

# Lissage d'une production houlogénérée: gestion et dimensionnement d'un système de stockage par supercondensateurs sous contrainte de flicker

Thibaut KOVALTCHOUK<sup>†</sup>, Kévin AUDOUX<sup>‡</sup>, Simon ROULAND<sup>‡</sup>,

Judicaël AUBRY<sup>§</sup>, Hamid BEN AHMED<sup>†</sup>, Bernard MULTON<sup>†</sup>

<sup>†</sup> SATIE CNRS UMR8029

<sup>‡</sup> ENS Rennes, département mécatronique

<sup>§</sup> Équipe mécatronique, ESTACA

**RÉSUMÉ** – Cet article examine le problème du dimensionnement et de la gestion d'un système de stockage électrique composé de supercapacités pour un houlogénérateur direct avec comme exemple le projet SEAREV. L'objectif principal consiste à permettre l'intégration au réseau en respectant les contraintes de flicker. Nous introduisons une gestion dépendant à la fois de l'état d'énergie du système de stockage, mais aussi de la puissance produite par le houlogénérateur. Cette gestion est optimisée pour chaque dimensionnement afin de réduire les pertes électriques, tout en respectant strictement le critère de flicker. Le dimensionnement final doit minimiser le coût total du système, en prenant en compte à la fois l'investissement (coût des supercondensateurs) et l'exploitation (pertes dans les supercondensateurs).

**Mots-clés** – Système de stockage d'énergie électrique, lissage de puissance, houlogénérateur direct, supercondensateurs, qualité de l'énergie, flicker, intégration réseau.

## 1. INTRODUCTION

L'intégration au réseau est une des clés pour le développement des houlogénérateurs directs. En effet, ces houlogénérateurs, qui possèdent un haut potentiel de fiabilité, produisent une puissance qui fluctue au rythme de la houle. Si aucune action compensatoire n'est menée, cette production, même s'il y a foisonnement d'une ferme, peut entraîner des problèmes de qualité au niveau du réseau de distribution où elle vient se raccorder. Le lissage de la production constitue l'une des voies pour résoudre le problème de l'intégration au réseau.

Le houlogénérateur considéré dans cette étude est le SEAREV [1] (cf. Figure 1). Il s'agit d'une bouée complètement close associée à un volant pendulaire interne. Cette bouée a approximativement des dimensions de 30 mètres de largeur sur 10 mètres de diamètre et une masse de 2000 tonnes, majoritairement constituée de ballast d'eau de mer. Les efforts d'excitation de la houle sur la bouée génèrent un mouvement relatif oscillant du volant, dont la rotation est amortie par une génératrice élec-

trique (Power Take-Off, PTO). La coque extérieure représente 200 tonnes et le volant pendulaire 300 tonnes.

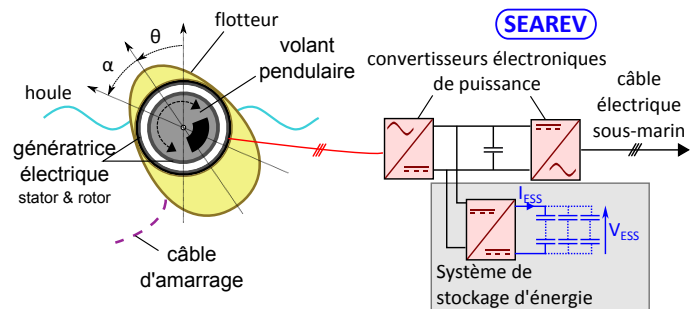


Fig. 1. Schéma de principe du houlogénérateur direct SEAREV avec lissage par supercondensateurs

L'amortissement du pendule est contrôlé par une loi simple d'amortissement visqueux écrêté en puissance (cf. Figure 2). Le coefficient d'amortissement est de  $4 \text{ MN}\cdot\text{m}\cdot\text{s}\cdot\text{rad}^{-1}$ ) et la puissance est limitée à 1.1 MW, cela quelque-soit les conditions (quelque soit l'état de mer en particulier). Avec cette loi de récupération, la puissance moyenne à l'échelle de l'heure est comprise entre 0 et 570 kW. D'autres lois de récupérations existent [2], qui peuvent être plus intéressantes pour maximiser l'énergie récupérée, mais les fluctuations de puissance sont alors plus importantes.

Par rapport à un PTO hydraulique, le choix d'une chaîne électrique directe offre de nombreux avantages (comme un meilleur contrôle de la récupération et la réduction du nombre de pièces d'usure notamment) mais en perdant la possibilité d'un lissage intrinsèque de la puissance récupérée, comme cela peut être le cas dans les technologies à colonne d'eau oscillante (l'inertie de la turbine peut permettre de lisser la production) ou à rampe de déferlement (le stockage gravitaire lisse naturellement la pro-

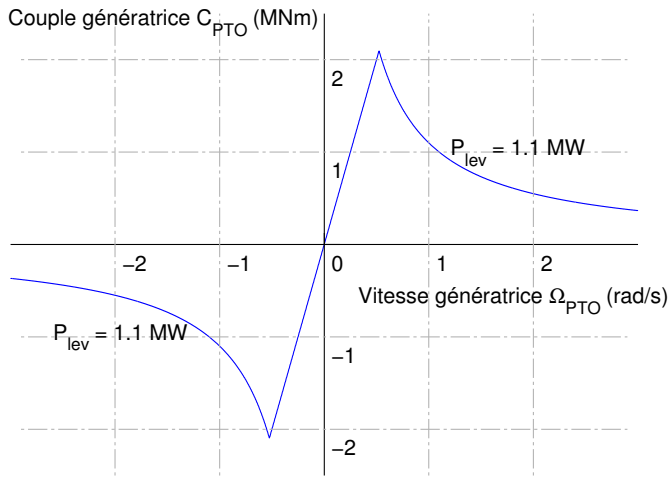


Fig. 2. Loi d'amortissement du pendule : couple de la génératrice fonction de sa vitesse (amortissement visqueux avec limitation de puissance)

duction).

Lorsque la production est fluctuante à des fréquences relativement élevées (fréquence comprise entre 10 mHz et 10 Hz), des problèmes de qualité de l'énergie au point de livraison peuvent apparaître. En particulier, le flicker a été identifié comme un élément important pour l'éolien [3] et les houlogénérateurs [4, 5]. En effet, l'association de la faiblesse d'un réseau (ce qui est souvent le cas pour des réseaux de distribution proches des côtes) et des fluctuations de la production peut entraîner un non-respect significatif des contraintes de flicker. La notion de flicker, la façon de le mesurer et de l'estimer sera présentée dans la partie 2.

Le potentiel des supercondensateurs en matière de tenue à un grand nombre de cycles, ainsi que de coût ramené à la puissance, nous a conduit à étudier cette solution [6]. Le prix élevé de ces systèmes de stockage d'énergie électrique pousse à un dimensionnement et une gestion qui minimisera le coût afin d'impacter le plus faiblement possible le prix de revient du MWh produit.

Le but de cette étude est donc de minimiser le coût du système de stockage tout en garantissant le respect d'une contrainte de dimensionnement. Pour cela la gestion et le dimensionnement seront optimisés sous une contrainte non-linéaire sur la puissance injectée. Ce type de problème avec une contrainte sur la puissance lissée est, à notre connaissance, peu traité dans la littérature [7].

## 2. MODÉLISATIONS

### 2.1. Flicker et flickermètre

Pour l'intégration au réseau, un respect de la qualité de l'énergie injectée est exigé, en particulier par une contrainte au niveau des fluctuations de tension (flicker). Le flicker correspond à une fluctuation de tension électrique causée par des variations de puissance active ou réactive sur le réseau [8][9][10]. Au-delà d'une certaine amplitude, ces fluctuations rapides de tension (de

50 mHz à 33 Hz) peuvent provoquer des variations de luminosité inacceptables sur les sources lumineuses. Elles sont donc encadrées par des normes sur le flicker (papillotement) qui doit être limité (cf. Figure 3).

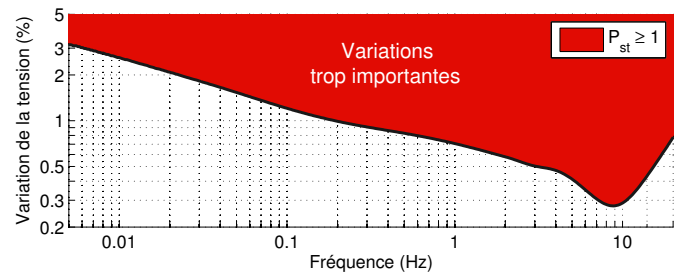


Fig. 3. Flicker : courbe limite  $P_{st} = 1$  pour des variations de tension en créneaux : la zone rouge correspond à une gêne au niveau du consommateur (d'après [8][9][10])

Deux niveaux de flicker sont typiquement utilisés dans les codes de réseaux :

- le niveau de flicker à court terme  $P_{st}$  (*short-term*) correspond à une mesure sur 10 minutes,
- le niveau de flicker à long terme  $P_{lt}$  (*long-term*) correspond à une mesure sur 1 heures.

Par définition de ces deux facteurs, un niveau correspondant à  $P_{st} = 1$  ou  $P_{lt} = 1$  correspond à la limite acceptable que le distributeur d'électricité doit assurer pour ses clients. Afin de garantir ces niveaux, le distributeur doit obliger les différents consommateurs et producteurs connectés à limiter leur niveau respectif de flicker à des niveaux plus faibles (problème de foisonnement des pollutions).

Pour les réseaux français, l'article 15 de l'arrêté du 23 avril 2008 [11] précise que le niveau de flicker doit être limité au point de livraison à 0,35 en  $P_{st}$  et 0,25 en  $P_{lt}$  avec une puissance de court-circuit minimale de référence de 40 MVA. La contrainte en flicker long terme est la plus contraignante, et c'est donc celle qui sera utilisée dans notre étude. Le flicker court-terme est plutôt utilisé pour les phases de couplage et de découplage au réseau, tandis que le flicker long terme permet de prendre en compte une pollution plus régulière. Les calculs de flicker seront donc fait sur des durées d'une heure.

La mesure du flicker est définie dans la norme CEI 61000-4-15 [8] autour de quatre différents blocs expliqués sur la Figure 4. Ce flickermètre peut être implémenté matériellement, mais aussi de manière logicielle, comme c'est le cas ici avec l'utilisation pour ce travail d'un flickermètre implémenté sur Matlab [12].

Comme la tension efficace à 50 Hz normalisée peut être directement calculée à partir de la production sans avoir besoin de la tension instantanée, nous n'utilisons pas dans notre cas les blocs 1 et 2 du flickermètre. Cela nous permet de travailler à une résolution temporelle beaucoup plus grande pour le même niveau de précision (20 ms au lieu de 400  $\mu$ s) et ainsi diminuer le temps de calcul.

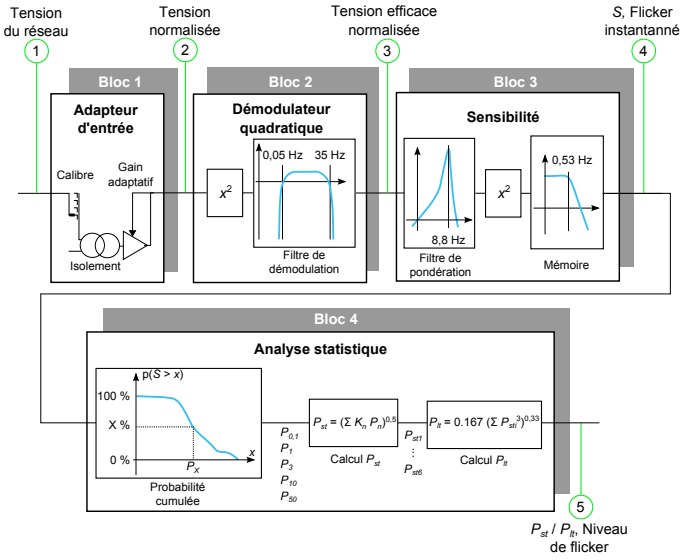


Fig. 4. Organisation d'un flickermètre autour de 4 blocs (d'après [8][9][10])

## 2.2. Impédance réseau et injection de réactif

Le calcul de la chute de tension  $\Delta V$  au point de livraison s'effectue grâce à la formule, classique et approximée, suivante :

$$\frac{\Delta V}{V} = - \frac{P_{Grid} \cdot \cos(\Psi) + Q_{Grid} \cdot \sin(\Psi)}{S_{cc}} \quad (1)$$

Avec  $P_{Grid}$  et  $Q_{Grid}$  respectivement les puissances active et réactive fournies par le système houlogénérateur au point de livraison (PDL),  $\Psi$  l'angle d'impédance du réseau (ici de  $60^\circ$ ) et  $S_{cc}$  la puissance de court-circuit du réseau (ici de 50 MVA). Ces deux valeurs correspondent typiquement à un réseau de distribution en HTA (20 kV) assez faible. D'ailleurs, la puissance de court-circuit est proche de la valeur minimale de référence, qui est de 40 MVA.

Des limitations d'injection de réactif sont imposées par l'exploitant réseau. Dans notre cas, nous allons considérer l'obligation suivante :

$$-0,2 \leq \frac{Q_{Grid}}{P_{Grid}} \leq 0 \quad (2)$$

Afin de limiter les fluctuations de tension, nous allons assurer une compensation maximale compte tenu de la limitation de réactif :

$$Q_{Grid} = -0,2 \cdot P_{Grid} \quad (3)$$

## 2.3. Foisonnement de la production en ferme

Le système de production ne sera pas seul sur son point de livraison. Pour prendre en compte l'effet de foisonnement, nous allons faire l'hypothèse que le comportement des houlogénérateurs en ferme est similaire à celui des éoliennes tel que décrit dans la norme CEI 61400-21 [13] :

$$P_{ltferme} = \left( \sum_{i=1}^{N_{Individus}} P_{lti}^2 \right)^{\frac{1}{2}} = \sqrt{N_{Individus}} \cdot P_{lt} \quad (4)$$

Avec  $N_{Individus}$  le nombre de systèmes de production de la ferme. Ce dernier sera de 20 dans notre cas, correspondant à une production moyennée à l'échelle de l'heure inférieure ou égale à 11.4 MW (la limite de raccordement d'une ferme de production en HTA étant réglementairement de 12 MW [11]). Si la sévérité est limitée à 0,25 pour la ferme, la sévérité maximale pour une unité de production est alors de 0,056.

## 2.4. Modélisation pour la gestion du stockage

Le système complet modélisé avec les différents flux de puissance est représenté sur la Figure 5.

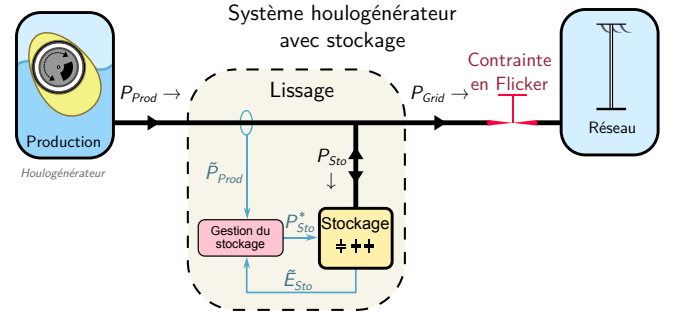


Fig. 5. Lissage d'une production houlogénérée pour respecter une contrainte de flicker

On considère comme négligeable l'effet des pertes sur le comportement dynamique du système. Cela ne veut pas dire que l'on néglige entièrement les pertes, mais seulement que le comportement dynamique ne change pas significativement en ne les considérant pas. Avec cette hypothèse, le système de stockage est considéré comme un intégrateur pur et l'on obtient donc . Cette hypothèse est très souvent utilisée pour ce type de problèmes, et peut se résumer par les relations suivantes :

$$\frac{dE_{Sto}}{dt} = P_{Sto}(t) \quad (5)$$

$$P_{Sto}(t) = P_{Prod}(t) - P_{Grid}(t) \quad (6)$$

On a alors une puissance produite par le système houlogénérateur bornée (ici entre 0 et 1,1 MW) que l'on peut donc encadrer :  $P_{Min} \leq P_{Prod}(t) \leq P_{Max}$ , avec  $P_{Min}$  et  $P_{Max}$ , respectivement les valeurs minimale et maximale de la puissance produite. L'énergie dans un système de stockage est aussi bornée :  $E_{Min} \leq E_{Sto}(t) \leq E_{Max}$ , avec  $E_{Min}$  et  $E_{Max}$ , respectivement les valeurs minimale et maximale de l'énergie stockée.

## 2.5. Modélisation électrique du stockage

La modélisation du stockage se fait sur la base d'un élément de référence Maxwell [14]. Cet élément sera modélisé par une capacité  $C_{Ref} = 3000$  F en série avec une résistance équivalente série  $R_{Ref} = 0,29$  m $\Omega$ . La tension nominale de cet élément est  $V_{ElementRated} = 2,70$  V. La mise en série et en parallèle de ces éléments permet de régler à la fois la taille du

stockage (nombre total d'éléments) et la tension nominale de l'ensemble (nombre de modules en série sur un bras).

Nous ferons l'hypothèse que tous ces éléments sont identiques et se comporteront de façon identique. En réalité, cela ne sera pas le cas, mais des systèmes d'équilibrage (non pris en compte dans notre étude) permettent d'atténuer les effets de dispersion des composants.

Ainsi l'énergie totale dans le système s'écrit en fonction de la tension d'un élément et le nombre de cellules présentes :

$$E_{Sto}(t) = \frac{1}{2} \cdot C_{Eq} \cdot V_{ESS}^2(t) \quad (7)$$

$$E_{Sto}(t) = N_{Tot} \cdot \frac{1}{2} \cdot C_{Ref} \cdot V_{Element}^2(t) \quad (8)$$

Avec  $N_{Tot}$  le nombre total de supercondensateurs mis en parallèle et en série,  $V_{ESS}$  la tension aux bornes du système de stockage complet,  $C_{Eq}$  la capacité équivalente du système de stockage complet. L'énergie nominale  $E_{Rated}$  du système de stockage se calcule à partir de la tension nominale du système. Ainsi l'énergie nominale de l'élément de référence est de 10,9 kJ soit 3 Wh.

Les pertes dans le système de stockage ne sont pas considérées dans la modélisation dynamique du système (cf. section 2.4) mais sont calculées a posteriori pour les prendre en compte lors du dimensionnement. Les pertes sont calculées ainsi :

$$P_{Loss}(t) = R_{Eq} \cdot I_{ESS}(t)^2 \quad (9)$$

$$= R_{Eq} \cdot \left( \frac{P_{Sto}(t)}{V_{ESS}(t)} \right)^2 \quad (10)$$

$$= R_{Ref} \cdot C_{Ref} \cdot \frac{P_{Sto}^2(t)}{2E_{Sto}(t)} \quad (11)$$

Avec  $I_{ESS}$  le courant passant dans le système de stockage complet (cf. figure 1). Grâce à cette relation, on voit qu'à puissance donnée, l'énergie dans le système de stockage doit être la plus grande possible pour minimiser les pertes.

### 3. GESTION DU STOCKAGE

#### 3.1. Choix d'une forme paramétrique de loi de gestion

La stratégie de gestion étudiée ici est paramétrée. Cela permettra d'optimiser les paramètres (et donc la gestion) en fonction des contraintes et du coût. Ainsi, la puissance appelée dans le système de stockage dépend linéairement de la puissance produite et de l'état de stockage du système. Ce type de loi s'inspire en particulier de la logique floue [15, 16, 17] :

$$P_{Sto}(t) = \alpha \left[ (P_{Prod}(t) - P_{Min}) - (P_{Max} - P_{Min}) \frac{E_{Sto}(t) - E_{Min}}{E_{Max} - E_{Min}} \right] \quad (12)$$

Les paramètres de cette loi sont donc au nombre de trois :  $E_{Min}$ ,  $E_{Max}$  et  $\alpha$ , soit la valeur minimale et maximale de l'énergie dans le stockage et un paramètre  $\alpha$  compris entre 0 et 1. Cette loi de gestion est illustrée sur la Figure 6.

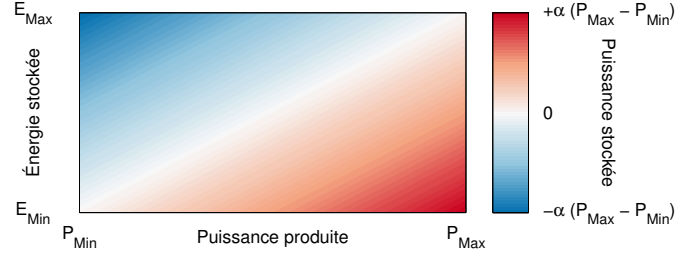


Fig. 6. Illustration de la loi de gestion : puissance de consigne de stockage en fonction de la puissance houlogénérée et de l'état d'énergie du système de stockage.  $\alpha$  est un paramètre compris entre 0 et 1.

Le paramètre  $\alpha$  permet de moduler la part de la puissance lissée grâce au système de stockage. En effet, à partir de la relation (6), on a, pour  $\alpha = 1$  :

$$P_{Grid} = P_{Min} + (P_{Max} - P_{Min}) \frac{E_{Sto}(t) - E_{Min}}{E_{Max} - E_{Min}} \quad (13)$$

Soit une puissance au niveau du réseau qui ne dépend plus que de l'état du stockage et plus du tout de la puissance produite. Ce cas particulier a déjà été étudié dans [5].

Au contraire, pour  $\alpha = 0$  :

$$P_{Grid} = P_{Prod} \quad (14)$$

Soit une puissance au niveau du réseau qui ne dépend plus que de la puissance produite et plus du tout de l'état d'énergie du stockage (d'ailleurs, dans ce cas-là, il n'y a plus de lissage).

Cette loi de gestion est extrêmement simple à implémenter si l'on possède des mesures ou des approximations pour la puissance produite et l'état d'énergie du système du stockage. Elle nécessite en particulier beaucoup moins de paramètres que les contrôles par logique floue [15, 16, 17], par programmation dynamique [18] ou pseudo-programmation dynamique [19].

#### 3.2. Limitations de l'état d'énergie et de la puissance du système de stockage

On peut remarquer que lorsque le système de stockage est à son état minimum ( $E_{Sto} = E_{Min}$ ), on a la relation :

$$P_{Sto}(E_{Sto} = E_{Min}) = \alpha [P_{Prod} - P_{Min}] \geq 0 \quad (15)$$

Ce qui veut dire que le stockage ne peut que se remplir quand il est vide. De même, lorsque le système de stockage est à son état maximum ( $E_{Sto} = E_{Max}$ ), on a la relation :

$$P_{Sto}(E_{Sto} = E_{Max}) = \alpha [P_{Prod} - P_{Max}] \leq 0 \quad (16)$$

Cela évite intrinsèquement les saturations, par la définition même de la loi de gestion. De plus, la limitation de la puissance  $P_{Sto}$  est naturellement symétrique :

$$\alpha \cdot (P_{Min} - P_{Max}) \leq P_{Sto}(t) \leq \alpha \cdot (P_{Max} - P_{Min}) \quad (17)$$

Ce que l'on peut résumer par la relation suivante :

$$|P_{Sto}(t)| \leq P_{StoMax} = \alpha \cdot (P_{Max} - P_{Min}) \quad (18)$$

On peut donc définir une constante de temps du stockage, qui est le temps minimum pour faire une charge ou une décharge complète. Elle se définit donc par le ratio entre l'énergie utilisable et la puissance maximale dans le stockage :

$$\tau = \frac{\Delta E}{P_{StoMax}} = \frac{E_{Max} - E_{Min}}{\alpha \cdot (P_{Max} - P_{Min})} \quad (19)$$

La loi de gestion ne dépend donc plus que de deux paramètres  $\alpha$  et  $\tau$ . La Figure 7 montre comment deux couples de paramètres différents peuvent donner, sur un même profil de production, un même respect des contraintes de flicker (sévérité long terme  $P_{lt} = 0.056$  comme expliqué dans la section 2.3). Globalement, plus  $\alpha$  est grand, plus le stockage est sollicité en puissance, plus  $\tau$  est grand, plus le stockage est sollicité en énergie.

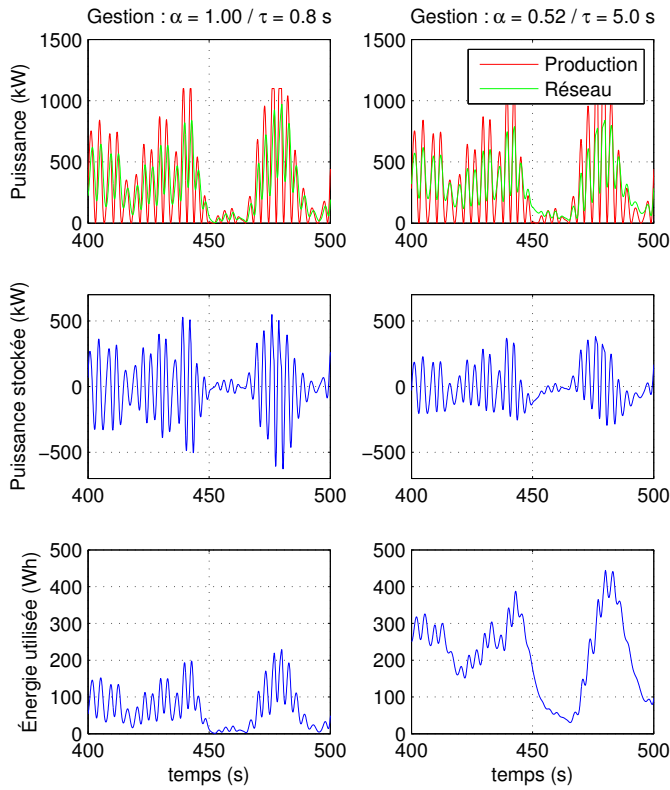


Fig. 7. Lissage d'une production houlogénérée suivant deux couples de paramètres ( $\alpha, \tau$ ) différents de la loi de gestion : état de mer  $H_s = 2.5$  m,  $T_p = 8$  s (190 kW moyen),  $P_{lt} = 0.056$  dans les deux cas (contrainte de flicker respectée)

### 3.3. Fonction de transfert du filtre équivalent

Avec cette loi de gestion, on peut réécrire l'équation différentielle correspondant à l'équilibre des puissances (6) :

$$\frac{d(E_{Sto} - E_{Min})}{dt} + \frac{E_{Sto} - E_{Min}}{\tau} = \alpha \cdot (P_{Prod} - P_{Min}) \quad (20)$$

En posant les variables suivantes :

$$\tilde{E}_{Sto} = E_{Sto} - E_{Min} \quad (21)$$

$$\tilde{P}_{Prod} = P_{Prod} - P_{Min} \quad (22)$$

$$\tilde{P}_{Grid} = P_{Grid} - P_{Min} \quad (23)$$

On obtient le système d'équations suivant :

$$\frac{d\tilde{E}_{Sto}}{dt} + \frac{\tilde{E}_{Sto}}{\tau} = \alpha \cdot \tilde{P}_{Prod} \quad (24)$$

$$\tilde{P}_{Grid} = \tilde{P}_{Prod} - \frac{d\tilde{E}_{Sto}}{dt} \quad (25)$$

Ainsi, en travaillant dans l'espace de Laplace (avec la variable de Laplace notée  $s$ ), on obtient :

$$(\tau \cdot s + 1) \cdot \tilde{E}_{Sto}(s) = \alpha \cdot \tau \cdot \tilde{P}_{Prod}(s) \quad (26)$$

$$\tilde{P}_{Grid}(s) = \tilde{P}_{Prod}(s) - s \cdot \tilde{E}_{Sto}(s) \quad (27)$$

Ainsi, la puissance injectée au réseau peut s'écrire dans le domaine de Laplace comme la somme de deux termes : une partie de la puissance n'est pas modifiée tandis que l'autre subit un lissage :

$$\frac{\tilde{P}_{Grid}(s)}{\tilde{P}_{Prod}(s)} = (1 - \alpha) + \frac{\alpha}{1 + \tau \cdot s} \quad (28)$$

$$= \frac{1 + (1 - \alpha) \cdot \tau \cdot s}{1 + \tau \cdot s} \quad (29)$$

Au final, la fonction de transfert entre la puissance au niveau du réseau et la puissance houlogénérée est une fonction de transfert du premier ordre. Attention toutefois au fait que la loi de gestion définit plus de choses que la fonction de transfert. La fonction de transfert est une conséquence de la loi de gestion, et la mise en place de la même fonction de transfert par un autre moyen n'assurerait pas les propriétés de limitation de l'énergie et de la puissance décrites dans la partie 3.2.

L'un des avantages de cette gestion est ainsi d'assurer une linéarité entre l'entrée et la sortie, ce qui, en plus de permettre une très bonne maîtrise du comportement du système, permet aussi une résolution rapide des équations dynamiques pour l'étape de dimensionnement, étape qui nécessite toujours beaucoup de résolutions successives. On utilise ainsi la fonction *filter()* de Matlab pour simuler l'action du stockage.

Nous proposons de déterminer les deux paramètres  $\alpha$  et  $\tau$  pour respecter la contrainte de qualité au niveau du réseau et minimiser le coût du système de stockage, et cela pour chaque état de mer (la gestion dépendra évidemment du type de production). Une infinité de couples ( $\alpha ; \tau$ ) permettent le respect du critère de flicker pour un profil de production donné. Les paramètres de gestion étant liés par définition à ceux dimensionnant le système de stockage, leur choix en dépendra comme nous allons le voir.

## 4. DIMENSIONNEMENT

### 4.1. Modèle de coût

Le coût est calculé ici en prenant en compte l'investissement et le coût des pertes dans le système de stockage. Le vieillissement du système de stockage n'est pas pris en compte ici :

$$C_{cycle} = c_{Energy} \cdot E_{rated} + c_{Feed-in} \cdot \langle P_{Loss} \rangle \cdot \Delta t \quad (30)$$

Avec  $C_{cycle}$  qui est le coût du système de stockage sur cycle,  $c_{Energy}$  le coût relatif du système de stockage par supercondensateurs, pris à 20 k€/kWh dans cette étude (cf. Figure 8),  $c_{Feed-in}$ , le tarif de rachat de l'énergie houlogénérée, pris à 150 €/MWh et  $\Delta t$ , la durée de vie de référence du système, prise ici à 20 ans.

La Figure 8 montre une analyse des coûts effectués auprès de 3 fournisseurs de composants électroniques. La variabilité importante cache bien sûr beaucoup de choses : conditionnement de plusieurs cellules en série pour les solutions les plus grosses (mettant en œuvre des solutions d'équilibrage et de dissipation), différence de comportement en terme de pertes ou de vieillissement suivant les gammes des constructeurs, différence en termes d'énergie massique.

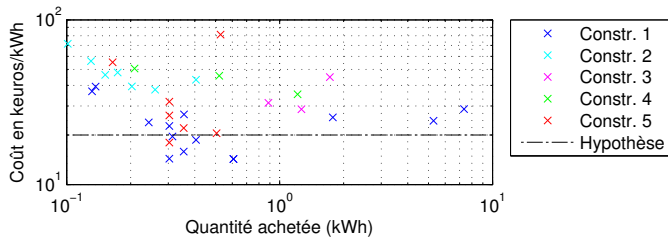


Fig. 8. Coût ramené à l'énergie des supercondensateurs pour différentes marques et différents fournisseurs en fonction de la capacité énergétique totale vendue

Le tarif d'achat de l'électricité de 150 €/MWh pour des durées de contrat sur 20 ans correspond à la tarification gouvernementale régie par l'arrêté du 1<sup>er</sup> mars 2007 [20]. Au vu de la maturité actuelle des énergies marines renouvelables, ce tarif apparaît comme assez faible, mais il représente assez bien l'horizon souhaitable pour que ces technologies soient intéressantes du point de vue de la parité réseau.

Nous allons prendre en compte 106 états de mer dont la probabilité d'occurrence correspond à celle de l'île d'Yeu (cf. Figure 9), en France, site considéré comme potentiellement intéressant pour l'énergie des vagues. Un état de mer, dont les caractéristiques principales sont la hauteur significative  $H_s$  et la période pic  $T_p$  correspond à un état de la houle stationnaire à l'échelle de l'heure, et donc à une stationnarité de la puissance produite.

Nous allons vérifier si un état de mer équivalent énergétiquement aux 106 états de mer peut permettre de trouver des résultats de dimensionnement similaire. Ainsi, l'état de mer retenu de caractéristique ( $H_s = 2.5$  m ;  $T_p = 8$  s) a une puissance moyenne

produite de 190 kW, contre 125 kW pour le système prenant en compte 106 états de mer. L'étude se fera donc avec une durée de référence plus courte, égale à 13 ans. Cet état de mer avec cette durée assure ainsi la même énergie produite que le système modélisé sur tous les états de mer pendant 20 ans et l'étude est donc équivalente énergétiquement.

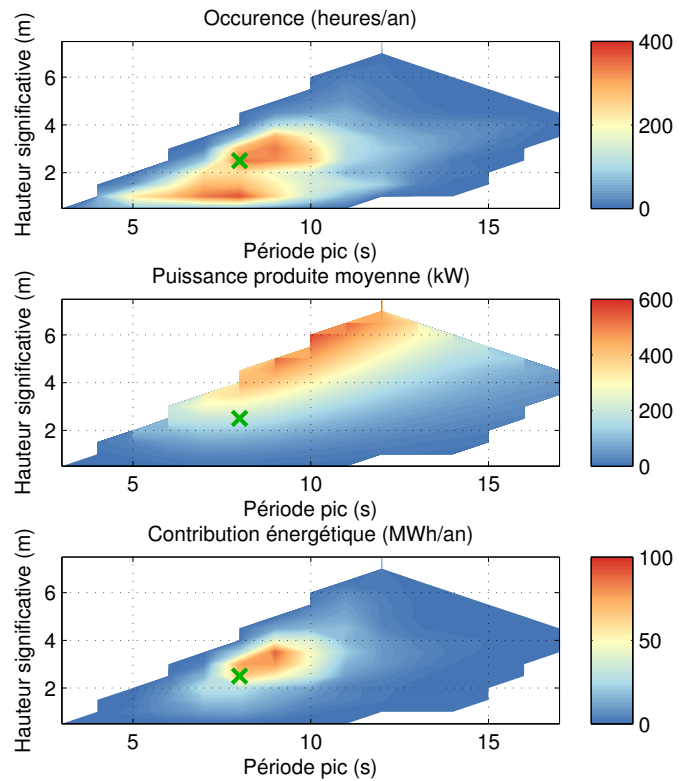


Fig. 9. Occurrences des états de mer sur l'île d'Yeu, productivités avec le SEAREV et contributions des états de mer à l'énergie moyenne récupérée en fonction de l'état de mer caractérisé par sa hauteur significative et sa période pic. la croix verte représente l'état de mer considéré comme représentatif (8 s ; 2,5 m)

### 4.2. Choix des paramètres de la loi de gestion

Pour chaque état de mer, une série de couples de paramètres ( $\alpha, \tau$ ) est déterminée en balayant  $\alpha$  de 0 à 1 et en cherchant  $\tau$  qui correspond à un niveau de flicker égal à la contrainte. Donc nous arrivons à avoir pour chaque état de mer un espace de paramètres  $\Omega(H_s, T_p) \subset \mathbb{R}^2$  correspondant à la propriété suivante :

$$\forall (\alpha, \tau) \in \Omega(H_s, T_p) : P_{lt}(H_s, T_p, \alpha, \tau) = 0.056 \quad (31)$$

Ainsi, pour chaque état de mer, 500 couples de paramètres appartenant à  $\Omega(H_s, T_p)$  et donc correspondant à un respect strict de la contrainte de flicker sont trouvés grâce à la fonction  $fminbnd()$  de Matlab appliqué à la fonction  $|P_{lt} - 0.056|$ .

D'après le modèle de coût, à dimensionnement donné, il faut minimiser les pertes pour minimiser le coût sur cycle. Pour cela, trois paramètres doivent être optimisés :  $E_{Min}$ ,  $E_{Max}$  et  $\alpha$ .

Les contraintes techniques évidentes sur  $E_{Min}$  et  $E_{Max}$  sont :  $E_{Min} \geq 0$  et  $E_{Max} \leq E_{Rated}$ . Pour minimiser les pertes, d'après l'équation (11), il faut maximiser l'état d'énergie  $E_{Sto}$ , donc on choisit logiquement :

$$E_{Max} = E_{Rated} \quad (32)$$

$$E_{Min} = E_{Max} - \Delta E \quad (33)$$

$$E_{Min} = E_{Rated} - \alpha \cdot \tau \cdot (P_{Max} - P_{Min}) \quad (34)$$

Si, après ce calcul,  $E_{Min}$  est négatif, cela veut dire que le système de stockage considéré est trop petit pour permettre la loi de gestion prévue. Pour une taille  $E_{Rated}$  avec laquelle la gestion est possible, on peut calculer les pertes pour tous les couples de valeur  $\alpha$  et  $\tau$ . On cherche donc à résoudre le problème suivant :

$$\min_{(\alpha, \tau) \in \Omega(H_s, T_p)} \langle P_{Loss} \rangle (E_{Rated}, H_s, T_p, \alpha, \tau) \quad (35)$$

Cette recherche est exhaustive dans chaque espace de paramètres et pour chaque dimensionnement (500 couples de paramètres testés). Cette minimisation des pertes est illustrée sur la Figure 10 pour une taille de stockage de 1.2 kWh et deux états de mer différents. Ce travail de minimisation des pertes est illustré avec un dimensionnement particulier, mais il sera répété ensuite avec plusieurs tailles de stockage.

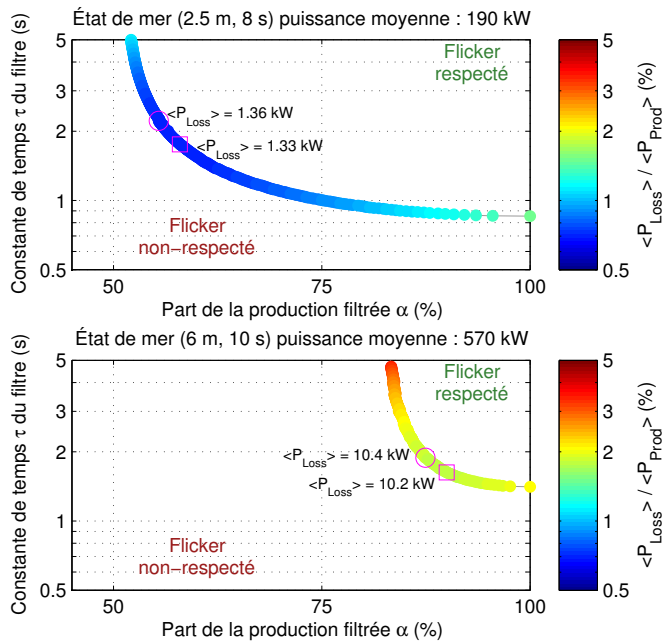


Fig. 10. Valeur moyenne des pertes ramenée à la production pour un système de stockage de 1.2 kWh dans le plan des paramètres de la loi de gestion ( $\alpha$  ;  $\tau$ )

Chaque point sur la figure 10 correspond à un couple de paramètres qui respecte la contrainte de flicker (sévérité long terme  $P_{lt} = 0.056$  comme expliqué dans la section 2.3). Le point correspondant au minimum des pertes est encadré tandis que le point correspondant au minimum de la valeur efficace de la puissance dans le stockage est encadré. On montre ainsi, sur deux

exemples, une règle assez générale : la minimisation des pertes dans le stockage correspond sensiblement à la minimisation de la valeur efficace de la puissance dans le système de stockage. Si l'on cherche à minimiser la puissance efficace dans le stockage à la place de minimiser les pertes, on a alors les paramètres  $\alpha$  et  $\tau$  de la loi de gestion qui ne dépendent plus de la taille du stockage choisie, mais uniquement de l'état de mer. Cela peut être intéressant à remarquer pour simplifier le problème, mais nous allons continuer à étudier la loi de gestion qui minimise les pertes.

La loi de gestion est donc différente pour chaque état de mer à dimensionnement donné, ce que l'on peut voir sur la Figure 11. Pour certains états de mer, le stockage n'est pas utilisé, la contrainte de flicker étant respectée sans qu'il y ait besoin de stockage d'énergie. Ainsi, lorsque  $\alpha = 0$ , le système de stockage n'est pas utilisé. La Figure 11 peut constituer un abaque d'utilisation du stockage si l'on a une information sur l'état de mer.

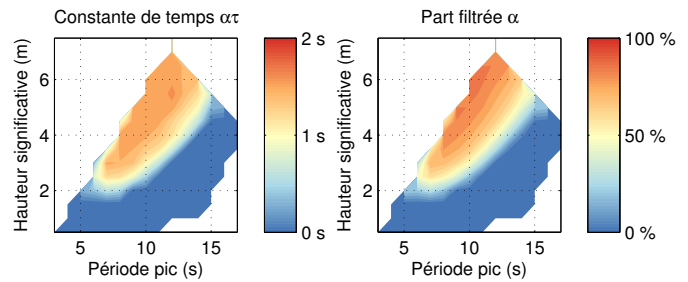


Fig. 11. Paramètres de gestion du stockage minimisant les pertes en fonction de l'état de mer pour un système de stockage de 1.2 kWh

On peut faire un abaque encore plus simple en utilisant une information que l'on est sûr d'avoir précisément : la valeur moyenne de la puissance produite. En effet, on peut considérer que cette valeur est directement liée aux variations de la puissance produite. C'est cet abaque qui est représenté sur la Figure 12. Ainsi, on voit que, globalement, plus cette valeur est élevée, plus le besoin de filtrer est important.

Lorsque la puissance moyenne est plus grande que 200 kW, on observe que le compromis pour minimiser les pertes est d'augmenter  $\alpha$  lorsque la puissance moyenne en gardant  $\alpha\tau$  quasi-constant.

La gestion étant maintenant définie pour chaque taille de stockage (cf. Figures 11 et 12), on peut s'intéresser au dimensionnement afin de trouver la taille de stockage qui minimise le coût sur cycle de la fonction lissage.

#### 4.3. Dimensionnement

200 valeurs différentes de taille de stockage, allant de 10 Wh à 5 kWh, sont étudiées dans la suite. Les lois de gestion ont été optimisées pour respecter la contrainte de flicker et minimiser le coût pour chaque taille de stockage, comme expliqué précédemment (cf. Figures 10, 11 et 12).

Deux hypothèses sont testées : dimensionner et prévoir le coût

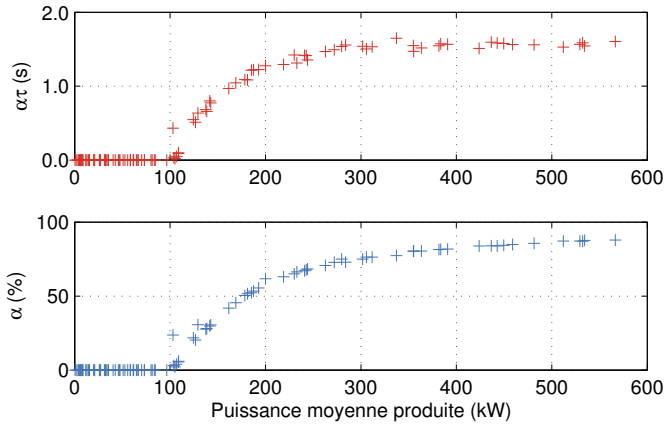


Fig. 12. Paramètres de gestion du stockage minimisant les pertes en fonction de la valeur moyenne de la puissance produite pour un système de stockage de 1.2 kWh

du système de stockage à partir de la modélisation de 106 états de mer présents sur l'île d'Yeu ou ne modéliser qu'un seul état de mer (ici l'état de mer considéré comme représentatif correspond à  $H_s = 2.5$  m et  $T_p = 8$  s). Les résultats sont présentés sur la Figure 13. L'optimum est marqué par une croix. La zone rouge correspond à une impossibilité de filtrer suffisamment pour respecter la contrainte de flicker, car le système est trop petit.

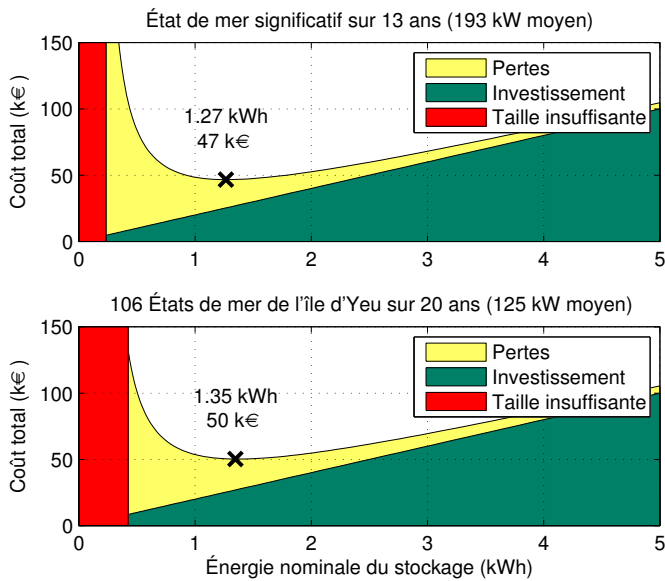


Fig. 13. Coût total en fonction de la taille du stockage prenant en compte l'investissement et les pertes dans le système de stockage.

Il est intéressant de voir que le résultat en terme de dimensionnement est très proche avec une prise en compte simplifiée des états de mer (erreur de 6 % sur la taille du stockage et de 7 % sur le coût du système). Par contre, la capacité énergétique minimale pour respecter la contrainte de flicker sur tous les états

de mer n'est bien sûr pas prédite. On se rend ainsi compte que, autour de l'optimum, la capacité des supercondensateurs est nettement sous-utilisée : avec la taille de stockage optimale, seuls 25% de l'énergie disponible sont utilisées sur l'état de mer représentatif et moins de 40% sur un état de mer extrême. Le dimensionnement s'est donc fait avant tout en puissance. Ainsi, si l'on souhaite chercher une autre technologie de stockage pour réaliser la même fonction, il faudrait chercher une technologie ayant un coût en puissance moins élevé.

Les variations de tension aux bornes du système de stockage sont même assez faibles pour remettre en question la nécessité d'un convertisseur entre le bus continu et les supercondensateurs, le surcoût d'un bus continu flottant (de tension continue faiblement et lentement variable) pouvant être rentabilisé par l'économie du hacheur.

En prenant comme référence un module de supercondensateurs de 125 V [21] (140 Wh pour 64 kg et un volume dédié de 0.13 m<sup>3</sup>), la masse de ce système de stockage serait de 620 kg pour un volume dédié de 1.3 m<sup>3</sup>. Ces valeurs ne sont pas problématiques au vu de la taille et de la masse du système de production complet (500 tonnes sans ballast et 2400 m<sup>3</sup>).

## 5. CONCLUSION

Une méthodologie de gestion et de dimensionnement d'un système de stockage d'énergie sous contrainte de flicker a été mise en place et utilisée dans le contexte de la qualité de l'énergie produite par une ferme de houlogénérateurs directs sur un réseau assez faible.

Une loi de gestion paramétrée a été présentée, elle permet le respect de la contrainte de flicker par un filtrage de la puissance électrique produite. Les paramètres de cette loi ont ensuite été optimisés pour réduire le coût sur durée d'usage prenant en compte l'investissement et la perte de productible due aux pertes par effet Joule dans le système de stockage d'énergie par supercondensateurs.

La méthodologie a été utilisée avec deux hypothèses : la prise en compte de 106 états de mer différents ou l'utilisation d'un seul état de mer représentatif. Malgré des conditions très différentes, la capacité de stockage optimale et l'estimation du coût du lissage sont très proches avec ces deux approches.

Dans cet exemple, le coût du système de stockage nécessaire serait alors d'environ 50 k€, soit un impact de 2 €/MWh, à mettre en regard du prix de rachat de l'électricité de 150 €/MWh. Cela semble donc être un impact raisonnable.

Pour confirmer ces résultats, des modèles de vieillissement en cyclage des supercondensateurs [22] devront être utilisés afin d'effectuer une véritable étude sur cycle de vie pour vérifier en particulier que les remplacements ne joueront pas un rôle trop important sur le coût sur cycle de vie.

## 6. REMERCIEMENTS

Ce travail a été subventionné par l'Agence Nationale de la Recherche (ANR) au sein du projet QUALIPHE (Qualité, Lissage et Intégration au réseau de la Production des Houlogénérateurs



électriques directs) à l'intérieur du programme PROGELEC.

## 7. RÉFÉRENCES

- [1] A. Babarit and A. H. Clément, "Optimal latching control of a wave energy device in regular and irregular waves," *Appl. Ocean Res.*, vol. 28, no. 2, pp. 77–91, Apr. 2006.
- [2] T. Kovaltchouk, B. Multon, H. Ben Ahmed, F. Rongère, A. Glumineau, and J. Aubry, "Influence of control strategy on the global efficiency of a Direct Wave Energy Converter with electric Power Take-Off," in *Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)*, 2013, pp 1-10.
- [3] B. Barahona and P. Sørensen, "Validation of the standard method for assessing flicker from wind turbines," *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 26, no. 1, pp. 373–378, 2011.
- [4] A. Blavette, D. L. O'Sullivan, T. W. Lewis, and M. G. Egan, "Dimensioning the equipment of a wave farm : Energy storage and cables," in *2013 Eighth International Conference and Exhibition on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)*, 2013, pp. 1–9.
- [5] J. Aubry, "Optimisation du dimensionnement d'une chaîne de conversion électrique directe incluant un système de lissage de production par supercondensateurs. Application au houlogénérateur SEAREV," thèse de doctorat de l'École Normale Supérieure de Cachan, 2011.
- [6] J. Aubry, P. Bydlowski, B. Multon, H. Ben Ahmed, and B. Borgarino, "Energy Storage System Sizing for Smoothing Power Generation of Direct Wave Energy Converters," in *3rd International Conference on Ocean Energy*, 2010, pp. 1–7.
- [7] P. Haessig, B. Multon, H. Ben Ahmed, and S. Lascaud, "Quelle loi de gestion choisir pour dimensionner un système de stockage d'énergie ?," *Symposium du Génie Electrique*, 2014.
- [8] International Electrotechnical Commission, "CEI 61000-4-15 : Compatibilité électromagnétique (CEM) – Partie 4 : Techniques d'essai et de mesure – Section 15 : Flickermètre – Spécifications fonctionnelles et de conception." 2003.
- [9] R. Wierda, "Flicker ou scintillement des sources lumineuses," *Cah. Tech. Merlin Gerin CT176*, 1995.
- [10] J. Courault, G. de Preville, and J.-L. Sanhet, "Fluctuations de tension et flicker : Évaluation et atténuation (partie 1)," *Tech. l'ingénieur. . . .*, 2001.
- [11] République Française, "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" *JORF*, vol. 0098, 2008.
- [12] P. Jourdan, "Flickermeter Simulator," *Matlab central*, 2009.
- [13] International Electrotechnical Commission, "IEC 61400-21 Wind turbine generator systems – Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines." 2001.
- [14] Maxwell Technologies, "Datasheet K2 Series Ultracapacitors." pp. 1–4, 2007.
- [15] S. Caux, J. Lachaize, M. Fadel, P. Shott, and L. Nicod, "Modelling and control of a Fuel Cell System and Storage Elements in transport applications," *J. Process Control*, vol. 15, no. 4, pp. 481–491, Jun. 2005.
- [16] S. M. Mueyeen, R. Takahashi, T. Murata, and J. Tamura, "Integration of an Energy Capacitor System With a Variable-Speed Wind Generator," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 24, no. 3, pp. 740–749, Sep. 2009.
- [17] G. O. Suvire and P. E. Mercado, "Active power control of a flywheel energy storage system for wind energy applications," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 6, no. 1, p. 9, 2012.
- [18] P. Haessig, T. Kovaltchouk, B. Multon, H. Ben Ahmed, and S. Lascaud, "Computing an Optimal Control Policy for an Energy Storage," in *EuroSocyPy 2013*, pp. 1–8.
- [19] M.-J. Kim and H. Peng, "Power management and design optimization of fuel cell/battery hybrid vehicles," *J. Power Sources*, vol. 165, no. 2, pp. 819–832, Mar. 2007.
- [20] République Française, "Arrêté du 1er mars 2007 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, cours d'eau et mers, telles que visées au 1° de l'article 2 du décret n°2000-1196 du 6 décembre 2000," *JORF*, p. 1,5, 2007.
- [21] Maxwell Technologies, "Datasheet 125V Heavy Transportation Module." pp. 1–6, 2013.
- [22] T. Kovaltchouk, B. Multon, H. Ben Ahmed, J. Aubry and P. Venet "Enhanced Aging Model for Supercapacitors taking into account Power Cycling : Application to the sizing of an Energy Storage System in a Direct Wave Energy Converter," in *Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)*, 2013 Eighth International Conference and Exhibition on, 2013.