



**HAL**  
open science

# Co-optimisation de l'engagement de production et de la capacité de stockage associée à une ferme photovoltaïque, prenant en compte le vieillissement de la batterie.

Roman Le Goff Latimier, Bernard Multon, Hamid Ben Ahmed, Mickaël Acquitter

## ► To cite this version:

Roman Le Goff Latimier, Bernard Multon, Hamid Ben Ahmed, Mickaël Acquitter. Co-optimisation de l'engagement de production et de la capacité de stockage associée à une ferme photovoltaïque, prenant en compte le vieillissement de la batterie.. Symposium de Génie Électrique 2014, Jul 2014, Cachan, France. hal-01065174

**HAL Id: hal-01065174**

**<https://hal.science/hal-01065174>**

Submitted on 18 Sep 2014

**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.

# Co-optimisation de l'engagement de production et de la capacité de stockage associée à une ferme photovoltaïque, prenant en compte le vieillissement de la batterie.

Roman LE GOFF LATIMIER\*, Bernard MULTON\*, Hamid BEN AHMED\*, Mickaël ACQUITTER<sup>§</sup>

\*Laboratoire SATIE, ENS de RENNES, <sup>§</sup>Langa Solar

**RESUME** – Afin de satisfaire à un engagement de production à profil trapézoïdal, on adjoint une batterie à une centrale photovoltaïque. Cette étude vise tout d'abord à déterminer, quelle que soit la capacité de stockage, quelles lois de gestion sont pertinentes vis à vis de deux objectifs : perte de productible vs usure de la batterie. Ceci permet dans un second temps de dimensionner la batterie en prenant en compte une loi de gestion optimale et non pas une loi simplifiée. Un modèle de vieillissement en cyclage de type *Rainflow* permettra de prendre en compte l'usure de la batterie dans son dimensionnement. Cette étude s'appuie sur les relevés d'une centrale photovoltaïque de 2.64 MWc.

**MOTS-CLES** – Co-optimisation, photovoltaïque, stockage d'énergie, vieillissement, dimensionnement, engagement de production, optimisation

## Introduction

Les sources d'énergie intermittentes présentent une variabilité qui peut être destabilisante pour un réseau électrique lorsque celle ci n'est pas prise en compte. Les réseaux insulaires sont particulièrement exposés du fait de leur puissance limitée et de taux de pénétration des ENR parfois importants. Afin de pouvoir continuer d'insérer des sources renouvelables au delà de la limite couramment adoptée de 30% de taux de pénétration, la Commission de Régulation de l'Énergie [2] a lancé un appel d'offre relatif aux installations photovoltaïques insulaires qui inclut la notion d'engagement de production. La puissance injectée sur le réseau devra suivre un profil imposé comportant une période d'augmentation de la puissance injectée, puis une stabilisation durant la mi-journée et une diminution en soirée. La puissance injectée au cours de la journée suit donc un profil en créneau. Le producteur doit de plus indiquer dès la veille - avec une possibilité de rectification jusqu'à une heure avant échéance - quelles seront les heures de début et de fin de la période de production constante ainsi que la valeur de cette production. Ce type d'engagement peut se rapprocher de certaines études portant sur l'engagement de production [6], mais l'agent non maîtrisé est ici la production et non la consommation des usagers.

Un tel contexte met le producteur dans l'obligation d'adjoindre à sa centrale de production une unité de stockage. L'enjeu de cette étude est double : il s'agit à la fois de décider quel doit être le profil de puissance à injecter au réseau et de déterminer quelle est la capacité de stockage la plus pertinente. Cette question a été abordée par [1] dans le cas de batteries au plomb et d'un stockage par hydrogène. Nous considérerons ici un stockage par batterie Li-ion et prêterons une attention particulière à ne pas découpler les questions de dimensionnement et de gestion du stockage, mais plutôt à trouver une solution optimale selon ces deux questions simultanément. La première partie de cet article présente la modélisation adoptée pour cette étude. La seconde partie est ensuite consacrée à la question de l'engagement optimal à capacité de stockage fixée. Il est alors possible d'étudier dans une troisième partie la question du dimensionnement optimal en tirant profit de la gestion mise au point précédemment, ce qui correspond à une optimisation *bi-level* selon la dénomination de Fathy et Reyer [3]. On se place au cours de ce travail dans un contexte déterministe qui ne prend pas en compte d'éventuelles imperfections dans les prévisions de production. La dernière partie cherche donc à évaluer la robustesse d'un dimensionnement vis à vis d'une telle erreur.

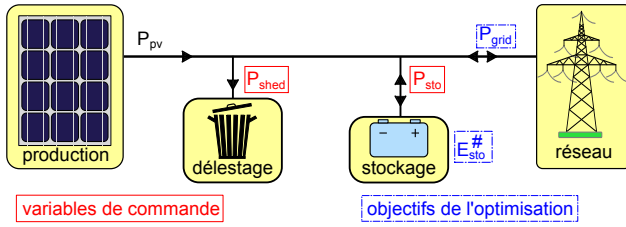


FIGURE 1 – centrale photovoltaïque connectée au réseau avec stockage par batterie Li-ion.  $P_{pv}$  représente la puissance productible et  $P_{shed}$  est la puissance délestée.

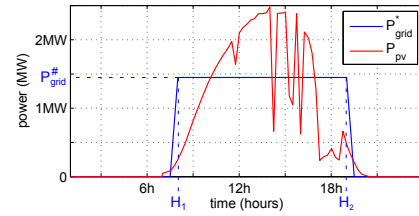


FIGURE 2 – Exemple de profil d’engagement et grandeurs associées :  $H_1$ ,  $H_2$  et  $P_{grid}^{\#}$ .  $P_{peak} = 2.64 MW_p$

modèle de stockage	variables d’optimisation
$E_{sto}(t + 1) = E_{sto}(t) + \Delta T.P_{sto}(t)$	$H_1 \in [1; 24]$
$E_{sto}(t) \in [0; E_{sto}^{\#}]$	$H_2 \in [H_1; 24]$
	$P_{grid}^{\#} \in [0; 40\%P_{peak}]$

TABLE 1 – Modèle du stockage d’énergie, variables d’optimisation et contraintes.

## 1 Modélisation adoptée pour cette étude

Le système considéré pour cette étude est l’association d’une centrale photovoltaïque et d’une unité de stockage, ainsi que décrit figure 1. Afin d’injecter un profil trapézoïdal de puissance sur le réseau  $P_{grid}$  qui corresponde à son engagement, le gestionnaire de la centrale échange une puissance  $P_{sto}$  avec la batterie. Les degrés de liberté sont alors les paramètres qui définissent le trapèze de puissance injectée sur le réseau :  $H_1$  heure de début du palier de puissance,  $H_2$  heure de fin du palier et  $P_{grid}^{\#}$  puissance maximale injectée au cours de la journée. Ces paramètres doivent être déterminés quotidiennement et sont illustrés figure 2.

Lorsque le producteur est dans l’impossibilité d’écouler sa production sur le réseau et qu’il n’est plus en mesure de la stocker, la production est délestée. La puissance délestée est notée  $P_{shed}$  et correspond à une énergie perdue  $E_{shed}$ . L’équation dynamique du système et les différentes contraintes sont résumées dans le tableau 1. Le modèle adopté pour le stockage est celui d’une batterie parfaite, à rendement unitaire. Son vieillissement est néanmoins estimé et pris en compte. Dans un contexte déterministe et d’une connaissance parfaite du système, le producteur photovoltaïque sera nécessairement en mesure de respecter son engagement de production. La partie 4 élargira cette étude au cas d’une prévision imparfaite.

Dans ce contexte, la question est alors de déterminer quelle est la capacité de stockage optimale. Or il est pour cela nécessaire de savoir comment exploiter au mieux une batterie quelle que soit sa capacité. La section suivante a donc pour but de mettre en évidence une démarche permettant de déterminer cet engagement optimal correspondant à une capacité de stockage donnée. Les résultats de cette section seront ensuite ré-exploités dans la section 3.

## 2 Choix d’un engagement optimal à capacité de stockage fixée

Dans le cadre du problème défini dans la partie 1, on cherche à déterminer quel est l’engagement de production optimal à capacité de stockage donnée. Or plusieurs objectifs antagonistes interviennent dans ce choix optimal. Nous retiendrons ici d’une part la minimisation de l’énergie délestée, donc du manque à gagner et d’autre part la minimisation de l’endommagement causé à la batterie, donc l’usure du système. Pour chaque journée, on cherche alors à obtenir un front de Pareto représentant des engagements réalisables et non dominés selon ces deux critères. Ce front représenté figure 3, est obtenu à l’aide d’un algorithme génétique. Cette optimisation bi-objectif est une originalité de ce travail puisqu’il permet de dé-corréler le calcul des engagements optimaux et le choix d’un engagement parmi ceux ci en fonction des paramètres économiques particuliers à un contexte. Afin d’évaluer l’endommagement causé à la batterie, un modèle de vieillissement est nécessaire. La version finale de cet article utilisera un modèle de vieillissement en cyclage basé sur l’algorithme du Rainflow [5]. Cependant, les résultats disponibles à l’heure actuelle utilisent un modèle plus simple en énergie échangée constante au cours de la vie de la batterie. De même, le pas de temps des séries temporelles utilisées dans ce résumé est de  $1h$  - sauf figure 2 - alors que la version finale utilisera des pas de temps de  $15min$ .

La question est donc ensuite de choisir une solution qui soit pertinente vis à vis des deux critères à la fois. Pour ce faire, on cherche à évaluer un coût total qui est défini comme la somme de deux contributions. La première contribution est le manque à gagner :  $c_1 = a.E_{shed}$  avec  $a$  le tarif de rachat de l’énergie produite. La seconde contribution est l’usure causée au système de stockage donc en quelque sorte la fraction du coût d’investissement qui a été consommée pour réaliser le profil choisi :  $c_2 = d_i.C_{sto}^{inv}.E_{sto}^{\#}$  avec  $d_i$  l’endommagement additionnel causé à la batterie au cours de la journée et  $C_{sto}^{inv}$

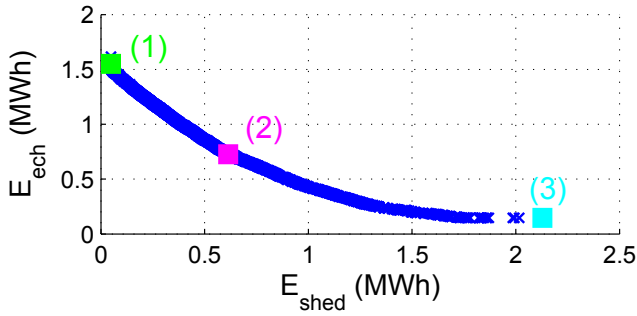


FIGURE 3 – Front de Pareto des engagements non dominés pour une journée selon les critères d'énergie délestée et d'énergie échangée avec la batterie.

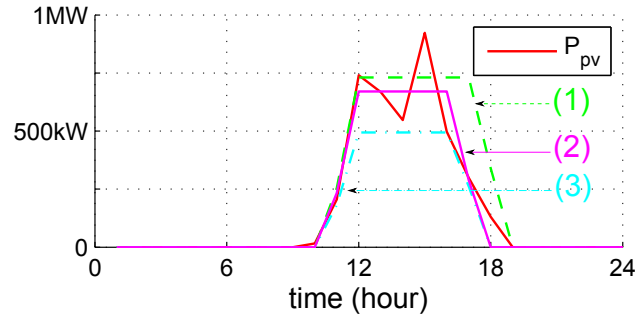


FIGURE 4 – Profils d'engagement correspondant aux 3 individus remarquables de la figure 3.  $P_{peak} = 2.64 MW_p$  et  $E_{sto}^d = 2.64 MWh$

le coût d'investissement dans les batteries en euro/ $kWh$ . L'évaluation de  $d_i$  sera détaillé dans la version finale de cet article. Sur la figure 3, trois individus sont mis en évidence, celui permettant de minimiser le critère d'énergie perdue en vert, celui minimisant le critère d'énergie échangée en cyan et l'individu intermédiaire en magenta minimisant  $c = c_1 + c_2$ , obtenue pour des valeurs  $a = 20 ct€/kWh$  et  $C_{sto}^{inv} = 400 €/kWh$ . La figure 4 présente les profils temporels obtenus pour ces trois individus.

**Influence de l'horizon d'optimisation** Lors de l'optimisation des profils d'engagement, la question de la valeur de l'énergie stockée à la fin de l'horizon d'optimisation est primordiale. Cette énergie peut en effet avoir des répercussions sur les performances du système durant les jours suivants. Un développement sera consacré dans la version finale de cet article à l'influence de l'horizon d'optimisation sur les résultats obtenus.

### 3 Dimensionnement de la capacité de stockage

La section précédente a permis d'établir une méthode d'engagement optimal pour toute capacité de stockage. Il est à présent possible d'utiliser cette méthode tout en faisant varier cette capacité de stockage. C'est à dire pour chaque dimensionnement envisagé, la gestion optimale est calculée [3], [4]. Le choix d'une politique de gestion se traduit ici par l'individu que l'on retient parmi le front de Pareto de la figure 3. Les profils temporels d'engagement permettant de minimiser l'énergie délestée sont présentés figure 5. Deux cas sont présentés : sans stockage et avec une capacité de 1  $MWh$ . La version finale de cet article établira une comparaison entre les différentes politiques.

On cherche alors à déterminer les variations de la fonction objectif en fonction de la capacité de stockage. La figure 6 présente les variations de l'énergie délestée. La version finale de cet article présentera en regard les résultats obtenus lorsqu'on choisit d'autres politiques de gestion.

Le choix d'un dimensionnement parmi la plage explorée figure 6 est alors possible en minimisant le coût global associé à la fonction objectif - ici  $E_{shed}$  - et à l'investissement dans le stockage, ce qui dépend du contexte tarifaire. La version finale de cet article comparera les variations du dimensionnement en fonction du choix d'une politique de gestion.

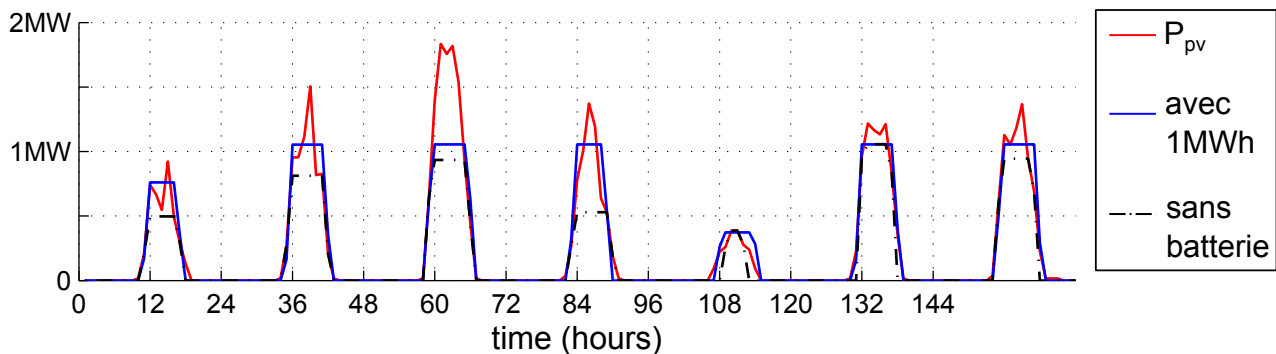


FIGURE 5 – Profils temporels de production photovoltaïque et de puissance injectée sur le réseau pour quelques valeurs de capacité de stockage et en cherchant à minimiser l'énergie délestée.  $P_{peak} = 2.64 MW_p$

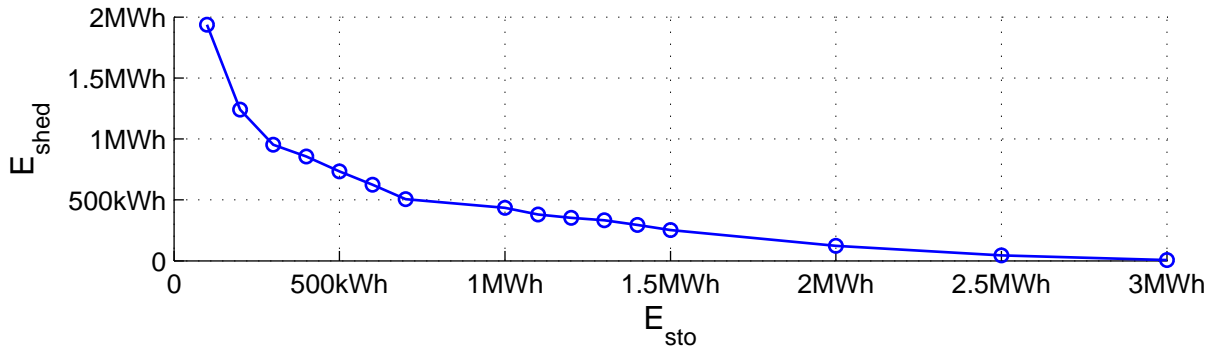


FIGURE 6 – Energie délestée journalière (moyenne sur 20 jours) selon la capacité de stockage.  $P_{peak} = 2.64 MW_p$

Choisir de minimiser l'énergie délestée ou bien tenir compte du vieillissement causé à la batterie : a t il une répercussion sur le dimensionnement optimal ? C'est ce que cette étude cherchera à vérifier.

## 4 Robustesse du dimensionnement vis à vis de l'incertitude de production

La présente étude est complètement réalisée dans un contexte déterministe. On suppose que l'on dispose d'une prévision parfaite de la production à venir. Une telle hypothèse est bien sûr très peu réaliste et doit être remplacée par une approche stochastique de la production. Dans un premier temps, on se propose d'évaluer la robustesse du dimensionnement proposé vis à vis de l'erreur de prévision. La version finale de cet article étudiera les changements nécessaires pour prendre en compte cette erreur, tant sur le plan d'un sur-dimensionnement de la capacité de stockage que d'une modification de l'engagement. Les performances de deux modes de prévision : persistance (les observations d'aujourd'hui sont la prévision pour demain) et prévision météorologique réelle.

## Conclusion

Dans le contexte particulier décrit par l'appel d'offre photovoltaïque insulaire 2013 de la CRE, une méthode de détermination de l'engagement optimal à capacité de stockage donné a été présentée. Cette méthode fut ensuite utilisée afin de parvenir à un dimensionnement optimal du stockage. On a ici cherché à ne pas dissocier les questions d'optimisation de la gestion et d'optimisation du dimensionnement, mais à les traiter simultanément en évaluant la gestion optimale à chaque dimensionnement.

Par rapport à ce qui est présenté dans ce résumé, la version finale de cet article développera les aspects suivants :

- Utilisation d'un modèle de vieillissement en cyclage basé sur un algorithme *Rainflow*
- Influence de l'horizon d'optimisation sur les performances du système
- Impact de l'objectif à minimiser sur le dimensionnement optimal
- Sur-dimensionnement nécessaire pour compenser une erreur de prévision

## Références

- [1] Guinot B., Bultel Y., Montignac F., Riu D., and Clastres C. Economic impact of investment costs and performances ageing on the competitiveness of energy storage systems – application on an example of pv production guarantee. *7th International Renewable Energy Storage Conference (IRES), Berlin, 2012, 2012.*
- [2] CRE. Appel d'offre photovoltaïque avec stockage. *Commission de Régulation de l'Energie*, 2013.
- [3] HK Fathy and JA Reyer. On the coupling between the plant and controller optimization problems. *Proceedings of the American Control Conference, Arlington, VA*, pages 1864–1869, 2001.
- [4] MJ Kim and H Peng. Power management and design optimization of fuel cell/battery hybrid vehicles. *Journal of Power Sources*, 165(2) :819–832, 2007.
- [5] A Niesłony. Determination of fragments of multiaxial service loading strongly influencing the fatigue of machine components. *Mechanical Systems and Signal Processing*, 23(8) :2712–2721, 2009.
- [6] J J Peralta, J. Pérez-Ruiz, and S. de la Torre. Unit Commitment with Load Uncertainty by Joint Chance-Constrained Programming. *IEEE Powertech Conference*, 2013.