

Problématique du stockage d'énergie situé chez le consommateur connecté au réseau

Gaël Robin, Olivier Gergaud, Nicolas Bernard, Hamid Ben Ahmed, Bernard Multon

▶ **To cite this version:**

Gaël Robin, Olivier Gergaud, Nicolas Bernard, Hamid Ben Ahmed, Bernard Multon. Problématique du stockage d'énergie situé chez le consommateur connecté au réseau. Electrotechnique du Futur, Dec 2003, GIF SUR YVETTE, France. 9p. hal-00674676

HAL Id: hal-00674676
https://hal.science/hal-00674676

Submitted on 27 Feb 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.

Problématique du stockage d'énergie situé chez le consommateur connecté au réseau

G. Robin, O. Gergaud, H. Ben Ahmed, N. Bernard et B. Multon.

***Résumé*— Les travaux décrits dans cet article mettent en évidence l'intérêt de la gestion des transferts d'énergie dans des installations disposant d'un stockage et d'un raccordement au réseau. La possibilité d'optimiser les stratégies de gestion afin de minimiser le coût du système est ensuite illustrée sur deux cas simples : l'écrêtage et le lissage de la consommation. Ces études sont précédées d'une analyse des contraintes sur le modèle du dispositif de stockage et d'une description du modèle technico-économique utilisé.**

***Mots clés*—Stockage, énergie électrique, optimisation, dimensionnement, lissage, écrêtage, batteries.**

I. Introduction

Cette étude porte sur l'intérêt d'un stockage situé au niveau des consommateurs raccordés au réseau basse tension. Un tel stockage peut se révéler particulièrement bien adapté pour écrêter la puissance et rester en dessous d'un niveau de puissance souscrite plus faible ou encore pour lisser la consommation et ainsi absorber une puissance peu fluctuante proche de la puissance moyenne.

Associé à une production locale (sur le site de consommation) d'origine renouvelable, un stockage présenterait également l'avantage d'améliorer la robustesse du réseau électrique. Le caractère renouvelable des ressources accroîtrait en effet sa sécurité d'approvisionnement et la présence d'un stockage réduirait la vulnérabilité du réseau [1]. En régime de fonctionnement normalement connecté au réseau, le stockage pourrait être mis à profit pour améliorer les caractéristiques de consommation ou de production de l'abonné.

Cet article se limite à des systèmes sans production locale fluctuante. Il traite de l'écrêtage et du lissage de la consommation dans l'objectif de mettre en évidence la nécessité d'élaborer des stratégies de gestion de l'énergie stockée et leur apport dans l'optimisation du coût du système complet.

II. Problematique generale du stockage decentralise en situation couplee au reseau

L'association d'une connexion au réseau et d'un dispositif de stockage introduit la possibilité de gérer les transferts d'énergie. Une gestion appropriée des flux d'énergie peut alors être mise en œuvre pour optimiser un critère qui peut être économique (minimiser le coût de fonctionnement du système), technique (stabilisation du réseau [5], [6], [7], amélioration de la qualité de l'énergie) ou environnemental. Dans le cadre de cet article, nous avons choisi de développer une optimisation économique du point de vue du consommateur. Cette procédure d'optimisation doit permettre de dimensionner les installations et de déterminer les consignes de flux d'énergie permettant d'atteindre cet optimum (Fig. 1).

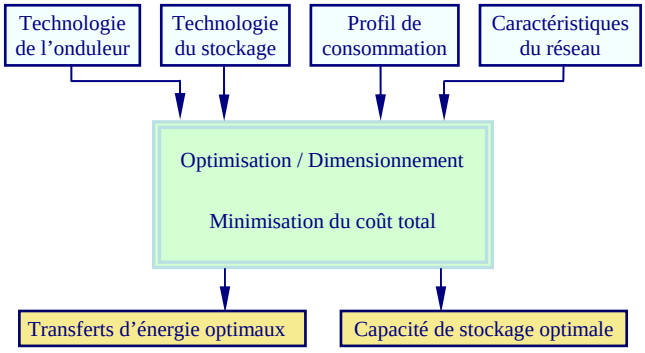


Fig. 1. Synoptique du processus d'optimisation de l'installation

La recherche d'un optimum nécessite un modèle technico-économique du dispositif de stockage [2]. L'une des principales contraintes sur le modèle économique est la prise en compte du coût lié à l'utilisation (usure en cyclage) de l'accumulateur. En effet, le dimensionnement de l'installation ainsi que la stratégie de gestion de l'énergie adoptée induiront un cyclage qui conduira au remplacement des accumulateurs à un rythme plus ou moins élevé. Il est donc nécessaire de trouver, pour chacune des technologies de stockage envisagées pour ce type d'application, un modèle simple rendant compte du coût du cyclage. En outre, l'énergie dissipée durant les transferts doit être convenablement évaluée car elle correspond à une dépense économique non négligeable. Nous décrivons dans le paragraphe III le modèle adopté pour les accumulateurs électrochimiques au plomb-acide considérés dans la présente étude. Le modèle technique, quant à lui, intervient à la fois dans l'optimisation et dans la contrainte d'optimisation. La solution est en effet recherchée dans un domaine limité par la capacité du système à suivre les consignes de flux d'énergie calculées.

G. Robin, O. Gergaud, N. Bernard, H. Ben Ahmed et B. Multon, SATIE (UMR CNRS 8029), ENS Cachan - Antenne de Bretagne, Campus de Ker Lann, 35170 BRUZ (e-mail : robin@bretagne.ens-cachan.fr).

Le modèle technique doit intégrer les éléments suivants :

- Modélisation de l'état de charge
- Modélisation du rendement et de sa dépendance à l'état de charge

Deux contraintes majeures s'appliquent au modèle technique du stockage. Bien que souvent non linéaire, le modèle doit être le plus simple possible afin de minimiser le temps de calcul, et ce d'autant plus que les simulations temporelles sont effectuées sur une longue durée. La deuxième contrainte porte sur la normalisation du modèle vis à vis de la capacité de stockage. Les modèles associés aux différentes capacités de stockage testées par l'algorithme d'optimisation doivent pouvoir se déduire par « dénormalisation » de ce modèle.

Nous allons d'abord présenter les différents modèles que nous avons mis en œuvre pour conduire ces optimisations.

III. Modeles utilises

Les cas étudiés dans cet article s'appuient sur un stockage dans des accumulateurs électrochimiques au plomb-acide, seuls dispositifs commerciaux actuels capables de répondre au besoin.

Le coût de cyclage a été déterminé en s'appuyant sur une courbe de cyclabilité des batteries en fonction de la profondeur de décharge [3]. Nous avons remarqué que cette courbe pouvait être approchée en faisant l'hypothèse que le produit du nombre de cycles par la profondeur de décharge est constant (Fig. 2) :

$$(Nombre\ de\ cycles) \times (Profondeur\ de\ décharge) = N_p$$

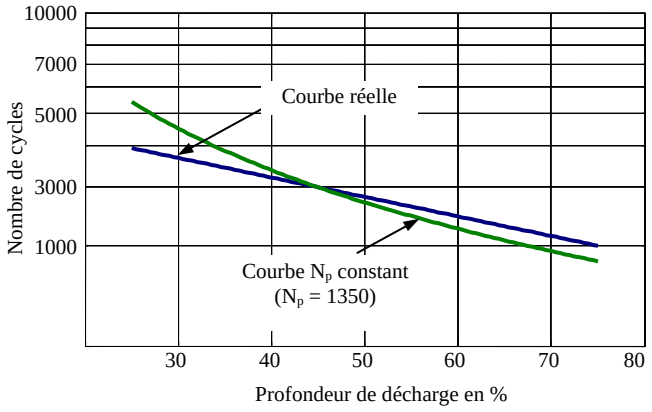


Fig. 2. Evolution du nombre de cycles en fonction de la profondeur de décharge, modèle et courbe réelle [3]

De cette hypothèse nous pouvons déduire que la limite en cyclage est définie par la quantité totale d'énergie E_t qui transitera dans le système de stockage [2] :

$$E_t = 2.N_p.E_{p_b}$$

où E_{p_b} désigne la capacité de stockage maximale de l'accumulateur. Précisons que cette approche simpliste minimise considérablement la complexité du prolème. Le coût dû au cyclage des accumulateurs pourra alors être évalué par la seule comptabilisation de l'énergie échangée évitant ainsi la détection et le comptage des cycles effectifs.

Le coût d'investissement d'un système de stockage électrochimique (plomb-acide étanche) peut être estimé à 210 €/kWh [11], on en conclu que le coût d'échange d'une unité énergétique est de 0,077 €/kWh.

En ce qui concerne le modèle technique des accumulateurs électrochimiques, notre choix s'est porté sur le modèle du CIEMAT [9] qui répond au critère de normalisation mentionné dans le paragraphe I et présente l'avantage de ne pas requérir d'identification de paramètres. Les batteries sont représentées par un schéma équivalent électrique faisant apparaître une force électromotrice et une résistance interne dont les valeurs dépendent, à travers des fonctions non linéaires, de l'état de charge et du courant (Fig. 3). Ces fonctions prennent également en compte la variation de la capacité apparente de la batterie en fonction du courant moyen de décharge [2].

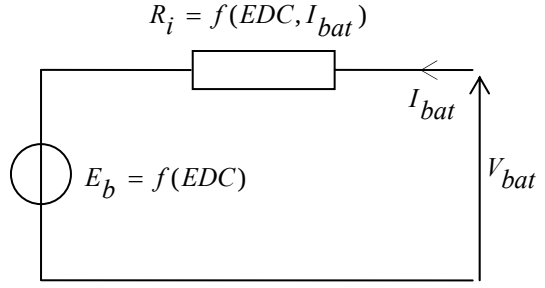


Fig. 3. Modèle électrique des accumulateurs électrochimiques

Un autre paramètre essentiel de ce modèle est le rendement énergétique global qui intègre à la fois le rendement coulombien et les pertes Joule (Fig. 4).

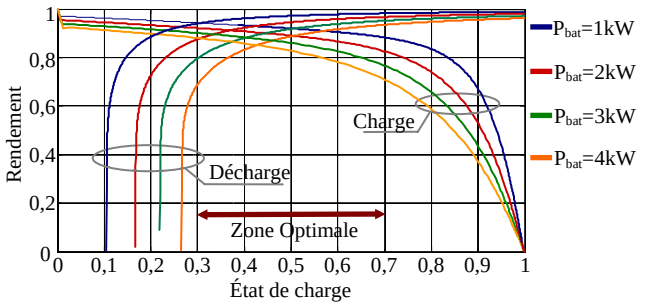


Fig. 4. Rendement global en charge et en décharge, en fonction de l'état de charge et paramétré en puissance

Cette caractéristique joue un rôle prépondérant dans le processus d'optimisation. Elle permet d'ores et déjà de mettre en évidence l'influence de la puissance de charge ou de décharge sur le rendement et par conséquent sur le surcoût de fonctionnement, mais elle montre également l'influence de l'état de charge moyen.

Précisons qu'une batterie électrochimique au plomb

nécessite, pour maximiser sa durée de vie et sa capacité énergétique, des stratégies spécifiques (électrolyse de fin de charge pour déstratifier l'électrolyte et désulfatation) [10]. Ces aspects importants de la gestion de l'accumulateur n'ont pas été traités dans cette étude.

Pour compléter la modélisation du système, il nous faut disposer d'un modèle technico-économique de l'onduleur. Nous avons considéré que le seul coût lié à l'onduleur était un coût d'investissement et d'installation. Les données de [12] conduisent à la fonction coût suivante (C_{T_ond} en €) qui inclue le coût d'installation, considéré égal à 10% du prix d'achat de l'onduleur :

$$C_{T_ond} = \begin{cases} 1178 & si \quad p_{conv} \le 1kVA \\ 1074 \cdot P_{conv} + 104 & si \quad 1kVA < P_{conv} \le 4kVA \\ 500 \cdot (P_{conv} - 4) + 4400 & si \quad P_{conv} > 4kVA \end{cases}$$

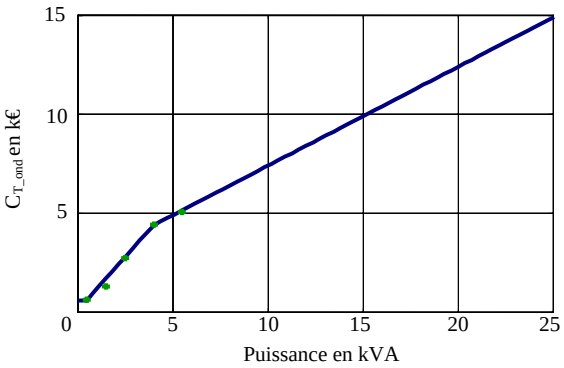


Fig. 5. Coût total de l'onduleur installé en fonction de sa puissance (P_{conv})

Du point de vue technique, l'onduleur est modélisé par un rendement fonction de la puissance et du mode de fonctionnement (redresseur ou onduleur). En fonctionnement redresseur, le rendement est de la forme :

$$\eta_{AC/DC} = \frac{1}{1 + \frac{P_{01}}{P_{bat}} + K_{11} \cdot P_{bat} + K_{21}}$$

où :
P_{bat} représente la puissance sur le bus continu,
P_{01} représente les pertes à vide du convertisseur,
K_{11}, un coefficient représentant les pertes proportionnelles au carré du courant,
K_{21}, les pertes proportionnelles au courant.

La figure 6 compare les résultats donnés par le modèle identifié pour un onduleur Trace Engineering 4548 de 4,5 kVA avec la courbe expérimentale. Les valeurs des paramètres identifiées sont les suivantes :

P_{01} =50,33 W, K_{11} =5,15.10^{-5} W^{-1} et K_{21} =-0,042.

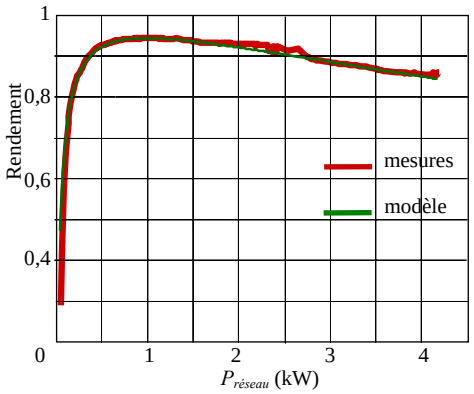


Fig. 6. Modélisation du rendement en redresseur (AC/DC) de l'onduleur TRACE en fonction de la puissance réseau.

On procède de même pour le fonctionnement en onduleur et on obtient le modèle suivant :

$$\eta_{DC/AC} = \frac{1}{1 + \frac{P_{02}}{P_{reseau}} + K_{12} \cdot P_{reseau} + K_{22}}$$

où P_{reseau} représente la puissance alternative renvoyée au réseau avec P02=43,09 W, K12=3,34.10-5 W-1 et K22=-0,0046.

Le modèle pour un onduleur de puissance différente est obtenu en normalisant les courbes de rendement par rapport à la puissance maximale. Les non linéarités éventuelles d'effets d'échelle ne sont pas prises en compte ici.

Nous allons, à présent, utiliser ces modèles pour montrer l'existence d'optima économiques de dimensionnement et de gestion d'énergie sur deux cas de figure. Pour simplifier l'étude, le profil de puissance du consommateur considéré sera supposé à facteur de puissance unitaire. Notons que les technologies actuelles de convertisseur associé à l'accumulateur (redresseur-onduleur à modulation de largeur d'impulsion) permettent de compenser la puissance réactive et les harmoniques du consommateur.

IV. 1ER CAS : ECRETAGE DE LA CONSOMMATION

Le premier cas de figure étudié est celui d'un consommateur « classique » relié au réseau et disposant d'un système de stockage. Ce dernier est mis à profit pour diminuer la puissance souscrite et réduire le coût d'abonnement. Le profil de consommation de l'utilisateur considéré sur une journée est donné à la figure 7.

Sans stockage, ce consommateur serait contraint de souscrire un abonnement de 6 kVA. L'écrêtage consiste à limiter la puissance fournie par le réseau à 3 kW (ou kVA dans le cadre de notre analyse), le surcroît de puissance demandée par l'utilisateur étant fourni par l'accumulateur.

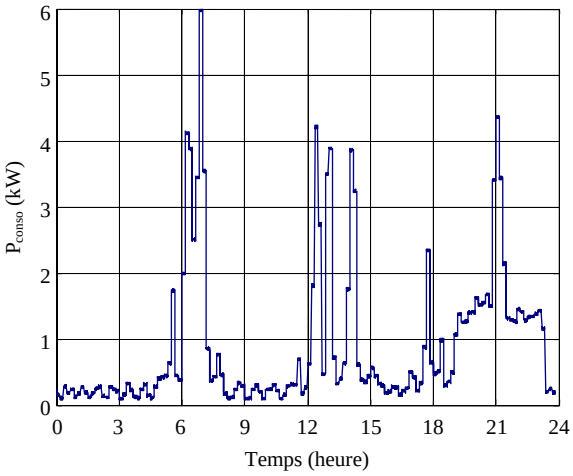


Fig. 7. Consommation électrique sur une journée (données ENERTECH)

Dans ce scénario, la puissance que doit fournir l'ensemble onduleur/batterie est imposée par le profil de consommation. La figure 8 représente, en trait continu, la puissance que doit fournir l'ensemble onduleur/batterie au consommateur. La puissance disponible, soutirable au réseau sans dépasser la puissance maximale souscrite, pour recharger l'accumulateur est représentée en pointillés.

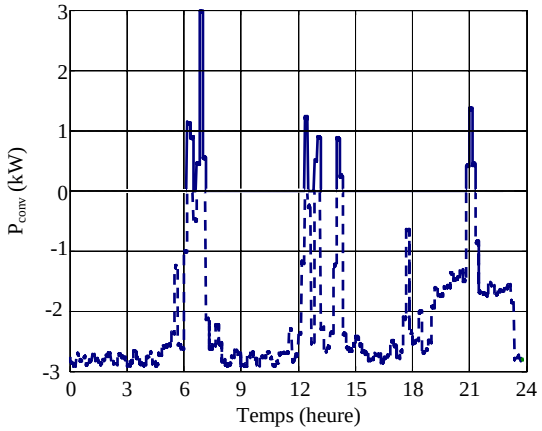


Fig. 8. Ecrêtage de la consommation

Le degré de liberté permettant la mise en œuvre d'une gestion des flux d'énergie apparaît ici à travers le choix de la stratégie de recharge de la batterie.

Les figures 9 et 10 représentent la puissance au niveau de la batterie ainsi que l'énergie échangée au cours de la journée pour deux stratégies différentes :

- Utilisation de la puissance maximale disponible pour la recharge de l'accumulateur
- Recharge de l'accumulateur à puissance limitée et constante.

L'énergie échangée représente la somme de l'énergie entrante (comptée positive) et sortante de la batterie.

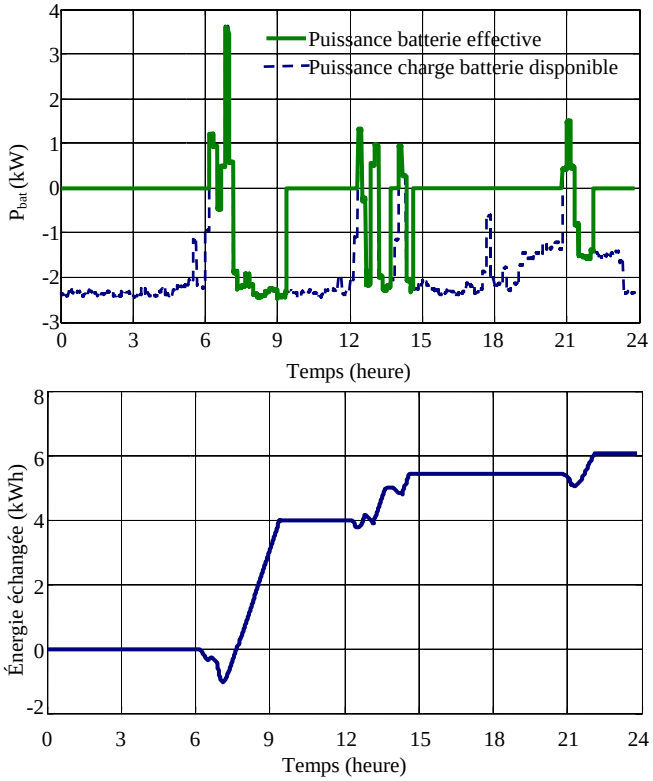


Fig. 9. Recharge de l'accumulateur à puissance maximale disponible

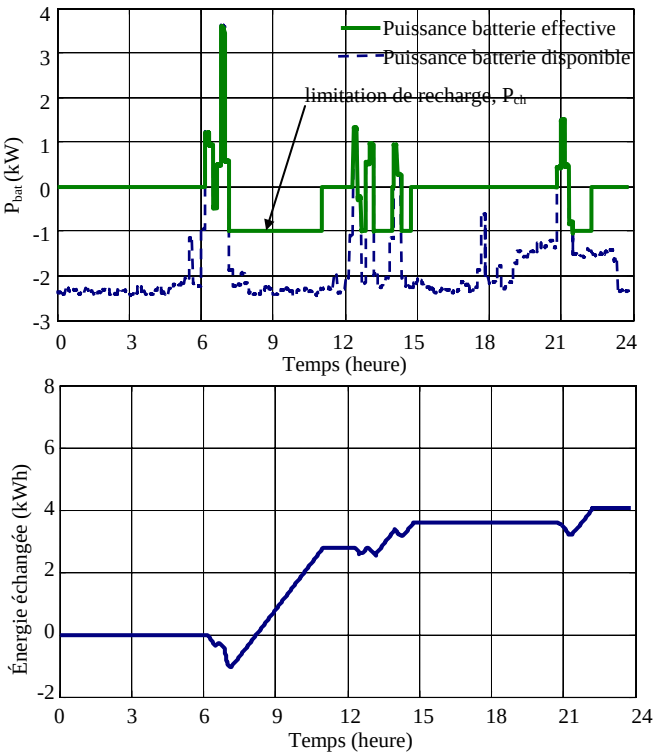


Fig. 10. Recharge de l'accumulateur à puissance limitée (1kW)

Dans les deux exemples présentés ci-dessus, l'énergie échangée à l'issue de la journée nous donne les pertes engendrées par le dispositif. Ces résultats nous montrent que l'on peut réduire la quantité d'énergie achetée au réseau en optimisant la puissance de recharge.

Le second facteur intervenant dans les courbes de

rendement global des accumulateurs (Fig. 4) est l'état de charge. Les courbes suivantes (Fig. 11 et Fig. 12) donnent l'évolution de l'état de charge et de l'énergie échangée pour une puissance de charge limitée à 1 kW. La première courbe correspond à une capacité de stockage de 6 kWh avec un état de charge limité à 90 %, la seconde à une capacité de 8 kWh et un état de charge maximum de 70%. Dans ce dernier cas, l'état de charge se situe dans une zone de rendement plus favorable, et nous bénéficions en outre d'un meilleur rendement du fait de la plus grande capacité (moindre sollicitation en puissance maximale relative à la capacité de stockage).

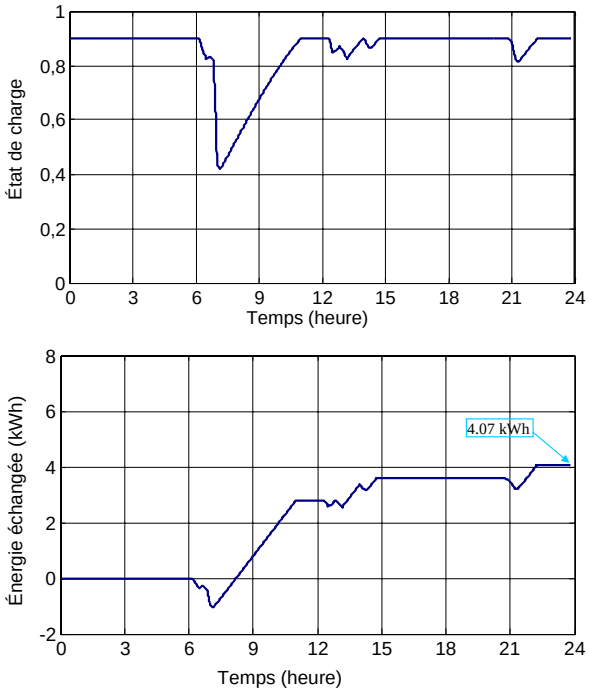


Fig. 11. Variation de l'état de charge et de l'énergie échangée (Capacité de 6 kWh - Etat de charge maximum de 90 %)

Ces résultats indiquent l'existence d'un optimum de dimensionnement et de gestion qui permet d'atteindre un compromis entre le coût d'investissement et le coût de l'énergie dépensée. La figure 13 représente l'évolution du surcoût du système, en fonction de la capacité de stockage et pour différentes puissances de charge, sur 15 années de fonctionnement obtenues par reproduction de la journée type utilisée jusque là.

La figure 14 décrit l'évolution de la valeur optimale de l'état de charge maximum en fonction de la capacité de stockage, pour une puissance maximale de recharge (P_{ch}) égale à 500W. Sur cette courbe a été reporté le point correspondant au surcoût minimum.

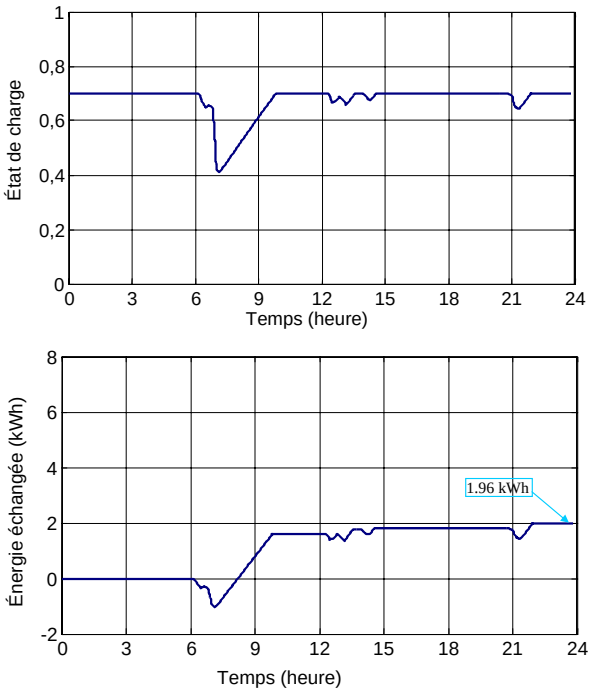


Fig. 12. Variation de l'état de charge et de l'énergie échangée (Capacité de 8 kWh - Etat de charge maximum de 70 %)

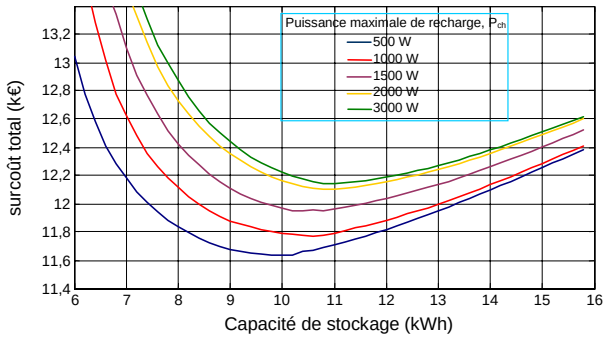


Fig. 13. Surcoût du système sur 15 années en fonction de la capacité de stockage, paramétré en puissance maximale de recharge

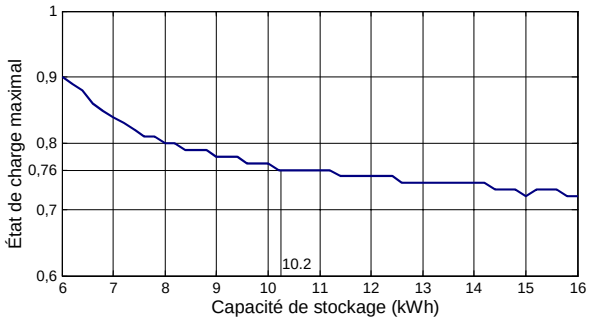


Fig. 14. Optimum de l'état de charge maximum (edc_{MAX}) en fonction de la capacité de stockage (P_{ch}=500W)

Des résultats précédents, nous déduisons qu'il existe une combinaison (P_{ch}, E_{p_b}, edc_{MAX}) minimisant le surcoût final. La figure 15 résume l'impact économique des optimisations de P_{ch} et edc_{MAX} (imposer P_{ch} à 3 kW revient à recharger les accumulateurs à la puissance maximale disponible).

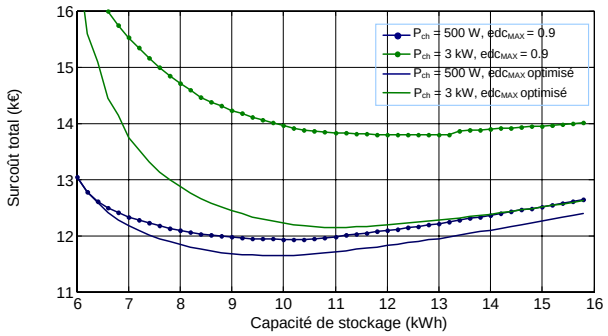


Fig. 15. Surcoût pour deux puissances de recharge avec et sans optimisation de l'état de charge

La seule optimisation de dimensionnement pour chaque stratégie de gestion conduit aux surcoûts du tableau 1.

TABLEAU 1
SURCOUT MINIMAL ET CAPACITE DE STOCKAGE POUR DEUX PUISSANCES DE RECHARGE, AVEC ET SANS OPTIMISATION DE L'ETAT DE CHARGE

	P_{ch} = 3 kW edc_{MAX} = 0,9	P_{ch} = 3 kW edc_{MAX} optimisé	P_{ch} = 500 W edc_{MAX} = 0,9	P_{ch} = 500 W, edc_{MAX} optimisé
Surcoût minimal (k€)	13,79	12,14	11,93	11,63
Capacité de stockage (kWh)	12,6	11	10,2	10,2

L'optimisation rudimentaire (puissance de recharge constante) de la gestion d'énergie permet donc de réduire le surcoût du système de 2160 €, soit 13 %, notamment par une réduction de la capacité de stockage et donc un coût d'investissement plus faible (2,4 kWh en moins soit 500 € d'économie). Le fonctionnement des accumulateurs dans des zones à rendement plus favorable participe à cette réduction en diminuant les coûts énergétiques et de cyclage de 1660 €.

En conclusion, nous constatons ici qu'un système d'écrêtage n'est actuellement pas économiquement rentable pour le consommateur, en particulier en raison des coûts élevés d'investissement et de la différence de coût du kWh entre les abonnements 6 kVA et 3 kVA.

Compte tenu du surcoût résultant, on peut considérer qu'un tel système offre à l'utilisateur une sécurité d'approvisionnement en électricité à un coût annuel de 775 €. Il faut noter ici que les calculs ont été conduits en reproduisant sur 15 ans une journée dont la puissance moyenne est supérieure à la puissance moyenne sur l'année, ce qui permet de considérer que le chiffre avancé majore probablement le coût réel de fonctionnement du système.

V. 2EME CAS : LISSAGE DE LA CONSOMMATION

Dans ce second cas de figure, la stratégie de gestion du stockage consiste à lisser la consommation. Le lissage de la consommation présente deux intérêts majeurs. Le premier réside dans la réduction du dimensionnement de la connexion au réseau, comme c'était le cas pour l'écrêtage. Le second offre au gestionnaire du réseau un degré de liberté supplémentaire pour en assurer la stabilité. Nous traitons ici le cas d'un lissage du point de vue du consommateur, qui consiste à absorber une puissance constante, ce « cas d'école » permet, là encore, de mettre en évidence l'intérêt d'une gestion optimale du stockage.

Dans un système idéal (sans pertes), un lissage à la puissance moyenne du consommateur nécessiterait une capacité de batterie égale à la variation de l'énergie dans l'accumulateur sur une journée. Cette variation de l'énergie imposée par le lissage est représentée sur la Fig. 16.

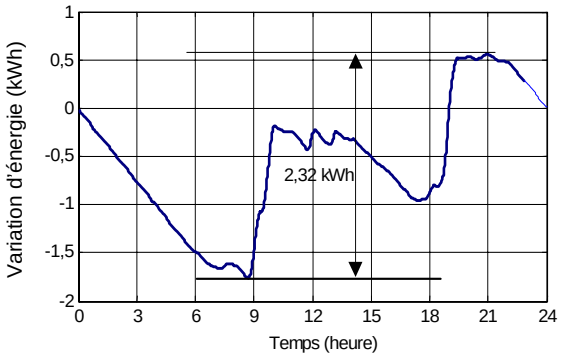


Fig. 16. Variation d'énergie dans un ensemble onduleur/Accumulateur idéal sans pertes

Cependant il est nécessaire de prendre en compte le rendement du système qui dépend de l'état de charge de l'accumulateur et de la puissance de charge ou de décharge.

Les figures 17a et 17b, représentent, pour deux puissances de lissage, l'évolution de l'état de charge des accumulateurs (en % et en énergie stockée) pour deux valeurs de la capacité de batterie sur une journée type.

La figure 17a (lissage à 625 W) montre qu'une capacité de stockage de 10 kWh, bien que supérieure à la capacité minimale (2,32 kWh) estimée sans pertes (Fig. 16), sera insuffisante.

Une capacité de 20 kWh permet le fonctionnement dans une zone d'état de charge où les rendements sont plus élevés. Il en résulte un état de charge final supérieur à l'état de charge initial. La figure 17b (lissage à 739 W) met en évidence la diminution de la capacité de stockage nécessaire avec l'augmentation de la puissance de lissage. Ceci est dû à la plus grande quantité d'énergie disponible pour la recharge. L'énergie absorbée au réseau sur une journée est par contre plus importante, 17,7 kWh contre 15,1 kWh sans pertes.

Le dimensionnement optimal résultera alors d'un compromis entre le coût énergétique (énergie gâchée) du lissage et le coût de dispositif de stockage (investissement et usure en cyclage).

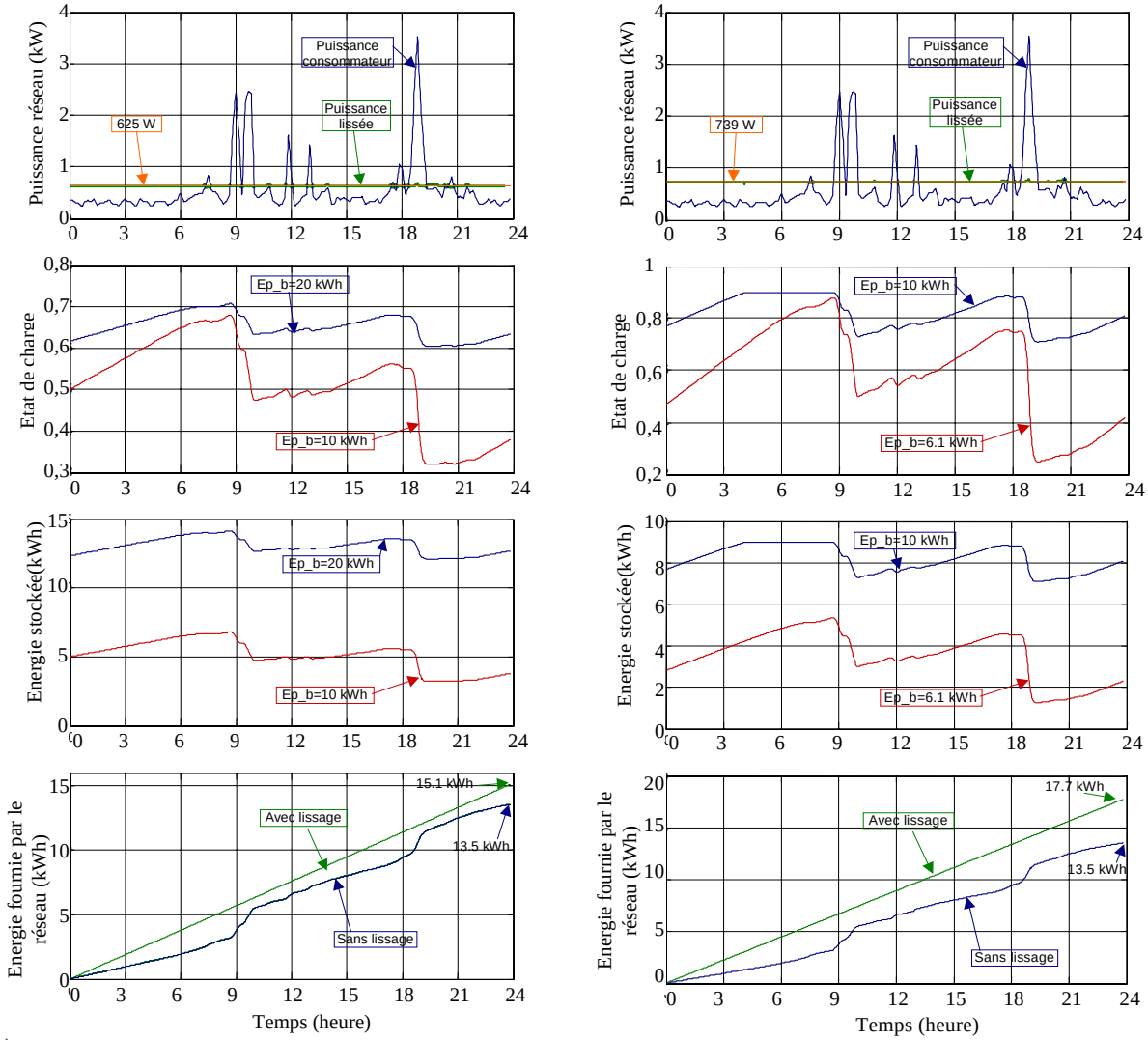


Fig. 17. Puissance consommée, puissance lissée (absorbée au réseau), état de charge, énergie stockée et énergie fournie par le réseau pour deux valeurs de la puissance de lissage : 625 W (a) et 739 W (b), dans le cas d'un système dissipatif réel.

Lorsque l'accumulateur atteint sa pleine charge (90 %), la charge cesse. Par conséquent si la puissance demandée par le consommateur est inférieure à la puissance de lissage, nous l'obligeons à utiliser (ou dissiper) plus de puissance. On constate ici l'intérêt de coupler la gestion d'un tel dispositif avec celle de la consommation locale d'énergie, du moins pour les appareils ne nécessitant pas une utilisation ponctuelle.

Cette même démarche a été appliquée sur une durée de fonctionnement de 15 ans obtenue à partir de données sur une année de consommation. Le calcul du surcoût lié à l'investissement et au fonctionnement du système est effectué pour plusieurs valeurs de la capacité de stockage et pour un lissage de la consommation allant de 1,1 à 1,35 fois sa consommation moyenne quotidienne.

Les résultats de l'analyse du surcoût lié au système sont présentés sur la figure 18. La puissance de lissage correspond à la puissance moyenne du consommateur augmentée de la puissance moyenne des pertes du système de stockage.

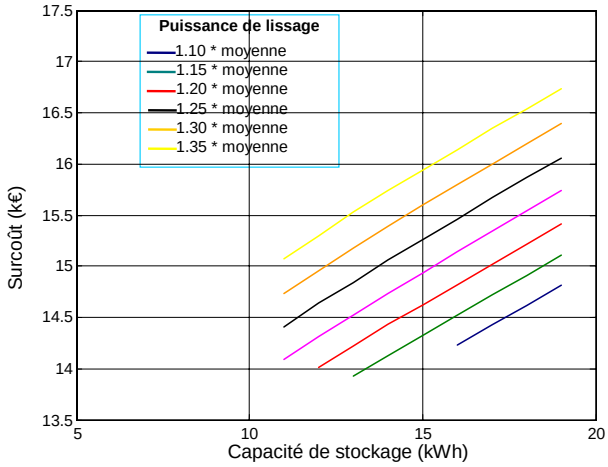


Fig. 18. Surcoût du lissage sur 15 années en fonction de la capacité de stockage et paramétré par la puissance moyenne de lissage

Nous voyons bien qu'il existe un couple (puissance de lissage, capacité de stockage) permettant de minimiser le

surcoût lié à ce système. Les détails des coûts sont donnés dans le tableau 2.

TABLEAU 2
DETAIL DES COUTS AVEC ET SANS LISSAGE

Utilisateur sans lissage		Utilisateur avec système de lissage	
Abonnement 6kVA Coût du kWh : 0,1032 €/kWh	884 €	Abonnement 3kVA Coût du kWh : 0,1258 €/kWh	347 €
Coût énergie achetée	7774 €	Coût énergie achetée	11021 €
		Coût accumulateurs (13 kWh)	2730 €
		Coût d'usure de l'accumulateur	3288 €
		Coût onduleur (puissance crête : 5,6 kW)	5182 €
Coût total	8658 €	Coût total	22568 €

Ce système présente un surcoût important pour l'utilisateur, qui n'a donc pas d'intérêt particulier à lisser sa consommation sur le réseau. Dans le cadre d'une stratégie de pilotage plus élaborée, participant au lissage du point de vue du gestionnaire du réseau, ce coût pourrait être pris en charge à la fois par le consommateur et par le fournisseur réseau. Le premier profiterait du stockage pour s'assurer une immunité contre les coupures, éventuellement avec un régime de fonctionnement dégradé (puissance réduite). Le second l'utiliserait pour participer à la gestion de son réseau, mais l'intérêt, à ce niveau (réseau de distribution), reste à démontrer dans le contexte économique actuel.

VI. CONCLUSION

Cette étude a permis de mettre en évidence la problématique de la gestion de l'énergie pour un système de stockage situé au niveau du consommateur. Une stratégie de gestion optimale des flux d'énergie permet de minimiser le surcoût du système et, peut-être de le rentabiliser dans d'autres contextes économiques. En particulier, ces travaux ont permis de montrer la part importante, dans le coût total, de l'usure des accumulateurs du fait du cyclage important. Le recours à des systèmes de stockage à haute tenue au cyclage et à meilleur rendement énergétique tels que les volants d'inertie [4] s'avère être nécessaire.

Notons que ces résultats s'appuient sur une analyse déterministe (profils de consommation connus). Afin d'évoluer vers une gestion temps réel du système, il faut impérativement prendre en compte le caractère aléatoire des données de consommations mais également de production si l'on considère un consommateur auto-producteur éolien et/ou photovoltaïque. Nous avons dégagé des perspectives de recherche sur la gestion prédictive des transferts d'énergie qui pourra exploiter des modèles à base de logique floue et de réseaux de neurones.

La problématique du stockage, situé au niveau du consommateur, se révèle donc être un sujet très complexe. Les cas, apparemment élémentaires, de l'écrêtage et du lissage de consommation, à eux seuls constituent des problèmes loin d'être résolus nécessitant d'une part de meilleurs modèles des accumulateurs (notamment sur les plans énergétiques et du vieillissement) et d'autre part des approches stochastiques pour bien prendre en compte les aspects aléatoires des différents phénomènes mis en jeux. L'introduction de systèmes de production incontrôlés et partiellement prédictibles et l'implication éventuelle du gestionnaire réseau viennent encore accroître les difficultés de modélisation et d'optimisation.

VII. REFERENCES

[1] B. Multon et J. Ruer, « Stocker l'électricité : oui, c'est indispensable et c'est possible. Pourquoi, où, comment ? » Publication ECRIN en contribution au débat national sur l'énergie, Apr. 2003. Téléchargeable : *http://www.ecrin.asso.fr/energies/*

[2] O. Gergaud, « Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur », Thèse de l'ENS de Cachan., 9 décembre 2002. Téléchargeable : http://arnica.bretagne.ens-cachan.fr/pdf/mecatronique/page304/these_complete O.GERGAUD.pdf

[3] R. Messenger et J. Ventre, « Photovoltaic systems engineering », CRC Press, 1999.

[4] N. Bernard, H. Ben Ahmed, B. Multon, C. Kerzreho, J. Delamare et F. Faure, « Flywheel energy storage systems in hybrid and distributed electricity generation », PCIM 2003, Nuremberg, Allemagne.

[5] M.Crappe, « Commande et régulation des réseaux électriques », Lavoisier, 2003.

[6] W. Leonhard, « Feeding the grid from Regenerative Sources, the Way to a Sustainable Energy Supply? », EPE Journal Vol. 12 n°3, pp. 38-42, Août 2002.

[7] I. Cruz, F. Arias, F. Avia, L. M. Arribas et R. P. Fiffe, « Assessment of different energy storage systems for wind energy integration », EWEC 2001, Copenhague, Danemark, Juillet 2001.

[8] O. Gergaud, G. Robin, B. Multon et H. Ben Ahmed, « Energy Modeling of a Lead-Acid Battery within Hybrid Wind/Photovoltaic Systems », EPE 2003, Toulouse, septembre 2003.

[9] J.B. Copetti, E. Lorenzo, F. Chenlo, « A general battery model for PV system simulation », Progress in Photovoltaics : Research and Applications, Vol. 1, pp. 283-292, 1993.

[10] P. Izzo, « Etude d'un circuit électronique et algorithmique destiné à la gestion de systèmes autonomes de production d'énergie photovoltaïque », Thèse de l'Université de Montpellier soutenue le 2 décembre 2002.

Sites Web :

[11] Site Energies Nouvelles Entreprises, http://perso.wanadoo.fr/energies-nouvelles-entreprises/10.htm

[12] Site du constructeur Trace, http://www.xantrex.com/

VIII. BIOGRAPHIES



Gaël ROBIN, ingénieur en Génie Electrique (INSA Lyon, 1999), ancien élève de l'ENS de Cachan, agrégé de Génie Electrique (2002), prépare une thèse à l'antenne de Bretagne du laboratoire SATIE sur l'application des outils de l'intelligence artificielle à la gestion optimale de l'énergie dans un système de production d'électricité photovoltaïque et éolien couplé au réseau et associé à un accumulateur.



Olivier Gergaud, ancien élève de l'ENS de Cachan, agrégé de Génie Electrique (1998), a préparé sa thèse à l'antenne de Bretagne du laboratoire SATIE sur l'optimisation énergétique d'un système de production d'électricité photovoltaïque et éolien couplé au réseau et associé à un accumulateur. Il a soutenu sa thèse en décembre 2002 et est actuellement professeur agrégé à l'IUT de Rennes.



Hamid BEN AHMED est maître de conférences à l'Antenne de Bretagne de l'ENS Cachan (département Mécatronique) et chercheur au SATIE (UMR CNRS 8029). Il est ingénieur en Génie électrique (EPA, 1988), titulaire d'un DEA (Paris VI, 1989) et d'un doctorat en sciences physiques (Paris VI, 1994). Ses travaux de recherche concernent principalement la conception, la modélisation et l'optimisation de dispositifs électromagnétiques non conventionnels ainsi que l'étude des systèmes décentralisés de production à partir des énergies renouvelables.



Nicolas BERNARD est agrégé de Génie Electrique (1997), ancien élève de l'Ecole Normale Supérieure de Cachan. Il a préparé, à l'Antenne de Bretagne du laboratoire SATIE, une thèse de doctorat de l'ENS de Cachan sur le thème « Etude et alimentation d'un moteur-générateur pour le stockage électromécanique de l'énergie ».



Bernard Multon, agrégé de Génie Electrique (1982), docteur (1985), habilité à diriger des recherches (1994), est Professeur des Universités à l'Antenne de Bretagne de l'Ecole Normale Supérieure de Cachan. Il y dirige le département de Mécatronique et y anime l'équipe de recherche de SATIE dans le domaine des nouveaux systèmes de conversion d'Energie et des Actionneurs électriques spéciaux.