée en 2009 pour interconnecter les prototypes L1-2-3 [Rahm10]. Différentes formes de bouées ont aussi été testées afin d'étudier leur influence sur la production électrique. Des études de biofouling ont également été entreprises. A ce jour, sept thèses de doctorat ont été soutenues, sur des aspects principalement électriques mais aussi hydrodynamiques et biologiques.

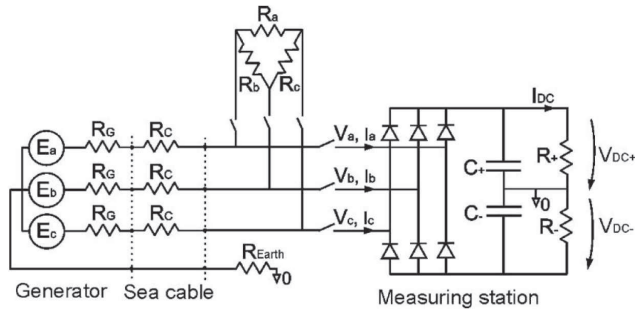


FIGURE 1.39: Montage redresseur mis en place sur le prototype L1 [Bostrom10]

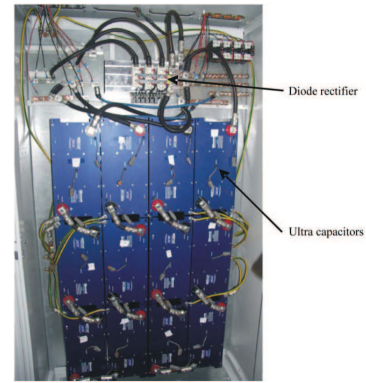


FIGURE 1.40: Bancs de modules de supercondensateurs installés dans la station de mesure à terre [Bostrom09]

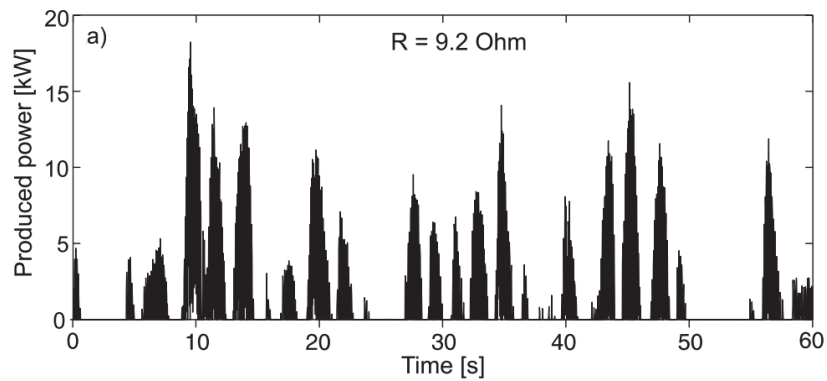


FIGURE 1.41: Relevés sur le site de Lysekil du prototype L1 débitant sur un pont de diodes capacité en tête et une résistance de charge de  $9.2 \Omega$  [Bostrom10]

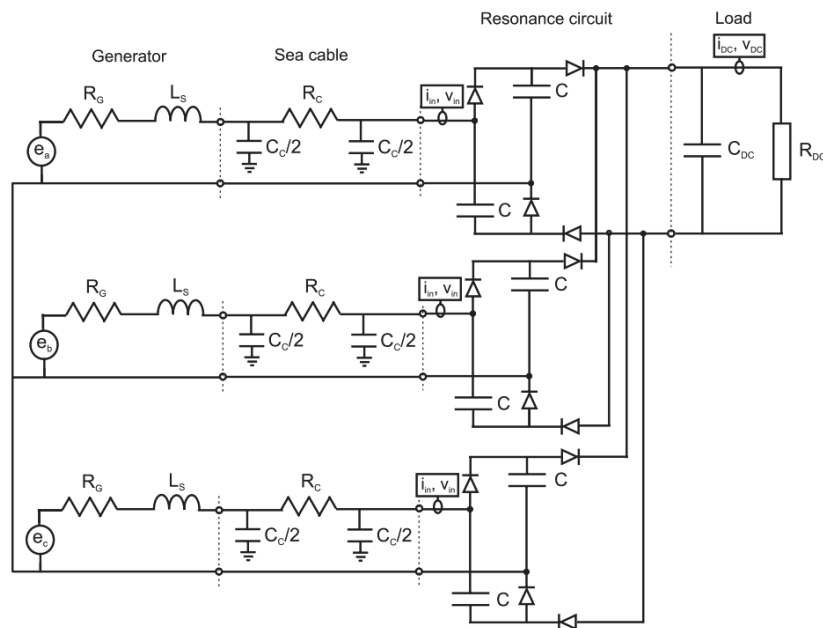


FIGURE 1.42: Schéma électrique du circuit résonnant installé sur le prototype L9 [Bostrom10]

### 1.3.3 Travaux à l'université technologique de Delft (Pays-bas)

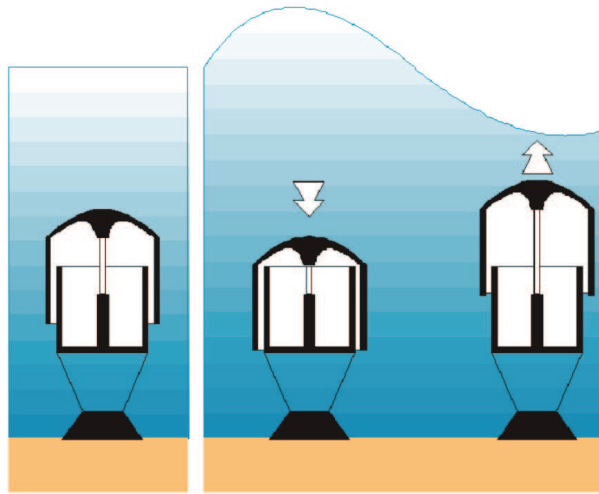


FIGURE 1.43: Principe de fonctionnement de l'AWS [Polinder05a]

Hendrik Polinder a été l'un des premiers à étudier et dimensionner un générateur linéaire à aimants permanents en surface pour le système AWS (Archimede Wave Swing) [Polinder00, Polinder02, Polinder04]. L'idée originelle<sup>2</sup> de l'AWS consistait à exploiter le mouvement de pilonnement (vertical) d'un piston submergé. Une unité de production était constituée d'un piston cylindrique dont la partie mobile couissait sous l'effet de la houle le long d'une autre partie fixée sur le fond de la mer (cf Fig 1.43). Le mouvement créé actionnait un générateur électrique linéaire en entraînement direct. Lors de son mouvement, le piston comprimait et détendait de l'azote dans des pistons. La pression de l'azote dans ces pistons était réglable et l'effort de rappel pouvait donc être contrôlé afin de régler la fréquence de résonance du système aux différents états de mer rencontrés. Cela permettait de récupérer le maximum d'énergie sur une plage de périodes de houle assez large (entre 5 et 15s). L'effet de résonance permettait d'atteindre des amplitudes de mouvements plus importantes que l'amplitude des vagues.

La version pilote de l'AWS, testée en 2004, au large du Portugal, était dotée d'un générateur dimensionné pour une puissance crête de 2MW et une puissance nominale de 1MW (course/vitesse nominales 7 m/2.2 m.s<sup>-1</sup>). Le diamètre du piston était de 9 m pour une hauteur de 20 m. La masse totale de cette version d'essai atteignait 1700 tonnes auquel il faut ajouter 5000 tonnes de ballasts (sable). L'énergie annuelle récupérée estimée était de 1.64 GWh sur le site pilote portugais, soit l'équivalent de 1640 heures à puissance nominale. Le générateur linéaire était séparé en deux parties identiques comme on peut le voir sur la figure 1.45. Chacune de ces parties étant composée d'un stator double face et donc de deux movers afin de compenser les efforts normaux d'attraction et de soulager la structure mécanique de l'ensemble (cf Fig. 1.48). Quelques caractéristiques dimensionnelles et électriques sont précisées sur la figure 1.49.

2. Le système AWS-III développé actuellement par la société AWS Ocean Energy semble s'éloigner très fortement du premier concept qui était développé par la compagnie Teamwork Technology





FIGURE 1.44: Le prototype pilote de l'AWS avant sa submersion [Polinder04]



FIGURE 1.45: Générateur linéaire à aimants permanents. Les parties fixes sont en rouge. Une des deux parties mobiles sur lesquelles se trouvent les aimants est installée à gauche [Polinder07]

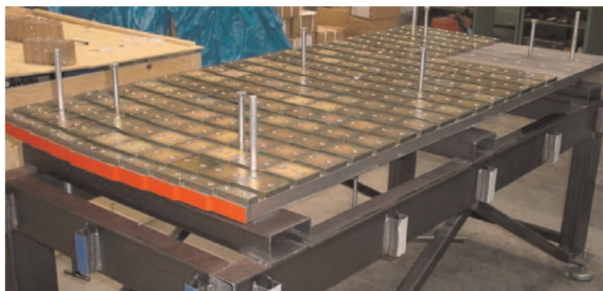


FIGURE 1.46: Photographie d'une partie d'un mover. On distingue un vrillage des aimants permettant de réduire le couple de détente [Polinder05a]

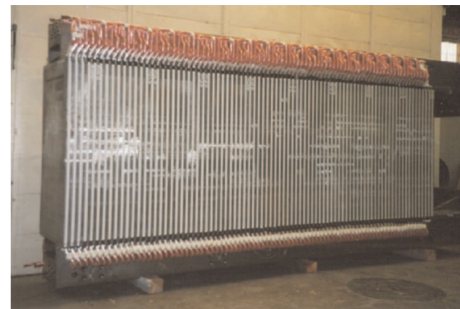


FIGURE 1.47: Photographie d'un segment d'une partie fixe [Polinder05a]

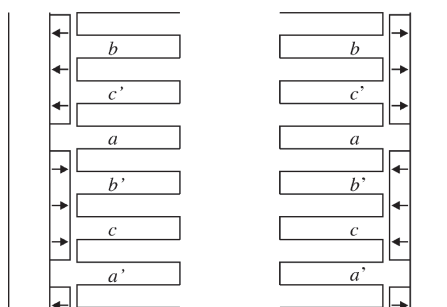


FIGURE 1.48: Schéma en coupe du générateur linéaire [Polinder04]

length of the two double-sided stators	5 m	
length of the four translators	8 m	
width (stack length) of stators and translators	1 m	
pole pitch	0.1 m	
maximum RMS value of the current density	4 A/mm <sup>2</sup>	
	Calculated	Measured
Flux linkage, $\lambda_{pp}$	46 Wb	47 Wb
Leakage inductance, $L$	28 mH	31 mH
Resistance, $R$	0.27 $\Omega$	0.29 $\Omega$

FIGURE 1.49: Quelques caractéristiques du générateur linéaire réalisé [Polinder04, Polinder05a]

Il a été envisagé dès le départ d'utiliser le générateur avec un onduleur de courant (pont de diodes). Ceci pour des raisons de simplicité car son utilisation ne nécessite pas une mesure très précise de la position du mover. Polinder dresse cependant une comparaison entre un onduleur de cou-

rant et de tension dans [Polinder04]. Il montre ainsi qu'à courant réseau limité, l'onduleur de tension permettrait de développer une force maximale plus importante (933 kN contre 659 kN pour le redresseur à diodes). En termes de productivité, l'utilisation d'un onduleur de tension permettrait d'augmenter de 18% l'énergie électrique annuelle produite.

En outre, il a maintenu en parallèle une collaboration avec l'université d'Edimbourg qui a donné lieu à plusieurs publications [Polinder03, Polinder05b, Mueller07, Mcdonald08b].

### 1.3.4 Travaux à l'Oregon State University OSU (USA)

Une équipe de l'Oregon State University mène depuis quelques années des travaux sur la récupération de l'énergie des vagues, sous la direction d'A. Von Jouanne et de T. K. A. Brekken. Ils ont développé plusieurs principes de conversion électromécanique pour un système "point absorber". Agamloh et al. [Agamloh08] ont ainsi présenté un principe de conversion électromécanique avec une transmission d'efforts par un couplage magnétique suivi d'une conversion mécanique du mouvement linéaire en un mouvement de rotation continu à l'aide d'une vis à bille puis d'une roue à cliquets (cf Fig. 1.50). Ce principe est donc de type C2.

Afin d'éviter l'utilisation d'éléments mécaniques de transformation du mouvement et permettre une conversion d'énergie de type C5, un générateur linéaire a aussi été réalisé [Prudell10].

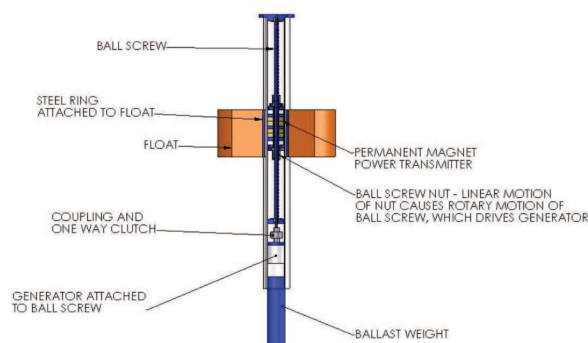


FIGURE 1.50: Schéma de principe du houlogénérateur développé avec une transmission d'efforts sans contact [Agamloh08]



FIGURE 1.52: Prototype du point absorber développé à l'OSU en partenariat avec Columbia Power Technology [Von Jouanne08]

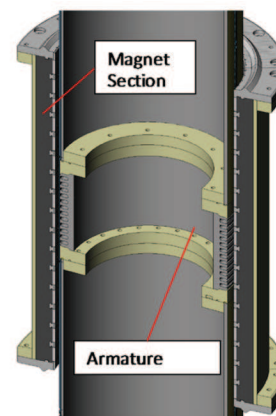


FIGURE 1.51: Vue détaillée du générateur linéaire installé dans le prototype de la figure 1.52 [Prudell10]

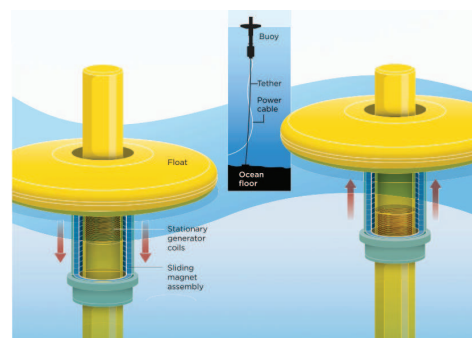


FIGURE 1.53: Fonctionnement du houlogénérateur développé à l'OSU [Brekken10]

### 1.3.5 Le houlogénérateur SEAREV

Le principe du houlogénérateur SEAREV a été élaboré au Laboratoire de Mécanique des Fluides (LMF) de l'École Centrale de Nantes. Une collaboration a été mise en place depuis 2004 avec le laboratoire SATIE de l'École Normale Supérieure de Cachan, afin d'étudier une solution de conversion électromécanique composée d'une génératrice électrique en entraînement direct associée à un convertisseur électronique en lieu et place d'une solution oléopneumatique prévue initialement [Ruellan07].

Le SEAREV est classé dans la catégorie des systèmes à corps mus par la houle (type C). Il est constitué d'un flotteur clos mis en mouvement par la houle. A l'intérieur de celui-ci, un volant pendulaire (à masse excentrée), oscille par rapport au flotteur. Dans la version tout-électrique (de type C5), une génératrice électrique (type machine synchrone à aimants par exemple) en entraînement direct, permet de convertir l'énergie mécanique du volant pendulaire en énergie électrique et amortit alors le mouvement relatif entre le flotteur et le volant pendulaire (cf Fig. 2.1).

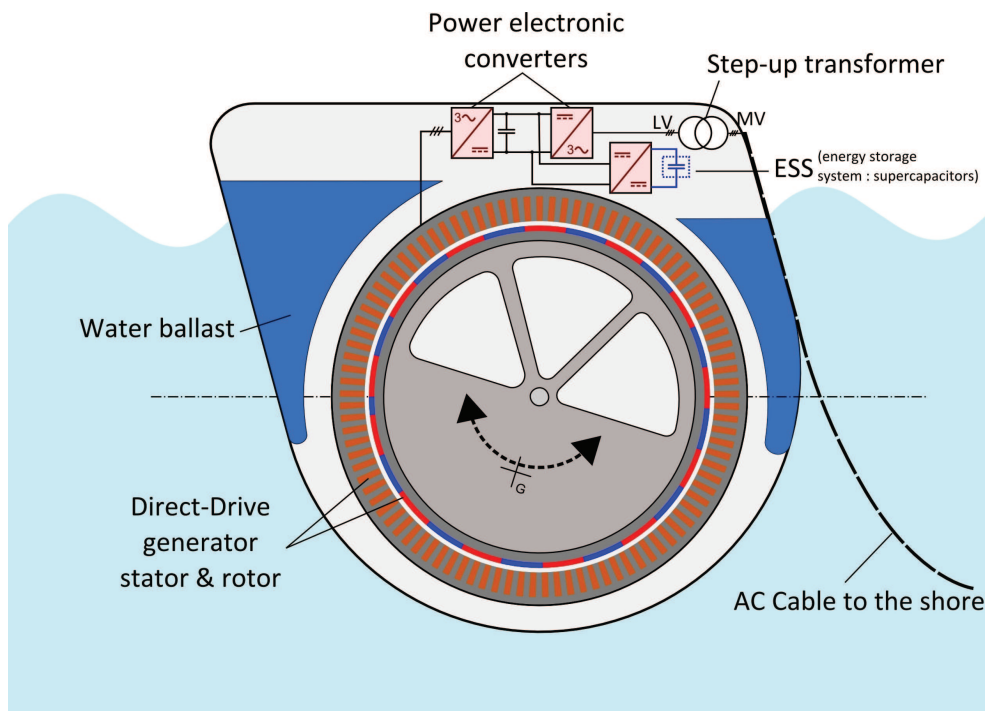


FIGURE 1.54: Schéma de principe du système SEAREV dans sa version tout-électrique

Ce système possède certaines caractéristiques originales qui le distinguent des autres houlogénérateurs :

- Toutes les parties mobiles, tous les composants technologiques et autres parties vulnérables à l'environnement marin sont maintenues à l'abri du flotteur. Cette caractéristique est un avantage certain face à des systèmes où les liaisons entre les différents corps mobiles (axes, glissières, etc.) sont exposées à la mer (corrosion, biofouling, etc.).
- Le volant pendulaire pivote librement autour de son axe de rotation. Aucune butée mécanique ne limite l'excursion du mouvement. L'immunité du système face aux forts état de mer s'en

trouve améliorée. Cette caractéristique permet aussi de limiter la puissance convertie à une certaine valeur lorsque la vitesse de rotation devient importante en diminuant le couple d'amortissement et de laisser ainsi la roue prendre encore plus de vitesse sans risque de détérioration. Cette faculté n'est pas envisageable dans les systèmes à translation (pilonnants par exemple) pour lesquels des moyens de limitation de la course sont mis en œuvre (ressorts, amortisseurs etc.).

- C'est un système à référence interne qui permet donc l'utilisation d'ancrages souples (non tendus). Les variations du niveau de la mer dues aux marées n'ont donc aucun effet sur le fonctionnement du système.
- Le concept permet l'utilisation d'une génératrice électrique **tournante** en entraînement direct. Associée à un convertisseur électronique de puissance, cette chaîne de conversion permet un contrôle quasi-instantané du couple d'amortissement. La mise en œuvre d'un contrôle évolué de l'amortissement est donc beaucoup plus simple qu'avec une chaîne oléopneumatique. Une des stratégies de pilotage de l'amortissement consiste alors à générer un couple récupératif de type frottement visqueux, via la génératrice électrique et son convertisseur statique ainsi qu'un contrôle vectoriel. Le couple résistant est alors proportionnel à la vitesse de rotation, avec, en outre, une possibilité d'écrtage de la puissance mécanique convertie.

A l'heure actuelle, seul un prototype à l'échelle 1/12<sup>ème</sup> a permis de mettre en œuvre une conversion électromécanique de l'énergie, les autres maquettes, réalisées à plus petite échelle, étant destinées à des études de tenue à la mer et d'ancrage. La géométrie d'un système à l'échelle 1 n'est encore pas totalement figée mais on peut raisonnablement donner les ordres de grandeurs suivants : des dimensions de 30 m sur 10 m, un déplacement d'environ 2000 tonnes (200 tonnes pour la coque du flotteur, 300 tonnes pour la roue pendulaire, le reste étant du ballast composé essentiellement d'eau de mer) qui permettraient de produire une puissance moyenne (sur un état de mer) maximale d'environ 600 kW. La puissance moyenne annuelle dépend elle très fortement du niveau de ressource houlomotrice du site d'implantation en mer. Dans une telle chaîne de conversion électrique, la puissance instantanée peut être écrêtée à une valeur de consigne (appelée puissance d'écrtage) grâce à un contrôle instantané du couple d'amortissement. Sa valeur finale résultera d'un compromis entre le coût de la chaîne de conversion (directement lié à la puissance crête) et la productivité énergétique (qui augmente avec la puissance d'écrtage).

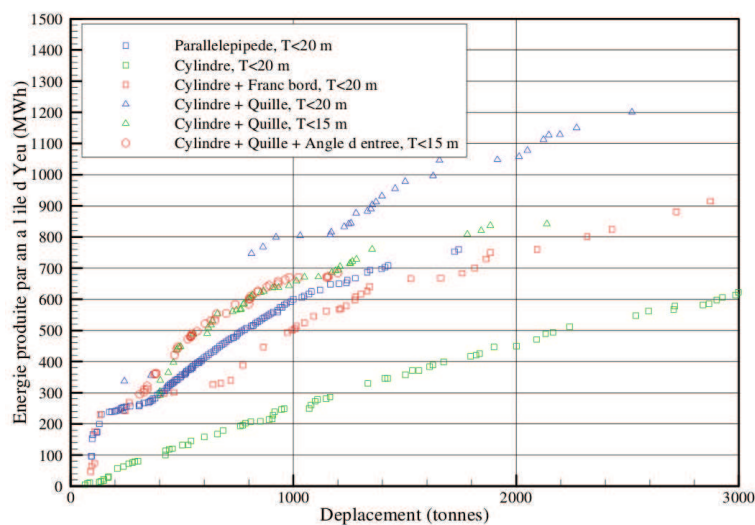
#### **Travaux de recherche au LMF**

*L'objectif n'est de donner qu'un aperçu très rapide de quelques problématiques scientifiques qui peuvent graviter autour d'un système multi-physique comme le SEAREV.*

Les travaux de thèse d'Aurélien Babarit [Babarit05a] ont porté sur la modélisation hydrodynamique et mécanique du SEAREV. À partir de cette modélisation, une étude du contrôle par Latching est menée. Le latching consiste à bloquer le mouvement mécanique productif, ici la pendulation de la roue interne, quand la vitesse s'annule puis de le relâcher au bout d'un temps qui doit être judicieusement déterminé. La production d'énergie se fait entre deux instants de latching (blocage) selon une loi d'amortissement pré-définie (ici visqueuse). Ces travaux montrent que la puissance

moyenne (l'énergie) récupérée peut dans certains cas être significativement augmentée [Babari06]. Le contrôle optimal par latching nécessite cependant une prédiction de la houle incidente et une chaîne de conversion qui permettent le blocage de la roue pendulaire.

Des optimisations de forme ont aussi été entreprises pour déterminer la meilleure forme de la surface mouillée du flotteur ainsi que la géométrie interne du système (masse, taille, position de la roue pendulaire), et trouver les solutions offrant la meilleure productivité pour le déplacement (poids total) le plus faible possible. Ces deux objectifs étant contradictoires, les résultats obtenus sont multiples et peuvent être présentés sous la forme d'un front de Pareto qui représente l'ensemble des meilleurs compromis vis-à-vis de ces deux objectifs (cf Fig. 1.55).

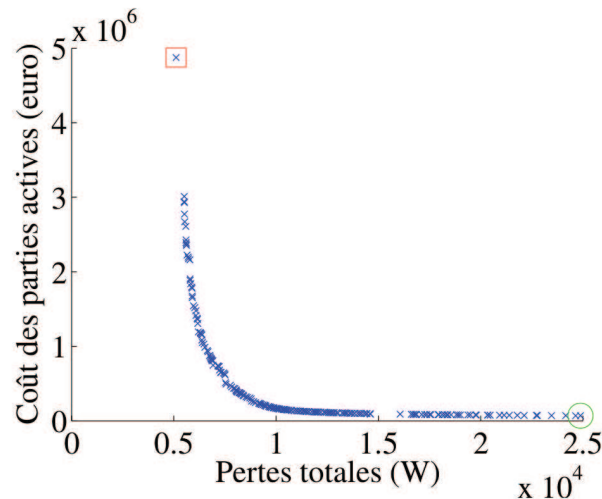


**FIGURE 1.55:** Exemple de résultats d'optimisation de la forme externe et de la géométrie interne du SEAREV selon deux objectifs contradictoires : déplacement total et énergie produite annuellement sur un site présentant une puissance linéique moyenne de 20 kW/m [Babari05a]

### Travaux de recherche à SATIE sur la version tout-électrique

La thèse de Marie Ruellan [Ruellan07] s'est déroulée au SATIE et a porté sur le pré-dimensionnement d'une génératrice électrique en entraînement direct pour la conversion tout-électrique de l'énergie produite par SEAREV. Elle a ainsi permis de proposer une solution alternative à celle d'une conversion plus classique de type oléo-pneumatique, et de montrer l'influence que pouvaient avoir les modes de contrôle de la récupération d'énergie (amortissement visqueux, visqueux avec écretage ou contrôle par latching) du houlogénérateur sur la récupération d'énergie et sur le dimensionnement de la chaîne électrique.

Le dimensionnement de la génératrice électrique a été formalisé sous la forme d'un problème d'optimisation ayant pour objectif de minimiser le coût de ses parties actives ainsi que les pertes sur cycle de fonctionnement. Nous présentons un exemple de résultat, tiré de ces travaux, sur la figure 1.56.



**FIGURE 1.56:** *Front de Pareto d'une optimisation bi-objectif du dimensionnement de la génératrice électrique : minimisation du coût des parties actives et des pertes de fonctionnement sur cycle. Le cycle de fonctionnement correspondant à un état de mer de référence ( $H_s = 3\text{ m}$ ;  $T_p = 9\text{ s}$ ) avec un amortissement de type visqueux ( $\beta = 3\text{ MN}\cdot\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$ )*

### 1.3.6 Problématiques scientifiques des houlogénérateurs directs à chaîne électromécanique directe

Une première problématique que l'on peut souligner est celle de la conception et du dimensionnement de la génératrice électrique en entraînement direct pour la conversion directe de l'énergie des vagues et plus largement de la chaîne de conversion électrique (intégrant l'électronique de puissance, ce qui ne se fait curieusement pas souvent). L'originalité du contexte réside essentiellement dans la nature des sollicitations. Le mouvement, qu'il soit linéaire ou tournant, est alternatif avec des oscillations au rythme des vagues et la plupart du temps un couplage fort entre les mouvements et la récupération d'énergie. Les vitesses sont basses et les efforts mis en jeu dans la conversion sont élevés. On trouve dans la littérature, en très grande majorité, des études sur des générateurs linéaires. Le système SEAREV est en effet un des rares qui permette l'utilisation d'une génératrice tournante en entraînement direct<sup>3</sup>. C'est pour cette raison qu'un amalgame très fréquent est fait entre conversion électrique en entraînement direct de l'énergie des vagues et génératrice électrique linéaire.

Une seconde problématique est celle du lissage de l'énergie électrique produite en vue d'une meilleure intégration au réseau. Toujours dans le contexte de l'énergie des vagues, cette seconde problématique est beaucoup moins fournie dans la littérature. Il est par contre possible de s'appuyer sur des études menées dans l'éolien, en prenant néanmoins quelques précautions. En effet, les fluctuations de puissance instantanées sont beaucoup plus sévères pour les houlogénérateurs directs de type C4 ou C5 qu'en éolien (avec nécessairement deux passages à zéro de la puissance par période de vague car le mouvement est alternatif et la vitesse s'annule deux fois par période). De plus, des études ont montré que les fluctuations à court-terme de la production éolienne peuvent, dans certains cas,

3. Récemment, un système développé par la société Columbia Power Technology en collaboration avec l'OSU (Oregon State University) et baptisé SEARAY, semble aussi utiliser des génératrices tournantes en entraînement direct, mais les informations dont nous disposons sont trop parcellaires pour pouvoir en dire plus

être tamponnées par la réserve d'énergie cinétique constituée par la rotation de la turbine ce qui n'est pas le cas pour les houlogénérateurs directs car la nature oscillatoire du mouvement mécanique ne permet pas de mettre à profit un stockage inertiel.

Nous proposons dans le cadre de cette thèse de travailler sur ces deux problématiques scientifiques en prenant comme application le houlogénérateur à entraînement direct SEAREV. Notre première contribution portera plus particulièrement sur l'optimisation du dimensionnement de l'ensemble convertisseur-machine en entraînement direct. Notre deuxième contribution sera relative au dimensionnement d'un système de stockage en vue du lissage de la production électrique très fluctuante. Les paragraphes 1.4 et 1.5 constituent donc deux états de l'art spécifiques à ces problèmes.

## 1.4 Optimisation du dimensionnement des machines électriques et des ensembles convertisseur-machine

L'utilisation d'outils d'optimisation dans le but de résoudre les problèmes d'optimisation du dimensionnement des machines électriques devient aujourd'hui courante. Elle est née avec l'arrivée des premiers ordinateurs [Veinott60]. Différents algorithmes ont été évalués, au départ sur l'optimisation du dimensionnement de la machine asynchrone [Ramarathnam71, Ramarathnam73, Bharadwaj79, Fei89]. L'application croissante des aimants permanents terre-rares aux machines électriques dans les années 80, a amené plusieurs auteurs à proposer des méthodes d'optimisation spécifiques aux moteurs à aimants permanents [Boules90, Russenschuck90, Slemon92]. Les méthodes d'optimisation analytiques utilisées sur des ordinateurs peu puissants [Russenschuck92, Kone93] ont laissé peu à peu une place croissante aux métaheuristiques, permettant de résoudre plus efficacement les problèmes d'optimisation difficile dont font partie les problèmes de dimensionnement de machines électriques. Parmi elles, les algorithmes génétiques ont été fortement mis en avant [Bianchi98a, Wurtz97, Sim97b, Sim97a, Uler94]. D'autres métaheuristiques ont aussi été appliquées à ce problème : celle de Hookes & Jeeves [Faiz95], de Branch & Bound [Messine98] pour les méthodes à parcours, celle des essais particuliers [Tušar06, Sari08, Aubry10a], du système immunitaire artificiel [Jang-Sung99] ou encore de l'évolution différentielle [Zarko05] par exemple, pour les méthodes à population.

Un problème d'optimisation consiste à trouver des valeurs particulières de variables d'optimisation qui permettent de minimiser une ou plusieurs fonctions objectifs tout en respectant un certain nombre de contraintes. Classiquement, pour le dimensionnement de machines électriques, les variables d'optimisation sont des paramètres géométriques de construction (ex. paramétrisation géométrique d'une découpe de tôle ferromagnétique). Les fonctions objectifs considérées dans la littérature sont divers : les pertes, le rendement, la masse, le volume, le coût sont les principaux objectifs rencontrés. La minimisation du couple de détente peut parfois aussi être un objectif d'optimisation dans certaines applications. Les contraintes d'optimisation que l'on retrouve de façon quasi systématique, sont liées au cahier des charges : la machine électrique doit répondre à certaines spécifications de couple, vitesse, tension etc. D'autres contraintes permettent de garantir un bon fonction-

nement : en limitant l'élévation de température, ou en évitant la démagnétisation des aimants. Enfin des contraintes peuvent être structurelles : dimensions maximales, inertie, volume extérieur figé...

Même si chacun des travaux présente des spécificités, il est encore trop rare de trouver des travaux considérant plusieurs points [Espanet99], voire un cycle complet [Pertusa96], de fonctionnement couple-vitesse alors que les applications principales des moteurs à aimants sont à vitesse variable. Il est d'ailleurs difficile de définir un point de fonctionnement "nominal" sur une application à vitesse variable. De plus, la vitesse variable requiert l'utilisation d'un convertisseur électronique de puissance. Là encore, l'optimisation conjointe de ces deux composants, machine et convertisseur, au dimensionnement fortement couplé, est même aujourd'hui encore, peu traitée dans la littérature.

Ces deux lacunes sont liées. C'est en effet sur des applications nécessitant une plage de fonctionnement à puissance maximale constante (ce qu'on ne peut constater qu'en considérant plusieurs points de fonctionnement), que l'on remarque la nécessité de prendre en compte le convertisseur électronique de puissance dès la phase de dimensionnement. Le défluxage n'étant rien d'autre que la traduction des contraintes imposées par les grandeurs électriques nominales du convertisseur. Des stratégies optimales de contrôle de l'angle de défluxage ont d'ailleurs été largement étudiés, soit pour étendre la plage de fonctionnement à puissance constante [Sneyers85, Jahns87, Morimoto90], soit pour maximiser le rendement sur un point de fonctionnement [Colby88, Morimoto94, Mademlis98] ou les deux. Mais la prise en compte de ces stratégies dans le processus de dimensionnement d'un ensemble convertisseur-machine à vitesse variable n'est encore pas habituel.

Lindström semble avoir été l'un des premiers à considérer ce problème de dimensionnement couplée machine-convertisseur en considérant plusieurs points de fonctionnement simultanément [Lindström96]. L'objectif à minimiser était une somme de coûts économiques liés aux parties actives de la machine ainsi qu'à son poids, au coût du convertisseur (fonction du courant nominal, la tension étant considérée fixe), au coût des pertes de l'ensemble et au surcoût de capacité de batterie qu'elles entraînent (par rapport à un système de rendement unitaire). Les auteurs précisent qu'à la manière de [Nurdin91], l'accent est mis d'abord sur la synthèse d'une solution faisable (c'est à dire respectant les contraintes), l'optimisation qui suit cette étape de pré-dimensionnement devient alors un problème plus simple. C'est aussi l'approche de [Bianchi98b] dans laquelle les auteurs synthétisent le dimensionnement de différents types de machines devant présenter certaines caractéristiques en défluxage puis optimisent ensuite leurs dimensionnements.

Lovelace et al. [Lovelace00] mettent aussi l'accent sur l'impact du coût du convertisseur électronique de puissance sur le résultat d'optimisation du dimensionnement d'une machine synchrone à aimants permanents. Ils montrent ainsi que l'optimisation couplée conduit à des solutions convertisseur-machine moins chères que celles d'une optimisation du coût de la machine seule auxquelles on rajoute le coût du convertisseur.

Kreuawan et al. [Kreuawan08] proposent une méthode de dimensionnement multidisciplinaire prenant en compte les couplages multiphysiques qui existent au sein des machines électriques (magnétiques, électriques et thermiques). Les grandeurs nominales du convertisseur ainsi que la stratégie de contrôle en défluxage sont pris en compte pour déterminer les performances sur le point de fonctionnement mais l'objectif d'optimisation choisi : la masse de la machine, ne permet pas de pénaliser la puissance apparente du convertisseur. Comme le souligne à juste titre Tessarolo et al. [Tessarolo09], dans ce type d'approche, le convertisseur, au travers d'un courant nominal maximal, est vu comme



une contrainte est n'est pas, à proprement parler, optimisé. On retrouve cette même approche par la contrainte chez [Kano08, Isfahani08, dos Santos Coelho10, Kano10].

Figueroa et al. [Figueroa06] ont montré que la masse de la machine et le courant nominal de l'onduleur (à tension nominale fixée) étaient deux objectifs contradictoires. La minimisation exclusive de la masse de la machine entraîne une dégradation du facteur de puissance lorsque l'on souhaite disposer d'une plage de vitesse de fonctionnement à puissance constante.

Il est donc important de trouver le meilleur compromis entre le dimensionnement de la machine et celui du convertisseur. La thèse de Marie Ruellan [Ruellan07] permet de prendre la mesure de la complexité du problème de dimensionnement dans un contexte système, celui du houlogénérateur SEAREV. L'optimisation de l'ensemble convertisseur-machine y est traitée avec un couplage faible au système. La prise en compte du défluxage apparaît comme une perspective importante de ces travaux. Dans [Aubry10a] et [Aubry11], nous avons réalisé une optimisation multi-objectif dont l'un des objectifs était le cout total de l'ensemble convertisseur-machine mais en considérant cette fois-ci le contrôle optimisé en défluxage. Nous avons montré que ce dernier a une influence notable sur le dimensionnement global de l'ensemble convertisseur-machine.

## 1.5 Lissage de la puissance électrique produite par des sources d'énergies renouvelables

Dans un système électrique où la norme a longtemps été représentée par des unités de production centralisées fournissant une puissance pouvant être régulée plus ou moins rapidement, l'émergence d'unités de productions décentralisées exploitant des énergies renouvelables intermittentes et "fatales" a posé des problèmes d'intégration au réseau notamment lorsque le taux de pénétration de ces dernières a commencé à devenir non négligeable. L'énergie éolienne, qui a connu un essor considérable ces deux dernières décennies, a donc fait l'objet de nombreux travaux pour résoudre les problèmes qu'elle pouvait engendrer sur les réseaux électriques. Si l'on se concentre sur les seuls problèmes de qualité de l'électricité produite, nous pouvons classer ces problèmes en deux catégories :

**Les variations de tension** Les variations de la puissance, qu'elles soit active ou réactive, produites par l'unité de production engendrent des variations de tension au point de raccordement. Ces variations de tension se propagent tout au long du réseau et s'atténuent jusqu'à ce que la puissance de court-circuit devienne suffisamment grande par rapport à la puissance produite. On distingue plusieurs types de variations de tension :

**Les variations lentes** On qualifie de lentes, les variations de tension que l'on retrouve après moyennage temporel glissant avec une fenêtre de l'ordre d'une dizaine de minutes. Ces variations sont encadrées par la norme EN 50160 qui les limite entre -10% et +10% de la tension nominale pendant 95% d'une semaine.

**Les variations rapides** Les variations rapides de tension sont susceptibles de générer un phénomène de papillotement des lampes à incandescence que l'on appelle flicker [Owen96]. Le flicker est quantifiée au travers de deux grandeurs que l'on appelle sévérité de flicker à court-terme et à long-terme (respectivement  $P_{st}$  et  $P_{lt}$ ). La méthode de mesure ainsi que les limites d'émission de ces deux grandeurs sont décrits dans des normes [CEI03, CEI07].

Le respect de ces limites permet d'éviter un phénomène de fatigue visuelle mais aussi un dysfonctionnement ou une détérioration prématurée de dispositifs connectés au réseau.

**Les creux de tension** sont des variations soudaines de tension entre 1% et 90% de la tension nominale, suivies d'un rétablissement après une courte période d'1 milliseconde à 1 minute.

**Les variations de fréquence** Un déséquilibre entre la production et la consommation électrique instantanée engendre une diminution (sur-consommation) ou une augmentation (sur-production) de la fréquence. Cette relation entre fréquence et équilibre offre-demande est intimement liée au fait qu'une majorité de la production électrique est assurée par des génératrices ("groupes tournants") directement connectées au réseau et présentant une inertie mécanique importante. Cette inertie "lisse" les fluctuations rapides du déséquilibre tandis que le maintien de la fréquence en régime quasi-permanent est assurée par la régulation de la puissance injectée. Un réseau inter-connecté présente une inertie et un foisonnement des consommations importants ce qui le rend moins sensible aux variations de fréquences qu'un réseau isolé tel que l'on peut en trouver en milieu insulaire. La production électrique par des énergies renouvelables est assez souvent fluctuante et/ou intermittente et participe donc à la création de variations de fréquence lorsque son taux de pénétration est important.

L'utilisation d'interfaces électroniques de puissance [Carrasco06] et de moyens de stockage de l'énergie [Ribeiro01] permet de pallier en partie certains de ces problèmes. Par exemple, l'utilisation d'un élément de stockage, permet le lissage de la puissance instantanée produite et limite par conséquent les fluctuations induites de tension mais aussi les problèmes d'instabilité liés aux variations de fréquence dans un réseau isolé.

### 1.5.1 Lissage de la puissance produite par des houlogénérateurs

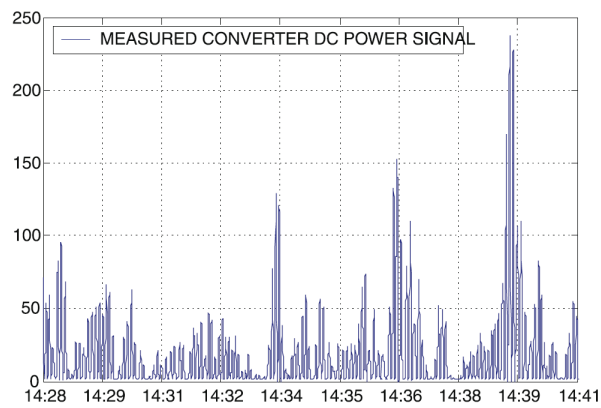
Le lissage de la puissance produite par les houlogénérateurs semble constituer une problématique scientifique assez récente même si certains auteurs ont soulevé le problème il y a déjà une vingtaine d'années. Citons par exemple [Salter89] : "[...] The combination of 64 separate devices [...] would still be unacceptable input for a small island network. However about one hundred seconds of storage will produce a completely steady output from a single device in any typical wave spectrum". Cette "recette", semble-t-il d'ailleurs pertinente, résulte peut-être de l'expérience ou de l'intuition de l'auteur mais n'a pas été justifiée à l'époque par une analyse plus approfondie.

Pour fixer les idées sur la nécessité d'aborder ce problème dans le cas de la production des houlogénérateurs, nous avons recensé dans la littérature quelques profils de puissance mesurés en situation ou simulés. Les figures 1.57 à 1.62 présentent différents profils. Grâce à l'énergie cinétique stockée dans les parties en rotation continue, les systèmes à colonne d'eau oscillante (type B1) permettent de produire une puissance électrique lissée par rapport à la puissance pneumatique incidente. Ce moyen de stockage doit cependant être contrôlé pour permettre un lissage plus performant. Dans une autre catégorie, le Pelamis (type C3) est un exemple de houlogénérateur direct avec une chaîne de conversion électrique indirecte incluant des accumulateurs hydropneumatiques qui

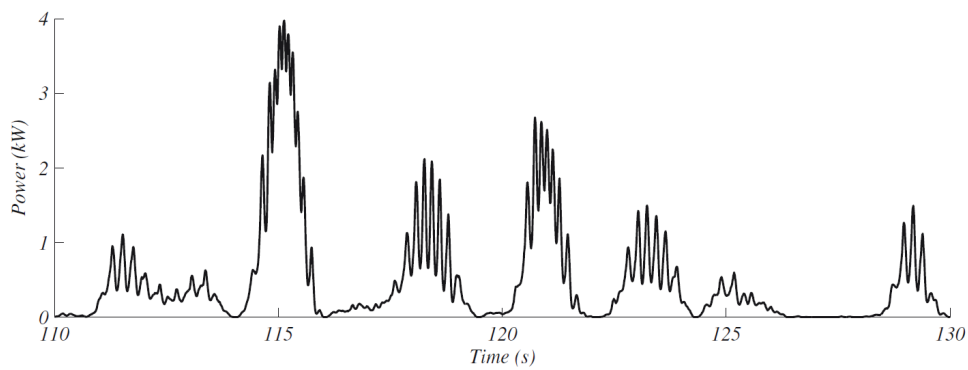
tamponnent la puissance incidente. La puissance électrique produite bénéficie donc d'un lissage très important. En outre, les modules de conversion répartis tout au long du Pelamis produisent un effet de foisonnement qui participent aussi au lissage de la puissance électrique. AWS, Seabased et SEAREV fournissent quant à eux une puissance électrique dont les fluctuations sont à l'image de la houle incidente. Pour ces houlogénérateurs à entraînement direct, seul un stockage électrique peut permettre de lisser la puissance électrique produite. La technologie qui semble la plus adaptée à un stockage embarqué est celle des supercondensateurs. Le lissage à court-terme ne demande pas une grande capacité énergétique mais la puissance nécessaire est importante (ordre de grandeur du temps spécifique de décharge 10s correspondant à une période typique de houle) et la tenue en cyclage doit être élevée.

Le stockage de l'énergie est donc un premier moyen de lisser la production électrique d'un houlogénérateur. Amundarain et al. [Amundarain11] ont ainsi montré qu'un élément de stockage permettait effectivement de lisser la production de systèmes OWC par l'utilisation de contrôle de la vitesse de la turbine et/ou de l'ouverture d'une valve du caisson de l'OWC. Wang et al. [Wang08a] ont eux aussi travaillé sur les OWC mais dans le contexte d'un système électrique hybride avec des éoliennes et différentes technologies de stockage ainsi que des générateurs diesel. Ran et al. [Ran11] ont proposé un contrôle d'un convertisseur électronique de puissance pilotant un générateur électrique linéaire destiné à la conversion de l'énergie des vagues permettant le lissage à court terme de la puissance produite puis ils l'ont validé sur un banc expérimental. Molinas et al. [Molinas07a] ont d'ailleurs montré l'intérêt des interfaces actives électroniques de puissance pour lisser la puissance ainsi que pour respecter les contraintes réseau. Selon Murray et al. [Murray09], les supercondensateurs seraient capables d'atteindre les niveaux de puissance et d'énergie requis pour lisser la puissance produite par des OWC. Mais en calculant le nombre de cycles que subirait le système de stockage (21 millions de cycles tous les 5 ans) et en le comparant au chiffre d'1 million de cycles habituellement donné pour ce type de technologie, il n'est pas en mesure d'affirmer que les supercondensateurs permettraient d'avoir une durée de vie suffisante pour limiter les intervalles de maintenance. Dans [Aubry10b], à la suite d'une pré-étude de dimensionnement avec prise en compte du vieillissement, nous montrons cependant la faisabilité économique sur cycle de vie d'un tel moyen de stockage appliqué au système SEAREV.

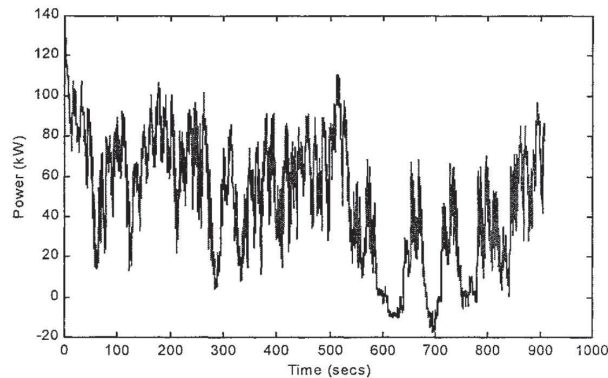
De cette brève revue de la littérature dans le contexte de l'énergie des vagues, on peut constater que les travaux sur le stockage sont aujourd'hui plutôt orientés sur des études de faisabilité permettant de montrer simplement la mise en œuvre et l'intérêt du lissage de la puissance. Il n'existe à notre connaissance que très peu de travaux couplant gestion de l'énergie et dimensionnement [Daratha08] d'un tel système de stockage et encore moins prenant en compte une analyse sur cycle de vie [Aubry10b].



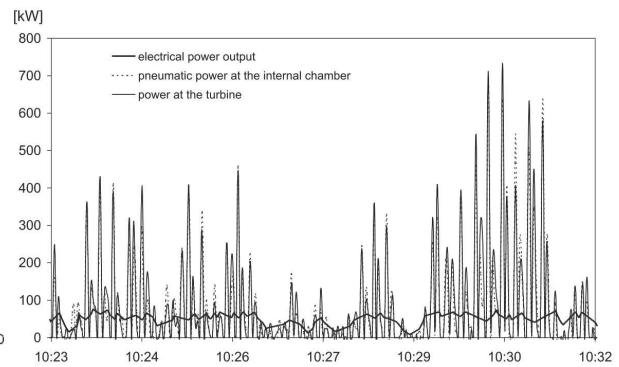
**FIGURE 1.57:** DWEC : Profil mesuré de puissance électrique fournie par l'AWS à une charge résistive de  $2.75\Omega$  [Cruz08]



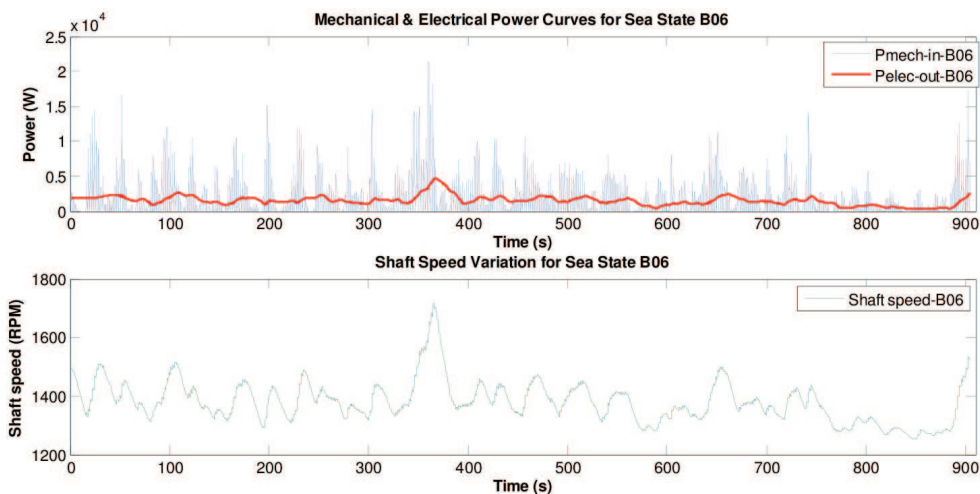
**FIGURE 1.58:** DWEC : Relevé de puissance produite sur le site de Lysekil du prototype L1 (Seabased) alimentant une charge résistive de  $2.2\text{ Ohm}$  [Leijon08] (Attention : durée du relevé : 20 s)



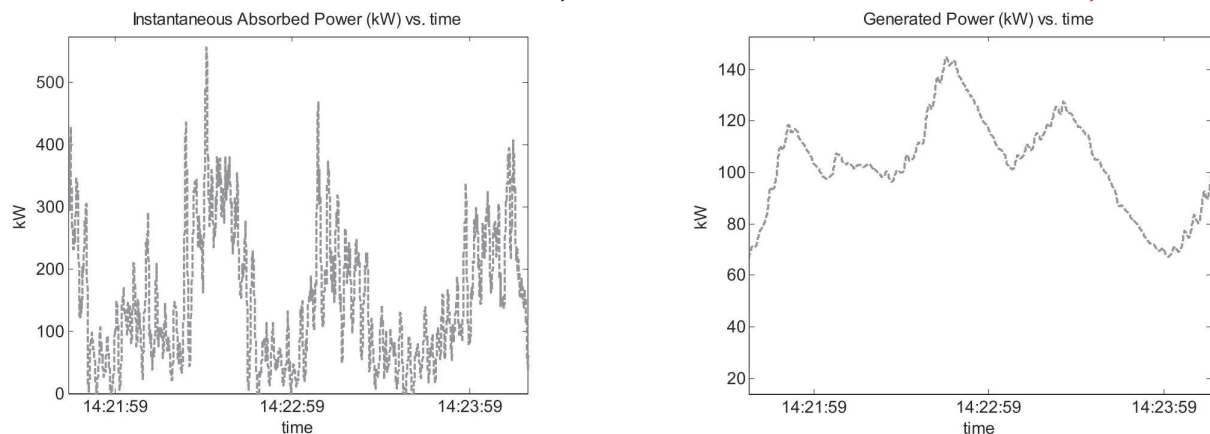
**FIGURE 1.59:** OWC : Exemple de profil de puissance produite par la centrale LIM-PET [Alcorn01] (la puissance devient négative à certains instants probablement afin de maintenir une vitesse de base pendant une période calme)



**FIGURE 1.60:** OWC : Exemple de profil de puissance produite par la centrale de Pico. L'inertie des parties tournantes permet de lisser la puissance pneumatique et mécanique incidente [Cruz08].



**FIGURE 1.61:** OWC : Profils simulés de puissance mécanique incidente et électrique fournie pour un émulateur de colonne d'eau oscillante ainsi que de la vitesse de rotation de la turbine [Duquette09]



**FIGURE 1.62:** Profils mesurés de puissance hydraulique incidente et électrique produite par le prototype du Pelamis le 08/07/2007 [Cruz08]

### 1.5.2 Optimisation du dimensionnement et de la stratégie de contrôle d'un système de stockage en vue du lissage

Il faut donc se pencher vers le contexte éolien pour trouver une base de travail sur la problématique de dimensionnement d'un système de stockage en vue de lisser la puissance produite [Barton04, Wang08b, Pinson09]. Abbey et al. [Abbey07] ont par exemple dimensionné un système de stockage par supercondensateurs sur la base d'un critère de tenue aux creux de tension d'une éolienne à double alimentation et mis en évidence que ce système de stockage pouvait aussi servir comme moyen de lissage à court-terme de la production électrique.

Les contraintes en éolien ne sont par contre pas les mêmes que pour la houlogénération. Le stockage à court-terme, tel qu'il est requis dans les houlogénérateurs directs, peut être réalisé, en éolien, par le contrôle de la vitesse de la turbine [Teninge09] (son énergie cinétique constitue un réservoir suffisant pour le lissage à court-terme) et ne fait donc pas l'objet d'optimisation de dimensionnement. De plus, comme nous l'avons illustré sur les figures 1.57 et 1.58, la puissance fournie par les houlogénérateurs directs est de nature très pulsante avec un passage par 0 deux fois par période de vagues soit typiquement toutes les 3 à 6 secondes. Le dimensionnement d'un système de stockage pour le lissage à court-terme est donc beaucoup plus contraint qu'en éolien, ce qui en fait une problématique scientifique intéressante.

En éolien, sans traiter le problème du dimensionnement, plusieurs travaux portent sur l'optimisation de la gestion des flux d'énergie en vue du lissage [Teleke09, Abbey09, Ni10]. Ce n'est que tout récemment que Brekken et al. [Brekken11] ont réuni les deux aspects dimensionnement et contrôle du système de stockage d'énergie et optimisent l'ensemble en vue de minimiser un critère économique relatif au coût d'investissement de la batterie (type zinc-brome à circulation). Leur étude ne prend cependant pas en compte le cycle de vie du système de stockage. C'est également ce que nous avons entrepris de faire durant cette thèse car les problèmes de la gestion d'énergie du stockage et de son dimensionnement sont fondamentalement couplés.

### 1.5.3 Effet de foisonnement des productions individuelles

L'agrégation de productions individuelles de houlogénérateurs repartis dans une ferme permet de fournir une puissance globale plus "lisse" que chaque profil individuel. L'effet de foisonnement reste un des moyens privilégiés de lisser la production dans le cas d'une ferme de houlogénérateurs.

Peu d'équipes de recherche internationales travaillent sur ce sujet. Molinas et al. [Molinas07b] ont montré qu'un lissage par foisonnement était possible. Leur conclusion est qu'un tel moyennage permettrait de réduire l'énergie totale du système de stockage lorsque ce dernier est centralisé sur une ferme plutôt que décentralisé sur les différentes unités. Tissandier et al. [Tissandier08] ont réalisé le même type d'étude avec le houlogénérateur SEAREV, en montrant en plus que le lissage (critère : écart-type) dépendait plus du nombre de houlogénérateurs que de leur répartition spatiale. Dans les deux cas les WECs étaient considérés comme indépendants hydrodynamiquement. Dans [Babarit09], Babarit et al. mettent en évidence, grâce la prise en compte de l'interaction hydrodynamique entre 2 houlogénérateurs, qu'au-delà d'une distance notable ( $\bar{10}$  fois la taille d'une unité), la perte de production de l'ensemble par rapport à celle de ces deux houlogénérateurs supposés isolés (sans in-

teraction) n'était plus que de quelques %. Le foisonnement en vue du lissage dans une ferme n'aurait donc pas a priori d'influence négative notable sur la productivité moyenne si une distance respectable est maintenue entre les différents houlogénérateurs. Notons que pour ces dernières études, la chaîne électrique a été extrêmement simplifiée et réduite à un couple de récupération exercé sur le pendule par la génératrice électrique.

## 1.6 Positionnement scientifique, originalités du travail

Nous avons d'abord fait un état de l'art sur la conversion de l'énergie des vagues et les houlogénérateurs et proposé une classification relativement nouvelle, même si elle est sans doute en émergence ailleurs. Nous nous sommes focalisé ensuite sur les quelques travaux internationaux traitant des houlogénérateurs à entraînement direct (de type C5 selon notre classification).

Des problématiques scientifiques intéressantes se dégagent de ces systèmes.

Une première concerne le dimensionnement de la chaîne de conversion incluant le générateur et son convertisseur électronique de puissance. Cette thèse fait suite aux travaux de Marie Ruellan [Ruellan07] menés aussi dans l'équipe SETE du laboratoire SATIE et qui ont porté sur l'optimisation du dimensionnement d'une génératrice électrique pour le houlogénérateur SEAREV. Ces travaux ont permis d'éclaircir un grand nombre de points, de mettre en évidence les couplages importants et de dégager des perspectives que nous nous sommes attachés d'étudier. Parmi ces perspectives, nous pouvons citer le dimensionnement en couplage fort de la génératrice, du convertisseur électronique de puissance et du contrôle du couple de récupération. Le dimensionnement d'une telle chaîne de conversion, en traitant simultanément les principaux paramètres de dimensionnement de la machine et du convertisseur, ne semble pas encore avoir fait l'objet d'une optimisation, ni dans ce contexte ni dans d'autres contextes, d'ailleurs. Nous proposons dans cette thèse une méthode générale d'optimisation du dimensionnement d'un ensemble convertisseur-machine applicable bien au-delà de la houlogénération. Nous l'appliquons ici au houlogénérateur SEAREV. Les points originaux de cette méthode sont :

**La prise en compte du cycle de fonctionnement :** La diversité des points de fonctionnements rencontrés dans cette application nous impose en effet de considérer l'ensemble du cycle de fonctionnement.

**L'optimisation couplée machine-convertisseur :** Une revue de la littérature nous indique en effet que l'optimisation couplée du dimensionnement de ces deux composants se révèle pertinente notamment dans le cas d'une application où le fonctionnement en défluxage est requis.

**Le couplage au contrôle du système :** Le mode de contrôle du houlogénérateur SEAREV influe sur sa productivité et sur le cycle de fonctionnement de la chaîne de conversion. Cette dernière ne peut donc être optimisée qu'en couplage fort avec le contrôle du houlogénérateur.

Une seconde problématique concerne le lissage à court terme de la production électrique des houlogénérateurs directs. Encore une fois, c'est sur l'optimisation du dimensionnement d'un système

de stockage que des manques se font sentir. Nous proposons donc de traiter ce point avec un aspect original :

**Le dimensionnement sur cycle de vie :** le vieillissement du système de stockage est un point critique pour cette application. En effet les fluctuations importantes de puissance constituent une sollicitation extrêmement contraignante et la nécessité d'avoir un besoin de maintenance quasiment nulle justifie la pertinence de la prise en compte du vieillissement dès l'étape de dimensionnement.

L'étude de ces deux problématiques seront respectivement l'objet des chapitres 3 et 4. Avant de traiter ces deux aspects, nous proposons dans le chapitre suivant, une présentation plus approfondie du système SEAREV dans sa version tout-électrique.





## Chapitre 2

# La version "tout-électrique" du système SEAREV

### Sommaire

---

2.1 Le système SEAREV . . . . .	65
2.2 Considérations numériques : temps de calcul et quantités de données . . . . .	74
2.3 La chaîne de conversion tout-électrique en entraînement direct avec stockage d'énergie intégré . . . . .	75

---

### Introduction

L'objet de ce chapitre est de familiariser le lecteur avec le système SEAREV et d'introduire les principales problématiques scientifiques qu'il génère en électrotechnique. Nous présenterons d'abord le contrôle du couple d'amortissement du volant pendulaire. Ce contrôle a un impact à la fois sur la productivité du système mais aussi sur la sollicitation de la chaîne électrique car c'est elle qui a pour rôle d'appliquer le couple d'amortissement optimisé selon des critères spécifiques. Nous mettrons alors en évidence l'intérêt d'un contrôle avec un écrêtage de la puissance mécanique convertie et la nécessité de dimensionnement de la chaîne électrique en couplage fort avec la loi d'amortissement. Ce couplage fort implique notamment de mettre en place une méthodologie permettant de traiter le problème dans un contexte de temps de calcul et de quantité de données numériques acceptables.

### 2.1 Le système SEAREV

Comme nous l'avons déjà indiqué au paragraphe 1.3.5, le SEAREV (Système Électrique Autonome de Récupération de l'Énergie des Vagues) est un houlogénérateur de type C5 dans sa version tout-électrique. Son principe de fonctionnement a été décrit dans le même paragraphe. Nous rappelons ici son schéma de principe sur la figure 2.1.

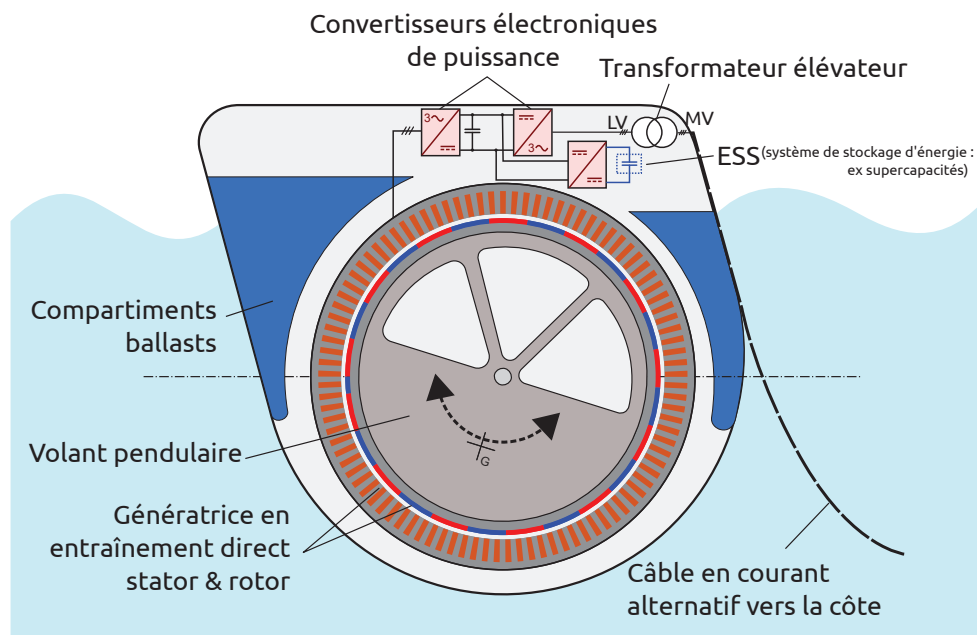


FIGURE 2.1: Schéma de principe du système SEAREV dans sa version tout-électrique

### 2.1.1 Géométrie considérée

La géométrie de la coque externe et celle du pendule interne sont, à ce stade du projet, encore des paramètres à l'étude, c'est pourquoi nous avons, dans le cadre de cette thèse, considéré une géométrie particulière baptisée DES179 (cf. Fig. 2.2). Les géométries externe (coque) et interne (pendule) ont une influence importante sur la réponse hydrodynamique et mécanique du SEAREV à un profil de houle donné. Bien que nécessitant d'être optimisée de façon couplée avec la chaîne de conversion<sup>1</sup>, car son impact sur la productivité et le coût final du système est majeur, nous la considérons comme fixe.

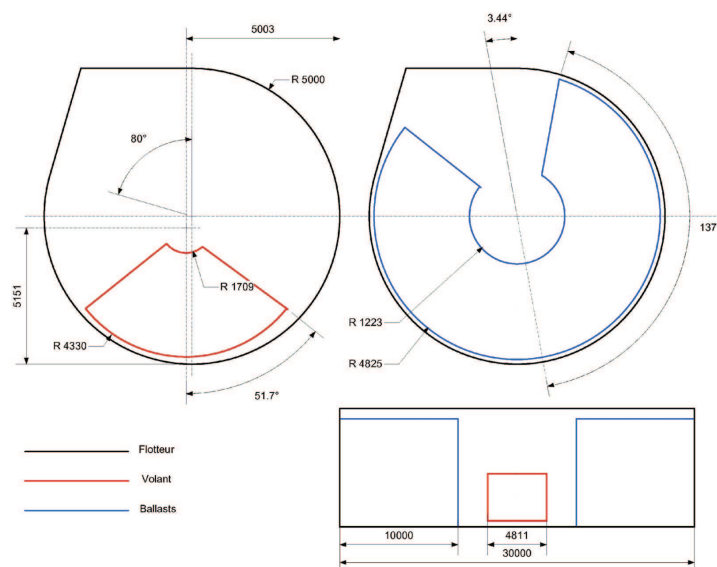


FIGURE 2.2: Géométrie DES179 (potentielle) du SEAREV (Source : LMF Ecole Centrale de Nantes)

1. La géométrie du SEAREV a déjà fait l'objet d'optimisation de forme mais découplée de la chaîne de conversion

**TABLE 2.1:** Quelques caractéristiques dimensionnelles de la géométrie DES179

Déplacement (Masse totale)	2181t
Masse ballast	1617t
Masse de la structure flotteur équipements compris (estimés)	271t
Masse du pendule	293t
Largeur	30m
Longueur	10m

### 2.1.2 Contrôle de l'amortissement du volant pendulaire

La résolution du modèle hydrodynamique et mécanique du SEAREV (décrit en Annexe B) nécessite la connaissance à chaque instant du couple d'amortissement du volant pendulaire  $T_{damp}(t)$ . Ce couple d'amortissement récupératif est exercé, dans le cas d'un SEAREV "tout-électrique", par une génératrice électrique pilotée par un convertisseur électronique de puissance. Ce système "convertisseur-machine" permet, dans les limites de couple et de vitesse imposées par son dimensionnement, d'appliquer rapidement n'importe quelle valeur de couple  $T_{damp}(t)$  déduite d'une loi d'amortissement.

Trois lois d'amortissement ont été étudiées dans la thèse de Marie Ruellan [Ruellan07]. La première, la plus simple et probablement la plus robuste, consiste en un **amortissement visqueux** du volant pendulaire :

$$T_{damp}(t) = \beta\Omega(t) \quad (2.1)$$

où  $\Omega$  est la vitesse de rotation relative entre le volant pendulaire et le flotteur et  $\beta$  est appelé coefficient d'amortissement visqueux et peut être optimisé pour chaque état de mer. La puissance mécanique instantanée convertie est alors proportionnelle au carré de la vitesse de pendulation  $\Omega(t)^2$ . Cela a pour conséquence de fortes fluctuations, et en particulier un rapport puissance mécanique maximale sur puissance mécanique moyenne (correspondant à l'énergie récupérable) qui peut être très important (selon l'état de mer) et engendrer un surdimensionnement coûteux de la chaîne de conversion électrique. C'est pourquoi, très tôt, une seconde loi d'amortissement a été introduite, qui consiste en un **amortissement visqueux complété d'un écrêtage de la puissance** mécanique convertie. Le couple d'amortissement suit alors, durant les phases d'écrêtage, une loi hyperbolique de la vitesse à partir d'un seuil de puissance :

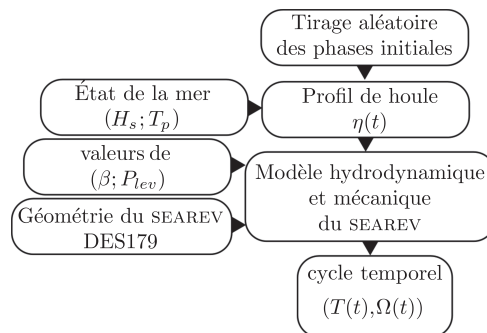
$$T_{damp}(t) = \begin{cases} \beta\Omega(t) & \text{si } \beta\Omega(t)^2 < P_{lev} \\ \frac{P_{lev}}{\Omega(t)} & \text{si } \beta\Omega(t)^2 \geq P_{lev} \end{cases} \quad (2.2)$$

où  $P_{lev}$  est appelée puissance d'écrêtage (levelling power). Elle devient la puissance mécanique maximale convertie si la zone d'écrêtage est atteinte. Ce contrôle ne doit pas être confondu avec un délestage de la puissance mécanique incidente. En effet la puissance non convertie est en partie stockée en énergie mécanique (cinétique et potentielle) du volant pendulaire (ce dernier, moins amorti, a tendance à prendre de la vitesse et avoir une amplitude de pendulation plus importante) tandis qu'une autre partie est renvoyée à la mer sous la forme d'efforts de radiation.

La dernière stratégie de contrôle du couple d'amortissement, appelée contrôle par **latching**, consiste à bloquer le degré de liberté "productif" c'est à dire ici, la rotation entre le volant pendulaire et le flotteur lorsque la vitesse relative s'annule. Ce blocage n'est donc pas dissipatif. Entre les instants de latching (i.e. de blocage), le mouvement peut être amorti selon une loi quelconque mais considéré souvent de type amortissement visqueux. Ce contrôle a fait l'objet d'études approfondies au Laboratoire de Mécanique des Fluides [Babarit06, Babarit04, Babarit05b, Babarit05a]. Il permet de réaliser des résonances paramétriques et vise à maintenir les efforts d'interaction avec la houle toujours en phase avec les vitesses du flotteur. Il permet d'augmenter la productivité moyenne notamment sur les états de mer où les périodes d'excitation sont plus éloignées des périodes propres du SEAREV. Le couple exercé sur le volant pendulaire peut alors être séparé en deux termes (cf Eq. 2.3) : un couple d'amortissement et un couple de blocage. Pour des raisons de simulation numérique, le couple de blocage est modélisé dans la pratique comme un amortissement visqueux avec un coefficient d'amortissement "très grand".

$$\begin{aligned} T_{damp+latch}(t) &= T_{damp}(t) + T_{latch}(t) \\ &= \beta\Omega(t) + Gu(t)\Omega(t) \end{aligned} \quad (2.3)$$

avec  $G$  très supérieur à  $\beta$  (typiquement 40 fois) et  $u(t)=1$  si blocage et 0 sinon. Cependant la détermination des instants de blocage et de déblocage nécessite une procédure d'optimisation spécifique. Dans un calcul numérique, cela passe par une procédure itérative selon le principe du maximum de Pontryagin [Babarit05a]. Dans la pratique, la mise en œuvre d'un tel contrôle nécessiterait une prédiction à court-terme de la houle incidente car c'est un contrôle non causal.



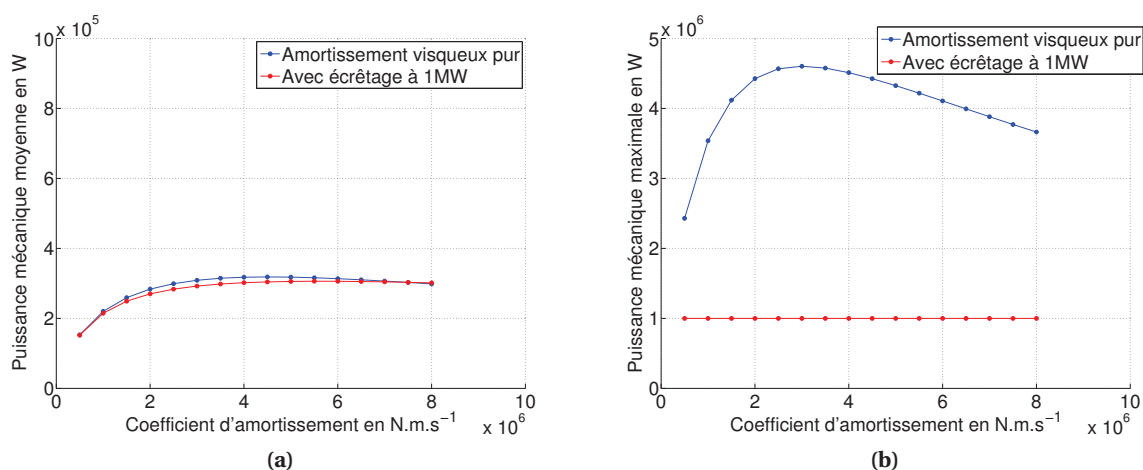
**FIGURE 2.3:** *Synoptique des entrées-sorties du modèle numérique hydrodynamique et mécanique du houlogénérateur SEAREV*

Avec le modèle numérique mis à notre disposition, nous avons cependant rencontré quelques difficultés pour obtenir une bonne convergence de la détermination des instants de blocage et de déblocage, ces derniers se faisant parfois, à l'inverse du cas souhaité, à vitesse relative non nulle. Mais surtout, l'hybridation du contrôle par latching avec l'indispensable écrêtage de puissance entre les instants de latching, n'est aujourd'hui pas faisable avec les méthodes et modèles numériques disponibles. Même si l'augmentation de la productivité est importante grâce à ce type de contrôle, nous avons préféré nous focaliser seulement sur une loi de type amortissement visqueux (dépendant de l'état de mer) avec écrêtage (valeur de puissance d'écrêtage constante quel que soit l'état de mer), en considérant que le passage à un autre type de contrôle ne nécessiterait pas un saut méthodologique

important.

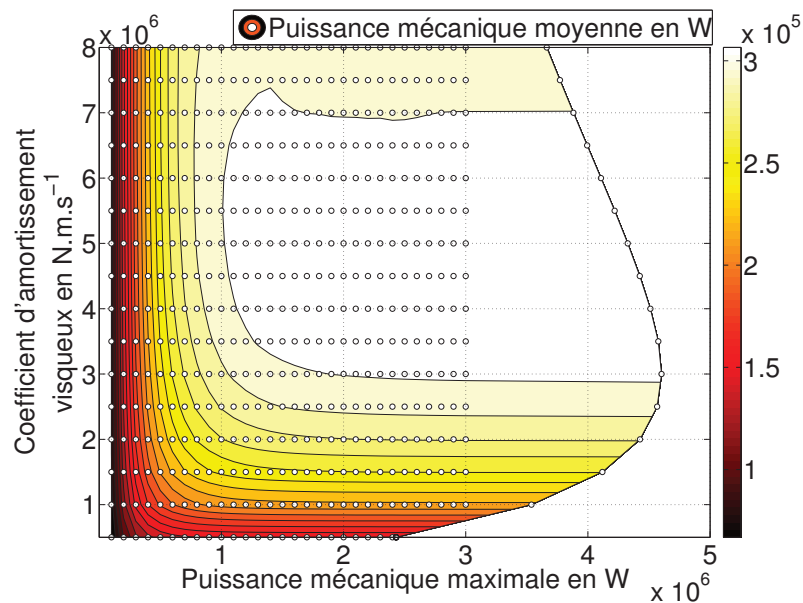
### 2.1.3 Mise en évidence de l'intérêt d'un écrêtage de la puissance mécanique convertie

Afin de mettre en évidence l'intérêt d'un contrôle de type visqueux avec écrêtage par rapport à un amortissement purement visqueux, nous présentons sur les figures 2.4a et 2.4b l'influence de l'écrêtage sur la puissance mécanique moyenne (énergie mécanique récupérable) et la puissance mécanique maximale. Il apparaît sur la figure 2.4a qu'il existe une valeur du coefficient d'amortissement visqueux qui maximise la valeur moyenne de la puissance mécanique. Cette valeur optimale de  $\beta$  diffère selon que la puissance mécanique est écrêtée ou non : égal à  $4,5 \text{ MN.m.s}^{-1}$  sans écrêtage, il passe à  $5 \text{ MN.m.s}^{-1}$  en écrêtant la puissance à  $1 \text{ MW}$ . Mais il faut aussi remarquer que la valeur moyenne de la puissance mécanique ne varie pas dans une grande proportion. Il n'en est pas de même pour sa valeur maximale qui, sans écrêtage, dépasse  $4 \text{ MW}$ , mais reste limitée à  $1 \text{ MW}$  avec écrêtage.

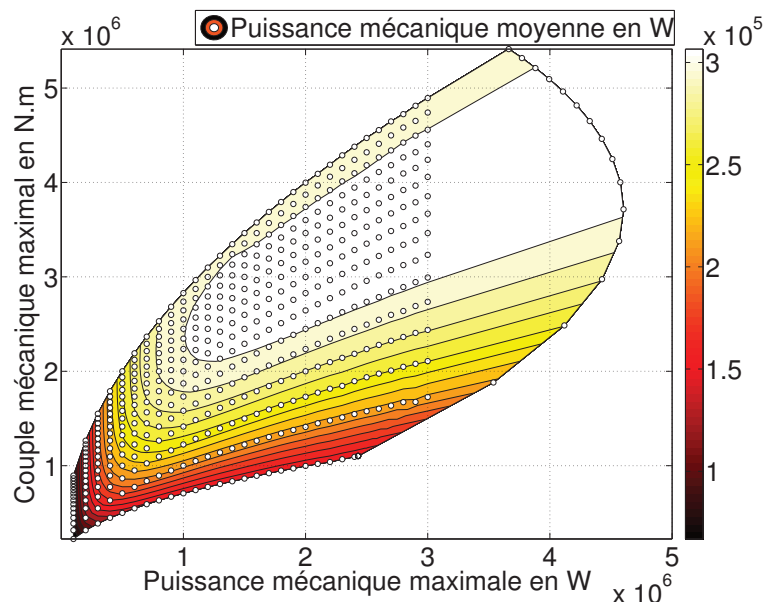


**FIGURE 2.4:** Valeur moyenne (à gauche) et valeur maximale (à droite) de la puissance mécanique pour différentes valeurs de coefficients d'amortissement visqueux, sans écrêtage et avec écrêtage de la puissance à  $1 \text{ MW}$ , sur un cycle simulé d'une heure pour un état de mer ( $H_s = 3,5 \text{ m}$ ,  $T_p = 9 \text{ s}$ )

La figure 2.5 représente un dégradé de la puissance mécanique moyenne pour un état de mer ( $H_s = 3,5 \text{ m}$ ,  $T_p = 9 \text{ s}$ ) (qui correspond à l'état de mer le plus énergétique sur le site de l'île d'Yeu au cours de l'année 1999), en fonction du coefficient d'amortissement visqueux (qui varie ici de  $0,5$  à  $8 \text{ MN.m.s}^{-1}$  par incrément de  $0,5 \text{ MN.m.s}^{-1}$ ) et de la puissance mécanique maximale (la puissance d'écrêtage variant ici de  $100 \text{ kW}$  à  $3 \text{ MW}$  par incrément de  $100 \text{ kW}$ , des points sans écrêtage sont aussi représentés et forment la frontière droite de la surface). De ces figures, nous pouvons déduire que, dans une certaine plage, l'écrêtage permet de réduire très sensiblement la puissance maximale sans affecter significativement l'énergie récupérable (puissance moyenne). La puissance maximale étant, a priori, une grandeur dimensionnante de la chaîne de conversion (au moins pour la partie électronique de puissance), l'écrêtage en puissance présente donc un intérêt pour l'optimisation du dimensionnement de cette dernière qu'il conviendra de prendre en compte au moment venu.



**FIGURE 2.5:** Valeur moyenne de la puissance mécanique en fonction de la valeur maximale de la puissance mécanique et du coefficient d'amortissement visqueux, sur un cycle simulé d'une heure pour un état de mer ( $H_s = 3,5\text{ m}$ ,  $T_p = 9\text{ s}$ ) (Remarques : le quadrillage correspond à différents points de simulation pour différents couples de paramètres d'amortissement, la valeur maximale de la puissance mécanique n'est égale à la puissance d'écrêtage que si  $\beta\Omega(t)^2 > P_{lev}$  au moins une fois sur le cycle, ce qui n'est pas le cas pour les quelques points où  $P_{lev} = \infty$  (frontière à droite) ou quand  $\beta$  est faible).



**FIGURE 2.6:** Valeur moyenne de la puissance mécanique en fonction des valeurs maximales de la puissance mécanique et du couple mécanique, sur un cycle simulé d'une heure pour un état de mer ( $H_s = 3,5\text{ m}$ ,  $T_p = 9\text{ s}$ )

Mais la puissance n'est pas la seule grandeur a priori dimensionnante pour la chaîne de conversion : le couple en est une autre (au moins pour la génératrice) par exemple. La figure 2.6 représente le dégradé de la puissance mécanique moyenne en fonction du couple mécanique maximal et de la puissance mécanique maximale. Sur les courbes iso-valeur de puissance mécanique moyenne, nous pouvons constater que puissance mécanique maximale et couple mécanique maximal, ne sont deux grandeurs contradictoires (i.e. la diminution de la première entraîne l'augmentation de la seconde) que sur une faible portion de ces courbes. Il est donc possible d'écarter la puissance mécanique convertie, tout en diminuant par la même occasion la valeur maximale du couple mécanique. Cet écartage se fait bien évidemment au prix d'une perte de productivité (diminution de la valeur moyenne de la puissance mécanique) mais nous pouvons supposer qu'il présente un intérêt vis à vis de l'investissement que représente le coût de la chaîne électrique.

Ces quelques constatations préliminaires permettent de voir qu'il n'est pas simple de définir a priori quels sont les "meilleurs"<sup>2</sup> paramètres d'amortissement  $\beta$  et  $P_{lev}$ . Lors d'une optimisation de dimensionnement de la chaîne de conversion électrique, il est donc important de considérer aussi ces variables d'amortissement au même titre que les variables de dimensionnement de la chaîne de conversion. En effet, les valeurs maximales de couple mécanique et de puissance mécanique ont un impact fort sur le coût de la chaîne de conversion électrique. Ces valeurs maximales ne sont pas "subies" et doivent être le fruit d'une optimisation économique et énergétique.

Nous présentons sur la figure 2.7, la productivité annuelle du SEAREV (valeurs obtenues pour la géométrie considérée : DES179), en fonction d'une valeur maximale admise de couple mécanique et d'une puissance d'écarterage, pour le site de l'île d'Yeu dont les probabilités d'apparition d'états de mer ont été présentées sur la figure 1.3. Pour cela nous avons procédé sur les 106 états de mer caractérisant le site de l'île d'Yeu, à  $16 \times 31$  simulations hydrodynamiques (correspondants aux 16 et 31 valeurs discrètes de  $\beta$  et de  $P_{lev}$ ). En post-traitement et compte tenu de deux limitations imposées, en couple et en puissance, les paramètres de contrôle de l'amortissement  $\beta$  et  $P_{lev}$  sont choisis pour chaque état de mer afin de maximiser la puissance mécanique moyenne. Cela permet donc de se faire une idée de la valeur du productible pour différentes combinaisons de ces limitations en couple et en puissance.

De ce calcul et de la figure correspondante, nous pouvons remarquer que l'augmentation du couple maximal (admissible par la chaîne de conversion) au-delà d'une valeur d'environ  $2 MN.m$ , et l'augmentation de la puissance d'écarterage au-delà d'une puissance d'environ  $1 MW$ , ne présentent qu'un intérêt mineur vis-à-vis de l'augmentation de la productivité annuelle du système SEAREV (encore une fois compte tenu de la géométrie considérée).

Les valeurs d'énergie annuelle obtenues peuvent mener à des valeurs de nombre d'heures équivalent à pleine puissance relativement faibles :  $1000 MWh$  à  $1 MW$  de puissance crête correspondent en effet à  $1000 h$  en équivalent pleine puissance. Cependant, nous sommes en droit de nous interroger sur la définition de la "pleine puissance". En effet, la puissance produite étant fondamentalement pulsante, la pleine puissance peut aussi être définie comme le maximum de la valeur moyenne de

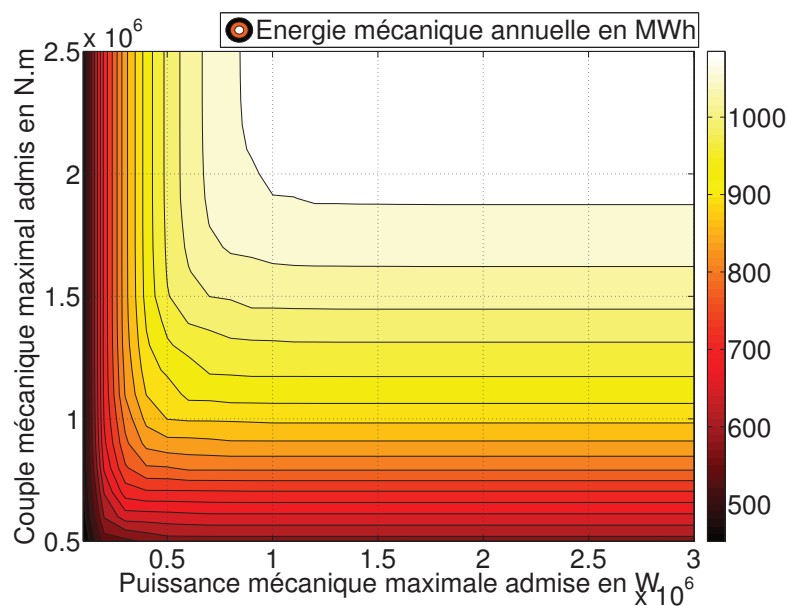
---

2. au sens de quels critères ?



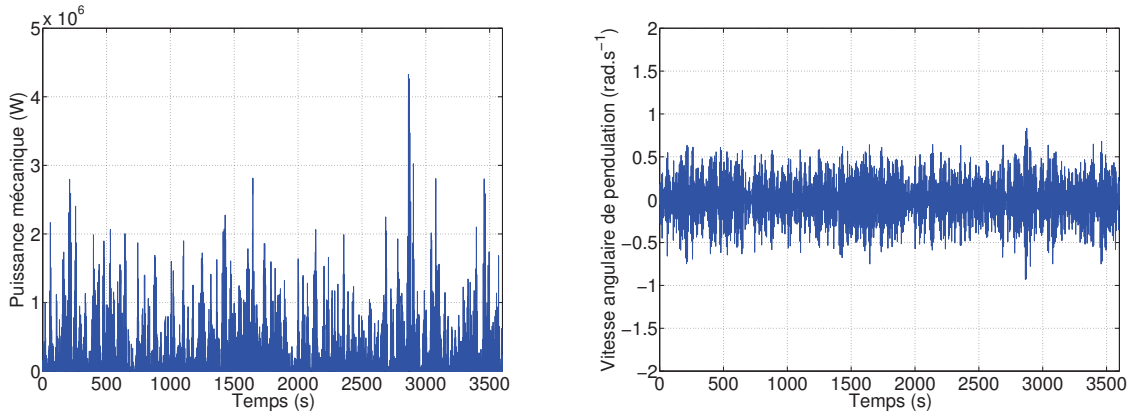
la puissance sur les états de mer rencontrés. Cette "nouvelle" définition de la pleine puissance, plus équitable vis-à-vis d'une comparaison avec les éoliennes par exemple, permet d'augmenter d'un facteur quasiment 2, le nombre d'heures en équivalent pleine puissance...

Cette productivité est une énergie mécanique annuelle (donc une énergie productible) avant conversion électrique. Il faut lui retrancher les pertes électriques (machine et convertisseur statique) pour avoir la productivité électrique annuelle. Ces pertes dépendent du dimensionnement de la chaîne électrique et ont des valeurs différentes selon les états de mer.

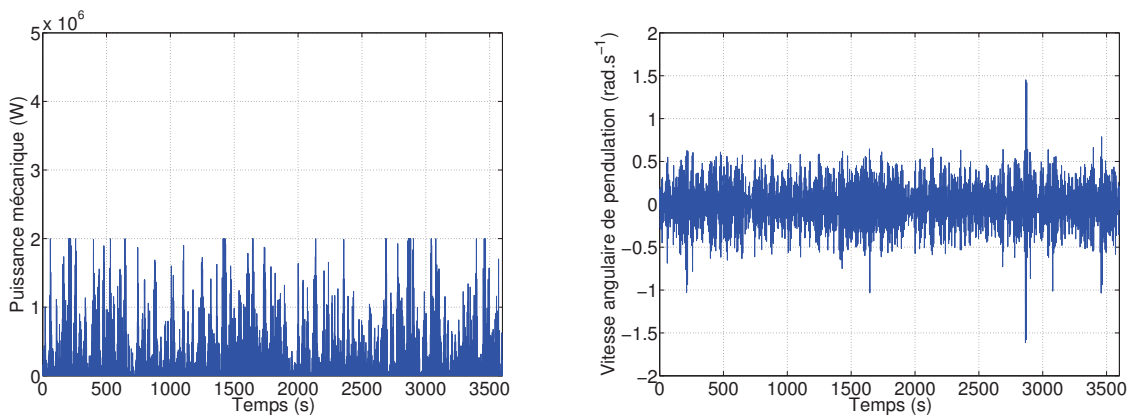


**FIGURE 2.7:** Énergie mécanique annuelle (avant conversion électrique) en fonction d'une puissance d'écrêtage et d'une valeur maximale admise de couple mécanique, valeurs obtenues pour le site de l'île d'Yeu (ressource annuelle moyenne d'environ  $25 \text{ kW} \cdot \text{m}^{-1}$ )

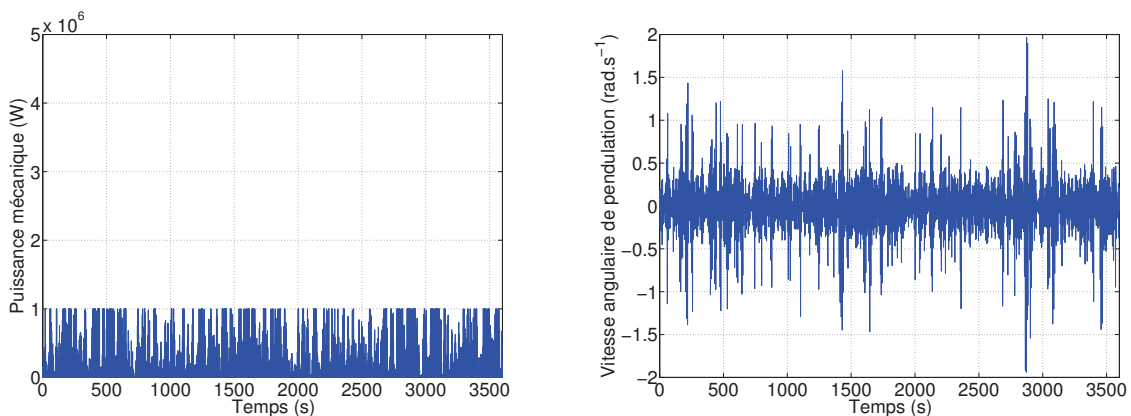
L'intérêt de l'écrêtage de la puissance sur le dimensionnement en puissance de la chaîne de conversion "tout-électrique" doit donc être évalué en termes de rentabilité. Il y a cependant un effet secondaire que nous n'avons évoqué que très partiellement. Pendant les instants d'écrêtage de la puissance, le volant pendulaire prend plus de vitesse que lors d'un amortissement purement visqueux. Les figures 2.8 à 2.10 présentent, pour un même profil temporel de houle (et un même tirage aléatoire des phases) correspondant à un même état de mer ( $H_s = 3,5 \text{ m}$ ,  $T_p = 9 \text{ s}$ ), les profils de puissance mécanique et de vitesse de pendulation pour des paramètres d'amortissement respectivement de ( $\beta = 5 \text{ MN} \cdot \text{m} \cdot \text{s}^{-1}$ ,  $P_{lev} = \infty$ ), ( $\beta = 5 \text{ MN} \cdot \text{m} \cdot \text{s}^{-1}$ ,  $P_{lev} = 2 \text{ MW}$ ) et ( $\beta = 5 \text{ MN} \cdot \text{m} \cdot \text{s}^{-1}$ ,  $P_{lev} = 1 \text{ MW}$ ). L'excursion en vitesse augmente donc avec la diminution de la puissance d'écrêtage. Pour que l'écrêtage de la puissance mécanique puisse être entièrement bénéfique pour le dimensionnement en puissance de la chaîne de conversion, cette dernière devra autoriser une plage de vitesse à puissance maximale suffisamment importante.



**FIGURE 2.8:** Profils de puissance mécanique et de vitesse de pendulation pour des paramètres d'amortissement de ( $\beta = 5 \text{ MN.m.s}^{-1}$ ,  $P_{lev} = \infty$ )



**FIGURE 2.9:** Profils de puissance mécanique et de vitesse de pendulation pour des paramètres d'amortissement de ( $\beta = 5 \text{ MN.m.s}^{-1}$ ,  $P_{lev} = 2 \text{ MW}$ )



**FIGURE 2.10:** Profils de puissance mécanique et de vitesse de pendulation pour des paramètres d'amortissement de ( $\beta = 5 \text{ MN.m.s}^{-1}$ ,  $P_{lev} = 1 \text{ MW}$ )

## 2.2 Considérations numériques : temps de calcul et quantités de données

La résolution numérique du modèle hydrodynamique et mécanique du SEAREV est assez lourde en temps de calcul. Sur un cœur de processeur cadencé à 3 Ghz, le temps de calcul d'une simulation sur un horizon temporel d'une heure représente environ 20 s. A titre d'exemple, la détermination des points représentés aux figures 2.5 et 2.6 a nécessité 496 simulations unitaires de 20 s (correspondant à 16 valeurs de  $\beta$  pour 31 valeurs de  $P_{lev}$ ). Cela représente 3h de calcul mais qui peuvent être divisées par le nombre de cœurs disponibles sur le processeur.

La figure 2.7 a nécessité les mêmes calculs mais multipliés par 106 états de mer, qui correspondent à un échantillonnage de la carte d'apparition des états de mer sur le site de l'île d'Yeu représenté sur la figure 1.3. Le temps de calcul global atteint alors ici environ 300 h pour le simple tracé de cette figure. On imagine donc ce que pourrait donner une tentative d'optimisation globale de la seule chaîne de conversion fondée sur une prise en compte d'une année complète et de l'ensemble des paramètres de dimensionnement et de contrôle.

Pour tous ces calculs, une seule réalisation de profil de houle a été prise en compte (une réalisation correspondant à un tirage aléatoire des phases initiales de chaque composante fréquentielle du profil d'élévation de la surface libre cf Annexe A), car au-delà du problème de temps de calcul, se pose aussi celui de la quantité de données informatiques que ces calculs représentent.

Bien que pour le tracé des figures 2.5 à 2.7, il est possible de ne conserver que des grandeurs statistiques (valeurs maximales ou moyennes) et donc peu gourmandes en mémoire, il est important, pour la suite des travaux et notamment pour le dimensionnement de la chaîne électrique et d'un système de stockage de l'énergie, de conserver aussi les profils temporels correspondants. En effet, nous allons optimiser en couplage fort le dimensionnement de la chaîne électrique et la loi de contrôle de l'amortissement au travers des deux paramètres  $\beta$  et  $P_{lev}$ . Deux stratégies de gestion des ressources informatiques s'offrent à nous :

- La première consiste à lancer la résolution numérique du modèle numérique pour chaque état de mer caractérisant un site en mer et chaque couple de paramètres d'amortissement particulier. Le cycle de fonctionnement obtenu est supprimé aussitôt que l'évaluation des performances de la chaîne électrique est terminée. La ressource en mémoire est alors peu sollicitée mais le temps de calcul devient très important si le nombre d'évaluations nécessaire au processus de dimensionnement est grand.
- La deuxième consiste à pré-calculer un certain nombre de cycles de fonctionnement pour les états de mer caractérisant un site et pour plusieurs combinaisons discrètes de paramètres d'amortissement. L'ensemble des résultats est sauvegardé et peut ensuite être rechargé en mémoire dans un temps beaucoup plus faible que celui nécessaire à la résolution du modèle numérique. La ressource en mémoire est alors très sollicitée, mais les calculs n'ont pas besoin d'être répétés et les résultats sont réutilisables.

Dans le cadre de cette thèse, nous avons choisi la deuxième stratégie qui permet d'éviter des calculs redondants et qui s'avère plus souple que la première lorsqu'un grand nombre d'évaluations et

d'études de sensibilité doivent être réalisées.

Chaque cycle de fonctionnement sauvegardé sera composé de 36000 points de données (avec un pas de temps de 0,1s sur une durée totale de simulation d'une heure). Avec le format de sauvegarde considéré (fichier MATLAB), la sauvegarde d'un cycle pour une réalisation de houle, sur un état de mer et un jeu de paramètres d'amortissement fixés, représente une taille mémoire d'environ 600 ko. Au global, pour 106 états de mer différents<sup>3</sup>, une réalisation de houle pour chacun, et 496 couples de paramètres d'amortissement<sup>4</sup>, cela représente une quantité de données d'environ 30 Go.

## 2.3 La chaîne de conversion tout-électrique en entraînement direct avec stockage d'énergie intégré

Le concept du SEAREV fut d'abord envisagé avec une chaîne de conversion oléo-pneumatique. Ce type de chaîne de conversion équipe en effet déjà d'autres systèmes houlogénérateurs plus avancés (Pelamis par exemple) et permettait d'envisager d'utiliser des composants disponibles "sur étagère". La topologie du système SEAREV se prête cependant naturellement à l'adoption d'une solution tout-électrique avec l'utilisation d'une génératrice électrique en entraînement direct. Les quelques profils de puissance représentés sur les figures 2.8 à 2.10 montrent bien le caractère fondamentalement pulsant de la puissance électrique produite en sortie de génératrice. Un système de stockage de l'énergie peut constituer un moyen d'amélioration de la qualité de la puissance injectée au réseau, c'est une voie que nous proposons d'étudier dans cette thèse.

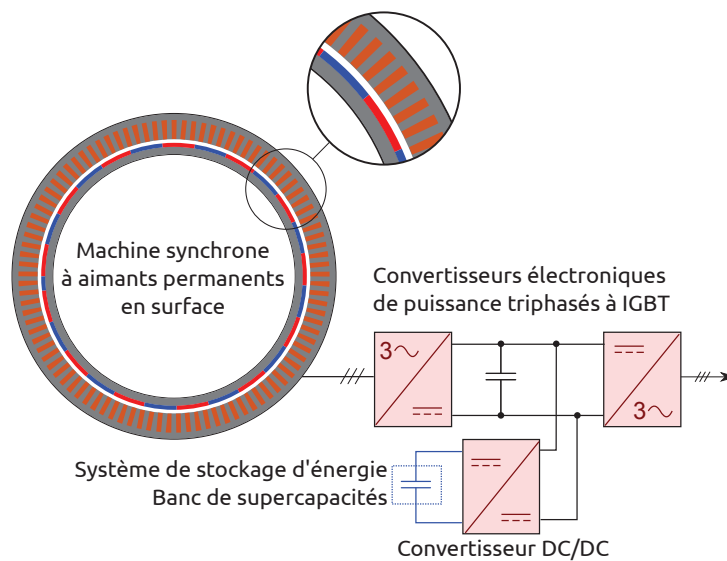
La génératrice, associée à un convertisseur électronique de puissance "côté génératrice", applique et contrôle en temps réel le couple récupératif au niveau de la rotation relative entre le volant pendulaire et le flotteur. Les deux autres convertisseurs DC-DC ("côté stockage") et DC-AC ("côté réseau") devront être associés à des stratégies de régulation permettant de contrôler les flux de puissance à stocker ou à injecter au réseau.

### 2.3.1 Choix technologiques et introduction à la problématique de dimensionnement de la chaîne de conversion électromécanique de l'énergie

Dans le cadre de cette thèse, nous considérons des choix technologiques particuliers : une génératrice triphasée à aimants permanents déposés en surface et un convertisseur à modules IGBT. Ces choix, non décorrelés des réalités technologiques actuelles, ont surtout été faits pour qu'il soit possible de focaliser notre effort sur les aspects méthodologiques. En effet, une structure électromagnétique à aimants permanents en surface permet de minimiser la complexité des modèles analytiques et une architecture électronique de puissance en pont triphasé à modulation de largeur d'impulsion offre de très bonnes possibilités de contrôle.

3. ce nombre est lié à la discrétisation des données d'état de mer dont nous disposons pour le site de l'île d'Yeu

4. 16 valeurs de  $\beta$ , pour 30 valeurs de  $P_{lev}$  plus un cycle sans écrêtage



**FIGURE 2.11:** Schéma de la chaîne de conversion tout-électrique avec stockage d'énergie

Concernant le dimensionnement de l'ensemble de la chaîne de conversion, il devra prendre en compte l'ensemble des points de fonctionnement couple-vitesse rencontrés et être réalisé en couplage fort avec le système, à travers les paramètres de contrôle d'ordre supérieur tels que nous les avons définis précédemment : coefficient d'amortissement visqueux  $\beta$  et puissance d'écrêtage  $P_{lev}$ .

La génératrice fonctionne fondamentalement à vitesse variable et il n'est a priori pas possible de simplifier le dimensionnement de la chaîne électrique en ne considérant qu'un unique point de fonctionnement nominal ou efficace. Certains points de fonctionnement ont une probabilité d'apparition importante mais une puissance très faible donc un potentiel énergétique faible, tandis que d'autres dans la zone d'écrêtage présentent une puissance instantanée importante mais une probabilité d'apparition faible et donc également un potentiel énergétique faible. Entre ces deux extrêmes, des points de fonctionnement à puissance et probabilité d'apparition moyenne seront les plus énergétiques. Tous ces points de fonctionnement devront pouvoir être atteints compte tenu des limites électriques imposées par la tension du bus continu, le nombre de spires en série par phase ou les calibres courant des semi-conducteurs de puissance par exemple. Leur excursion en couple et vitesse, leur répartition énergétique sera extrêmement dépendante des paramètres d'amortissement. Ces paramètres d'amortissement définissent aussi la puissance productible (puissance mécanique moyenne avant conversion électrique). Ils ont donc à la fois un impact sur le coût de la chaîne de conversion mais aussi sur la productivité du système.

L'écrêtage en puissance présente a priori un intérêt sur le dimensionnement en puissance de la chaîne de conversion, au moins en ce qui concerne la puissance apparente du convertisseur électronique de puissance. Cet intérêt sera d'autant plus marqué que la génératrice présentera une bonne aptitude au défluxage. Il est donc nécessaire d'adopter une démarche de dimensionnement couplée amortissement-génératrice-convertisseur dans laquelle des lois de commande (de niveau inférieur) des courants dans la génératrice autoriseront un fonctionnement en régime de défluxage.

### 2.3.2 Choix technologiques et introduction à la problématique de dimensionnement du système de stockage de l'énergie en vue du lissage de la production électrique

Ainsi que nous l'avons déjà introduit dans la section 1.5 : la production électrique des houlogénérateurs à entraînement direct, dont fait partie le SEAREV, est très fortement et fondamentalement pulsante. La puissance électrique en sortie de la génératrice présente sensiblement les mêmes caractéristiques de fluctuations que la puissance fournie par la houle incidente. Compte tenu de la nature pendulaire de mouvement et en supposant que la période d'oscillation est égale à celle d'excitation, la puissance produite s'annule deux fois par période de vagues. A titre d'exemple, la figure 2.12 détaille le profil de puissance de la figure 2.10. Dans cet exemple, la puissance d'écrrêtage  $P_{lev}$  a été fixée à 1 MW et le coefficient d'amortissement visqueux  $\beta$  à  $5 MN.m.s^{-1}$ . La valeur moyenne de la puissance (correspondant à l'énergie productible) de ce profil est de 300 kW.

La fluctuation de la puissance générée pose ainsi le problème de la qualité de la puissance injectée au réseau. Aussi, toute la problématique de lissage est ici déportée au niveau de la chaîne électrique et nécessite l'utilisation d'un stockage électrique à court terme et d'une stratégie de gestion adaptés.

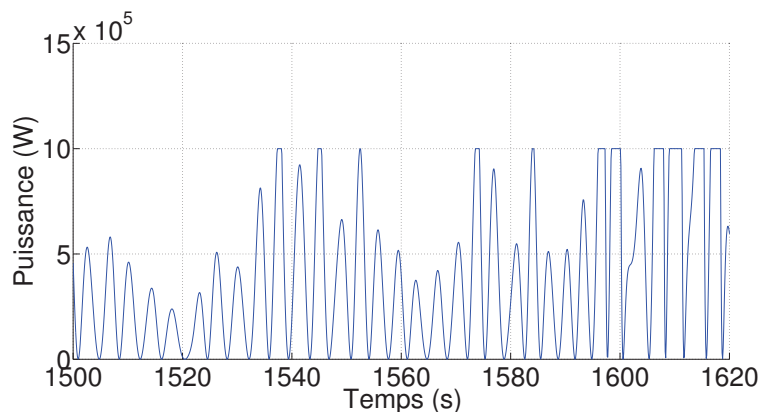


FIGURE 2.12: Détail du profil de la figure 2.10 sur une durée de deux minutes

Dans le contexte des houlogénérateurs à entraînement direct, le stockage de la puissance instantanée en vue du lissage sera plutôt qualifié de stockage à court-terme. Le temps caractéristique d'un tel système de stockage (rapport énergie/puissance) sera situé de la dizaine à quelques dizaines de secondes (périodes de houle, bouffées de vagues). L'objectif du lissage consiste avant tout à améliorer la qualité de la puissance fournie et non à assurer une continuité de fourniture qui nécessiterait elle des moyens de stockage à moyen et long termes beaucoup plus lourds. Plusieurs technologies sont a priori adaptées au cahier des charges du stockage à court terme. D'abord, une très forte tenue en cyclage est requise (sur une durée de vie de 20 ans, ce sont environ 80 millions de cycles de houle qui donneront deux fois plus de cycles de puissance électrique<sup>5</sup>) ainsi qu'un bon rendement dans ces conditions de cyclage. Le stockage d'énergie dans des bobines supraconductrices permettrait donc de répondre aux besoins en puissance, en énergie et en cyclage tout comme le stockage par volant d'inertie. Cependant, si l'on envisage un système embarqué dans le houlogénérateur, les contraintes d'autonomie empêchent l'utilisation de la première technologie qui nécessite la présence

5. mais pas autant de cycles complets de charge/décharge du système de stockage

d'un moyen de refroidissement alimenté de façon externe. Tandis que les contraintes mécaniques associées aux mouvements limitent l'utilisation de la seconde. En effet même si les volants d'inertie sont déjà utilisés dans des systèmes mobiles en contrant les effets des forces d'inertie par une mise en contre rotation de deux volants, ils posent cependant des problèmes de maintenance et de fiabilité. L'utilisation d'un dispositif statique tels les supercondensateurs, est a priori plus prometteur dans ce contexte notamment par de moindres besoins de maintenance. C'est pourquoi la technologie qui nous semble être la plus adaptée au lissage de la puissance électrique des houlogénérateurs à entraînement direct est celle à base de batteries **de supercondensateurs**.

## Chapitre 3

# Optimisation du dimensionnement de l'ensemble convertisseur-machine sur un état de mer

### Sommaire

---

3.1 Définition du problème d'optimisation : objectifs, variables et contraintes. . . . .	80
3.2 Résolution numérique du problème d'optimisation . . . . .	90
3.3 Analyse d'un résultat de référence . . . . .	100
3.4 Quelques études de sensibilité . . . . .	126

---

### Introduction

L'objet de ce chapitre est de présenter la méthodologie d'optimisation du dimensionnement de l'ensemble convertisseur-machine (sans prise en compte du système de stockage). L'optimisation du dimensionnement est réalisée sur un **cycle de fonctionnement** (ensemble de points de fonctionnement Couple-Vitesse). Nous avons vu dans le chapitre précédent que le cycle de fonctionnement dépendait, en dehors de l'état de mer et du tirage aléatoire des phases initiales, très fortement des paramètres de contrôle de l'amortissement de la roue pendulaire :  $\beta$  le coefficient d'amortissement visqueux et  $P_{lev}$  la puissance d'écrtage mécanique. Les valeurs de ces deux paramètres ne pouvant être fixées a priori, nous les considérerons comme des variables d'optimisation à part entière. Un intérêt direct de l'écrtage de la puissance mécanique est de pouvoir soulager le dimensionnement en puissance apparente du convertisseur électronique de puissance. Ce dernier doit donc faire partie intégrante du dimensionnement de la chaîne de conversion. Cela implique d'introduire le **contrôle en défluxage** dès cette étape de dimensionnement car l'écrtage de la puissance par le contrôle de la génératrice s'accompagne d'un accroissement de la vitesse. Une génératrice qui ne présenterait pas une bonne aptitude au défluxage entraînerait le surdimensionnement du convertisseur car celui-ci serait dimensionné plutôt par la puissance de coin (produit des valeurs maximales de couple et de vitesse) que par la puissance d'écrtage.



Après avoir développé quelques aspects méthodologiques et numériques relatifs à l'optimisation sur cycle de fonctionnement, nous présenterons le problème d'optimisation avec ses objectifs, variables et contraintes. La présentation d'un résultat de référence permettra de fixer des ordres de grandeurs (masses, pertes, coûts etc.) et quelques validations d'hypothèses seront effectuées sur une solution particulière. Nous effectuerons alors des études de sensibilité qui permettront de garder un œil critique sur les résultats obtenus.

*Dans ce chapitre, nous porterons l'attention du lecteur sur la méthode adoptée. Celle-ci n'étant pas tributaire des modèles physiques particuliers que nous avons employés, nous renvoyons le détail de ces derniers dans les Annexes C à F.*

Nous appellerons **cycle de fonctionnement**, un ensemble de points de fonctionnement définis en couple et en vitesse, évoluant dans le temps mais suffisamment lentement pour les considérer comme une succession de régimes permanents électriques. Ce cycle de fonctionnement peut être décrit de manière séquentielle (ou temporelle) : la chronologie des points de fonctionnement constitue alors une dimension supplémentaire, ou alors de manière statistique : une probabilité d'apparition est associée à chaque point de fonctionnement et l'aspect temporel n'apparaît pas. Selon le contexte d'application, et le besoin ou non de connaître l'évolution temporelle des points de fonctionnement, l'un ou l'autre des formalismes peut être considéré.

Pour l'application au houlogénérateur SEAREV, et dans le cadre de certaines hypothèses, notamment thermiques (nous reviendrons plus loin sur ce point), un formalisme du cycle de fonctionnement de type statistique est envisageable. Nous verrons donc, dans la suite de cette thèse, le cycle de fonctionnement comme une suite de triplets :

$$\mathbf{Cycle} = ((p_i, \Omega_i, T_i))_{i \in [1; N_{pts}]} \quad (3.1)$$

où  $N_{pts}$  est le nombre de points de fonctionnement du cycle.  $p_i, \Omega_i, T_i$  sont respectivement la probabilité d'apparition, la vitesse et le couple du  $i^{\text{ème}}$  point de fonctionnement.

### 3.1 Définition du problème d'optimisation : objectifs, variables et contraintes.

Un problème d'optimisation est défini par une ou des **fonctions objectif** qui sont des fonctions d'une ou plusieurs **variables**, dont on souhaite connaître les arguments qui les maximisent (ou les minimisent) tout en respectant des **contraintes**. Fonctions objectif, variables et contraintes doivent donc être définies pour notre problème d'optimisation particulier.

### 3.1.1 Les objectifs d'optimisation

#### 3.1.1.1 N°1 : Maximisation de la puissance électrique moyenne

La puissance électrique moyenne est l'image de la productivité énergétique du système SEAREV. Elle est obtenue en retranchant les pertes de conversion à la puissance mécanique incidente. Les pertes que nous considérons sont les pertes Joule dans le bobinage de la génératrice, les pertes magnétiques (par hystérésis et courants de Foucault) dans le circuit ferromagnétique ainsi que les pertes par conduction et par commutation dans les semi-conducteurs (convertisseurs machine et réseau). Les modèles associés au calcul de ces pertes sont détaillés en Annexe D. Il est à noter que le niveau de modélisation des pertes n'a pas d'impact sur la méthode et que d'autres modèles plus complets et précis peuvent être considérés au prix "simple" d'un temps de calcul plus important.

En adoptant une convention générateur, l'expression de la puissance électrique moyenne est donc :

$$\begin{aligned}\langle P_{elec} \rangle &= \sum_{i=1}^N p_i (T_i \Omega_i - P_{copper,i} - P_{iron,i} - P_{powelect,i}) \\ &= \langle P_{meca} \rangle - \langle P_{copper} \rangle - \langle P_{iron} \rangle - \langle P_{powelect} \rangle\end{aligned}\quad (3.2)$$

La valeur moyenne totale des pertes aurait aussi pu être un objectif qu'il aurait alors fallu minimiser. Mais le choix de cet objectif  $\langle P_{elec} \rangle$  n'est pas anodin. Il est important de noter que ces deux objectifs, puissance électrique moyenne et pertes moyennes, ne sont strictement équivalents qu'à la condition que la puissance mécanique moyenne ne dépende pas des variables d'optimisation et puisse alors être considérée comme constante. Or, nous sommes dans un cas de couplage fort entre la puissance récupérée et les paramètres d'amortissement, phénomène assez fréquent en récupération d'énergie. Nous avons déjà évoqué dans le chapitre précédent l'influence des paramètres d'amortissement  $\beta$  et  $P_{lev}$  sur la puissance mécanique moyenne et leur nécessité d'apparaître comme des variables d'optimisation à part entière. Compte tenu de l'influence de ces variables d'optimisation sur la puissance mécanique, le choix de la puissance électrique moyenne comme objectif à maximiser s'avère plus judicieux que celui des pertes moyennes.

#### 3.1.1.2 N°2 : Minimisation du coût de la chaîne de conversion

A ce stade, nous ne considérons que la machine et son convertisseur électronique. Ce dernier est composé de deux ponts triphasés complets à IGBT commandés en MLI sinusoïdale intersective. Le système de stockage nécessaire au lissage de la puissance électrique, fera l'objet d'un dimensionnement indépendant dans la suite de cette thèse. L'objectif de coût de la chaîne de conversion sera noté  $C_{PTO}$ <sup>1</sup> et sera donc la somme du coût de la génératrice  $C_{gen}$  et de celui de l'électronique de puissance  $C_{powelect}$ .

$$C_{PTO} = C_{gen} + C_{powelect}\quad (3.3)$$

1. PTO : Power Take Off, terminologie anglophone largement répandue dans le domaine de la récupération de l'énergie des vagues

Le coût de la génératrice sera considéré comme étant la somme des coûts élémentaires liés à la masse des parties actives en séparant les coûts du cuivre, du fer et des aimants. Le coût massique des matières premières est très variable, nous prendrons dans cette thèse les valeurs précisées dans le tableau 3.1, valeurs correspondantes à des prix moyens constatés ces dernières années, mais nous ajoutons une étude de sensibilité plus loin.

$$C_{gen} = c_{magn}M_{magn} + c_{iron}M_{iron} + c_{copper}M_{copper} \quad (3.4)$$

**TABLE 3.1:** Données des matières premières prises en compte dans l'évaluation du coût de la génératrice

Matière première	Masse volumique en $kg/m^3$	coût massique
Fer	7800	$c_{iron} = 3 \text{ €/kg}$
Cuivre	8920	$c_{copper} = 6 \text{ €/kg}$
Aimants (NdFeB)	7600	$c_{magn} = 30 \text{ €/kg}$

Le coût du convertisseur électronique de puissance sera quant à lui lié à sa puissance apparente donc avec un dimensionnement moins fin que celui de la machine. Des ordres de grandeurs indicatifs de coût d'un convertisseur AC-DC-AC triphasé à IGBT (incluant modules, drivers, filtres, circuit de commande...) sont données dans le tableau 3.2. Ces coûts sont ceux de convertisseurs produits en petite série. Les économies d'échelle qui apparaissent sur une production en grande série peuvent avoir un impact significatif sur le coût total d'un convertisseur. Pour coller au mieux à la gamme de puissance qui nous intéresse (1 MVA), le coût du convertisseur sera approché par la formule 3.5 :

$$C_{povelect} = 6.3S_{conv}^{0.7} \quad (3.5)$$

**TABLE 3.2:** Ordres de grandeurs indicatifs de coût total d'un double pont complet triphasé à IGBT produit en petite série en fonction de sa puissance apparente

$S_{conv}$ en kVA	Coût total en €	Approximation par la formule 3.5
10	3 200	4 000€
100	15 000	19 900€
1 000	100 000	99 800€
10 000	500 000	500 400€

### 3.1.1.3 Objectif final : coût du kWh produit [Aubry08b]

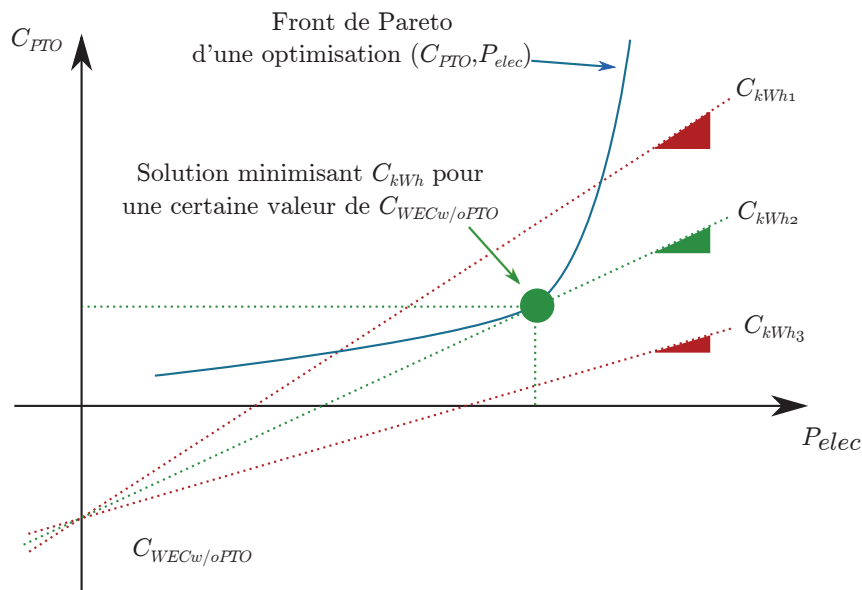
Le coût du kWh (ou coût de l'énergie) est une grandeur qui permet d'évaluer la rentabilité économique du houlogénérateur SEAREV et plus généralement d'un système de production d'énergie. Son évaluation précise nécessiterait la connaissance de nombreuses données économiques évolutives qu'il est difficile de mettre à jour continûment. Cependant, ce coût (noté  $C_{kWh}$ ) peut très raisonnablement être considéré comme proportionnel au rapport du coût total du système SEAREV par l'énergie produite annuellement (ou la puissance moyenne annuelle), en supposant que les diffé-

rentes années de fonctionnement auront des caractéristiques énergétiques similaires. Le coût total du SEAREV peut quant à lui être décomposé en deux parties : le coût de la chaîne électrique  $C_{PTO}$  et le coût du reste du SEAREV, noté  $C_{WECw/oPTO}$ <sup>2</sup>, et considéré comme indépendant de la partie "chaîne électrique".

Le coût du kWh produit  $C_{kWh}$  sera proportionnel à :

$$C_{kWh} \propto \frac{C_{PTO} + C_{WECw/oPTO}}{\langle P_{elec} \rangle} \quad (3.6)$$

Ainsi, dans le plan  $(\langle P_{elec} \rangle, C_{PTO})$ , les courbes iso- $C_{kWh}$  sont des droites passant par le point  $(0, C_{WECw/oPTO})$  (cf. Figure 3.1). Si l'on dispose alors du front de Pareto des dimensionnements de chaîne électrique optimisés pour maximiser  $\langle P_{elec} \rangle$  et minimiser  $C_{PTO}$  (qui sont les deux objectifs présentés précédemment), il est aisé de trouver pour une valeur quelconque de  $C_{WECw/oPTO}$ , la solution, sur ce front, qui minimise  $C_{kWh}$ . Cette solution optimale en termes de coût du kWh correspond au point de tangence avec le front de Pareto, de l'iso- $C_{kWh}$  passant par le point  $(0, C_{WECw/oPTO})$  qui tangente le front de Pareto.



**FIGURE 3.1:** Méthode permettant de trouver la solution qui minimise le coût du kWh produit sur la base d'un résultat d'optimisation bi-objectif  $(\langle P_{elec} \rangle, C_{PTO})$  et pour une valeur de coût du SEAREV hors chaîne électrique particulière notée  $C_{WECw/oPTO}$

Si notre but est au final de trouver la solution minimisant le coût du kWh, une optimisation mono-objectif paraîtrait suffisante. Mais cette optimisation devra être conduite pour plusieurs valeurs de  $C_{WECw/oPTO}$ , car la solution optimale dépend de ce paramètre. La méthode décrite ici permet, en une seule optimisation bi-objectif, de disposer des solutions minimisant  $C_{kWh}$  pour différentes valeurs de  $C_{WECw/oPTO}$ .

Pour que cette méthodologie de minimisation du coût du kWh produit soit pertinente, il faut que la puissance électrique moyenne  $P_{elec}$  soit représentative d'une année de fonctionnement. Pour cela, nous pouvons considérer cette période comme une succession d'états de mer de probabilité don-

2. WEC w/o PTO : Wave Energy Converter without Power Take Off

nées. L'optimisation bi-objectif ( $\langle P_{elec} \rangle, C_{PTO}$ ) doit donc être menée sur un ensemble d'états de mer représentatifs d'un site de production. Certains seront très énergétiques (par exemple moyennement puissants mais très probables) et d'autres très puissants mais peu probables.

Comme nous ne considérerons, dans ce chapitre, qu'un seul état de mer, nous appliquerons cette méthode de détermination des solutions optimales en termes de coût du kWh, simplement à vocation d'illustration.

### 3.1.2 Les variables d'optimisation

#### 3.1.2.1 1<sup>er</sup> Groupe : les paramètres de contrôle de l'amortissement du volant pendulaire

Nous avons déjà justifié l'importance de prendre en compte les paramètres d'amortissement  $\beta$  et  $P_{lev}$  comme variables d'optimisation du dimensionnement de la chaîne électrique, car leur influence sur la puissance mécanique moyenne (et récupérable) ainsi que sur des grandeurs comme le couple maximal ou la puissance maximale est importante. Nous pourrions, de ce fait, parler de paramètres de contrôle d'ordre supérieur.

La difficulté que pose ce couplage est d'ordre numérique. Il est en effet inenvisageable du point de vue du temps de calcul, d'évaluer le modèle hydrodynamique et mécanique à chaque itération de l'algorithme d'optimisation et pour chaque jeu de paramètres d'amortissement. Un moyen de contourner simplement ce problème de temps de calcul consiste à échantillonner ces variables dans certain intervalle et avec un certain pas. Chaque couple de paramètres d'amortissement possible peut faire alors l'objet d'un calcul hydrodynamique et mécanique préliminaire dont le résultat est stocké en mémoire. Lors du lancement de l'algorithme d'optimisation, les cycles de fonctionnement correspondant aux valeurs des paramètres d'amortissement, qui seront donc des variables d'optimisation discrètes, seront chargés en mémoire. Le temps CPU nécessaire à cette action est nettement plus faible que celui du calcul complet du modèle hydrodynamique et mécanique.

TABLE 3.3: Variables d'optimisation de l'amortissement de la roue pendulaire

Symb.	Unité	Description	Type	Intervalle
$\beta$	$N.m.s^{-1}$	Coeff. d'amortissement visqu.	Discret (16 valeurs)	$[0.5; 8] \cdot 10^6$
$P_{lev}$	$W$	Puissance d'écrêtage	Discret (30+1 valeurs)	$[0.1; 3] \cdot 10^6 + \infty$

Comme indiqué dans le tableau 3.3, nous prendrons dans la suite de ces travaux, 16 échantillons de la valeur de  $\beta$ , régulièrement répartis entre  $0.5 MN.m.s^{-1}$  et  $8 MN.m.s^{-1}$ , ainsi que 30 échantillons de la valeur de  $P_{lev}$ , régulièrement répartis entre  $100 kW$  et  $3 MW$ . Nous calculons aussi 16 cycles sans écrêtage ( $P_{lev} = \infty$ ). Cela correspond donc à 496 couple de paramètres d'amortissement possibles et donc autant de cycle de fonctionnement que nous avons pré-calculé. Rappelons que nous ne considérons, dans ce chapitre, qu'un seul état de mer et que ce nombre sera à multiplier par le nombre d'états de mer le cas échéant.

### 3.1.2.2 2<sup>ème</sup> Groupe : les paramètres de dimensionnement de la génératrice

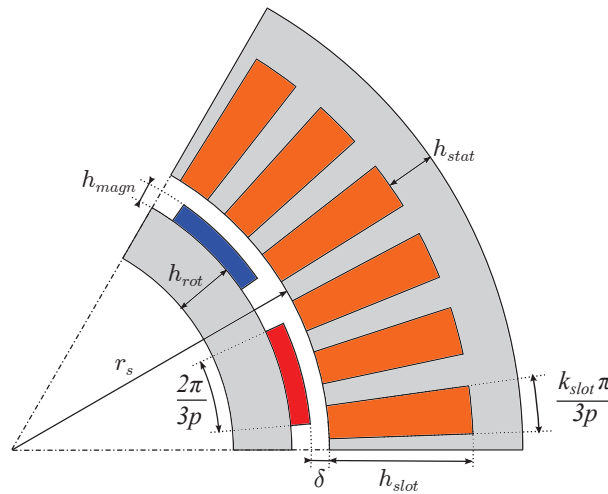


FIGURE 3.2: Paramétrisation géométrique d'une paire de pôles de la génératrice de type synchrone à aimants permanents en surface

TABLE 3.4: Variables d'optimisation dimensionnels de la machine

Symbole	Unité	Description	Type	Intervalle
$\delta$	m	Longueur de l'entrefer	Continu	$[0.2; 100] \cdot 10^{-3}$
$h_{magn}$	m	Hauteur des aimants	Continu	$[2; 200] \cdot 10^{-3}$
$h_{rot}$	m	Hauteur de la culasse rotorique	Continu	[0.001; 2]
$h_{slot}$	m	Hauteur des encoches	Continu	[0.01; 2]
$h_{stat}$	m	Hauteur de la culasse statorique	Continu	[0.001; 2]
$k_{slot}$	-	Coefficient de largeur d'encoche	Continu	[0.3; 0.7]
$l_{stack}$	m	Longueur de l'empilement de tôles	Continu	[0.1; 4]
$p$	-	Nombre de paires de pôles	Entier Naturel	[1; 1000]
$r_s$	m	Rayon d'alésage	Continu	[1; 5]

La figure 3.2 présente les paramètres dimensionnels (il manque la longueur active notée  $l_{stack}$ ) de la génératrice synchrone à aimants permanents en surface qui sont considérés dans la suite comme des variables d'optimisation. Cette structure a été choisie comme cas d'école et le nombre de ses paramètres dimensionnels a été volontairement minimisé. Le tableau 3.4 liste l'ensemble de ces variables. Les intervalles de variation sont aussi précisés. Le nombre de paires de pôles  $p$  étant une variable discrète, il devra faire l'objet d'un traitement particulier par l'algorithme d'optimisation.

### 3.1.2.3 3<sup>ème</sup> Groupe : les paramètres de dimensionnement du convertisseur électronique de puissance

Comme indiqué dans le tableau 3.5, nous prendrons comme variables de dimensionnement liées au convertisseur, sa puissance apparente  $S_{conv}$ , ainsi que le nombre de conducteurs par encoches  $n_{cond/slot}$ . Nous considérons un bobinage de type diamétral à une encoche par pôle et par phase et par conséquent, ce nombre de conducteurs par encoche doit être un entier. Les intervalles de variation de ces variables d'optimisation sont aussi précisés dans le tableau 3.5.

**TABLE 3.5:** Variables d'optimisation du dimensionnement du convertisseur

Symbole	Unité	Description	Type	Intervalle
$n_{cond/slot}$	-	Nombre de conducteurs par encoche	Entier naturel	[1;20]
$S_{conv}$	VA	Puissance apparente du convertisseur	Continu	$[0.05; 10].10^6$

Nous pouvons alors définir les grandeurs électriques nominales ( $V_{rated}; I_{rated}$ ) du convertisseur électronique à partir de deux grandeurs : la puissance apparente du convertisseur  $S_{conv}$  et la tension du bus DC, notée  $U_{DC}$ , considérée ici comme constante et fixée à 1300V (qui est une valeur typique pour ce niveau de puissance en éolien et donc relativement pertinente pour notre application). Autrement dit, la puissance apparente du convertisseur (et donc son coût) est directement liée aux calibres courant des semi-conducteurs.

$$V_{rated} = \frac{U_{DC}}{2\sqrt{2}} \text{ (l'injection d'harmonique de rang 3 ne sera pas considérée)} \quad (3.7)$$

$$I_{rated} = \frac{S_{conv}}{3V_{rated}} \quad (3.8)$$

### 3.1.3 Des contraintes d'optimisation de différentes natures

Les contraintes d'un problème d'optimisation permettent de limiter l'espace de recherche à un espace de solutions "réalisables", respectant un certain cahier des charges. Pour le dimensionnement de machines électriques, ces contraintes peuvent être classées selon leurs natures.

Nous définissons ainsi des contraintes sur les variables et les objectifs d'optimisation et des contraintes de nature géométrique. Ces deux types de contraintes sont indépendantes du cycle de fonctionnement. Selon la terminologie introduite par [Régnier03], nous pouvons les qualifier de **contraintes de "pré-simulation"**. En effet, aucune simulation n'a besoin d'être menée pour vérifier ces contraintes. La vérification "a priori" de leurs respects peut permettre d'éviter certaines simulations et d'économiser ainsi du temps de calcul.

**1- Des contraintes sur les variables et les objectifs** : La définition d'un espace de recherche avec des intervalles pour chacune des variables, constitue la première des contraintes. Chacune des variables d'optimisation ne pourra pas avoir une valeur au-delà des bornes que nous lui imposons.

Les intervalles de variation de chacune des variables d'optimisation sont précisés dans les tableaux 3.3 à 3.5.

Ensuite, des contraintes d'inégalités peuvent être définies sur les objectifs. L'intérêt de telles contraintes est de pouvoir limiter l'excursion du front de Pareto, dont les valeurs objectifs extrêmes peuvent parfois se situer loin des compromis les plus intéressants. Ces contraintes permettent à l'algorithme d'optimisation de ne pas focaliser sa recherche sur des solutions jugées a priori comme non pertinentes.

La majorité des résultats que nous présentons dans la suite sont issus d'une optimisation avec

les objectifs ( $\langle P_{elec} \rangle, C_{PTO}$ ). Nous imposerons, sauf indication contraire, une limite sur la valeur du coût de la chaîne électrique  $C_{PTO}$  de 1M€ :

$$C_{PTO} \leq 1 \text{ M€} \quad (3.9)$$

**2- Des contraintes géométriques** : Selon le paramétrage géométrique de la machine, des contraintes peuvent permettre d'assurer la faisabilité mécanique de la solution.

La valeur du rayon d'alésage  $r_s$  doit permettre d'accueillir à la fois l'entrefer, les aimants et la culasse rotorique. Une première contrainte s'exprimera donc comme :

$$r_s - \delta - h_{magn} - h_{rot} \geq 0 \quad (3.10)$$

Par ailleurs, pour des raisons d'encombrement dans la géométrie du SEAREV considérée, nous limiterons la valeur du rayon extérieur à 5 m :

$$r_s + h_{slot} + h_{stat} \leq 5m \quad (3.11)$$

Enfin, pour des raisons mécaniques (de fabrication, de guidage...), l'entrefer mécanique sera limité à une valeur minimale. Nous n'imposerons pas de contrainte d'égalité. En se basant sur la formule utilisée dans [Slemon92], nous exprimons cette contrainte de la façon suivante :

$$\delta \geq 0.0002 + 0.003 \sqrt{r_s I_{stack}} \quad (3.12)$$

Ces contraintes géométriques sont toutefois susceptibles d'être révisées dans un contexte d'intégration au système SEAREV mieux précisé.

D'autres familles de contraintes doivent quant à elles être respectées pour chaque point de fonctionnement et ne peuvent donc être vérifiées qu'après l'étape de simulation. Toujours selon [Régnier03], ces **contraintes** seront dites de "**post-simulation**". C'est le cas des contraintes de nature électrique et magnétique. Leur vérification peut être faite indépendamment pour chaque point de fonctionnement (la chronologie des points de fonctionnement n'est pas nécessaire à leur vérification). Nous qualifierons donc ces deux contraintes de **contraintes instantanées**.

**3-Contraintes électriques** : Lors d'un dimensionnement couplé machine-convertisseur, les grandeurs électriques nominales (tension et courant) du convertisseur sont, ou dépendent, des variables d'optimisation. Cela implique que pour chaque solution évaluée et pour chaque point de fonctionnement du cycle, les grandeurs électriques (courant et tension) terminales soient inférieures aux valeurs nominales du convertisseur de la solution considérée.

La valeur efficace de la tension simple  $V_i$  aux bornes d'une phase de la génératrice devra être inférieure à la valeur efficace nominale de la tension du convertisseur électronique de puissance  $V_{rated}$  :

$$\forall \text{ point de fonctionnement } (\Omega_i; T_i), V_i \leq V_{rated} \quad (3.13)$$



De même, la valeur efficace du courant  $I_i$  dans une phase de la génératrice devra être inférieure à la valeur efficace nominale du courant du convertisseur électronique de puissance  $I_{rated}$  :

$$\forall \text{ point de fonctionnement } (\Omega_i; T_i), I_i \leq I_{rated} \quad (3.14)$$

**4-Contraintes magnétiques** : Dans une machine à aimants, le champ magnétique créé par les courants dans le bobinage devra être inférieur (en valeur absolue) au champ coercitif des aimants. Une contrainte d'optimisation peut être introduite en ce sens.

Le champ d'induction statorique, c'est à dire créé par les courants circulants dans le bobinage statorique, possède une composante démagnétisante (de défluxage) en opposition avec le champ des aimants et une composante en quadrature. Les lieux des extremums du champ d'induction statorique, considéré comme sinusoïdal de l'espace, se trouvent donc nécessairement au-dessus des aimants ayant une polarité opposée (cas du défluxage). Nous exprimerons donc la contrainte de désaimantation en termes d'amplitude d'induction créée par les courants statoriques  $\hat{B}_{arm,i}$  :

$$\forall \text{ point de fonctionnement } (\Omega_i; T_i), \hat{B}_{arm,i} \leq \frac{B_r}{1 + \frac{\delta_{eq} \mu_{magn}}{h_{magn} \mu_0}} - B_d \quad (3.15)$$

(attention en cas de surfluxage, l'expression de cette contrainte est différente) où  $\delta_{eq}$  correspond à l'entrefer mécanique équivalent augmenté du coefficient de Carter (cf. Annexe C),  $B_d$  est relié au champ démagnétisant  $H_k$ , à la perméabilité magnétique des aimants  $\mu_{magn}$  et à l'induction rémanente  $B_r$ , par la formule suivante :

$$B_d = B_r + \mu_{magn} H_k \quad (3.16)$$

Les valeurs de  $H_k$ , de  $B_r$ , et donc de  $B_d$  dépendent de la nuance d'aimants considérée. Les valeurs que nous prendrons sont précisées plus loin dans le tableau 3.6.

Une autre contrainte de nature magnétique consiste à limiter la valeur de l'induction dans les différentes parties du circuit magnétique. Cela permet de rester dans le domaine de validité d'un modèle linéaire de la perméabilité du fer.

L'amplitude de l'induction  $\hat{B}_i$  dans les différentes parties ferromagnétiques de la génératrice sera limitée à  $1.5 T$ . Nous réduirons le calcul de l'amplitude de l'induction en quatre zones : le bas et le haut des dents, la culasse statorique et la culasse rotorique. L'amplitude de l'induction dans ces quatre parties devra respecter la contrainte :

$$\forall \text{ point de fonctionnement } (\Omega_i; T_i), \hat{B}_i \leq 1.5 T \quad (3.17)$$

La dernière famille de contraintes rencontrée dans le dimensionnement des machines électrique, sera thermique. Cette contrainte peut aussi être qualifiée de "**post-simulation**" mais pas nécessairement d'instantanée. La contrainte thermique doit en effet être traitée avec plus de précaution que les autres. Selon la valeur des constantes de temps thermiques de la machine relativement à celle

de la période typique de fluctuations des pertes qui génèrent l'échauffement (et donc des périodes typiques de fluctuations des sollicitations mécaniques), certaines hypothèses peuvent ou non être considérées. L'évolution temporelle de la température peut être vue comme résultant d'un filtrage de l'évolution temporelle des pertes. Ainsi, les composantes fréquentielles des pertes, qui doivent être prises en compte dans le calcul de l'élévation de température, sont celles situées en dessous de la fréquence de coupure du "filtre thermique" (qui est liée aux constantes de temps thermiques de la machine). Trois cas de figures se présentent alors :

**La "fréquence de coupure thermique" est :**

- **supérieure à la "fréquence maximale du spectre des pertes"** L'évolution de la température suit l'évolution des pertes et un **modèle thermique en régime permanent** est suffisant pour évaluer la contrainte thermique.
- **située dans le "spectre des pertes"** L'effet de filtrage n'est pas suffisant pour considérer la température comme constante, mais trop important pour se trouver dans le cas de figure précédent. Un **modèle thermique en régime transitoire** est nécessaire pour évaluer la contrainte thermique. Cela nécessite aussi de disposer d'un cycle de fonctionnement exprimé de manière temporelle et non statistique.
- **inférieure à la "fréquence minimale du spectre des pertes"** L'effet de filtrage est suffisant pour considérer la température comme constante. Seule la **valeur moyenne des pertes** suffit : un **modèle thermique en régime permanent** est donc suffisant pour évaluer la contrainte thermique.

Bien entendu, la prédiction a priori du cas de figure qui convient n'est pas nécessairement évidente et une vérification a posteriori de l'hypothèse considérée s'avère indispensable.

**5-Contrainte thermique** : Un échauffement trop important peut avoir diverses conséquences comme un vieillissement prématuré des isolants, une perte locale ou complète d'aimantation des aimants. D'un point de vue modélisation, certaines propriétés des matériaux sont dépendantes de la température. En toute rigueur cette dépendance doit être prise en compte dans la modélisation mais au prix d'une résolution itérative plus lourde en temps de calcul. Par simplicité, nous les considérerons constantes à la température maximale admise. Pour ces diverses raisons, l'échauffement (par rapport à la température ambiante) doit être contraint à se situer en-dessous d'une valeur limite.

Un modèle thermique en régime permanent est présenté en Annexe F. Compte tenu des masses de parties actives mises en jeu et de la fréquence de fluctuation des pertes, l'échauffement sera calculé sur la base de la valeur moyenne des pertes. Le point chaud de la génératrice électrique sera considéré comme étant au centre des encoches au voisinage de l'entrefer.

$$\Delta\theta \leq 110^{\circ}\text{C} \quad (3.18)$$

## 3.2 Résolution numérique du problème d'optimisation

### 3.2.1 Présentation globale de la démarche

La figure 3.3 présente la démarche d'optimisation de l'ensemble convertisseur-machine. Comme nous l'avons déjà évoqué, une première phase de pré-calcul permet de calculer et de construire une "bibliothèque" de cycles de fonctionnement correspondants à plusieurs combinaisons de paramètres d'amortissement (16 valeurs de  $\beta$  et 31 valeurs de  $P_{lev}$  soit 496 combinaisons au total et autant de cycles de fonctionnement). Ces cycles temporels issus de la résolution du modèle hydrodynamique et mécanique du SEAREV sont ensuite simplifiés afin de ne conserver qu'un nombre réduit de points de fonctionnement. Cette démarche de simplification est présentée dans la sous-section 3.2.3. Cela permet de disposer d'une nouvelle bibliothèque de cycles plus légère en espace mémoire, dans laquelle l'algorithme d'optimisation vient chercher à chaque évaluation, le cycle de fonctionnement correspondant aux valeurs particulières des variables d'amortissement.

Pour chaque évaluation (1 évaluation = 1 jeu de variables d'optimisation), et pour chaque point de fonctionnement du cycle, le courant d'axe d  $i_{d,i}$  reste une inconnue à déterminer. Une stratégie de défluxage doit donc être définie. Nous présentons la stratégie adoptée dans la sous-section 3.2.4. Elle consiste en une minimisation des pertes de fonctionnement pour chaque point de fonctionnement sous différentes contraintes : tension, courant, saturation et désaimantation. Ce problème d'optimisation locale du courant  $i_d$  peut, pour certains points de fonctionnement du cycle, ne pas admettre de solution. Cela signifie alors que le point de fonctionnement n'est pas atteignable, compte tenu des contraintes, par l'ensemble convertisseur machine. Une contrainte d'atteignabilité est donc aussi définie dans la sous-section 3.2.4.

Une fois les courants  $i_{d,i}$  déterminés pour chaque point de fonctionnement, un calcul des différentes pertes est possible. Ce calcul des pertes permet la détermination de la valeur moyenne de la puissance électrique ainsi que le calcul de la contrainte thermique.

L'algorithme d'optimisation a pour rôle de trouver les jeux de paramètres présentant les meilleurs compromis vis à vis des deux objectifs considérés que sont :  $C_{PTO}$  (coût total de la chaîne de conversion) à minimiser et  $\langle P_{elec} \rangle$  à maximiser (valeur moyenne de la puissance électrique produite). Nous avons développé un algorithme basé sur la méthode des essais particuliers. Nous présentons dans la sous-section 3.2.5 comment nous avons procédé à l'extension de cette métaheuristique, initialement définie pour des optimisations mono-objectifs, pour résoudre des problèmes bi-objectifs.

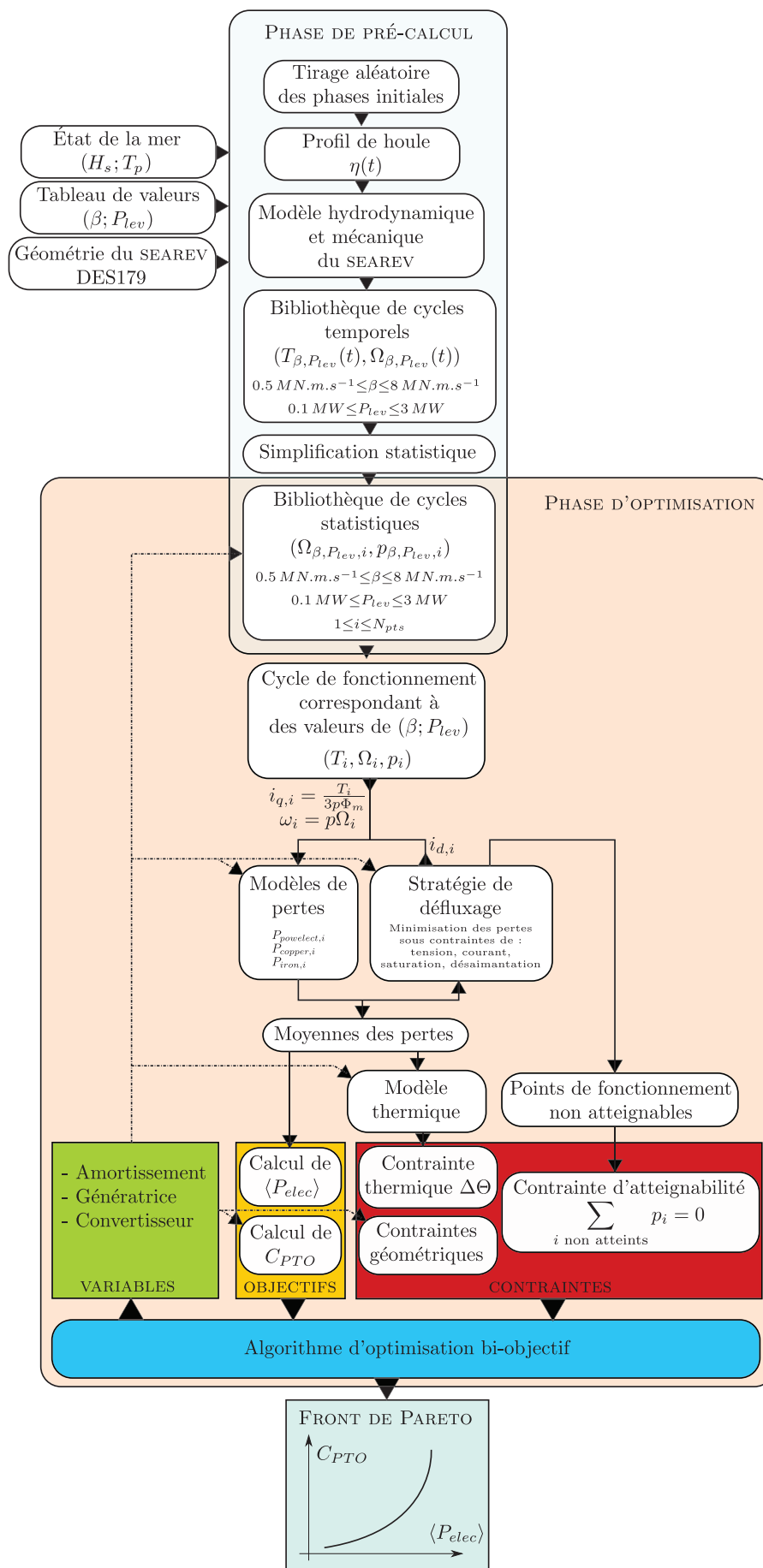


FIGURE 3.3: Synoptique de la procédure d'optimisation de l'ensemble convertisseur-machine

### 3.2.2 Observations sur le temps de calcul

L'optimisation sur un cycle de fonctionnement (au lieu d'un seul point de fonctionnement), pose un certain nombre de **difficultés d'ordre numérique** et notamment de temps de calcul.

Dans le cas d'une optimisation à l'aide d'un algorithme à population (génétique, à essais particuliers ou autres), le temps de calcul d'une optimisation évolue en  $\mathcal{O}(N_{pop} \times N_{iter})$ , où  $N_{pop}$  correspond à la taille de la population et  $N_{iter}$  au nombre d'itérations. Ce temps de calcul peut rapidement atteindre l'heure voire plus selon la complexité du modèle à évaluer pour le calcul des fonctions objectifs et des contraintes. Avec un cycle de fonctionnement, si  $N_{pts}$  points de fonctionnement doivent être considérés, ce temps évolue en  $\mathcal{O}(N_{pop} \times N_{iter} \times N_{pts})$ .

Un nombre typique des évaluations nécessaires pour résoudre un problème d'optimisation complexe à grand nombre de variables ( $>$  à 10) est de  $N_{pop} \times N_{iter} = 10^6$ . Ce dernier est à multiplier par le nombre de points de fonctionnement, considérons ici 100, nous arrivons alors à  $N_{pop} \times N_{iter} \times N_{pts} = 10^8$ . Pour maintenir un temps total d'optimisation inférieur à la journée, le temps unitaire de calcul d'une solution sur un point de fonctionnement ne doit alors pas dépasser la milliseconde.

Même si nous ne donnons là que des ordres de grandeurs et que l'évolution des capacités de calcul des ordinateurs est rapide, l'optimisation sur cycle de fonctionnement justifie l'utilisation de **modèles physiques simples et analytiques**. Mais un modèle simple requiert souvent des hypothèses fortes. Pour des raisons de temps de calcul, il peut être alors plus judicieux de valider ces hypothèses a posteriori sur les résultats d'optimisation obtenus.

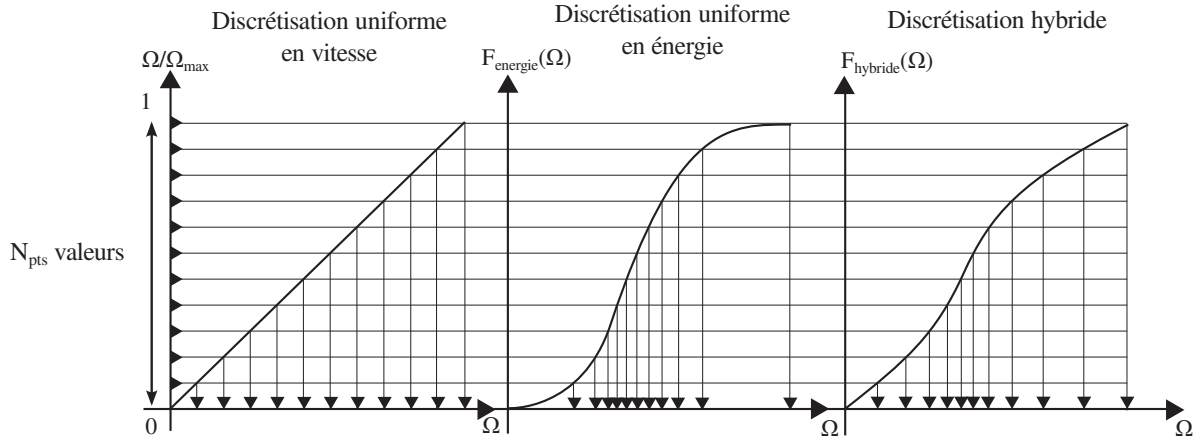
Par exemple, parmi les hypothèses qui permettent de réduire fortement le temps de calcul, nous pouvons lister :

- **régime permanent électrique** Cette hypothèse suppose que les grandeurs mécaniques (Couple et Vitesse) soient lentement variables à l'échelle d'une période électrique.
- **régime permanent thermique** Cette hypothèse suppose que les constantes de temps thermiques soient du même ordre de grandeur que l'horizon temporel du cycle considéré et au-dessus de celui des périodes typiques de variations des pertes qui génèrent l'échauffement.
- **linéarité du modèle magnétique** Cette hypothèse suppose que l'induction n'atteigne pas une valeur au-delà de laquelle la perméabilité magnétique du fer ne puisse plus être considérée comme constante. Cette hypothèse peut être artificiellement respectée en ajoutant une contrainte au problème d'optimisation du dimensionnement.

Nous vérifierons plus loin chacune de ces hypothèses sur une solution particulière du front de Pareto.

### 3.2.3 Simplification du cycle de fonctionnement temporel vers un cycle de fonctionnement statistique

La résolution du modèle hydrodynamique et mécanique de SEAREV permet de calculer un cycle de fonctionnement temporel  $(\Omega_i, T_i)_{i \in [1; N_{pts}]}$  avec un pas de temps de 0,1 s sur un horizon d'une heure soit un total de  $N_{pts} = 36000$  points de fonctionnement. Nous faisons l'hypothèse que la chronologie des points de fonctionnement n'est a priori pas une donnée nécessaire à notre problème d'optimisation. Afin de réduire le nombre de points de fonctionnement du cycle, et donc de réduire le temps de



**FIGURE 3.4:** Principe de quelques méthodes de discrétisation de la vitesse pour le calcul à partir de cycles exprimés de façon statistique : 1- Discrétisation uniforme entre 0 et  $\Omega_{max}$  ; 2- Discrétisation selon une fonction de répartition énergétique ; 3- Hybridation des deux méthodes de discrétisation précédentes.

calcul, nous devons établir une méthode de passage d'un cycle de fonctionnement exprimé de façon temporelle vers un cycle de fonctionnement exprimé de façon statistique.

Dans le cas du SEAREV, il existe une relation entre Couple et Vitesse qui contrôle l'amortissement du volant pendulaire (cf Eq. 2.2). Le problème de simplification du cycle de fonctionnement peut alors se réduire à une simple discrétisation des valeurs de vitesse. A chaque valeur discrète de vitesse, il est ensuite possible d'y associer une valeur de couple au travers de la relation d'amortissement 2.2.

La façon la plus simple de simplifier le cycle de fonctionnement est a priori de procéder à une discrétisation régulière des valeurs de vitesses entre 0 et la valeur absolue maximale de la vitesse obtenue sur le cycle temporel notée  $\Omega_{max}$ .

Mais il est aussi possible, non plus de discrétiser uniformément en vitesse, mais selon la fonction de répartition de l'énergie en fonction de la vitesse noté  $F_{Energie}(\Omega)$  et obtenue par la formule 3.19. Cela permet d'affiner la discrétisation de la vitesse dans les zones de fonctionnement les plus énergétiques.

$$F_{Energie}(\Omega) = \frac{\sum_{i \text{ tq. } \Omega_i \leq \Omega} T_i \Omega_i}{\sum_{i=1}^{36000} T_i \Omega_i} \quad (3.19)$$

Une dernière façon de procéder à la discrétisation des valeurs de vitesse, que nous présentons et utilisons, est une hybridation des deux premières. Une nouvelle fonction de répartition  $F_{hybride}(\Omega)$  est définie par la formule 3.20. Une telle discrétisation permet à la fois d'affiner les zones énergétiques, mais aussi de maintenir une discrétisation régulière dans des zones qui sont moins énergétiques mais qui peuvent être soit très probables (à basse vitesse par exemple) soit très contraignantes (à haute vitesse).

$$F_{hybride}(\Omega) = \frac{1}{2} \left( \frac{\Omega}{\Omega_{max}} + F_{Energie}(\Omega) \right) \quad (3.20)$$

Ces trois méthodes sont représentées schématiquement sur la figure 3.4.

Le choix de la méthode de discrétisation aura une influence sur les résultats d'optimisation sur

cycle de l'ensemble convertisseur-machine. Cependant cette influence diminue avec le nombre de valeurs discrètes choisi. Afin de rendre les résultats peu sensibles au choix de la méthode de discrétisation, nous avons décidé de prendre 100 valeurs discrètes de vitesses. Bien que cela ne constitue en rien une justification mais plutôt une indication, l'erreur sur la valeur de la puissance mécanique moyenne commise par la discrétisation des valeurs de vitesse est nettement inférieure au % quelle que soit la méthode de discrétisation. Il en est de même sur des grandeurs comme la valeur efficace du couple ou la valeur efficace de la vitesse qui peuvent être considérées comme des grandeurs "dimensionnantes".

Pour les raisons déjà évoquées plus haut, nous avons choisi d'utiliser la 3<sup>ème</sup> méthode de discrétisation.

### 3.2.4 Optimisation locale du courant d'axe direct pour chaque point de fonctionnement

Chaque point du cycle de fonctionnement est défini en couple et en vitesse. À elles seules, ces deux grandeurs ne permettent cependant pas de déterminer entièrement les performances de l'ensemble convertisseur-machine sur ce point de fonctionnement. En effet, dans notre cas d'une machine à pôles lisses, la valeur du couple  $T_i$  impose la valeur du courant d'axe q  $i_{q,i}$ . La vitesse  $\Omega_i$  permet de déduire la valeur de la pulsation électrique  $\omega_i$  :

$$i_{q,i} = \frac{T_i}{3p\Phi_m} \quad (3.21)$$

$$\omega_i = p\Omega_i \quad (3.22)$$

La valeur du courant d'axe d  $i_{d,i}$  reste alors indéfinie. Elle est nécessaire pour pouvoir entièrement déterminer les modèles de l'ensemble convertisseur-machine et ses performances sur le point de fonctionnement étudié. Le plus simple serait de la considérer comme nulle pour chaque point de fonctionnement et de réaliser ce que l'on appelle une commande "à flux croisés" ou encore une commande à "pertes Joule minimales". En effet, maintenir la valeur de  $i_d$  à zéro, permet à couple donné de minimiser le courant efficace et donc les pertes Joule.

Cependant, de nombreux travaux ont déjà montré, sur un ensemble convertisseur-machine donné, qu'un choix judicieux du courant d'axe direct pouvait aussi permettre de minimiser la somme des pertes Joule et Fer [Morimoto94, Mademlis98, Mademlis00] et donc d'améliorer le rendement. En effet, tout en maintenant la valeur de  $i_q$  constante pour maintenir la valeur du couple, l'ajout d'une composante de courant démagnétisant ( $i_d < 0$ ) permet de réduire les pertes Fer. Cela se fait au prix d'une augmentation des pertes Joule. Mais il apparaît alors une valeur de  $i_d$  négative qui présente le meilleur compromis entre pertes Joule et pertes Fer et ainsi minimise la somme de ces pertes pour chaque point de fonctionnement. Selon les modèles de pertes considérés, une expression analytique de ce courant "optimal" peut être obtenue. Cette recherche de la valeur optimale du courant d'axe direct peut aussi être étendue à la minimisation de l'ensemble des pertes de l'ensemble convertisseur-machine (pertes dans l'électronique de puissance comprises). Une expression analytique de la valeur optimale est alors plus difficile à obtenir et une approche numérique de détermination de la valeur optimale est nécessaire.

À côté de cette faculté du courant d'axe direct à pouvoir minimiser les pertes de fonctionnement, de nombreux travaux ont aussi montré qu'un réglage adéquat de cette composante de courant, pouvait permettre d'étendre la plage de fonctionnement en vitesse à puissance constante (en anglais Constant Power Speed Range ou CPSR) d'un ensemble convertisseur-machine [Sneyers85, Jahns87, Sebastian87, Morimoto90, Multon95]. L'ajout d'une composante de courant démagnétisant permet de diminuer la tension efficace aux bornes d'une phase de la machine tout en maintenant la même valeur de couple. La tension peut ainsi être maintenue constante, sur une certaine plage de vitesse, en injectant une composante de courant  $i_d$  négative, jusqu'à ce que la valeur efficace du courant, égale à  $\sqrt{i_d^2 + i_q^2}$ , atteigne la valeur maximale admise par le convertisseur électronique de puissance (ici notée  $I_{rated}$ ).

Ces deux effets du courant d'axe direct (minimisation des pertes et respect des contraintes électriques du convertisseur) peuvent être pris en compte dès le processus de dimensionnement par une optimisation locale pour chaque point de fonctionnement de la valeur du courant  $i_d$  sous contrainte de courant et tension nominale du convertisseur. Nous généralisons cette optimisation en y ajoutant les contraintes de démagnétisation et de saturation que nous avons définies précédemment et qui doivent être respectées pour chaque point de fonctionnement. Ce problème d'optimisation peut alors être formalisé de la façon suivante :

$\forall(\Omega_i, T_i)$

$$i_{d,i} = \underset{i_d}{\operatorname{argmin}} (P_{copper}(\Omega_i, T_i, i_d) + P_{iron}(\Omega_i, T_i, i_d) + P_{poelect}(\Omega_i, T_i, i_d)) \quad (3.23)$$

sous respect des contraintes

$$\sqrt{v_{d,i}^2 + v_{q,i}^2} \leq V_{rated} \quad (3.24)$$

$$\sqrt{i_{d,i}^2 + i_{q,i}^2} \leq I_{rated} \quad (3.25)$$

$$\hat{B}_{arm,i} \leq \frac{B_r}{1 + \frac{\delta_{eq}\mu_{magn}}{h_{magn}\mu_0}} - B_d \quad (3.26)$$

$$\hat{B}_i \leq 1.5T \text{ dans les différentes parties de la machine} \quad (3.27)$$

Cette optimisation sous contraintes permet de trouver pour chaque point de fonctionnement, la valeur de  $i_d$  qui minimise les pertes de fonctionnement tout en garantissant le respect d'un certain nombre de contraintes que nous avons qualifiées de contraintes instantanées (cf. chapitre 3.1.3).

La mise en œuvre pratique de la résolution de cette optimisation locale peut être envisagée de différentes manières : par une expression analytique de l'optimum si cela est possible, par une optimisation exhaustive (aussi appelée optimisation par force brute) ou par un algorithme d'optimisation déterministe ou stochastique. Pour des raisons de simplicité et de stabilité de la solution, nous procédons à une optimisation exhaustive pour  $N_{i_d} = 100$  valeurs discrètes du courant d'axe d, unifor-



mément réparties entre 0 et  $-I_{rated}$ . La valeur retenue est alors celle qui minimise le critère de pertes tout en respectant les contraintes. D'un point de vue temps de calcul, cette méthode peut paraître peu efficace, mais elle permet de garantir une stabilité de la solution trouvée entre deux calculs successifs et peut surtout facilement être mise sous la forme d'un calcul matriciel (avec des matrices de taille  $N_{pts} \times N_{i_d}$ ) et résolue efficacement sous Matlab.

Pour certains points de fonctionnement, il se peut qu'il n'existe pas de valeur de  $i_d$  qui respecte les contraintes. Cela signifie alors tout simplement que le point de fonctionnement n'est pas atteignable avec l'ensemble convertisseur-machine considéré. Cette solution doit alors pouvoir être rejetée de la boucle d'optimisation globale (optimisation du dimensionnement) car elle ne permet pas d'atteindre un point de fonctionnement particulier du cycle. Dans la pratique, ce rejet est pris en compte par l'introduction d'une contrainte "d'atteignabilité" des points de fonctionnement. Celle-ci a pour rôle de contraindre à zéro la somme des probabilités d'apparition  $p_i$  des points de fonctionnement "non atteints" sur le cycle de fonctionnement (cf. Eq. 3.28).

$$\sum_{i \text{ non atteints}} p_i = 0 \quad (3.28)$$

### 3.2.5 Extension de l'optimisation par essais particulières au problème de l'optimisation multi-objectif

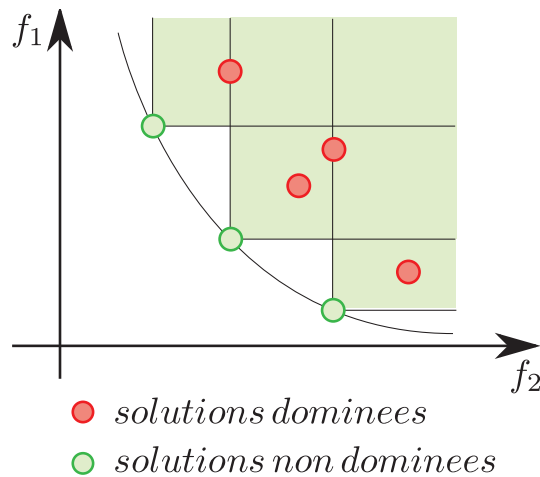
Le principe de l'optimisation par la méthode des essais particulières est expliqué en Annexe G, le lecteur non averti peut utilement s'y reporter avant la lecture de ce paragraphe.

Parce qu'elle nécessite la définition d'une "meilleure" particule servant de guide pour les autres, cette métaheuristique est a priori plus adaptée à l'optimisation mono-objectif. Des adaptations doivent donc être apportées pour traiter le cas d'une optimisation multiobjectif [Coello Coello06]. En effet, si les objectifs choisis sont contradictoires, il n'existe pas une "meilleure" particule mais un ensemble de particules présentant chacune un aussi bon compromis vis à vis des objectifs considérés. Un des moyens d'extraire l'ensemble de ces "meilleures" particules est d'utiliser la dominance au sens de Pareto. Mais une fois ces "meilleures" particules extraites, il convient aussi de définir une stratégie de sélection pour attribuer un guide à chaque particule de l'essaim. Afin d'éviter une convergence prématurée, des mécanismes de maintien de la diversité doivent être élaborés aussi bien au niveau de l'archive des solutions non-dominées que de la population elle-même.

**La dominance au sens de Pareto** Soit  $\vec{u}^* = [u_1, u_2, \dots, u_d]$  et  $\vec{v}^* = [v_1, v_2, \dots, v_d]$ , deux vecteurs appartenant à  $\mathbb{R}^d$ , on dit que  $\vec{u}$  domine  $\vec{v}$  si et seulement si :

$$\vec{u} < \vec{v} \Leftrightarrow u_i \leq v_i \forall i \in 1, \dots, d \quad \text{et} \quad \vec{u} \neq \vec{v} \quad (3.29)$$

Un vecteur  $\vec{x}^* \in \mathbb{R}^n$  est une solution optimale s'il n'existe pas de vecteur  $\vec{x} \in \mathbb{R}^n$  tel que  $F(\vec{x}) < F(\vec{x}^*)$ . Elle est alors dite "non-dominée". L'ensemble des solutions non-dominées est appelé "Front de Pareto". Il contient toutes les solutions présentant les meilleurs compromis vis à vis des objectifs.



**FIGURE 3.5:** Représentation de la notion de dominance dans le cas d'un problème de minimisation bi-objectif

**Sélection d'un guide parmi l'archive des solutions non-dominées** Dans le cas d'un problème mono-objectif, le choix d'un guide est naturel : c'est la particule ayant eu la meilleure position dans un voisinage considéré.

Dans le cas d'un problème multiobjectif, le choix d'un guide doit se faire parmi l'ensemble des solutions non-dominées. Cela nécessite donc d'abord la constitution d'une archive externe, sorte de mémoire collective collectant l'ensemble des meilleures positions atteintes par l'ensemble des particules. Cette archive, mise à jour à chaque itération, constitue alors une base de données parmi laquelle des guides peuvent être sélectionnés.

La désignation d'un guide pour chaque particule est un des problèmes qui doit être résolu pour l'extension de cette métaheuristique au cas multi-objectif. Parmi les différentes solutions qui existent dans la littérature, une des manières les plus simples consiste à tirer au sort pour chaque particule et à chaque itération, un guide parmi l'archive. Cette méthode, que nous avons testé, a l'inconvénient, de faire rapidement converger les solutions vers le "coude" du front de Pareto et de ne pas favoriser la recherche vers les solutions extrêmes. En effet, d'une itération à l'autre, si le guide est tiré au hasard, les particules peuvent se retrouver tour à tour attirées d'une position à l'autre du front de Pareto et se concentrer finalement vers une position médiane.

Pour pallier ce problème, une seconde méthode, applicable à un problème bi-objectif, et que nous avons adoptée, consiste à considérer l'archive et l'essaim comme deux vecteurs de tailles respectives  $\mathcal{N}_{archive}$  et  $\mathcal{N}_{particules}$ . L'archive étant triée par ordre croissant d'un des deux objectifs, la première particule de l'archive est désignée comme guide aux  $\frac{\mathcal{N}_{particules}}{\mathcal{N}_{archive}}$ - premières particules de l'essaim. Ainsi ces premières particules seront toujours attirées vers ce guide qui minimise un des objectifs. L'attribution du guide suivant est faite de la même manière, c'est à dire aux  $\frac{\mathcal{N}_{particules}}{\mathcal{N}_{archive}}$  particules suivantes de l'essaim. Nous pouvons ainsi dire que cette façon de désigner les guides revient à définir des sous-populations de taille  $\frac{\mathcal{N}_{particules}}{\mathcal{N}_{archive}}$  qui seront toujours attirées vers les mêmes "portions" du front de Pareto.

**Maintien de la taille et de la diversité de l'archive** La taille de l'archive est vouée à évoluer au fur et à mesure des itérations. Nulle au départ, cette taille peut augmenter indéfiniment si elle n'est pas limitée. Le risque est alors de voir certaines zones du front de Pareto plus fournies en solutions non-dominées que d'autres. La stratégie de sélection que nous avons choisi, peut alors accélérer ce phénomène car le même nombre de particules est attribué à chaque position de l'archive. Ainsi les zones "denses" en guides se verront dotées d'un nombre important de particules qui pourront amplifier la densification.

Il est donc important, à la fois de limiter la taille de l'archive, mais aussi de maintenir une diversité et une bonne répartition des solutions non-dominées le long du front de Pareto. Pour ce faire, nous utilisons la définition du point Nadir (ou point anti-idéal), qui est le point situé dans l'espace des objectifs ayant pour coordonnées les valeurs maximums des objectifs du front de Pareto. Nous définissons alors pour chaque solution de l'archive un angle  $\gamma$  calculé à partir de coordonnées normalisées. Le calcul de cet angle est décrit par la figure 3.6 et la formule 3.30.

$$\gamma = \arctan\left(\frac{\delta 1}{\delta 2} \frac{\Delta 2}{\Delta 1}\right) \quad (3.30)$$

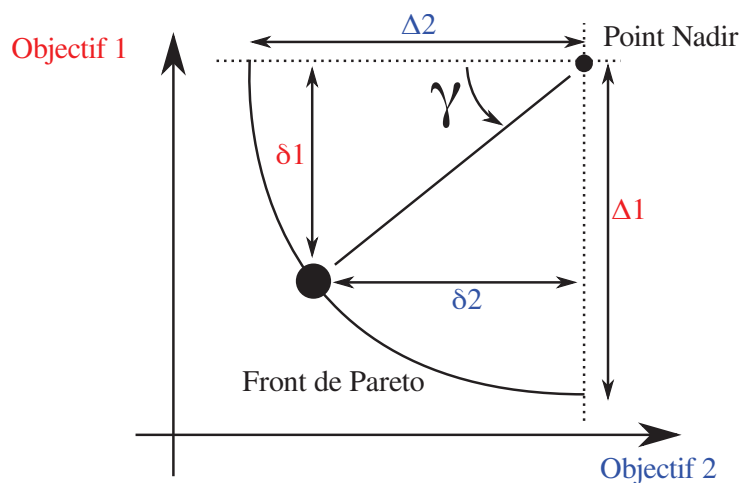


FIGURE 3.6: Calcul de l'angle d'une position sur le front de Pareto

Les angles de toutes les solutions optimales sont comparés à des angles  $\gamma^*$  souhaités, et seules les solutions qui sont les plus proches (en termes d'angle  $\gamma$ ) des positions souhaitées sont retenues. Dans la pratique, nous choisissons une répartition linéaire des angles  $\gamma^*$  entre  $0^\circ$  et  $90^\circ$ , le nombre d'angles choisi correspondant à la taille maximale voulue de l'archive.

**Maintien d'une diversité au sein de la population** Il est important de promouvoir et de maintenir une relative diversité des solutions au cours des itérations pour éviter une convergence prématurée des solutions vers un optimum local. Une des façons de permettre cela est de faire appel à un opérateur de mutation. A l'instar de ceux présents dans les algorithmes génétiques, ces opérateurs de mutation, ont pour rôle de déplacer quelques particules au hasard dans l'espace des variables d'op-

timisation. L'implémentation la plus courante de cet opérateur consiste à définir une probabilité de particules qui subissent une mutation au cours d'une itération. Le déplacement qu'elles subissent est tiré aléatoirement selon une certaine densité de probabilité.

Nous avons préféré une implémentation différente favorisant de façon encore plus importante la diversité au risque de perdre des performances en termes de rapidité de convergence. Chaque particule qui, au cours d'une itération, atteint une position non-dominée méritant d'être ajoutée à l'archive subit une mutation. Elle est alors déplacée dans l'espace de recherche, et chaque composante du déplacement est tiré selon une loi normale avec un écart-type proportionnel à l'intervalle de recherche de la variable d'optimisation correspondante.

Ainsi, tant qu'une particule n'a pas atteint une position non-dominée, elle ne subira pas de mutation. Cela permet aussi de favoriser l'intensification de la recherche lorsque le front de Pareto obtenu est proche de la solution finale et que l'archive n'évolue plus beaucoup.

### 3.3 Analyse d'un résultat de référence

#### 3.3.1 Présentation des résultats de l'optimisation bi-objectif

Les valeurs des constantes du problèmes sont rappelées de manière exhaustive dans le tableau 3.6. Sauf indication contraire, ces valeurs sont prises par défaut. Nous présentons dans cette section, les résultats d'une optimisation du dimensionnement de l'ensemble convertisseur-machine couplée à celle de la loi d'amortissement de la roue pendulaire du système SEAREV sur un état de mer particulier ( $H_s = 3,5 m$ ,  $T_p = 9 s$ ). Un seul tirage aléatoire des phases initiales des composantes fréquentielles

**TABLE 3.6:** Tableau récapitulatif des constantes considérées dans le problème de l'optimisation de l'ensemble convertisseur-machine

	Description	Valeur considérée
Constantes physiques		
$\mu_0$	Perméabilité magnétique du vide	$4\pi \cdot 10^{-7}$
Thermique		
$\Theta_{max}$	Température maximale admissible par le bobinage	$130^\circ C$
$\Theta_{amb}$	Température ambiante	$20^\circ C$
$\lambda_w$	Conductivité thermique équivalente du bobinage	$0,5 W \cdot m^{-1} \cdot K^{-1}$
$\lambda_{iron}$	Conductivité thermique radiale des tôles	$30 W \cdot m^{-1} \cdot K^{-1}$
$h$	Coefficient d'échange thermique en convection naturelle et radiation	$10 W \cdot m^2 \cdot K^{-1}$
Aimants		
$B_r$	Induction rémanente	$1 T$
$\mu_{magn}$	Perméabilité magnétique des aimants	$\mu_0$
$H_k$	Champ magnétique coercitif	$760 \cdot 10^3 A \cdot m^{-1}$
Matériaux (pertes)		
$\rho_{Cu}$	Résistivité du cuivre à $130^\circ C$	$2,6 \cdot 10^{-8} \Omega \cdot m$
$k_H$	Coefficient de pertes par hystérésis (type M800-65A)	67
$k_e$	Coeff. de pertes par courants de Foucault (1%Si et 0,65mm d'ép.)	0.141
Matériaux (masses volumiques)		
$m_{iron}$	Masse volumique des tôles Fe-Si (type M800-65A)	$7800 kg \cdot m^{-3}$
$m_{copper}$	Masse volumique du cuivre	$8920 kg \cdot m^{-3}$
$m_{magnet}$	Masse volumique des aimants NdFeB	$7600 kg \cdot m^{-3}$
Matériaux (coûts massiques)		
$c_{iron}$	coût massique des tôles Fe-Si (Grade M800-65A)	$3 \text{€} kg^{-1}$
$c_{copper}$	coût massique du cuivre	$6 \text{€} kg^{-1}$
$c_{magnet}$	coût massique des aimants NdFeB	$30 \text{€} kg^{-1}$
Electronique de puissance		
$V_{0,IGBT}$	Tension de seuil des IGBT	$2 V$
$V_{0,diode}$	Tension de seuil des diodes	$1,7 V$
$R_{d,IGBT}$	Résistance dynamique des IGBT pour $\sqrt{2} \cdot I_{rated} = 1000 A$	$1,5 m\Omega$
$R_{d,diode}$	Résistance dynamique des diodes pour $\sqrt{2} \cdot I_{rated} = 1000 A$	$1 m\Omega$
$E_{sw}$	Coefficient de pertes par commutation des interrupteurs	$3 mJ \cdot A^{-1}$
$f_{sw}$	Fréquence de découpage	$2 kHz$
Divers		
$U_{DC}$	Tension du bus DC	$1300 V$
$k_{fill}$	Coefficient de remplissage	40%
$\beta_m$	Angle électrique d'ouverture des aimants	$2\pi/3$

a été considéré (cf Annexe A). La durée du profil de houle est de 3600 s avec un pas de temps de 0,1 s. Les cycles temporels en couple et en vitesse sont précalculés pour différentes valeurs de  $\beta$  et  $P_{lev}$ . Des cycles statistiques sont construits à partir des cycles temporels afin de réduire le nombre de points de fonctionnement à calculer. Le nombre de points de fonctionnement Couple Vitesse sur lesquels nous calculons les performances de l'ensemble convertisseur-machine est de 100.

Le nombre total d'évaluations de solutions ayant permis d'obtenir ce résultat est de 15 000 000. Elles sont réparties sur 20 exécutions de l'algorithme avec, pour chacune d'entre elles, 500 particules et 1500 itérations. Le temps de calcul par itération est estimé à environ 0,8 s sur un PC doté de 8 cœurs physiques cadencés à 2,66 GHz (le calcul est parallélisé sur les 8 cœurs physiques). Le temps total nécessaire à l'obtention de ce résultat est donc d'environ 6 heures (mais sans compter le temps nécessaire au pré-calcul des cycles de fonctionnement qui est commun à tous les résultats que nous présenterons dans la suite).

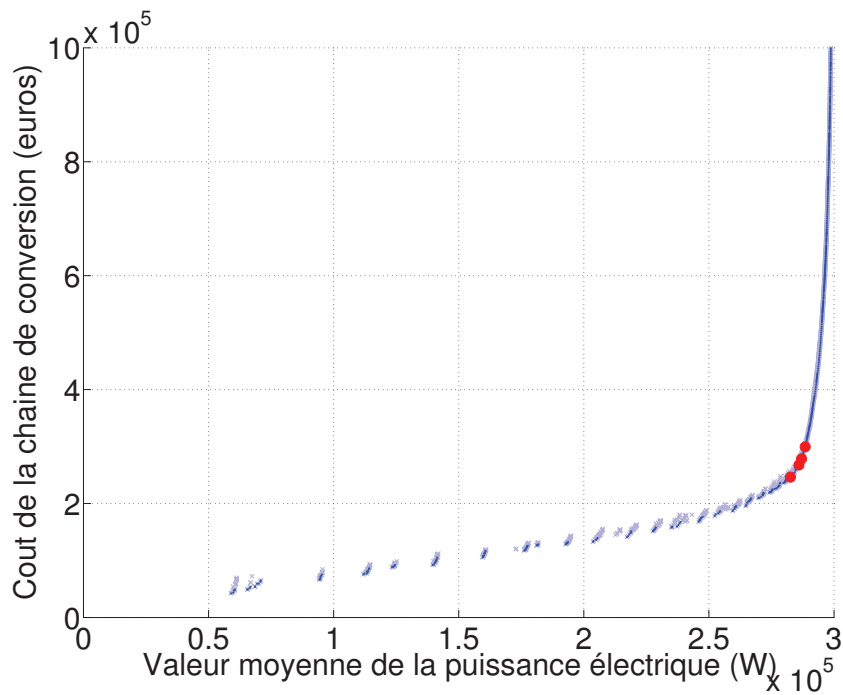
Le front de Pareto obtenu est présenté sur la figure 3.7. Les résultats des différentes exécutions sont présentés à titre indicatif en couleur claire afin d'apprécier la sensibilité à l'exécution. Quatre solutions particulières sont représentées par des points rouges plus gros. Elles correspondent aux quatre solutions qui minimisent le coût du kWh pour des valeurs de  $C_{WECw/oPTO}$  allant de 1 M€ à 4 M€<sup>3</sup>. Il est ainsi possible de constater que cette fourchette assez large de coût du système SEAREV, sans sa chaîne de conversion électrique, restreint les solutions optimales au sens du coût du kWh dans une fourchette assez étroite de solutions par rapport à l'étendue totale du front de Pareto. Cela est lié à la fois au "coude" assez prononcé du front de Pareto mais aussi à la part finalement faible (ou relativement faible) du coût de la chaîne de conversion par rapport au coût du système complet.

La figure 3.8 présente un détail de la figure 3.7 sur laquelle sont tracées, en trait plein cyan, les quatre tangentes au front de Pareto permettant de trouver les solutions minimisant le coût du kWh pour différentes valeurs de  $C_{WECw/oPTO}$  (points rouges). La fourchette, en termes de valeur des objectifs, de ces solutions est de [225 k€; 290 k€] pour  $C_{PTO}$  et [278 kW; 288 kW] pour la puissance électrique moyenne  $P_{elec}$ .

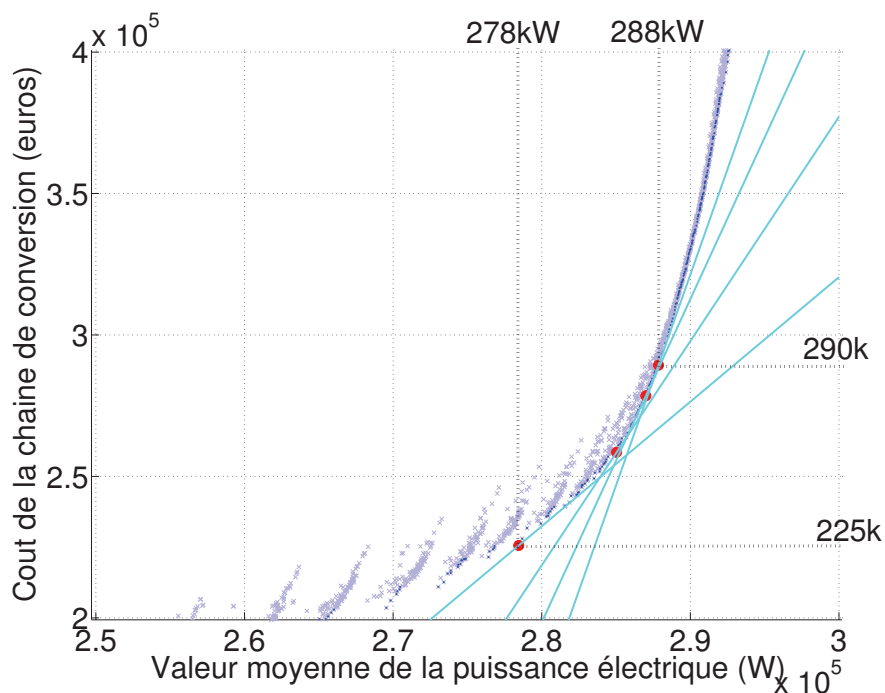
La puissance mécanique moyenne (donc avant conversion électrique) évolue le long du front de Pareto car les variables  $\beta$  et  $P_{lev}$  évoluent aussi. Le différentiel de puissance électrique entre les solutions extrêmes du front de Pareto n'est pas lié à une simple augmentation des pertes comme il est courant de le voir dans des optimisations multiobjectif lorsque la sollicitation mécanique est fixée. Les portions discrètes que l'on observe dans le bas du front sont d'ailleurs liées à un saut des valeurs des paramètres d'amortissement qui entraîne un saut de puissance mécanique moyenne. La figure 3.9, sur laquelle est tracée, en plus du front de Pareto, la valeur moyenne de la puissance mécanique correspondant aux paramètres d'amortissement, permet d'apprécier cela.

---

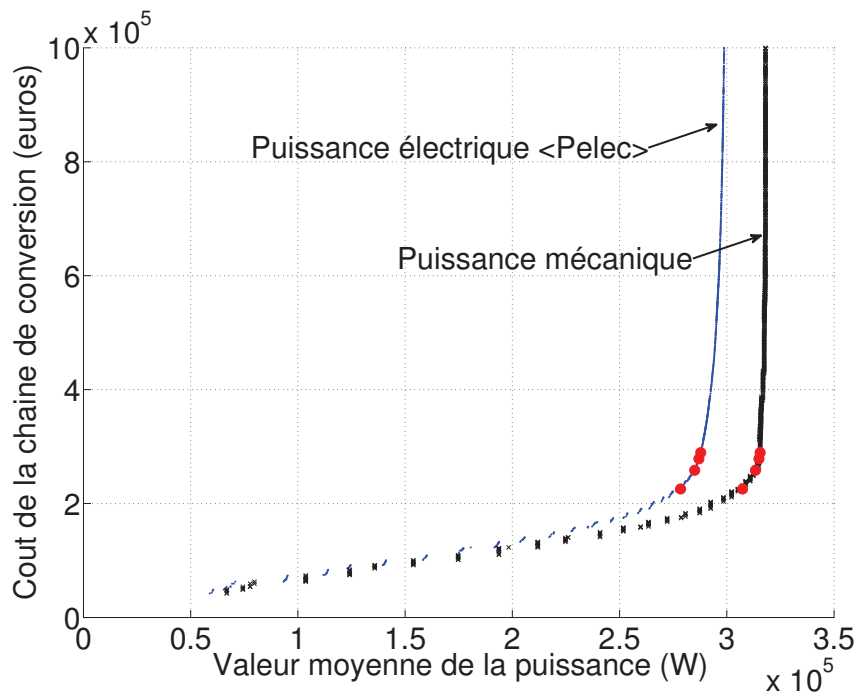
3. valeurs arbitraires mais dans une fourchette suffisamment large pour recouvrir des valeurs réalistes du coût du système



**FIGURE 3.7:** Front de Pareto de l'optimisation de référence. Les points clairs correspondent aux résultats obtenus au cours de 20 exécutions successives de l'algorithme. Les points rouges correspondent aux solutions minimisant le coût du kWh pour des valeurs de  $C_{WECw/oPTO}$  allant de 1 M€ à 4 M€ (voir zoom sur la figure 3.8)



**FIGURE 3.8:** Détail de la figure 3.7. Les droites de couleur cyan sont les tangentes au front de Pareto passant par les points  $(0, -C_{WECw/oPTO})$  pour 4 valeurs de  $C_{WECw/oPTO}$  allant de 1 M€ à 4 M€.

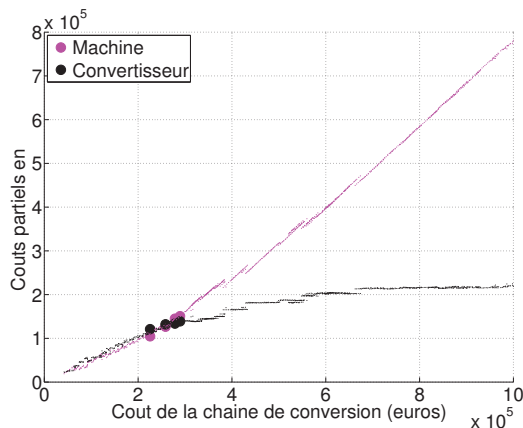


**FIGURE 3.9:** Front de Pareto en bleu (à gauche) et valeur moyenne de la puissance mécanique du cycle correspondant aux paramètres d'amortissement en noir. Les solutions optimales en termes de coût du kWh sont représentées par les points rouges.

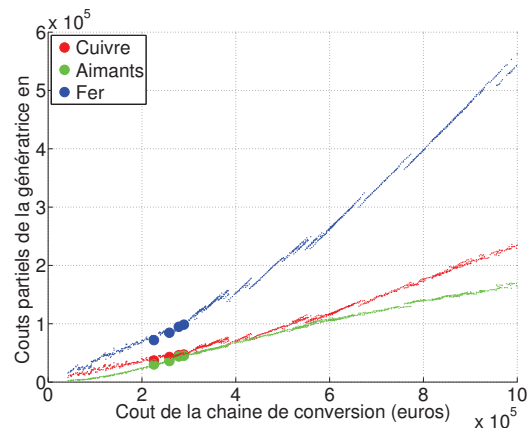
Nous traçons sur les figures 3.10 et 3.11, l'évolution des critères partiels de coûts et de pertes le long du front de Pareto. Dans la recherche d'une maximisation de l'énergie électrique récupérée (valeur moyenne de la puissance électrique), l'augmentation de la quantité de matières premières dans la génératrice est privilégiée par rapport à l'augmentation de la puissance apparente du convertisseur. En effet l'augmentation de cette dernière a pour effet d'augmenter le calibre courant des composants, de diminuer les résistances dynamiques et donc une partie des pertes par conduction. Mais l'autre partie des pertes par conduction (celle liée à la tension de seuil des composants considérée comme indépendante du calibre courant) ainsi que les pertes par commutation, ne sont pas réduites par l'augmentation de la puissance apparente du convertisseur, compte tenu du modèle considéré.

Les solutions optimales en termes de coût du kWh (représentées par des points plus gros), sont celles qui présentent les pertes les plus importantes et un rendement sur cycle relativement faible (par rapport aux autres solutions). Seulement ces pertes importantes et ce rendement plus faible, sont aussi associés à une valeur moyenne de puissance mécanique incidente plus élevée, ce qui permet au final, de produire une valeur moyenne de puissance électrique intéressante à un coût qui l'est tout autant. Ceci montre bien l'importance du traitement couplé de l'ensemble du système.



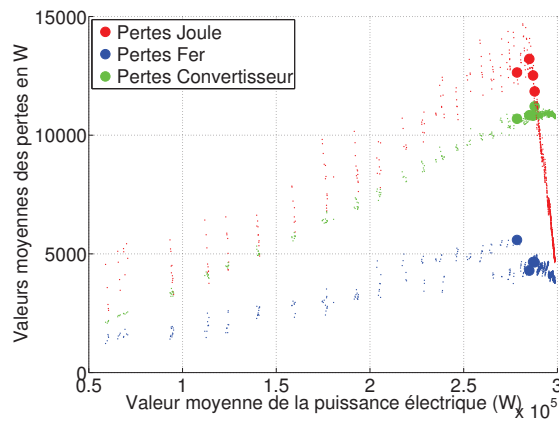


(a) Évolution des coûts partiels de la machine et du convertisseur en fonction de  $C_{PTO}$

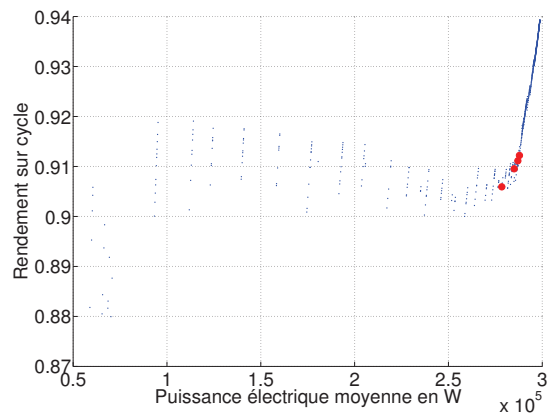


(b) Évolution des coûts partiels des parties actives de la machine en fonction de  $C_{PTO}$

FIGURE 3.10: Évolution des coûts partiels le long du front de Pareto, en fonction de  $C_{PTO}$



(a) Pertes partielles en fonction de  $\langle P_{elec} \rangle$

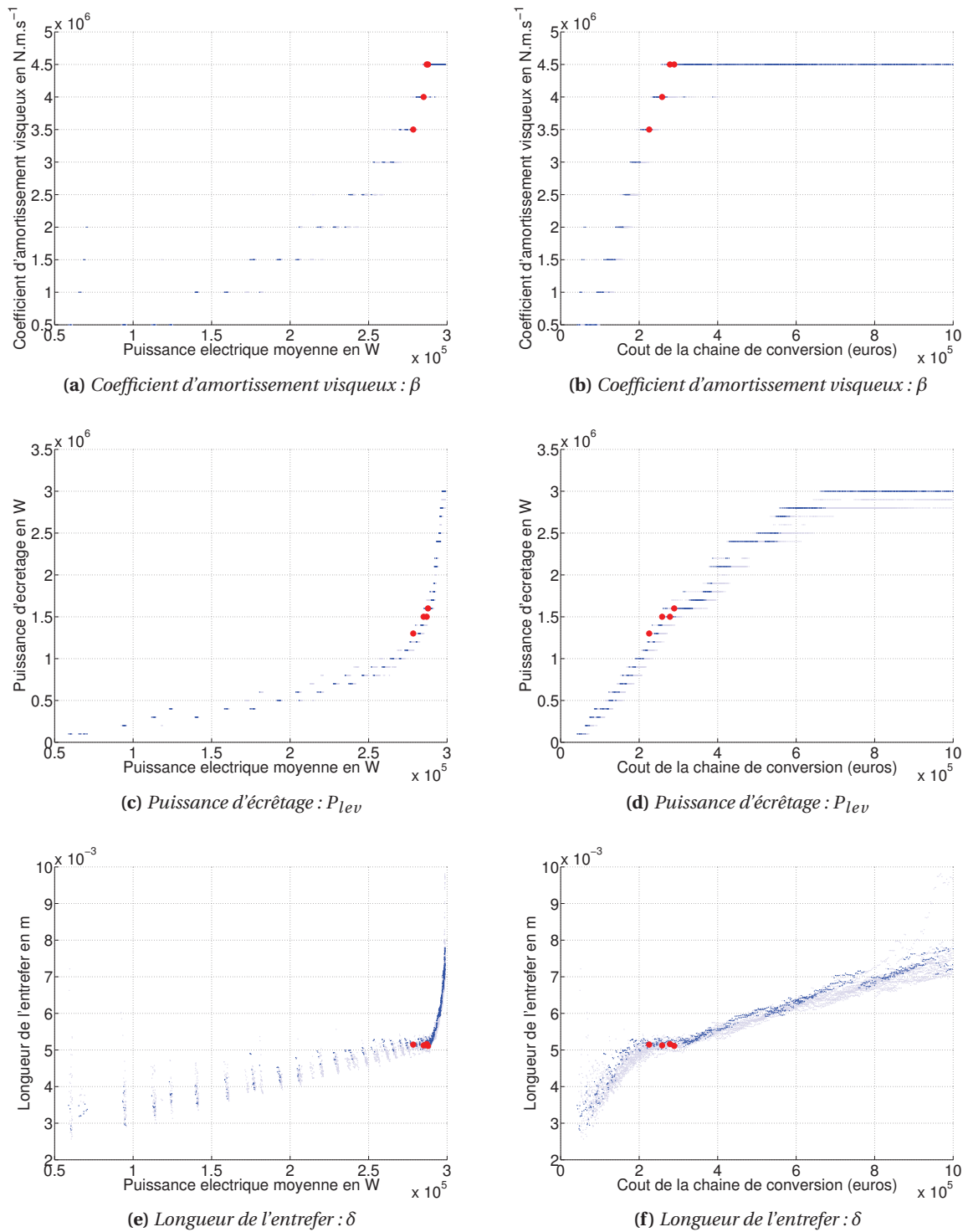


(b) Rendement de conversion sur cycle en fonction de  $\langle P_{elec} \rangle$

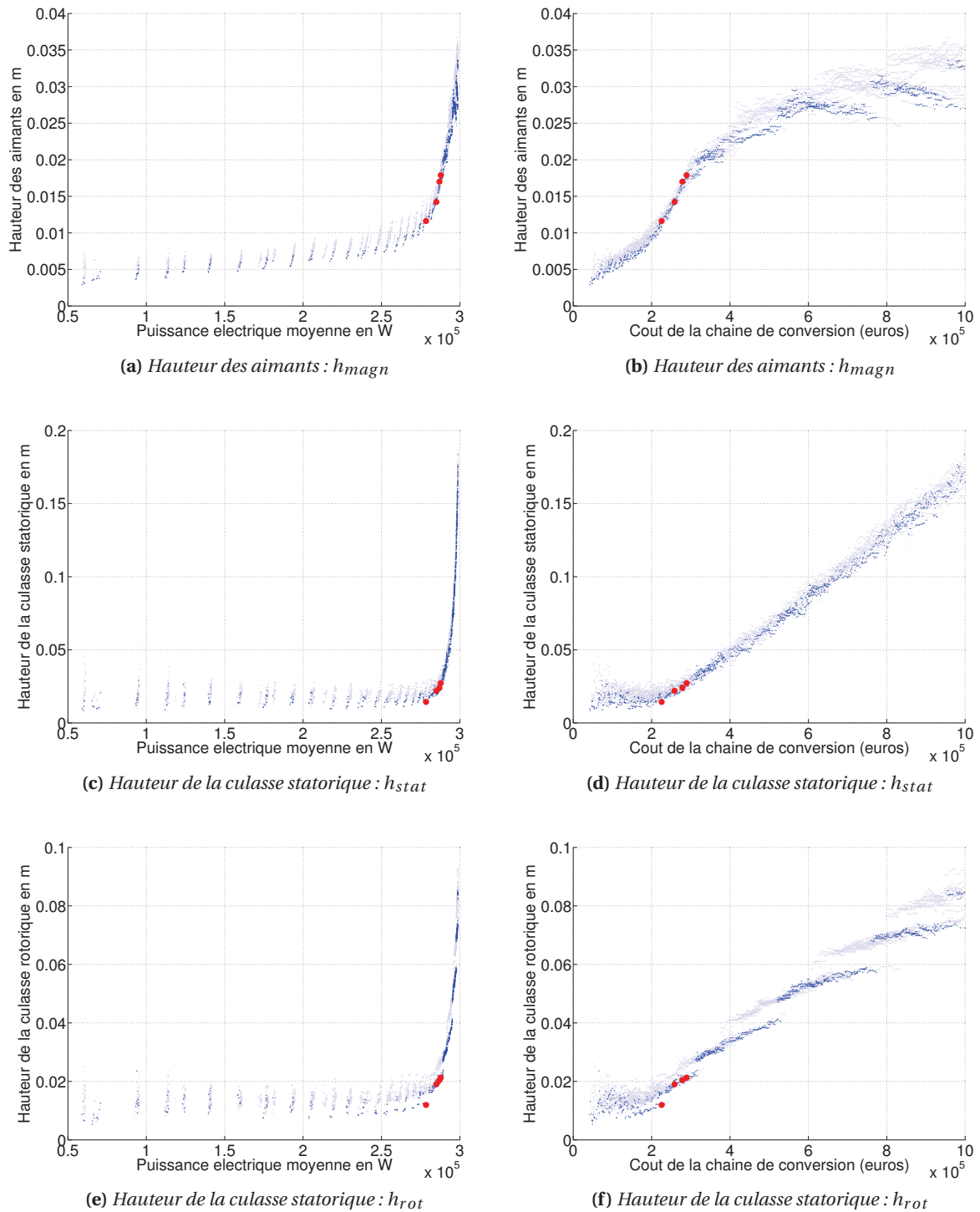
FIGURE 3.11: Évolution des critères de pertes partielles et du rendement sur cycle le long du front de Pareto, en fonction de  $\langle P_{elec} \rangle$

Une autre remarque peut être faite sur la répartition pertes fer / pertes Joule. Il est possible de montrer sous certaines hypothèses et sur un point de fonctionnement, que lorsque le rendement d'un système de conversion d'énergie (classiquement un transformateur) est maximum alors les pertes Joule sont égales aux pertes fer. Ici, sans toutefois le démontrer, et dans un contexte beaucoup plus complexe que celui d'un simple transformateur (approche sur cycle et prise en compte des pertes convertisseur), nous pouvons faire le constat que les deux valeurs moyennes de pertes Joule et fer tendent à se rapprocher lorsque le rendement devient l'objectif prépondérant (vers les solutions à coût élevé, sur la droite de la figure 3.11a). Ce constat aurait été encore plus visible sans une limitation du coût à 1 M€.

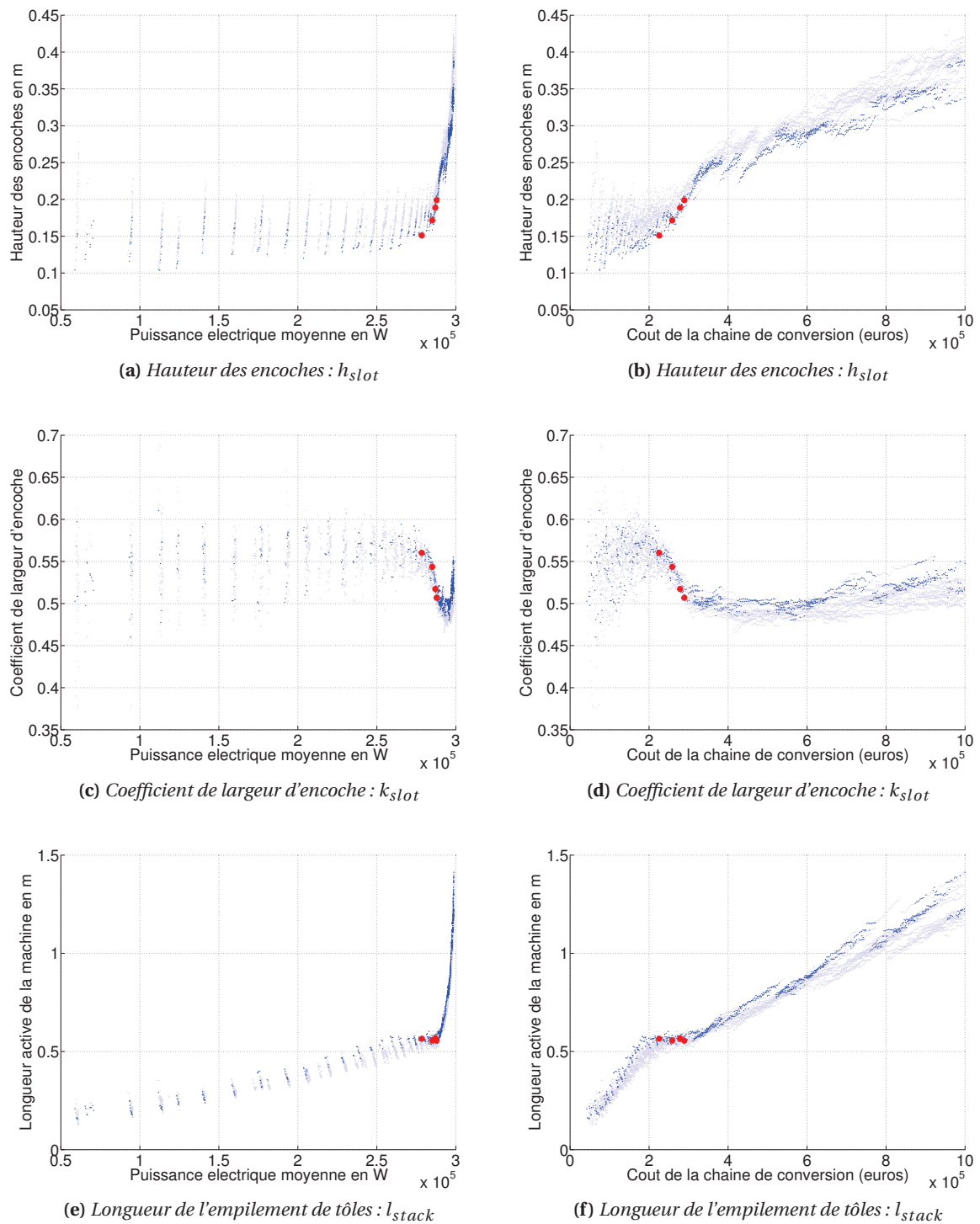
Les figures 3.12 à 3.16 présentent les évolutions des différentes variables d'optimisation le long du front de Pareto. Chaque variable d'optimisation est tracée en fonction de chacun des deux objectifs d'optimisation.



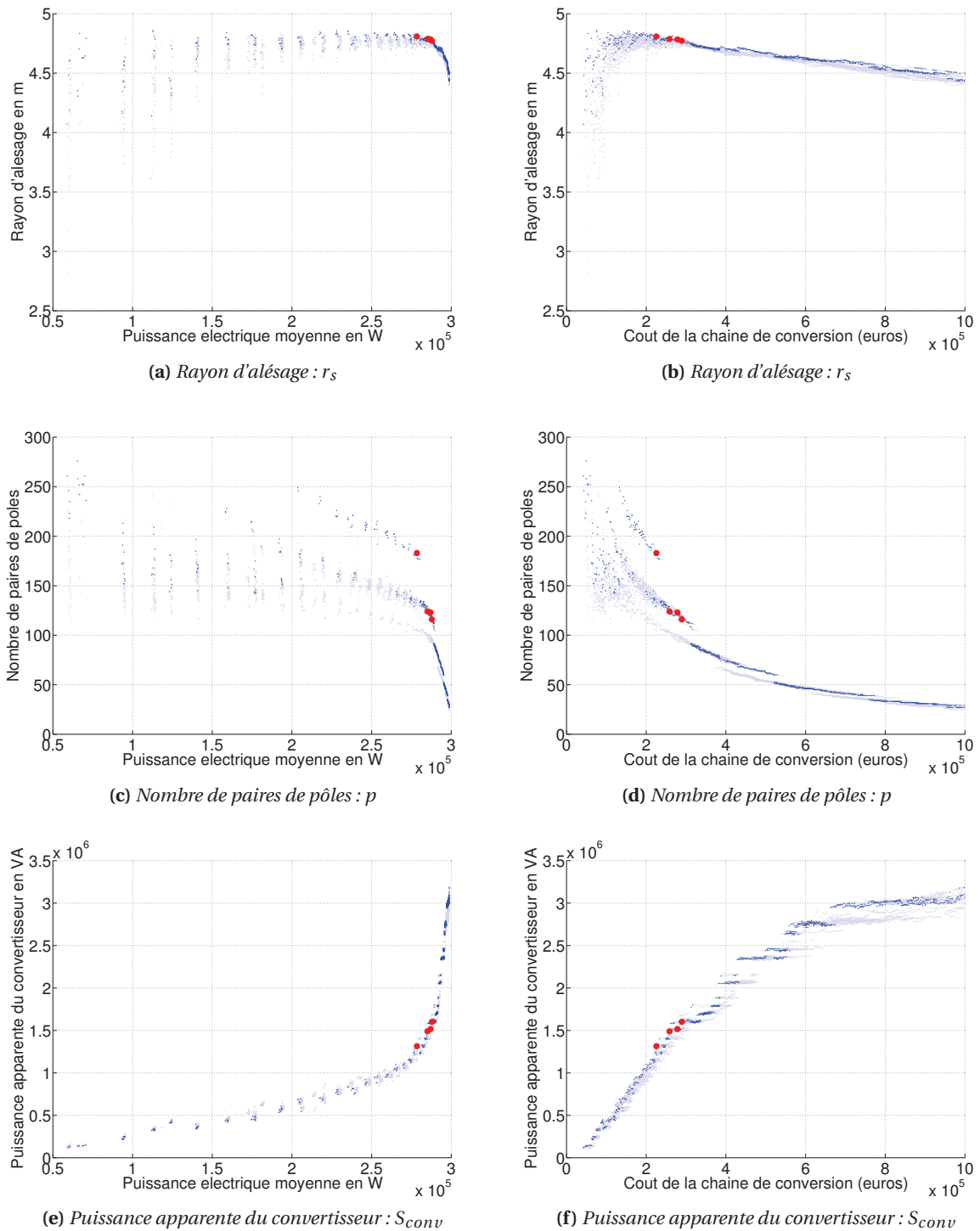
**FIGURE 3.12:** Évolution des variables d'optimisation  $\beta$ ,  $P_{lev}$  et  $\delta$  le long du front de Pareto en fonction des deux objectifs d'optimisation. Les solutions représentées par des gros points rouges, sont les solutions optimales en termes de coût du kWh produit.



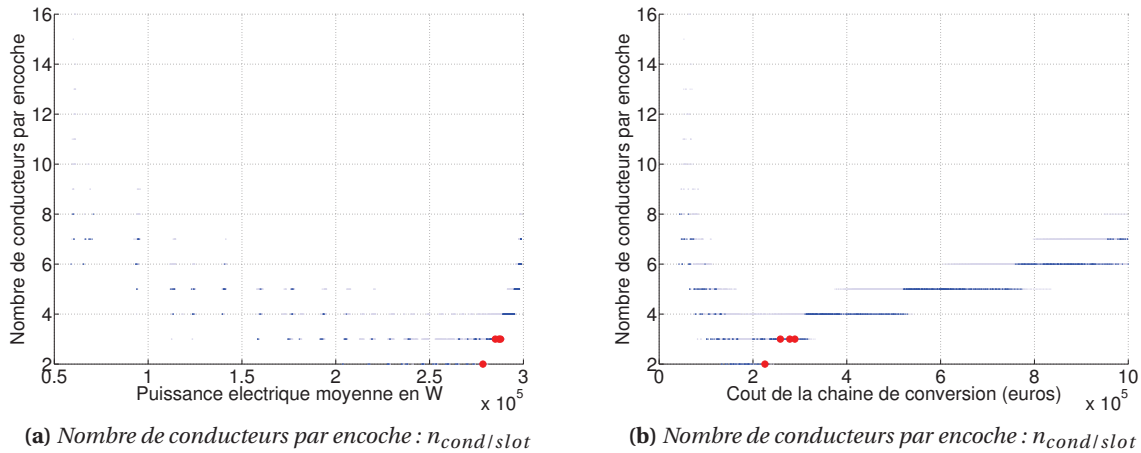
**FIGURE 3.13:** Évolution des variables d'optimisation  $h_{magn}$ ,  $h_{stat}$  et  $h_{rot}$  le long du front de Pareto en fonction des deux objectifs d'optimisation. Les solutions représentées par des gros points rouges, sont les solutions optimales en termes de coût du kWh produit.



**FIGURE 3.14:** Évolution des variables d'optimisation  $h_{slot}$ ,  $k_{slot}$  et  $l_{stack}$  le long du front de Pareto en fonction des deux objectifs d'optimisation. Les solutions représentées par des gros points rouges, sont les solutions optimales en termes de coût du kWh produit.



**FIGURE 3.15:** Évolution des variables d'optimisation  $r_s, p$  et  $S_{conv}$  le long du front de Pareto en fonction des deux objectifs d'optimisation. Les solutions représentées par des gros points rouges, sont les solutions optimales en termes de coût du kWh produit.



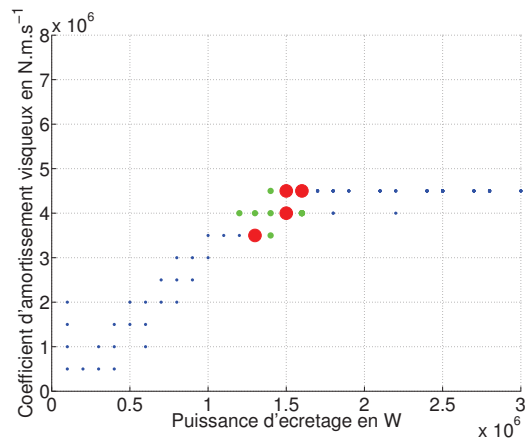
**FIGURE 3.16:** Évolution de la variable d'optimisation  $n_{cond/slot}$  le long du front de Pareto en fonction des deux objectifs d'optimisation. Les solutions représentées par des gros points rouges, sont les solutions optimales en termes de coût du kWh produit.

La dispersion des résultats semble assez importante et ce même avec un nombre d'évaluations important (20 optimisations de 1500 itérations avec 500 particules). Une partie de cette dispersion est liée au caractère discret des paramètres d'amortissement et du nombre de conducteurs par encoche.

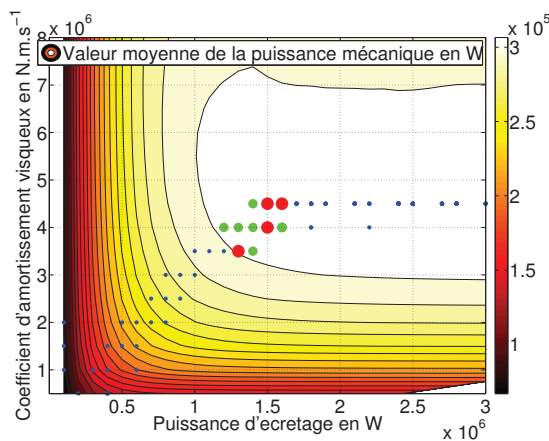
Il serait assez hasardeux de tenter de justifier finement l'évolution de toutes les variables d'optimisation le long du front de Pareto. Le problème d'optimisation est en effet fortement couplé entre l'amortissement écrêté, le convertisseur et la génératrice et donc difficile à interpréter en l'état. Nous pouvons cependant faire certaines constatations qualitatives sur d'autres grandeurs relatives aux paramètres de dimensionnement.

La figure 3.17 montre les couples de paramètres d'amortissement  $(\beta, P_{lev})$  qui sont solutions de ce problème d'optimisation. Encore une fois les solutions optimales en termes de coût du kWh sont représentées selon le même code couleur que celui de la figure 3.8. Ces solutions, qui présentent le meilleur compromis sur le coût du kWh, ont des paramètres d'amortissement qui sont tels que la puissance d'écrêtage commence tout juste à influencer sur la puissance mécanique moyenne. Pour mieux illustrer cela, nous renvoyons le lecteur à la figure 2.5 du chapitre précédent qui représentait la puissance mécanique moyenne en fonction des paramètres d'amortissement. Nous rappelons le dégradé correspondant avec les couples de paramètres d'amortissement sur la figure 3.17b. Il est aussi intéressant de constater, sur la figure 3.17c, que les paramètres d'amortissement des solutions optimales sont aussi ceux qui maximisent la puissance mécanique moyenne pour un couple mécanique maximal donné<sup>4</sup>.

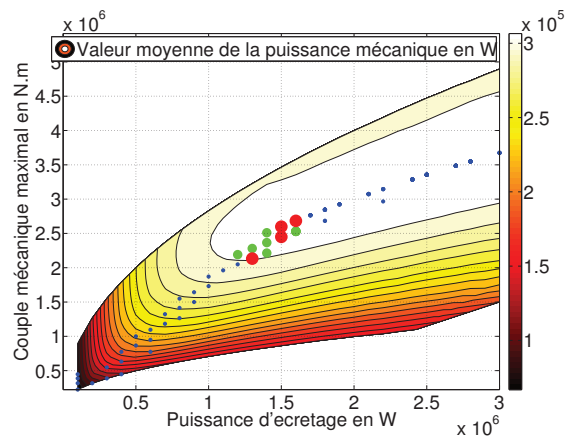
4. Rappelons que le couple mécanique maximal est obtenu en limite de zone d'écrêtage et qu'il vaut  $T_{max} = \sqrt{\beta P_{lev}}$



(a) dans le plan  $(\beta, P_{lev})$

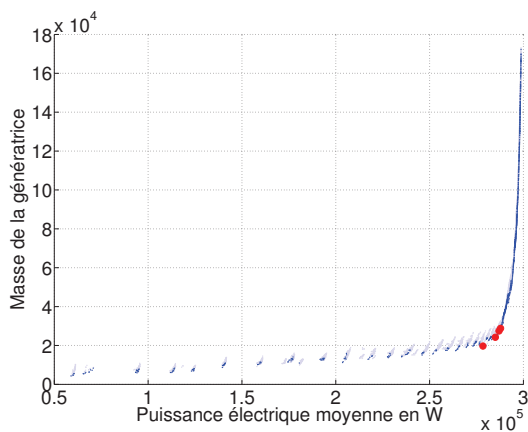


(b) idem (a) avec  $\langle P_{meca} \rangle$  en arrière plan

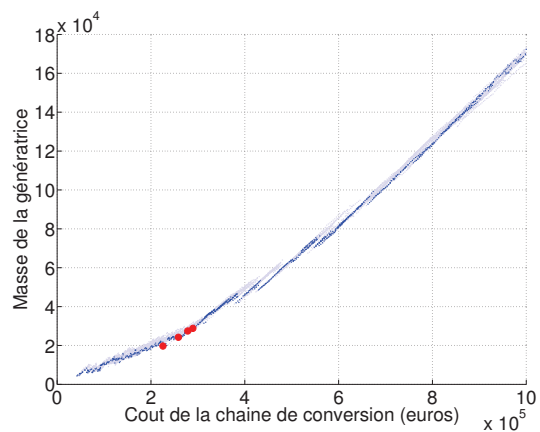


(c) dans le plan  $(T_{max}, P_{lev})$

FIGURE 3.17: Paramètres d'amortissement et courbe d'iso-valeurs de puissance mécanique (moyenne)



(a) en fonction de  $\langle P_{elec} \rangle$



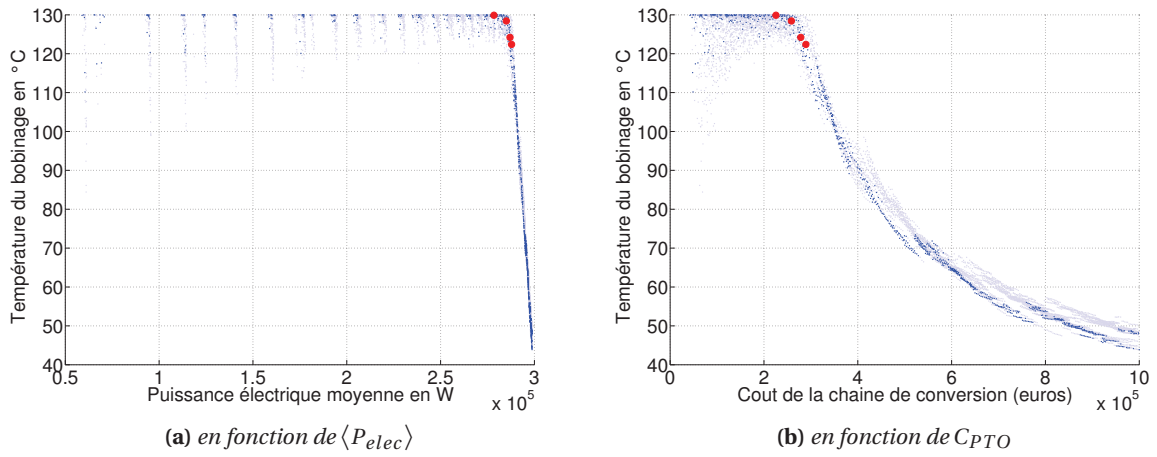
(b) en fonction de  $C_{PTO}$

FIGURE 3.18: Masse de la génératrice le long du front de Pareto

La figure 3.18 représente l'évolution de la masse de la génératrice (parties actives seulement) le long du front de Pareto. Les solutions optimales en termes de coût au kWh ont une masse active

comprise entre 20 et 30 tonnes.

La figure 3.19 montre l'évolution de la température du bobinage<sup>5</sup>. Les solutions optimales apparaissent au début de la butée de contrainte thermique (fixée à 110°C plus 20°C de température ambiante). Pour les solutions à faible coût, l'échauffement est une contrainte qui limite l'amélioration des performances. Pour les solutions à coût important, l'augmentation de l'énergie récupérée passe par une diminution des pertes et par une augmentation de la quantité de matières actives. La contrainte thermique n'est alors plus atteinte.



**FIGURE 3.19:** Température du bobinage calculée sur la base de la valeur moyenne des pertes le long du front de Pareto

Nous représentons sur la figure 3.20, trois valeurs de couple caractérisant les solutions du front de Pareto. La première, appelée couple "thermique", correspond à la valeur maximale du couple qui puisse être atteinte en régime thermique permanent. Elle est calculée sur la base d'un échauffement exclusivement lié aux pertes Joule. Le courant efficace qui génère une température de bobinage égale à  $\Theta_{max}$  se déduit de la formule suivante :

$$I_{\Theta_{max}} = \sqrt{\frac{\Theta_{max} - \Theta_{amb}}{3\mathcal{R}_s\mathcal{R}_{th-slot}}} \quad (3.31)$$

avec  $\mathcal{R}_s$  la résistance d'une phase du bobinage statorique et  $\mathcal{R}_{th-slot}$  la résistance thermique de passage des pertes Joule du bobinage vers l'ambiance.

Le couple nominal (limité thermiquement en régime permanent) correspondant à ce courant est obtenu grâce à l'expression 3.32.

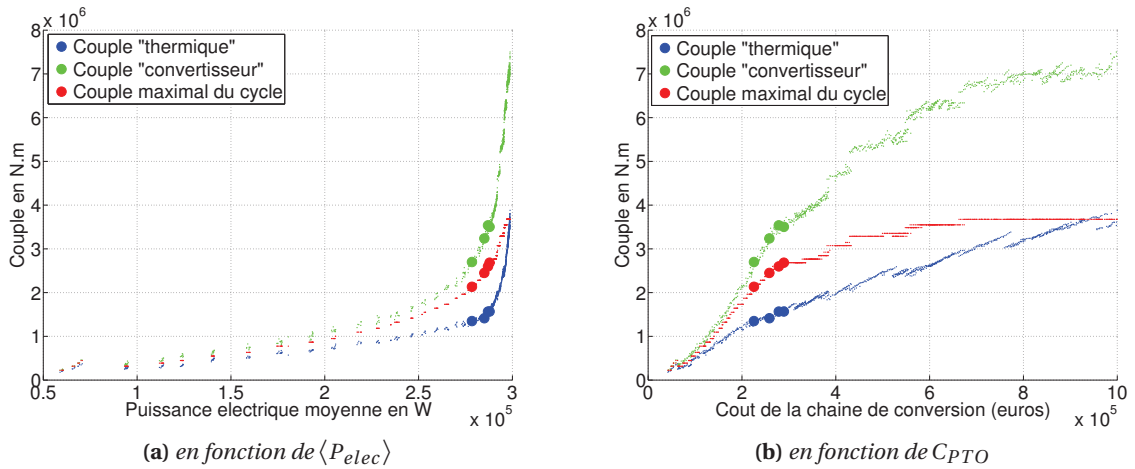
$$T_{\Theta_{max}} = 3p\Phi_m I_{\Theta_{max}} \quad (3.32)$$

Nous représentons aussi sur la figure 3.20, le couple mécanique maximal du cycle de fonctionnement correspondant au point de fonctionnement en limite de zone d'écrêtage. Cette valeur de couple vaut :

$$T_{max} = \sqrt{\beta P_{lev}} \quad (3.33)$$

5. Rappelons ici l'hypothèse d'échauffement constant au cours du cycle et de constantes de temps thermiques grandes devant les temps de fluctuations des pertes.



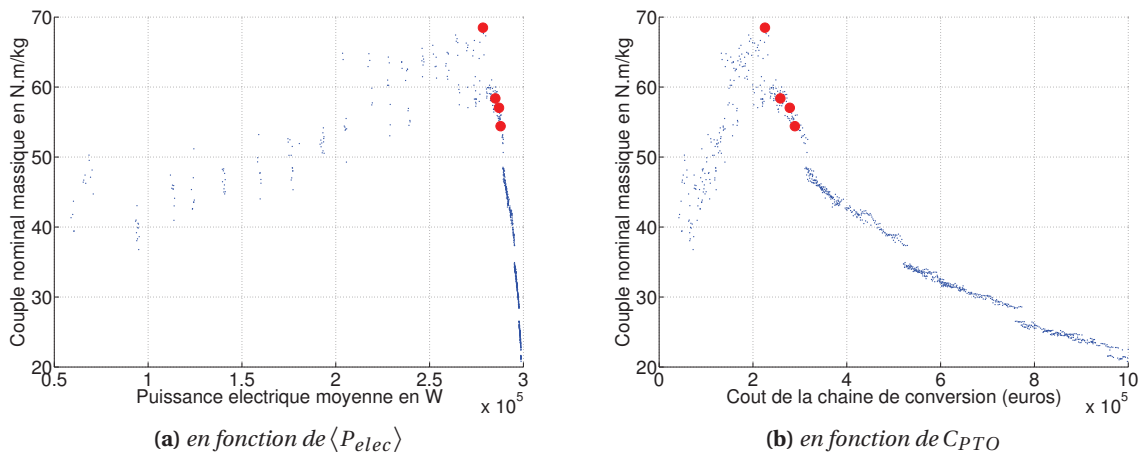


**FIGURE 3.20:** Évolution, le long du front de Pareto, des valeurs de couple  $T_{\Theta_{max}}$  (limité thermiquement en régime permanent), d'amortissement maximal à fournir  $T_{max}$  ainsi que de  $T_{I_{rated}}$  limité par le courant efficace maximal du convertisseur (hors contraintes de température et de saturation)

La dernière valeur que nous représentons sur la figure 3.20, correspond au couple maximal que peut délivrer l'ensemble convertisseur-machine sans considération des contraintes de saturation ni de température. Nous l'appellerons Couple "convertisseur" et le définirons par la formule suivante :

$$T_{I_{rated}} = 3p\Phi_m I_{rated} \quad (3.34)$$

Les solutions optimales en termes de coût du kWh ont un couple nominal compris entre 1,4 et 1,6 MN.m. Les valeurs maximales de couple d'amortissement varient elles entre 2,2 et 2,6 MN.m. Les valeurs de couple que peuvent fournir ces ensembles convertisseur-machine en régime thermique permanent sont inférieures aux valeurs de couple qu'elles sont capables d'exercer en régime thermique transitoire. Le courant efficace nominal du convertisseur est donc supérieur au courant efficace nominal (thermique) de la génératrice. Nous sommes en effet dans un contexte de fluctuations



**FIGURE 3.21:** Évolution du couple massique (basé sur  $T_{\Theta_{max}}$ ) le long du front de Pareto

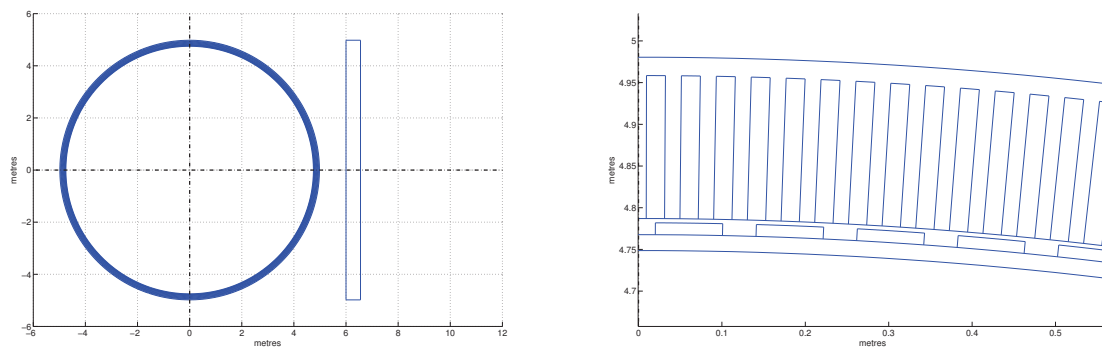
des sollicitations en couple et en vitesse et aucun des points de fonctionnement n'a besoin d'être atteint en régime permanent thermique mais ils doivent tous pouvoir être atteints compte tenu des contraintes que nous avons qualifié d'instantanées : tension, courant, saturation et démagnétisation.

Les valeurs de couple massique, calculées à partir du couple nominal  $T_{\Theta_{max}}$  et de la masse des parties actives de la génératrice, varient, pour ces solutions, entre 68 et  $54 \text{ Nm.kg}^{-1}$  comme l'indique la figure 3.21. Les valeurs les plus élevées apparaissent pour les solutions à faible coût et surtout situées dans le "coude" du front de Pareto. L'augmentation de la masse des parties actives pour les solutions à coût élevé, conduit à une diminution significative des valeurs de couple massique.

### 3.3.2 Étude d'une solution particulière, validité des modèles

Nous proposons d'étudier plus particulièrement une des solutions du front de Pareto. L'objectif est de valider différentes hypothèses de certains modèles sur une solution particulière faisant partie des solutions optimales. Nous considérons la solution sur le front de Pareto qui minimise le coût du kWh pour  $C_{WECw/oPTO} = 2 \text{ M€}$ . Les paramètres de cette solution sont détaillés dans le tableau 3.7. La géométrie de la génératrice est représentée sur la figure 3.22 en vue de face et vue de profil.

Nous représentons sur la figure 3.23, les zones de fonctionnement, dans les plans Couple-Vitesse et Puissance-Vitesse, correspondant à l'ensemble des points de fonctionnement pouvant être atteints compte tenu des contraintes instantanées en tension, courant, démagnétisation et saturation. Seules les contraintes instantanées (i.e. sauf thermique) définissent la frontière de ces zones de fonctionnement. Le dégradé correspond au rendement de la chaîne de conversion (génératrice et convertisseur). Le cycle de fonctionnement correspondant aux paramètres d'amortissement est représenté par des points blancs ayant une surface proportionnelle à leur potentiel énergétique ( $\propto p_i T_i \Omega_i$ ). Un certain nombre de caractéristiques de l'ensemble convertisseur-machine sont détaillées dans le tableau 3.8.



(a) vue de face et de profil

(b) détail de quelques pôles

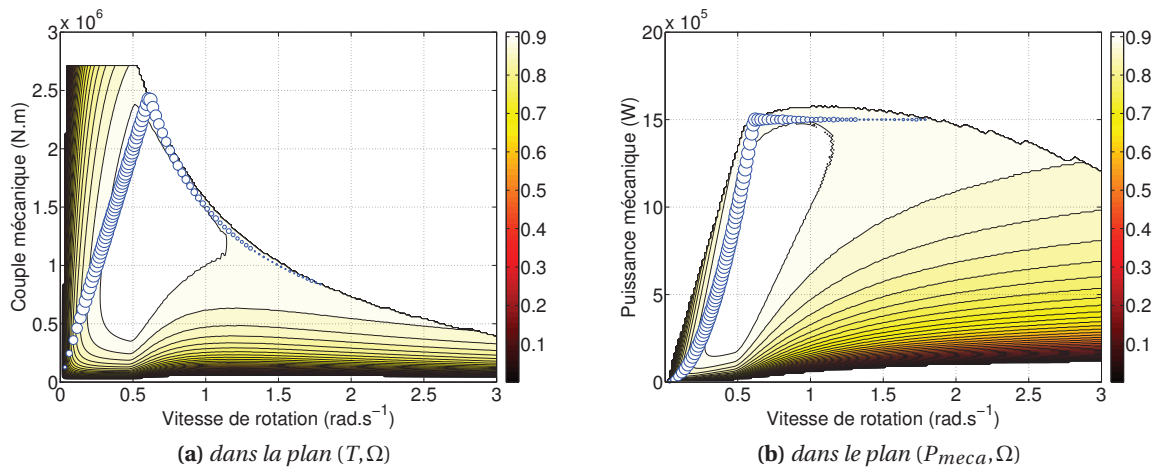
**FIGURE 3.22:** Dessin de la génératrice de la solution particulière considérée

**TABLE 3.7:** Paramètres d'optimisation de la solution particulière minimisant le coût du kWh produit pour  $C_{WECw/oPTO} = 2 M\text{€}$ 

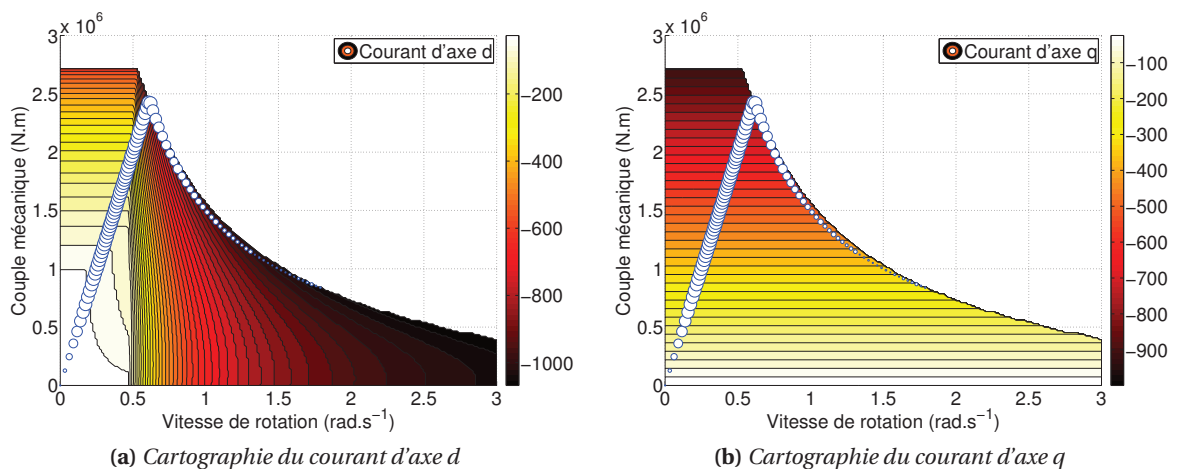
Symbole	Description	Valeur
$\beta$	Coefficient d'amortissement visqueux	$4 MN.m.s^{-1}$
$P_{lev}$	Puissance d'écrêtage	1,5 MW
$l_{stack}$	Longueur de l'empilement de tôles	556 mm
$p$	Nombre de paires de pôles	124
$r_s$	Rayon d'alésage	4,787 m
$\delta$	Longueur de l'entrefer	5,1 mm
$h_{magn}$	Hauteur des aimants	14,2 mm
$h_{rot}$	Hauteur de la culasse rotorique	19 mm
$h_{slot}$	Hauteur des encoches	171 mm
$h_{stat}$	Hauteur de la culasse statorique	22 mm
$k_{slot}$	Coefficient de largeur d'encoche	54 %
$n_{cond/slot}$	Nombre de conducteurs par encoche	3
$S_{conv}$	Puissance apparente du convertisseur	1,49 MVA

**TABLE 3.8:** Grandeurs caractéristiques de la solution particulière minimisant le coût du kWh produit pour  $C_{WECw/oPTO} = 2 M\text{€}$ 

Symbole	Description	Valeur
$\langle P_{elec} \rangle$	Puissance électrique moyenne récupérée	285 kW
$C_{PTO}$	Cout de la chaîne de conversion	259 k€
$C_{gen}$	Cout de la génératrice	127 k€
$C_{powelec}$	Cout du convertisseur	132 k€
$M_{Cu}$	Masse de cuivre	7170 kg
$M_{magn}$	Masse d'aimants	1200 kg
$M_{iron}$	Masse de fer finale	15830 kg
-	Masse de fer avant découpage des encoches	28200 kg
$M_{gen}$	Masse totale de la machine	24200 kg
$V_{rated}$	Tension efficace simple nominale du convertisseur	460 V
$I_{rated}$	Courant efficace nominale du convertisseur	1079 A
$r$	Réaction d'induit normalisée	0,89
$\mathcal{L}_\delta$	Inductance cyclique d'entrefer	2,7 mH
$\mathcal{L}_\sigma$	Inductance de fuites d'encoche	4 mH
$\mathcal{R}_s$	Résistance d'une phase statorique	27 mΩ
$\Phi_m$	Flux totalisé à vide	8,1 Wb
$\langle P_{Cu} \rangle$	Pertes Joule moyennes	13,2 kW
$\langle P_{iron} \rangle$	Pertes fer moyennes	4,3 kW
$\langle P_{powelec} \rangle$	Pertes moyennes dans l'électronique de puissance	10,8 kW
$T_{\Theta_{max}}$	Couple "thermique"	1,4 MN.m
$T_{max}$	Couple mécanique maximal du cycle	2,45 MN.m
$T_{I_{rated}}$	Couple "convertisseur"	3,24 MN.m



**FIGURE 3.23:** Zones de fonctionnement dans les plans Couple-Vitesse et Puissance-Vitesse de la solution particulière. Seules les contraintes instantanées (i.e. sauf thermique), définissent la frontière de ces zones de fonctionnement. Le dégradé correspond au rendement de la chaîne de conversion (génératrice et convertisseur). Le cycle de fonctionnement correspondant aux paramètres d'amortissement de la solution est représenté par des points blancs ayant une surface proportionnelle à leur potentiel énergétique ( $\propto p_i T_i \Omega_i$ )



**FIGURE 3.24:** Cartographies des courants d'axe direct (axe d) et d'axe transverse (axe q) dans le plan Couple-Vitesse

La figure 3.24 représente les cartographies des courants d'axe direct (axe d) et d'axe transverse (axe q) dans le plan Couple-Vitesse. Le courant d'axe q ne dépend que du couple mécanique à fournir, c'est pourquoi ses iso-valeurs sont horizontales. L'allure du courant d'axe direct est plus complexe. A vitesse nulle, il n'y a normalement aucune raison de défluxer, car les pertes fer étant nulles, seules les pertes Joule et convertisseur sont à minimiser, ce qui devrait conduire à  $i_d = 0$ . Cependant, l'optimisation du courant d'axe d est faite sous contraintes et notamment sous contrainte d'induction. Ainsi à faible vitesse et fort couple, cette contrainte impose de défluxer afin de maintenir une induction constante (ici dans la partie haute des dents) à  $1,5 T$ . Cette part du courant  $i_d$  servant à défluxer empêche le couple d'atteindre la valeur maximale de  $3,24 MN.m$  correspondant au couple

"convertisseur".

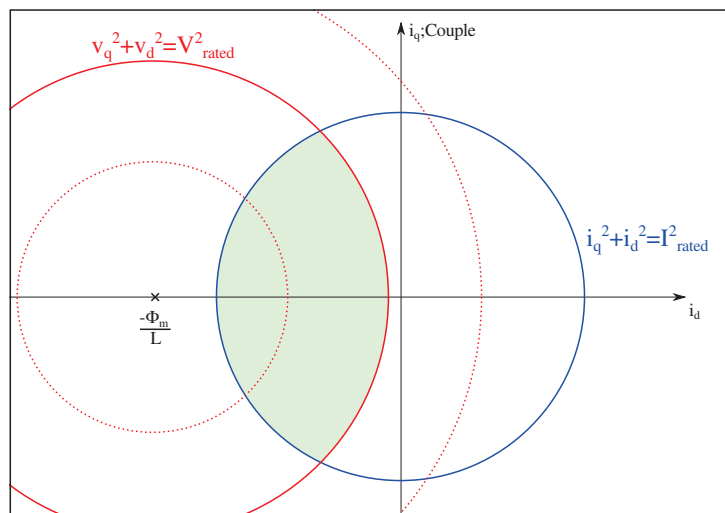
Au delà d'une vitesse d'environ  $0,5 \text{ rad.s}^{-1}$ , c'est la contrainte de tension qui impose la valeur du courant d'axe d. À valeur de couple donnée et donc à  $i_q$  fixe, la valeur de  $i_d$  nécessaire pour maintenir la tension constante aux bornes des phases de la machine, augmente (en valeur absolue) avec la vitesse. Il apparait alors une valeur limite de vitesse, au delà de laquelle, le courant efficace ( $\sqrt{i_d^2 + i_q^2}$ ) atteint la valeur limite  $I_{rated}$ .

Le diagramme des contraintes dans le plan  $(i_d, i_q)$  permet de comprendre de façon illustrée l'évolution du courant d'axe d. Dans le cas d'une machine à pôles lisses, le lieu  $V = V_{rated}$  correspond à un cercle centré sur le point  $(-\frac{\Phi_m}{\mathcal{L}}; 0)$  (si on néglige la chute de tension due à la résistance statorique). Le rayon de ce cercle diminue avec la vitesse. Le lieu  $I = I_{rated}$  correspond à un cercle centré sur le point  $(0; 0)$  de rayon  $I_{rated}$ .

Ainsi, pour chaque point Couple-Vitesse, il y a un intervalle de valeurs possibles pour  $i_d$ . Cet intervalle peut être vide lorsque la vitesse devient tellement grande que l'intersection des deux cercles n'existe plus. Cela n'arrive pas si le point  $(-\frac{\Phi_m}{\mathcal{L}}; 0)$  se situe à l'intérieur du lieu  $I = I_{rated}$ . L'ensemble convertisseur machine possède alors une plage de fonctionnement à puissance constante infinie. La largeur de cet intervalle dépend aussi de la valeur du Couple. Ainsi, pour chaque valeur de vitesse, il existe une valeur maximale de couple limitée par la contrainte de courant. Au-delà d'une certaine vitesse, souvent appelée "Vitesse de base", cette valeur maximale de couple commence à dépendre de la vitesse.

Si pour une vitesse  $\Omega$  particulière, la valeur du courant  $i_d$  qui minimise les pertes de fonctionnement se situe à l'intérieur de l'intervalle des valeurs possibles alors cette valeur minimise les pertes de fonctionnement sous contraintes. Si cette valeur se situe en dehors de l'intervalle des valeurs possibles, alors la valeur de  $i_d$  qui minimise les pertes sous contraintes se situe sur un ou plusieurs lieux des contraintes.

Dans le plan  $(i_d, i_q)$ , la contrainte de désaimantation peut être mise sous la forme d'une contrainte de même type que celle de courant. Les contraintes de saturation aux différents points de la génératrice peuvent quant à elles être mises sous la même forme que la contrainte de tension, le rayon des cercles ne dépendant par contre pas de la vitesse et la position de leurs centres étant, compte tenu des fuites, fonction de l'endroit où l'induction est exprimée dans la machine. Par souci de clarté, ces contraintes ne sont pas représentées sur la figure 3.25.



**FIGURE 3.25:** Diagramme des contraintes de tension et de courant dans le plan  $(i_d, i_q)$  : Á vitesse donnée, le cercle relatif à la contrainte de tension a un rayon figé. La valeur du couple fixe la valeur de  $i_q$ . L'intersection de l'iso-couple avec la zone atteignable en vert, définit un intervalle de valeurs possibles pour  $i_d$ . Si cette intersection est vide, alors la valeur de couple demandé est trop importante compte tenu des contraintes de tension et de courant.

### 3.3.2.1 Étude par éléments finis : validation du modèle magnétique et des pertes fer

La simulation par éléments finis permet de valider en partie les modèles analytiques sur lesquels nous nous sommes appuyés et notamment l'hypothèse de linéarité du modèle magnétique. Nous utilisons le logiciel FEMM [Meeker] qui permet de réaliser des simulations magnéto-statiques en régime non linéaire et qui est facilement interfaçable avec Matlab au travers d'une boîte à outils disponible sur Internet.

Il n'est pas possible de faire une vérification sur tout l'espace des solutions balayées. Cette analyse correspond à un cas particulier et ne prétend pas constituer une validation exhaustive des modèles analytiques.

Afin de réduire le temps de calcul, nous ne simulons qu'une seule paire de pôles. En appliquant les bonnes conditions aux limites, il est possible d'effectuer plusieurs simulations successives en déplaçant à chaque fois la partie rotorique d'un pas angulaire. Pour une simulation en charge, la densité de courant dans les encoches peut aussi être ajustée en fonction de la position angulaire du rotor afin de simuler un autopilotage des courants. Le maillage est généré automatiquement et le nombre d'éléments obtenu est environ de 6000.

**Simulation à vide** Sous FEMM, nous calculons le flux embrassé par une phase à partir de la valeur moyenne du potentiel vecteur dans les encoches de cette phase avec une densité de courant nulle dans ces dernières. La figure 3.26a présente une carte de champ pour une position particulière du rotor. La figure 3.26b présente le flux à vide totalisé dans une phase de la génératrice calculé pour différentes positions du rotor (40 positions). Nous superposons au résultat de cette simulation, le flux calculé analytiquement et considéré comme sinusoïdal d'amplitude  $\sqrt{2}\Phi_m$ . La tension composée à vide, calculée à partir de la dérivée numérique de la somme des flux embrassés par deux phases de la génératrice, est tracée sur la figure 3.26c. L'hypothèse d'une tension terminale sinusoïdale n'est donc pas parfaitement vérifiée. L'allure du couple de détente est tracée sur la figure 3.26d. Son amplitude, de  $0,35 MN.m$ , est importante relativement au couple nominal de la génératrice qui est, rappelons-le, d'environ  $1,4 MN.m$ . Lors de la réalisation d'une telle machine, un vrillage des aimants sur un pas dentaire, peut permettre de réduire fortement l'amplitude du couple de détente. Dans le contexte du SEAREV, la présence d'un couple de détente peut être néfaste d'un point de vue mécanique. En créant des vibrations mécaniques indésirables, la durée de vie de certains composants mécaniques peut se trouver réduite.

**Simulation sans aimants : détermination des inductances** Une simulation par éléments finis peut aussi permettre de calculer les valeurs des inductances de la génératrice. En imposant un système de courants triphasés dans les encoches et en annulant le champ coercitif des zones aimantées, la détermination du flux totalisé sur une phase permet de déduire l'inductance cyclique totale notée  $\mathcal{L}$ . Le calcul de l'énergie stockée dans une encoche permet aussi de trouver la valeur de l'inductance de fuites  $\mathcal{L}_\sigma$ . A partir de ces deux valeurs, il est alors aussi possible de déduire la valeur de l'inductance cyclique d'entrefer  $\mathcal{L}_\delta$ . Le calcul par éléments finis de ces inductances a été fait avec un courant égal à  $\frac{I_{rated}}{2}$ . Les résultats sont présentés dans le tableau 3.9. Nous constatons donc une bonne concor-

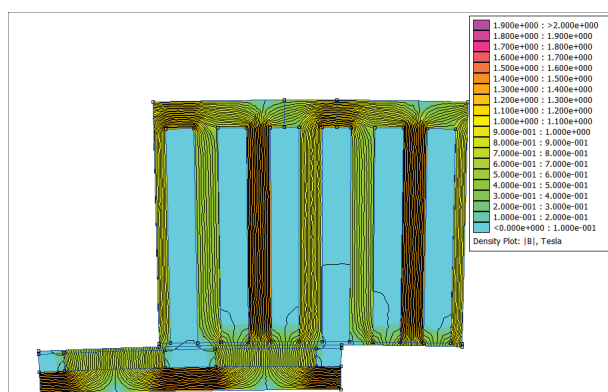
dance des résultats.

**TABLE 3.9:** Comparaison des valeurs des inductances obtenues analytiquement ou par éléments finis

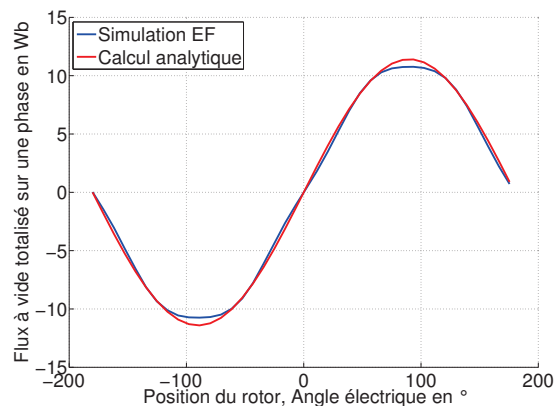
Symbole	Description	Calcul Analytique	Valeur par EF
$\mathcal{L}$	Inductance cyclique totale	6,7 mH	7,0 mH
$\mathcal{L}_\sigma$	Inductance de fuites d'encoche	4,0 mH	4,0 mH
$\mathcal{L}_\delta$	Inductance cyclique d'entrefer	2,7 mH	3,0 mH

**Simulation en charge** Nous effectuons une simulation en charge de la génératrice sur trois points de fonctionnement.

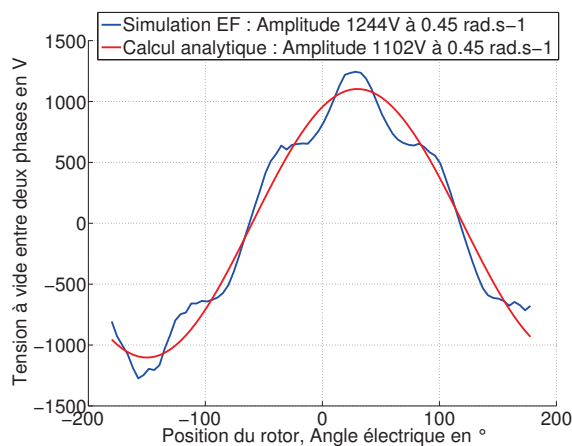
- Un premier point de fonctionnement qui génère, en régime permanent, une température de bobinage de  $130^\circ\text{C}$  et situé sur la caractéristiques Couple-Vitesse du cycle de fonctionnement. Les caractéristiques de ce point de fonctionnement sont  $T_1 = 1,16 \text{ MN.m}$  et  $\Omega_1 = 0,29 \text{ rad.s}^{-1}$ .
- Un second point de fonctionnement qui est celui présentant le couple maximal sur le cycle de fonctionnement. Les caractéristiques de ce point de fonctionnement sont  $T_2 = 2,45 \text{ MN.m}$  et



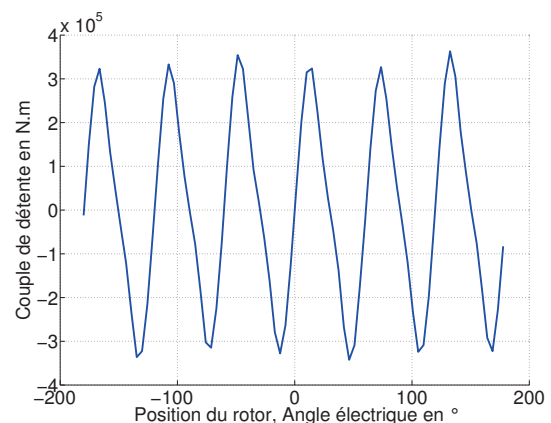
(a) Carte de champ magnétique à vide



(b) Flux à vide totalisé sur une phase



(c) Tension composée à vide



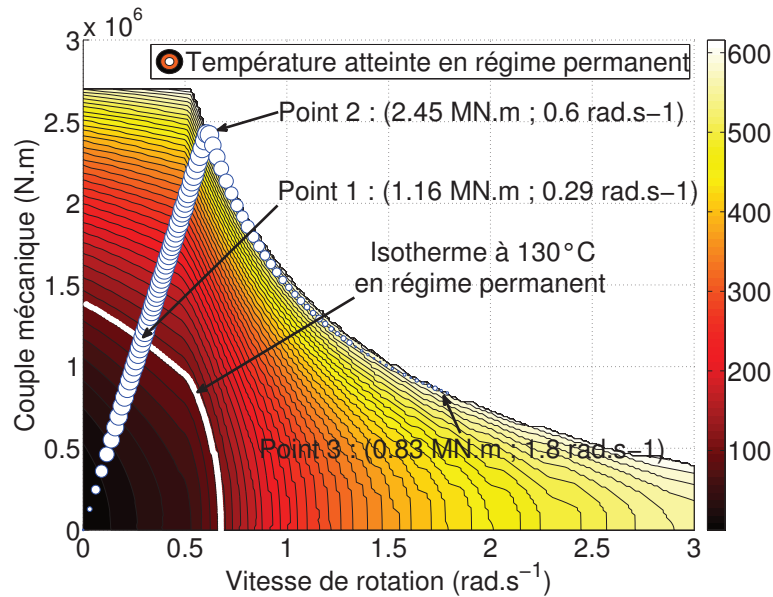
(d) Allure du couple de détente

**FIGURE 3.26:** Résultats de la simulation à vide



$$\Omega_2 = 0,6 \text{ rad.s}^{-1}.$$

- Un dernier point de fonctionnement, en zone de fort défluxage, qui est celui présentant la vitesse maximale sur le cycle de fonctionnement. Les caractéristiques de ce point de fonctionnement sont  $T_3 = 0,83 \text{ MN.m}$  et  $\Omega_3 = 1,8 \text{ rad.s}^{-1}$ .



**FIGURE 3.27:** Cartographie de la température qui serait atteinte en régime permanent dans la zone de fonctionnement limitée par les contraintes instantanées. L'isotherme à 130°C est représentée par un contour blanc.

Ces trois points de fonctionnement sont représentés sur la figure 3.27. Le dégradé de couleur représente la température du bobinage en régime permanent thermique. La courbe blanche correspond à une isotherme de 130°C. Elle correspond à une limite thermique en régime permanent, dans le plan Couple-Vitesse. L'ensemble des points de fonctionnement situés au-delà de cette limite ne peuvent être atteints qu'en régime transitoire.

La simulation par éléments finis requiert des valeurs de densité de courant à imposer dans les encoches. Nous déduisons ces valeurs de celles obtenues à partir du modèle analytique et des caractéristiques Couple et Vitesse du point de fonctionnement. Les pertes par hystérésis et par courants de Foucault sont obtenues à partir du calcul des pertes dans chaque élément. Une comparaison des valeurs de couple et de pertes fer est présentée dans le tableau 3.10 pour les trois points de fonctionnement.

**TABLE 3.10:** Comparaison des performances en charge obtenues analytiquement et par éléments finis

Pour le premier point de fonctionnement  $T_1 = 1,16 \text{ MN.m}$  et  $\Omega_1 = 0,29 \text{ rad.s}^{-1}$ .

Symbole	Description	Analytique	EF
$T$	Couple mécanique (électromagnétique par EF)	$1,16 \text{ MN.m}$	$1,11 \text{ MN.m}$
$P_{hyst}$	Pertes par hystérésis	$5,3 \text{ kW}$	$5,0 \text{ kW}$
$P_{eddy}$	Pertes par courant de Foucault	$304 \text{ W}$	$310 \text{ W}$

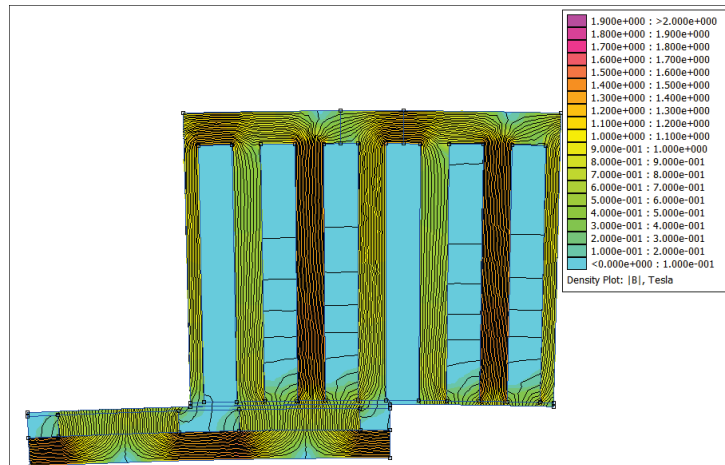
Pour le second point de fonctionnement  $T_2 = 2,45 \text{ MN.m}$  et  $\Omega_2 = 0,6 \text{ rad.s}^{-1}$ .

Symbole	Description	Analytique	EF
$T$	Couple mécanique (électromagnétique par EF)	$2,45 \text{ MN.m}$	$2,37 \text{ MN.m}$
$P_{hyst}$	Pertes par hystérésis	$8,0 \text{ kW}$	$8,0 \text{ kW}$
$P_{eddy}$	Pertes par courant de Foucault	$987 \text{ W}$	$1100 \text{ W}$

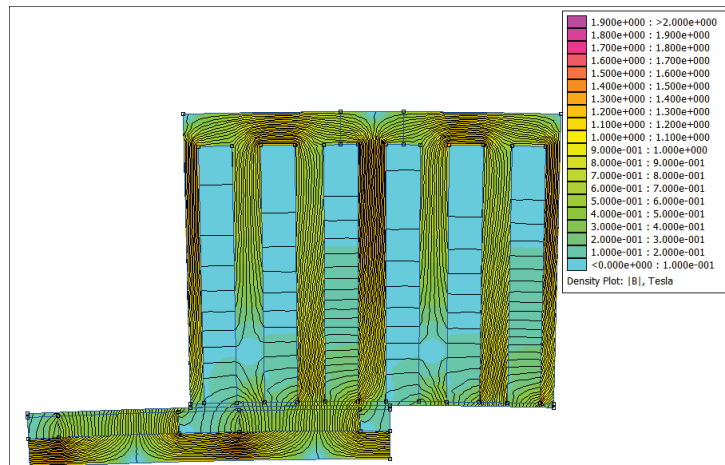
Pour le troisième point de fonctionnement  $T_3 = 0,83 \text{ MN.m}$  et  $\Omega_3 = 1,8 \text{ rad.s}^{-1}$ .

Symbole	Description	Analytique	EF
$T$	Couple mécanique (électromagnétique par EF)	$0,83 \text{ MN.m}$	$0,80 \text{ MN.m}$
$P_{hyst}$	Pertes par hystérésis	$4,1 \text{ kW}$	$4,8 \text{ kW}$
$P_{eddy}$	Pertes par courant de Foucault	$1,5 \text{ kW}$	$2,1 \text{ kW}$

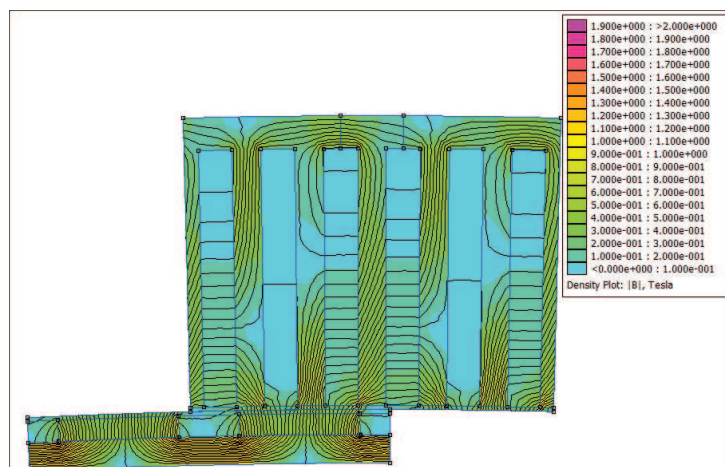
La valeur de couple obtenue par le modèle analytique est en moyenne légèrement surévaluée par rapport à celle obtenue par éléments finis. La modélisation des pertes fer semble donner des résultats conformes à ceux obtenus par éléments finis. La différence entre les deux modélisations s'accroît cependant en zone de défluxage. En effet, lorsque le défluxage est important, la répartition de l'induction se déforme de manière conséquente. Pour s'en rendre compte, des cartes de champ d'induction obtenues par éléments finis, sont présentées sur la figure 3.28 pour les trois points de fonctionnement et pour une même position particulière du rotor. D'un point de vue qualitatif, elles permettent de se rendre compte de l'importance relative des fuites d'encoche. L'inductance des fuites d'encoches  $\mathcal{L}_\sigma$  est en effet plus grande que l'inductance cyclique d'entrefer  $\mathcal{L}_\delta$ . Les fuites d'encoches permettent d'augmenter l'aptitude au défluxage de l'ensemble convertisseur-machine, c'est pourquoi, compte tenu de la forme du cycle de fonctionnement et de la présence d'une large plage de fonctionnement à puissance constante, l'inductance de fuites des solutions optimales est du même ordre de grandeur que l'inductance cyclique d'entrefer. Ces fuites modifient par contre la forme de l'induction le long des dents, cette dernière ne pouvant pas être considérée comme uniforme lorsque le flux de fuites devient important. Le modèle des pertes fer tient compte de cette non-uniformité afin d'évaluer au mieux leurs valeurs, notamment en zone de fort défluxage. Cependant, les modèles magnétiques utilisés ne considèrent qu'une seule composante d'induction (radiale dans les dents, orthoradiale dans la culasse). Le calcul des pertes fer par éléments finis prend aussi en compte la composante orthoradiale de l'induction dans les dents, ainsi que la composante radiale dans la culasse. Cela peut expliquer en partie la légère différence des résultats obtenus qui s'accroît en zone de défluxage. Les pertes magnétiques dans le cuivre, dues aux fuites d'encoche, ne sont prises en compte ni analytiquement ni par éléments finis. Elles pourraient être élevées en l'absence de mesures prises pour les réduire.



(a) Carte de champ magnétique obtenue pour le premier point de fonctionnement



(b) Carte de champ magnétique obtenue pour le deuxième point de fonctionnement



(c) Carte de champ magnétique obtenue pour le troisième point de fonctionnement

**FIGURE 3.28:** Résultats des simulations en charge. Calculs effectués grâce au logiciel FEMM [Mee-ker]

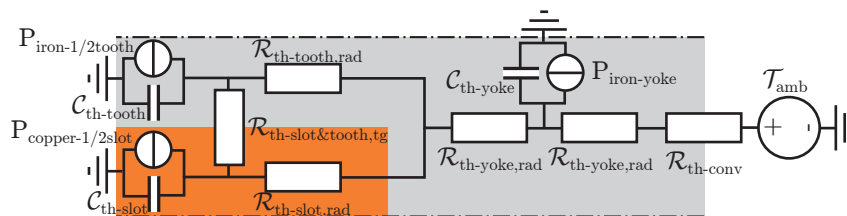
### 3.3.2.2 Validation du modèle thermique

**Étude de l'échauffement en régime permanent avec un logiciel éléments finis** Le logiciel FEMM [Mee-ker] permet aussi de résoudre des problèmes thermiques statiques en 2D. Nous l'utilisons dans le but de valider une partie de notre modèle thermique en régime permanent. Mais nous ne validerons pas la valeur de la conductivité thermique équivalente du bobinage qui a été, comme pour le calcul analytique, fixée à  $\lambda_w = 0.5 \text{ W.m}^{-1}.\text{K}^{-1}$  dans le calcul éléments finis (des détails supplémentaires sur cette valeur sont données dans l'annexe F). Nous comparons pour les trois points de fonctionnement déjà décrits plus haut, l'échauffement obtenu entre le point le plus chaud de l'encoche et la surface extérieure de la culasse (c'est à dire sans prise en compte de la résistance de convection). La bonne concordance des valeurs permet de valider la formulation analytique du calcul de l'échauffement.

**TABLE 3.11:** Comparaison des échauffements entre le point chaud du bobinage et la surface externe de la génératrice obtenus analytiquement et par éléments finis (le nombre de chiffres significatifs a été choisi pour constater la faiblesse de l'erreur)

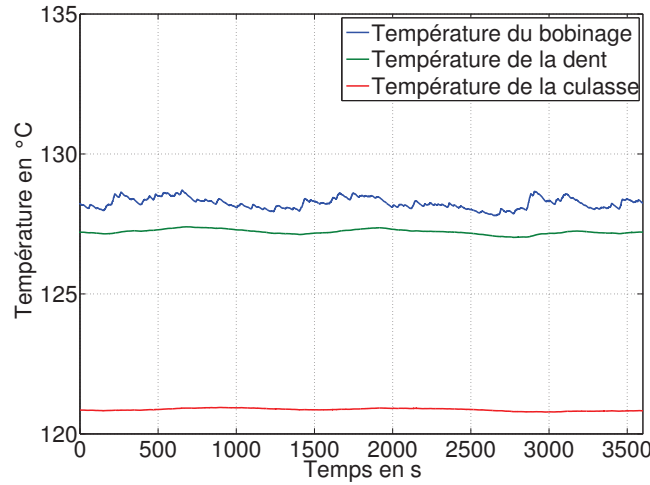
	Calcul Analytique	Valeur par EF
Premier point de fonctionnement	7,69 K	7,71 K
Deuxième point de fonctionnement	45,59 K	45,77 K
Troisième point de fonctionnement	45,94 K	46,15 K

**Étude de la température à l'aide d'un modèle thermique en régime transitoire** Nous avons considéré a priori que les constantes de temps thermiques des solutions évaluées seraient suffisamment grandes pour considérer l'échauffement comme constant et pour pouvoir calculer ce dernier sur la base de la valeur moyenne des pertes à l'aide d'un modèle thermique en régime permanent. Cette hypothèse, qui a permis d'utiliser une formulation statistique du cycle de fonctionnement et de gagner beaucoup en temps de calcul, se doit d'être vérifiée. Nous présentons pour cela un modèle thermique en régime transitoire basé sur le schéma équivalent de la figure 3.29. Il ne diffère du schéma de la figure F.1 que par l'ajout de capacités thermiques.



**FIGURE 3.29:** Schéma thermique équivalent pour un demi pas dentaire en régime transitoire

Le comportement thermique transitoire peut alors être décrit par un système d'équations différentielles à trois variables :  $\Theta_{slot}$  la température dans le bobinage,  $\Theta_{tooth}$  la température dans la dent et  $\Theta_{yoke}$  la température dans la culasse. La figure 3.30 représente le résultat obtenu. Les valeurs initiales des trois températures ont été fixées égales à leurs valeurs moyennes pour passer le régime transitoire d'établissement de la température. Ainsi, l'hypothèse de régime permanent thermique est valide.



**FIGURE 3.30:** Évolutions des trois températures (bobinage, dents et culasse) en fonction du temps obtenues avec un modèle thermique en régime transitoire. (Note : la contrainte d'échauffement à 130°C (110°C d'échauffement et 20°C de température ambiante) n'était pas strictement atteinte pour cette solution (cf Fig. 3.19))

### 3.3.2.3 Validation de l'hypothèse d'une régulation parfaite des courants statoriques

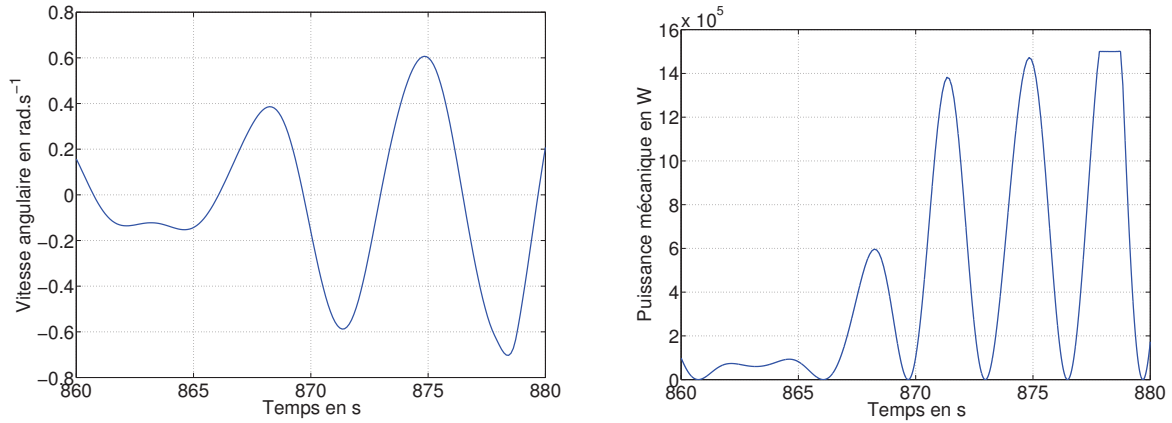
Le cycle de fonctionnement a été exprimé de façon statistique et la dynamique de variation du couple et de la vitesse a été négligée dans le calcul des grandeurs physiques (magnétiques, électriques et thermiques). Du point de vue du calcul des grandeurs électriques, chaque point de fonctionnement du cycle a été considéré comme étant atteint en régime permanent électrique. L'hypothèse d'une régulation parfaite des courants statoriques a été faite. Afin de vérifier cette hypothèse, nous procédons à la simulation électrique de l'ensemble convertisseur machine piloté par une commande vectorielle, sur le cycle de fonctionnement exprimé de manière temporelle à l'aide de Simulink. Les courants de référence  $i_q^*(t)$  et  $i_d^*(t)$  sont prédéterminés sur la base des grandeurs  $T(t)$  et  $\Omega(t)$ . Le convertisseur est simulé par un retard statistique équivalent égal à la moitié de la période de découpage ( $f_{sw} = 2 kHz$ ). Les correcteurs des boucles de courants  $i_d$  et  $i_q$  sont de type PI et leurs réglages sont obtenus à partir de la méthode de l'optimum symétrique. Pour cela, nous approchons la fonction de transfert en boucle ouverte du système par la fonction 3.35. Le retard pur  $e^{-\frac{T_{sw}}{2}p}$  associé au convertisseur est approché au premier ordre et le circuit  $\mathcal{R}_s, \mathcal{L}_s$  est assimilé à un intégrateur pur. Les valeurs des coefficients  $K_p$  et  $K_i$  correspondantes au réglage par la méthode de l'optimum symétrique sont définies par la formule 3.36.

$$H_{BO}(p) = \frac{K_i + K_p p}{p} \frac{1}{\mathcal{L}_f p} \frac{1}{1 + \frac{T_{sw}}{2} p} \quad (3.35)$$

$$K_p = \frac{\mathcal{L}_f}{T_{sw}} \quad K_i = \frac{\mathcal{L}_f}{2T_{sw}^2} \quad (3.36)$$

Les figures 3.31a à 3.32b présentent les résultats de la simulation temporelle du comportement de l'ensemble convertisseur-machine associé à une commande vectorielle. Le pas de temps est variable mais contraint à être inférieur à  $\frac{T_{sw}}{4}$ . La régulation des courants d'axe d et q est bonne et l'hypothèse d'une commande parfaite s'avère valide. La figure 3.32b montre bien l'effet du défluxage et le main-

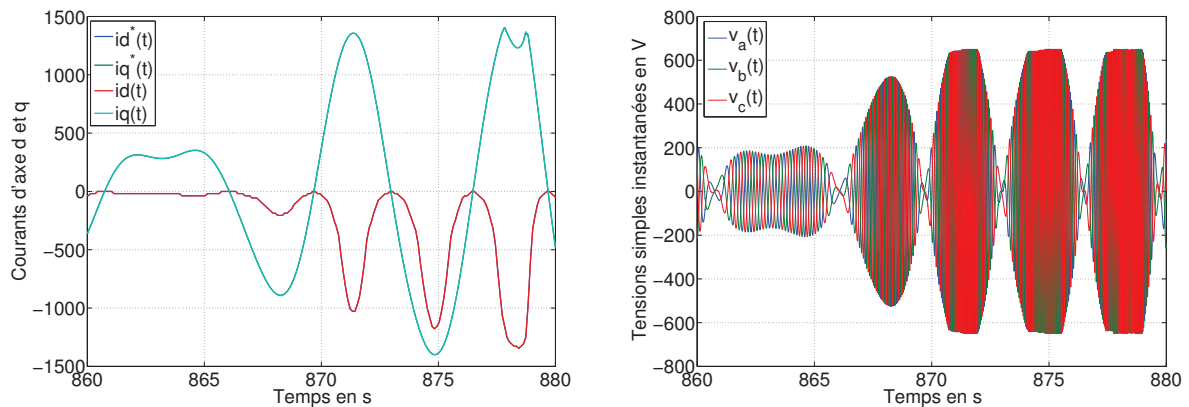
tien d'une tension quasiment constante par l'ajout d'une composante de courant démagnétisant  $i_d$ , cette tension étant maintenue en dessous de la valeur limite de  $460\sqrt{2} = 650 \text{ V}$ .



(a) Extrait temporel du profil de vitesse relative du volant pendulaire par rapport au flotteur

(b) Extrait temporel du profil de puissance mécanique

**FIGURE 3.31**



(a) Extrait temporel des profils de courant de consigne  $i_q^*(t)$  et  $i_d^*(t)$  et des courants obtenus après régulation  $i_q(t)$  et  $i_d(t)$ . La superposition des profils et la bonne régulation des courants ne permettent pas de distinguer les courants de consigne.

(b) Extrait temporel des profils simulés des tensions simples (considérées comme sinusoïdales).

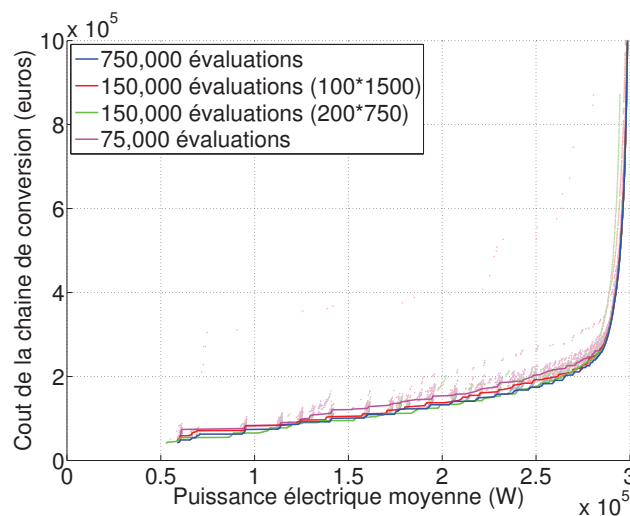
**FIGURE 3.32**

### 3.4 Quelques études de sensibilité

#### 3.4.1 Sensibilité au nombre d'évaluations des objectifs lors d'une exécution

Dans tout algorithme d'optimisation, la ou les fonctions objectifs doivent être évaluées un certain nombre de fois. Ce nombre d'évaluations est égal au nombre de particules multiplié par le nombre d'itérations. Ainsi, un des critères de performances d'une métaheuristique sur un problème particulier est le nombre d'évaluations nécessaire à la "bonne" convergence vers l'optimum théorique. Les guillemets sont là pour bien rappeler que dans l'optimisation d'un problème physique complexe, l'optimum théorique est rarement connu, contrairement aux fonctions tests mathématiques classiques, et parler de "bonne" convergence est toujours empreint d'une part de subjectivité.

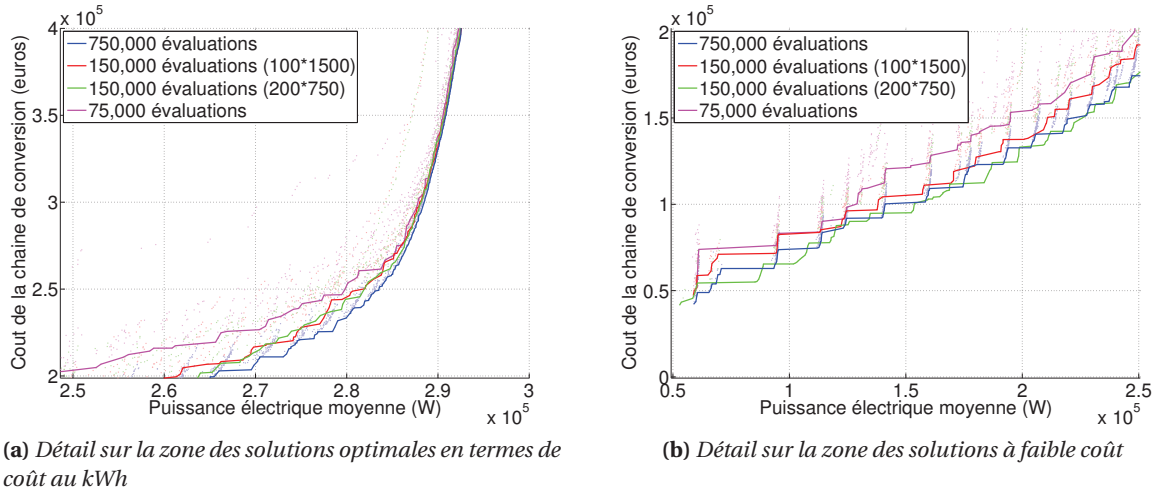
Nous présentons sur la figure 3.33, les résultats d'optimisations avec différents nombre d'évaluations des objectifs par exécutions de l'algorithme. Nous procédons pour chacun des cas à 20 exécutions successives de l'algorithme. Nous représentons l'ensemble des solutions obtenues (points clairs) et le front de Pareto résultant (lignes foncées). L'optimisation de référence est obtenue à partir de 750,000 évaluations par exécution (500 particules pour 1500 itérations). Nous la comparons à deux optimisations avec 150,000 évaluations par exécution (100 particules pour 1500 itérations et 200 particules pour 750 itérations) et à une optimisation avec 75,000 évaluations par exécution (100 particules pour 750 itérations).



**FIGURE 3.33:** Étude de sensibilité au nombre d'évaluations des objectifs par exécution de l'algorithme pour un total de 20 exécutions par optimisation. Référence à 750,000 évaluations par exécution (500 particules pour 1500 itérations).

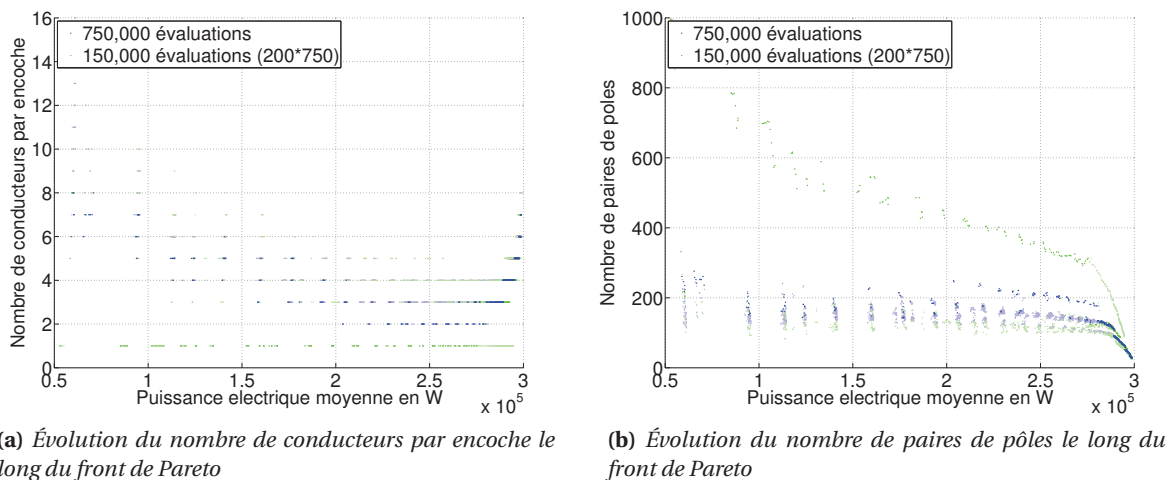
Il est important de choisir un nombre adéquat d'évaluations si l'on souhaite approcher le front de Pareto théorique mais aussi conserver un temps de calcul raisonnable. Pour sensibiliser le lecteur à la performance que cela représente d'obtenir un front de Pareto en 750,000 évaluations, ce qui peut paraître élevé, il convient de rappeler la dimension de l'espace de recherche. Les paramètres d'optimisation sont au nombre de 13. Si nous avons choisi de faire un calcul exhaustif en discrétisant tout ces paramètres et en évaluant les objectifs pour toutes les combinaisons ainsi créées, ne serait-ce qu'avec 4 valeurs discrètes pour chaque paramètres (ce qui est dérisoire), cela nous amèneraient à 4

puissance 13 évaluations soit 67,000,000, ce qui est déjà quatre fois plus que ce qui est nécessaire à 20 exécutions de l'algorithme d'optimisation avec 750,000 évaluations par exécution.



**FIGURE 3.34:** Vues détaillées de la figure 3.33

Nous pouvons constater que dans la zone des solutions optimales en termes de coût du kWh (cf Figure 3.34a), l'ordre des fronts obtenus est cohérent avec le nombre d'évaluations par exécution. Plus ce nombre est important, meilleur est le résultat obtenu. Cependant, dans la zone des solutions à faible coût (cf. Figure 3.34b), le front de Pareto obtenu avec des optimisation à 200 particules sur 750 itérations est meilleur que le front de Pareto de référence obtenu pourtant avec cinq fois plus d'évaluations par exécution. Le caractère aléatoire de l'algorithme d'optimisation a en effet permis à une exécution d'atteindre une meilleure zone dans l'espace des paramètres. Cette exécution particulière présente des solutions à faible coût caractérisées par un nombre de conducteurs par encoche de 1 (cf. Figure 3.35a), une longueur active et un nombre de paires de pôles plus important (cf. Figure 3.35b)



**FIGURE 3.35**



pour des hauteurs de culasse et d'encoche plus faibles. Si cette exécution n'avait pas eu lieu, le front de Pareto résultant pour des optimisations à 200 particules et 750 itérations n'aurait pas été meilleur que celui du cas de référence. Nous observons donc ici, une sensibilité au nombre d'évaluations successives de l'algorithme. Ce nombre, fixé à 20, ne semble donc pas suffisant pour approcher le front de Pareto théorique sur toute sa longueur et sortir de certains optimums locaux, mais il permet cependant d'obtenir une convergence satisfaisante dans la zone des solutions optimales en termes de coût du kWh. Nous conserverons donc 20 exécutions successives dans la suite de cette thèse et présentons à chaque fois le front de Pareto résultant des 20 fronts obtenus. L'ensemble des 20 fronts intermédiaires sera cependant toujours aussi représenté par des points de couleur plus claire.

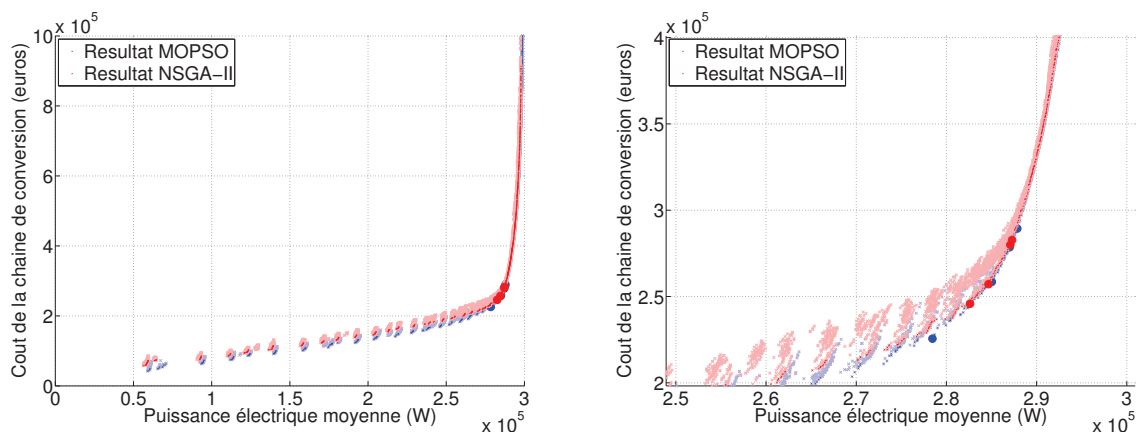
### 3.4.2 Sensibilité à l'algorithme d'optimisation

Nous avons présenté rapidement le principe d'optimisation par essaims particulaires dans l'annexe G et les différentes méthodes que nous utilisons pour l'adapter aux problèmes multi-objectif dans le paragraphe 3.2.5. Cette métaheuristique, encore peu utilisée il y a quelques années, par rapport aux algorithmes génétiques par exemple qui sont depuis longtemps implantés et utilisés dans les équipes de recherche, a fait ses preuves et devient de plus en plus courante.

L'équipe de recherche SETE du laboratoire SATIE utilise depuis plusieurs années un algorithme génétique reconnu et éprouvé pour résoudre ses problèmes d'optimisation multi-objectifs : le NSGA-II [Deb02]. Il a l'avantage d'avoir été porté sous Matlab (à l'origine il était codé en C) et c'est sûrement ce qui a généralisé son utilisation au sein de l'équipe. Nous avons par contre, sur ce problème d'optimisation sur cycle d'un ensemble convertisseur-machine, mis en évidence, au début de ces travaux [Aubry08a], un problème de convergence dont nous n'avons pas réussi à trouver l'origine. Pour contourner ce problème, nous avons décidé de changer complètement d'outil d'optimisation. Il fallait pour cela un outil dont l'utilisation ne "tranchait" pas trop avec celle du NSGA-II (version Matlab), notamment pour que tous les membres de l'équipe puissent bénéficier de ce changement sans trop d'efforts. Nous avons donc décidé d'implémenter notre propre version d'un MOPSO (Multiple Objective Particle Swarm Optimization, qui est un nom générique) [Coello Coello06] car le principal avantage de la méthode des essaims particulaires est sa relative facilité d'implémentation. Le développement du MOPSO sous Matlab s'est donc révélé rapide et il bénéficie déjà à certains membres de l'équipe [Hlioui08, Debusschere09, Lossec11].

Encore fallait-il que ce MOPSO fasse mieux que l'algorithme "historique". Nous présentons sur la figure 3.36 une comparaison des résultats obtenus avec le NSGA-II et avec le MOPSO. Le problème d'optimisation ayant très largement évolué depuis le début des travaux et la mise en évidence de problème de convergence, la différence entre les résultats ne paraît aujourd'hui plus si marquante. Il n'en reste pas moins qu'à nombre d'évaluations des objectifs identique, les solutions obtenues avec le MOPSO sont au moins aussi bonnes voire meilleures que celles du NSGA-II. Nous tenons à préciser que cette différence est fortement liée à la formulation de notre problème. Le NSGA-II reste un algorithme performant sur un bon nombre de problèmes.

De plus, d'un point de vue temps de calcul, le MOPSO est intéressant. Nous avons déjà précisé que globalement le temps était proportionnel au nombre d'évaluations des objectifs. Ce n'est totalement le cas quand le nombre d'individus devient important (typiquement 500). En effet le tri de la population par fronts de Pareto successifs, qui fait la force du NSGA-II, prend un temps de calcul qui devient vite prépondérant devant le temps d'évaluation des individus quand ceux-ci sont en nombre important. Le MOPSO ayant simplement besoin d'extraire un front de Pareto, le gain en temps de calcul s'en ressent pour des tailles de population importantes. Pour fixer les idées, le temps associé à une exécution du MOPSO avec 1500 itérations et 500 particules est de 24 min (le temps purement réservé aux évaluations des solutions est estimé à 20 min le reste servant à la métaheuristique et aux fonctions de tri). Le temps de calcul avec le NSGA-II (même nombre de générations et d'individus) est de 54 min. Cela signifie que le temps pris par l'algorithme est de 4 min avec le MOPSO et de 34 min avec le NSGA-II. Ce dernier aurait sûrement mérité une implémentation plus efficace du tri en fronts de Pareto successifs, car notre implémentation du MOPSO, bénéficie d'une implémentation récursive de ce tri, mais cela n'aurait pas inversé la tendance. Il faut noter que ce tri n'est pas aisément parallélisable contrairement à l'évaluation des particules ou individus et c'est pour cela qu'il représente une part non négligeable du temps de calcul total.



(a) Fronts de Pareto : les solutions optimales en termes de coût du kWh sont représentées par des points plus gros

(b) Détail sur la zone des solutions optimales en termes de coût au kWh

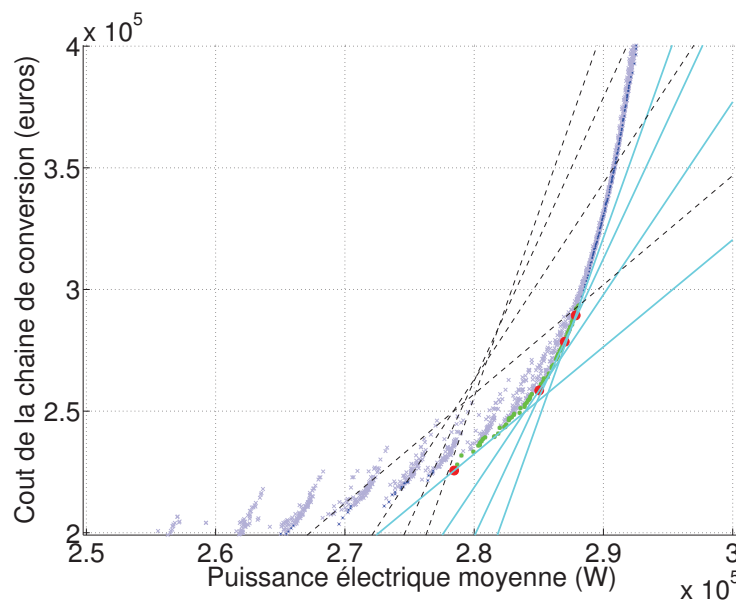
**FIGURE 3.36:** Étude de sensibilité à la métaheuristique utilisée. Le nombre d'exécutions est de 20, avec pour chacune 750,000 évaluations réparties en 1500 itérations (générations) pour 500 particules (individus)

### 3.4.3 Sensibilité des solutions vis à vis du coût du kWh

Nous reprenons la figure 3.8 et nous traçons quatre autres droites représentées en trait pointillé noir sur la figure 3.37. Ces droites correspondent aux quatre tangentes précédentes (en cyan) dont le coefficient directeur, image du coût du kWh, a été augmenté de 2%. Ces droites passent toujours par le point  $(0, -C_{WECw/oPTO})$  dans le plan des objectifs. Nous pouvons constater, par exemple, que la solution qui minimise le coût du kWh pour  $C_{WECw/oPTO} = 1 M€$  (la solution représentée par un point rouge la plus basse), engendrerait un surcoût du kWh de seulement 2% si elle est choisie alors que  $C_{WECw/oPTO} = 4 M€$ . Cette solution est en effet située quasiment sur l'intersection de la tangente

passant par le point  $(0, -1 \text{ M€})$  avec la droite passant par le point  $(0, -4 \text{ M€})$  ayant un coefficient directeur augmenté de 2% par rapport à la tangente passant par le même point. Un raisonnement analogue peut être tenu avec la solution qui minimise le coût du kWh pour  $C_{WECw/oPTO} = 4 \text{ M€}$  (la solution représentée par un point rouge la plus à droite).

Nous pouvons déduire de la figure 3.37, quel que soit le choix a posteriori d'une solution située entre les solutions minimisant  $C_{kWh}$  pour  $C_{WECw/oPTO}$  entre 1 et 4 M€, le coût du kWh résultant du choix de cette solution sub-optimale, sera seulement à 2% près de la valeur optimale.



**FIGURE 3.37:** Reprise de la figure 3.8. Les droites de couleur cyan sont les tangentes au front de Pareto passant par les points  $(0, -C_{WECw/oPTO})$  pour 4 valeur de  $C_{WECw/oPTO}$  allant de 1 M€ à 4 M€. Les quatre droites en pointillés noirs passent pas les mêmes points mais ont un coefficient directeur augmenté de 2%. Les points verts sont les solutions présentant un surcoût au kWh par rapport coût optimal de 2% maximum quelle que soit la valeur de  $C_{WECw/oPTO}$  comprise entre 1 M€ et 4 M€

### 3.4.4 Sensibilité aux paramètres de prix des matières premières

Les prix spécifiques (massiques) des matières premières sont des paramètres extrêmement dépendant du contexte économique et donc fluctuants au cours du temps. La grande tendance de l'évolution de ces prix est à la hausse. Aujourd'hui, nous assistons à une forte augmentation du prix des aimants, due à une forte demande mondiale et aux effets du quasi-monopole de la Chine sur l'extraction des terres rares. Le cours du cuivre est quant à lui assez fluctuant mais globalement à la hausse. Après une hausse importante pendant l'année 2005 (de 300 à 400% d'augmentation), une rechute importante lors de la crise de 2008, le cours du cuivre a atteint des records pendant l'année 2010. Il se négocie en juin 2011 autour de 9000\$ la tonne (avec une parité euro/dollar de 1.43).

Nous présentons donc deux études de sensibilité, la première au prix spécifique des aimants, la seconde à celui du cuivre.

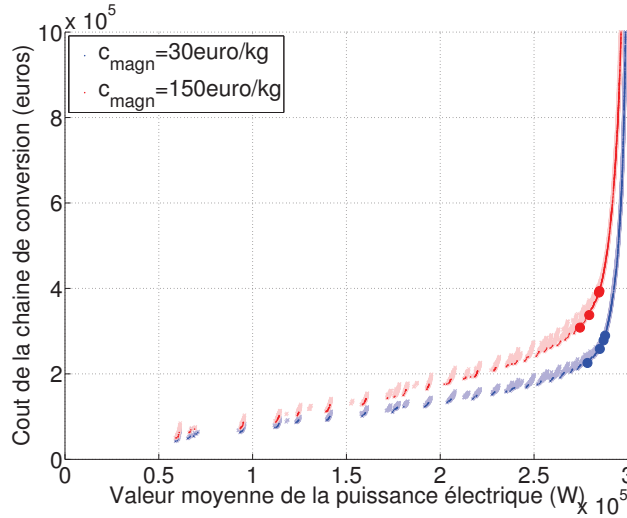
### Sensibilité au prix spécifique des aimants

Nous avons tout d'abord fixé dans l'optimisation de référence le prix spécifique des aimants à 30€/kg. Nous présentons les résultats d'une optimisation avec une valeur fixée à 150€/kg (cf. Fig 3.38). L'impact sur le déplacement du front de Pareto est conforme à l'intuition. Nous pouvons par contre remarquer qu'au niveau de la génératrice, la hauteur des aimants est la variable qui est le plus sensible à cette évolution mais sa sensibilité reste faible. Le flux totalisé à vide s'en trouve alors légèrement diminué et les paramètres d'amortissement sont tels qu'ils engendrent une valeur maximale de couple mécanique à fournir ainsi qu'une valeur moyenne de la puissance mécanique (productible) légèrement plus faibles. À l'inverse, la masse de cuivre et de fer, la puissance apparente du convertisseur et donc le courant nominal, mais aussi le couple nominal (en limite thermique) semblent peu sensibles à cette évolution.

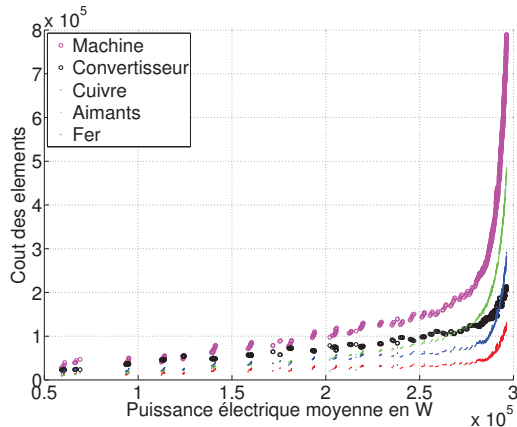
Une façon plus "parlante" d'étudier cette sensibilité est de partir des solutions de dimensionnement optimisées pour  $c_{magn} = 30\text{€/kg}$  puis de réévaluer ces solutions avec la nouvelle valeur du prix des aimants. Le résultat est présenté sur la figure 3.39. Les deux fronts de Pareto peuvent être considérés comme confondus. Cela signifie que les solutions optimisées avec  $c_{magn} = 30\text{€/kg}$  sont "robustes" en termes d'objectifs vis à vis d'une évolution du prix des aimants. Il ne semble donc pas nécessaire de connaître précisément le coût spécifique des aimants pour trouver des solutions quasi-optimales, si celui-ci est compris dans la plage [30; 150]€/kg.

### Sensibilité au prix spécifique du cuivre

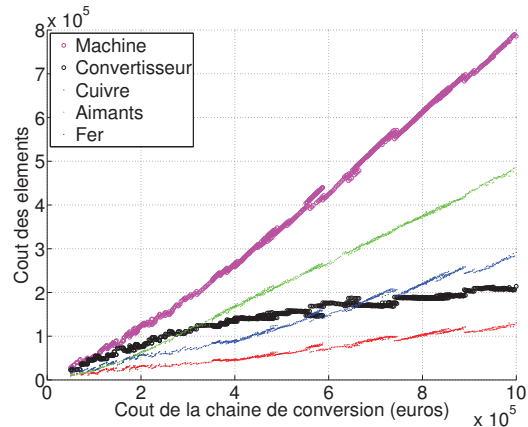
Nous avons tout d'abord fixé dans l'optimisation de référence le prix spécifique du cuivre à 6€/kg. Nous présentons sur la figure 3.40a les résultats d'une optimisation avec une valeur de 20€/kg. Comme pour l'étude de la sensibilité au prix spécifique des aimants, le déplacement du front de Pareto (translation vers des coûts plus élevés) est conforme à l'intuition. De la même manière, que pour l'étude de la sensibilité au prix spécifique des aimants, nous présentons sur la figure 3.40b, les solutions du cas de référence, qui ont été optimisées pour un prix du cuivre à 6€/kg, mais que nous réévaluons à 20€/kg. Nous pouvons une nouvelle fois conclure que les valeurs objectifs des solutions optimisées sont robustes vis à vis de ce prix spécifique. Attention, nous ne montrons cela que pour les valeurs des fonctions objectifs. Dans l'espace des paramètres, les solutions optimisées pour des prix matières différents peuvent présenter des géométries relativement différentes. Cela n'est pas forcément le cas lorsqu'il s'agit du prix des aimants, car cela n'a d'influence notable que sur la hauteur des aimants, mais une augmentation du prix du cuivre conduit par exemple à une augmentation assez sensible du nombre de paires de pôles, elle-même couplée à une diminution du nombre de conducteurs par encoche ainsi que de la largeur d'encoche relative.



(a) Fronts de Pareto des solutions optimisées pour  $c_{magnet} = 150 \text{ €/kg}$  (en rouge) et rappel des solutions de référence pour  $c_{magnet} = 30 \text{ €/kg}$



(b) Solutions optimisées pour  $c_{magnet} = 150 \text{ €/kg}$  : Évolution des coûts partiels le long du front de Pareto, en fonction de  $\langle P_{elec} \rangle$ .



(c) Solutions optimisées pour  $c_{magnet} = 150 \text{ €/kg}$  : Évolution des coûts partiels le long du front de Pareto, en fonction de  $C_{PTO}$ . A comparer avec la figure 3.10

FIGURE 3.38

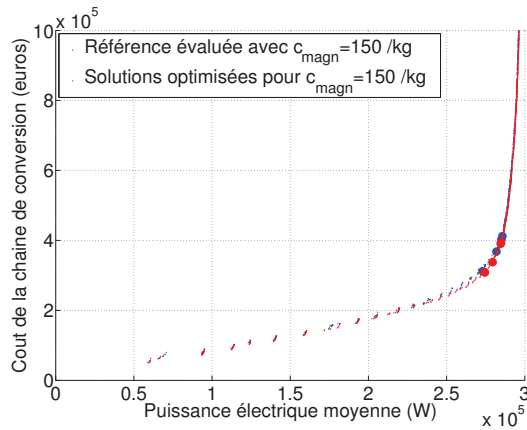
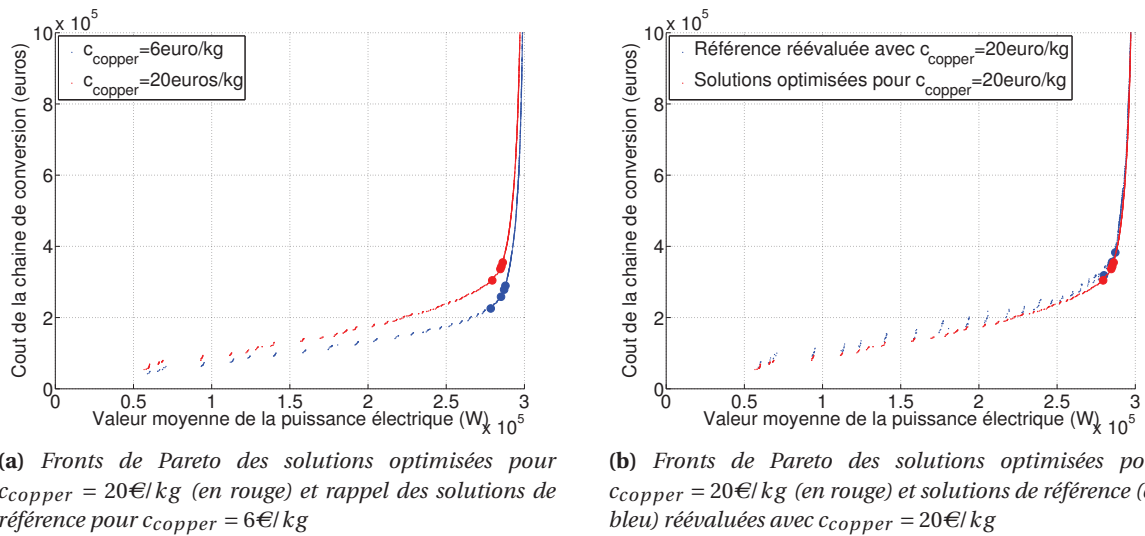


FIGURE 3.39: Fronts de Pareto des solutions optimisées pour  $c_{magnet} = 150 \text{ €/kg}$  (en rouge) et solutions de référence (en bleu) réévaluées avec  $c_{magnet} = 150 \text{ €/kg}$



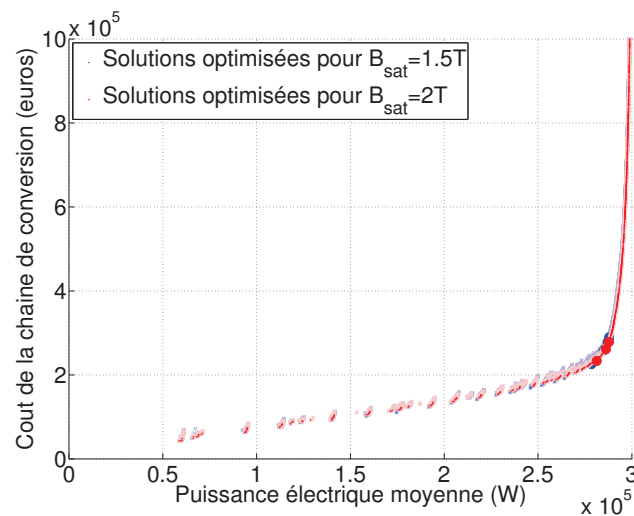
**FIGURE 3.40:** -

Le choix final d'une géométrie doit donc aussi se faire selon des critères de facilité de construction (un nombre important de paires de pôles peut conduire à un coût de fabrication plus important par exemple). Mais l'introduction de tels critères dans l'optimisation relève alors du savoir-faire des industriels concernés.

### 3.4.5 Sensibilité à la limite d'induction maximale

Une des hypothèses du modèle magnétique de la machine électrique est la perméabilité infinie du matériau ferromagnétique. Pour prendre en compte de manière très approchée la saturation du matériau et éviter de tomber a priori sur des solutions non conformes aux modèles, nous avons fixé une limite d'induction maximale dans les différentes parties de la machine.

Nous traçons sur la figure 3.41, l'influence que peut avoir l'augmentation de cette limite en la passant de  $1,5\text{ T}$  à  $2\text{ T}$ . L'écart des fronts de Pareto dans l'espace des objectifs est noyé dans le "bruit" des exécutions successives et nous pouvons raisonnablement conclure que la sensibilité à l'augmentation de  $B_{sat}$  est faible. Dans l'espace des paramètres, seule une augmentation du coefficient de largeur d'encoche (et donc une diminution de la largeur des dents) ressort de façon un peu plus sensible. Une des principales raisons à cette constatation d'une très faible sensibilité, qui peut d'ailleurs paraître en premier lieu assez déroutante, est le fait que le cycle de fonctionnement ne comporte pas de points de fonctionnement à basse vitesse et couple élevé (comme pour un véhicule électrique par exemple). En effet c'est dans cette zone de fonctionnement que l'induction présente ses valeurs les plus élevées.

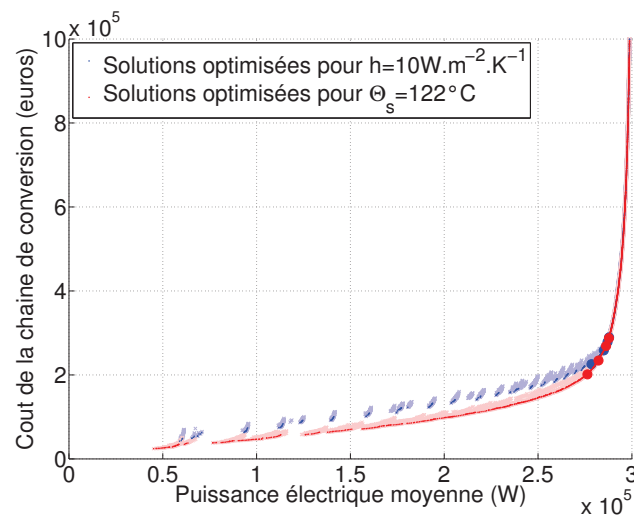


**FIGURE 3.41:** Fronts de Pareto des solutions optimisées avec  $B_{sat} = 2 T$  (en rouge) et solutions de référence (en bleu) optimisées avec  $B_{sat} = 1.5 T$

### 3.4.6 Sensibilité au modèle thermique : échange thermique avec l'ambiance

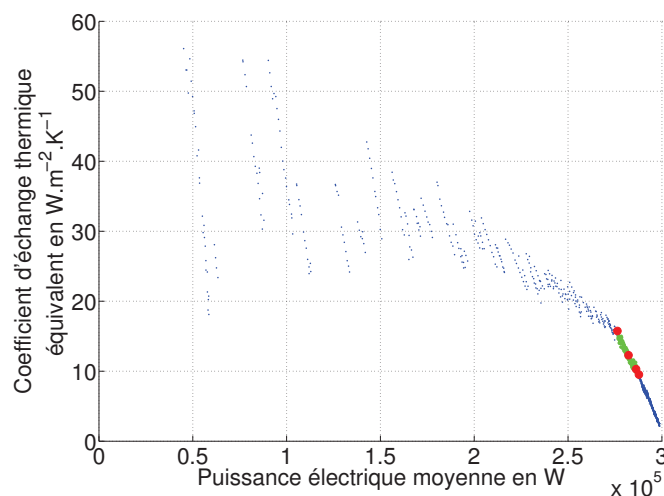
L'étude de l'échauffement sur le cas de référence permet de mettre en évidence que la principale cause de l'échauffement du bobinage est liée au transfert des pertes vers l'ambiance par effet de convection et de radiation. C'est aussi le cas sur une très large portion du front de Pareto et aussi sur l'ensemble des solutions présentant les meilleurs compromis du coût du kWh.

Le coefficient de transfert thermique  $h$ , fixé a priori à  $10 W.m^{-2}.K^{-1}$  (cas d'un échange thermique naturel), est donc un paramètre très influent sur les performances thermiques de la génératrice. La valeur de ce coefficient ne peut cependant pas être connue avec beaucoup de précision. Plutôt que d'imposer une valeur quelque peu arbitraire de coefficient d'échange thermique, nous avons fixé (tout aussi arbitrairement) une température de surface égale à celle obtenue sur la solution particulière étudiée plus haut c'est à dire  $122^{\circ}C$ . Cela supposerait qu'un moyen de refroidissement externe puisse réguler cette température. La température maximale du bobinage restant contrainte à se situer en dessous de  $130^{\circ}C$ , cette nouvelle contrainte de température revient donc à limiter l'échauffement entre le bobinage et la surface externe à  $8^{\circ}C$ . La figure 3.42 présente les fronts de Pareto d'une optimisation où la température de surface a été fixée à  $122^{\circ}C$  et celui de l'optimisation de référence avec un coefficient d'échange thermique  $h = 10 W.m^{-2}.K^{-1}$



**FIGURE 3.42:** Fronts de Pareto des solutions optimisées avec une température de surface au stator fixée à  $122^{\circ}\text{C}$  (en rouge) et des solutions de référence (en bleu) optimisées avec  $h = 10 \text{ W.m}^{-2}.\text{K}^{-1}$

Nous ferons une première remarque sur la difficulté du problème d'optimisation. En effet, ce simple changement dans l'expression de la contrainte thermique, semble rendre le problème d'optimisation plus facile avec une dispersion plus faible des variables d'optimisation selon les 20 exécutions successives de l'algorithme et un front de Pareto présentant moins de discontinuités. Ce caractère plus "continu" du front de Pareto se traduit par contre par un coefficient d'échange thermique équivalent qui évolue de façon discontinue. Le coefficient d'échange thermique n'ayant pas été fixé, sa valeur nécessaire pour obtenir cet échauffement peut être déduite a posteriori. La valeur du coefficient d'échange thermique équivalent varie entre 10 et  $16 \text{ W.m}^{-2}.\text{K}^{-1}$  pour les solutions optimales en termes de coût au kWh (cf. Fig 3.43). La régulation de la température externe à  $122^{\circ}\text{C}$  ne nécessite donc pas un moyen de refroidissement très performant.



**FIGURE 3.43:** Evolution le long de front de Pareto du coefficient d'échange thermique équivalent, nécessaire pour maintenir une température de surface égale à  $122^{\circ}\text{C}$

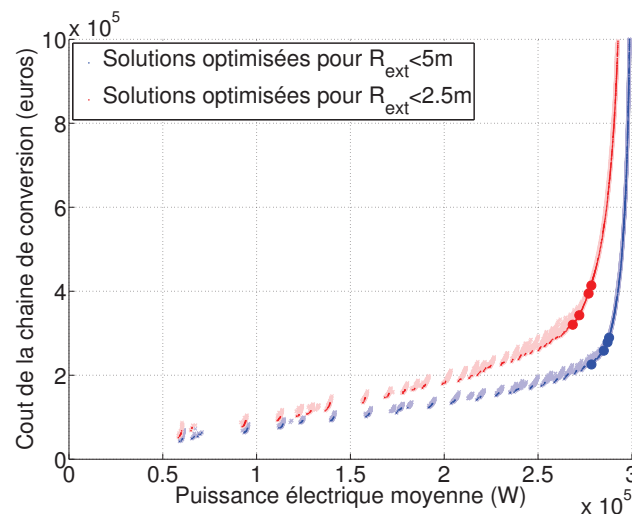


### 3.4.7 Sensibilité à la valeur maximale du rayon externe

La valeur maximale du rayon externe a été fixée par défaut à  $5m$ . Cette valeur correspond en effet à la limite d'intégration interne dans la coque du SEAREV sans modification de la géométrie. A ce jour, aucune étude poussée de l'intégration mécanique de la génératrice dans la structure du SEAREV n'a été menée mais il est probable que cette dernière puisse bénéficier de la structure mécanique intrinsèque du système SEAREV pour alléger sa structure propre. Il reste donc difficile d'évaluer le surcoût associé à de grandes dimensions de la génératrice ( $10m$  de diamètre). Certains auteurs ont quantifié, dans le cas d'une application éolienne, le coût d'une structure mécanique d'une génératrice de grand diamètre comme une fonction liée au cube de son diamètre et de sa longueur [Grauers96, McDonald08b] :

$$C_{struc} = C_{struct,ref} \left( \left( \frac{r_s}{r_{s,ref}} \right)^3 + \left( \frac{l_{stack}}{l_{stack,ref}} \right)^3 \right) \quad (3.37)$$

L'ajout d'un tel coût dans l'optimisation de l'ensemble convertisseur-machine conduit alors à des rayons externes en dessous de la limite de  $5m$ .



**FIGURE 3.44:** Fronts de Pareto des solutions optimisées avec un rayon externe limité à  $2,5m$  (en rouge) et des solutions de référence (en bleu) optimisées avec un rayon externe limité à  $5m$

Nous présentons sur la figure 3.44, un résultat où la limite de rayon externe a été fixé à  $2,5m$  c'est à dire divisée par 2 par rapport au cas de référence. Les variables de dimensionnement les plus sensibles au changement de la valeur de cette contrainte sont :

- le nombre de paires de pôles, qui diminue quasiment dans le même rapport que le rayon, et la longueur active. Le pas polaire est donc conservé.
- et la longueur active qui augmente d'un facteur 4 pour maintenir quasiment la même valeur de couple nominal (les paramètres d'amortissement n'étant pas totalement identiques, le couple requis diminue légèrement). En effet, les lois d'échelle sur l'évolution du couple pour des machines à pas polaire constant, donnent un couple variant comme  $T \propto p^2 l_{stack}$  (ou  $T \propto r_s^2 l_{stack}$  car  $\tau_p$  est constant) [Multon06]. Une diminution du rayon d'un facteur 2 entraîne une augmentation d'un facteur 4 pour maintenir la valeur de couple.

Dans le même temps, le flux à vide totalisé sur une phase est augmenté d'un facteur légèrement supérieur à 2 afin de pouvoir arriver à des niveaux de force électro-motrice aux mêmes valeurs de vitesses de rotation mécanique. Pour cela, le nombre de spires en série par phase a été diminué quasiment de moitié et le nombre de conducteurs par encoche est passé de 3 à 4.

Nous constatons que, dans une certaine mesure, les lois de similitude sont vérifiées. Ainsi il est aisé de déterminer à partir de ces lois, la géométrie de la génératrice pour toute valeur limite du rayon externe à partir d'une optimisation unique.

### 3.4.8 Sensibilité à la tenue aux courants de court-circuit

Un court-circuit de la génératrice est un événement considéré de manière classique comme un événement accidentel relevant des défauts. Mais il peut aussi être un moyen de mettre en sécurité la chaîne électrique en aval. Lors de forts états de mer, les vitesses atteintes pourraient conduire à des tensions induites trop importantes au-delà des limites admissibles par le convertisseur. Cette mise en court-circuit volontaire pourrait être réalisée soit par un organe externe (type contacteur), soit par le convertisseur lui-même, auquel cas son dimensionnement en courant devrait le permettre. Les contraintes associées à une mise en court-circuit triphasé symétrique de la génératrice sont à la fois d'ordre thermique : il faut éviter que le courant de court-circuit ne génère un échauffement trop important, mais aussi d'ordre magnétique : la réaction magnétique d'induit est en effet entièrement démagnétisante et son amplitude ne doit pas causer de désaimantation. Pour étudier l'optimisation d'un ensemble convertisseur-machine avec comme contrainte la tenue de la génératrice à sa mise en court-circuit, nous avons donc ajouté ces deux contraintes, thermique et magnétique, au problème précédent. Le courant efficace de court-circuit est considéré comme constant quelle que soit la vitesse et seules les pertes Joule sont prises en compte dans le calcul de l'échauffement en cas de court-circuit. L'échauffement associé à ce courant est donc obtenu facilement à partir du modèle thermique en régime permanent déjà présenté.

L'amplitude de l'induction dans l'entrefer est calculée sur la base d'un courant exclusivement d'axe direct et d'amplitude égale à celle du courant de court-circuit. Nous tenons à signaler que l'amplitude de l'induction d'entrefer n'est ici calculée que sur la base du flux traversant l'entrefer et donc les aimants. En effet, le flux de fuites d'encoche, qui est non négligeable étant donnée l'importance relative des inductances de fuites, ne traverse pas les aimants et ne doit pas être considéré comme potentiellement démagnétisant du point de vue des aimants. Des encoches profondes permettent d'améliorer la tenue à la désaimantation de la génératrice en offrant au flux créé par les courants de circuit, une section de passage ne traversant pas les aimants.

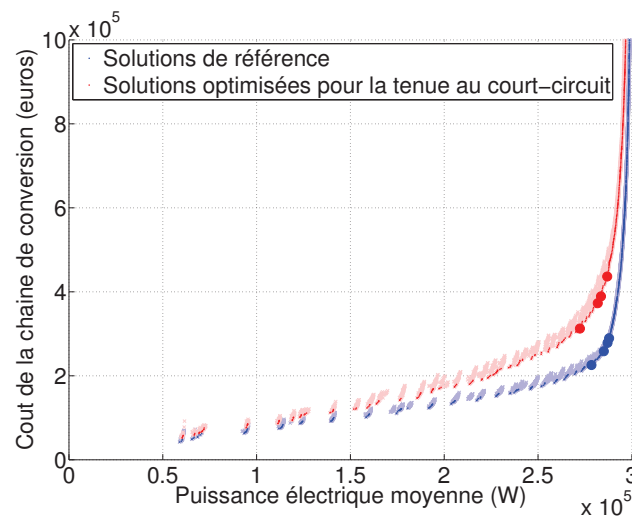
La figure 3.45 présente les fronts de Pareto des solutions dimensionnées pour la tenue aux courants de court-circuit et les solutions de référence qui ne présentent pas cette faculté. La tenue thermique et magnétique aux courants de court-circuit engendre donc un surcoût important, de l'ordre de 70 à 90%, entièrement lié à l'augmentation de coût de la génératrice. La puissance apparente du convertisseur, et donc son coût, n'est pas affectée par cette nouvelle contrainte. L'influence de cette dernière se voit essentiellement sur deux variables de dimensionnement de la génératrice électrique :

- la hauteur des encoches est plus importante. Cela a pour effet de diminuer les pertes Joule, aussi

bien en fonctionnement normal qu'en court-circuit, mais augmente les pertes fer en fonctionnement normal (elles sont considérées comme nulles en court-circuit).

- la longueur active de la génératrice est encore plus importante afin de pouvoir assurer une surface d'échange thermique suffisante lors d'un fonctionnement en court-circuit.

Ainsi, c'est la contrainte thermique en régime de court-circuit qui influence principalement le dimensionnement de la génératrice. La contrainte thermique en fonctionnement normal n'est pas atteinte. La température du bobinage atteint des valeurs inférieures à 100°C alors qu'elle arrive en butée de contrainte lors du fonctionnement en court-circuit.



**FIGURE 3.45:** Fronts de Pareto des solutions dimensionnées pour la tenue aux courants de court-circuit (en rouge) et les solutions de référence qui ne présentent pas cette faculté (en bleu)

La réaction magnétique d'induit relative est supérieure à 1 ( $\approx 1.2$ ) alors qu'elle se situe aux alentours de 0.9 pour l'optimisation de référence. Cela signifie que le calibre courant du convertisseur électronique de puissance lui permet de réaliser lui-même le court-circuit.

### 3.4.9 Sensibilité au mode de contrôle en défluxage

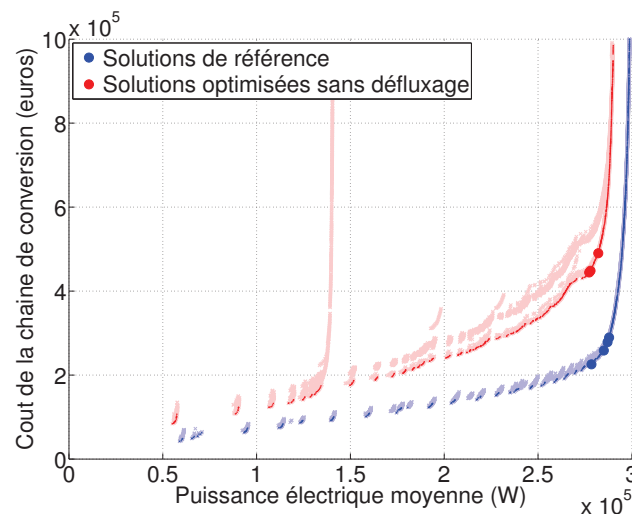
Le problème d'optimisation du dimensionnement de l'ensemble convertisseur-machine, tel qu'il a été posé, laisse la possibilité à l'algorithme de proposer des solutions présentant une bonne aptitude au défluxage, selon que cette caractéristique présentent un intérêt vis-à-vis des objectifs considérés. Dans notre cas, il s'avère que les solutions obtenues présentent une plage de fonctionnement à puissance constante assez large, caractérisée par une réaction magnétique d'induit normalisée proche de 1. Cette réaction d'induit normalisée est le rapport du flux maximum pouvant être généré par le bobinage,  $\mathcal{L}I_{rated}$ , sur le flux généré par les aimants (flux à vide),  $\Phi_m$ . Il peut être montré que lorsque sa valeur tend vers 1, la plage de vitesse en fonctionnement à puissance constante devient infinie, et la puissance maximale convertie tend, au rendement près, vers la puissance apparente du convertisseur électronique de puissance.

Nous présentons, sur la figure 3.46, les résultats d'une comparaison entre les solutions de référence et des solutions obtenues par une optimisation où le courant d'axe direct  $i_{d,i}$  est maintenu à

une valeur nulle quels que soient les points de fonctionnement. Les contraintes de tension, de courant, de saturation et de désaimantation doivent toujours être vérifiées pour chaque point de fonctionnement mais elles n'influencent plus sur la valeur de  $i_d$ . Ce cas de figure revient donc à ne pas autoriser le contrôle en défluxage de la génératrice. Il apparaît alors que le convertisseur électronique de puissance, plutôt que d'avoir une puissance apparente légèrement supérieure à la puissance d'écrêtage (ce qui est le cas lorsque le défluxage est autorisé), est dimensionné par rapport à la puissance de coin du cycle de fonctionnement qui est le produit  $T_{max}\Omega_{max}$  (produit des valeurs maximales du couple mécanique et de la vitesse atteintes non simultanément sur l'ensemble du cycle de fonctionnement).

Comme l'écrêtage de la puissance mécanique au travers du paramètre  $P_{lev}$ , augmente la puissance de coin, car il a pour effet d'augmenter plus rapidement la vitesse maximale qu'il ne diminue le couple mécanique maximum, les solutions optimisées sans possibilité de défluxage sont associées à des cycles de fonctionnement sans écrêtage ( $P_{lev} = \infty$ ). En effet, sans possibilité de défluxage, l'écrêtage en puissance n'a plus d'intérêt car il diminuerait la valeur moyenne de la puissance mécanique et augmenterait le dimensionnement en puissance apparente du convertisseur. Les valeurs de la réaction magnétique d'induit normalisée des solutions obtenues sont alors plus faibles que celles des solutions de référence, car les génératrices n'ont plus besoin de présenter une plage de fonctionnement à puissance constante.

Nous pouvons donc constater que l'écrêtage de la puissance mécanique associé à une stratégie de défluxage optimale permet de réduire sensiblement le coût de la chaîne de conversion. Cette diminution de coût est surtout liée à la diminution de la puissance apparente du convertisseur, le coût de la génératrice électrique restant sensiblement le même.



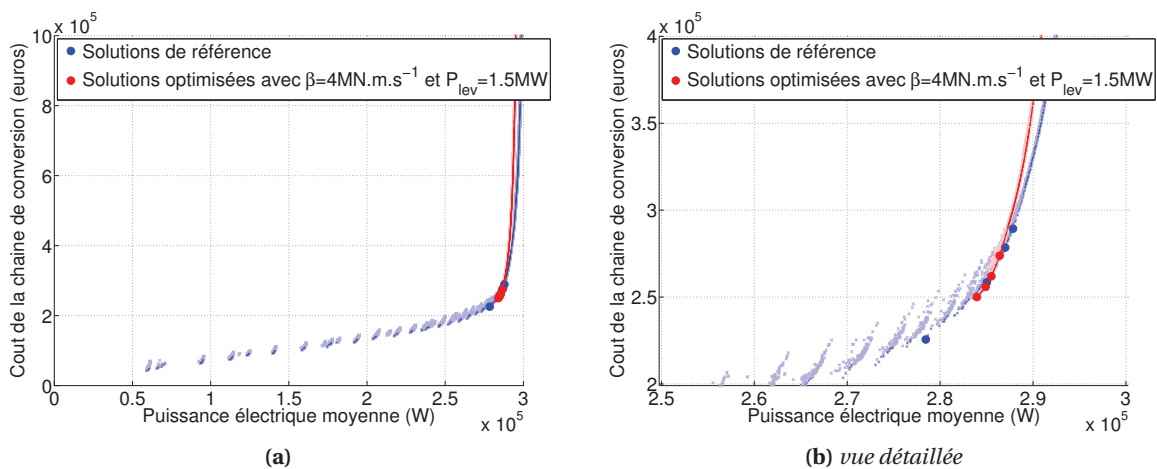
**FIGURE 3.46:** Fronts de Pareto des solutions dimensionnées sans possibilité de défluxage (en rouge) ( $i_d = 0$  pour tous les points de fonctionnement) et les solutions de référence pour lesquelles le contrôle en défluxage est optimisé (en bleu)

### 3.4.10 Sensibilité au couplage de l'optimisation du dimensionnement de l'ensemble convertisseur machine avec celle des paramètres d'amortissement

Dans la thèse de Marie Ruellan [Ruellan07], l'optimisation des paramètres d'amortissement était découplée de celle de la génératrice. En effet un choix a priori des paramètres d'amortissement était effectué selon des critères de puissance mécanique moyenne et de rapport de la puissance mécanique maximale sur la puissance mécanique moyenne. La génératrice était alors optimisée sur la base du cycle de fonctionnement correspondant à ces paramètres d'amortissement.

Nous présentons sur la figure 3.47 les résultats d'une optimisation pour laquelle les paramètres d'amortissement ont été fixés a priori à  $\beta = 4 \text{ MN.m.s}^{-1}$  et  $P_{lev} = 1.5 \text{ MW}$ . Ces valeurs des paramètres d'amortissement correspondent à celles obtenues par les solutions de l'optimisation de référence. Il est ainsi cohérent de constater que le front de Pareto de cette optimisation tend vers celui de l'optimisation de référence. Une vue détaillée permet d'ailleurs de voir que les solutions proposées avec des paramètres d'amortissement fixés sont même très légèrement meilleures mais cela ne doit pas nous étonner. En effet, le problème d'optimisation étant plus facile à résoudre, l'algorithme a convergé plus finement vers le front de Pareto théorique.

Le couplage de l'optimisation de l'ensemble convertisseur-machine à celle des paramètres d'amortissement permet donc d'obtenir une plus grande variété de solutions de dimensionnement avec un front de Pareto beaucoup plus étendu. Mais lorsqu'il s'agit de se focaliser sur les solutions optimales en termes de coût du kWh produit, ce couplage ne semble pas être pertinent car une optimisation avec des paramètres d'amortissement fixés permet d'obtenir d'aussi bonnes solutions mais rappelons que les valeurs considérées ont été déduites des résultats de l'optimisation couplée. Il faut donc garder à l'esprit qu'une réelle optimisation découplée nécessite de faire un choix a priori des valeurs de paramètres d'amortissement. Au final, nous pensons qu'une optimisation couplée des paramètres



**FIGURE 3.47:** Fronts de Pareto des solutions dimensionnées sur un cycle de fonctionnement fixé correspondant à aux paramètres d'amortissement  $\beta = 4 \text{ MN.m.s}^{-1}$  et  $P_{lev} = 1.5 \text{ MW}$  (en rouge) et les solutions de référence pour lesquelles les paramètres d'amortissement sont des variables d'optimisation (en bleu)

d'amortissement avec l'ensemble convertisseur-machine permet en première approche d'effectuer un choix éclairé de valeurs pertinentes pour les paramètres d'amortissement. Sur la base des résultats obtenus, une optimisation découplée peut ensuite éventuellement permettre d'affiner les résultats d'optimisation de la chaîne électrique en fixant les paramètres d'amortissement et pouvoir utiliser plus efficacement des modèles plus complexes et plus précis ou augmenter le nombre de paramètres de dimensionnement.

## Conclusion

Ce chapitre a permis de présenter une méthodologie adaptée à l'optimisation sur cycle d'un ensemble convertisseur-machine (sans prise en compte du stockage). Le contexte d'application est celui du SEAREV, mais cette démarche reste générique et peut être adaptée à tout autre problème de dimensionnement d'un ensemble convertisseur-machine fonctionnant sur cycle. Nous pensons par exemple à la motorisation d'un véhicule électrique ou plus généralement la traction électrique, qui est une application fondamentalement à vitesse variable, ou bien encore à la chaîne de conversion électrique d'une éolienne.

Les points clés de cette méthodologie sont à la fois la prise en compte du convertisseur électronique de puissance aussi bien au niveau des variables d'optimisation (calibre courant) que dans les objectifs (coût du convertisseur), mais aussi l'intégration d'une stratégie de défluxage au travers d'une optimisation locale, pour chaque point de fonctionnement, du courant d'axe direct  $i_d$ . La prise en compte d'un couplage fort avec le système, pour trouver les valeurs des paramètres de contrôle d'ordre supérieur (paramètre d'amortissement), les mieux adaptées à minimiser le coût du kWh, est aussi un point important de la méthodologie.

Ainsi, nous avons montré comment il était possible de déduire, à partir d'une optimisation bi-objectif (Puissance électrique moyenne récupérée, Coût de la chaîne de conversion), l'ensemble des solutions présentant les compromis les plus intéressants en termes de coût du kWh produit, et cela quel que soit le coût du système SEAREV dans son ensemble.

Pour résoudre efficacement ce problème d'optimisation bi-objectif, multi-variables et sous contraintes, nous avons développé notre propre version d'un algorithme basé sur la méthode des essais particuliers. Nous avons présenté les différentes adaptations que nous avons effectuées pour étendre cette métaheuristique à un problème bi-objectif.

L'étude d'une solution particulière sur un cas de référence, nous a permis de valider des hypothèses de modélisation en comparant les résultats obtenus par des modèles simples avec ceux résultants de la résolution numérique de modèles non soumis à ces hypothèses. La cohérence des modèles simples et peu gourmands en temps de calcul, avec des modèles plus complets a ainsi été montrée sur une solution particulière du front de Pareto, faisant partie des solutions présentant les meilleurs compromis en termes de coût du kWh.

Diverses études de sensibilité ont été également menées. Elles ont permis en outre de mon-

trer que les prix spécifiques des aimants et du cuivre n'avaient pas nécessairement besoin d'être connus avec une très grande précision pour obtenir des solutions de dimensionnement de l'ensemble convertisseur-machine proches voire très proches de l'optimum.

Nous avons aussi mis en évidence, compte tenu de l'absence de points de fonctionnement à fort couple et vitesse nulle (ou faible), que la sensibilité des solutions vis à vis d'une modification de la valeur d'induction maximale était faible.

L'ajout d'une contrainte supplémentaire relative à la tenue thermique et magnétique aux courants de court-circuit a été quantifié en termes de coût supplémentaire. Cette faculté permettrait en effet d'offrir un mode de mise en sécurité de la chaîne de conversion électrique lors de forts états de mer pendant lesquels on renoncerait à produire de l'énergie.

La comparaison de solutions optimisées sans et avec possibilité de défluxage a permis de montrer l'intérêt de l'écrêtage de la puissance mécanique par contrôle de l'amortissement lorsque celui-ci est associé à un contrôle en défluxage de la génératrice. Le gain en puissance apparente sur le convertisseur permet alors de réduire fortement le coût total de la chaîne de conversion.

Enfin l'intérêt du couplage fort de l'optimisation des paramètres d'amortissement avec celle du dimensionnement de l'ensemble convertisseur-machine a été mis en évidence. Il permet en effet d'éviter de faire un choix a priori, et donc potentiellement non pertinent, des valeurs de paramètres d'amortissement.

## Chapitre 4

# Éléments de dimensionnement d'un système de stockage pour le lissage d'une production électrique houlogénérée

### Sommaire

---

4.1 Mise en place du problème . . . . .	144
4.2 Études de cas préliminaires . . . . .	159
4.3 Optimisation du dimensionnement de la capacité énergétique . . . . .	165
4.4 Conclusions . . . . .	172

---

### Introduction

L'objet de ce chapitre est d'introduire des outils de dimensionnement d'un système de stockage à court-terme en vue du lissage de la production électrique d'un seul houlogénérateur à entraînement direct. A ce stade exploratoire, nous ne développerons pas les bénéfices des effets de foisonnement dans le cadre d'une ferme de plusieurs machines. Comme nous l'avons vu, la technologie retenue met en œuvre des supercondensateurs. Après avoir développé un critère de coût (économique) sur cycle de vie prenant en considération le vieillissement sur la base de modèles de la littérature, nous définissons aussi des critères de qualité de l'énergie produite. En l'état actuel des normes encadrant la production d'énergie électriques à base d'énergies renouvelables, cette qualité n'est rigoureusement et objectivement quantifiable qu'en termes de sévérité en flicker. Pour ne pas se limiter à cette seule donnée, qui n'est d'ailleurs qu'une contrainte et pas un critère à minimiser, établie dans un contexte déjà ancien et qui nécessiterait sans doute une mise à jour, nous quantifierons aussi la qualité en termes de critères statistiques de dispersion relativement à un profil de production idéalement constant. Des stratégies de gestion des flux d'énergie seront introduites pour définir le profil de puissance injectée au réseau.

A partir de toutes ces définitions, nous procéderons au dimensionnement d'un système de stockage sur un état de mer, celui le plus énergétique sur le site de l'île d'Yeu : ( $H_s = 3,5 m$ ,  $T_p = 9 s$ ). Une



étude de sensibilité au modèle de vieillissement permettra de quantifier l'impact de ce dernier sur la valeur optimale (au sens du coût sur cycle de vie) de la capacité énergétique du système de stockage.

## 4.1 Mise en place du problème

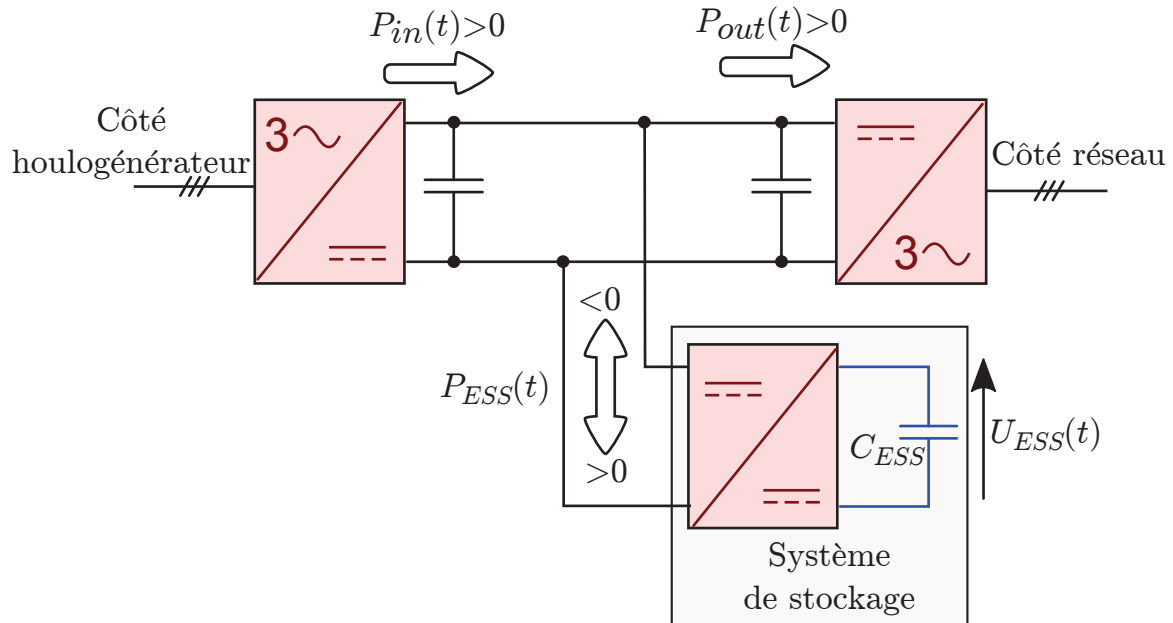


FIGURE 4.1: Schéma et définition des grandeurs

### 4.1.1 Présentation du module de base du système de stockage

Au risque de perdre un caractère générique à cette étude, nous prendrons comme module super-capacitif de référence, le module BMOD0063 P125 de la société Maxwell Technologies. Ses principales caractéristiques sont listées dans le tableau 4.1. Le système de stockage complet sera donc composé de  $N_{series}$  modules BMOD0063 P125 assemblés en série et  $N_{parallel}$  branches en parallèle. La tension du bus continu commun aux trois convertisseurs électroniques de puissance étant fixée a priori à 1300 V (valeur courante en éolien à ces niveaux de puissance), nous choisirons de fixer la valeur  $N_{series}$  à 10.  $N_{parallel}$  sera donc le seul paramètre de dimensionnement du système de stockage.

TABLE 4.1: Caractéristiques du module Maxwell Technologies BMOD0063 P125

Grandeur	Valeur
Capacité nominale $C_{base}$	63 F
Tension nominale	128 V
Résistance équivalente série $R_{base}$	18 mΩ
Résistance thermique $R_{th}$ (de la cellule à l'ambiance)	0.04 °C/W
Capacité thermique $C_{th}$ (constante de temps thermique $R_{th}C_{th}$ )	33370 J/°C (1330 s)
Nombre de cellules internes <sup>a</sup> BCAP3000 de 3000 F, 2.7 V	48

a. Les cellules individuelles des modules sont équilibrées grâce à un dispositif actif dont le fonctionnement est considéré comme idéal à ce niveau de l'étude

### 4.1.2 Définition des grandeurs énergétiques, électriques et thermiques

Nous noterons  $P_{in}(t)$  la puissance en entrée du bus DC (et donc juste à la sortie du convertisseur côté génératrice) et  $P_{out}(t)$  la puissance en sortie du bus DC (en entrée du convertisseur côté réseau). La puissance dans le système de stockage sera notée  $P_{ESS}(t)$  (compté positivement à la charge et négativement en décharge). Ces trois grandeurs sont liées par la relation 4.1.

$$P_{in}(t) - P_{ESS}(t) - P_{out}(t) = 0 \quad (4.1)$$

Les pertes seront calculées sur la base du transit de puissance  $P_{ESS}(t)$ . Le haut rendement du système de stockage (qui devra être vérifié a posteriori) permet de faire ce couplage faible et de ne calculer les pertes qu'en post-traitement. Leur évaluation est indispensable pour connaître les performances énergétiques ainsi que l'auto-échauffement nécessaire au calcul du vieillissement.

L'énergie  $W_{ESS}(t)$  contenue dans le système de stockage sera reliée à  $P_{ESS}(t)$  par :

$$W_{ESS}(t) = \int_0^t P_{ESS}(t) dt + W_{ESS}(0) \quad (4.2)$$

et à la tension  $U_{ESS}(t)$  aux bornes du système de stockage par :

$$W_{ESS}(t) = \frac{1}{2} C_{ESS} U_{ESS}(t)^2 \quad (4.3)$$

En effet, le fait que l'état d'énergie soit fondamentalement lié à la tension, conduit à sa forte influence sur le courant et les pertes associées. Nous sommes donc impérativement contraints de passer par des raisonnements électriques à ce niveau de l'étude.

Nous définissons l'énergie nominale  $W_{rated}$  comme :

$$W_{rated} = W_{max} - W_{min} \quad (4.4)$$

où  $W_{max}(W_{min})$  correspond à l'énergie contenue dans le système de stockage à une tension  $U_{max}(U_{min})$ .

L'état de charge  $SOC(t)$  sera défini comme :

$$SOC(t) = \frac{W_{ESS}(t)}{W_{max}} \quad (4.5)$$

La résistance série  $R_{ESS}$  et la capacité  $C_{ESS}$  du système complet s'expriment respectivement en fonction de la résistance série  $R_{base}$  et la capacité  $C_{base}$  du module de base BMOD0063 P125.

$$R_{ESS} = \frac{N_{series}}{N_{parallel}} R_{base} \quad (4.6)$$

$$C_{ESS} = \frac{N_{parallel}}{N_{series}} C_{base} \quad (4.7)$$

Étant donné la constante de temps thermique des modules BMOD0063 P125 ( 1330 s) par rapport à la période typique de fluctuation des pertes ( 4-5s), l'échauffement  $T_{ESS} - T_{amb}$  par rapport à l'ambiance, sera considéré comme constant sur la durée des profils de puissance  $P_{in}(t)$  issus des simulations hydromécaniques. Il sera relié aux pertes moyennes par la relation 4.8. La résistance ther-

mique de l'ensemble des modules sera considéré comme étant la résistance thermique d'un module divisée par le nombre total de modules. Nous faisons donc l'hypothèse que tous les modules sont placés dans les mêmes conditions thermiques.

$$T_{ESS} - T_{amb} = R_{th} \frac{\langle R_{ESS} I_{ESS}(t)^2 \rangle}{N_{parallel} N_{series}} \quad (4.8)$$

avec  $I_{ESS}(t) = \frac{P_{ESS}(t)}{U_{ESS}(t)}$  le courant dans le système de stockage.

### 4.1.3 Définition d'un critère de coût sur cycle de vie

Le coût sur cycle de vie d'un tel système de stockage doit intégrer plusieurs coûts élémentaires. Ces coûts peuvent être quantifiés soit en termes énergétiques soit économiques.

Tout d'abord, le coût initial du système : assez facilement quantifiable de façon économique, il l'est moins en termes énergétiques (énergie grise notamment, critère que nous aurions souhaité pouvoir également considérer comme nous l'avons fait dans d'autres études [Multon10]). En effet l'investissement énergétique d'un système à base de supercondensateurs devrait rigoureusement prendre en compte tous les étapes d'extraction de matières premières, de transformation, de fabrication, de transport etc. Autant de paramètres difficiles à quantifier et extrêmement dépendants des moyens et technologies mises en œuvre.

Ensuite, le coût de fonctionnement doit évidemment être aussi considéré. A l'inverse, ce coût est plus facilement quantifiable de façon énergétique au travers des pertes qui sont générées dans le système. L'évaluation économique de ces pertes est assez aisément réalisable en les considérant comme un manque à gagner et en les pondérant par le prix de rachat de l'énergie.

Enfin, les remplacements éventuels, dus au vieillissement du système de stockage, doivent être quantifiés en termes de coût et ajouté aux deux autres. Pour évaluer ce coût, il est donc nécessaire de disposer d'un modèle de vieillissement. A partir de ce modèle et des sollicitations (ici principalement en tension et en température) que subit le système de stockage, une évaluation de sa durée de vie est possible. Le nombre de remplacements moyen sur une durée d'usage de 20 ans, qui est la durée typique envisagée pour ce genre de dispositif mais aussi la durée limite de validité des modèles de vieillissements, noté  $N_{replace}$ , doit alors être multiplié par le coût d'un système "neuf" et, en toute rigueur, celui de l'intervention de remplacement mais également par une actualisation des dépenses compte tenu de l'inflation. Sur ce dernier point, nous renonçons à entrer dans ce genre de détail sachant que le paramètre majeur sera sans doute l'évolution du prix des supercondensateurs eux-mêmes, évolution incalculable sérieusement. En ce qui concerne les coûts d'intervention en mer, le manque de recul sur cette énergie renouvelable offshore ne nous permet pas non plus de les quantifier. C'est pourquoi, même si cette partie du coût a de fortes chances d'être importante, il va de soi qu'il faut réduire au maximum les besoins d'intervention. En somme, nous ne considérons que le surcoût lié au nombre de système de stockage supplémentaires sur la base des prix actuels sans aucune actualisation monétaire.

Tout ces coûts peuvent être agrégés s'ils sont exprimés dans les mêmes termes (énergétiques ou

économiques) et optimisés de façon mono-objectif. Ils peuvent aussi être traités comme des critères contradictoires et faire l'objet d'une optimisation multi-objectif, nécessitant alors un choix de dimensionnement a posteriori sur la base d'un compromis entre tous ces critères. En somme, dans le cadre de cette thèse, nous exprimerons tous les coûts en termes économiques et nous effectuerons leur minimisation sur l'ensemble du cycle de vie du système.

Tout comme les coûts des matières premières de la génératrice ainsi que celui de l'ensemble du convertisseur électronique de puissance décrits dans le chapitre précédent, le coût économique des supercondensateurs est soumis à des fluctuations importantes au cours du temps. En 2011, le prix d'achat à l'unité d'un module Maxwell BMOD0063 P125 se situe aux alentours de 8500\$ soit environ 6000€ au taux de change actuel de 1€ = 1.40\$, alors que le même module était estimé aux alentours de 3000€ en 2007. De manière plus générale, pour des modules ayant des tensions nominales comprises entre 16 V et 125 V, le coût d'investissement en € par Wh semble se situer aujourd'hui entre 45 et 55€.

Le cout du convertisseur DC/DC ne sera pas pris en compte dans cette étude.

Concernant le prix de rachat de l'énergie électrique produite à partir de l'énergie des vagues, nous nous sommes basés sur celui fixé par l'arrêté du 1er mars 2007 à 15c€/kWh. Il existe par ailleurs des conditions d'achats de l'énergie bien plus attractives dans d'autres pays de l'Union européenne : 22c€/kWh en Irlande ou encore 23c€/kWh au Portugal.

Au final, nous considérons la formule de coût suivante :

$$C_{total} = (1 + N_{replace})C_{init} + c_{feed-in,kWh}E_{loss,ESS} \quad (4.9)$$

avec  $C_{init} = 6000N_{parallel}N_{series}$ (€) et  $c_{feed-in} = 0.15$ (€/kWh).

#### 4.1.3.1 Modèle de vieillissement

Comme nous l'avons vu, il est nécessaire de quantifier le vieillissement du système de stockage afin de calculer sa durée de vie et le nombre de remplacements éventuels  $N_{replace}$  nécessaires pendant le cycle de vie du houlogénérateur. Le vieillissement des supercondensateurs est lié à deux facteurs principaux : la tension et la température. D'une manière générale, les modèles de vieillissement se basent sur les règles suivantes :

- Les paramètres  $(C_{ESS}; R_{ESS})$  (ou  $(C_{ESS}; 1/R_{ESS})$ <sup>1</sup>) se dégradent linéairement avec le temps à température et tension constantes (augmentation de la résistance série et diminution de la capacité) ;
- La vitesse de dégradation évolue de façon exponentielle avec la tension et la température ;

Pour élaborer ce modèle de vieillissement, nous nous baserons sur des données Maxwell. Ces données sont regroupées dans le tableau 4.2. Nous adopterons un modèle du même type que celui utilisé dans [Bohlen07b, Bohlen07a]. Ce modèle décrit l'évolution au cours du temps d'un paramètre  $a$ , sous la forme générale :

$$a(t, T_{cell}, U_{cell}) = a_{init}(1 + c_a t_{eq}(t, T_{cell}, U_{cell})) \quad (4.10)$$

---

1. Les deux choix ne sont pas équivalents [Venet07], nous prendrons dans la suite le couple de paramètre  $(C_{ESS}; R_{ESS})$

où  $a_{init}$  est la valeur initiale du paramètre  $a$  considéré,  $c_a$  représente la vitesse de dégradation dans les conditions normales de température et de tension, et  $t_{eq}(t, T, U)$  le temps équivalent à conditions normales de température et tension, défini par :

$$t_{eq}(t, T_{cell}, U_{cell}) = t \cdot c_T^{\frac{T_{cell}-T_0}{\Delta T}} \cdot c_U^{\frac{U_{cell}-U_0}{\Delta U}} \quad (4.11)$$

Cette formalisation du modèle de vieillissement se rapproche d'autres formalisations que nous pouvons trouver dans la littérature : citons en exemple les travaux du laboratoire Ampère [Kreczanik09, Hammar10, Diab06] ou ceux de l'IMS [Lajnef06].

**TABLE 4.2:** Dégradation des supercondensateurs en fonction de la température et de la tension (Tension donnée par cellule, Données Maxwell Technologies [Maxwell09])

	réduction de 30% de C		réduction de 15% de C
2.7 V	5500 heures à 65°C	2.5 V	5500 heures à 65°C
	11000 heures à 55°C		11000 heures à 55°C
	22000 heures à 45°C		22000 heures à 45°C
	44000 heures à 35°C		44000 heures à 35°C
	88000 heures à 25°C		88000 heures à 25°C
	augmentation de 140% de R		augmentation de 40% de R
2.7 V	5500 heures à 65°C	2.5 V	5500 heures à 65°C
	11000 heures à 55°C		11000 heures à 55°C
	22000 heures à 45°C		22000 heures à 45°C
	44000 heures à 35°C		44000 heures à 35°C
	88000 heures à 25°C		88000 heures à 25°C

Selon les grandeurs de dégradation choisies, les paramètres de ce modèle ne seront pas les mêmes. Nous choisirons dans la suite de prendre  $(C_{ESS}; R_{ESS})$  comme couple de grandeurs qui se dégradent au cours du temps. Ainsi, selon les données Maxwell du tableau 4.2, les paramètres du modèle de vieillissement sont donnés dans le tableau 4.3.

**TABLE 4.3:** Paramètres du modèle de vieillissement

Paramètre	Pour la capacité	Pour la résistance série
$c_a$	$-1.5\% \cdot an^{-1}$	$+4\% \cdot an^{-1}$
$c_T$		2
$T_0$		25°C
$\Delta T$		10°C
$c_U$	2	3.5
$U_0$		2.5 V
$\Delta U$		200 mV

La simulation du vieillissement des supercondensateurs nécessite de mettre à jour continuellement les paramètres  $(C_{ESS}; R_{ESS})$ . En effet, l'augmentation de  $R_{ESS}$  avec le temps contribue à l'augmentation des pertes et à celle de l'échauffement. Il y a donc un phénomène d'"emballement" thermique, et donc du vieillissement, qui est susceptible d'apparaître et qui nécessite de prendre en compte la dégradation de  $R_{ESS}$  au cours du temps. Bien entendu, la dynamique de dégradation est très lente.

Elle est beaucoup plus lente que la dynamique des sollicitations électriques du système de stockage. Tout comme le choix d'un pas de temps pour la résolution d'une équation différentielle, nous choisirons un pas de temps pour l'actualisation (discrète) des paramètres ( $C_{ESS}; R_{ESS}$ ). Il doit être judicieusement choisi : pas trop court pour conserver un temps de calcul convenable, pas trop long pour conserver une relative précision. Dans la pratique, nous ajustons ce pas de temps en fonction de la vitesse de vieillissement (cf paragraphe 4.1.6).

#### 4.1.4 Critères de qualité de la puissance injectée

Les fluctuations de la puissance produite brute ont une période typique de quelques secondes (deux fois moins que la période de la vague) et génèrent a priori des fluctuations de tension et donc du flicker [Courault01] (scintillement des sources lumineuses dues aux variations rapides de tension). Même si la fréquence de ces fluctuations de tension est inférieure à celle où le phénomène de flicker est le plus perceptible par l'œil (environ 10Hz), leurs amplitudes peuvent, dans notre cas, être suffisamment importantes pour occasionner tout de même une gêne visuelle. Il convient donc d'évaluer cette gêne.

Le flicker n'est pas nécessairement le seul critère de qualité à retenir pour le dimensionnement d'un tel système de stockage, mais c'est aujourd'hui le seul encadré par une norme. Des limitations sont prévues dans la norme CEI 61000-3-7 [CEI07] et l'évaluation de la sévérité en flicker est détaillée dans la norme CEI 61000-4-15 [IEEE Pow. Eng. Soc.05].

Il reste possible de construire d'autres critères de qualité de puissance non encadrés par des normes. Ces derniers pourront servir à comparer des dimensionnements entre eux, mais aucun seuil normatif ne sera susceptible de limiter leurs valeurs.

##### 4.1.4.1 Définition de critères statistiques de qualité (non relatifs à des normes)

Dans le but d'effectuer des comparaisons entre différents dimensionnements et stratégies de gestion de l'état de charges, nous utiliserons deux critères typiques de dispersion : l'écart absolu moyen et l'écart type. Ces critères de dispersion permettront de quantifier la dispersion de la puissance de sortie  $P_{out}(t)$  mais aussi de sa dérivée  $\dot{P}_{out}(t)$ . La dispersion de  $P_{out}(t)$  permet d'évaluer l'écart de la valeur instantanée par rapport à la valeur moyenne et donner une image de la continuité de fourniture, tandis que la dispersion de  $\dot{P}_{out}(t)$  donne une image plus proche du lissage.

Dans les définitions suivantes, nous noterons  $X(t)$  la grandeur étudiée (i.e.  $P_{out}(t)$  ou  $\dot{P}_{out}(t)$ ).

##### Écart-moyen (Mean Absolute Deviation)

$$\Delta_{mad}(X) = \langle |X(t) - \langle X(t) \rangle| \rangle \quad (4.12)$$

L'écart absolu moyen (ou écart-moyen) correspond à la valeur moyenne de l'écart (en valeur absolue) entre  $X(t)$  et sa valeur moyenne.

## Écart type

$$\Delta_{std}(X) = \sqrt{\langle (X(t) - \langle X(t) \rangle)^2 \rangle} \quad (4.13)$$

Par rapport à  $\Delta_{mad}$ , l'écart type  $\Delta_{std}$  pondère davantage les écarts importants à la valeur moyenne.

## 4.1.4.2 Définition d'une contrainte en flicker

**Passage d'un profil de tension à une sévérité en Flicker** L'évaluation du flicker est encadrée par la norme CEI 61000-4-15. Cette norme précise les détails de conception d'un flickermètre, appareil destiné à évaluer des doses de flicker. La figure 4.2 présente le schéma de principe d'un flickermètre tel qu'il est décrit dans la norme. Le signal d'entrée d'un flickermètre est un profil de tension. Dans le cas d'une mesure in-situ, ce signal est aisément mesurable. Les grandeurs de sortie d'un flickermètre sont la sévérité à court-terme  $P_{st}$  et à long terme  $P_{lt}$ . La première étant calculée sur une durée de 10 min, et la seconde étant une moyenne cubique de 12 valeurs consécutives de sévérité à court-terme et donc calculée sur une durée de deux heures. Ce flickermètre peut être implémenté matériellement pour une mesure sur le terrain. Il est aussi possible de l'implémenter de manière logicielle pour effectuer des simulations à partir d'un profil de tensions. Une description plus détaillée des différents étages d'un flickermètre est donnée dans l'annexe H.

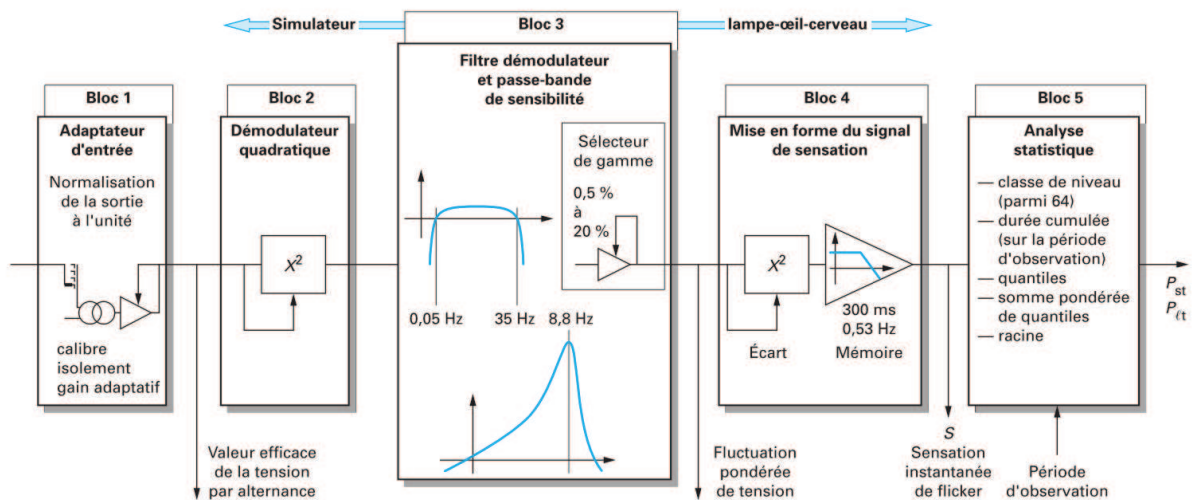


FIGURE 4.2: Schéma de principe d'un flickermètre selon la norme internationale CEI 61000-4-15 [Courault01]

**Passage d'un profil de puissance à un profil de tension** Dans notre étude, nous disposons seulement d'un profil de puissance active  $P_{out}(t)$  injectée au réseau. Le passage d'un profil de puissance à un profil de tension nécessite la définition d'une impédance électrique : celle du réseau dans lequel la puissance est injectée. En effet, les fluctuations de tension sont liées à celles des puissances active et réactive à travers l'impédance complexe présentée par le réseau au point de raccordement, comme nous le montrons ci-dessous. L'impédance au point de livraison (dans le cas d'un générateur) peut être caractérisée, en première approche, par trois grandeurs :

- La puissance de court-circuit  $S_k$

- L'angle d'impédance du réseau  $\Psi_k$
- Le niveau de tension simple (ou composée) nominale  $V_n$  ( $U_n = \sqrt{3}V_n$ )

Nous déduisons de ces trois grandeurs, la valeur de la résistance  $R_k$  et celle de la réactance  $X_k$  du réseau selon les formules suivantes :

$$Z_k = \frac{3V_n^2}{S_k} = \frac{U_n^2}{S_k} = \sqrt{R_k^2 + X_k^2} \quad (4.14)$$

$$\Psi_k = \arctan\left(\frac{X_k}{R_k}\right) \quad (4.15)$$

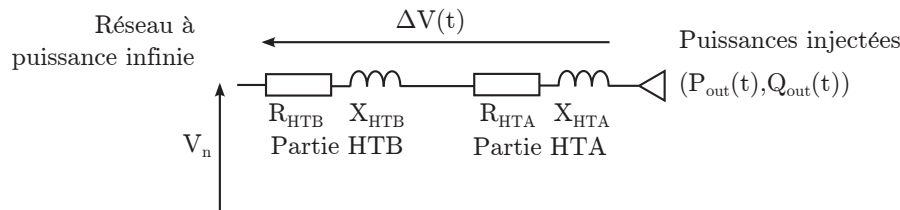
$$R_k = Z_k \cos \Psi_k \quad (4.16)$$

$$X_k = Z_k \sin \Psi_k \quad (4.17)$$

Dans l'hypothèse probable d'une livraison à un niveau de tension HTA (20kV), une représentation plus détaillée de l'impédance réseau sépare l'impédance globale vue du point de livraison en deux parties : une première liée à la portion HTA ( $R_{HTA}; X_{HTA}$ ) et une seconde liée à la portion HTB ( $R_{HTB}; X_{HTB}$ ) à travers le transformateur de raccordement (cf Fig. 4.3) avec :

$$R_k = R_{HTB} + R_{HTA} \quad (4.18)$$

$$X_k = X_{HTB} + X_{HTA} \quad (4.19)$$



**FIGURE 4.3:** Représentation de la ligne HTA/HTB vue du point de livraison de la production houlogénérée

La variation  $\Delta V(t)$  de la tension efficace simple au point de livraison par rapport à la tension de référence peut être alors approchée par :

$$\Delta V(t) = \frac{R_k P_{out}(t) + X_k Q_{out}(t)}{3V_n} \quad (4.20)$$

Cette formule, qui ne caractérise que les fluctuations de tension liées à la production du houlogénérateur, est linéarisée et valable dans l'hypothèse où les puissances actives et réactives absorbées par les impédances linéiques de la ligne sont faibles devant les puissances qui y transitent.

La relation 4.20 nous indique que les fluctuations de la tension au point de livraison dues aux fluctuations de puissance active, peuvent être compensées par une action sur la puissance réactive. Cependant ce moyen de réglage ne nous assure pas du maintien d'une tension constante tout au long de la ligne, du point de livraison jusqu'au poste source (jonction HTA-HTB). En effet, l'impédance de la partie HTB étant de nature principalement inductive, ce sont les fluctuations de puissance réactive qui ont le plus d'effet sur les fluctuations de tension. Ainsi, si une puissance réactive fluctuante est



injectée au point de livraison pour compenser localement les variations de tension dans la partie HTB, cette puissance réactive risque de générer des fluctuations de tension indésirables sur la partie HTA. C'est pourquoi, nous nous focaliserons dans la suite, seulement sur l'action par la puissance active en procédant à son lissage, pour limiter les fluctuations de tension. Ce moyen d'action permet quant à lui de réduire les fluctuations de tension tout le long du réseau électrique.

**Généricité et coefficient de flicker** Nous nous heurtons donc a priori à un problème de généralité. En effet, pour un même profil de puissance  $P_{out}(t)$ , la sévérité en flicker dépendra largement de l'impédance ( $R_k, X_k$ ) du réseau au point d'injection. C'est ce problème de généralité qui a conduit à définir dans la norme CEI 61400-21 [CEI08] relative à la qualité de la puissance des éoliennes connectées au réseau, une grandeur générique appelée coefficient de flicker. La sévérité en flicker à court terme  $P_{st, fic}$  est calculée à partir du profil de puissance active produit sur un réseau fictif ayant une puissance de court-circuit  $S_{k, fic}$  de référence (en général 20 à 50 fois la puissance apparente  $S_n$  de l'éolienne). Le coefficient de flicker est alors obtenu par la formule suivante :

$$c(\Psi_k) = P_{st, fic} \frac{S_{k, fic}}{S_n} \quad (4.21)$$

La raison sous-jacente à la définition de ce coefficient de flicker vient du fait que le produit  $P_{st} S_k$  reste constant à même profil de puissance et angle d'impédance réseau. Ce coefficient de flicker, qui dépend donc de l'impédance réseau  $\Psi_k$ , permet donc de déduire la sévérité à court terme  $P_{st}$  d'une éolienne sur n'importe quel réseau défini par sa puissance de court circuit et son angle d'impédance.

**Réglementation en France limitant les fluctuations rapides de tension** En France, c'est l'Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique [Abadie08] qui réglemente les émissions en flicker à 0.35 en  $P_{st}$  et à 0.25 en  $P_{lt}$ . Ces limitations sont valables si la puissance de court-circuit au point de livraison HTA est supérieure à 40 MVA. En-dessous de cette valeur, ces limites de flicker sont à multiplier par le rapport entre la puissance de court-circuit de référence (40MVA) et la puissance de court-circuit effective.

Le produit  $P_{st} S_k$  restant constant, si les limites en flicker sont respectées sur un réseau de 40MVA, alors elles le seront aussi sur un réseau ayant une puissance de court-circuit inférieure si le profil de puissance ( $P(t); Q(t)$ ) reste le même.

**Extension du coefficient de Flicker aux houlogénérateurs** Dans le cadre des éoliennes et de la norme CEI 61400-21, le coefficient de flicker est donné, en plus de l'impédance réseau, en fonction de la vitesse moyenne annuelle de vent. Cette vitesse moyenne annuelle de vent est l'image de la productivité annuelle d'un site éolien. Il est communément admis que la vitesse du vent<sup>2</sup> suit une distribution de Rayleigh. La sévérité permettant le calcul du coefficient de flicker doit alors être prise

2. plus précisément sa valeur moyenne sur 10 mn

au 99<sup>ème</sup> centile.

Pour les houlogénérateurs, aucune norme internationale ne définit encore un coefficient de flicker spécifique. Mais à l'image des éoliennes, il devrait être donné en fonction d'une grandeur image de la productivité d'un site en mer. La puissance linéique moyenne annuelle pourrait être cette grandeur. Seulement pour une même valeur, la distribution des états de mer peut être différente, et la valeur de sévérité en flicker au 99<sup>ème</sup> centile aussi. Pour les houlogénérateurs, il peut donc être plus judicieux de donner le coefficient de flicker en fonction des deux paramètres définissant un état de mer ( $H_s; T_p$ ). La connaissance de la distribution annuelle des états des mers sur un site en mer particulier, permettrait alors de déduire la sévérité au 99<sup>ème</sup> centile.

Le coefficient de flicker a été défini par l'équation 4.21. La puissance nominale  $S_n$  du système de production (éolienne) intervient dans la formule. Ainsi, deux valeurs de coefficients de flicker ne peuvent être comparées entre elles seulement si elles ont été normalisées par la même valeur  $S_n$ . Cela pose un problème si deux houlogénérateurs présentent des productivités moyennes comparables mais des puissances nominales différentes (par exemple 2 puissances d'écrêtage  $P_{lev}$  différentes dans le cas de SEAREV). Nous utiliserons dans la suite un coefficient de flicker modifié  $C(\Psi_k)$  (noté en majuscule), calculé de la façon suivante :

$$C(\Psi_k) = P_{st, fic} S_{k, fic} \quad (4.22)$$

Ce coefficient n'est plus normalisé par rapport à la puissance nominale du système. Il n'est plus sans unité, mais s'exprime en VA. Il correspond ainsi à la puissance apparente du réseau au point de raccordement qui donnerait une valeur de sévérité  $P_{st}$  unitaire. Selon la réglementation française définie dans le paragraphe précédent, cette valeur  $C(\Psi_k)$  doit, dans le pire des cas (réseau de 40 MVA), respecter la contrainte :

$$C(\Psi_k) \leq 10 \text{ MVA} \quad (4.23)$$

#### 4.1.5 Stratégie de gestion des flux d'énergie

La stratégie de gestion des flux d'énergie dans l'élément de stockage, a une influence notable sur le comportement du système. Cette stratégie de gestion influe aussi bien sur la qualité de l'énergie injectée au réseau que sur le vieillissement du dispositif de stockage. Elle permet, outre la fourniture d'une puissance lissée au réseau, de maintenir aussi l'état de charge du dispositif de stockage dans un intervalle raisonnable afin d'éviter un vieillissement prématuré. Cette stratégie doit être prise en compte dès l'étape de dimensionnement. Sans prétendre être exhaustif, nous allons introduire trois stratégies différentes et étudier leurs influences sur les performances du système de stockage.

##### 4.1.5.1 Stratégie "Tout-ou-Rien" : Respect d'une consigne de puissance $P_{out}(t) = P_{setpoint}(t)$ tant que $SOC(t)$ le permet

Une première stratégie consiste à suivre une puissance de consigne  $P_{setpoint}(t)$  à injecter au réseau. Cette consigne peut être par exemple le résultat d'un filtrage de  $P_{in}(t)$  ou bien d'un ac-

cord contractuel avec le gestionnaire réseau (paliers à puissance constante d'une certaine durée).  $P_{setpoint}(t)$  peut aussi être issu d'une prédiction de la puissance produite et d'une gestion intelligente de l'état de charge.

Mais suivre cette consigne n'est possible que si l'état de charge  $SOC(t)$  le permet (c'est à dire quand  $SOC(t)$  est compris entre  $SOC_{min}$  et  $SOC_{max}$ ). Cette stratégie consiste donc à maintenir l'état de charge constant, égal à  $SOC_{min}$  ou  $SOC_{max}$ , lorsque la différence entre la puissance incidente  $P_{in}(t)$  et la puissance de consigne  $P_{setpoint}(t)$  aurait pour conséquence d'amener l'état de charge en dehors de son intervalle limite  $[SOC_{min}; SOC_{max}]$ . Cette stratégie peut être décrite par les règles suivantes :

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{si } SOC(t) = SOC_{max} \left\{ \begin{array}{l} \text{et si } P_{in}(t) > P_{setpoint}(t) \text{ alors } P_{ESS}(t) = 0 \\ \text{et si } P_{in}(t) < P_{setpoint}(t) \text{ alors } P_{out}(t) = P_{setpoint}(t) \end{array} \right. \\ \text{si } SOC(t) = SOC_{min} \left\{ \begin{array}{l} \text{et si } P_{in}(t) > P_{setpoint}(t) \text{ alors } P_{out}(t) = P_{setpoint}(t) \\ \text{et si } P_{in}(t) < P_{setpoint}(t) \text{ alors } P_{ESS}(t) = 0 \end{array} \right. \\ \text{sinon } (SOC(t) \in ]SOC_{min}; SOC_{max}[) \quad \quad \quad P_{out}(t) = P_{setpoint}(t) \end{array} \right. \quad (4.24)$$

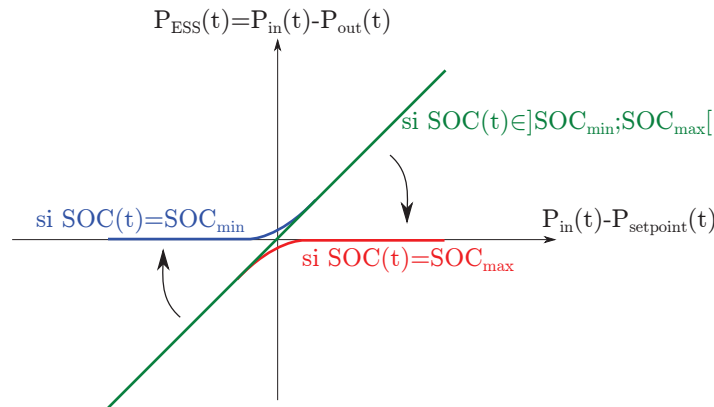


FIGURE 4.4: Illustration de la stratégie décrite par les règles 4.24

Déjà étudiée dans le domaine de l'éolien [Teleke10] pour du stockage à long terme, cette stratégie, appliquée pour du stockage à court terme des houlogénérateurs, risque cependant de générer des variations rapides de puissance. En effet, il arrive à certains instants que  $P_{out}(t) = P_{in}(t)$  (quand  $P_{ESS}(t) = 0$ ). Ainsi, les fluctuations de la puissance produite en sortie de génératrice se retrouvent alors directement injectées sur le réseau accompagnées en plus d'un "saut" de puissance (fortement générateur de flicker) au moment où l'état de charge atteint une de ses deux valeurs limites.

#### 4.1.5.2 Stratégie "Passe-bas" : Relation linéaire entre $P_{out}(t)$ et $SOC(t)$

La seconde stratégie proposée ici, consiste à décorréliser entièrement  $P_{out}$  de  $P_{in}$  pour éviter de transférer les fluctuations de puissance incidente. Il faut pour cela que  $P_{out}(t)$  dépende d'une autre variable, en l'occurrence  $SOC(t)$ . La façon la plus simple consistant à utiliser une relation linéaire entre ces deux grandeurs. Cela ne garantit pas a priori le maintien de l'état de charge dans un intervalle  $[SOC_{min}; SOC_{max}]$ . Pour garantir ce maintien, nous imposons  $P_{out} = 0$  lorsque  $SOC(t) =$

$SOC_{min}$  et  $P_{out} = P_{max}$  lorsque  $SOC(t) = SOC_{max}$  ( $P_{max}$  devant correspondre à la puissance incidente maximale possible, c'est à dire la puissance d'écrêtage  $P_{lev}$  lorsque la stratégie de récupération avec écrêtage est retenue). Ces deux conditions définissent donc entièrement la relation linéaire entre  $P_{out}$  et  $SOC$ , nous obtenons ainsi :

$$P_{out}(t) = P_{max} \frac{SOC(t) - SOC_{min}}{SOC_{max} - SOC_{min}} \quad (4.25)$$

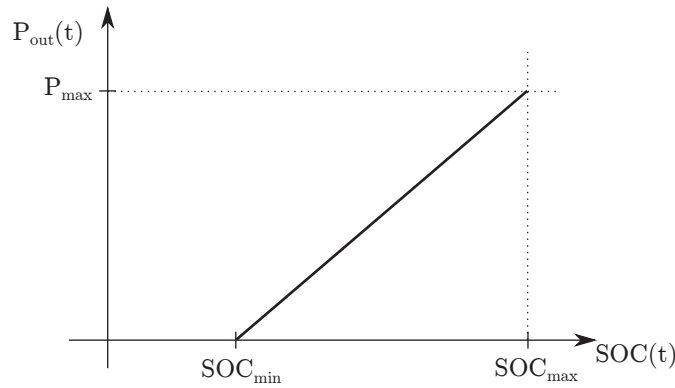


FIGURE 4.5: Illustration de la stratégie décrite par la relation 4.25

Nous avons remarqué qu'il est possible de montrer que cette stratégie revient à filtrer via un filtre passe-bas du premier ordre, le signal  $P_{in}(t)$  avec une constante de temps  $\tau = \frac{W_{rated}}{P_{max}}$  (Attention : la réciproque qui pourrait être formulé de la façon suivante "Imposer  $P_{out}(t)$  égal à  $P_{int}(t)$  filtré passe-bas revient à appliquer une relation linéaire entre  $P_{out}(t)$  et  $SOC(t)$ " n'est vraie que sous certaines conditions).

En effet la relation 4.25 peut, compte tenue des relations 4.4 et 4.5, se réécrire sous la forme suivante :

$$P_{out}(t) = P_{max} \frac{W_{ESS}(t) - W_{min}}{W_{rated}} \quad (4.26)$$

En dérivant la relation 4.26 par rapport au temps, nous obtenons :

$$\frac{dW_{ESS}(t)}{dt} = \frac{W_{rated}}{P_{max}} \frac{dP_{out}(t)}{dt} \quad (4.27)$$

Par ailleurs, en combinant les deux relations 4.1 et 4.2, nous pouvons écrire :

$$P_{in}(t) - \frac{dW_{ESS}(t)}{dt} - P_{out}(t) = 0 \quad (4.28)$$

La relation 4.28 peut alors se mettre sous la forme d'une équation différentielle du premier ordre dont la constante de temps est  $\frac{W_{rated}}{P_{max}}$  :

$$\frac{dP_{out}(t)}{dt} + \frac{P_{max}}{W_{rated}} P_{out}(t) = \frac{P_{max}}{W_{rated}} P_{in}(t) \quad (4.29)$$

#### 4.1.5.3 Stratégie "Hybride" : Hybridation de deux stratégies précédentes

Nous introduisons une dernière stratégie consistant à hybrider les deux précédentes. Cette stratégie est illustrée par la figure 4.6. Selon les valeurs de l'état de charge  $SOC(t)$  et d'une puissance de consigne  $P_{setpoint}(t)$ , la puissance de sortie  $P_{out}(t)$  sera soit égale à  $P_{setpoint}(t)$  soit linéairement dépendante de l'état de charge. Dans ce dernier cas de figure, la puissance de sortie sera un filtrage passe-bas de  $P_{in}(t)$  avec une constante de temps  $\tau = \frac{W_{rated}}{2P_{max}}$  (soit deux fois plus faible que la stratégie précédente pour les mêmes valeurs de  $W_{rated}$  et  $P_{max}$ ).

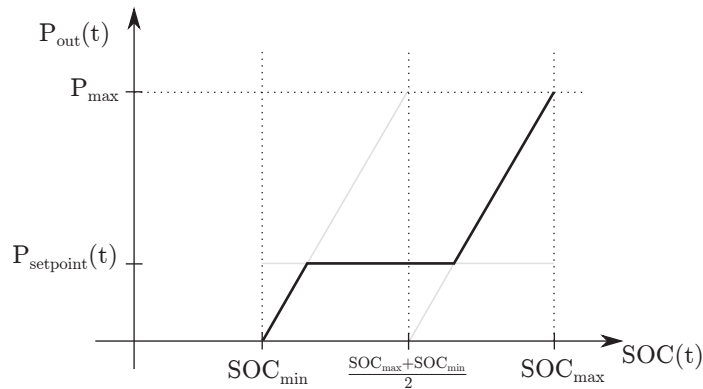


FIGURE 4.6: Illustration de la stratégie hybride

Cette dernière stratégie se rapproche de celle utilisée par Muyeen et al. dans [Muyeen09], dénommée FLARA (Fuzzy Logic Aided Reference Adjuster), et appliquée au lissage à court-terme de la puissance produite par une ferme éolienne (5 MW) avec un stockage par supercondensateurs.

#### 4.1.6 Mise en œuvre

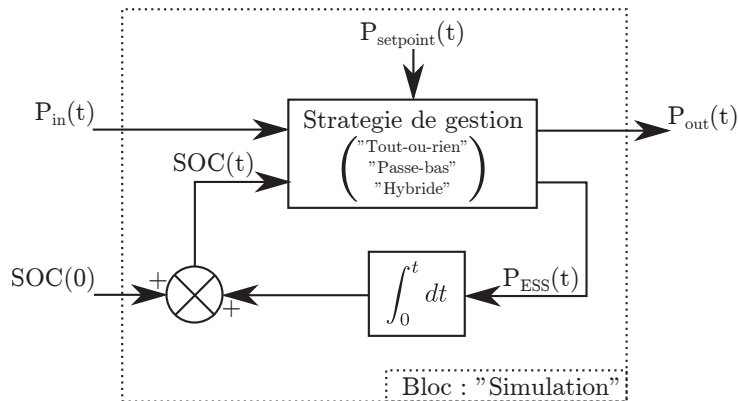
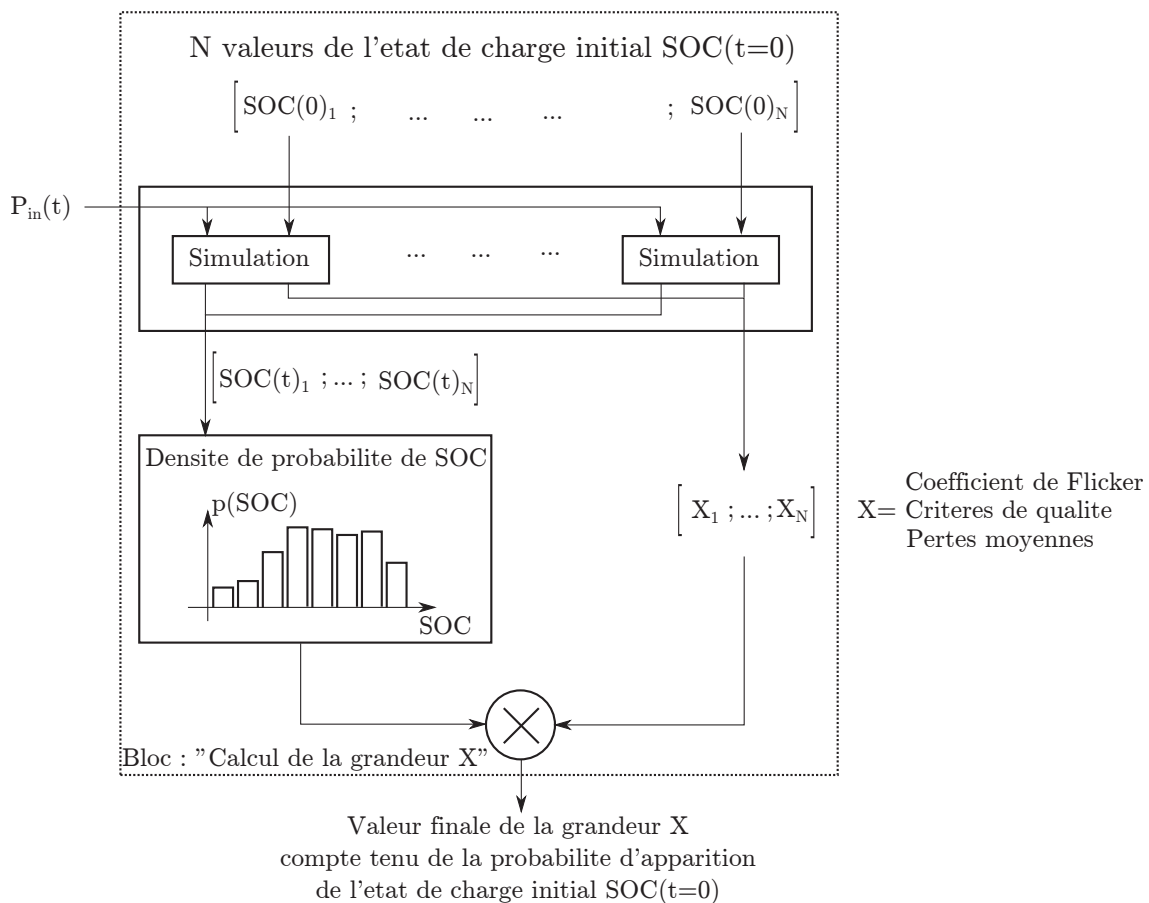


FIGURE 4.7: Boucle de simulation temporelle mettant en œuvre une stratégie de gestion de l'état de charge

La détermination du profil de puissance injectée au réseau  $P_{out}(t)$  à partir d'un profil de puissance incidente  $P_{in}(t)$  et d'une stratégie de gestion des flux d'énergie, nécessite une résolution temporelle selon la boucle présentée sur la figure 4.7. En effet, les stratégies de gestion présentées dans le paragraphe précédent dépendent de la variable "état de charge"  $SOC(t)$  qui est une image de l'intégrale de  $P_{ess}(t)$ . Cette intégrale étant définie à une constante près, l'état de charge initial au temps

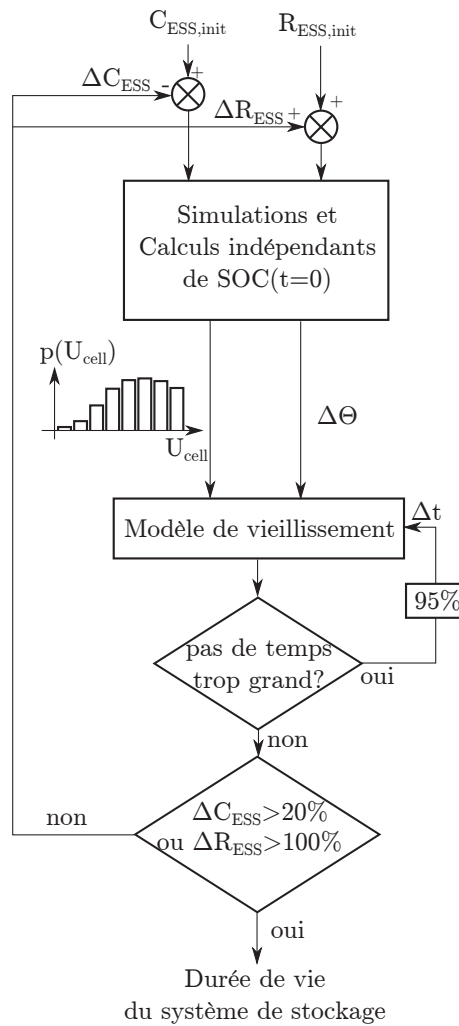
$t = 0$  permet de définir entièrement le problème. Cependant, le profil final  $P_{out}$  dépend alors de ce paramètre initial :  $SOC(t = 0)$ . Il en découle que les critères de qualité ainsi que les pertes moyennes et l'auto-échauffement nécessaires au calcul du coût sur cycle de vie, dépendent eux-aussi de ce paramètre initial, ce qui rend rapidement le problème très complexe si l'on y ajoute le fait qu'un état de mer est lui-même défini par un ensemble de profils temporels construits à partir du tirage aléatoire des phases décrit dans l'annexe A. Pour calculer la valeur d'une grandeur  $X$  (critère de qualité, pertes ou échauffement) de manière indépendante de l'état de charge initial, nous procédons alors à  $N$  simulations pour  $N$  états de charge initiaux différents, équitablement répartis entre  $SOC_{min}$  et  $SOC_{max}$ . Nous en déduisons  $N$  profils temporels de l'état de charge  $SOC(t)$  qui nous permettent de déterminer la densité de probabilité de l'état de charge. Les grandeurs  $X_{i=1..N}$  (calculées pour différents états de charge initiaux) sont alors pondérées par cette densité de probabilité, la moyenne pondérée donnant alors une image de la grandeur  $X$  indépendante du paramètre  $SOC(t = 0)$ .



**FIGURE 4.8:** Calcul d'une grandeur  $X$  (coefficient de flicker, critère de qualité, pertes moyennes) indépendamment de l'état de charge initial

L'hypothèse sous-jacente étant que la densité de probabilité de l'état de charge initial est la même que la densité de probabilité de l'état de charge au cours du temps, sachant que le cycle aurait pu démarrer dans le monde réel à n'importe quel instant, et que l'influence de l'état de charge initial ne se fait sentir que dans une portion de temps relativement faible par rapport au temps total de simulation.

Le calcul du vieillissement nécessaire à l'évaluation du coût sur cycle de vie, est réalisé dans une



**FIGURE 4.9:** Principe d'évaluation de la durée de vie du système de stockage à l'aide d'un modèle de vieillissement

boucle de niveau supérieur (cf. Fig. 4.9). En effet le calcul d'une grandeur  $X$  (en l'occurrence l'auto-échauffement pour le calcul du vieillissement mais aussi la densité de probabilité de la tension d'une cellule  $p(U_{cell})$  déduite de  $p(SOC)$ ) est réalisé à capacité  $C_{ESS}$  fixe. Pour prendre en compte les effets du vieillissement, un pas de temps de 5 ans est considéré par défaut, pour la mise à jour des paramètres  $C_{ESS}$  et  $R_{ESS}$  (diminution du premier et augmentation du second). Ce pas de temps est revu à la baisse si la vitesse de vieillissement se révèle plus importante que prévue. Ainsi, si le taux de variation des paramètres pendant un pas de temps dépasse 10% de la variation totale admise avant remplacement (soit 2% de diminution pour  $C_{ESS}$  et 10% d'augmentation pour  $R_{ESS}$ , correspondant à des variations totales admises respectivement de 20% et 100%), alors le pas de temps est diminué jusqu'à respecter cette condition. La mise à jour des paramètres est réitérée, jusqu'à ce que la variation totale admise ou qu'une durée de vie de 20 ans soit atteinte. Au final, il est possible de déduire de la durée de vie du système de stockage, le nombre de remplacements nécessaires sur une durée de fonctionnement totale de 20ans (le nombre de remplacements calculé par ce modèle est une valeur moyenne qui peut être décimale et pas nécessairement entière).

## 4.2 Études de cas préliminaires

L'étude de quelques cas préliminaires va nous permettre de mettre en application toute la modélisation que nous venons d'introduire.

Nous prendrons comme profil de puissance  $P_{in}(t)$  de référence celui de la figure 2.10 (détail à la figure 2.12. Il a été obtenu par simulation sur un horizon temporel d'1 heure pour une état de mer caractérisé par ( $H_s = 3,5 m, T_p = 9 s$ ) et les paramètres d'amortissement du volant pendulaire suivants  $(\beta, P_{ecret}) = (5.10^6 N.m.s^{-1}, 1 MW)$  typiques des résultats obtenues pour le dimensionnement de l'ensemble convertisseur-machine sur le même état de mer. Les critères de qualité de l'énergie, définis dans le paragraphe 4.1.4, relatifs à ce profil, et donc sans lissage, sont listés dans le tableau 4.4.

**TABLE 4.4:** Critères de qualité du profil de référence (Fig 2.10)

Critère	Symbole	Valeur
Écart moyen de $P_{out}$	$\Delta_{mad}(P_{out})$	268 kW
Écart type de $P_{out}$	$\Delta_{std}(P_{out})$	327 kW
Écart moyen de $\dot{P}_{out}$	$\Delta_{mad}(\dot{P}_{out})$	309 kW.s <sup>-1</sup>
Écart type de $\dot{P}_{out}$	$\Delta_{std}(\dot{P}_{out})$	578 kW.s <sup>-1</sup>
Coefficient de flicker modifié à $\Psi_k = 30^\circ$	$C(30^\circ)$	24 MVA

Avec un coefficient de flicker modifié de 24 MVA<sup>3</sup> sur un réseau ayant un angle d'impédance de 30° (typique d'un niveau de tension HTA), ce profil de puissance doit être injecté sur un réseau ayant au moins une puissance de court-circuit de 96 MVA pour respecter la réglementation en flicker.

Nous allons montrer sur quelques cas préliminaires, l'influence de la stratégie de gestion des flux d'énergie sur les performances du système de stockage. Nous fixons donc certains paramètres du problème à des valeurs qui sont précisées dans le tableau 4.5.

**TABLE 4.5:** Paramètres de l'accumulateur fixés pour l'étude de l'influence de la stratégie de gestion

Paramètre	Symbole	Valeur
Nombre de modules BMOD0063 P125 en série	$N_{series}$	10
Nombre de branches en parallèle	$N_{parallel}$	3
Tension maximale admise (correspondant à $SOC = 1$ )	$U_{max}$	$N_{série} \cdot 128V$
État de charge maximal	$SOC_{max}$	1
État de charge minimal	$SOC_{min}$	0.3

L'énergie nominale  $W_{rated}$  du système de stockage est donc de 10.8 MJ soit environ 3 kWh.

### 4.2.1 Stratégie "Tout-ou-Rien"

Le profil de puissance de sortie  $P_{out}(t)$  obtenu à partir du profil de puissance incidente  $P_{in}(t)$  de référence, est représenté sur la figure 4.10. La consigne de puissance  $P_{setpoint}(t)$  est fixée égale à la moyenne du profil  $P_{in}(t)$  sur la période de simulation (1h) soit 300 kW. Cette stratégie répercute directement  $P_{in}(t)$  en sortie dès que l'état de charge atteint les valeurs limites  $SOC_{min}$  ou  $SOC_{max}$  et

3. rappelons que si ce dernier est inférieur à 10 MVA, la sévérité en flicker respectera la réglementation française quelle que soit la puissance de court-circuit cf. Eq. 4.23



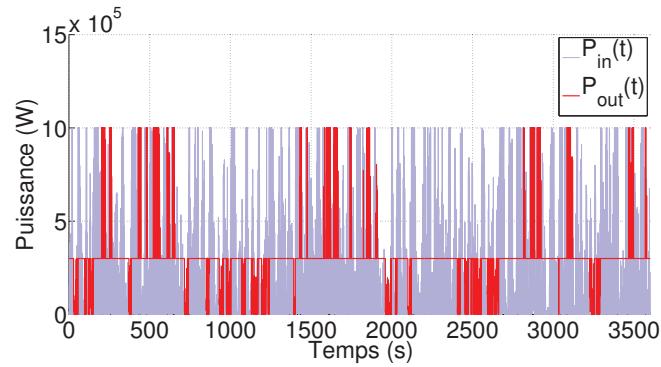


FIGURE 4.10: Profils de  $P_{in}(t)$  et  $P_{out}(t)$ , obtenus avec la stratégie "Tout-ou-Rien" et les paramètres du tableau 4.5

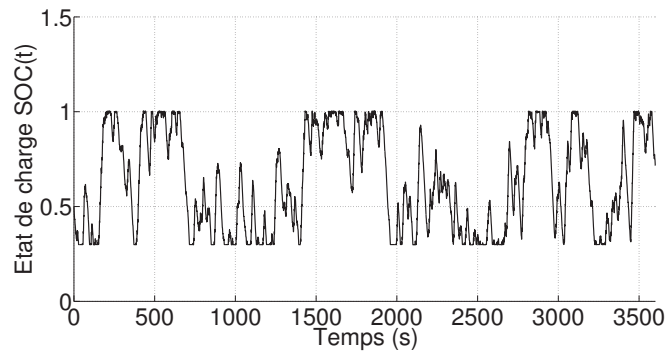


FIGURE 4.11: Profils de  $SOC(t)$  obtenu avec la stratégie "Tout-ou-Rien" et les paramètres du tableau 4.5

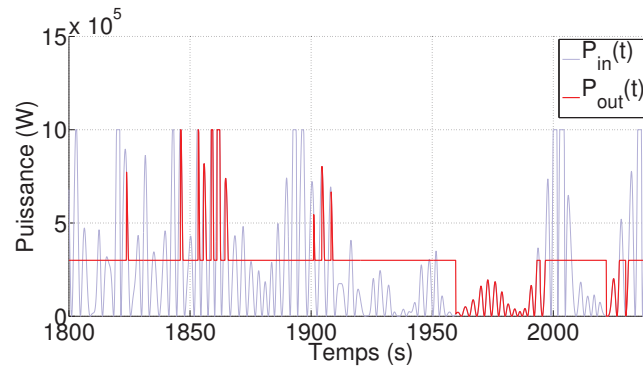


FIGURE 4.12: Détail du profil de la figure 4.10 sur une durée de quatre minutes

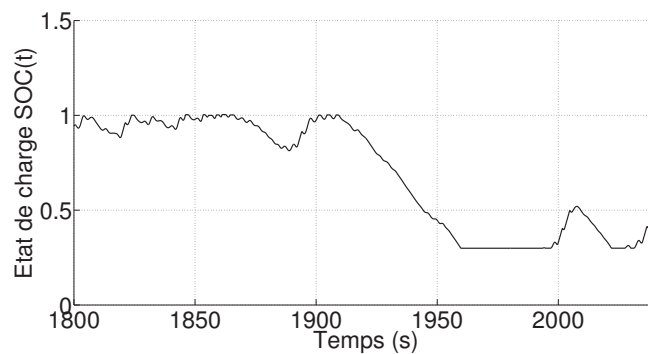


FIGURE 4.13: Détail du profil de la figure 4.11 sur une durée de quatre minutes

génère donc des variations brutales de puissance.

Les critères de qualité correspondants sont listés dans le tableau 4.6. Tous sont atténués, cela signifie au sens de nos critères, que la qualité du profil de puissance injectée au réseau est améliorée grâce au système de stockage et à cette gestion. Les critères d'écart moyen ont diminués relativement plus que les critères d'écart type, traduisants des écarts de puissance à la valeur moyenne peu fréquents mais rapides et d'amplitudes importantes.

Avec un coefficient de flicker modifié de 18 MVA sur un réseau d'angle d'impédance de  $30^\circ$ , le lissage par cette stratégie permet de diminuer cette valeur par rapport à celle obtenue sans lissage (24 MVA), mais il ne permet cependant toujours pas d'atteindre une valeur permettant l'intégration de la puissance produite quelque soit la puissance de court-circuit (cette dernière étant égale à 10 MVA selon la réglementation française).

**TABLE 4.6:** Critères de qualité obtenus avec la stratégie "Tout-ou-Rien" pour le cas de référence

Critère	Symbole	Valeur	Sans stockage
Écart moyen de $P_{out}$	$\Delta_{mad}(P_{out})$	60 kW	268 kW
Écart type de $P_{out}$	$\Delta_{std}(P_{out})$	163 kW	327 kW
Écart moyen de $\dot{P}_{out}$	$\Delta_{mad}(\dot{P}_{out})$	61 kW.s <sup>-1</sup>	309 kW.s <sup>-1</sup>
Écart type de $\dot{P}_{out}$	$\Delta_{std}(\dot{P}_{out})$	419 kW.s <sup>-1</sup>	578 kW.s <sup>-1</sup>
Coefficient de flicker modifié à $\Psi_k = 30^\circ$	$C(30^\circ)$	18 MVA	24 MVA

#### 4.2.2 Stratégie "Passe-bas"

Cette stratégie permet de réaliser un filtrage au premier ordre du profil de puissance  $P_{in}(t)$  avec une constante de temps qui vaut dans cet exemple 10.8 s (3kWh/1MW).

Avec cette stratégie de gestion de l'énergie, les critères de qualité sont aussi améliorés par rapport à ceux liés au profil "brut" ( $P_{in}(t)$ ). Mais les critères de qualité de  $P_{out}(t)$  sont moins bons que ceux obtenus avec la stratégie "Tout ou Rien" traduisant des écarts à la valeur moyenne plus fréquents (en fait continuels). En revanche, les critères liés à  $\dot{P}_{out}(t)$  diminuent de façon sensible car il n'y a plus de "sauts" sur le profil de puissance de sortie. Cela se traduit aussi par un coefficient de flicker largement amélioré et même nettement en-dessous des 10 MVA "réglementaires". En effet, le flicker est davantage lié aux variations temporelles de  $P_{out}$ , qu'à sa tendance à s'écarter souvent et de façon plus ou moins importante de sa valeur moyenne. Ainsi, même avec une faible quantité d'énergie stockée (quelques kWh relativement à une puissance crête de 1 MW), la seule contrainte imposée par une norme (i.e. le flicker), peut être largement respectée. Le dimensionnement de la capacité énergétique du système de stockage (valeur optimale de  $N_{parallel}$ ) ne sera donc pas réellement contraint par le respect du "flicker", mais pourra vraiment se faire sur le critère de minimisation de son coût sur cycle de vie.

Nous pouvons vérifier sur les figures 4.14 à 4.17, et conformément à la relation 4.25, que le profil

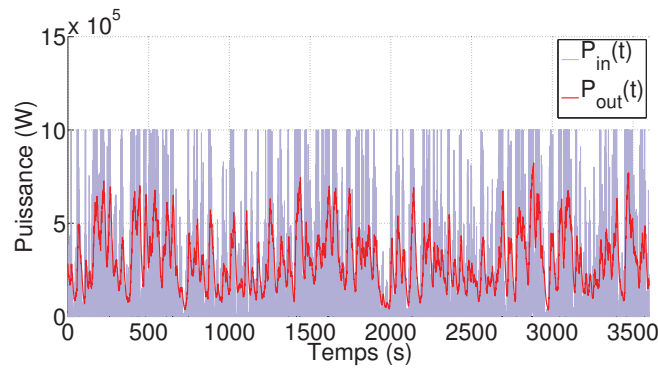


FIGURE 4.14: Profils de  $P_{in}(t)$  et  $P_{out}(t)$ , obtenus avec la stratégie "Passe-bas" et les paramètres du tableau 4.5

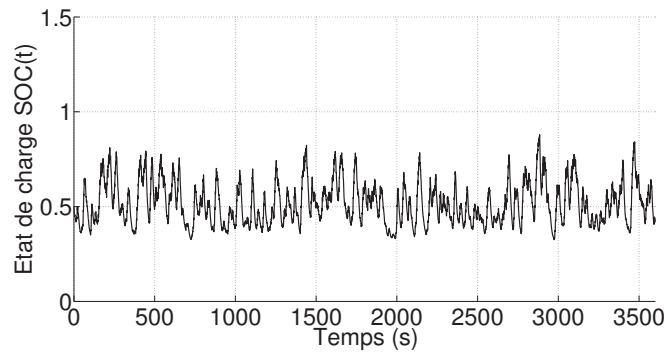


FIGURE 4.15: Profils de  $SOC(t)$  obtenu avec la stratégie "Passe-bas" et les paramètres du tableau 4.5

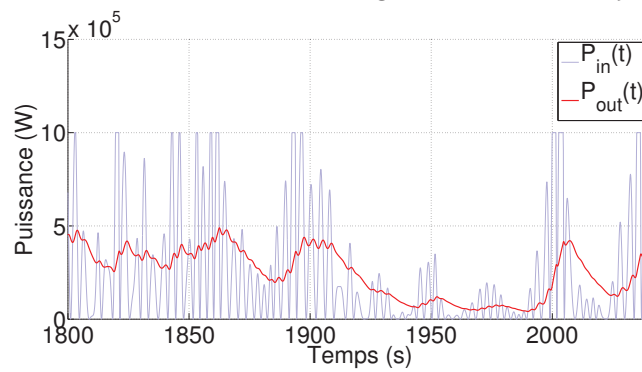


FIGURE 4.16: Détail du profil de la figure 4.14 sur une durée de quatre minutes

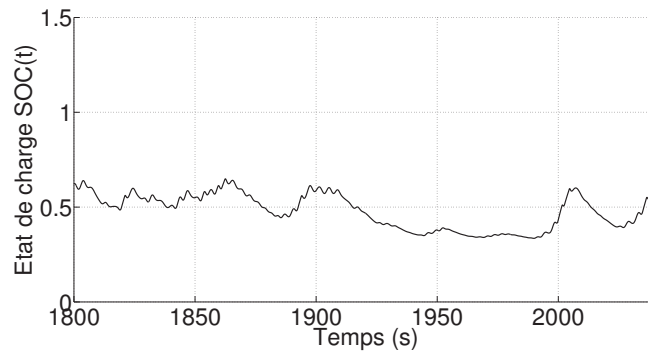


FIGURE 4.17: Détail du profil de la figure 4.15 sur une durée de quatre minutes

de puissance  $P_{out}(t)$  est relié de façon linéaire au profil de l'état de charge  $SOC(t)$ . Comme la définition de cette stratégie l'impose, l'état de charge n'atteint jamais les valeurs extrêmes de 0, 3 et 1.

**TABLE 4.7:** Critères de qualité obtenus avec la stratégie "Passe-bas" pour le cas de référence

Critère	Symbole	Valeur	Sans stockage
Écart moyen de $P_{out}$	$\Delta_{mad}(P_{out})$	129 kW	268 kW
Écart type de $P_{out}$	$\Delta_{std}(P_{out})$	156 kW	327 kW
Écart moyen de $\dot{P}_{out}$	$\Delta_{mad}(\dot{P}_{out})$	21 kW.s <sup>-1</sup>	309 kW.s <sup>-1</sup>
Écart type de $\dot{P}_{out}$	$\Delta_{std}(\dot{P}_{out})$	26 kW.s <sup>-1</sup>	578 kW.s <sup>-1</sup>
Coefficient de flicker modifié à $\Psi_k = 30^\circ$	$C(30^\circ)$	0.8 MVA	24 MVA

### 4.2.3 Stratégie "Hybride"

Cette dernière stratégie permet de suivre une puissance de consigne  $P_{setpoint}$  (prise ici égale à la valeur moyenne de  $P_{in}(t)$ ) tant que l'état de charge le permet. Au-delà d'une zone intermédiaire d'état de charge, la puissance de sortie  $P_{out}(t)$  suit une loi linéaire de l'état de charge (cf Fig. 4.6) qui a donc le même effet qu'un filtrage par un filtre passe-bas du premier ordre sur la puissance  $P_{in}(t)$ , avec une constante de temps égale à 5.4 s ( $W_{rated}/(2P_{max})$ ).

Les critères de qualité sont encore une fois améliorés par rapport au profil de production initial.

**TABLE 4.8:** Critères de qualité obtenus avec la stratégie "Hybride" pour le cas de référence

Critère	Symbole	Valeur	Sans stockage
Écart moyen de $P_{out}$	$\Delta_{mad}(P_{out})$	78 kW	268 kW
Écart type de $P_{out}$	$\Delta_{std}(P_{out})$	135 kW	327 kW
Écart moyen de $\dot{P}_{out}$	$\Delta_{mad}(\dot{P}_{out})$	19 kW.s <sup>-1</sup>	309 kW.s <sup>-1</sup>
Écart type de $\dot{P}_{out}$	$\Delta_{std}(\dot{P}_{out})$	36 kW.s <sup>-1</sup>	578 kW.s <sup>-1</sup>
Coefficient de flicker modifié à $\Psi_k = 30^\circ$	$C(30^\circ)$	1.3 MVA	24 MVA

### 4.2.4 Étude des performances énergétiques et coût économique sur cycle de vie

Les résultats obtenus sur l'amélioration des critères de qualité ne permettent pas de définir a priori une "meilleure" stratégie de gestion des flux d'énergie. Une étude des performances sur cycle de vie peut permettre d'éclairer le choix (ou l'élimination) d'une stratégie. Sur les mêmes cas de figures que précédemment, nous avons donc évalué les pertes sur cycle de vie ainsi que la durée de vie estimée (limitée à 20 ans car au-delà d'autres phénomènes physiques viennent influencer le vieillissement). Les pertes moyennes sur cycle évoluent tout au long de la vie du système car la résistance série augmente avec le vieillissement. Nous indiquons donc 3 valeurs correspondant respectivement aux pertes moyennes sur la durée d'un profil (1 h) à la mise en service, aux pertes moyennes sur l'ensemble de la vie du système, et aux pertes moyennes sur la durée d'un profil à la fin de vie du système.

Le coût total sur cycle de vie du système de stockage peut être mis en relation avec la recette économique de l'énergie produite. Le profil de puissance de référence a une puissance moyenne de

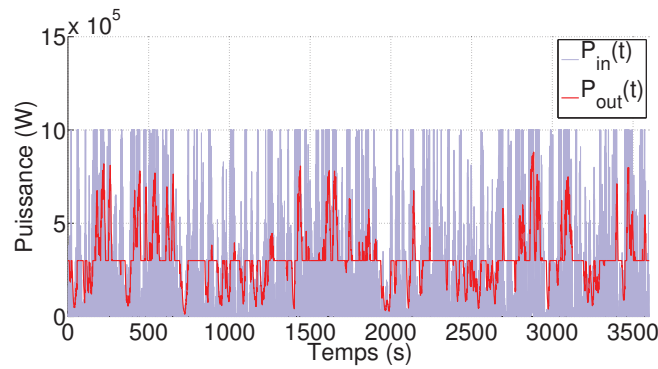


FIGURE 4.18: Profils de  $P_{in}(t)$  et  $P_{out}(t)$ , obtenus avec la stratégie "Hybride" et les paramètres du tableau 4.5

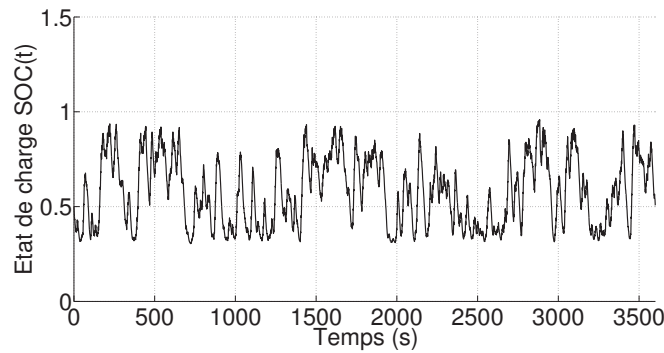


FIGURE 4.19: Profils de  $SOC(t)$  obtenu avec la stratégie "Hybride" et les paramètres du tableau 4.5

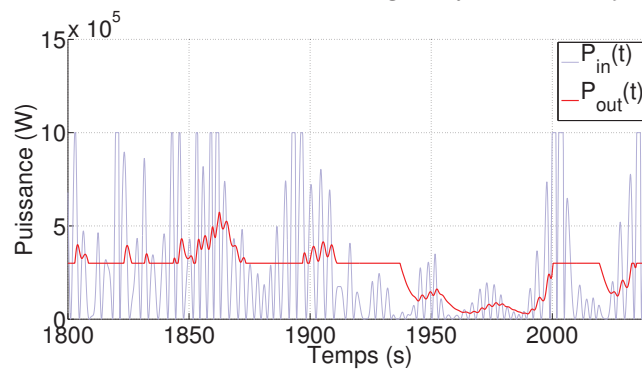


FIGURE 4.20: Détail du profil de la figure 4.18 sur une durée de quatre minutes

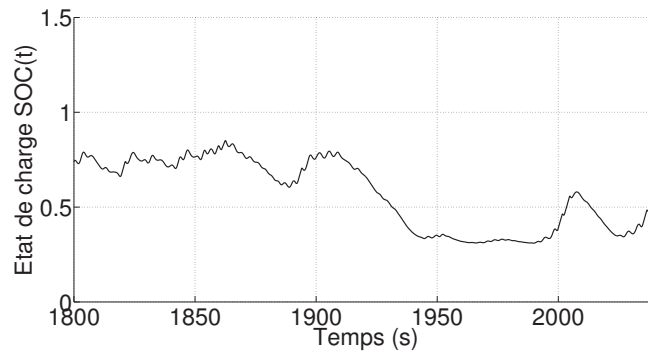


FIGURE 4.21: Détail du profil de la figure 4.19 sur une durée de quatre minutes

300kW. Multipliée par 8760h et par 20ans, l'énergie convertie atteint 52 GWh. Au prix de rachat de 15 c€/kWh, cette énergie représente une somme d'environ 8M€. Le coût total sur cycle de vie d'un système de stockage de 3kWh utilisé avec la stratégie "Passe-bas" (mais avec l'hypothèse, non réaliste, du même état de mer pendant 20 ans) représente donc environ 4% de la recette économique lié au rachat de l'énergie produite. Une mise en relation plus approfondie doit bien évidemment prendre en compte toute la diversité des états de mer sur le site considéré. Le problème est alors d'une toute autre ampleur mais la méthodologie est là.

**TABLE 4.9:** Performances des différentes stratégies et coût sur cycle de vie du système de stockage

Stratégie	"Tout ou Rien"	"Passe bas"	"Hybride"
Durée de vie estimée	9.5 ans	20 ans	18 ans
Remplacements sur 20 ans	1.1	0	0.1
Pertes moyennes	5.2/ <b>6.5</b> /7.9 kW	5.5/ <b>5.7</b> /5.9 kW	5.6/ <b>6.3</b> /7.1 kW
Coût initial et remplacements	380 k€	180 k€	200 k€
Coût des pertes (15 c€/kWh)	170 k€	150 k€	170 k€
Coût total	550 k€	330 k€	360 k€

### Hypothèses

Le profil de puissance de référence d'une durée d'1 heure est répété sur toute la durée de vie (20 ans). Ce profil correspond à un seul état de mer, et une étude complète devrait prendre en compte les probabilités annuelles d'apparition de chaque état de mer.

La température ambiante est fixée à 30°C. Les résultats peuvent être très sensibles à ce paramètre car l'auto-échauffement est relativement plus faible que la température ambiante (de l'ordre de 5 à 10°C selon le vieillissement). Ces résultats ne doivent être considérés qu'à titre d'exemple. Nous menons dans la suite des études de sensibilité sur cet aspect afin de voir et de quantifier l'impact de cette hypothèse.

La stratégie "Passe-Bas" semble donc présenter le coût sur cycle de vie le plus intéressant. Les sollicitations électriques n'engendrent pas un vieillissement prématuré des supercondensateurs. Les critères de qualité relatifs à cette stratégie ne sont pas nécessairement les meilleurs, mais c'est elle qui génère la plus faible sévérité en flicker. Nous allons donc considérer uniquement cette stratégie dans la suite du chapitre.

## 4.3 Optimisation du dimensionnement de la capacité énergétique

Nous avons fixé la capacité énergétique à 3 kWh ou 10.8 MJ ( $N_{parallel} = 3$ ) pour étudier l'influence de la stratégie de gestion des flux d'énergie. Nous allons maintenant imposer la stratégie, en la considérant "Passe-Bas" (cf. paragraphe 4.1.5.2), et étudier l'influence de la capacité énergétique sur les performances en termes de qualité, de pertes et de coût économique sur le cycle de vie. La capacité énergétique dépendra uniquement du nombre  $N_{parallel}$  de modules en parallèle, qui est, comme nous l'avons précisé précédemment, le seul paramètre de dimensionnement considéré de notre système de stockage ( $N_{series}$  est considéré comme fixe à 10 afin de disposer de la plus grande excursion en tension possible par rapport à la tension du bus DC de 1300 V). Une branche de 10 modules en série représente une énergie d'environ 1 kWh si 70% de l'excursion en état de charge est utilisée (ce qui

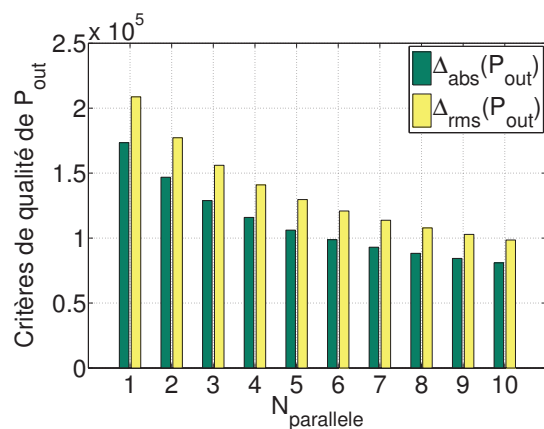


FIGURE 4.22: Critères de qualité sur la puissance de sortie  $P_{\text{out}}(t)$  en fonction de  $N_{\text{parallèle}}$ , image de la capacité énergétique

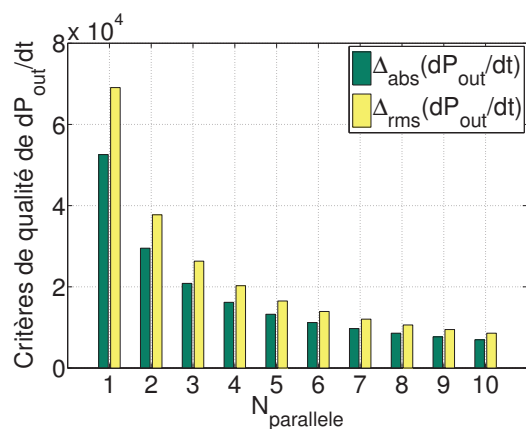


FIGURE 4.23: Critères de qualité sur la dérivée de la puissance de sortie  $\dot{P}_{\text{out}}$  en fonction de  $N_{\text{parallèle}}$ , image de la capacité énergétique

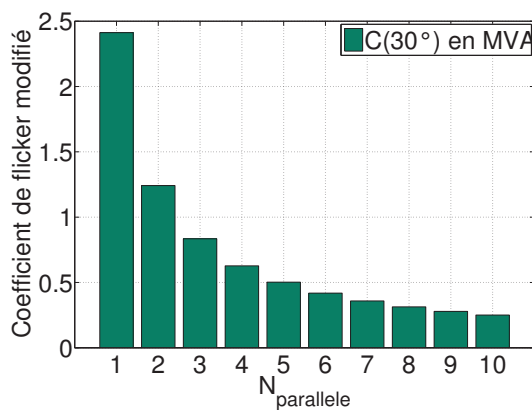


FIGURE 4.24: Coefficient de flicker modifié en fonction de  $N_{\text{parallèle}}$ , image de la capacité énergétique

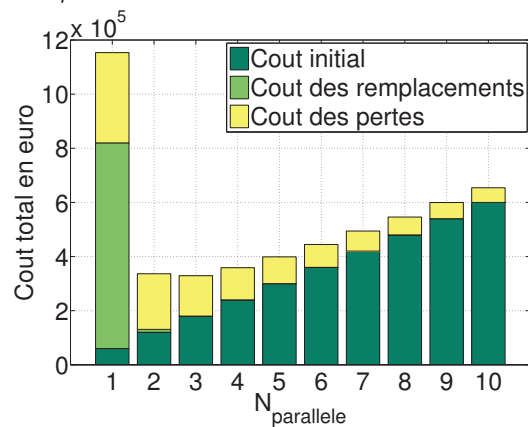


FIGURE 4.25: Coûts économiques en fonction de  $N_{\text{parallèle}}$ , image de la capacité énergétique

correspond à une excursion en tension d'environ 55%). Ainsi, il est aisé de faire la conversion entre le valeur de la capacité énergétique en kWh et  $N_{parallel}$ . De la même manière,  $n kWh$  utilisés avec la stratégie "Passe Bas" correspondent à une constante de filtrage de  $n$  fois 3,6 s en considérant une puissance d'écrêtage de 1 MW.

Les figures 4.22 à 4.25 représentent les performances du système de stockage selon sa capacité énergétique. Les valeurs des critères de qualité représentées sur les figures 4.22 à 4.24, sont calculées au début du cycle de vie des supercondensateurs, c'est à dire sans vieillissement. Ils augmentent naturellement avec le temps dans une proportion observée de quelques % (qui dépend du critère et de la dégradation en fin de vie). La décroissance de ces critères avec la capacité énergétique et donc l'amélioration de la puissance injectée au réseau, intuitivement évidente, est vérifiée. La contrainte de flicker est respectée quelle que soit la capacité et même pour 1 kWh. Elle ne peut donc pas être vue comme une contrainte "dimensionnante" pour la capacité énergétique du système de stockage.

Le coût sur cycle de vie dépend du coût initial du système, qui est proportionnel à la capacité énergétique, du nombre de remplacements nécessaires sur une durée de vie de vingt ans, ainsi que du coût de pertes, qui peuvent être vues comme un "manque à gagner" et quantifiable en termes économiques. Le coût de l'énergie considéré ici est de 15 c€/kWh.

Aux faibles valeurs de la capacité énergétique, le coût initial du système est faible, mais l'excursion de l'état de charge est importante et ses fluctuations rapides. Le temps passé dans les valeurs extrêmes de l'état de charge est statistiquement plus important à faible capacité énergétique. Cela a deux effets :

- l'augmentation du courant efficace, des pertes et du coût associé.
- l'augmentation de l'auto-échauffement qui conduit à une vitesse de vieillissement accrue.
- l'augmentation du temps passé à tension élevée qui conduit aussi à un vieillissement prématuré (effets de la tension).

A forte capacité énergétique, les pertes sont plus faibles. L'état de charge se maintient dans une zone intermédiaire ce qui limite la vitesse de vieillissement. Mais le coût initial des modules est important.

Entre ces deux cas extrêmes, il existe une capacité énergétique qui minimise le coût économique sur cycle de vie. **Cette capacité optimale est ici d'environ 3 kWh.** Cette valeur est sensible à plusieurs paramètres. En premier lieu, elle dépend des paramètres de coût. Si le prix unitaire des modules de supercondensateurs diminue ou si le tarif de revente de l'énergie considéré est plus élevé, la valeur optimale de la capacité aura tendance à augmenter. A l'inverse, si le prix des modules augmente ou si le tarif de revente de l'énergie diminue, cette valeur optimale sera plus faible. Elle dépend bien sûr aussi de la stratégie de gestion des flux d'énergie adoptée. La même étude avec la stratégie "Tout ou Rien", non présentée ici, a ainsi mené à une valeur optimale de 4 kWh.



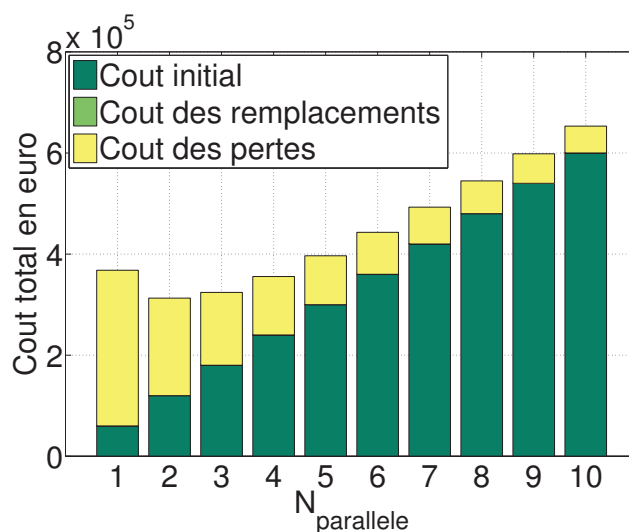


FIGURE 4.26: coûts économiques en fonction de  $N_{\text{parallèle}}$ , image de la capacité énergétique, sans prise en compte du vieillissement

### 4.3.1 Sensibilité au vieillissement

#### 4.3.1.1 Résultat sans prise en compte du vieillissement

Le vieillissement dégrade continuellement la valeur de la capacité ainsi que celle de la résistance équivalente série. Les performances en termes de critères de qualité mais aussi en termes énergétique évoluent donc au cours du temps. Aussi, il a une influence directe sur le coût sur cycle de vie du système de stockage. Le nombre de remplacements nécessaires peut aussi impacter le coût total du système. Il est donc a priori important de le prendre en compte.

Nous avons représenté sur la figure 4.26, l'évolution du coût économique sur cycle de vie en fonction de la capacité énergétique du système de stockage sans justement prendre en compte le vieillissement (à comparer avec la figure 4.25). La capacité énergétique qui minimise le coût sur cycle de vie vaut alors 2 kWh.

Sans évaluation du vieillissement, la solution ayant une capacité énergétique de 1 kWh aurait pu présenter un intérêt grâce à son faible coût initial (même si le coût sur cycle de vie n'est pas optimum) et des critères de qualité qui permettent tout de même un respect de la contrainte de flicker. La prise en compte du vieillissement et de son impact sur le nombre de remplacements nécessaires permet de constater que cette solution est en réalité beaucoup plus chère sur cycle de vie. Il apparait donc qu'il est indispensable de l'évaluer ne serait-ce que pour éviter des solutions très sensibles au vieillissement.

Cela étant, la prise en compte ou non du vieillissement a un impact peu flagrant sur les plus fortes valeurs de capacités énergétique plus éloignées du dimensionnement optimal.

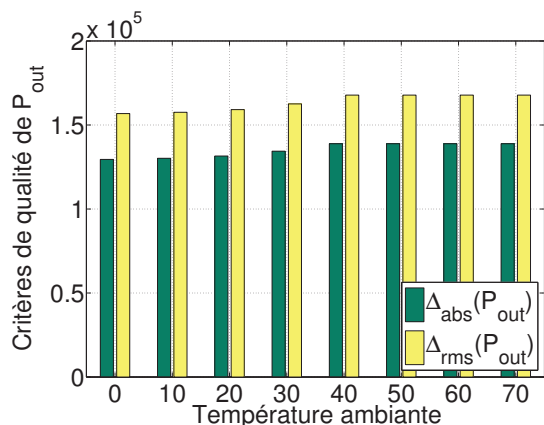


FIGURE 4.27: Critères de qualité sur la puissance de sortie  $P_{out}(t)$  en fonction de  $T_{amb}$ , pour une capacité énergétique fixée à 3 kWh et une stratégie de gestion de type "passe-bas"

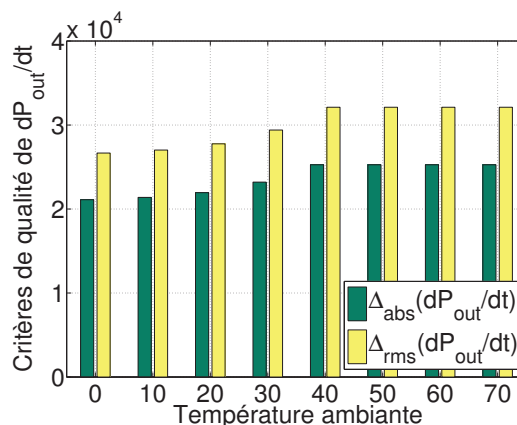


FIGURE 4.28: Critères de qualité sur la dérivée de la puissance de sortie  $\dot{P}_{out}$  en fonction de  $T_{amb}$ , pour une capacité énergétique fixée à 3 kWh et une stratégie de gestion de type "passe-bas"

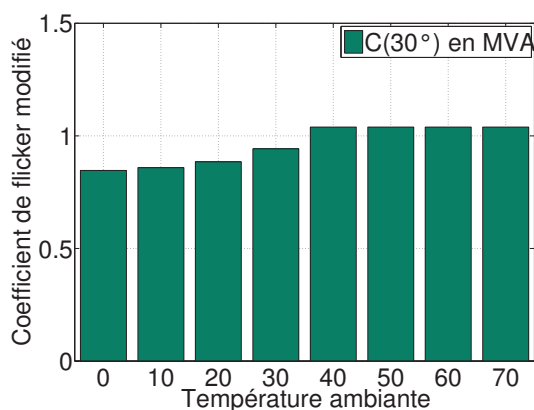


FIGURE 4.29: Coefficient de flicker modifié en fonction de  $T_{amb}$ , pour une capacité énergétique fixée à 3 kWh et une stratégie de gestion de type "passe-bas"

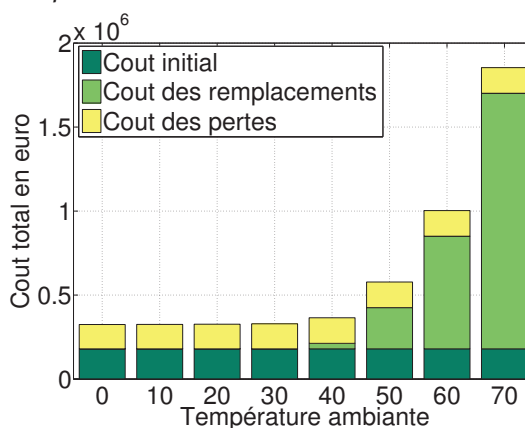


FIGURE 4.30: coûts économiques en fonction de  $T_{amb}$ , pour une capacité énergétique fixée à 3 kWh et une stratégie de gestion de type "passe-bas"

### 4.3.1.2 Influence de la température ambiante

La température ambiante  $T_{amb}$  peut avoir une importance considérable sur les performances du système de stockage et plus particulièrement sur son vieillissement. Par méconnaissance de sa valeur en situation réelle (elle dépendra de conditions variées, comme la zone géographique et les conditions générales d'échanges thermiques avec l'extérieur) et surtout de son évolution au cours du temps (effets saisonniers par exemple), nous l'avons jusqu'ici considérée constante égale à 30°C. Nous présentons sur les figures 4.27, 4.28 et 4.29, les critères de qualité obtenus en fin de vie (c'est à dire au bout de 20 années de fonctionnement sans remplacement nécessaire ou à vieillissement maximal si remplacement nécessaire) pour différentes températures ambiantes de 25°C à 70°C. La légère augmentation, sur la première partie (jusqu'à 35°C), de ces critères en fonction de la température ambiante est liée à la dégradation accrue au bout de vingt années de fonctionnement. Mais le vieillissement, au bout de cette durée, ne nécessite pas de remplacement. Dans cette plage de valeurs de températures "réalistes", nous pouvons donc observer une faible sensibilité en termes de coût sur cycle de vie.

Les températures ambiantes supérieures (au dessus de 40°C) montrent un remplacement qui devient nécessaire avant les 20 années de fonctionnement requises. Pour cette deuxième partie, les critères sont ceux obtenus avec un système de stockage dégradé et nécessitant remplacement (100% d'augmentation de la résistance série ou 20% de diminution de la capacité) et restent donc constants quelque soit la température ambiante. Nous allons voir dans le prochain paragraphe que le résultat obtenu pour une température de 70°C (durée de vie avec sollicitation électriques d'environ 2ans : 10 remplacements) montre une anomalie du modèle de vieillissement par rapport à une donnée du constructeur.

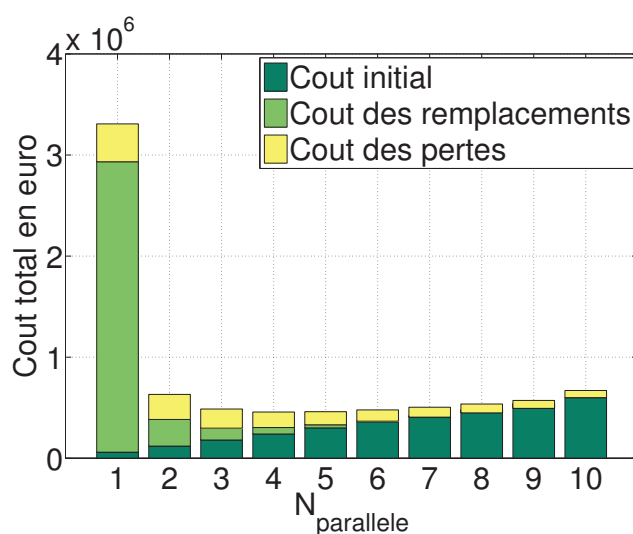
### 4.3.1.3 Influence du modèle de vieillissement

Le constructeur MAXWELL indique dans sa documentation qu'un module BMOD0063 a une durée de vie de 2 ans si ce dernier est stocké déchargé (à tension nulle) et à une température de 70°C. Selon le modèle décrit dans le paragraphe 4.1.3.1, la durée de vie obtenue dans ces conditions serait de l'ordre de 2500 ans et selon l'étude précédente, le modèle de vieillissement donne justement une durée de vie d'environ deux ans à cette température ambiante mais avec une sollicitation électrique qui est non nulle.

Cette anomalie entre les résultats du modèle et la donnée constructeur est liée au fait que le terme " $c_U \frac{U_{cell}-U_0}{\Delta U}$ " décroît très sensiblement avec la baisse de la tension et compense le terme de vieillissement lié à la température. Nous avons donc voulu évaluer l'impact de cette approximation du modèle en modifiant l'expression 4.11 par la suivante :

$$t_{eq}(t, T_{cell}, U_{cell}) = t \cdot c_T^{\frac{T_{cell}-T_0}{\Delta T}} \cdot (c_{U0} + c_U \frac{U_{cell}-U'_0}{\Delta U}) \quad (4.30)$$

La constante  $c_{U0}$  et la nouvelle tension de référence  $U'_0$  permettent d'ajuster le modèle vieillissement dans la zone des faibles tensions et "coller" à la donnée constructeur. La tension  $U'_0$  sera modifiée



**FIGURE 4.31:** coûts économiques en fonction de  $N_{parallel}$ , image de la capacité énergétique, pour un modèle de vieillissement modifié

à 0.6V et le coefficient  $c_{U0}$  sera respectivement de 0.3 et 0.55 pour le calcul du temps équivalent de la capacité et de la résistance série. Cette modification permet d'obtenir un vieillissement complet (100% d'augmentation de  $R_{ESS}$  et 20% de diminution de  $C_{ESS}$ ) au bout de 2 ans à 70°C et 0V. Ce "bricolage" du modèle de vieillissement doit être considéré avec prudence. Seule une étude expérimentale à grande échelle et en conditions de fonctionnement réalistes permettrait de valider ou pas cette modification. Notre apport est principalement méthodologique et ce travail n'étant pas dépendant d'un modèle de vieillissement particulier, il n'attend que d'en recevoir des plus précis et plus fiables.

Nous présentons sur la figure 4.31, les coûts économiques du système de stockage obtenus avec le modèle de vieillissement modifié pour prendre en compte le vieillissement aux faibles valeurs de tension (à comparer avec la figure 4.25). Il apparait alors que la capacité énergétique optimale (au sens du coût sur cycle de vie) vaut maintenant 4 kWh (457 k€) et la première valeur de capacité qui ne nécessite aucun remplacement au bout d'une durée de fonctionnement de 20ans, est de 7 kWh (505 k€). Rappelons que le coût du remplacement n'intègre pas le coût d'intervention, et est donc largement sous-évalué. Nous pouvons alors raisonnablement penser qu'en intégrant des données de coût plus "réalistes" prenant en considération le coût d'intervention pour l'opération de remplacement, le choix du dimensionnement se fasse sur l'aptitude du système de stockage à tenir l'ensemble de la durée de fonctionnement requise.

### 4.3.2 Influence du tirage aléatoire des phases initiales du profil de houle

Le profil de houle  $\eta(t)$  qui permet la simulation des mouvements du SEAREV et le calcul final du profil de puissance  $P_{in}(t)$ , est un profil reconstruit numériquement. Nous avons déjà évoqué le problème du tirage aléatoire des phases initiales dans l'annexe A. Ce tirage aléatoire influe sur l'allure du profil temporel de puissance tout en lui conférant normalement la même valeur énergétique brute. Nous allons observer la sensibilité des performances sur deux profils de puissance calculés pour un

**TABLE 4.10:** Influence du tirage aléatoire des phases initiales du profil de houle sur les performances du système de stockage

	Tirage n°1	Tirage n°2
Écart moyen de $P_{out}$	129 kW	140 kW
Écart type de $P_{out}$	156 kW	175 kW
Écart moyen de $\dot{P}_{out}$	21 kW.s <sup>-1</sup>	19 kW.s <sup>-1</sup>
Écart type de $\dot{P}_{out}$	26 kW.s <sup>-1</sup>	25 kW.s <sup>-1</sup>
Coefficient de flicker modifié à $\Psi_k = 30^\circ$	0.8 MVA	0.8 MVA
Durée de vie estimée	20 ans	20 ans
Remplacements sur 20 ans	0	0
Pertes moyennes	5.5/5.7/5.9 kW	4.8/5.0/5.3 kW
coût initial et remplacements	180 k€	180 k€
coût des pertes (15 c€/kWh)	150 k€	130 k€
coût total	330 k€	310 k€

même état de mer mais à partir de deux tirages aléatoires différents.

Les figures 4.32 et 4.33 présentent les profils de puissance d'entrée  $P_{in}(t)$  et de sortie  $P_{out}(t)$  pour deux tirages aléatoires différents des phases initiales. La stratégie de gestion des flux d'énergie est de type "passe-bas" et la capacité énergétique de 3 kWh. Le tableau 4.10 résume les critères de qualité ainsi que les performances énergétiques et économiques sur cycle obtenus pour ces deux tirages différents.

La houle est un processus aléatoire qui peut être considéré comme stationnaire sur une durée typique de l'ordre de l'heure. Ainsi sur cette durée caractéristique, un état de mer peut être défini et supposé constant. Le calcul des performances du système de stockage sur une seule réalisation particulière de ce processus aléatoire peut sembler simpliste et une étude plus rigoureuse nécessite de prendre en compte plusieurs réalisations de houle et d'étudier la dispersion résultante des performances. Nous présentons ainsi sur les figures 4.34 à 4.37 la dispersion de plusieurs critères pour 50 réalisations de houle, correspondant donc à 50 tirages aléatoires des phases initiales des composantes fréquentielles. Il apparaît que cette dispersion n'est pas nulle mais, finalement, compte tenu de la sensibilité relativement faible des critères et surtout afin de conserver des temps de calcul raisonnables ainsi que pour maintenir une quantité de données limitée notamment lors de l'évaluation sur plusieurs états de mer, il est préférable de ne considérer qu'une seule réalisation de houle par état de mer et par couple de paramètres d'amortissement.

## 4.4 Conclusions

Ce chapitre a permis de poser la problématique du lissage de la puissance produite par un houlogénérateur direct, de définir des critères quantitatifs relatifs à la notion de qualité d'énergie injectée au réseau et des critères de dimensionnement d'un système de stockage et enfin de proposer une méthodologie de son optimisation. Des critères de qualité ont d'abord dû être définis afin de quantifier l'intérêt du stockage vis-à-vis du lissage de la puissance produite. Des critères de coût ont ensuite

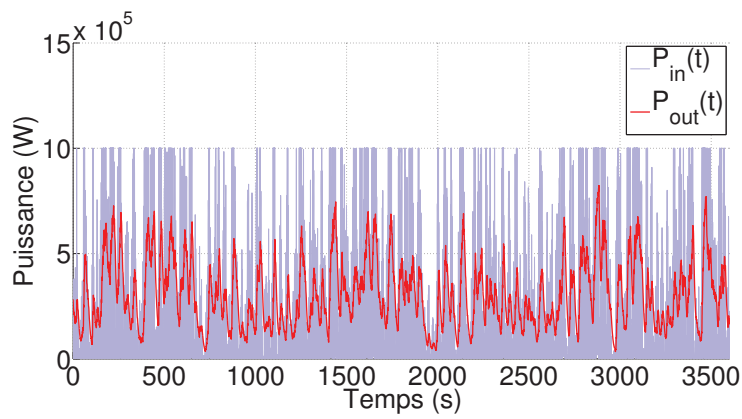


FIGURE 4.32: Copie du profil de la figure 4.14

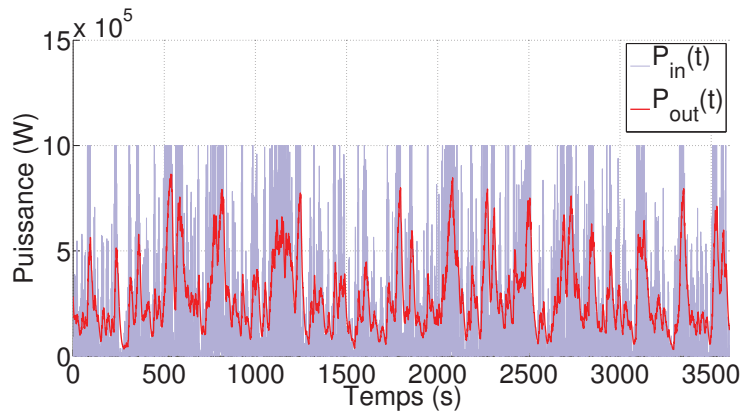
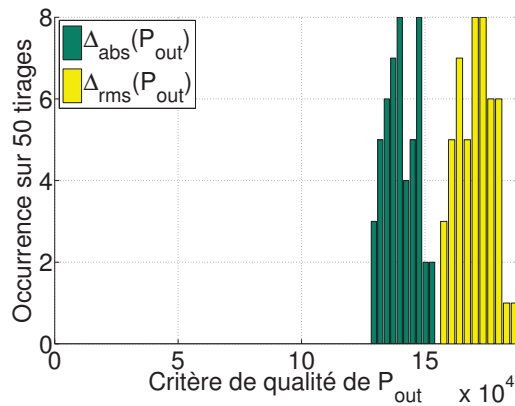
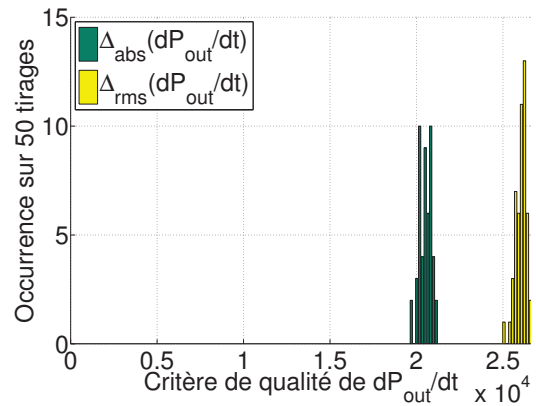


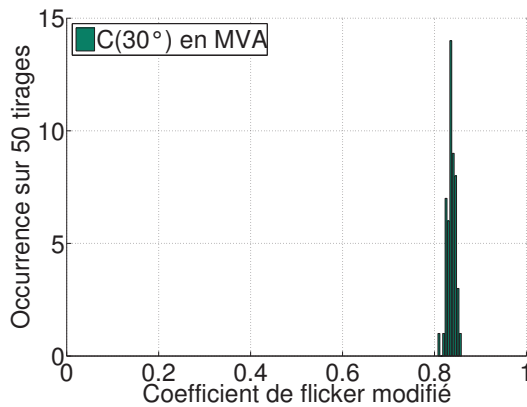
FIGURE 4.33: Profils de puissance d'entrée et de sortie pour les mêmes conditions que la figure 4.14 mais pour un tirage aléatoire différent des phases initiales des composantes fréquentielles du profil de houle reconstruit



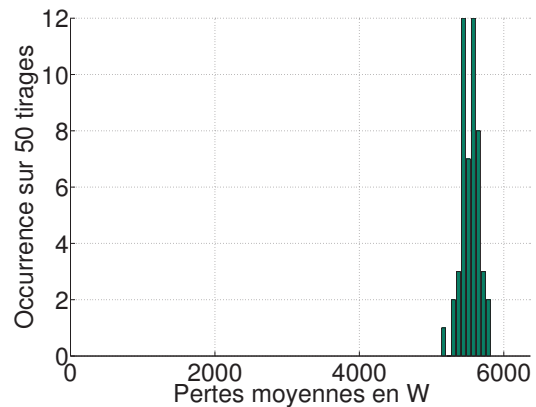
**FIGURE 4.34:** Occurrence des valeurs de critères de qualité sur la puissance de sortie  $P_{out}(t)$  pour 50 réalisations profils de houle correspondants à un même état de mer



**FIGURE 4.35:** Occurrence des valeurs de critères de qualité sur la dérivée de la puissance de sortie  $\dot{P}_{out}$  pour 50 réalisations profils de houle correspondants à un même état de mer



**FIGURE 4.36:** Occurrence de la valeur du coefficient de flicker modifié pour 50 réalisations profils de houle correspondants à un même état de mer



**FIGURE 4.37:** Occurrence de la valeur des pertes moyennes pour 50 réalisations profils de houle correspondants à un même état de mer

été établis, et un modèle de vieillissement a été retenu pour évaluer la tenue du système de stockage aux fortes sollicitations qu'il subit dans cette application et permettre d'évaluer son coût sur cycle de vie, en considérant notamment la dégradation de ses caractéristiques (capacité et résistance série) influant sur les critères de qualité et les pertes. Le dimensionnement en capacité énergétique a alors été vu comme un problème de minimisation de coût sur cycle de vie.

La stratégie de gestion des flux d'énergie (traitée ici en termes de gestion de l'état de charge) s'est révélée d'une importance notoire aussi bien en termes de qualité, qu'en termes de coût sur cycle de vie (pertes et vieillissement compris). Trois stratégies différentes ont été définies et évaluées : une stratégie de type "tout ou rien" qui permet d'injecter une puissance constante au réseau lorsque l'état de charge le permet (compris entre deux valeurs extrêmes) mais injecte directement le profil de puissance produite en sortie de génératrice lorsque l'état de charge atteint ces valeurs extrêmes, une stratégie dite "Passe-bas" qui permet d'injecter au réseau une puissance qui est une fonction linéaire de l'état de charge et enfin une stratégie "hybride" qui peut être assimilée à une loi de type logique floue. Ces stratégies devraient faire l'objet d'une exploration plus approfondie voire même d'une optimisation propre, ce qui représenterait un travail important à part entière restant à mener, sachant que ce problème est intimement couplé à celui de l'optimisation du dimensionnement de la capacité de stockage mais aussi à celui de la stratégie de gestion de récupération (contrôle du couple d'amortissement du volant pendulaire).

Nous avons constaté que le flicker qui est le seul critère de qualité de l'énergie dont la valeur est aujourd'hui encadré par une norme, peut être respecté avec une stratégie adéquate, même avec une faible capacité énergétique (1 kWh). Cependant, nous avons montré que la valeur de capacité minimale respectant la contrainte de flicker n'est pas optimale en termes de coût sur cycle de vie et qu'il faudra lui préférer une valeur de capacité plus importante qui coûtera moins cher sur l'ensemble du cycle de vie du houlogénérateur, ou encore une valeur de capacité encore plus importante qui ne nécessitera aucun remplacements sur la durée de vie du système car les coûts d'intervention en mer pour de tels remplacements n'ont pas été considérés.

Nous avons mis en évidence la nécessité de considérer les phénomènes de vieillissement pour les valeurs de capacités de stockage situées au voisinage de l'optimum.

La température ambiante joue évidemment un rôle important. A ce niveau de l'étude, nous n'avons pas les moyens de la quantifier précisément. Nous simplifions le problème en la considérant comme constante. Mais il apparaît que si elle reste inférieure à environ 35°C, son impact sur le coût du système de stockage (au travers du vieillissement et du nombre de remplacements) est négligeable. Au-delà de 35°C, l'impact devient vite important et cela montre la nécessité d'assurer des conditions d'échange thermique suffisantes pour offrir une viabilité économique à cette technologie.

Enfin nous avons analysé l'influence du tirage aléatoire des phases sur les profils temporels de puissance et sur le problème de son lissage. Cette influence n'est pas négligeable mais les dispersions qui en résultent peuvent être acceptables. Pour des raisons de temps de calcul, il reste difficile de traiter numériquement un grand nombre de tirages puis de moyenniser les résultats pour "effacer" cette



sensibilité.

Dans cette étude, les paramètres de contrôle du couple d'amortissement ( $\beta$  et  $P_{lev}$ ) ont été considérés constants et n'ont pas fait l'objet d'études de sensibilité. En outre, le choix de ces paramètres est fortement couplé au dimensionnement de l'ensemble convertisseur-machine. Enfin, un seul état de mer a été considéré (le plus énergétique sur le site de l'île d'Yeu). Nous verrons dans le chapitre suivant, à la suite du dimensionnement de l'ensemble-convertisseur-machine sur le site de l'île d'Yeu, l'influence, sur la valeur optimale de la capacité énergétique, de la prise en compte de plusieurs états de mer avec leurs propres probabilités d'apparition et les paramètres d'amortissement optimisés lors du dimensionnement de l'ensemble convertisseur-machine.

## Chapitre 5

# Application au dimensionnement de la chaîne de conversion tout-électrique et du système de stockage sur une année

### Sommaire

---

5.1 Optimisation du dimensionnement de l'ensemble convertisseur-machine . . . . .	179
5.2 Optimisation du dimensionnement du système de stockage à base de supercondensateurs . . . . .	187
5.3 Conclusion, Réflexions sur l'optimisation couplée amortissement-convertisseur-machine-stockage . . . . .	188

---

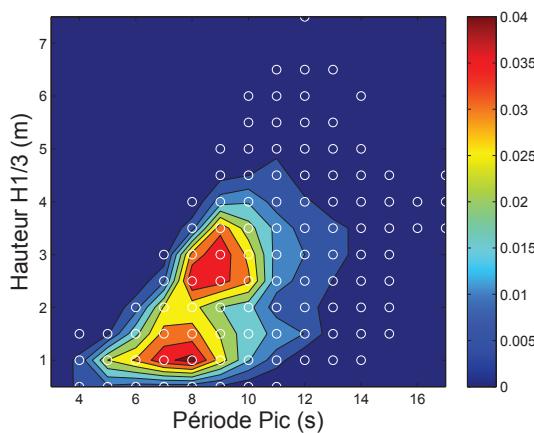
### Introduction

Par souci de simplification et sachant que le problème était déjà relativement complexe, nous n'avons appliqué jusqu'ici les méthodologies de dimensionnement qu'à un seul état de mer caractérisé par une hauteur significative  $H_s = 3,5 m$  et une période pic  $T_p = 9 s$ . Cependant, un site de production en mer ne peut pas être caractérisé simplement par un seul état de mer. Une répartition statistique des états de mer, représentée sous la forme d'une cartographie dans le plan  $(H_s; T_p)$  est un moyen couramment utilisé pour décrire plus précisément la productivité d'un site.

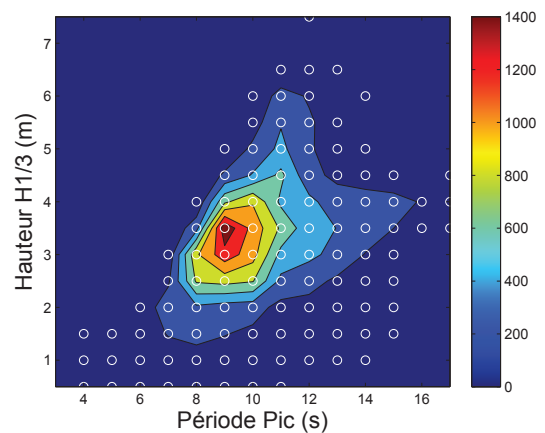
Pour cette étude finale, nous nous baserons sur des données représentatives de l'année 1999 sur le site de l'île d'Yeu (Vendée), déjà présentées dans la thèse de Marie Ruellan [Ruellan07], et qui ont été fournies par Météo France. Ces données donnent la probabilité d'apparition de 106 états de mer. Ces états de mer sont répartis sur une grille de valeurs de  $H_s$  (pas de  $0,5 m$ ) et  $T_p$  (pas de  $1 s$ ). Seuls ceux présentant une fréquence d'apparition non nulle (supérieure à 1h par an) sont considérés. Ces fréquences d'apparition sont représentées graphiquement sur la figure 5.1. Elles varient de 3,8% pour l'état de mer le plus probable ( $H_s = 1 m; T_p = 7 s$ ) à 1 pour mille pour certains états de mer, ces derniers n'apparaissent alors que pendant environ une heure par an.

La figure 5.2 représente la répartition du potentiel énergétique annuel. Nous pouvons remarquer,

qu'énergétiquement, l'état de mer que nous avons pris jusqu'ici comme référence ( $H_s = 3,5 \text{ m}$ ;  $T_p = 9 \text{ s}$ ), est le plus énergétique. Cette figure est obtenue en pondérant les données de probabilité d'apparition de chaque état de mer par la puissance linéique qu'il transporte ( $P_w \propto H_s^2 T_p$  cf Annexe 1.1). Ainsi, les états de mer les plus énergétiques ne sont pas nécessairement les plus probables, et les états de mer les plus puissants, restent peu probables, donc peu énergétiques. Dans l'état actuel des connaissances, il apparaît difficile de définir a priori un état de mer dimensionnant sur lequel baser toute la démarche de dimensionnement d'un houlogénérateur direct car les éléments de la chaîne tout-électrique doivent présenter à la fois un bon rendement sur les états de mer énergétiques mais être aussi capables de gérer, en termes de contraintes, les états de mer les plus contraignants (dont on ne peut même pas prédire lesquels ils sont).



**FIGURE 5.1:** Probabilités d'apparition des différents types de houle (Site de l'île d'Yeu)



**FIGURE 5.2:** Puissance houlomotrice annuelle moyenne d'un type de houle ( $H_s, T_p$ ) en  $W/m$  (c-à-d. pondérée par la probabilité d'apparition)

Il convient donc d'étendre les méthodologies de dimensionnement que nous avons précédemment introduites et appliquées sur un seul état de mer, à la prise en compte d'une pluralité d'états de la mer. Cette extension apparaît assez simple et directe. En effet, les différents calculs présentés jusqu'ici pour un seul état de mer, peuvent tous être menés de manière indépendante pour chacun des 106 états de mer caractérisant le site de l'île d'Yeu. Après ces calculs indépendants, certaines grandeurs résultantes peuvent faire l'objet d'une moyenne pondérée par la probabilité des états de mer. C'est le cas par exemple de la puissance électrique moyenne, pour la partie "ensemble convertisseur-machine", ou bien des taux de variation des paramètres électriques liés au vieillissement du banc de supercondensateurs, pour la partie "système de stockage" (dans ce dernier cas, le modèle de vieillissement n'étant pas linéaire, il n'est pas possible de considérer une température et une densité de probabilité d'état de charge moyennées sur une année, le taux de vieillissement doit être calculé séparément pour chaque état de mer). L'élévation moyenne de la température du bobinage est elle aussi calculée pour chaque état de mer mais seule la valeur maximale obtenue sur les 106 états de mer est prise en compte.

Au final, la difficulté de l'extension des méthodes de dimensionnement à une pluralité d'états de

mer n'est pas méthodologique, mais plutôt numérique et plus précisément de temps de calcul. Nous avons déjà évoqué cet aspect à plusieurs reprises au long de cette thèse, mais il apparaît ici de façon encore plus marquante. En effet, le temps de calcul obtenu en ne considérant qu'un seul état de mer, doit être multiplié par le nombre d'états de mer que l'on considère avec une statistique annuelle, soit ici par un facteur 106 (cf. plus haut). Nous tenons à rappeler ici, qu'une seule réalisation de profil de houle, correspondant un tirage aléatoire des phases initiales (voir section 2.2 et annexe A) a été considéré.

Nous allons donc, dans ce dernier chapitre, présenter les résultats de dimensionnement obtenus sur une pluralité d'états de mer représentatifs d'une année sur un site en mer. Nous séparons, comme nous l'avons fait jusqu'ici, le dimensionnement de l'ensemble convertisseur-machine de celui du système de stockage. Nous verrons dans une dernière section, les problèmes que peuvent poser une optimisation en couplage fort, c'est à dire simultanée, de ces deux composants de la chaîne de conversion tout-électrique du houlogénérateur SEAREV.

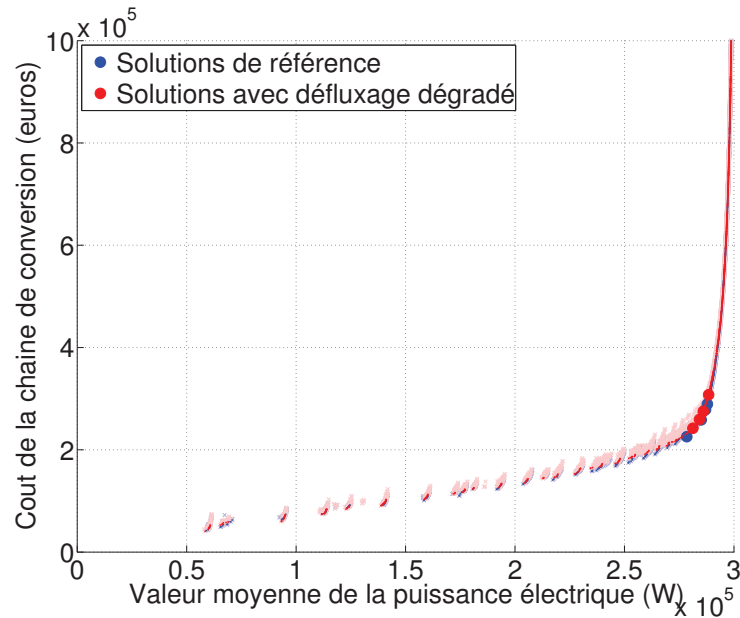
## 5.1 Optimisation du dimensionnement de l'ensemble convertisseur-machine

### 5.1.1 Simplification du problème en vue de la réduction du temps de calcul

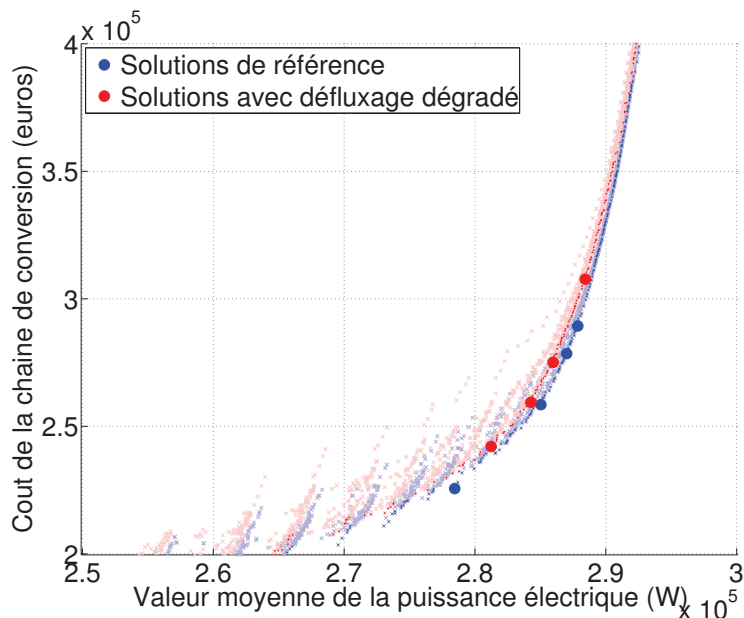
Pour rappel, une exécution de l'algorithme d'optimisation du dimensionnement de l'ensemble convertisseur-machine couplée au contrôle de l'amortissement de la roue pendulaire (avec 500 particules et 1500 itérations) prenait environ 24 min. Multiplié par 106 états de mer, cela correspond à un peu moins de deux jours de calcul. Nous avons aussi vu qu'un certain nombre d'exécutions consécutives (nous en avons pris 20) étaient nécessaires pour s'assurer d'une bonne convergence. Au final, sans modification fondamentale du problème, le temps de calcul total minimal nécessaire à l'optimisation sur une année s'élèverait à un mois. Cela ne nous paraissait pas raisonnable. C'est pourquoi nous avons alors préféré modifier légèrement le problème en dégradant le modèle sur la partie qui représente le temps de calcul cumulé le plus important : c'est à dire l'étape d'optimisation de la composante directe du courant  $i_d$  (composante de défluxage).

Ainsi, plutôt que de balayer 100 valeurs réparties entre 0 et  $-I_{rated}$ , pour optimiser toutes les pertes de fonctionnement (Joule, fer et convertisseur), en respectant toutes les contraintes instantanées (tension, courant, démagnétisation, saturation), nous avons fait le choix de fixer par défaut la valeur de  $i_d$  à 0. Si, pour un point de fonctionnement donné, le choix de cette valeur entraîne un dépassement de la tension nominale du convertisseur électronique de puissance, alors la valeur de  $i_d$  est modifiée de telle sorte que la tension simple soit égale à  $V_{rated}$ . Cette valeur particulière est obtenue par une simple résolution d'une équation du second degré déduite des équations du modèle électrique. S'il y a deux solutions réelles, seule la solution la plus proche de 0 (qui minimise donc les pertes Joule) est retenue, l'autre solution, nécessairement plus grande en valeur absolue que la première, ne présentant pas d'intérêt. Si cette équation n'a pas de solutions réelles, ou si la solution retenue entraîne un dépassement du courant nominal  $I_{rated}$  du convertisseur, cela signifie que le point de fonctionnement Couple-Vitesse considéré ne peut pas être atteint. Cette stratégie de défluxage dégradée, consistant donc à ne pas minimiser l'ensemble des pertes sous contraintes mais simple-

ment les pertes Joule, présente un énorme intérêt d'un point de vue du temps de calcul. Nous avons voulu vérifier, sur un état de mer, si cette dégradation du modèle pouvait entraîner une modification sensible des résultats.



**FIGURE 5.3:** Fronts de Pareto de l'optimisation de référence et d'une optimisation avec un modèle de défluxage dégradé mais plus rapide en temps de calcul sur un seul état de mer ( $H_s = 3,5$  m;  $T_p = 9$  s)



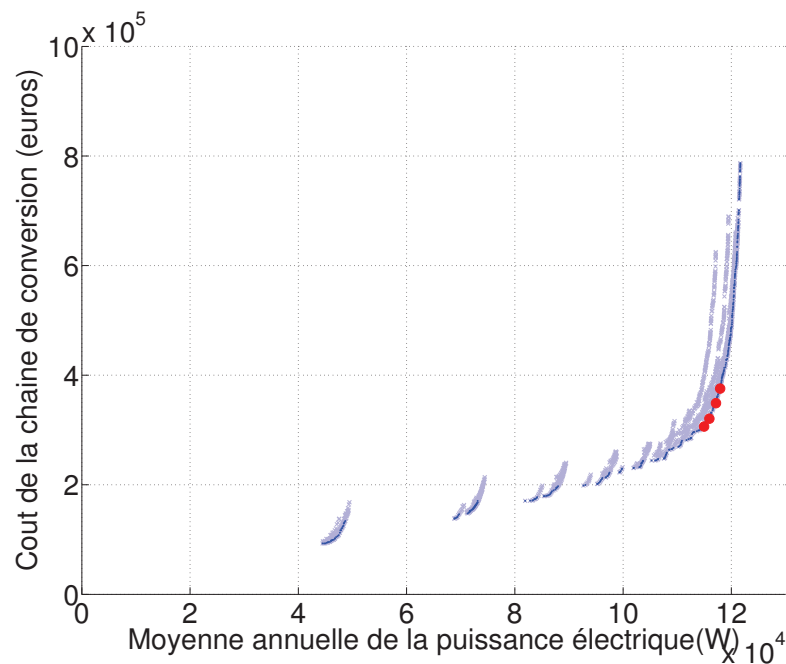
**FIGURE 5.4:** Détail de la figure 5.3

Les figures 5.3 et 5.4 présentent les résultats obtenus. La sensibilité des résultats face à cette dégradation du modèle de défluxage est très faible. Le temps de calcul nécessaire pour obtenir ce résultat s'est, quant à lui, considérablement amélioré : nous sommes passé d'un temps de 24 min par exécution

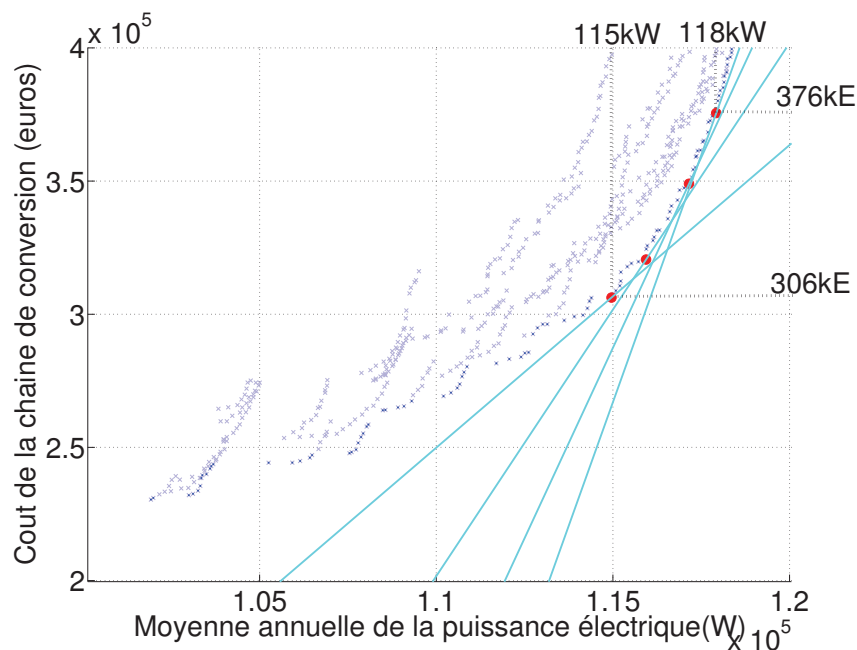
tion à 7 min, toujours pour un nombre de particules égale à 500 et un nombre d'itérations de 1500. Cette faible différence peut en partie s'expliquer par le fait que les deux stratégies de défluxage ne donnent une valeur de  $i_d$  différente que dans la zone de fonctionnement hors contraintes, c'est à dire grossièrement en-dessous de la vitesse de base. De plus, même si les pertes augmentent légèrement avec la stratégie dégradée, elles restent faibles vis à vis de la puissance mécanique convertie, et le rendement sur cycle reste bon.

### 5.1.2 Optimisation sur une année avec coefficient d'amortissement visqueux optimisé pour chaque état de mer

Nous avons effectué une première optimisation avec 106 valeurs de  $\beta$  en tant que variables d'optimisation (une valeur pour chaque état de mer). La valeur de la puissance d'écrêtage  $P_{lev}$  restant commune à tous les états de mer, le nombre total de variables d'optimisation s'élève alors à 118. À chaque évaluation d'une solution, 106 cycles de fonctionnement simplifiés de façon statistique (cf section 3.2.3) et correspondant aux 106 états de mer considérés, sont chargés en mémoire et les calculs sont effectués de manière indépendante. L'objectif de puissance électrique moyenne est alors déduit d'une moyenne pondérée par la probabilité d'apparition des états de mer, et la contrainte de température est calculée sur la base de l'état de mer qui génère la température moyenne la plus importante.



**FIGURE 5.5:** Front de Pareto de l'optimisation sur une année avec coefficient d'amortissement visqueux optimisé pour chaque état de mer. Les points clairs correspondent aux résultats obtenus au cours de 7 exécutions successives de l'algorithme. Les points rouges correspondent aux solutions minimisant le coût du kWh pour des valeurs de  $C_{WECw/oPTO}$  allant de 1 M€ à 4 M€ (voir zoom sur la figure 5.6)



**FIGURE 5.6:** Détail de la figure 5.5. Les droites de couleur cyan sont les tangentes au front de Pareto passant par les points  $(0, -C_{WECw/oPTO})$  pour 4 valeurs de  $C_{WECw/oPTO}$  allant de 1 M€ à 4 M€.

Le résultat de cette optimisation est présenté, sous la forme d'un front de Pareto, sur la figure 5.5. Comme pour l'optimisation de référence, le nombre de particules a été fixé à 500 avec 1500 itérations. Malheureusement, même si le temps de calcul a pu être diminué grâce à la modification de la stratégie de défluxage, seules 7 exécutions successives ont été réalisées au lieu de 20 comme pour les études précédentes.

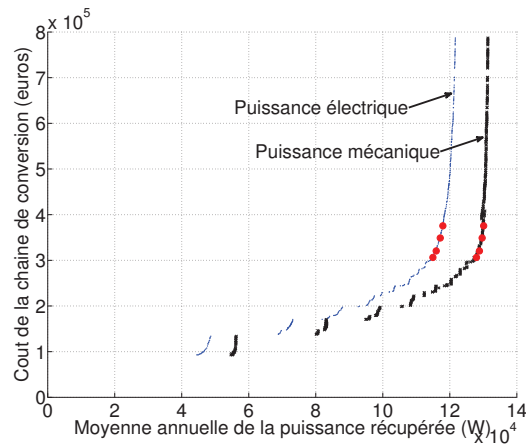
La figure 5.6 présente un détail de la figure 5.5 sur laquelle sont tracées les quatre tangentes au front de Pareto permettant de trouver les solutions minimisant le coût du kWh pour différentes valeurs de  $C_{WECw/oPTO}$  (cf section 3.1.1.3). Le calcul étant, cette fois-ci, réalisé à partir de données d'état de mer d'une année entière, la valeur moyenne de la puissance électrique est une image directe de l'énergie récupérée sur une année. La fourchette de valeur moyenne annuelle de puissance électrique pour les solutions qui présentent les coûts du kWh les plus faibles, est de [115 kW; 118 kW] ce qui représente une énergie produite annuelle comprise aux alentours de 1 GWh.

La figure 5.7 représente le front de Pareto de la figure 5.5 accompagné de la courbe représentative de la valeur moyenne annuelle de la puissance mécanique. Elle permet ainsi d'apprécier le différentiel entre ces deux valeurs moyennes, qui est lié aux pertes de conversion. Ces dernières sont d'ailleurs représentées sur la figure 5.8a en-dessous. L'ordre de grandeur de ces dernières permet de déduire un rendement moyen (annuel) sur cycle de l'ensemble de la chaîne de conversion (hors stockage) de l'ordre de 90% pour les solutions optimales en termes de coût du kWh.

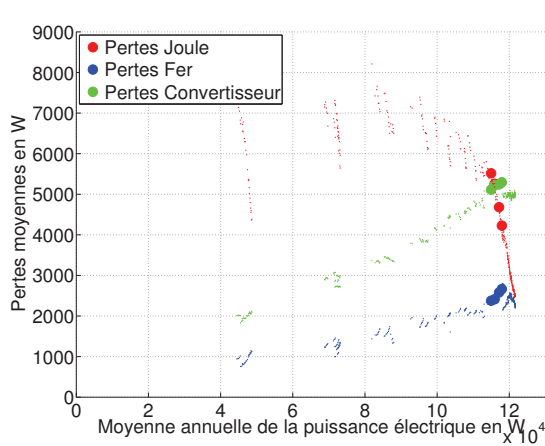
Les figures 5.8 à 5.10 représentent respectivement les critères de coût partiels, la masse de la génératrice et des valeurs de couple caractéristiques des ensembles convertisseur-machine le long du front de Pareto (ces figures peuvent être comparées avec celles obtenues sur un état de mer présentées dans la section 3.3). Sur la figure 5.10, nous pouvons constater une très forte dispersion de la valeur maximale, sur l'ensemble des cycles de fonctionnement, du couple mécanique. Cela est lié au

fait que la valeur de  $\beta$  (coefficient d'amortissement visqueux) doit être optimisée pour tous les états de mer et que cela induit une difficulté accrue de convergence par rapport à un problème avec une valeur unique de  $\beta$ . Il est par contre rassurant (et normal) de voir que les valeurs maximales du couple mécanique sont toutes situées en dessous des valeurs du couple "convertisseur", qui sont des limites intrinsèques des ensembles convertisseur-machine (cf. page 111 pour les définitions de ces couples).

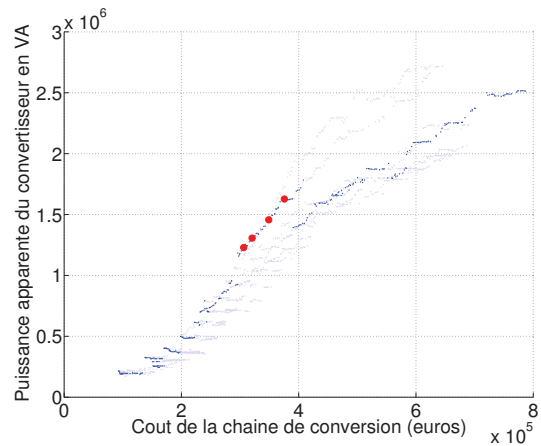




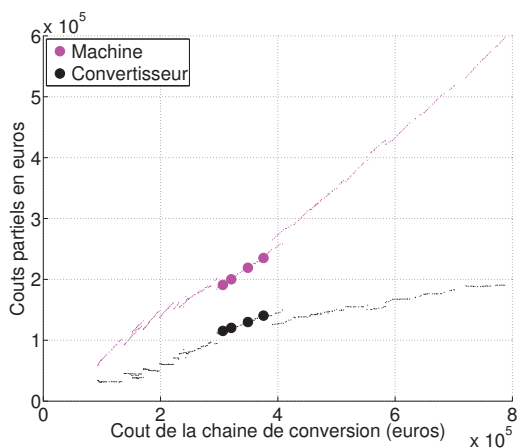
**FIGURE 5.7:** Front de Pareto en bleu (à gauche) et valeur moyenne annuelle de la puissance mécanique en noir. Les solutions optimales en termes de coût du kWh sont représentées par les points rouges.



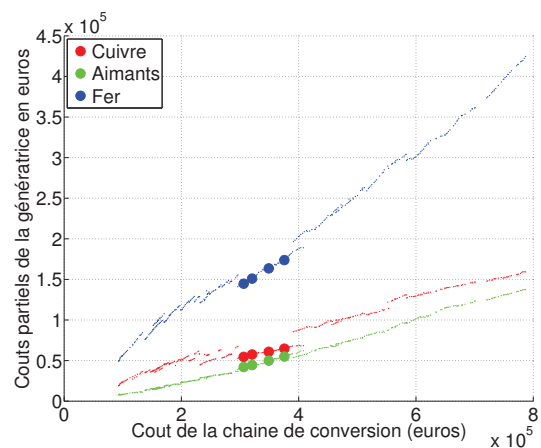
(a) Pertes partielles en fonction de  $\langle P_{elec} \rangle$



(b) Evolution de la puissance apparente du convertisseur en fonction de  $C_{PTO}$



(c) Évolution des coûts partiels de la machine et du convertisseur en fonction de  $C_{PTO}$



(d) Évolution des coûts partiels des parties actives de la machine en fonction de  $C_{PTO}$

**FIGURE 5.8:** Évolution des coûts partiels le long du front de Pareto, en fonction de  $C_{PTO}$

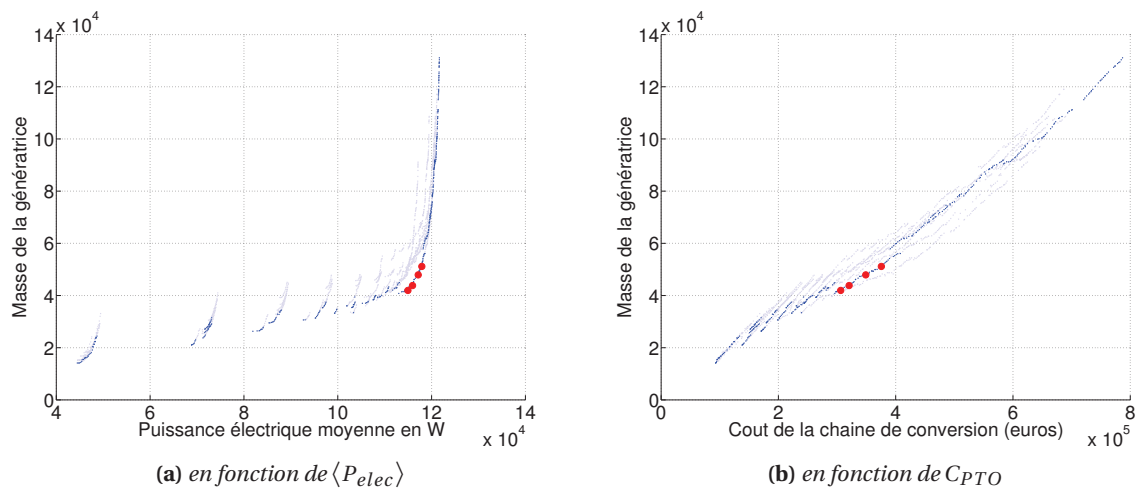


FIGURE 5.9: Évolution de la masse de la génératrice le long du front de Pareto

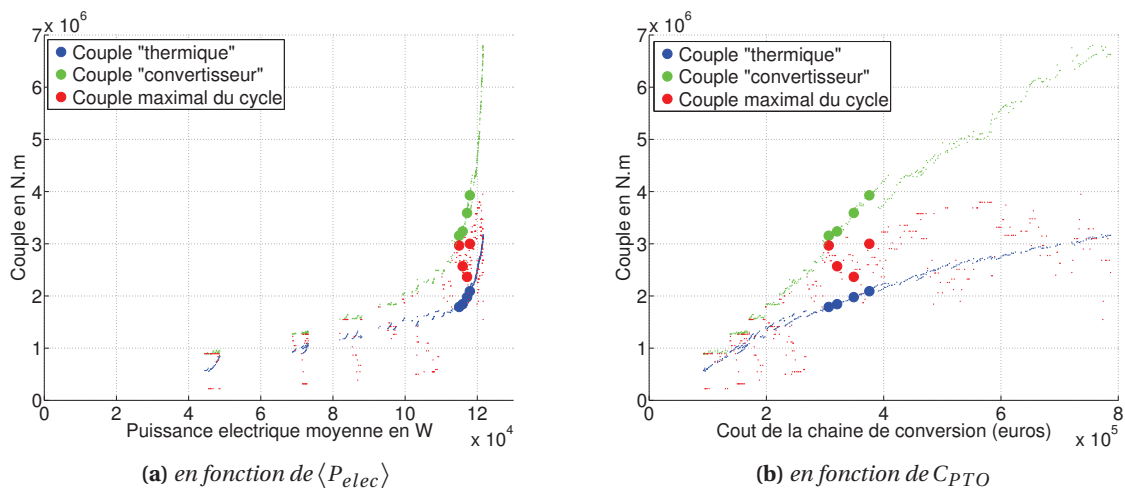
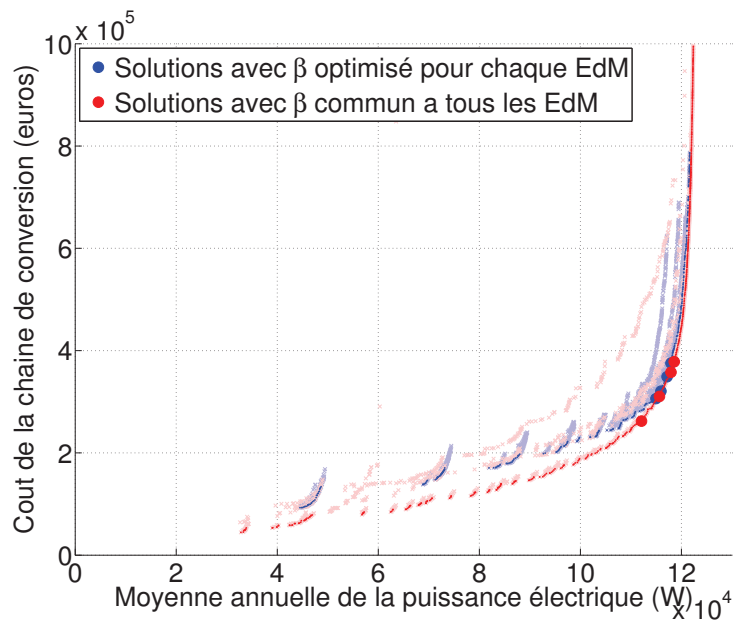


FIGURE 5.10: Evolution des valeurs de couples caractéristiques des ensembles convertisseur-machines le long du front de Pareto.

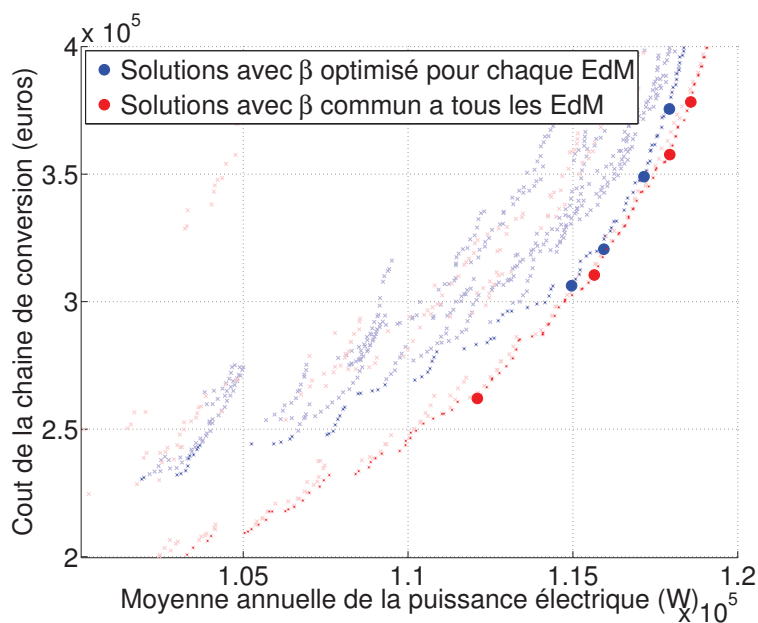
### 5.1.3 Optimisation sur une année avec coefficient d'amortissement visqueux commun à tous les états de mer

Le fait d'ajouter 106 variables au problème d'optimisation déjà complexe du dimensionnement de l'ensemble convertisseur-machine rend la convergence plus lente et moins précise. Nous avons procédé à une seconde optimisation sur une année, en ne considérant cette fois-ci qu'une seule valeur du coefficient d'amortissement visqueux commune à tous les états de mer. Cette simplification devrait intuitivement conduire à des solutions dominées, au sens de Pareto, par celles obtenues précédemment, c'est à dire avec une valeur différente de  $\beta$  pour chaque état de mer. Mais les résultats obtenus, et présentés sur la figure 5.11, montrent l'inverse. Cette constatation contre-intuitive ne peut pas, et ne doit pas infirmer notre précédente supposition. En effet, les deux problèmes ne sont pas les mêmes et leurs complexités sont très différentes. La convergence précise de l'algorithme ne peut jamais être totalement assurée, aussi bien dans le premier cas que dans l'autre. Il aurait été donc possible d'observer la tendance inverse (conforme à l'intuition), si nous avions procédé à un plus grand

nombre d'exécutions avec un plus grand nombre d'évaluations des objectifs.



**FIGURE 5.11:** Comparaison des fronts de Pareto obtenus pour l'optimisation sur une année du dimensionnement de l'ensemble convertisseur-machine, avec des valeurs de  $\beta$  optimisées pour chaque état de mer (en bleu) et une valeur de  $\beta$  commune à tous les états de mer (en rouge). La valeur de  $P_{lev}$  est, dans les deux cas, commune à tous les états de mer.



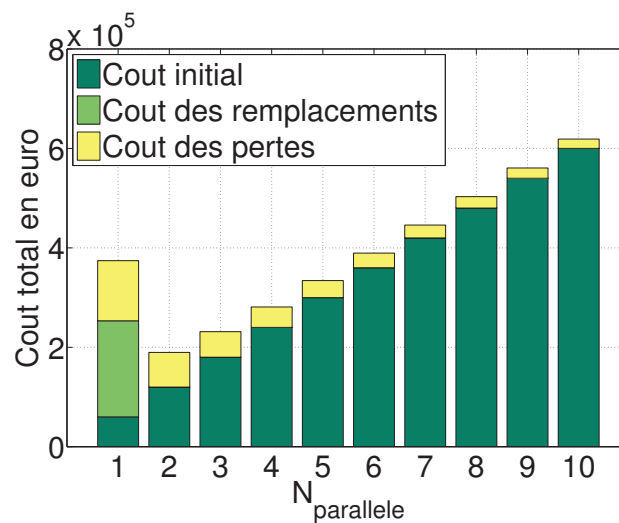
**FIGURE 5.12:** Détail de la figure 5.11

Il reste du travail pour affiner des conclusions, mais nous pouvons cependant, sans trop nous avancer, dire que le fait d'optimiser la valeur de  $\beta$  pour chaque état de mer, ne semble pas permettre d'accroître significativement la productivité du SEAREV et qu'une valeur fixe du coefficient d'amortissement visqueux peut déjà permettre de récupérer une grande partie de l'énergie récupérable (hors

implémentation d'un amortissement plus évolué type latching).

## 5.2 Optimisation du dimensionnement du système de stockage à base de supercondensateurs

L'extension de la démarche de dimensionnement du système de stockage, déjà présentée sur un état de mer au chapitre 4, à un ensemble d'états de mer, ne pose pas de difficultés majeures. Nous portons simplement l'attention sur l'évaluation du vieillissement qui doit se faire, étant donnée sa non linéarité vis-à-vis de l'échauffement propre, état de mer par état de mer. Il n'est en effet pas possible de considérer, dans le modèle de vieillissement, un auto-échauffement moyen sur l'année compte tenu des constantes de temps thermiques des batteries de supercondensateurs (1000s). Ainsi, nous calculons toujours le vieillissement par itérations successives, avec un pas de temps variable (de l'ordre de l'année) pour prendre en compte l'emballement de fin de vie, mais, à chaque itération, la dégradation des paramètres  $C_{ESS}$  et  $R_{ESS}$  est une moyenne pondérée des dégradations obtenues sur chaque état de mer.



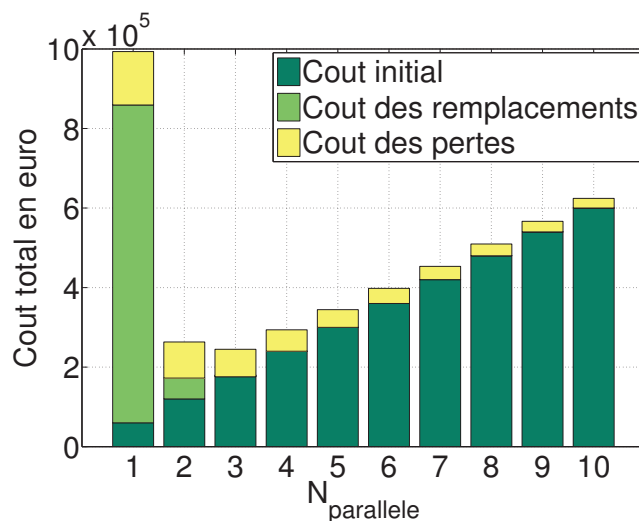
**FIGURE 5.13:** Coûts économiques sur cycle de vie du système de stockage calculés à partir de données annuelles d'état de mer, en fonction de  $N_{\text{parallele}}$ , image de la capacité énergétique, avec une stratégie de gestion de l'état de charge de type "passe-bas" et une température ambiante constante de 30°C

Nous présentons donc sur la figure 5.13 le coût sur cycle de vie du système de stockage en fonction de sa capacité énergétique, cette fois-ci évaluée à partir de données annuelles d'état de mer. La stratégie de gestion de l'état de charge est de type "Passe-bas" (voire page 155). Le coût initial en fonction de la capacité énergétique reste évidemment identique à celui que nous avons sur un seul état de mer. Seuls les coûts des remplacements et des pertes varient par rapport au résultat présentés dans le chapitre 4. Nous observons que ces coûts diminuent lorsque l'on considère des données annuelles d'états de mer. En effet, un certain nombre d'états de mer sont peu puissants, mais très probables, et donc peu contraignants du point de vue du vieillissement. La capacité énergétique optimale du

point de vue du coût sur cycle de vie est obtenue pour  $N_{parallel} = 2$  (nous rappelons ici, pour notre exemple particulier, l'équivalence : 10x modules en série = x branches en parallèle  $\approx x$  kWh). Il est à noter que sur l'ensemble de ces solutions, le critère de flicker, défini à la section 4.1.4.2, est respecté quels que soient les états de mer. Ce critère de qualité de l'énergie n'est donc pas contraignant vis à vis du dimensionnement.

Nous avons évoqué dans le paragraphe 4.3.1.3, l'influence que pouvait avoir le modèle de vieillissement sur la valeur optimale de la capacité énergétique. Nous menons ici, dans un contexte de données annuelles, le même type d'étude de sensibilité sur le modèle de vieillissement que nous avons présenté dans la section 4.3.1.3. Rappelons que le premier modèle de vieillissement que nous avons utilisé donnait des résultats non conformes à des mesures constructeurs à faible tension et température ambiante élevée. Nous avons alors proposé une correction de ce modèle pour intégrer cette donnée supplémentaire.

La figure 5.14 présente l'évolution du coût sur cycle de vie du système de stockage, calculé avec le modèle de vieillissement modifié présenté au paragraphe 4.3.1.3. Compte tenu de ce modèle, la valeur optimale en termes de coût sur cycle de vie est désormais  $N_{parallel} = 3$ . Alors que précédemment, sur un seul état de mer, avec une modification du modèle de vieillissement, la solution minimisant le coût sur cycle de vie était différente de celle qui présentait un nombre de remplacements nul sur 20 ans. Nous pouvons voir ici que la solution  $N_{parallel} = 3$  remplit maintenant ces deux critères.



**FIGURE 5.14:** coûts économiques sur cycle de vie du système de stockage calculés à partir de données annuelles d'état de mer, en fonction de  $N_{parallel}$ , image de la capacité énergétique et pour un modèle de vieillissement modifié tel que présenté au paragraphe 4.3.1.3 et une stratégie de gestion de l'état de charge de type "passe-bas"

### 5.3 Conclusion, Réflexions sur l'optimisation couplée amortissement-convertisseur-machine-stockage

Nous venons de présenter les résultats d'optimisation du dimensionnement de l'ensemble convertisseur-machine et du système de stockage en se basant sur des données annuelles de répartition d'état de mer du site de l'île d'Yeu.

Le passage de l'optimisation sur un seul état de mer à celle sur un ensemble d'états de mer est difficile surtout sur le plan numérique à cause du grand nombre de variables et compte tenu des contraintes de temps de calcul. En effet, nous avons dû, pour le dimensionnement de la partie convertisseur-machine, procéder à une dégradation du modèle de défluxage. Cette dernière, sans grandes conséquences sur les résultats, permet de réduire significativement le temps de calcul et d'envisager le dimensionnement sur une année sans une augmentation prohibitive du temps de calcul.

Nous avons ainsi pu montrer que, d'un point de vue économique (coût du kWh), la géométrie du SEAREV considéré, permettrait de produire environ 1 GWh/an sur le site de l'île d'Yeu. C'est en effet l'ordre de grandeur de productivité des solutions qui présentent les meilleurs compromis du coût du kWh. La valeur finale de ce dernier, sera alors fortement dépendante du coût du reste du SEAREV, qu'il est aujourd'hui difficile d'estimer précisément. Avec un prix de rachat de l'énergie houlomotrice, fixé aujourd'hui en France à 15c€/kWh, le coût de cette géométrie du SEAREV ne doit pas excéder 3M€ pour être rentable, si la durée de vie du système est estimée à 20 ans (intérêts d'emprunts et couts d'installation et de maintenance compris).

L'optimisation du dimensionnement de l'ensemble convertisseur-machine et celle du dimensionnement du système de stockage ont été, dans cette thèse, réalisées de façon découplée. La question de l'existence d'un couplage des dimensionnements de ces différents éléments reste ouverte. Des études de sensibilité pourrait permettre de mettre en évidence ces couplages et au niveau de quels paramètres ils interviennent. Nous savons cependant que la mise en place d'une optimisation en couplage fort entre le houlogénérateur, la génératrice, le convertisseur et le système de stockage représentera une étape difficile à franchir sur le plan du temps de calcul.

Marie Ruellan avait déjà rapporté un problème de temps de calcul lors d'une optimisation en couplage fort entre la chaîne de conversion et le houlogénérateur SEAREV (Chapitre 4.8 de sa thèse [Ruel-[lan07](#)]). Le temps de calcul par génération (150 individus) était alors de 15h! Sur cet aspect du couplage, nous avons apporté une solution qui consiste en la constitution d'une bibliothèque de cycles de fonctionnement pré-calculée pour un certain nombre de combinaisons de paramètres d'amortissement.

Si nous devons donc proposer des pistes pour résoudre ce problème de couplage fort avec le système de stockage, nous pourrions imaginer une solution similaire. En effet, le dimensionnement du système de stockage dépend, aujourd'hui, d'un seul paramètre :  $N_{parallel}$ . Ses performances sont calculés sur la base des profils de puissance mécanique incidente car le rendement de la chaîne de conversion est considéré comme suffisamment bon. Une solution consisterait donc à pré-calculer, pour chaque cycle de fonctionnement de la bibliothèque, les performances d'un certain nombre de dimensionnements (typiquement 10 valeurs de  $N_{parallel}$ ) du système de stockage. Les résultats de ce pré-calcul pourraient être chargés en mémoire, en un temps faible, lors d'une optimisation couplée amortissement-convertisseur-machine-stockage. Malheureusement, la moindre étude de sensibilité à un des paramètres du modèle relatif au système de stockage nécessiterait de relancer ce pré-calcul.

*Chapitre 5.*

*Application au dimensionnement de la chaîne de conversion tout-électrique et du système de stockage sur une année*

---

# Conclusion générale

Le travail présenté dans ce mémoire concerne l'étude de l'optimisation du dimensionnement d'une chaîne électrique composée d'un ensemble convertisseur-machine et d'un système de stockage en vue du lissage de la production électrique, avec comme application le système de récupération de l'énergie des vagues SEAREV.

Le système SEAREV fait partie de la *famille des houlogénérateurs à conversion directe* de l'énergie des vagues, issue d'une classification que nous avons proposée et dont nous avons fait un état de l'art dans une première partie. Cette famille de systèmes de récupération se distingue par une conversion directe de l'énergie, et donc une puissance électrique fluctuante au rythme des vagues. Les chaînes de conversion à entraînement direct permettent, dans ce type de houlogénérateur, un contrôle fin de la récupération d'énergie. Ce sont des chaînes de conversion d'énergie que l'on rencontre de plus en plus souvent, notamment en éolien, mais qui, dans le contexte houlomoteur, sont encore atypiques. Ce cas d'étude, relativement original, nous a permis de mettre en évidence *deux problématiques* intéressantes *d'optimisation de dimensionnement sur cycle* : celle d'un ensemble convertisseur-machine ayant pour rôle de convertir, en entraînement direct, l'énergie mécanique en énergie électrique, et celle d'un système de stockage en vue du lissage de la production électrique fondamentalement pulsante pour cette famille de houlogénérateurs. Ce contexte atypique nous a obligé à adopter une démarche de dimensionnement sur cycle et fortement couplée avec le système houlogénérateur. En effet, le contrôle de la récupération d'énergie influence sur la productivité du système houlogénérateur mais aussi sur les contraintes de dimensionnement de la chaîne électrique. Nous nous sommes pour cela appuyés sur un modèle hydrodynamique numérique, développé au Laboratoire de Mécanique de Fluides de l'École Centrale de Nantes, permettant de simuler les mouvements du houlogénérateur (mouvement externe de la coque et interne de la roue pendulaire) pour un état de mer et des paramètres de contrôle de l'amortissement donnés.

Nous avons ainsi considéré, dans un premier temps, le problème du dimensionnement de l'ensemble convertisseur-machine, qui joue le rôle d'amortisseur actif du mouvement de la roue pendulaire, et permet ainsi la production d'énergie sous forme électrique. L'unique stratégie étudiée ici est fondée sur un amortissement de type visqueux avec un écrêtage de la puissance, ainsi deux paramètres ont permis de le caractériser entièrement :  $\beta$ , le coefficient d'amortissement visqueux et  $P_{lev}$ , la puissance d'écrêtage. Nous avons montré que ces deux paramètres avaient une influence extrêmement forte sur le potentiel de récupération d'énergie, mais aussi sur les sollicitations mécaniques en couple, vitesse et donc en puissance, que subissent la génératrice et son convertisseur.



L'ensemble convertisseur-machine doit donc pouvoir exercer le couple d'amortissement souhaité. Le dimensionnement doit permettre de maximiser la récupération de l'énergie (puissance électrique moyenne) tout en présentant un coût d'investissement le plus faible possible. L'objectif final est donc de proposer des solutions présentant le cout de production du kWh électrique le plus faible possible. Seulement cela passe par l'estimation, encore très difficile à ce stade, du cout du reste du système SEAREV (hors chaine électrique c-à-d. : flotteur, coque, roue pendulaire, ancrages, câble sous-marin etc). C'est pourquoi, pour se passer de cette estimation, nous avons posé le problème de dimensionnement sous la forme d'une optimisation bi-objectif : maximisation de la puissance électrique moyenne (correspondant à l'énergie récupérée) et minimisation du coût de la chaine électrique. Nous avons proposé ensuite une méthodologie de choix de dimensionnement judicieux et a posteriori sur l'ensemble des solutions formant un front de Pareto, qui permet de trouver les solutions optimales en termes de cout du kWh et cela pour différentes valeurs de couts du système SEAREV hors chaine électrique. Les variables d'optimisation décrivent à la fois la géométrie de la génératrice (de type synchrone à aimants permanents en surface) mais aussi les caractéristiques nominales du convertisseur électronique de puissance (deux ponts triphasés, l'un connecté à la génératrice, l'autre au réseau). Le couplage du dimensionnement de ces deux éléments, avec le système houlogénérateur, a été réalisé grâce à la prise en compte supplémentaire des deux paramètres d'amortissement  $\beta$  et  $P_{lev}$ , comme des variables d'optimisation à part entière. Compte tenu du temps de calcul que représente la résolution numérique du modèle hydrodynamique (environ 30s pour un seul état de mer et un seul couple de valeurs de paramètres d'amortissement), nous avons choisi de pré-calculer un certain nombre de cycles de fonctionnement (au total  $16 \times 31 \times 106 \approx 52000$  cycles stockés puis chargés en mémoire par l'algorithme), correspondant chacun à un état de mer et un couple de paramètres d'amortissement. Un certain nombre de contraintes d'optimisation ont été introduites pour prendre en compte une limitation de l'échauffement ainsi que la possibilité de contrôle en défluxage qui, dans le contexte du SEAREV, va de pair avec le contrôle de l'amortissement en écrêtage de la puissance. En effet, l'écrêtage de la puissance récupérée, réalisé par un contrôle adéquat du couple d'amortissement, génère un cycle de sollicitation, en couple et en vitesse, présentant une large plage de fonctionnement à puissance maximale constante. L'objectif étant de dimensionner à la fois la génératrice et son convertisseur, il est apparu nécessaire de prendre en compte la possibilité de défluxage dès cette étape de dimensionnement. Nous avons procédé pour cela à une optimisation locale sous contraintes (de tension, courant, désaimantation et saturation) du courant d'axe direct  $i_d$  (composante de défluxage) pour chaque point de fonctionnement du cycle.

Pour résoudre numériquement ce problème d'optimisation bi-objectif, nous avons implémenté, sous Matlab, un algorithme d'optimisation basé sur la méthode des essais particulières. Ce choix de disposer d'un outil propre, s'est fait à la suite de problèmes de convergence et de rapidité rencontrés avec l'algorithme NSGA-II (historiquement utilisé dans l'équipe pour ce genre de problème). Un certain nombre d'extensions ont dû être apportées à la métaheuristique de base, qui est destinée aux problèmes mono-objectif, pour pouvoir l'adapter à la résolution d'un problème bi-objectif.

Les résultats d'optimisation, d'abord effectuée sur un seul état de mer ( $H_s = 3m5; T_p = 9s$ ) considéré comme le plus énergétique sur le site de l'île d'Yeu, puis sur une large diversité d'états de mer

relatifs à l'année 1999 et toujours sur le même site, ont permis de déterminer les dimensions et les performances typiques d'un ensemble de solutions optimales. Nous obtenons ainsi, sur l'exemple présenté relatif au site de l'île d'Yeu et une géométrie du système SEAREV fixé, des machines ayant une masse entre 40 et 50 tonnes (pour celles présentant les coûts au kWh les plus intéressants) avec des valeurs nominales (thermiques) de couple autour de 2 MN.m. L'ordre de grandeur de l'énergie annuelle récupérée est de 1 GWh. En considérant un tarif de rachat de l'énergie, fixé aujourd'hui en France à 15 c€/kWh, le revenu économique annuel est d'environ 150 000 €. Ce chiffre permet, par exemple, de fixer une limite haute au coût d'investissement initial du système SEAREV à moins de 3 M€ (intérêts d'emprunt et coûts d'installation en mer compris) pour assurer un minimum de rentabilité sur 20 ans.

Une validation des modèles analytiques simples, utilisés pour l'optimisation en raison de leur rapidité, a été présentée. Elle a permis de valider, sur une solution particulière, quelques hypothèses de modélisation comme l'hypothèse d'un échauffement thermique considéré constant sur une durée typique d'un état de mer (1 h) avec un modèle thermique en régime transitoire ou encore l'hypothèse de linéarité des toles ferromagnétiques avec une modélisation par éléments finis.

Plusieurs études de sensibilité ont été effectuées afin de connaître l'influence de certains paramètres du problème. Ainsi, nous avons pu :

- montrer que l'influence d'une variation des paramètres de prix spécifiques (matières premières) sur le dimensionnement optimal de l'ensemble convertisseur-machine était, dans une certaine mesure, relativement faible. Ainsi, un dimensionnement effectué avec certaines valeurs particulières des paramètres de coût des matières premières, n'aura pas nécessairement à être modifié à la suite d'une évolution de ces paramètres car ses performances énergétiques et économiques ne s'éloigneront que très peu de celles d'une solution qui serait réoptimisée avec des paramètres de coût actualisés. En d'autres termes, cela signifie aussi que la quantité de matières premières requise pour proposer des solutions optimales en termes de coût du kWh, n'est que peu affectée par une variation des paramètres de coût spécifiques (massiques).
- quantifier l'intérêt que présente l'ajout d'une possibilité de contrôle en défluxage dès l'étape de l'optimisation du dimensionnement. Les résultats montrent qu'avec défluxage, la puissance apparente  $S_{conv}$  du convertisseur électronique de puissance, s'approche de la puissance d'écrantage  $P_{lev}$  (en y restant évidemment légèrement supérieure à cause de la puissance réactive), alors que sans défluxage, elle s'approche plus de la puissance de coin (produit  $T_{max}\Omega_{max}$ ). En effet, sans défluxage, pour que la zone de fonctionnement de l'ensemble convertisseur-machine couvre l'ensemble des points de fonctionnement du cycle, la vitesse de base doit être proche de la vitesse maximale sur le cycle de fonctionnement. La différence entre les solutions optimisées avec et sans défluxage, est ainsi essentiellement liée dû à la variation du coût du convertisseur et amène globalement un doublement du coût total des solutions optimisées sans défluxage par rapport à celles optimisées avec défluxage.

- évaluer l’impact économique de l’ajout d’une contrainte d’optimisation supplémentaire relative à la tenue thermique et magnétique (désaimantation) de la génératrice aux courants de court-circuit. La mise en court-circuit de cette dernière peut en effet être un moyen simple et efficace de mise en sécurité de l’ensemble de la chaîne de conversion lors de forts états de mer générant des points de fonctionnement non contrôlables compte tenu du dimensionnement retenu. Les résultats montrent que cela induit un surdimensionnement de la génératrice (le dimensionnement en puissance du convertisseur n’est pas affecté par l’ajout de cette contrainte) lié surtout à l’augmentation de la surface d’échange thermique (augmentation de la longueur) et de la diminution des pertes Joule (augmentation de la hauteur d’encoches). Le surcoût occasionné par cette faculté supplémentaire de la génératrice est estimé à 70 à 90% du coût initial de l’ensemble convertisseur-machine. Nous pouvons modérer cette constatation par le fait que la modélisation de l’échange thermique avec l’extérieur n’est très certainement pas réaliste et qu’une prise en compte d’une possibilité de refroidissement plus pertinente puisse très certainement limité ce surcoût.
  
- comparer une première optimisation avec des paramètres d’amortissement faisant partie intégrante des variables d’optimisation et une seconde avec des valeurs de paramètres d’amortissement fixées. Le choix de ces valeurs fixées de paramètres d’amortissement pour la seconde optimisation a été cependant éclairé par la première optimisation couplée, et n’est donc pas un choix purement a priori. Mais cette étude a permis de montrer que le fait de fixer ces paramètres d’amortissement permet une convergence plus rapide et précise de l’algorithme d’optimisation. Il en résulte qu’en première approche, une optimisation couplée est indispensable afin de trouver les valeurs de  $\beta$  et  $P_{lev}$  les plus pertinentes. Il est par contre possible, dans une seconde phase de dimensionnement plus fin, de fixer ces valeurs de paramètres d’amortissement pour permettre une mise en œuvre numérique plus efficace de modèles plus fins mais aussi plus complexes et donc plus gourmands en temps de calcul.

Nous avons ensuite étudié le problème du dimensionnement d’un système de stockage en vue du lissage de la production électrique, fondamentalement pulsante, d’un houlogénérateur à conversion directe. Compte tenu des fluctuations rapides de puissance et des contraintes d’embarquement à l’intérieur du houlogénérateur, nous avons retenu la technologie des supercondensateurs pour réaliser cette fonction de lissage. Nous avons pu constater, qu’aujourd’hui et à notre connaissance, seul le flicker encadre, par une norme, les fluctuations de puissance qu’il est permis d’injecter dans un réseau électrique (au travers des fluctuations de tension qu’elles engendrent). Cependant, les valeurs de sévérité en flicker dépendent de la puissance de court-circuit au point d’injection. Pour donner un caractère générique à ce critère, nous avons introduit un critère de flicker modifié correspondant à la puissance de court-circuit minimale permettant de respecter le flicker. Nous nous basons pour cela sur la propriété du produit  $P_{st}S_k$  qui reste constant pour un profil de puissance et un angle d’impédance réseau  $\Psi_k$  donnés. Pour ne pas se limiter au seul flicker, nous avons aussi introduit des critères de qualité de l’énergie non relatifs à des normes mais lié à la statistique (moyenne et écart type) de la dispersion de la puissance injectée au réseau et sa dérivée. Nous avons aussi défini des stratégies de

gestion de l'état de charge pour déterminer le comportement du système de stockage et calculer le profil de puissance lissée injectée au réseau ainsi que celui transitant à travers le système de stockage. Nous avons pu mettre en évidence, qu'une stratégie simple, reliant par une loi linéaire l'état de charge à la puissance injectée au réseau, était équivalente à un filtrage passe-bas entre la puissance produite en sortie de la génératrice et la puissance injectée au réseau. S'étant révélée aussi simple que performante, nous avons retenu cette stratégie dans une majeure partie de cette thèse. Un dernier point nécessaire à la mise en place d'une méthodologie de dimensionnement du système de stockage a été l'exploitation d'un modèle de vieillissement. Nous nous sommes reposés sur des modèles de vieillissement existants dans la littérature sans procéder à des vérifications expérimentales. L'introduction d'un modèle de vieillissement a permis de quantifier le coût d'éventuels remplacements sur une durée d'usage prédéfinie (20 ans) en tenant compte de la dérive des paramètres électrique (résistance série et capacité) de la batterie de supercondensateurs, mais surtout de montrer la faisabilité d'un tel système de stockage sans s'arrêter à un simple nombre de cycles de charges et de décharges comme certains auteurs l'ont déjà fait dans ce contexte de la récupération de l'énergie des vagues.

Fort de ces modèles, nous avons procédé à l'optimisation de la capacité énergétique du système de stockage en vue de la minimisation de son coût sur tout le cycle d'usage du houlogénérateur. La qualité de l'énergie injectée au réseau n'est pas apparue comme une contrainte dimensionnante, car le flicker s'est avéré très facile à diminuer, même avec une faible capacité énergétique, et cela largement en dessous des limites imposées par la réglementation française. Mais une trop faible valeur de capacité entraînant un vieillissement plus rapide, sa valeur optimale s'est située aux alentours de 3 kWh (toujours pour notre exemple particulier de géométrie du SEAREV et du site de l'île d'Yeu).

Quelques études de sensibilité ont été présentées, notamment pour évaluer l'influence de la température ambiante qui est un paramètre dont la modélisation fine peut être extrêmement complexe car dépendant du temps et de la météorologie. Il apparaît qu'en dessous 30°C à 40°C environ, ce paramètre ne semble pas avoir une influence importante sur le coût sur cycle de vie, en n'affectant que peu le vieillissement des supercondensateurs par rapport l'impact de la tension. Mais cette étude de sensibilité a permis d'ouvrir une seconde question, celle de la formulation du modèle de vieillissement. En effet, selon les données constructeurs MAXWELL, la durée de vie des supercondensateurs, stockés déchargés à une température ambiante de 70°C, est de deux ans. Le modèle de vieillissement utilisé donne pour ce point de fonctionnement (température : 70°C, tension : 0 V), une valeur de durée de vie de 2500 ans ! Nous avons donc modifié la formulation "classique" du modèle de vieillissement afin de prendre en compte cette nouvelle donnée constructeur. Il apparaît alors que ce changement entraîne une modification assez sensible des résultats d'optimisation lorsque celle-ci est effectuée sur un seul état de mer, mais cette sensibilité est moindre lorsque qu'une diversité d'état de mer, relative à une année sur un site en mer, est considérée.

Au final, pour le système de stockage, les résultats d'optimisation sur une année montrent qu'une capacité énergétique de 3 kWh permet de présenter un coût économique sur cycle de vie minimal. Aucun remplacement n'est a priori nécessaire sur une durée d'usage de 20 ans. Le coût estimé (pertes comprises mais hors convertisseur DC-DC) d'un tel système de stockage se situe aux alentours de

250 k€. Dans cette donnée, le prix initial du système (hors pertes) compte pour 180 k€ et le cout des pertes dans les supercondensateurs (valeur moyenne de 2,7 kW) atteint 70 k€ (sur la base du tarif de rachat déjà mentionné).

## Critiques et Perspectives

Des éléments de perspectives relatifs à l'application SEAREV peuvent être apportés :

- La méthodologie de choix d'une solution parmi un ensemble de solutions de dimensionnement non-dominées en vue de la minimisation du cout du kWh nous montre que les paramètres les plus influents sur la valeur de  $c_{kWh}$  (coût de l'énergie) restent principalement le coût  $C_{WECw/oPTO}$  du SEAREV hors chaîne électrique ainsi que sa productivité énergétique primaire (potentiel mécanique). Nous avons montré comment optimiser les différents éléments de la chaîne tout-électrique du houlogénérateur SEAREV, et même si le rendement de conversion avec une telle technologie est bon, voire très bon par rapport à d'autres technologies existantes, l'optimisation de son dimensionnement ne permettra jamais d'augmenter la productivité intrinsèque du système. L'amélioration de la rentabilité énergétique et économique du SEAREV passe donc essentiellement par une optimisation de sa forme. Des travaux en ce sens ont déjà été réalisés au LMF [Babarit05a], mais ils méritent d'être poursuivis et éventuellement couplés à l'optimisation de la chaîne électrique, car son cout semble loin d'être négligeable dans le coût total.
- L'augmentation de la productivité de SEAREV, à géométrie fixée, peut aussi être envisagée par un contrôle optimisé de l'amortissement de la roue pendulaire. Le contrôle par latching et/ou déclutching (blocage débrayage du mouvement de la roue pendulaire) n'a pas été considéré au cours de cette thèse. Nous avons en effet rencontré des difficultés d'ordre numérique vis à vis des programmes de simulation fournis par le LMF. En dehors de cet aspect numérique, la prise en compte d'un contrôle optimisé, dans les méthodologies que nous avons présentées, ne pose a priori pas de problèmes particuliers. Il y a fort à parier que le gain en productivité, assuré par un contrôle optimisé, puisse compenser l'éventuel surcoût qu'il peut engendrer au niveau de la chaîne de conversion électrique, mais cela reste cependant à évaluer plus précisément. De plus le contrôle par latching/déclutching n'intègre pas, à ce jour, un écrêtage de la puissance dont nous avons vu qu'il pouvait être bénéfique vis à vis du dimensionnement. Le latching (blocage), s'il est envisagé, peut être réalisé par un organe externe (freins) ou par la génératrice elle-même qui devra alors être dimensionnée pour cela. Le déclutching (débrayage) peut quant à lui être aisément implémenté en mettant la génératrice en court-circuit (si celle-ci le supporte).
- Les contraintes technologiques et industrielles de réalisation de la génératrice (par exemple d'entrefer ou de rayon maximal) ont été traitées de façon simplifiée et sont sans doute insuffisamment réalistes, tout comme l'évaluation du cout économique de la chaîne de conversion qui peut être encore critiquable à ce stade de l'étude. Le coût du système SEAREV hors chaîne électrique reste aujourd'hui difficile à évaluer et d'autant plus que les process de construction d'un tel houlogénérateur n'ont pas été définis. La réalisation d'une génératrice électrique de

10 m de diamètre n'est pas chose courante ni aisée. L'assemblage du rotor et du stator en présence d'aimants nécessite soit une infrastructure de montage particulière soit une magnétisation en post-assemblage des aimants. De même, l'intégration de la génératrice au reste du système aura un impact fort sur son coût de réalisation. En outre, la présence de fuites d'encoches importantes, nécessaire au bon fonctionnement en défluxage, est susceptible de générer des pertes par courants induits importantes dans le bobinage si celui-ci n'a pas été conçu en conséquence. Par manque de données industrielles, il ne nous a pas été possible de prendre en compte tous ces aspects de réalisation pratique d'une telle génératrice. Ces contraintes ont cependant un impact important sur le coût et les performances de la chaîne de conversion. Il devient donc essentiel, à un stade plus avancé, d'intégrer des contraintes de réalisations industrielles fortes dès la conception et l'optimisation afin d'évaluer leurs impacts sur la rentabilité énergétique et économique.

- Nous avons, au cours de cette thèse, rencontré un problème récurrent : celui du temps de calcul. Ce temps de calcul, déjà important pour de l'optimisation sur cycle, est décuplé du fait d'un couplage fort avec le système. La prise en compte d'une importante diversité d'états de mer accroît elle aussi ce problème. Il serait donc intéressant de rechercher l'existence éventuelle d'un état de mer dimensionnant et de le définir. Nous pourrions alors nous appuyer sur lui pour dimensionner plus efficacement les éléments de la chaîne de conversion. Cela n'est pas simple, car si certains états de mer, sont très puissants et donc très contraignants, d'autres, le sont moins, mais sont plus énergétiques car plus fortement probables. La chaîne de conversion doit donc résister aux états de mer puissants, tout en présentant un bon rendement sur les états de mer énergétiques. Un premier pas vers cette recherche d'un état de mer dimensionnant pourrait prendre la forme d'une étude de sensibilité en comparant les solutions d'une optimisation sur une année complète avec celles d'une optimisation sur un ou quelques états de mer mais que nous devrions réévaluer en post-traitement sur les données annuelles d'état de mer. Il faudrait alors envisager une stratégie de contrôle permettant des fonctionnements dégradés.
- Nous sommes conscients de la différence de finesse de modélisation entre la génératrice (relativement détaillée), le convertisseur et le système de stockage (peu paramétrés). La partie électronique de puissance mériterait par exemple une modélisation thermique adéquate qui permettrait d'évaluer la durée de vie des semi-conducteurs dans un contexte de fort cyclage. En effet, les constantes de temps thermiques des puces, ne permettront pas de lisser les fluctuations de puissances, et donc de pertes, produites. Le vieillissement des composants électroniques de puissance est cependant fortement influencé par le cyclage thermique. Il serait donc intéressant d'optimiser un surdimensionnement des calibres courants des semi-conducteurs et du système de refroidissement pour atteindre le niveau de fiabilité requis, caractéristique cruciale dans ce type d'application en pleine mer.
- Durant cette thèse, nous nous sommes limités à une structure électromagnétique de type synchrone à aimants permanents en surface pour la génératrice. Le modèle des pertes convertis-

seur correspond lui à des onduleurs triphasés classiques à simple niveau. Il pourrait être intéressant d'étudier une comparaison de différentes structures électromagnétiques (réductance variable, flux transverse ou commutation de flux par exemple ou encore excitation bobinée ou double excitation compte tenu du besoin de défluxage) ainsi que d'évaluer l'intérêt d'un convertisseur multi-niveaux qui permettrait d'augmenter le niveau de tension du bus continu et diminuer les pertes dans la génératrice.

- L'optimisation du dimensionnement du système de stockage a été effectuée de façon relativement découplée du reste de la chaîne de conversion. Même si l'on peut supposer que les valeurs optimales des paramètres d'amortissement seront très largement dictées par le dimensionnement de l'ensemble convertisseur-machine, il n'en reste pas moins que le surcoût engendré par le système de stockage peut avoir une influence sur le choix de la solution optimale sur le front de Pareto. Un couplage plus important peut aussi apparaître si les dimensionnements des différents convertisseurs (côté machine, côté réseau et côté stockage, ce dernier n'étant pas pris en compte à l'heure actuelle) sont considérés indépendamment les uns des autres. En effet, du fait du stockage, la puissance apparente du convertisseur coté réseau n'a pas de raison d'être entièrement corrélée à celle du convertisseur coté machine. De plus, un délestage de production, peut aussi être éventuellement envisagé afin d'effacer certains pics de puissance contraignants mais pas ou peu énergétiques et soulager ainsi en partie le dimensionnement de la chaîne de conversion.
- Un des aspects qui n'a pas été évoqué dans cette thèse mais que nous avons cependant évalué pendant le stage de Paul Bydlowski [Bydlowski10], concerne l'apport du foisonnement des productions individuelles des houlogénérateurs dans une ferme vis à vis du dimensionnement d'un système de stockage. Les houlogénérateurs étant fondamentalement destinés à fonctionner en ferme pour rentabiliser les coûts structurels de mise en place offshore (ancrage, câble sous-marin etc), il apparaît important de prendre en compte cet aspect pour trouver la meilleure topologie de stockage (décentralisée dans chaque houlogénérateur et/ou centralisée sur une plate-forme, voire mutualisée avec d'autres sources énergétiques comme de l'éolien offshore). Nous avons envisagé un temps que le lissage de la production électrique pouvait permettre de minimiser les pertes dans le câble de transport d'énergie sous-marin. Compte tenu du faible surcoût engendré par une augmentation de la section conductrice du câble, il apparaît financièrement qu'il est plus intéressant d'accroître la section de câble plutôt que de mettre en place un système de stockage s'il est simplement question de minimiser les pertes de transport.

Mais au delà du simple système SEAREV, les méthodologies présentées dans cette thèse peuvent être appliquées à d'autres problématiques scientifiques.

L'optimisation sur cycle d'un ensemble convertisseur-machine est un problème que l'on retrouve dans de nombreuses applications comme les applications de traction électrique (routier, ferroviaire ou autres). Le couplage au système, et le fait de ne pas optimiser sur un cycle de fonctionnement fixe mais qui dépend de certaines variables d'optimisation, dans notre cas les paramètres d'amortis-

sement, apparait comme essentiel. Sans entrer beaucoup plus dans les détails, nous pourrions par exemple imaginer d'optimiser une motorisation de véhicule électrique, non pas sur un cycle de fonctionnement fixe où les accélérations et la durée des paliers à vitesse constante sont fixées d'avances, mais sur un cycle de fonctionnement faisant lui même partie de l'optimisation (éventuellement au travers d'un paramétrage adéquat) et permettant d'effectuer un service particulier : aller d'un point A à un point B en minimisant la consommation énergétique et le temps de trajet (deux objectifs contradictoires). Il est aussi possible d'adopter une telle démarche pour une application éolienne (ou hydrolienne) où le cycle de fonctionnement ne serait pas dicté par une pure recherche de la puissance maximale (MPPT) mais pourrait éventuellement être dégradé pour permettre un dimensionnement présentant un meilleur compromis pour minimiser le coût de l'énergie produite sur des cycles complexes.

Au niveau de l'optimisation du dimensionnement d'un système de stockage, la méthodologie présentée, qui tient compte du cycle d'usage et du vieillissement engendrée par les effets de la tension et de la température, peut présenter un intérêt dans le contexte de production d'énergie intermittente (éolien, solaire etc). La stratégie de gestion de l'énergie, que nous avons simplifiée à une stratégie de gestion de l'état de charge, peut elle-même faire partie de l'optimisation du dimensionnement car nous avons vu qu'elle avait un effet non négligeable sur les performances de lissage mais aussi sur le vieillissement. Il serait pour cela envisageable de la paramétrer ou bien encore de faire appel aux outils de commande optimales.





## Annexe A

# Reconstitution numérique d'un profil de houle

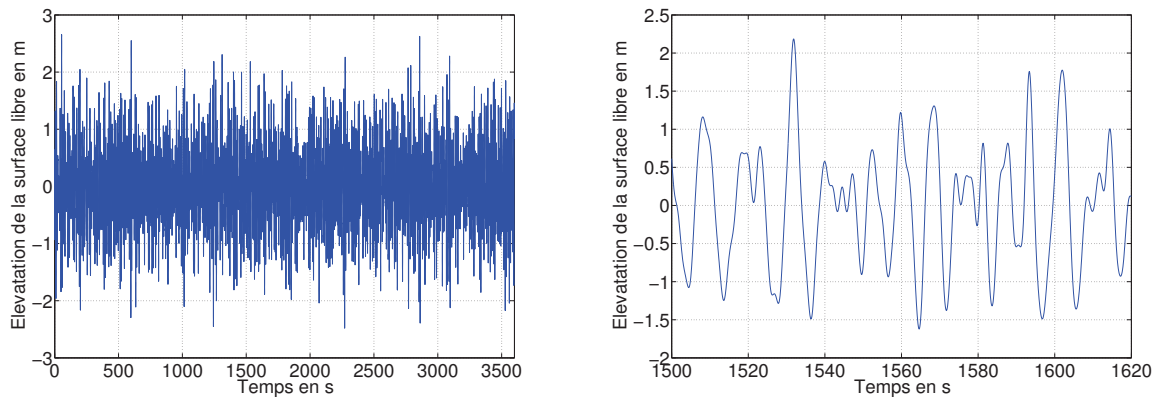
Nous avons donné quelques éléments d'évaluation de la ressource houlomotrice dans le paragraphe 1.1. Nous avons ainsi vu qu'un état de mer est décrit par deux paramètres  $(H_s, T_p)$ , respectivement hauteur significative et période pic, qui sont issus d'une étude spectrale. Le calcul hydrodynamique et mécanique des mouvements du SEAREV nécessite cependant une connaissance temporelle de l'élévation du niveau de la mer  $\eta(t)$ . Mais il est très peu courant de transmettre ce profil temporel pour caractériser la houle et on lui préfère ses deux paramètres caractéristiques beaucoup moins gourmands en données informatiques. Il convient donc de reconstruire un profil temporel "numérique" de la houle sur la base des paramètres spectraux pour pouvoir simuler la tenue à la mer du SEAREV. Cette reconstitution passe par l'utilisation d'un spectre d'approximation (ici ISSC cf Eq. 1.10) paramétré en  $H_s$  et  $T_p$ . Un profil temporel de houle est alors reconstruit par une transformée de Fourier inverse discrète :

$$\eta(t) = \sum_{i=1}^N \sqrt{2S_{\eta}(f_i)\Delta f} \cos(2\pi f_i t + \phi_i) \quad (\text{A.1})$$

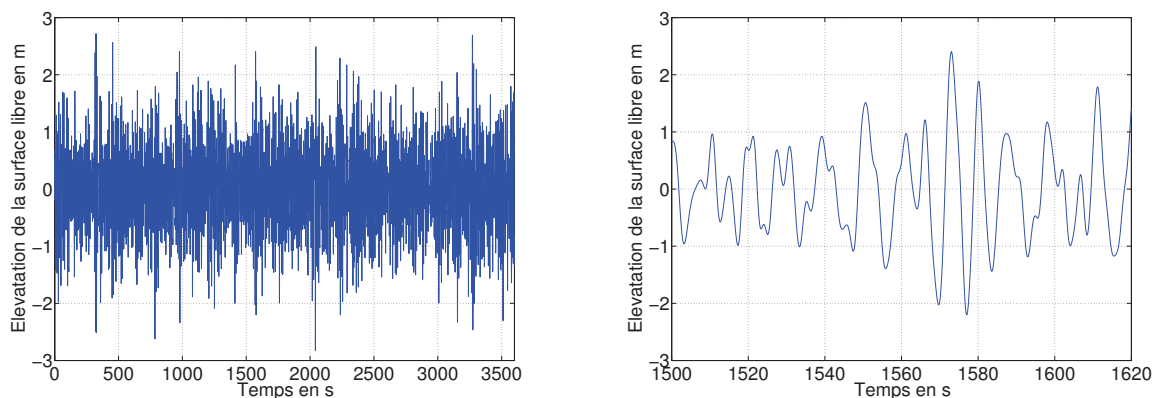
Le spectre ISSC n'étant qu'une fonction d'approximation de la réalité, l'augmentation du nombre de composantes fréquentielles ne permet pas a priori de reproduire plus fidèlement la houle réelle.

Le partie hydrodynamique du modèle que l'on utilisera dans cette thèse est linéaire (cf Annexe B). C'est à dire que les efforts d'excitation de la houle incidente et diffractée, sont considérés comme étant la somme de composantes fréquentielles élémentaires. Ces composantes d'efforts sont identifiées pour un échantillonnage de composantes sinusoïdales d'élévation du niveau de la mer. L'échantillonnage doit alors balayer l'étendue possible des spectres de houle rencontrés.

Les phases initiales  $\phi_i$  sont tirées aléatoirement de manière uniforme dans l'intervalle  $[0; 2\pi]$ . Ce tirage aléatoire n'a théoriquement pas d'impact sur le contenu énergétique de la houle reconstituée. Nous observons cependant un impact relativement faible sur l'énergie mécanique récupérée (mais non nul du fait de la prise en compte dans la partie mécanique de la modélisation non-linéaire du mouvement pendulaire). A l'inverse, ce tirage a une influence sur la répartition de la puissance au



**FIGURE A.1:** Profil temporel d'élévation de la surface libre pour un état de mer ( $H_s = 3\text{ m}$ ,  $T_p = 9,5\text{ s}$ )



**FIGURE A.2:** Profil temporel d'élévation de la surface libre pour un état de mer ( $H_s = 3\text{ m}$ ,  $T_p = 9,5\text{ s}$ ) mais pour un tirage aléatoire des phases initiales différents

cours d'un certain horizon temporel. Ainsi, certains tirages présenteront des "bouffées" de vagues plus espacées mais plus puissantes tandis que d'autres tirages aléatoires auront une puissance répartie plus uniformément. Ces considérations auront un impact relativement important sur les profils de la puissance électrique produite et donc sur la gestion de l'énergie injectée dans le réseau. Nous présentons à titre d'exemple sur les figures A.1 et A.1, deux profils temporels de houle reconstruits numériquement pour un même état de mer ( $H_s = 3\text{ m}$ ,  $T_p = 9,5\text{ s}$ ).

Un autre aspect relatif à la reconstruction numérique du profil de houle est la périodicité qui résulte d'une discrétisation régulière des fréquences  $f_i$ . Si toutes les fréquences sont régulièrement espacées et multiples les unes des autres, le signal temporel de la houle présente une périodicité correspondant à la fréquence  $f_1$  (la plus faible). Les composantes fréquentielles  $f_i$  de la reconstitution de la houle devant correspondre aux fréquences pour lesquelles les efforts de la houle ont été échantillonnés, cette fréquence  $f_1$  correspond dans le modèle numérique que l'on utilise à une période de 1256 s. Un profil reconstitué sur un horizon temporel de  $2 \cdot 1256\text{ s}$  ne sera donc qu'une répétition du même profil élémentaire de 1256 s. Pour contourner ce problème numérique, il peut être envisagé de décaler les fréquences  $f_i$  aléatoirement dans une bande de fréquence de largeur inférieure à  $\Delta f$  (une dizaine de %) autour de  $f_i$ . L'hypothèse sous-jacente est que l'amplitude des efforts d'excitation de la

---

houle (identifiés pour des fréquences  $f_i$  bien précises) ne varient pas (ou très peu) dans une bande de fréquence autour de  $f_i$ . Elle est donc valable si la discrétisation est suffisamment fine et que la bande de fréquence considérée autour de  $f_i$  est étroite.



## Annexe B

# Éléments de modélisation hydrodynamique et mécanique du SEAREV

Cette annexe vise à donner quelques éléments sur la modélisation mécanique et hydrodynamique du système SEAREV utilisée dans le cadre de cette thèse. La mise en équation a été effectuée par Aurélien Babarit lors de sa thèse de doctorat [Babarit05a] au Laboratoire de Mécanique des Fluides de l'Ecole Centrale de Nantes.

### B.1 Mise en équation : Partie Mécanique

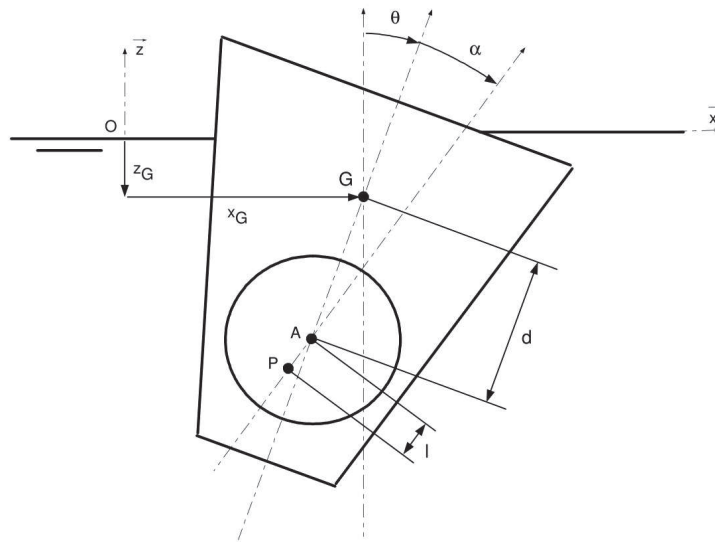


FIGURE B.1: Paramétrage de la géométrie et des mouvements du SEAREV

Afin de décrire les mouvements du SEAREV, un paramétrage de ses mouvements et de sa géométrie doit être effectué (cf Fig. B.1). Le modèle que nous utilisons permet de décrire un mouvement plan. Le SEAREV possède donc quatre degrés de liberté qui sont les suivants :

$x_G$  La position selon l'axe  $\vec{x}$  du centre de gravité  $G$  du flotteur.

$z_G$  La position selon l'axe  $-\vec{z}$  du centre de gravité  $G$  du flotteur.

$\theta$  L'angle, appelée de tangage, de rotation du flotteur autour de l'axe  $\vec{y}$ .

$\alpha$  L'angle relatif de rotation entre le pendule et le flotteur autour de l'axe  $\vec{y}$ .

Ces quatre degrés de liberté forment un vecteur d'état que l'on note  $\mathbf{X} = (x_G, z_G, \theta, \alpha)^T$ . Ce vecteur est l'inconnue de l'équation différentielle qui décrit le système et qu'il faut résoudre. Cette équation différentielle découle de l'application du principe fondamental de la dynamique. Précisons quelques notations :

$G$  Centre de gravité du flotteur

$A$  Centre de rotation du pendule

$P$  Centre de gravité du pendule

$d$  Décalage (vertical au repos) du centre de rotation  $A$  par rapport au centre de gravité du flotteur  $G$

$l$  Longueur pendulaire, décalage (vertical au repos) entre le centre de gravité du pendule  $P$  et son centre de rotation  $A$

$m_b$  Masse du flotteur

$I_b$  Inertie du flotteur suivant l'axe  $\vec{y}$

$m_p$  Masse du pendule

$I_y$  Inertie du pendule suivant l'axe  $\vec{y}$

Les calculs détaillés dans la thèse d'Aurélien Babarit [Babarit05a] permettent d'écrire l'équation du mouvement sous la forme :

$$[\mathbf{M}]\ddot{\mathbf{X}} + \mathbf{F}_p = \mathbf{F} \quad (\text{B.1})$$

où :

$$\mathbf{X} = \begin{bmatrix} x_G \\ z_G \\ \theta \\ \alpha \end{bmatrix}$$

$$[\mathbf{M}] = \begin{bmatrix} m_b + m_p & 0 & m_p(d \cos \theta - l \cos(\theta + \alpha)) & -m_p l \cos(\theta + \alpha) \\ 0 & m_b + m_p & -m_p(d \sin \theta - l \sin(\theta + \alpha)) & m_p l \sin(\theta + \alpha) \\ m_p(d \cos \theta - l \cos(\theta + \alpha)) & -m_p(d \sin \theta - l \sin(\theta + \alpha)) & I_b + I_y + m_p(d^2 + l^2) - 2m_p d l \cos \alpha & I_y + m_p l^2 - m_p d l \cos \alpha \\ -m_p l \cos(\theta + \alpha) & m_p l \sin(\theta + \alpha) & I_y + m_p l^2 - m_p d l \cos \alpha & I_y + m_p l^2 \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{F}_p = \begin{bmatrix} m_p \left( l(\dot{\theta} + \dot{\alpha})^2 \sin(\theta + \alpha) - d\dot{\theta}^2 \sin \theta \right) \\ m_p \left( l(\dot{\theta} + \dot{\alpha})^2 \cos(\theta + \alpha) - d\dot{\theta}^2 \cos \theta \right) \\ m_p d l (\dot{\theta} + \dot{\alpha})^2 \sin \alpha - m_p d l \dot{\theta}^2 \sin \alpha - m_p g (d \sin \theta - l \sin(\theta + \alpha)) - m_p d l \dot{\theta}^2 \sin \alpha - m_p g l \sin(\theta + \alpha) \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{F} = \begin{bmatrix} F_x \\ F_z - (m_b + m_p)g \\ C_y \\ C_{PTO} \end{bmatrix}$$

$\mathbf{F}_p$  représente le vecteurs des efforts d'inertie dus au mouvement du pendule et les efforts dus au poids du pendule. Il contient donc à la fois les résultantes et les moments des forces appliquées au système.

$F_x$  représente la résultante des efforts extérieurs (pesanteur non incluse) à l'ensemble {Pendule+Flotteur} projeté suivant l'axe  $\vec{x}$

$F_z$  représente la résultante des efforts extérieurs (pesanteur non incluse) à l'ensemble {Pendule+Flotteur} projeté suivant l'axe  $\vec{z}$

$C_y$  représente le moment des efforts extérieurs (pesanteur non incluse) à l'ensemble {Pendule+Flotteur} projeté suivant l'axe  $\vec{y}$

$T_{damp}$  représente le moment de l'effort exercé par le système de récupération de l'énergie en supposant que celui ci peut s'écrire sous la forme d'un couple suivant l'axe  $\vec{y}$  s'appliquant au point A

Ce modèle a été développé afin de déterminer toutes les inconnues du mouvement du SEAREV. De notre point de vue de concepteur de chaîne électrique, on est en droit de se demander s'il est nécessaire de se baser sur un tel modèle, d'autant plus que les seules variables qui nous intéressent sont  $\alpha(t)$  et  $C_{PTO}(t)$ . Ce sont elles qui vont nous permettre de dimensionner la chaîne électrique. Cependant, l'expression de la matrice  $[M]$  nous montre bien que la détermination de  $\alpha$  passe forcément par un calcul de toutes les variables d'état du système (cette matrice symétrique n'est pas diagonale). Le SEAREV est un système où toutes les variables sont fortement couplées par la mécanique. Elles le sont aussi par les efforts extérieurs.

## B.2 Mise en équation : Partie Efforts sur le flotteur

La résolution de l'équation B.1 nécessite la connaissance des efforts  $F_x, F_z, C_y$ . Derrière ces trois efforts, se cachent des forces de plusieurs natures. Il serait trop compliqué dans ce rapport de décrire précisément le calcul de ces efforts. L'interaction fluide structure est une spécialité pointue d'hydrodynamique, mais on peut cependant tenter de décrire la nature de ces efforts.

**Efforts hydrostatique** (Poussée d'Archimède) : Issus de l'intégration du champ de pression statique sur la surface mouillée du flotteur. Ils s'écrivent sous la forme d'un produit d'une matrice de raideur  $\mathbf{K}_{Hydro}$  par le vecteur d'état  $\mathbf{X}$ . En effet, lorsque l'on tente de couler un objet, la poussée d'Archimède qui tend à le faire remonter est proportionnelle à la profondeur à laquelle on l'a enfoncé. Attention cela n'est valable que dans le cas de petits mouvements et si la section de l'objet est constante. En effet, il faut que la masse de liquide déplacée soit proportionnelle à l'enfoncement. Cela n'est par exemple plus vrai une fois que l'objet est complètement immergé.

**Efforts d'excitation** : Issus de l'intégration du champ de pression dû à la houle incidente et diffractée sur la surface mouillée du flotteur. Ces efforts sont indépendants du mouvement du flotteur si on considère que la surface mouillée est constante quels que soient les mouvements (hypothèse de petits mouvements). On les note  $\mathbf{F}_{Incid+Diffra}(t)$ . Ils sont calculés à partir de l'élévation de la surface libre. Comme on ne dispose pas de relevés temporels de cette élévation, elle doit être reconstruite numériquement à partir de son spectre fréquentiel.

**Efforts de radiation** : Issus de l'intégration du champ de pression dû à la houle créée par les mouvements du flotteur sur sa surface mouillée. Ces efforts sont donc dépendants des mouvements du flotteur. Leur détermination nécessite l'introduction d'une variable d'état supplémentaire. Ces efforts traduisent l'énergie réfléchi par le SEAREV.

**Efforts d'ancrage** : Ils tiennent compte du fait que le flotteur est amarré. Ces efforts peuvent être modélisés par une matrice de raideur  $\mathbf{K}_{Ancrage}$ .



### B.3 Bilan des efforts et équation du mouvement

L'équation du mouvement s'écrit de la manière suivante :

$$\begin{aligned} [\mathbf{M}] (\mathbf{X}, \dot{\mathbf{X}}) \cdot \ddot{\mathbf{X}} + (\mathbf{K}_{\text{Hydro}} + \mathbf{K}_{\text{Ancrage}}) \cdot \mathbf{X} + \mathbf{F}_p &= \mathbf{F}_{\text{Incid+Diffra}}(t) + \mathbf{F}_{\text{Radiat}}(\mathbf{X}, \dot{\mathbf{X}}, \mathbf{I}) + \mathbf{F}_{\text{PTO}} \\ \dot{\mathbf{i}} &= [\beta] \mathbf{I} + [\alpha] \dot{\mathbf{X}} \end{aligned}$$

L'intégration de ces deux équations différentielles couplées est réalisée par une méthode de Runge-Kutta d'ordre 4. Le programme informatique qui résout cette équation différentielle constitue notre modèle hydrodynamique-mécanique. Il nous permet, pour un profil de houle, de déterminer l'inconnu  $\Omega(t)$ . De tous les coefficients décrivant ce modèle, nous n'en considérons seulement que quelques uns comme paramètres. Tous les coefficients se rattachant au comportement hydrodynamique de la structure seront des constantes. La géométrie du flotteur et du pendule ne seront pas paramétrables. Nous considérons donc que le SEAREV est à géométrie fixe. Les paramètres que nous nous accordons sont ceux décrivant l'état de mer  $H_s$  et  $T_p$ . Ils nous permettent de déterminer les mouvements pour différents états de mer. Nous considérons aussi comme paramètres, les valeurs de  $\beta$  et de  $P_{lev}$ , c'est à dire les paramètres du couple d'amortissement.

## Annexe C

# Modélisation magnétique de la génératrice

Nous nous plaçons dans l'hypothèse du premier harmonique. Seules les composantes fondamentales d'induction seront considérées.

### C.1 Coefficient de Carter et entrefer équivalent

La perméance d'entrefer d'une machine électrique à encoches n'est pas constante. La perméance d'entrefer passe ainsi par des maxima en face des dents et des minima en face des ouvertures d'encoche. Afin de pouvoir prendre en compte la diminution de la valeur moyenne de la perméance et ainsi son influence sur l'amplitude de l'induction dans l'entrefer, une solution proposée par Carter en 1901 consiste à augmenter la valeur de l'entrefer mécanique  $\delta$  d'un coefficient  $\kappa_c$  dépendant de la géométrie de denture. Nous noterons  $\delta_{eq}$  et appellerons "entrefer mécanique équivalent", l'entrefer mécanique augmenté du coefficient de Carter. Dans le cas d'une machine à aimants, le coefficient de Carter, noté  $\kappa_c$ , s'applique à l'entrefer magnétique effectif (prenant en compte la hauteur d'aimant  $\delta_{eff} = \delta + h_{magn}/\mu_{r,magn}$ ) [Zhu93]. L'entrefer mécanique équivalent s'obtient alors par :

$$\delta_{eq} = \delta + (\kappa_c - 1)\delta_{eff} \quad (C.1)$$

$$\kappa_c = \frac{\tau_t}{\tau_t - \kappa w_{slot}} \quad (C.2)$$

$$\kappa_c = \frac{2}{\pi} \left[ \arctan\left(\frac{w_{slot}}{2\delta_{eff}}\right) - \frac{2\delta_{eff}}{w_{slot}} \ln \sqrt{1 + \left(\frac{w_{slot}}{2\delta_{eff}}\right)^2} \right] \quad (C.3)$$

avec  $\tau_t$  le pas dentaire et  $w_{slot}$  l'ouverture d'encoche.

Dans notre cas d'une machine à une encoche par pôle et par phase, l'expression du pas dentaire  $\tau_t$  et celle de l'ouverture d'encoche  $w_{slot}$ , pour une machine sans isthme, sont :

$$\begin{aligned} \tau_t &= \frac{\pi r_s}{3p} \\ w_{slot} &= k_{slot} \tau_t \end{aligned}$$

avec  $k_{slot}$  un coefficient appelé coefficient de largeur d'encoche compris entre 0 et 1.

## C.2 Calcul analytique de l'induction à vide créée par les aimants

Le calcul de l'induction créée par les aimants à la surface du stator (hors modulations d'encoche, donc lissée) est nécessaire pour évaluer le flux à vide embrassé par une phase ainsi que la force électromotrice générée par une variation de ce flux. Afin de prendre en compte les fuites de flux inter-aimants (portion du flux ne participant pas à la création d'une force électromotrice), et plutôt que d'utiliser un schéma réductant, nous choisissons de résoudre analytiquement les équations de Maxwell dans l'entrefer.

$$\vec{\nabla} \cdot \vec{B} = 0 \quad (\text{C.4})$$

$$\vec{B} = \vec{\nabla} \wedge \vec{A} \quad (\text{C.5})$$

Dans un milieu aimanté, le potentiel vecteur  $\vec{A}$  est régi par l'équation :

$$\vec{\Delta} \vec{A} = -\mu_0 \vec{\nabla} \wedge \vec{M} \quad (\text{C.6})$$

Dans un milieu non aimanté, le second terme s'annule. Le problème est considéré comme étant plan (effet de courbure négligé) et en deux dimensions (cf. Fig C.1), seule la composante  $A_z$  (perpendiculaire au plan) du potentiel sera considérée. Il s'agit donc de résoudre une équation de Laplace dans la zone non-aimantée (air) et une équation de Poisson dans la zone aimantée (aimant).

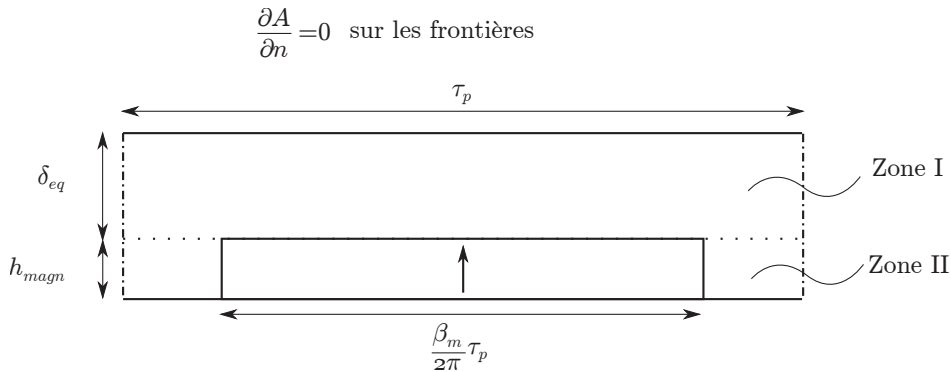


FIGURE C.1: Définition du problème magnétostatique à résoudre

Nous noterons  $\tau_p$  le pas polaire.

Nous divisons la géométrie du problème en deux zones, notées I et II, séparées en  $y = h_{magn}$ . Les solutions trouvées en ces deux zones doivent être raccordées à leur frontière commune pour être entièrement déterminées.

### Solution du potentiel vecteur dans la zone I

Une solution au premier harmonique de l'équation de Laplace dans la zone I qui respecte les conditions aux limites s'écrit :

$$A_{z,I}(x, y) = a_1 \cosh\left(\frac{\pi}{\tau_p}(y - h_{magn} - \delta_{eq})\right) \sin\left(\frac{\pi}{\tau_p}x\right) \quad (\text{C.7})$$

### Solution du potentiel vecteur dans la zone II

Dans cette zone, l'aimantation peut s'écrire sous la forme

$$\vec{M} = M_y(x)\vec{u}_y \quad (\text{C.8})$$

et  $M_y(x)$  peut se décomposer en série de Fourier dont l'expression du fondamental est :

$$M_{y1}(x) = \frac{4}{\pi} \frac{B_r}{\mu_0} \sin\left(\frac{\beta_m}{2}\right) \cos\left(\frac{\pi}{\tau_p} x\right) \quad (\text{C.9})$$

$$M_{y1}(x) = M_1 \cos\left(\frac{\pi}{\tau_p} x\right) \quad (\text{C.10})$$

Une solution au premier harmonique de l'équation de Poisson dans la zone II qui respecte les conditions aux limites s'écrit :

$$A_{z,II}(x, y) = \left( b_1 \cosh\left(\frac{\pi}{\tau_p} y\right) - \mu_0 \frac{\tau_p}{\pi} M_1 \right) \sin\left(\frac{\pi}{\tau_p} x\right) \quad (\text{C.11})$$

### Raccord des deux solutions

La continuité des composantes d'induction  $B_x = -\frac{\partial A_z}{\partial y}$  et  $B_y = -\frac{\partial A_z}{\partial x}$  en  $y = h_{magn}$  imposent :

$$a_1 \sinh\left(-\frac{\pi}{\tau_p} \delta_{eq}\right) = b_1 \sinh\left(\frac{\pi}{\tau_p} h_{magn}\right) \quad (\text{C.12})$$

$$a_1 \cosh\left(\frac{\pi}{\tau_p} \delta_{eq}\right) = b_1 \cosh\left(\frac{\pi}{\tau_p} h_{magn}\right) - \mu_0 \frac{\tau_p}{\pi} M_1 \quad (\text{C.13})$$

Le coefficient  $a_1$ , permettant le calcul de l'induction sur la surface du stator, peut se mettre sous la forme :

$$a_1 = -\mu_0 \frac{\tau_p}{\pi} M_1 \frac{\tanh\left(\frac{\pi}{\tau_p} h_{magn}\right)}{\sinh\left(\frac{\pi}{\tau_p} \delta_{eq}\right) + \cosh\left(\frac{\pi}{\tau_p} \delta_{eq}\right) \tanh\left(\frac{\pi}{\tau_p} h_{magn}\right)} \quad (\text{C.14})$$

### Expression de l'induction en $y = h_{magn} + \delta_{eq}$

L'induction sur la surface du stator n'a qu'une composante normale, la composante tangentielle est imposée nulle par la condition à la limite sur cette frontière (la perméabilité du fer est considérée comme infinie).

$$B_y(x, y = h_{magn}) = -\frac{\partial A}{\partial y}(y = h_{magn} + \delta_{eq}) \quad (\text{C.15})$$

$$= \mu_0 M_1 \frac{\tanh\left(\frac{\pi}{\tau_p} h_{magn}\right)}{\sinh\left(\frac{\pi}{\tau_p} \delta_{eq}\right) + \cosh\left(\frac{\pi}{\tau_p} \delta_{eq}\right) \tanh\left(\frac{\pi}{\tau_p} h_{magn}\right)} \cos\left(\frac{\pi}{\tau_p} x\right) \quad (\text{C.16})$$

### Expression d'un coefficient de fuites inter-aimants au premier harmonique

Même si l'expression C.16 suffit pour le calcul du flux à vide dans une phase, il est intéressant de mettre en évidence un coefficient de fuites inter-aimants. Ce coefficient, appliqué à une formule plus "classique" de calcul d'induction (cf. Eq. C.17), permet de prendre simplement en compte les fuites inter-aimants au premier harmonique. En mettant l'expression C.16 sous une forme adaptée, nous faisons apparaître un coefficient de fuites  $K_f$  dont la formule est donnée par l'expression C.18.

$$\hat{B}_{magn} = \frac{4}{\pi} \frac{B_r}{1 + \frac{\delta_{eq} \mu_{magn}}{h_{magn} \mu_0}} \sin\left(\frac{\beta_m}{2}\right) K_f \quad (C.17)$$

$$K_f = \left(1 + \frac{\delta_{eq} \mu_{magn}}{h_{magn} \mu_0}\right) \frac{\tanh\left(\frac{\pi}{\tau_p} h_{magn}\right)}{\sinh\left(\frac{\pi}{\tau_p} \delta_{eq}\right) + \cosh\left(\frac{\pi}{\tau_p} \delta_{eq}\right) \tanh\left(\frac{\pi}{\tau_p} h_{magn}\right)} \quad (C.18)$$

### C.3 Calcul du flux totalisé à vide (flux des aimants)

L'amplitude du flux embrassé par une spire diamétrale dans le cas d'une induction sinusoïdale d'amplitude  $\hat{B}_\delta$  :

$$\hat{\phi}_m = \frac{2}{\pi} \tau_p l_{stack} \hat{B}_\delta \quad (C.19)$$

En remplaçant  $\hat{B}_\delta$  par  $\hat{B}_{magn}$  et en considérant un coefficient de bobinage unitaire (bobinage diamétral à une encoche par pôle et par phase), l'amplitude du flux totalisé à vide (supposé sinusoïdal) sur une phase de la génératrice s'obtient par :

$$\hat{\Phi}_m = n_s \frac{2}{\pi} \tau_p l_{stack} \hat{B}_{magn} \quad (C.20)$$

avec  $n_s$  le nombre de spires en série par phase.

### C.4 Calcul de l'inductance cyclique d'entrefer

L'amplitude du fondamental de l'induction créée dans l'entrefer par un bobinage triphasé diamétral parcouru par un courant  $I$  vaut :

$$\hat{B}_{arm} = \frac{3}{2} \frac{4}{\pi} \frac{\mu_0}{\delta_{eq} + h_{magn}} \frac{n_s}{2p} I \quad (C.21)$$

L'amplitude du flux résultant dans une phase s'obtient en remplaçant  $\hat{B}_\delta$  par  $\hat{B}_{arm}$  dans l'expression C.19.

$$\hat{\Phi}_{arm} = n_s \frac{2}{\pi} \tau_p l_{stack} \frac{3}{2} \frac{4}{\pi} \frac{\mu_0}{\delta_{eq} + h_{magn}} \frac{n_s}{2p} I \quad (C.22)$$

$$= \mathcal{L}_\delta I \quad (C.23)$$

avec  $\mathcal{L}_\delta$  l'inductance cyclique d'entrefer.

$$\mathcal{L}_\delta = \frac{3}{2} \frac{4}{\pi} r_s l_{stack} \left( \frac{n_s}{p} \right)^2 \frac{\mu_0}{\delta_{eq} + h_{magn}} \quad (\text{C.24})$$

## C.5 Calcul de l'inductance de fuites dans les encoches

Si le courant dans les phases de la machine comporte une composante directe, l'inductance de fuites contribue, au même titre que l'inductance magnétisante, à la création d'un flux s'opposant à celui des aimants et permet d'augmenter l'aptitude au défluxage d'un ensemble convertisseur-machine. Elle peut donc avoir un effet positif sur le dimensionnement même si les flux de fuites peuvent être la cause de pertes supplémentaires par courants de Foucault dans les conducteurs. Si les flux de fuites dans les encoches sont importants, la technologie de bobinage doit être choisie en conséquence. Des barres Roebel ou des fils de Litz peuvent être utilisés pour ne pas risquer des pertes et un échauffement trop importants. Le calcul de l'inductance de fuites dans les encoches est basé sur la détermination de l'énergie magnétique stockée dans une encoche. Sa valeur, en l'absence d'isthme d'encoche, d'effets 3D (têtes de bobines) et en considérant une densité de courant uniforme est obtenue à partir de l'expression C.25.

$$\mathcal{L}_\sigma = 2\mu_0 \frac{n_s^2 l_{stack}}{p} \frac{h_{slot}}{3w_{slot}} \quad (\text{C.25})$$

## C.6 Inductance cyclique totale

L'inductance cyclique  $\mathcal{L}$  d'une phase est la somme de l'inductance cyclique d'entrefer  $\mathcal{L}_\delta$  et de l'inductance de fuites  $\mathcal{L}_\sigma$  (cette dernière ne générant pas de flux mutuel, il n'y a pas d'inductance de fuites cyclique).

$$\mathcal{L} = \mathcal{L}_\delta + \mathcal{L}_\sigma \quad (\text{C.26})$$

## C.7 Calcul du profil de l'amplitude de l'induction dans une dent

La valeur de l'amplitude de l'induction dans une dent du stator est nécessaire à la fois au calcul des pertes fer, mais aussi pour évaluer la contrainte limitant la valeur de l'induction à une valeur maximale.

Pour calculer l'amplitude de l'induction dans une dent, nous calculons tout d'abord l'amplitude du flux magnétique passant par une dent, noté  $\hat{\phi}_{tooth}$ . Ce flux est la composition d'une portion du flux des aimants, d'une portion du flux de réaction magnétique d'induit et de celui des fuites d'encoches. L'amplitude de l'induction ne sera donc pas constante le long de la dent car le flux des fuites d'encoches se répartit le long de la dent. Dans une dent, le flux de fuites est en phase avec le flux dû à

la réaction magnétique d'induit. En effet, le flux de fuites est maximal lorsque deux encoches voisines sont respectivement parcourues par un courant  $+\frac{I}{2}$  et  $-\frac{I}{2}$  (dans ce cas, la dent commune à ces deux encoches voit les flux de fuites s'additionner). Il peut donc lui aussi se décomposer vectoriellement en deux composantes, l'une d'axe direct (en phase avec le flux des aimants) et l'autre en quadrature (avec le flux des aimants). L'expression C.27 donne l'amplitude de l'induction dans une dent du stator en fonction du rayon  $r$ .

$$\hat{\phi}_{tooth}(r) = \sqrt{\left( (\hat{B}_{magn} + \hat{B}_{arm,d}) \frac{r_s l_{stack}}{p} + \hat{\phi}_{leak,d}(r) \right)^2 + \left( \hat{B}_{arm,q} \frac{r_s l_{stack}}{p} + \hat{\phi}_{leak,q}(r) \right)^2} \quad (C.27)$$

avec  $\hat{\phi}_{leak,d}(r)$  (respectivement  $\hat{\phi}_{leak,q}(r)$ ) l'amplitude du flux dû aux fuites dans la dent générée pour un courant  $I_d$  d'axe direct (respectivement  $I_q$  en quadrature). Le facteur  $\frac{r_s l_{stack}}{p}$  correspond à l'intégrale d'une fonction cosinus sous un pas dentaire. L'expression de  $\hat{\phi}_{leak,d}(r)$  est précisé dans C.28 et s'obtient par intégration de l'induction dans les encoches. Il est nul en  $r = r_s$  et maximal en  $r = r_s + h_{slot}$ .

$$\hat{\phi}_{leak,d}(r) = \mu_0 \frac{n_s l_{stack}}{p w_{slot}} \left( (r - r_s) - \frac{(r - r_s)^2}{2h_{slot}} \right) I_d \quad (C.28)$$

L'amplitude de l'induction dans les dents  $\hat{B}_{tooth}(r)$  s'obtient alors en divisant  $\hat{\phi}_{tooth}(r)$  par la section d'une dent au rayon moyen  $S_{tooth}$ .

$$\hat{B}_{tooth}(r) = \frac{\hat{\phi}_{tooth}(r)}{S_{tooth}} \quad (C.29)$$

avec

$$S_{tooth} = \frac{2\pi(r_s + h_{slot}/2)(1 - k_{slot})}{6p} \quad (C.30)$$

## C.8 Calcul du profil de l'amplitude de l'induction dans la culasse statorique

L'amplitude de l'induction dans la culasse statorique n'est a priori pas constante en fonction du rayon. Au premier harmonique, en considérant que le potentiel vecteur est sinusoïdal à la frontière entre la culasse et la zone dentée (en haut des dents), et en négligeant les effets de courbure, la résolution de l'équation de la Laplace nous permet d'exprimer le potentiel scalaire dans cette zone sous la forme suivante :

$$A_z(x, y) = a \sinh\left(\frac{\pi}{\tau_p}(y - h_{stat})\right) \cos\left(\frac{\pi}{\tau_p}x\right) \quad (C.31)$$

L'amplitude de l'induction suit donc un loi de type "cosinus hyperbolique" en fonction de  $y$  (équivalent à  $r - r_s - h_{slot}$ ) :

$$\hat{B}_{yoke}(r) = B_1 \cosh\left(\frac{\pi}{\tau_p}(h_{stat} - (r - r_s - h_{slot}))\right) \quad (C.32)$$

La constante  $B_1$  est déterminée par conservation du flux. L'amplitude du flux dans la culasse  $\hat{\phi}_{yoke}$  doit en effet être égale à :

$$\hat{\phi}_{yoke} = \sqrt{\left( (\hat{B}_{magn} + \hat{B}_{arm,d}) \frac{r_s l_{stack}}{p} + \hat{\phi}_{leak,d}(r_s + h_{slot}) \right)^2 + \left( \hat{B}_{arm,q} \frac{r_s l_{stack}}{p} + \hat{\phi}_{leak,q}(r_s + h_{slot}) \right)^2} \quad (C.33)$$

Il est courant et beaucoup plus simple de considérer l'amplitude l'induction comme constante dans la culasse. C'est une hypothèse valide lorsque l'épaisseur de la culasse est faible devant le pas polaire ce qui est généralement le cas. Compte tenu des résultats obtenus, cette hypothèse étant largement validée a posteriori, il aurait été possible de simplifier l'expression de l'amplitude de l'induction dans la culasse à une valeur constante en fonction du rayon.





## Annexe D

# Modélisation des pertes dans l'ensemble convertisseur-machine

### D.1 Pertes Joule

Pour un point de fonctionnement donné, la valeur des pertes Joule dans la génératrice  $P_{Cu}$  est obtenue en moyennant sur une période électrique et intégrant sur le volume total de cuivre les pertes Joule volumiques :

$$\begin{aligned} P_{Cu} &= \iiint_{V_{Cu}} \left( \frac{1}{T_e} \int_{T_e} \rho_{Cu} J^2 dt \right) dV \\ &= \rho_{Cu} J_{rms}^2 \iiint_{V_{Cu}} dV \end{aligned} \quad (D.1)$$

La densité de courant efficace  $J_{rms}$  peut être reliée au courant efficace  $I_{rms}$  dans une phase de la machine en calculant la section  $S_{cond}$  d'un conducteur :

$$\begin{aligned} J_{rms} &= \frac{I_{rms}}{S_{cond}} \\ &= \frac{I_{rms} n_{cond/slot}}{k_{fill} S_{slot}} \end{aligned} \quad (D.2)$$

La surface d'une encoche  $S_{slot}$  ainsi que le volume de cuivre  $V_{Cu}$  (tenant compte de la longueur des têtes de bobines [Pyrhönen08]) sont calculés à partir des paramètres géométriques d'optimisation de la génératrice (cf. Tableau 3.4) :

$$\begin{aligned} S_{slot} &= \frac{\pi k_{slot}}{3p} (h_{slot}^2 + 2r_s h_{slot}) \\ V_{Cu} &= 6p S_{slot} k_{fill} \left( l_{stack} + 1.2 \frac{\pi (r_s + h_{slot}/2)}{p} \right) \\ &= 6p S_{slot} k_{fill} l_{stack} k_{end} \end{aligned}$$

Au final, nous pouvons écrire les pertes Joule comme le produit d'une résistance  $\mathcal{R}_s$  (celle d'une

phase) par le courant efficace qui y circule :

$$\begin{aligned} P_{Cu} &= 3\mathcal{R}_s I_{rms}^2 \\ &= 3 \left( \rho_{Cu} \frac{2n_s^2 l_{stack} k_{end}}{pk_{fill} S_{slot}} \right) I_{rms}^2 \end{aligned} \quad (D.3)$$

## D.2 Pertes fer

Les pertes fer seront considérées égales à la somme de pertes par hystérésis et de pertes par courants de Foucault (nous ne considérons pas de modèle des pertes par excès). La densité volumique des pertes fer s'écrit alors sous la forme suivante :

$$\begin{aligned} p_{iron} &= p_{hyst} + p_{eddy} \\ &= k_H f (2\hat{B})^2 + k_e \left( \frac{\partial B}{\partial t} \right)_{rms}^2 \end{aligned} \quad (D.4)$$

Dans le cas particulier d'une induction sinusoïdale du temps, les pertes volumiques s'expriment en fonction de l'amplitude  $\hat{B}$  locale de l'induction comme :

$$p_{iron} = 4k_H f \hat{B}^2 + 2k_e \pi^2 f^2 \hat{B}^2 \quad (D.5)$$

Les amplitudes de l'induction dans les dents  $\hat{B}_{tooth}$  ainsi que dans la culasse statorique  $\hat{B}_{yoke}$  ont été calculées précédemment à l'annexe C.7 et C.8. Les expressions de ces amplitudes dépendent du rayon. Dans l'hypothèse du premier harmonique, les pertes fer seront négligées dans la culasse rotorique. Les pertes fer totales sont déduites de l'intégrale des amplitudes d'induction sur le volume des parties ferromagnétiques correspondantes.

$$P_{iron} = \iiint_{V_{teeth}} p_{iron,tooth} dV_{teeth} + \iiint_{V_{yoke}} p_{iron,yoke} dV_{yoke} \quad (D.6)$$

Les pertes magnétiques (par courants induits) dans les aimants ne sont pas pris en compte.

## D.3 Pertes dans le convertisseur électronique de puissance

Pour cette partie de la modélisation, nous nous sommes appuyés sur les modèles déjà développés par Semikron [Semikron]. Pour le détail des calculs, nous renvoyons donc le lecteur à cette référence ou à la thèse de Jérémie Régner [Régner03]. Les pertes dans le convertisseur électronique de puissance sont calculées en séparant les pertes par conduction des pertes par commutation. La modulation de largeur d'impulsion est considérée de type sinusoïdale intersective.

### D.3.1 Pertes par conduction

La valeur moyenne des pertes par conduction dans un interrupteur parcouru par un courant  $I(t)$  et présentant une tension de seuil  $V_0$  et une résistance dynamique (considérée constante)  $R_d$  s'ex-

primant par la formule D.7.

$$P_{cond} = V_0 \langle I(t) \rangle + R_d \langle I(t)^2 \rangle \quad (D.7)$$

Les valeurs moyenne et efficace des courants doivent être calculées séparément dans les transistors IGBT et dans les diodes. Leurs expressions, dans le cas d'un courant sinusoïdal d'amplitude  $\hat{I}$  et déphasé d'un angle  $\phi$  avec la tension, sont données par les équations D.8 à D.11.

$$\langle I_{igbt}(t) \rangle = \hat{I} \left( \frac{1}{2\pi} + \frac{m}{8} \cos \phi \right) \quad (D.8)$$

$$\langle I_{igbt}(t)^2 \rangle = \hat{I}^2 \left( \frac{1}{8} + \frac{m}{3\pi} \cos \phi \right) \quad (D.9)$$

$$\langle I_{di}(t) \rangle = \hat{I} \left( \frac{1}{2\pi} - \frac{m}{8} \cos \phi \right) \quad (D.10)$$

$$\langle I_{di}(t)^2 \rangle = \hat{I}^2 \left( \frac{1}{8} - \frac{m}{3\pi} \cos \phi \right) \quad (D.11)$$

L'indice de modulation  $m$  dépend du rapport de l'amplitude de la tension coté alternatif.

Pour le convertisseur situé coté réseau, en négligeant la chute de tension basse fréquence liée aux inductances de filtrage côté réseau, l'indice de modulation sera considéré comme constant fixé à une valeur de 0.87 permettant d'avoir une valeur efficace de tension de 400 V pour une tension de bus DC de 1300 V. Nous considérons que ce convertisseur n'injecte au réseau que de la puissance active : le  $\cos \phi$  est donc pris égal à 1.

Pour le convertisseur situé coté génératrice, l'indice de modulation dépendra du point de fonctionnement, des paramètres électriques de la génératrice et des courants  $i_d$  et  $i_q$  optimisés par ailleurs. L'indice de modulation dépend alors de la tension crete résultante  $\hat{V}$  et de la tension du bus DC selon la formule D.12.

$$m = \frac{2\hat{V}}{U_{DC}} \quad (D.12)$$

La valeur du  $\cos \phi$  pour ce convertisseur dépend de chaque point de fonctionnement et est donnée par la formule D.13.

$$\cos \phi = \frac{P_{elec}}{3V_{rms}I_{rms}} \quad (D.13)$$

La valeur de la tension de seuil  $V_0$  est considérée constante égale à 2 V pour les IGBT et 1,7 V pour les diodes. La valeur des résistances dynamiques dépend directement du calibre courant (lié à la surface de silicium, car l'accroissement du calibre courant est obtenu par la mise en parallèle de puces identiques). En se basant sur des données constructeurs (modules IGBT Powerex 3300V isolation standard, série CMxHC, x=calibre courant), nous considérons ces valeurs comme inversement proportionnelles au calibre courant et donc au courant nominal  $I_{rated}$  du convertisseur électronique

de puissance. Leurs valeurs sont données par les expressions D.14 et D.15.

$$R_{d,IGBT} = \frac{1.5}{I_{rated}\sqrt{2}} \quad (D.14)$$

$$R_{d,di} = \frac{1.04}{I_{rated}\sqrt{2}} \quad (D.15)$$

### D.3.2 Pertes par commutation

Les pertes par commutation seront considérées comme proportionnelles courant  $I(t)$  (classiquement elles peuvent aussi être exprimées comme un polynôme du second degré en fonction de  $I(t)$ ). La valeur moyenne de ces pertes dans le cas d'un courant sinusoïdal est donc donnée par la formule D.16

$$P_{sw} = f_{sw} b_{sw} \frac{\hat{I}}{\pi} \quad (D.16)$$

avec  $f_{sw}$  la fréquence de découpage (considérée égale à 2 kHz),  $b_{sw}$  un coefficient relatif au composant. Nous considérons une valeur constante de ce coefficient égale à  $3mJ.A^{-1}$ .

## Annexe E

# Modélisation électrique de la génératrice

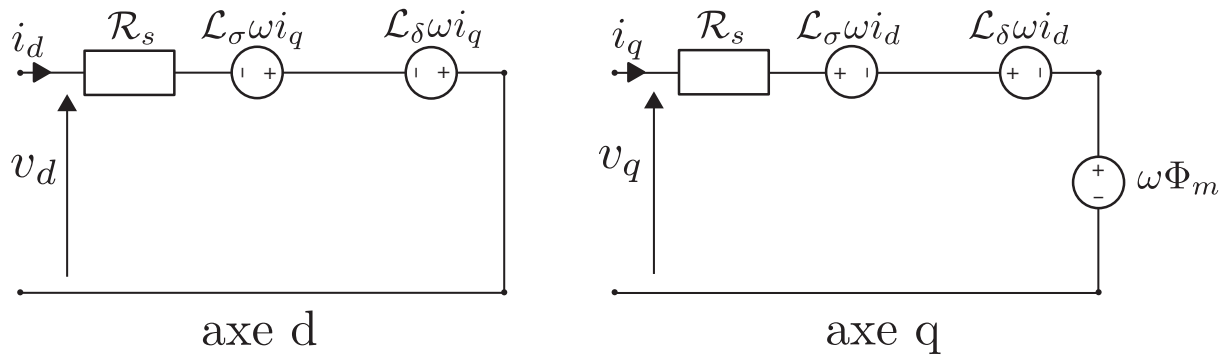


FIGURE E.1: Modélisation électrique de la génératrice

La figure E.1 présente la modélisation électrique de la génératrice permettant le calcul des tensions  $v_d$  et  $v_q$  en fonction des paramètres électriques et des courants  $i_d$  et  $i_q$ .

$$v_d = \mathcal{R}_s i_d - \mathcal{L}_\sigma \omega i_q - \mathcal{L}_\delta \omega i_q \quad (\text{E.1})$$

$$v_q = \mathcal{R}_s i_q + \mathcal{L}_\sigma \omega i_d + \mathcal{L}_\delta \omega i_d + \omega \Phi_m \quad (\text{E.2})$$

La puissance électromagnétique est égale à :

$$P_{em} = 3\omega \Phi_m i_q \quad (\text{E.3})$$

Le couple électromagnétique est donc égale à :

$$T_{em} = 3p \Phi_m i_q \quad (\text{E.4})$$

avec  $p$  le nombre de paires de pôles.



## Annexe F

# Modélisation thermique de la machine

### F.1 Calcul simple de l'échauffement maximal d'une barre, siège de pertes uniformément réparties

Considérons le cas simple d'une barre de conductivité thermique  $\lambda$  dans laquelle siège une densité de pertes  $p_{vol}$ . Cette barre, de longueur  $L$  et de section  $S$ , est isolée thermiquement d'un côté et maintenue à une température  $\Theta_{x=L}$  de l'autre. Le flux thermique et l'élévation de la température sont donc unidimensionnels (dirigés selon l'axe  $\vec{x}$ ). L'équation régissant l'évolution de la température est

$$\lambda \frac{\partial^2 \Theta}{\partial x^2} + p_{vol} = 0 \quad (E1)$$

L'échauffement  $\Delta\Theta$  qui est la différence de température entre l'abscisse  $x = 0$  et  $x = L$  vaut :

$$\Delta\Theta = \frac{1}{2} \frac{p}{\lambda} L^2 = \frac{1}{2} \frac{L}{\lambda S} (p_{vol} L S) \quad (E2)$$

Nous définissons la résistance thermique  $\mathcal{R}_{th}$  de cette barre comme :

$$\mathcal{R}_{th} = \frac{L}{\lambda S} \quad (E3)$$

L'échauffement  $\Delta\Theta$  vaut alors :

$$\Delta\Theta = \frac{1}{2} \mathcal{R}_{th} P_{barre} \quad (E4)$$

Ce cas simple, peut être exploitée pour l'étude de l'échauffement dans une machine électrique. Nous voulons simplement mettre en évidence que l'échauffement maximal dû à une source de pertes répartie en volume et homogène est égale à la moitié de l'échauffement maximal dû à une source de pertes totalisée en  $x = 0$ .

### F.2 Modélisation thermique du stator de la machine

Compte tenu des symétries de la répartition des pertes dans le stator de la machine, nous limitons notre étude de l'échauffement à un demi pas dentaire. Nous négligerons les effets de courbure et les résistances thermiques seront calculées au rayon moyen. Le schéma thermique équivalent d'un demi



pas dentaire est présenté sur la figure F.1.

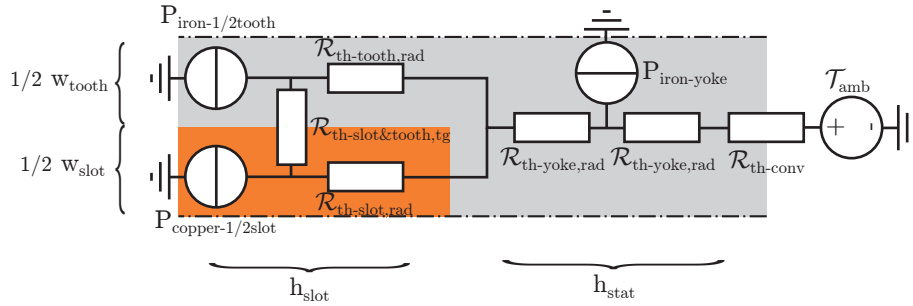


FIGURE F.1: Schéma thermique équivalent d'un demi pas dentaire en régime permanent

La valeur de l'échauffement maximal dans le bobinage est obtenue simplement à partir du schéma thermique :

$$\Delta\Theta = P_{copper-1/2slot}\mathcal{R}_{th-slot} + P_{iron-1/2tooth}\mathcal{R}_{th-tooth} + P_{yoke}\mathcal{R}_{th-yoke} \quad (\text{E.5})$$

avec

$$\begin{aligned} \mathcal{R}_{th-slot} = & \mathcal{R}_{th-slot,rad} // (\mathcal{R}_{th-slot\&tooth,tg} + \mathcal{R}_{th-tooth,rad}) \\ & + 2\mathcal{R}_{th-yoke,rad} + \mathcal{R}_{th-conv} \end{aligned} \quad (\text{E.6})$$

$$\begin{aligned} \mathcal{R}_{th-tooth} = & \mathcal{R}_{th-tooth,rad} // (\mathcal{R}_{th-slot\&tooth,tg} + \mathcal{R}_{th-slot,rad}) \\ & + 2\mathcal{R}_{th-yoke,rad} + \mathcal{R}_{th-conv} \end{aligned} \quad (\text{E.7})$$

$$\mathcal{R}_{th-yoke} = \mathcal{R}_{th-yoke,rad} + \mathcal{R}_{th-conv} \quad (\text{E.8})$$

**Résistance thermique radiale et orthoradiale d'une demi-encoche** Nous assimilons le bobinage dans l'encoche à un matériau homogène de conductivité thermique  $\lambda_w$ . Cette conductivité thermique équivalente définit le comportement thermique des éléments hétérogènes que constitue les fils de cuivre et l'isolant (air ou résine) qui les entourent. Compte tenu de la très forte différence d'ordre de grandeur entre les deux conductivités thermique élémentaire ( $\lambda_{Cu} \gg \lambda_i$ ), la conductivité thermique équivalente  $\lambda_w$  dépend, en première approximation, de la conductivité thermique de l'isolant et du coefficient de remplissage de l'encoche selon la formule suivante [Idoughi09] :

$$\lambda_{bob} \approx \lambda_i \frac{1 + k_{fill}}{1 - k_{fill}} \quad (\text{E.9})$$

Compte tenu des conductivités thermiques typiques des résines thermiques  $\lambda_i = 0.2 - 0.3 \text{ W.m}^{-1}\text{K}^{-1}$  et d'un coefficient de remplissage que nous considérons de 40%, nous prendrons pour valeur conductivité thermique équivalent du bobinage  $\lambda_w = 0.5 \text{ W.m}^{-1}\text{K}^{-1}$ .

Nous définissons deux résistances thermiques reliant l'élévation de température maximale induite par le transfert radial et orthoradial du flux de puissance thermique lié aux pertes Joule dans une demi encoche  $P_{copper-1/2slot}$ .

$$\mathcal{R}_{th-slot,rad} = \frac{1}{2} \frac{1}{\lambda_w} \frac{h_{slot}}{l_{stack} w_{slot}/2} \quad (F.10)$$

$$\mathcal{R}_{th-slot,tg} = \frac{1}{2} \frac{1}{\lambda_w} \frac{w_{slot}/2}{h_{slot} l_{stack}} \quad (F.11)$$

**Résistance thermique radiale et orthoradiale d'une demi-dent** Nous définissons deux résistances thermiques reliant l'élévation de température maximale induite par le transfert radial et orthoradial du flux de puissance thermique lié aux pertes fer dans une demi dent  $P_{iron-1/2tooth}$ . Nous faisons l'hypothèse que ces résistances thermiques sont aussi celles liées au flux d'une partie des pertes Joule dans la dent.

$$\mathcal{R}_{th-tooth,rad} = \frac{1}{2} \frac{1}{\lambda_{iron}} \frac{h_{slot}}{l_{stack} w_{tooth}/2} \quad (F.12)$$

$$\mathcal{R}_{th-tooth,tg} = \frac{1}{2} \frac{1}{\lambda_{iron}} \frac{w_{tooth}/2}{h_{slot} l_{stack}} \quad (F.13)$$

**Résistance thermique radiale de la culasse** La culasse est elle aussi le siège de pertes fer. La résistance thermique associée au passage de ses pertes internes peut s'exprimer par :

$$\mathcal{R}_{th-yoke,rad} = \frac{1}{2} \frac{1}{\lambda_{iron}} \frac{h_{stat}}{l_{stack}(w_{tooth} + w_{slot})/2} \quad (F.14)$$

Nous considérons que la résistance thermique associée au flux des pertes fer et Joule provenant de la dent et de l'encoche est  $2\mathcal{R}_{th-yoke,rad}$ .

**Résistance thermique de convection et rayonnement** Le flux de chaleur sortant de la culasse statorique est évacué vers l'ambiance par convection et rayonnement. On associe à cette convection une résistance thermique issue des loi de Newton et de Stefan-Boltzmann :

$$\mathcal{R}_{th-conv} = \frac{2qp}{h\pi r_{ext} l_{stack}} \quad (F.15)$$

où  $h$  est le coefficient d'échange thermique global en  $W.m^{-2}.K^{-1}$ . La valeur de ce coefficient d'échange thermique est liée au moyen de refroidissement mis en jeu. Dans le cas d'une convection naturelle, une valeur de  $10 W.m^{-2}.K^{-1}$  peut être considéré. Cette valeur est multipliée par 2 à 5 dans le cas d'une convection forcée à l'air et plus encore avec une circulation de fluide caloporteur.



## Annexe G

# Méthode des essaims particulaires

Cette méthode d'optimisation, introduite par Kennedy et Eberhart en 1995 [Kennedy95], s'inspire du monde du vivant, en traduisant avec un modèle simple, le comportement social d'individus dans un groupe. De la même manière que les algorithmes génétiques s'appuient sur la compétition entre individus, la méthode des essaims particulaires préfère encourager la collaboration. Chaque individu a accès à des informations venant de ses proches voisins mais aussi à une mémoire primaire de ses expériences passées. Il peut ainsi modifier son comportement et progresser dans son environnement.

### G.1 Terminologie

La terminologie utilisée dans cette métaheuristique est différente de celles utilisée dans les algorithmes génétiques par exemple. Voici une liste des différents termes que l'on rencontre dans la littérature :

- **Essaim** : Ensemble de points (particules) dans l'espace des paramètres
- **Particule** : Membre de l'essaim (notée  $\vec{x}$ )
- **Meilleure mémoire** : Meilleure position (notée  $\vec{x}_{pbest}$ ) rencontrée par une particule. Elle constitue la mémoire personnelle de chaque particule.
- **Meilleure voisine** : Meilleure position des voisines d'une particule (dépend de la topologie du voisinage cf. paragraphe G.3, notée  $\vec{x}_{lbest}$ ).
- **Meilleure particule** : Meilleure position de l'essaim (notée  $\vec{x}_{gbest}$ ).
- **Guide** : Particule servant à guider une autre vers des régions plus favorables de l'espace des paramètres (notée  $\vec{x}_{leader}$ ). Peut être  $\vec{x}_{lbest}$  ou  $\vec{x}_{gbest}$  selon la topologie du voisinage.
- **Vitesse** : Vecteur de la taille de l'espace des paramètres. Il définit la direction et l'amplitude du changement de position de chaque particule entre chaque itération.
- **Inertie** : Cette grandeur permet de définir l'influence des vitesses précédentes sur le calcul de la vitesse courante.
- **Facteurs d'apprentissage** : Ces grandeurs quantifient l'attraction qu'une particule subit vis à vis de sa meilleure mémoire  $\vec{x}_{pbest}$  (facteur  $c_1$  d'apprentissage cognitif) et vis à vis de son guide  $\vec{x}_{leader}$  (facteur  $c_2$  d'apprentissage social).
- **Topologie de voisinage** : Permet de déterminer le sous-ensemble des particules qui contribuent

au calcul de  $\vec{x}_{lbest}$ .

## G.2 Mécanisme de base

Une règle très simple de déplacement dans l'espace des paramètres permet de créer un mouvement global complexe de l'essaim et de le faire converger vers un optimum. À chaque itération, la position  $\vec{x}_i$  de chaque particule  $p_i$  se déplace à l'instant  $t + 1$  de la manière suivante :

$$\vec{x}_i(t + 1) = \vec{x}_i(t) + \vec{v}_i(t + 1) \quad (G.1)$$

$$\vec{v}_i(t + 1) = \omega \vec{v}_i(t) + k_1 c_1 (\vec{x}_{pbest_i} - \vec{x}_i(t)) + k_2 c_2 (\vec{x}_{leader_i} - \vec{x}_i(t)) \quad (G.2)$$

Sa position  $\vec{x}_i(t + 1)$  est la somme de la position à l'instant  $t$  et d'un vecteur "vitesse"  $\vec{v}_i(t + 1)$ . C'est dans l'expression de cette vitesse que se cache le cœur de la métaheuristique. Cette vitesse est composée de trois termes :

- $\omega \vec{v}_i(t)$  : Un terme d'inertie afin que la particule ait une tendance à suivre la direction dans laquelle elle se déplaçait précédemment.
- $k_1 c_1 (\vec{x}_{pbest_i} - \vec{x}_i(t))$  : Un premier terme de rappel vers la meilleure position que la particule ait mémorisée.
- $k_2 c_2 (\vec{x}_{leader_i} - \vec{x}_i(t))$  : Un deuxième terme de rappel vers la position du guide. Ce dernier terme traduit la collaboration entre les particules.

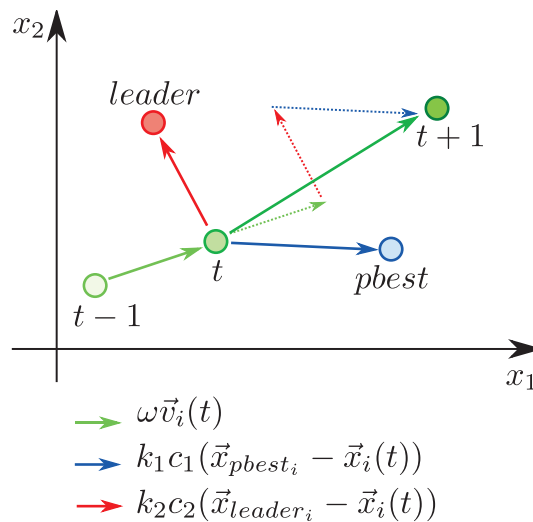


FIGURE G.1: Mécanisme de déplacement d'une particule dans l'espace des paramètres

Les coefficients  $c_1$  et  $c_2$  sont des variables aléatoires tirées l'intervalle  $[0; 1]$ . Si ceux-ci étaient fixes, l'algorithme ne serait aléatoire que par le tirage initial de la position des particules, car les déplacements des particules seraient complètement déterministes.

Le comportement de l'algorithme est fortement lié aux valeurs des trois coefficients pondérant les termes de la vitesse. L'inertie  $\omega$  de la particule, et les coefficients  $k_1$  et  $k_2$  influent sur la vitesse de convergence vers l'optimum et sur l'aptitude à s'évader d'un optimum local.

### G.3 Différentes topologies de voisinage

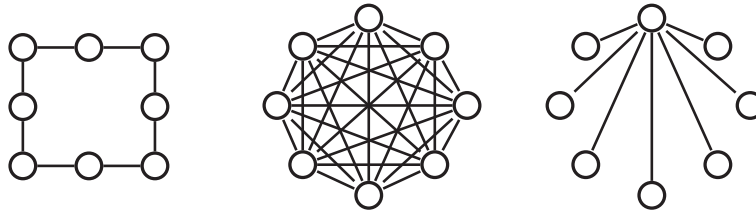


FIGURE G.2: De Gauche à Droite, Voisinages en anneau, en étoile, en roue

- **Voisinage "lbest"** : Chaque particule est informée de la meilleure position de ses  $k$  voisines immédiates (notée  $\vec{x}_{lbest}$ ). On parle de voisinage en anneau seulement lorsque  $k=2$ . Dans ce type de voisinage, le guide de chaque particule correspond à sa meilleure voisine.
- **Voisinage "gbest" ou en étoile** : Chaque particule est informée de la meilleure position de l'essaim (notée  $\vec{x}_{gbest}$ ). Dans ce cas, le guide de chaque particule correspond à la meilleure particule.
- **Voisinage en roue** : Toutes les particules sont informées de la position d'une particule appelée particule focale, cette dernière étant informée de la meilleure position de l'essaim. Dans ce cas, le guide de chaque particule correspond à la particule focale.

La topologie utilisée a une influence sur la convergence vers l'optimum. La topologie en étoile, où chaque particule est connectée à toutes les autres, convergera par exemple plus vite vers un optimum, par rapport à la topologie en anneau, mais le risque de convergence prématurée est accru.



## Annexe H

# Description d'un flickermètre

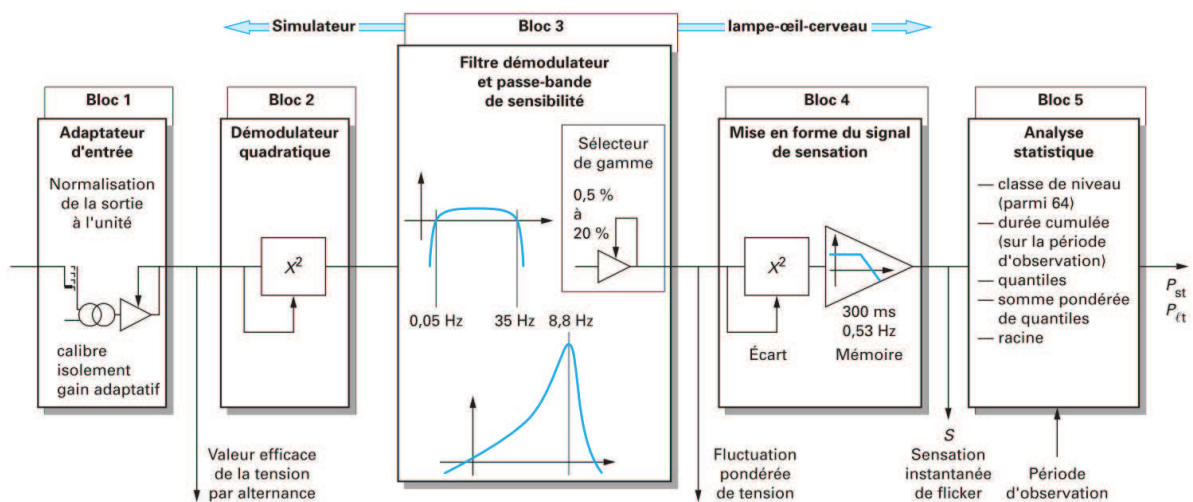


FIGURE H.1: Schéma de principe d'un flickermètre selon la norme internationale CEI 61000-4-15 [Courault01]

Un flickermètre est composé de plusieurs étages.

**Le premier étage** d'adaptation permet d'étudier un signal de tension normalisé. La tension instantanée  $v(t)$  est normalisée par rapport à une valeur de référence. Selon la norme, cette valeur de référence est le signal de tension efficace filtrée (avec un filtre à temps de réponse à un échelon (10% à 90% de la valeur finale) d'1mn soit une constante de temps d'environ 30 s pour un filtre du premier ordre).

**Le deuxième étage** est un démodulateur quadratique. Son but est de séparer les inter-harmoniques de tension de la composante centrale de fréquence 50 Hz. C'est une démodulation d'amplitude classique qui permet de récupérer un signal image de l'évolution de la tension efficace instantanée.

**Le troisième étage** filtre le signal démodulé pour ne conserver que la partie utile au calcul du flicker. Il s'agit donc de supprimer les composantes rejetées autour de 100 Hz par la démodulation quadratique : selon la norme il est conseillé de réaliser ceci par un filtre passe-bas type Butterworth



du 6ème ordre (ou plus) avec une fréquence de coupure à 3 dB de 35 Hz. Il s'agit aussi de supprimer la composante continue de la tension efficace grâce à un filtrage passe-haut du premier ordre avec une fréquence de coupure à 0.05 Hz. Les composantes fréquentielles indésirables étant supprimées, il reste à "pondérer" le signal en le filtrant selon une réponse simulée d'une lampe à incandescence. Ce filtre de pondération a la fonction de transfert suivante :

$$F_{pond}(s) = \frac{k\omega_1 s}{s^2 + 2\lambda s + \omega_1^2} \times \frac{1 + \frac{s}{\omega_2}}{\left(1 + \frac{s}{\omega_3}\right)\left(1 + \frac{s}{\omega_4}\right)} \quad (\text{H.1})$$

Les paramètres de ce filtre étant les suivants :

**TABLE H.1:** Paramètres de la fonction de transfert du filtre de pondération du flickermètre

Paramètre	Valeur pour réseau de 50 Hz
k	1,74802
$\lambda$	$2\pi 4.05981$
$\omega_1$	$2\pi 9.15494$
$\omega_2$	$2\pi 2.27979$
$\omega_3$	$2\pi 1.22535$
$\omega_4$	$2\pi 21.9$

**Le quatrième étage** simule la réponse physiologique de l'œil en élevant au carré le signal en sortie du troisième étage puis en filtrant (passe-bas premier ordre) avec une constante de temps de 300 ms pour simuler l'effet de mise en mémoire dans le cerveau.

**Le cinquième étage** effectue une analyse statistique du signal en sortie du bloc 4. A partir de la densité de probabilité cumulée, des quantiles correspondant à des valeurs dépassées x% du temps. C'est une moyenne pondérée de certains de ces quantiles qui permet de définir la sévérité à court-terme  $P_{lt}$ . La sévérité à long terme  $P_{st}$  est une moyenne cubique de 12 valeurs de  $P_{lt}$ .

# Bibliographie

- [Abadie08] ABADIE P., *Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électricité*, 2008.
- [Abbey07] ABBEY C. & JOOS G., *Supercapacitor Energy Storage for Wind Energy Applications*, IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 43, no. 3 pp. 769–776, 2007.
- [Abbey09] ABBEY C. & JOOS G., *Sizing and power management strategies for battery storage integration into wind-diesel systems*, in Proc. of Industrial Electronics, 2008. IECON 2008. 34th Annual Conference of IEEE, pp. 3376–3381, IEEE, 2009.
- [Agamloh08] AGAMLOH E., WALLACE A. & VON JOUANNE A., *A novel direct-drive ocean wave energy extraction concept with contact-less force transmission system*, Renewable Energy, vol. 33, no. 3 pp. 520–529, Mars 2008.
- [Alcorn01] ALCORN R. & BEATTIE W., *Power Quality Assessment from the LIMPET Wave-Power Station*, in Proc. of Proceedings of the 11th international offshore and polar engineering conference, vol. 1, pp. 17–22, 2001.
- [Amundarain11] AMUNDARAIN M., ALBERDI M., GARRIDO A.J. & GARRIDO I., *Modeling and Simulation of Wave Energy Generation Plants : Output Power Control*, IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 58, no. 1 pp. 105–117, Janvier 2011.
- [Aubry08a] AUBRY J., *Contribution à l'optimisation d'une chaîne électrique associée à un récupérateur de l'énergie des vagues.*, Rapport de master 2 recherche, Ecole Polytechnique de l'Université de Nantes, 2008.
- [Aubry08b] AUBRY J., RUELLAN M., BEN AHMED H. & MULTON B., *Minimization of the kWh cost by optimization of an all-electric chain for the SEAREV Wave Energy Converter.*, in Proc. of 2nd International Conference on Ocean Energy, Brest, 2008.
- [Aubry10a] AUBRY J., BEN AHMED H. & MULTON B., *Bi-Objective Sizing Optimization of a PM Machine Drive on an Operating Profile*, in Proc. of 19th IEEE International Conference on Electrical Machines, pp. 1–7, Roma, Septembre 2010.
- [Aubry10b] AUBRY J., BYDLOWSKI P., MULTON B., BEN AHMED H. & BORGARINO B., *Energy Storage System Sizing for Smoothing Power Generation of Direct Wave Energy Converters*, in Proc. of 3rd International Conference on Ocean Energy, pp. 1–7, Bilbao, Octobre 2010.
- [Aubry11] AUBRY J., BEN AHMED H. & MULTON B., *Sizing Optimization Methodology of a Surface Permanent Magnet Machine-Converter System over a Torque-Speed Operating Profile : Application to a Wave Energy Converter*, IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2011.
- [Babarit04] BABARIT A., DUCLOS G. & CLÉMENT A.H., *Comparison of latching control strategies for a heaving wave energy device in random sea*, Applied Ocean Research, vol. 26, no. 5 pp. 227–238, Juillet 2004.
- [Babarit05a] BABARIT A., *Optimisation Hydrodynamique et Contrôle Optimal d'un Récupérateur de l'Energie des Vagues*, Thèse de Doctorat, Université de Nantes, Avril 2005.
- [Babarit05b] BABARIT A., CLÉMENT A.H. & GILLOTEAUX J.C., *Optimization and Time-Domain Simulation of the SEAREV Wave Energy Converter*, in Proc. of 24th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering, vol. 2, pp. 703–712, ASME, Halkidiki, Juin 2005.

- [Babarit06] BABARIT A. & CLÉMENT A.H., *Optimal latching control of a wave energy device in regular and irregular waves*, Applied Ocean Research, vol. 28, no. 2 pp. 77–91, Avril 2006.
- [Babarit09] BABARIT A., BORGARINO B., FERRANT P. & CLÉMENT A.H., *Assessment of the influence of the distance between two wave energy converters on the energy production*., in Proc. of 8th European Wave and Tidal Energy Conference, pp. 1–9, Uppsala, 2009.
- [Baker01] BAKER N.J. & MUELLER M.A., *Direct drive wave energy converters*, Revue des Energies Renouvelables, vol. 4, no. 2 pp. 1–7, 2001.
- [Baker03] BAKER N.J., *Linear Generators for Direct Drive Marine Renewable Energy Converters*, Thèse de Doctorat, Université de Durham, 2003.
- [Barton04] BARTON J.P. & INFIELD D.G., *Energy Storage and Its Use With Intermittent Renewable Energy*, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 19, no. 2 pp. 441–448, Juin 2004.
- [Belfast02] BELFAST Q.U., *Islay Limpet Wave Power Plant : Publishable report*, Tech. Rep. April, The Queen's University of Belfast, 2002.  
URL <http://www.wavegen.co.uk/pdf/LIMPETpublishablereport.pdf>
- [Bernhoff02] BERNHOFF H. & LEIJON M., *A wave-power unit and the use of a wave-power unit for production of electric power, a method of generating electric power and a system of components for manufacturing a linear generator for a wave-power unit*, 2002.
- [Bharadwaj79] BHARADWAJ D., *Optimization techniques applied to induction motor design A comparative study*, Computers & Electrical Engineering, vol. 6, no. 2 pp. 117–122, Juin 1979.
- [Bianchi98a] BIANCHI N. & BOLOGNANI S., *Design optimisation of electric motors by genetic algorithms*, IEE Proceedings - Electric Power Applications, vol. 145, no. 5 pp. 475–483, Septembre 1998.
- [Bianchi98b] BIANCHI N. & BOLOGNANI S., *Unified approach to the analysis and design of an AC motor drive for flux-weakening operations*, 1998 IEEE Industry Applications Conference. Thirty-Third IAS Annual Meeting, vol. 1 pp. 95–102, Octobre 1998.
- [Bohlen07a] BOHLEN O. & KOWAL J., *Ageing behaviour of electrochemical double layer capacitors-Part II. Lifetime simulation model for dynamic applications*, Journal of Power Sources, vol. 173, no. 1 pp. 626–632, Novembre 2007.
- [Bohlen07b] BOHLEN O., KOWAL J. & SAUER D., *Ageing behaviour of electrochemical double layer capacitors Part I. Experimental study and ageing model*, Journal of Power Sources, vol. 172, no. 1 pp. 468–475, Octobre 2007.
- [Bostrom09] BOSTROM C., LEJERSKOG E., STALBERG M., THORBURN K. & LEIJON M., *Experimental results of rectification and filtration from an offshore wave energy system*, Renewable Energy, vol. 34, no. 5 pp. 1381–1387, Mai 2009.
- [Bostrom10] BOSTROM C., LEJERSKOG E., TYRBERG S., SVENSSON O., WATERS R., SAVIN A., BOLUND B., ERIKSSON M. & LEIJON M., *Experimental Results From an Offshore Wave Energy Converter*, Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering, vol. 132, no. 4 p. 041103, 2010.
- [Bostrom11] BOSTROM C., *Electrical Systems for Wave Energy Conversion*, Thèse de Doctorat, Université d'Uppsala, 2011.
- [Boules90] BOULES N., *Design optimization of permanent magnet DC motors*, IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 26, no. 4 pp. 786–792, Juillet 1990.
- [Brekken10] BREKKEN T.K., *Fundamentals of Ocean Wave Energy Conversion , Why Wave Energy ?*, in Proc. of IEEE International Symposium on Industrial Electronics, 2010.
- [Brekken11] BREKKEN T.K., YOKOCHI A., YEN Z.Z., HAPKE H.M. & HALAMAY D.A., *Optimal Energy Storage Sizing and Control for Wind Power Applications*, Power, vol. 2, no. 1 pp. 69–77, 2011.
- [Bydlowski10] BYDLOWSKI P., *Etude du lissage de la production d'électricité de houlogénérateurs directs, seuls ou en parc*, Rapport de stage de master 2 recherche, Université de Nantes, 2010.
- [Cameron10] CAMERON L., DOHERTY R., HENRY A., DOHERTY K., HOFF J.V., KAYE D., NAYLOR D., BOURDIER S. & WHITTAKER T., *Design of the Next Generation of the Oyster Wave Energy Converter*, in Proc. of 3rd International Conference on Ocean Energy, pp. 1–12, Bilbao, Octobre 2010.

- [Carrasco06] CARRASCO J.M., FRANQUELO L.G., BIALASIEWICZ J., GALVAN E., PORTILLOGUISADO R., PRATS M., LEON J. & MORENO-ALFONSO N., *Power-Electronic Systems for the Grid Integration of Renewable Energy Sources : A Survey*, IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 53, no. 4 pp. 1002–1016, Juin 2006.
- [CEI03] CEI, *IEC 61000-4-15 Electromagnetic compatibility (EMC) Part 4 : Testing and measurement techniques Section 15 : Flickermeter Functional and design specifications*, Tech. Rep., 2003.
- [CEI07] CEI, *IEC 61000-3-7 Ed.2 : Electromagnetic compatibility (EMC) Part 3-7 : Assessment of emission limits for the connection of fluctuating load installations to MV, HV and EHV power systems*, Tech. Rep., IEC, 2007.
- [CEI08] CEI, *IEC 61400-21 : Mesurage et évaluation des caractéristiques de qualité de puissance des éoliennes connectées au réseau*, 2008.
- [Coello Coello06] COELLO COELLO C.a. & REYES-SIERRA M., *Multi-Objective Particle Swarm Optimizers : A Survey of the State-of-the-Art*, International Journal of Computational Intelligence Research, vol. 2, no. 3 pp. 287–308, 2006.
- [Colby88] COLBY R. & NOVOTNY D., *An efficiency-optimizing permanent-magnet synchronous motor drive*, IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 24, no. 3 pp. 462–469, 1988.
- [Collier08] COLLIER D., WHITTAKER T. & CROWLEY M., *The Construction of Oyster A Nearshore Surging Wave Energy Converter*, in Proc. of 2nd International Conference on Ocean Energy, Brest, 2008.
- [Courault01] COURAULT J., DE PREVILLE G. & SANHET J.L., *Fluctuations de tension et flicker Evaluations et atténuation (partie 1)*, Techniques de l'Ingénieur, , no. D4315 pp. 1–23, 2001.
- [Cruz08] CRUZ J., *Ocean wave energy : current status and future perspectives*, Springer Verlag, 2008.
- [Danielsson06] DANIELSSON O., *Wave Energy Conversion : Linear Synchronous Permanent Magnet Generator*, Thèse de Doctorat, Université d'Uppsala, 2006.
- [Daratha08] DARATHA N., POLINDER H. & DE SOUSA PRADO M.G., *A first-order energy storage requirements estimation for an Archimedes Wave Swing Park*, ICSET, pp. 1161–1165, Novembre 2008.
- [Deb02] DEB K., PRATAP a., AGARWAL S. & MEYARIVAN T., *A fast and elitist multiobjective genetic algorithm : NSGA-II*, IEEE Transactions on Evolutionary Computation, vol. 6, no. 2 pp. 182–197, Avril 2002.
- [Debusschere09] DEBUSSCHERE V., *Contributions méthodologiques à l'éco-conception des convertisseurs électromagnétiques d'énergie*, Thèse de doctorat, Ecole Normale Supérieure de Caen, 2009.
- [Diab06] DIAB Y., VENET P. & ROJAT G., *Comparison of the Different Circuits Used for Balancing the Voltage of Supercapacitors : Studying Performance and Lifetime of Supercapacitors*, in Proc. of ESSCAP, pp. 1–6, Lausanne, 2006.
- [dos Santos Coelho10] DOS SANTOS COELHO L., BARBOSA L. & LEBENSZTAJN L., *Multiobjective Particle Swarm Approach for the Design of a Brushless DC Wheel Motor*, Magnetics, IEEE Transactions on, vol. 46, no. 8 pp. 2994–2997, 2010.
- [Drew09] DREW B., PLUMMER a.R. & SAHINKAYA M.N., *A review of wave energy converter technology*, Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A : Journal of Power and Energy, vol. 223, no. 8 pp. 887–902, Decembre 2009.
- [Duquette09] DUQUETTE J., O'SULLIVAN D., CEBALLOS S. & ALCORN R., *Design and Construction of an Experimental Wave Energy Device Emulator Test Rig*, in Proc. of 8th European Wave and Tidal Energy Conference, pp. 443–452, Uppsala, 2009.
- [Espanet99] ESPANET C., *Modélisation et conception optimale de moteurs sans balais a structure inversée, application au moteur-roue*, Thèse de Doctorat, Université de Franche-Comté, 1999.

- [Faiz95] FAIZ J., *Optimum design of a three phase squirrel-cage induction motor based on efficiency maximization*, Computers & Electrical Engineering, vol. 21, no. 5 pp. 367–373, Septembre 1995.
- [Falcão10] FALCÃO A.F.D.O., *Wave energy utilization : A review of the technologies*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 14, no. 3 pp. 899–918, Avril 2010.
- [Falnes93] FALNES J., *Research and Development in Ocean-Wave Energy in Norway*, in Proc. of international Symposium on Ocean Energy Development, pp. 27–39, Muroran, 1993.
- [Fei89] FEI R., FUCHS E. & HUANG H., *Comparison of two optimization techniques as applied to three-phase induction motor design*, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 4, no. 4 pp. 651–660, 1989.
- [Figueroa06] FIGUEROA J., CROS J. & VIAROUGE P., *Relative Sizing of Inverter and Surface Mount PM Motor for Traction Applications*, in Proc. of IEEE International Symposium on Industrial Electronics, vol. 4, pp. 2254–2259, Montréal, Juillet 2006.
- [Folley09] FOLLEY M. & WHITTAKER T., *Analysis of the nearshore wave energy resource*, Renewable Energy, vol. 34, no. 7 pp. 1709–1715, Juillet 2009.
- [Grauers96] GRAUERS A., *Design of direct-driven permanent-magnet generators for wind turbines*, Thèse de Doctorat, Université de Chalmers, 1996.
- [Hammar10] HAMMAR a., VENET P., LALLEMAND R., COQUERY G. & ROJAT G., *Study of Accelerated Aging of Supercapacitors for Transport Applications*, IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 57, no. 12 pp. 3972–3979, Decembre 2010.
- [Henry10] HENRY A., DOHERTY K., CAMERON L., WHITTAKER T. & DOHERTY R., *Advances in the design of the Oyster Wave Energy Converter*, in Proc. of Royal Institution of Naval Architect's (RINA) Marine and Offshore Renewable Energy Conference, Avril 2010.
- [Hlioui08] HLIOUI S., *Etude d'une machine synchrone à double excitation*, Thèse de doctorat, Université technologique de Belfort-Montbéliard, 2008.
- [Hodgins09] HODGINS N., MCDONALD A.S., SHEK J.K.H., KEYSAN O. & MUELLER M.A., *Current and Future Developments of the C-GEN Lightweight Direct Drive Generator for Wave & Tidal Energy*, in Proc. of 8th European Wave and Tidal Energy Conference, pp. 352–359, Uppsala, 2009.
- [Hodgins10] HODGINS N., KEYSAN O., MCDONALD A.S. & MUELLER M.A., *Linear Generator for Direct Drive Wave Energy Applications*, in Proc. of ICEM 2010, 2010.
- [Idoughi09] IDOUGHI L., MININGER X. & BOUILLAUT F., *Modèle Thermique Equivalent d'une Encoche Statorique basé sur la Méthode FIT*, in Proc. of Electrotechnique du Futur, 2009.
- [IEEE Pow. Eng. Soc.05] IEEE POW. ENG. SOC., *IEEE Std 1453 - IEEE Recommended Practice for Measurement and Limits of Voltage Fluctuations and Associated Light Flicker on AC Power Systems*, 2005.
- [Isfahani08] ISFAHANI A.H. & SADEGHI S., *Design of a Permanent Magnet Synchronous Machine for the Hybrid Electric Vehicle*, Engineering and Technology, vol. 35, no. November, 2008.
- [Jahns87] JAHNS T.M., *Flux-Weakening Regime Operation of an Interior Permanent-Magnet Synchronous Motor Drive*, IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 23, no. 4 pp. 681–689, Juillet 1987.
- [Jang-Sung99] JANG-SUNG C., JEONG-PIL L., HYUN-KYO J. & JOONG-SUK Y., *Optimal design of synchronous motor with parameter correction using immune algorithm*, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 14, no. 3 pp. 610–615, 1999.
- [Kano08] KANO Y. & MATSUI N., *A Design Approach for Direct-Drive Permanent-Magnet Motors*, IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 44, no. 2 pp. 543–554, 2008.
- [Kano10] KANO Y., KOSAKA T. & MATSUI N., *Optimum Design Approach for a Two-Phase Switched Reluctance Compressor Drive*, IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 46, no. 3 pp. 955–964, 2010.
- [Kennedy95] KENNEDY J. & EBERHART R., *Particle swarm optimization*, Optics Express, vol. 4, no. 3 pp. 1942–1948, 1995.

- [Knapp00] KNAPP W., HOLMÉN E. & SCHILLING R., *Considerations for Water Turbines to be used in Wave Energy Converters*, in Proc. of Fourth European Wave Energy Conference, Aalborg, 2000.
- [Kofloed06] KOFOED J., FRIGAARD P., FRIIS-MADSEN E. & SORENSEN H., *Prototype testing of the wave energy converter wave dragon*, Renewable Energy, vol. 31, no. 2 pp. 181–189, Février 2006.
- [Kone93] KONE A., NOGAREDE B., MAZENC L. & OTHERS, *Le dimensionnement des actionneurs électriques : un problème de programmation non linéaire*, Journal de Physique III, vol. 3, no. 2 pp. 285–301, 1993.
- [Kreczanik09] KRECZANIK P., MARTIN C., VENET P., CLERC G., ROJAT G. & ZITOUNI Y., *Constant power cycling for accelerated ageing of supercapacitors*, in Proc. of EPE, pp. 1–10, 2009.
- [Kreuawan08] KREUAWAN S., *Modélisation et conception optimale pour les applications ferroviaires*, Thèse de Doctorat, Ecole Centrale de Lille, 2008.
- [Lajnef06] LAJNEF W., *Modélisation des supercondensateurs et évaluation de leur vieillissement en cyclage actif à forts niveaux de courant pour des applications véhicules électriques et hybrides*, Thèse de Doctorat, Université de Bordeaux 1, 2006.
- [Leijon06] LEIJON M., DANIELSSON O., ERIKSSON M., THORBURN K., BERNHOFF H., ISBERG J., SUNDBERG J., IVANOVA I., SJOSTEDT E. & AGREN O., *An electrical approach to wave energy conversion*, Renewable Energy, vol. 31, no. 9 pp. 1309–1319, Juillet 2006.
- [Leijon08] LEIJON M., BOSTROM C., DANIELSSON O., GUSTAFSSON S., HAIKONEN K., LANGHAMER O., STRÖMSTEDT E., STÅLBERG M., SUNDBERG J., SVENSSON O., TYRBERG S. & WATERS R., *Wave Energy from the North Sea : Experiences from the Lysekil Research Site*, Surveys in Geophysics, vol. 29, no. 3 pp. 221–240, Octobre 2008.
- [Lindström96] LINDSTRÖM J., HELLSING J. & LUOMI J., *Design of high-efficiency electrical motors for a hybrid electric vehicle*, in Proc. of 13th International Electric Vehicle Symposium, EVS-13, Osaka, 1996.
- [Lossec11] LOSSEC M., *Systèmes multisources de récupération d'énergie dans l'environnement humain : modélisation et optimisation du dimensionnement.*, Thèse de Doctorat, Ecole Normale Supérieure de Cachan, 2011.
- [Lovelace00] LOVELACE E., JAHNS T.M. & LANG J., *Impact of saturation and inverter cost on interior PM synchronous machine drive optimization*, IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 36, no. 3 pp. 723–729, 2000.
- [Mademlis98] MADEMLIS C., XYPTERAS J. & MARGARIS N., *Loss minimization in wound-field cylindrical rotor synchronous motor drives*, IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 13, no. 2 pp. 288–296, Mars 1998.
- [Mademlis00] MADEMLIS C., XYPTERAS J. & MARGARIS N., *Loss minimization in surface permanent-magnet synchronous motor drives*, IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 47, no. 1 pp. 115–122, Février 2000.
- [Margheritini09] MARGHERITINI L., VICINANZA D. & FRIGAARD P., *SSG wave energy converter : Design, reliability and hydraulic performance of an innovative overtopping device*, Renewable Energy, vol. 34, no. 5 pp. 1371–1380, Mai 2009.
- [Maxwell09] MAXWELL, *Product guide : BOOTSCAP Ultracapacitors*, 2009.
- [Mcdonald08a] MCDONALD A.S., HODGINS N., CROZIER R. & MUELLER M.A., *Integrated Design of Electrical Generators for Wave and Tidal Current Energy Converters*, in Proc. of 2nd International Conference on Ocean Energy, October, pp. 1–7, Brest, 2008.
- [Mcdonald08b] MCDONALD A.S., MUELLER M.A. & POLINDER H., *Structural mass in direct-drive permanent magnet electrical generators*, IET Renewable Power Generation, vol. 2, no. 1 p. 3, Mars 2008.
- [Mcdonald08c] MCDONALD A.S., PORTUGAL I., MUELLER M.A. & SHEK J.K.H., *A time series approach to design of a permanent magnet synchronous generator for a direct-drive wind turbine*, in Proc. of 18th International Conference on Electrical Machines, pp. 1–6, Ieee, Septembre 2008.

- [Meeker] MEEKER D., *Finite Element Method Magnetics*.  
URL <http://www.femm.info>
- [Messine98] MESSINE F, NOGAREDE B. & LAGOUANELLE J.L., *Optimal design of electromechanical actuators : a new method based on global optimization*, IEEE Transactions on Magnetics, vol. 34, no. 1 pp. 299–308, Janvier 1998.
- [Michel99] MICHEL W.H., *Sea spectra revisited*, Marine Technology, vol. 36, no. 4 pp. 211–227, 1999.
- [Molinas07a] MOLINAS M., SKJERVHEIM O., ANDREASEN P., UNDELAND T., HALS J., MOAN T. & SORBY B., *Power electronics as grid interface for actively controlled wave energy converters*, 2007 International Conference on Clean Electrical Power, pp. 188–195, Mai 2007.
- [Molinas07b] MOLINAS M., SKJERVHEIM O., SØ RBY B., ANDREASEN P., LUNDBERG S. & UNDELAND T., *Power Smoothing by Aggregation of Wave Energy Converters for Minimizing Electrical Energy Storage Requirements*, in Proc. of 7th European Wave and Tidal Energy Conference, pp. 3–8, 2007.
- [Morimoto90] MORIMOTO S., TAKEDA Y., HIRASA T. & TANIGUCHI K., *Expansion of operating limits for permanent magnet motor by current vector control considering inverter capacity*, IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 26, no. 5 pp. 866–871, Septembre 1990.
- [Morimoto94] MORIMOTO S., TONG Y., TAKEDA Y. & HIRASA T., *Loss minimization control of permanent magnet synchronous motor drives*, IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 41, no. 5 pp. 511–517, Octobre 1994.
- [Mueller02] MUELLER M.A., *Electrical generators for direct drive wave energy converters*, IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, vol. 149, no. 4 p. 446, 2002.
- [Mueller07] MUELLER M.A., POLINDER H. & BAKER N.J., *Current and Novel Electrical Generator Technology for Wave Energy Converters*, 2007 IEEE International Electric Machines & Drives Conference, , no. 1 pp. 1401–1406, Mai 2007.
- [Multon95] MULTON B., LUCIDARME J. & PRÉVOND L., *Analyse des possibilités de fonctionnement en régime des désexcitation des moteurs à aimants permanents*, Journal de Physique III, , no. 5 pp. 623–640, Mai 1995.
- [Multon06] MULTON B., BEN AHMED H., RUELLAN M. & ROBIN G., *Comparaison du couple mécanique de diverses architectures de machines tournantes synchrones à aimants*, Revue de l'Electricité et de l'Electronique, , no. 8 pp. 85–93, 2006.
- [Multon10] MULTON B., BEN AHMED H., DEBUSSCHERE V., THIAUX Y., AUBRY J., JAOUEN C. & BARRUEL F., *Expériences de recherche en éco-conception dans le domaine du Génie Electrique*, in Proc. of Conférence Francophone sur l'Eco-conception en Génie Electrique, 1, pp. 1–8, 2010.
- [Murray09] MURRAY D., EGAN M.G., HAYES J.G. & O'SULLIVAN D., *Applications of Supercapacitor Energy Storage for a Wave Energy Converter System*, in Proc. of 8th European Wave and Tidal Energy Conference, pp. 786–795, Uppsala, 2009.
- [Muyeen09] MUYEEN S.M., TAKAHASHI R., MURATA T. & TAMURA J., *Integration of an Energy Capacitor System With a Variable-Speed Wind Generator*, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 24, no. 3 pp. 740–749, Septembre 2009.
- [Neumann07] NEUMANN F., BRITO-MELO A., DIDIER E. & SARMENTO A., *Pico OWC Recovery Project : Recent Activities and Performance Data*, in Proc. of 7th European Wave and Tidal Energy Conference, September 2005, Porto, 2007.
- [Ni10] NI B. & SOURKOUNIS C., *Control strategies for energy storage to smooth power fluctuations of wind parks*, Melecon 2010 - 2010 15th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference, pp. 973–978, 2010.
- [Nurdin91] NURDIN M., POLOUJADOFF M. & FAURE A., *Synthesis of squirrel cage motors : a key to optimization*, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 6, no. 2 pp. 327–335, Juin 1991.
- [Owen96] OWEN E., *Power disturbance and power quality light flicker voltage requirements*, IEEE Industry Applications Magazine, pp. 20–27, 1996.
- [pel] *Pelamis Wave Power Ltd. web page*.  
URL <http://www.pelamiswave.com>

- [Pertusa96] PERTUSA C., *Contribution à la définition de moteurs à aimants permanents pour un véhicule électrique hybride routier*, Thèse de Doctorat, Institut national polytechnique de Toulouse, 1996.
- [Pinson09] PINSON P., PAPAETHYMIU G., KLOCKL B. & VERBOOMEN J., *Dynamic sizing of energy storage for hedging wind power forecast uncertainty*, 2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting, pp. 1–8, Juillet 2009.
- [Polinder00] POLINDER H., GARDNER F. & VRIESEMA B., *Linear PM generator for wave energy conversion in the AWS*, in Proc. of 8th International Conference on Electrical Machines, Espoo, 2000.
- [Polinder02] POLINDER H., DAMEN M. & GARDNER F., *Modelling and test results of the AWS linear PM generator system*, in Proc. of 9th International Conference on Electrical Machines, Brugge, 2002.
- [Polinder03] POLINDER H., MECROW B., JACK A., DICKINSON P. & MUELLER M.A., *Linear generators for direct-drive wave energy conversion*, in Proc. of IEEE International Electric Machines and Drives Conference, pp. 798–804, Ieee, 2003.
- [Polinder04] POLINDER H., DAMEN M. & GARDNER F., *Linear PM Generator System for Wave Energy Conversion in the AWS*, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 19, no. 3 pp. 583–589, Septembre 2004.
- [Polinder05a] POLINDER H., DAMEN M. & GARDNER F., *Design, modelling and test results of the AWS PM linear generator*, European Transactions on Electrical Power, vol. 15, no. 3 pp. 245–256, Mai 2005.
- [Polinder05b] POLINDER H., MECROW B., A.G. JACK, DICKINSON P. & MUELLER M.A., *Conventional and TFFM Linear Generators for Direct-Drive Wave Energy Conversion*, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 20, no. 2 pp. 260–267, Juin 2005.
- [Polinder07] POLINDER H., DAMEN M. & GARDNER F., *Linear Generator Systems for Wave Energy Conversion*, in Proc. of 7th European Wave and Tidal Energy Conference, 3, 2007.
- [Previsic04] PREVISIC M., BEDARD R., HAGERMAN G. & SIDDIQUI O., *System Level Design , Performance and Costs - San Francisco California Energetech Offshore Wave Power Plant*, Tech. Rep., Electric Power Research Institute, 2004.
- [Prudell10] PRUDELL J., STODDARD M., AMON E., BREKKEN T.K. & VON JOUANNE A., *A Permanent Magnet Tubular Linear Generator for Ocean Wave Energy Conversion*, IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 46, no. 6 pp. 2392–2400, 2010.
- [PWP Ltd.11] PWP LTD., *PELAMIS WAVE ENERGY CONVERTER P2*, 2011.  
URL <http://www.pelamiswave.com/wp-content/uploads/2011/02/PWP-brochure-spring-2011.pdf>
- [Pyrhönen08] PYRHÖNEN J., JOKINEN T., HRABOVCOVÁ V. & NIEMELÄ H., *Design of rotating electrical machines*, Wiley Online Library, 2008.
- [Rahm10] RAHM M., *Ocean Wave Energy. Underwater Substation System for Wave Energy Converters*, Thèse de Doctorat, Uppsala, 2010.
- [Ramarathnam71] RAMARATHNAM R. & DESAI B., *Optimization Of Pplyphase Induction Motor Design : A Nonlinear Programming Approach*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-90, no. 2 pp. 570–578, Mars 1971.
- [Ramarathnam73] RAMARATHNAM R., DESAI B. & RAO V., *A Comparative Study of Minimization Techniques for Optimization of Induction Motor Design*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-92, no. 5 pp. 1448–1454, Septembre 1973.
- [Ramos99] RAMOS C., DA SILVA P. & CARVALHO A., *Current source inverter for a 400 kW ocean waves induction generator*, European Conference on Power Electronics and Applications, vol. 855, no. Fig 1, 1999.
- [Ran11] RAN L., MUELLER M.A., NG C., TAVNER P., ZHAO H., BAKER N.J., MCDONALD S. & MCKEEVER P., *Power conversion and control for a linear direct drive permanent magnet generator for wave energy*, IET Renewable Power Generation, vol. 5, no. 1 p. 1, 2011.



- [Régnier03] RÉGNIER J., *Conception de systèmes hétérogènes en Génie Électrique par optimisation évolutionnaire multicritère*, Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, 2003.
- [Ribeiro01] RIBEIRO P., JOHNSON B., CROW M., ARSOY a. & LIU Y., *Energy storage systems for advanced power applications*, Proceedings of the IEEE, vol. 89, no. 12 pp. 1744–1756, 2001.
- [Ruellan07] RUELLAN M., *Méthodologie de dimensionnement d'un système de récupération de l'énergie des vagues*, Thèse de Doctorat, Ecole Normale Supérieure de Cachan, 2007.
- [Russenschuck90] RUSSENSCHUCK S., *Mathematical optimization techniques for the design of permanent magnet synchronous machines based on numerical field calculation*, IEEE Transactions on Magnetics, vol. 26, no. 2 pp. 638–641, Mars 1990.
- [Russenschuck92] RUSSENSCHUCK S., *Application of Lagrange multiplier estimation to the design optimization of permanent magnet synchronous machines*, IEEE Transactions on Magnetics, vol. 28, no. 2 pp. 1525–1528, Mars 1992.
- [Salter89] SALTER S., *World progress in wave energy-1988*, International journal of ambient energy, vol. 10, no. 1 pp. 3–24, Janvier 1989.
- [Sari08] SARI A., ESPANET C. & HISSEL D., *Particle swarm optimization applied to the co-design of a fuel cell air circuit*, Journal of Power Sources, vol. 179, no. 1 pp. 121–131, Avril 2008.
- [Saulnier09] SAULNIER J., *Climatologie fine des systèmes de vagues pour l'étude des systèmes houlomoteurs*, Thèse de Doctorat, Ecole Centrale de Nantes, 2009.
- [Sea] *Seabased AB*.  
URL <http://www.seabased.com/>
- [Sebastian87] SEBASTIAN T. & SLEMON G.R., *Operating Limits of Inverter-Driven Permanent Magnet Motor Drives*, IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 23, no. 2 pp. 327–333, Mars 1987.
- [Semikron] SEMIKRON, *IGBT and MOSFET power modules Application Handbook : Power losses in pulsed voltage source inverters/rectifiers with sinusoidal currents*.  
URL [http://www.semikron.com/skcompub/en/eng\\_3\\_2\\_1\\_3.pdf](http://www.semikron.com/skcompub/en/eng_3_2_1_3.pdf)
- [Sim97a] SIM D., CHO D., CHUN J., JUNG H. & CHUNG T., *Efficiency optimization of interior permanent magnet synchronous motor using genetic algorithms*, Magnetics, IEEE Transactions on, vol. 33, no. 2 pp. 1880–1883, 1997.
- [Sim97b] SIM D.j., JUNG H.k., HAHN S.y. & WON J.s., *Application of vector optimization employing modified genetic algorithm to permanent magnet motor design*, IEEE Transactions on Magnetics, vol. 33, no. 2 pp. 1888–1891, Mars 1997.
- [Slemon92] SLEMON G.R. & LIU X., *Modeling and Design Optimization Of Permanent Magnet Motors*, Electric Power Components and Systems, vol. 20, no. 2 pp. 71–92, Mars 1992.
- [Sneyers85] SNEYERS B., NOVOTNY D.W. & LIPO T.A., *Field Weakening in Buried Permanent Magnet AC Motor Drives*, IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 21, no. 2 pp. 398–407, Mars 1985.
- [Teleke09] TELEKE S., BARAN M.E., HUANG A.Q., BHATTACHARYA S. & ANDERSON L., *Control Strategies for Battery Energy Storage for Wind Farm Dispatching*, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 24, no. 3 pp. 725–732, Septembre 2009.
- [Teleke10] TELEKE S., BARAN M.E., BHATTACHARYA S. & HUANG A.Q., *Rule-Based Control of Battery Energy Storage for Dispatching Intermittent Renewable Sources*, IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 1, no. 3 pp. 117–124, Octobre 2010.
- [Teninge09] TENINGE a., JECU C., ROYE D., BACHA S., DUVAL J. & BELHOMME R., *Contribution to frequency control through wind turbine inertial energy storage*, IET Renewable Power Generation, vol. 3, no. 3 p. 358, 2009.
- [Tessarolo09] TESSAROLO A., GIULIVO D. & MEZZAROBBA M., *A system-level approach to the optimal dimensioning of induction-motor variable-frequency drives*, in Proc. of Power Electronics and Applications, 2009. EPE'09. 13th European Conference on, pp. 1–10, IEEE, 2009.

- [Tissandier08] TISSANDIER J., BABARIT A. & CLÉMENT A.H., *Study of the smoothing effect on the power production in an array of SEAREV wave energy converters.*, in Proc. of 18th International Offshore and Offshore and Polar Engineering Conference, pp. 1–7, International Society of Offshore and Polar Engineers, 2008.
- [Tušar06] TUŠAR T., KOROŠEC P., PAPA G., FILIPIČ B. & ŠILC J., *A comparative study of stochastic optimization methods in electric motor design*, Applied Intelligence, vol. 27, no. 2 pp. 101–111, Novembre 2006.
- [Uler94] ULER G. & MOHAMMED O., *Utilizing genetic algorithms for the optimal design of electromagnetic devices*, IEEE Transactions on Magnetics, vol. 30, no. 6 pp. 4296–4298, 1994.
- [Veinott60] VEINOTT C.G., *Synthesis of Induction Motor Designs on a Digital Computer*, Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III : Power Apparatus and Systems, vol. 79, no. 3 pp. 12–18, Avril 1960.
- [Venet07] VENET P., *Amélioration de la sûreté de fonctionnement des dispositifs de stockage d'énergie*, Mémoire d'habilitation à diriger des recherches, Université Claude Bernard - Lyon1, 2007.
- [Von Jouanne08] VON JOUANNE A., BREKKEN T.K., PAASCH R., YIM S.C. & YOKOCHI A., *Wave Energy Opportunities and Developments*, 2008.  
URL [http://eecs.oregonstate.edu/wesrf/projects/images/WaveEnergy\\_Final.ppt](http://eecs.oregonstate.edu/wesrf/projects/images/WaveEnergy_Final.ppt)
- [Wang08a] WANG L., LEE D., LEE W. & CHEN Z., *Analysis of a novel autonomous marine hybrid power generation/energy storage system with a high-voltage direct current link*, Journal of Power Sources, vol. 185, no. 2 pp. 1284–1292, Decembre 2008.
- [Wang08b] WANG X., MAHINDA VILATHGAMUWA D. & CHOI S., *Determination of Battery Storage Capacity in Energy Buffer for Wind Farm*, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 23, no. 3 pp. 868–878, Septembre 2008.
- [Whittaker07] WHITTAKER T., COLLIER D., FOLLEY M., OSTERRIED M., HENRY A. & CROWLEY M., *The development of Oyster A shallow water surging wave energy converter*, in Proc. of 7th European Wave and Tidal Energy Conference, Porto, 2007.
- [Wurtz97] WURTZ F., RICHOMME M., BIGEON J. & SABONNADIÈRE J., *A few results for using genetic algorithms in the design of electrical machines*, IEEE Transactions on Magnetics, vol. 33, no. 2 pp. 1892–1895, Mars 1997.
- [Zarko05] ZARKO D., BAN D. & LIPO T.A., *Design optimization of interior permanent magnet (IPM) motors with maximized torque output in the entire speed range*, 2005 European Conference on Power Electronics and Applications, , no. 1 pp. 10 pp.–P.10, 2005.
- [Zhu93] ZHU Z. & HOWE D., *Instantaneous magnetic field distribution in brushless permanent magnet DC motors. III. Effect of stator slotting*, IEEE Transactions on Magnetics, vol. 29, no. 1 pp. 143–151, 1993.