

Projet Uliss.EMR :

Lissage de la production d'une hydrolienne par un système de stockage électrique - Dimensionnement et réalisation d'un démonstrateur à terre

Sophie MOLINA¹, Mohamed TRABELSI², Maël RIOU¹, Erwann NICOLAS³, Jean-Frédéric CHARPENTIER²,
Franck SCUILLER², Christopher FRANQUET¹

¹ENTECH SE Quimper, ²Institut de Recherche de l'École Navale, ³SABELLA SAS Quimper

RÉSUMÉ - L'objectif du projet de recherche uLISS.EMR est de proposer une solution innovante pour lisser les fluctuations rapides de puissance pouvant être associées aux systèmes d'énergie marine. Ce projet est financé par la communauté Européenne (FEDER), la région Bretagne et la communauté urbaine de Quimper. Il associe 2 partenaires industriels, ENTECH SE et SABELLA SAS et l'Institut de Recherche de l'École Navale (IRENav). Le projet a permis de réaliser un démonstrateur à échelle préindustrielle (plusieurs dizaines de kW) basé sur un système de stockage d'énergie par supercapacités, afin d'évaluer le lissage des fluctuations d'une turbine hydrolienne de grande puissance. Les données de production sont issues de mesures réelles mises à disposition par SABELLA. Le dimensionnement du démonstrateur, sa modélisation et la réalisation expérimentale sont présentés dans cet article.

Mots-clés — *Energies Marines, démonstrateur, lissage de la puissance, super-capacités, hydroliennes.*

1. INTRODUCTION

L'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux électriques est en constante augmentation depuis plusieurs années, générant de nouvelles contraintes de fiabilité et stabilité pour les gestionnaires. Ces énergies sont souvent caractérisées par une production intermittente, source de fluctuations pouvant fragiliser le réseau. Le développement de nouvelles solutions technologiques afin de parer à ces fluctuations est donc nécessaire pour accompagner la transition vers ces sources renouvelables.

L'énergie hydrolienne, basée sur l'utilisation des courants marins, est l'une des énergies marines les plus prometteuses, notamment pour les réseaux insulaires. Le potentiel mondial est estimé entre 100 et 120 GW, et pourrait donc constituer une source non négligeable d'énergie pour les systèmes isolés [1]–[3]. Cependant, si les phénomènes de marée associés à l'énergie hydrolienne sont facilement prédictibles, avec des cycles de quelques heures, les courants marins sont perturbés par des effets de turbulence, et la houle, sur des pas de temps

plus faibles, de l'ordre de la seconde. Ces fluctuations de courant marin génèrent des variations de production qui peuvent mettre en danger la stabilité du réseau, en particulier dans le cas de réseaux isolés, qui ont peu d'inertie. Des problématiques similaires ont déjà été traitées pour l'énergie éolienne notamment, et plusieurs solutions ont pu être proposées : intégration de contraintes spécifiques à l'éolien dans les réseaux, stratégies de contrôle spécifiques des turbines, ajout de systèmes de stockage [4]–[7]. Parmi les technologies de stockage évaluées, les supercapacités et volants d'inertie ont montré des réponses satisfaisantes, par leur rapidité de charge/décharge et leur forte cyclabilité. Ces systèmes pourraient être adaptés à la production hydrolienne, afin de réduire les fluctuations liées aux variations de courant. Cette observation a conduit à la formation du consortium du projet uLISS.EMR, dont l'objectif est de dimensionner et réaliser un démonstrateur de stockage pour le lissage hydrolien.

Le présent article rend compte des travaux réalisés par l'ensemble des partenaires, dans le cadre du projet, en commençant par le choix du système de stockage et son dimensionnement. La réalisation et les tests d'un prototype démonstrateur ont ensuite permis l'évaluation expérimentale de la solution de lissage proposée, et la validation d'une modélisation de l'ensemble, à échelle du démonstrateur et à échelle réelle.

2. LE PROJET uLISS.EMR

2.1. Consortium

Le projet uLISS.EMR associe deux industriels, SABELLA et ENTECH, et l'Institut de Recherche de l'École Navale.

SABELLA est l'un des pionniers européens de l'industrie hydrolienne [8], [9], et exploite depuis 2015 une turbine de 10 m de diamètre, la D-10, à proximité de l'île d'Ouessant (Fig. 1). Le banc de test développé dans le cadre du projet vise à reproduire le comportement de cette turbine, en se basant sur les données recueillies par SABELLA en conditions réelles.

ENTECH est une entreprise basée en Bretagne et spécialisée dans la gestion, le stockage et la conversion

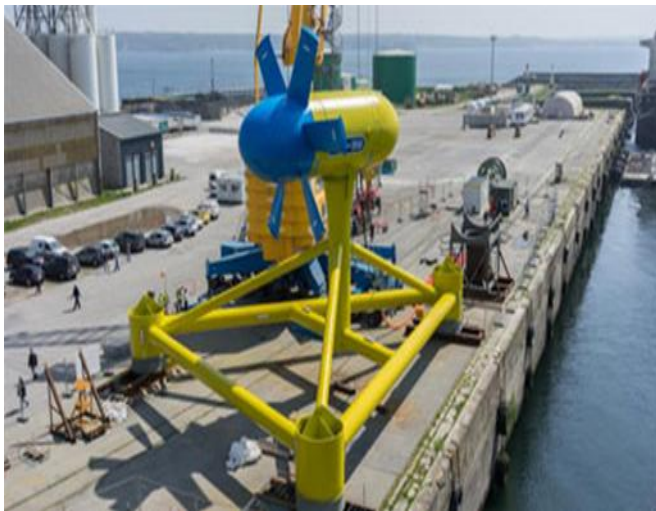


Fig. 1. Hydrolienne D-10 de SABELLA à quai

d'énergie. Le démonstrateur du projet uLISS.EMR sera réalisé et testé dans leurs locaux, à Quimper.

L'École Navale travaille depuis plus de 10 ans sur les thématiques liées aux énergies marines, et plus particulièrement sur la conception, la modélisation et le pilotage des technologies hydroliennes. Le laboratoire IRENav s'investit dans le projet uLISS sur le volet concernant la modélisation, et la gestion du système de stockage.

2.2. Sélection de la technologie de stockage

Afin de choisir la solution de stockage, plusieurs paramètres doivent être pris en compte [10]–[12]. Il s'agit dans un premier temps de définir le type d'applications visé, « puissance » ou « énergie ». Ici, le lissage de fluctuations à l'échelle de la seconde relève davantage de l'application « puissance », avec un objectif d'amélioration de la qualité et de la stabilité du réseau. Pour ce fonctionnement, avec un fort nombre de cycles et des charges/décharges rapides, la notion « d'autodécharge » est secondaire, l'énergie étant chargée/déchargée fréquemment. Le nombre de cycles toléré par le système devient en revanche un paramètre clé de la longévité de l'installation. La Fig. 2 illustre la répartition des technologies de stockage disponibles, par niveau de puissance et durée de décharge.

Précédemment identifiés pour une utilisation avec l'éolien, les supercondensateurs et volants d'inertie correspondent à des temps de décharge courts, sur une large plage de puissance, jusqu'à 10 MW. Leur rendement est élevé, entre 85 et 100% pour les deux technologies.

Les volants d'inertie stockent l'énergie sous forme cinétique, utilisant la rotation d'une masse donnée, qui accélère et décélère selon les charges et décharges. Le système supporte un nombre de cycles élevés, mais reste coûteux, ce qui freine son développement [13]–[15].

Les supercondensateurs supportent également un nombre de cycles élevé, le stockage étant basé sur l'adsorption des ions sur des conducteurs, de part et d'autre d'une membrane perméable (Fig. 3).

Les principaux freins au développement des supercondensateurs sont leur coût élevé et leur faible densité énergétique, notamment en comparaison avec des batteries. Cependant, des temps de réponse courts (de l'ordre de la seconde) et une tolérance importante au cyclage (plus de 500 000 cycles) font des supercondensateurs une solution très performante pour des applications de lissage. C'est finalement cette technologie qui sera retenue et intégrée dans le prototype uLISS.EMR.

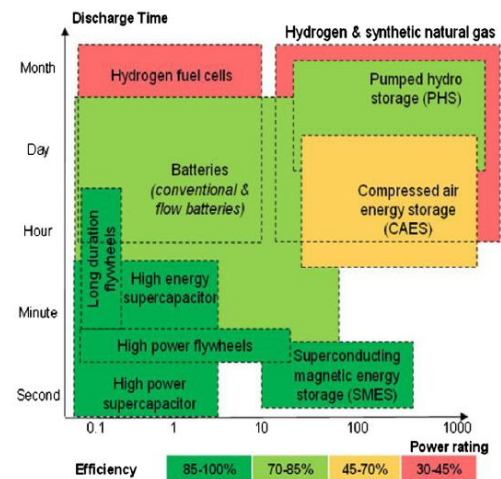


Fig. 2. Classement des technologies de stockage en puissance et temps de décharge [11]

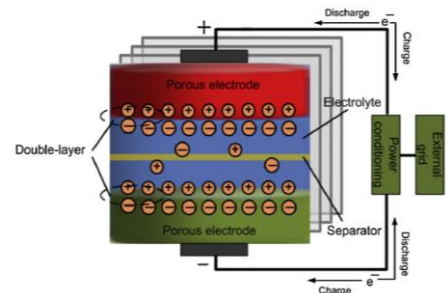


Fig. 3. Principe d'une supercondensité [10]

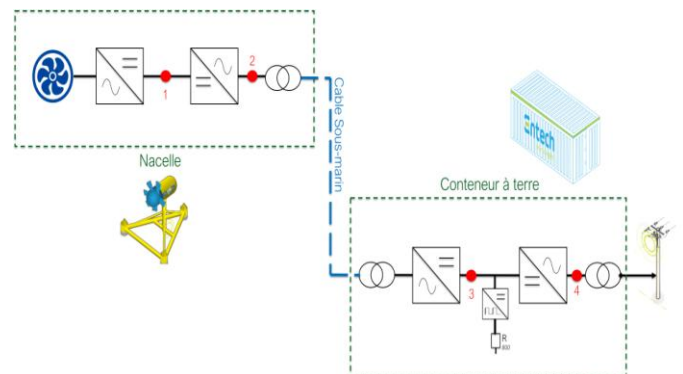


Fig. 4. Points de connexion potentiels du système de stockage

3. DESIGN ET DIMENSIONNEMENT DU SYSTEME DE STOCKAGE

3.1. Positionnement du banc de supercondensités

En se basant sur l'architecture de conversion utilisée pour l'hydrolienne D-10, plusieurs points de connexion possibles du système de stockage ont été identifiés (Fig. 4). Deux sont situés dans la nacelle de l'hydrolienne, sous l'eau, sur le bus DC entre convertisseurs (1) ou sur le bus AC en sortie (2). Deux autres sont repérés dans le conteneur à terre, sur le bus DC (3) ou en sortie AC (4).

Afin de conserver un accès facile au système de stockage, un positionnement à terre est envisagé (points de connexion 3 ou 4). Un raccordement direct sur le bus DC permet la combinaison des supercondensateurs avec d'autres systèmes, telles que des batteries par exemple, mais n'est possible que si ce bus DC existe à terre. À l'inverse, une intégration en AC est

toujours possible. Les deux configurations (points 3 et 4) seront donc évaluées au niveau du prototype.

3.2. Dimensionnement du système de stockage

Le dimensionnement du système est basé sur les données de fonctionnement de la turbine D-10 fournies par SABELLA. Plusieurs jeux de données ont été analysés afin d'identifier le cas le plus critique pour le banc de supercapacités, en puissance et énergie. Pour ce faire, une contrainte est appliquée sur l'injection au réseau, afin de forcer le lissage par le système de stockage. Cette contrainte est définie sous la forme d'une rampe, positive et négative, en kW/s. Les journées à fort courant, telle que celle présentée en Fig. 5 (avec une échelle de puissance adimensionnée), aboutissent à des sollicitations plus fortes du système de stockage. Sur la base de ces essais, le dimensionnement final obtenu est de 250 kW et 1500 Wh à l'échelle de la turbine D-10. Un facteur 1/5 est appliqué pour le passage sur le prototype, afin de respecter les capacités de puissance des convertisseurs à terre. La cible finale est donc un système de stockage de 50 kW et 300 Wh.

3.3. Configuration du système de stockage

Connaissant la capacité du stockage recherché, 300 Wh, le nombre de supercapacités à intégrer dans l'installation peut être calculé. L'objectif est d'atteindre non seulement le dimensionnement en énergie et puissance, mais également un optimum économique et mécanique (intégration et encombrement du système de stockage). Les modules utilisés pour le démonstrateur sont prêts par la société Blue Solutions dans le cadre du projet uLISS.EMR. Chaque module a une capacité de 150 F et une tension nominale de 54 V.

La tension maximale du banc de supercapacités devra rester inférieure à celle du bus DC de l'installation qui vaut 750 V. Le dimensionnement du convertisseur DC/DC dépendra directement du courant maximum à transporter : il s'agit donc de trouver un optimum entre une tension assez élevée pour réduire le courant à passer dans le convertisseur, mais une tension qui reste raisonnable par rapport à celle du bus DC.

L'énergie maximale pouvant être stockée par un banc de supercapacités s'exprime selon la formule suivante :

$$E_{disponible} = \frac{1}{2} C_{module} \frac{N_{parallèle}}{N_{série}} [U_{max}^2 - U_{min}^2] \quad (1)$$

U_{max} correspond à la tension maximale du système de stockage, et découle directement du nombre de modules utilisés. Pour une énergie donnée et un nombre de modules, il est donc possible de déduire la tension minimale U_{min} nécessaire. Les bornes U_{min} et U_{max} définissent alors la plage de fonctionnement du système de stockage. La tension maximale permet également de calculer l'état de charge ou « State Of Charge » en anglais, SoC, du système à tout instant, selon la formule :

$$SoC_{Sc} = \frac{E_{Sc}}{E_{max}} = \left(\frac{U_{Sc}}{U_{max}} \right)^2 \quad (2)$$

La tension du bus DC est à 750 V : un maximum pour le système de stockage est défini à 700 V, afin de conserver une marge de sécurité. Chaque module ayant une tension nominale de 54 V, il est possible d'en connecter 12 en série en respectant cette limite. Une combinaison de 12 modules équivaut à une capacité de stockage disponible de 729 Wh en utilisant toute la plage de SoC, ce qui est largement supérieur à la cible de 300 Wh. Une mise en parallèle des modules ne sera donc pas

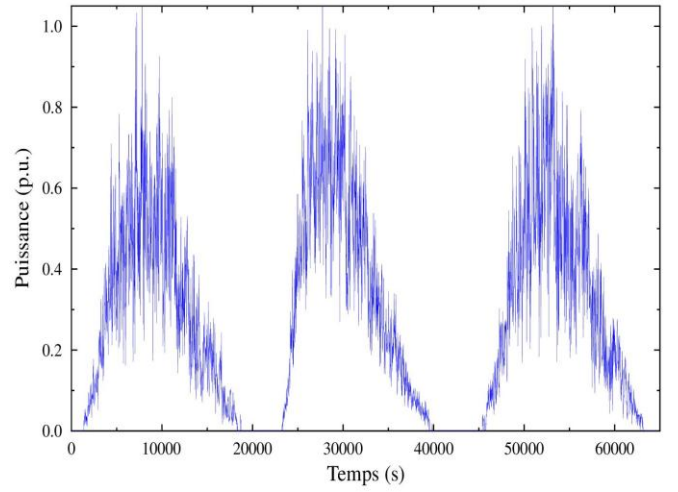


Fig. 5. Exemple d'une journée type à fort courant (données SABELLA D-10)

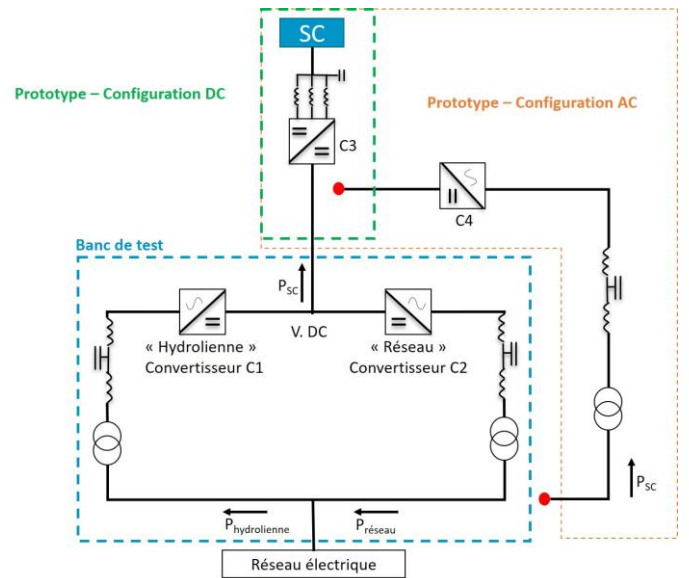


Fig. 6. Schéma simplifié des configurations envisagées pour le prototype

nécessaire pour atteindre la capacité de stockage souhaitée. De l'autre côté, une diminution du nombre de modules conduirait à un courant plus important pour le convertisseur (diminution de la tension minimale qui conduit à une augmentation du courant nominal) et donc un coût plus élevé. De plus, des limites haute et basse pour le SoC pourront être définies (par exemple 20 et 80%) afin de ne pas épuiser complètement le système, et de pouvoir répondre même sur une forte sollicitation. Ainsi, un stockage à 12 modules en série est choisi pour le démonstrateur.

3.4. Architecture de conversion

Comme présenté précédemment, deux configurations ont été testées pour le prototype uLISS.EMR, pour deux différents points de connexion sur la chaîne de l'hydrolienne. Un schéma simplifié de ces deux architectures est donné dans la Fig. 6.

Quelle que soit la configuration, le convertisseur C_1 permet l'émulation de la production hydrolienne (données de SABELLA). La puissance et ses fluctuations sont alors l'image du courant injecté sur le bus DC. Le convertisseur C_2 injecte la puissance sur le réseau. Dans le cas de la configuration DC, cette puissance a été lissée en amont par l'intervention du stockage au niveau du bus DC. Sur la configuration AC, le lissage est effectué à posteriori, en sortie de transformateur juste avant le réseau. Pour les deux cas, la contrainte de lissage est fixée à 1 kW/s (en lien avec la contrainte de 5 kW/s

imposée par le gestionnaire de réseau pour la turbine D-10 implantée sur le réseau de l'île d'Ouessant).

La première option, la configuration DC, est simple à implémenter car elle nécessite peu de composants supplémentaires, le système de stockage étant connecté via un convertisseur DC/DC sur le bus DC. Pour la configuration AC, aucun bus DC n'est nécessaire, ce qui la rend modulaire et transposable à d'autres configurations. Un convertisseur AC/DC supplémentaire est cependant indispensable. Il va permettre la répartition des puissances entre le réseau et le système de stockage selon le lissage souhaité.

3.5. Pilotage du démonstrateur

Les modes de fonctionnement des convertisseurs sont définis en amont des tests, en fonction des missions à remplir par chacun. Le détail est donné ci-dessous pour la configuration DC, la première à avoir été testée :

- Le convertisseur C_1 est piloté avec une consigne de puissance, actualisée toutes les 100 ms, afin de reproduire en entrée la puissance produite par l'hydrolienne incluant les fluctuations;
- Le convertisseur C_2 est également piloté avec une consigne en puissance, avec en complément une limitation de rampe permettant de borner l'injection réseau à une valeur donnée ;
- Le convertisseur C_3 est piloté pour réguler la tension sur le bus DC, permettant aux supercapacités d'absorber ou de compenser les fluctuations.

Les essais sur le démonstrateur sont réalisés via une interface SCADA spécifiquement développée dans le cadre du projet uLISS.EMR. Cette interface permet de paramétrer les conditions d'essai, et de suivre l'évolution des données en temps réel. Elle donne notamment accès à la stratégie de gestion des supercapacités. Cette stratégie permet de corriger l'état de charge (SoC pour State of Charge) du stockage, en appliquant une correction de la forme suivante sur la consigne de puissance réseau, $P_{réseau}$, (convertisseur C_2) :

$$P_{réseau} = P_{réseau} * (1 + coefficient) \quad (3)$$

Le lissage par le convertisseur étant appliqué après cette correction, afin de garantir en permanence le respect de la rampe imposée. Le coefficient varie en fonction du SoC mesuré à l'instant t , et de son écart par rapport au SoC souhaité, selon le graphique de la Fig. 7. L'objectif étant de ramener l'état de charge autour d'une valeur médiane et d'éviter les dérives d'état de charge qui pourraient mettre le système de stockage en butée.

4. RESULTATS EXPERIMENTAUX

Une première caractérisation du prototype en configuration DC a pu être réalisée, sur différents intervalles de temps et niveaux de puissance. Les essais ont également permis d'évaluer l'influence de plusieurs paramètres, comme la stratégie de gestion des supercapacités, ou la rampe, sur le lissage et les sollicitations du système de stockage.

4.1. Résultats de lissage

Les résultats sur une marée sont présentés dans la Fig. 8. Pour une meilleure lisibilité, les rampes mesurées à la seconde sont tracées en fonction du temps, pour les données avant lissage (convertisseur C_1) et après lissage (convertisseur C_2). Le lissage est efficacement réalisé par le système de stockage, ce qui permet de valider l'utilisation d'un banc de supercapacités pour l'absorption des fluctuations d'une

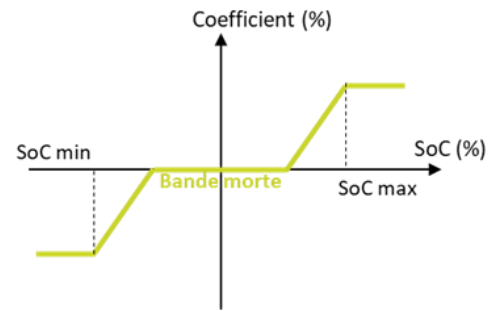


Fig. 7. Loi de calcul du coefficient de correction en fonction du SoC

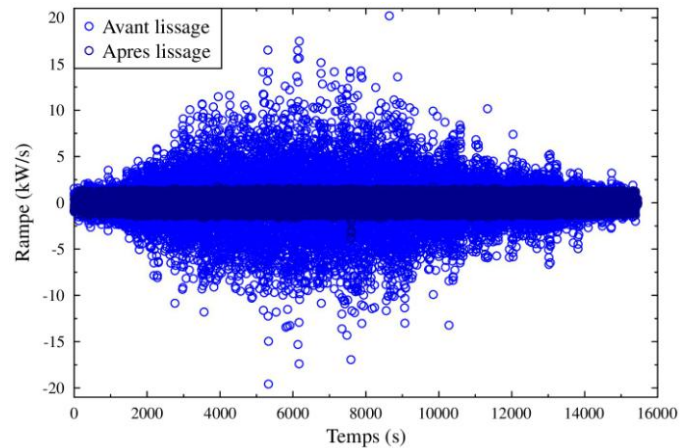


Fig. 8. Évolution de la rampe calculée avant et après lissage

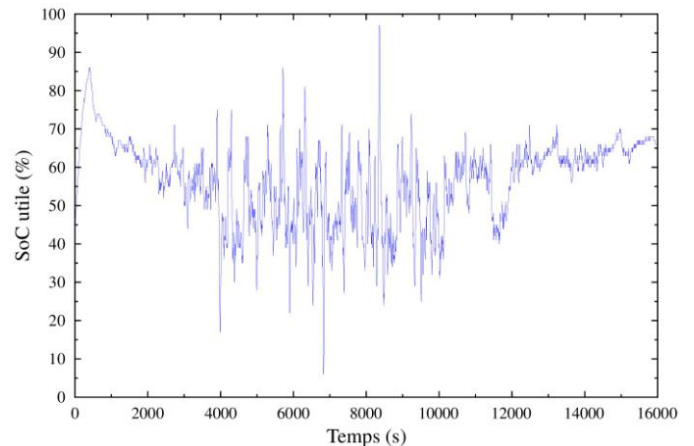


Fig. 9. Évolution du SoC utile des supercapacités au cours d'un essai

production hydrolienne. En termes de sollicitations, un nombre de cycles équivalents, basé sur le cumul de l'énergie déchargée par les supercapacités au long de l'essai, peut être calculé : sur une marée, les supercapacités ont réalisé un total de 26 cycles. Ce nombre élevé par rapport au temps d'essai (un peu moins de 5 heures) confirme le choix de la technologie supercapacités, plus résistante à un cyclage élevé que des batteries Li-ion par exemple.

L'évolution du SoC utile des supercapacités au cours du temps est présentée à la Fig. 9.

Malgré la présence d'une stratégie de gestion du système de stockage, on constate que le SoC s'approche parfois des limites haute et basse définies. Il est à noter que la figure 9 présente un SoC dit utile, qui intègre les bornes en tension entrées pour la sécurité des supercapacités. Un SoC utile de 100% correspond ainsi à une tension de 580 V, soit un SoC réel de 80%. De la même manière, un SoC utile à 0% correspond en réalité à un SoC de 20%. La présence de ces limitations restreint l'énergie disponible au niveau du stockage, qui passe de 729 à 438 Wh.

Cette valeur reste néanmoins supérieure de 46% au besoin estimé, 300 Wh. Cependant, il est intéressant de noter que le SoC s'approche de ces bornes, et qu'une marge de dimensionnement supplémentaire pourrait être nécessaire lors du choix final du système de stockage.

La rampe obtenue après lissage (voir Fig. 8) est légèrement supérieure à la cible donnée au convertisseur C_2 , de l'ordre de 1.5 kW/s pour une consigne de 1 kW/s. Afin de respecter la contrainte du gestionnaire de réseau, une marge doit donc être appliquée, afin de prendre en compte les incertitudes liées à la régulation (et en particulier l'échantillonnage et les temps de gestion) et la précision du matériel. Les résultats sur 15 minutes avec une consigne de rampe à 0.5 kW/s sont donnés à la Fig. 10.

Le passage à une contrainte plus forte au niveau du convertisseur réseau permet de respecter la limitation demandée par le gestionnaire, l'ensemble des points obtenus se situant entre -1 et + 1 kW/s. Ce décalage devra être estimé et pris en compte sur chaque installation.

4.2. Stratégie de gestion des supercapacités

La stratégie de gestion des supercapacités telle qu'illustrée en Fig. 7 permet de définir ou non une bande morte, ainsi que des bornes haute et basse de régulation, et une rampe de correction. Plusieurs essais ont été réalisés afin d'évaluer l'influence de cette stratégie sur l'évolution du SoC du système de stockage. Les résultats sur le SoC utile, pour un essai de 15 minutes, sont comparés à la Fig. 11.

En l'absence de régulation, le SoC dérive en permanence à la hausse : sur un essai plus long, il semble probable que la limite haute aurait été atteinte, causant une indisponibilité du système de stockage et un arrêt des capacités de lissage. À l'inverse, pour des régulations à fort coefficient ou sans bande morte, le SoC évolue peu, toute déviation hors de la bande morte étant quasi-immédiatement corrigée. Les sollicitations du banc de supercapacités semblent légèrement plus fortes pour le cas sans bande morte, avec un nombre de cycles équivalents qui augmente. Un essai plus long serait cependant nécessaire afin de confirmer cette tendance.

5. OUTIL DE MODELISATION ULISS.EMR

En parallèle du développement du démonstrateur, un outil de simulation a été conçu et testé par l'IRENav, dans un premier temps à l'échelle de l'hydrolienne D-10 de SABELLA, et ensuite à l'échelle du prototype. Cet outil associe des modèles de la chaîne de conversion complète de l'hydrolienne, et du système de stockage par supercapacités. Le développement de cet outil a été réalisé en s'appuyant sur une analyse REM, Représentation Énergétique Macroscopique, présentée à la Fig. 12.

La modélisation réalisée a permis de modéliser et identifier les lois de commande pour les trois unités principales de la chaîne.

- Une unité de production, depuis la turbine alimentée par les courants marins, jusqu'à la sortie de l'ensemble variateur-convertisseur de la nacelle ;
- Une unité de stockage comprenant le banc de supercapacités et le convertisseur DC/DC et filtrage associé ;
- Une unité d'intégration sur le réseau, la fin de la chaîne de conversion, avec un nouvel ensemble de deux convertisseurs.

L'intérêt de l'analyse réalisée est de mettre en évidence les principaux points de contrôle de l'installation, et d'ainsi identifier les stratégies pouvant être mises en œuvre pour améliorer les performances du système. C'est notamment le cas

de la gestion des supercapacités, pour lesquelles différentes régulations ont été mises en place. Cette analyse est décrite

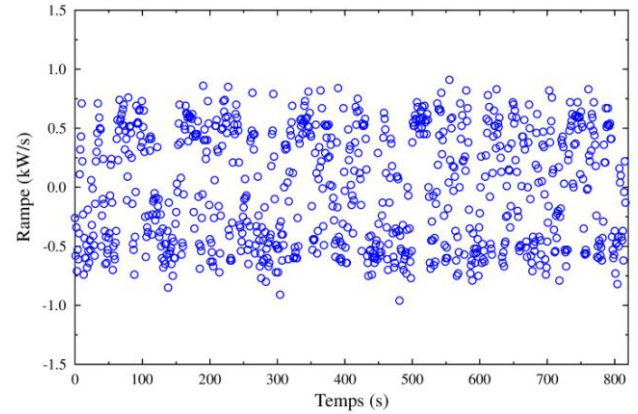


Fig. 10. Évolution de la rampe pour une consigne de 0.5 kW/s

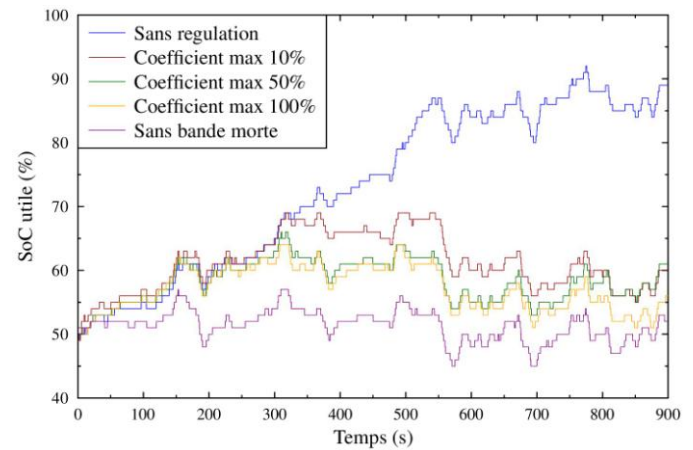


Fig. 11. Évolution du SoC avec le temps selon la stratégie de gestion choisie

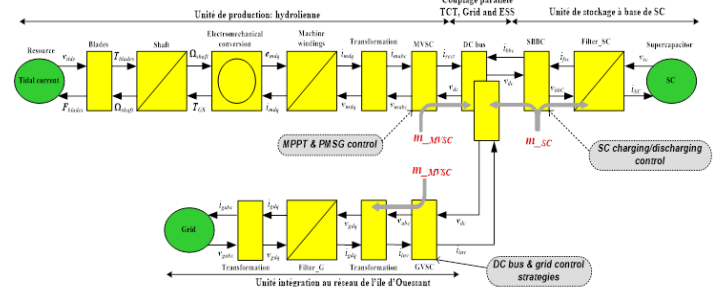


Fig. 12. Représentation REM de la chaîne de conversion de l'hydrolienne

plus en détails dans [16]. Cet outil a permis d'effectuer des simulations pour une configuration similaire à celle du démonstrateur version DC, présentée précédemment, ce qui a permis une validation des résultats numériques.

Les résultats obtenus pour deux stratégies de gestion des supercapacités sont comparés à la Fig. 13. Il s'agit de l'évolution du SoC au cours du temps, sans gestion du stockage, et avec une gestion identique à celle présentée dans la Fig. 7.

Lorsqu'aucune stratégie n'est mise en place, le SoC des supercapacités atteint à plusieurs reprises la limite haute définie, ici 90% : sur ces fluctuations, aucun lissage ne peut être réalisé, et les variations sont donc directement injectées sur le réseau. Avec une gestion du stockage, les limites haute et

basse ne sont jamais atteintes, ce qui garantit un lissage sur la durée complète de l'essai.

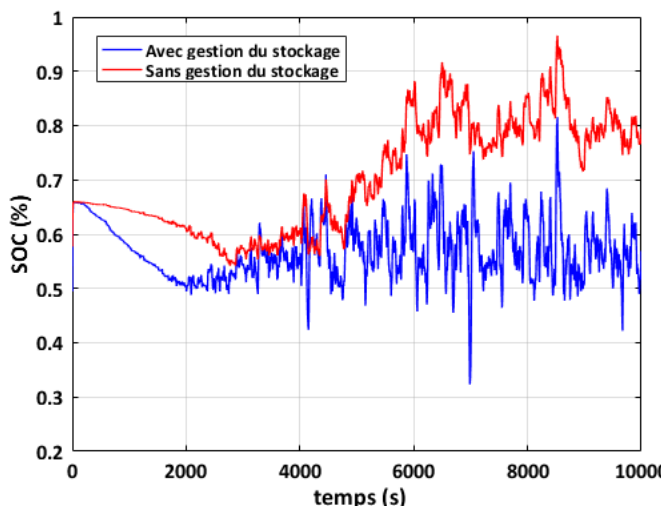


Fig. 13. Résultat de simulation de l'évolution du SoC avec et sans gestion du stockage

6. CONCLUSIONS

Le projet uLISS.EMR rassemble trois partenaires, SABELLA, l'École Navale et ENTECH, autour d'une thématique commune, le lissage de la production hydrolienne.

Le projet a ainsi permis de démontrer la faisabilité de ce lissage par un système de stockage à base de supercapacités. Cette validation a été réalisée expérimentalement et numériquement, avec d'une part la conception et le test d'un démonstrateur, et d'autre part le développement d'un outil de modélisation.

Les essais réalisés sur le démonstrateur ont mis en évidence le lissage réalisé par le système de stockage, et les paramètres pouvant influencer sur les performances de ce dernier, en particulier la stratégie de gestion de l'état de charge des supercapacités. Ces résultats ont été confirmés par l'approche numérique, qui a également mis en lumière l'intérêt d'une stratégie de gestion pour le système de stockage. Après validation sur l'échelle démonstrateur, l'outil de simulation a pu être extrapolé à l'hydrolienne D-10 de SABELLA, confirmant également le lissage sur la base de données réelles fournies par l'entreprise.

7. REMERCIEMENTS

Les travaux réalisés dans le cadre du projet uLISS.EMR ont bénéficié du soutien de la Région Bretagne, de la communauté d'agglomération Quimper Bretagne Occidentale et de la communauté européenne, via le programme FEDER.

Les modules de supercapacités ont été prêtés gracieusement par Blue Solutions.

8. REFERENCES

- [1] H. Chen, T. Tang, N. Ait-Ahmed, M. E. H. Benbouzid, M. Machmoum, et M. E.-H. Zaim, « Attraction, Challenge and Current Status of Marine Current Energy », *IEEE Access*, vol. 6, p. 12665- 12685, 2018, doi: 10.1109/ACCESS.2018.2795708.
- [2] « Etude stratégique de la filière hydrolien marin », ADEME, 2018. Consulté le: mai 27, 2019. [En ligne]. Disponible sur: https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/etude_hydrolien_marin_-_version_publiee.pdf.
- [3] T. El Tawil, J. F. Charpentier, et M. Benbouzid, « Tidal energy site characterization for marine turbine optimal installation: Case of the Ouessant Island in France », *Int. J. Mar. Energy*, vol. 18, p. 57- 64, juin 2017, doi: 10.1016/j.ijome.2017.03.004.
- [4] S. I. Gkavanoudis et C. S. Demoulias, « A combined fault ride-through and power smoothing control method for full-converter wind turbines employing Supercapacitor Energy Storage System », *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 106, p. 62- 72, janv. 2014, doi: 10.1016/j.epsr.2013.08.007.
- [5] C. Abbey et G. Joos, « Supercapacitor Energy Storage for Wind Energy Applications », *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 43, n° 3, p. 769- 776, 2007, doi: 10.1109/TIA.2007.895768.
- [6] F. Díaz-González, A. Sumper, O. Gomis-Bellmunt, et R. Villafila-Robles, « A review of energy storage technologies for wind power applications », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, n° 4, p. 2154- 2171, mai 2012, doi: 10.1016/j.rser.2012.01.029.
- [7] X. Zhao, Z. Yan, Y. Xue, et X.-P. Zhang, « Wind Power Smoothing by Controlling the Inertial Energy of Turbines With Optimized Energy Yield », *IEEE Access*, vol. 5, p. 23374- 23382, 2017, doi: 10.1109/ACCESS.2017.2757929.
- [8] « Sabella », *Sabella*. <https://www.sabella.bzh/fr> (consulté le juin 03, 2019).
- [9] « Sabella holds up D10 redeployment », *Marine Energy*. <https://marineenergy.biz/2017/06/19/sabella-holds-up-d10-redeployment/> (consulté le juin 03, 2019).
- [10] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, et J. Clarke, « Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation », *Appl. Energy*, vol. 137, p. 511- 536, janv. 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.09.081.
- [11] M. Aneke et M. Wang, « Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review », *Appl. Energy*, vol. 179, p. 350- 377, oct. 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.06.097.
- [12] M. C. Argyrou, P. Christodoulides, et S. A. Kalogirou, « Energy storage for electricity generation and related processes: Technologies appraisal and grid scale applications », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 94, p. 804- 821, oct. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.06.044.
- [13] M. Amiryar et K. Pullen, « A Review of Flywheel Energy Storage System Technologies and Their Applications », *Appl. Sci.*, vol. 7, n° 3, p. 286, mars 2017, doi: 10.3390/app7030286.
- [14] S. M. Mousavi G, F. Faraji, A. Majazi, et K. Al-Haddad, « A comprehensive review of Flywheel Energy Storage System technology », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 67, p. 477- 490, janv. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.09.060.
- [15] Z. Zhou, M. Benbouzid, J. Frédéric Charpentier, F. Scullier, et T. Tang, « A review of energy storage technologies for marine current energy systems », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 18, p. 390- 400, févr. 2013, doi: 10.1016/j.rser.2012.10.006.
- [16] M. Trabelsi, J. Charpentier, F. Scullier, C. Franquet and E. Nicolas, "Energetic Macroscopic Representation and Inversion-Based Control of a Grid-Connected MCT Power Generation System with Supercapacitor Based Energy Storage Unit in Ushant Island," 2019 Offshore Energy and Storage Summit (OSES), BREST, France, 2019, pp. 1-9, doi: 10.1109/OSES.2019.8867324.