

DE L'ÉLECTRICITÉ SOLAIRE MALGRÉ L'OMBRE

Pour que les installations photovoltaïques (PV) produisent un maximum d'électricité solaire, elles sont équipées de trackers appelés Maximum Power Point (MPP). Si les trackers MPP sont montés de manière décentralisée sur les différents modules PV, ils sont appelés « optimiseurs » (en français, optimiseurs de puissance). Des scientifiques de la Haute école zurichoise de sciences appliquées (ZHAW) à Winterthur ont élaboré des recommandations sur les cas dans lesquels l'installation d'optimiseurs dans les systèmes photovoltaïques apporte réellement un surplus de rendement énergétique.

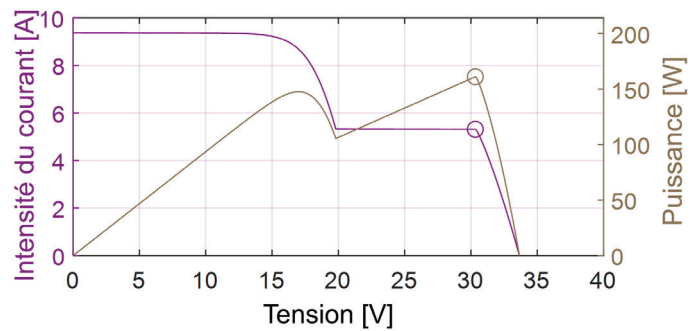
Les installations photovoltaïques se composent de plusieurs modules solaires, lesquels sont raccordés en série pour former un circuit électrique (branche). Au bout de chaque branche se trouve un onduleur qui transforme le courant continu généré par les modules photovoltaïques en courant alternatif pour l'alimentation du réseau. Afin de maximiser le rendement d'une installation solaire, un onduleur de branche contient généralement un tracker MPP: un composant électronique qui détecte le point de fonctionnement optimal



Les optimiseurs ont le potentiel d'augmenter le rendement solaire, par exemple en cas d'ombrage partiel important dû aux arbres.
Photo: Tigo Energy

de l'installation PV en fonction de l'ensoleillement actuel (en anglais: « track »). D'un point de vue technique, les trackers MPP sont des convertisseurs de tension continue qui ajustent la tension du circuit électrique de l'installation PV au niveau souhaité (voir encadré).

Si les modules d'une installation PV sont uniformément ensoleillés, les trackers MPP de l'onduleur remplissent leur rôle. Il arrive aussi que certains modules soient partiellement ou totalement ombragés par des cheminées, des maisons voisines ou des arbres, ou que les modules d'une installation soient orientés différemment et ainsi plus ou moins ensoleillés. Dans de telles situations, il peut être judicieux de ne pas équiper l'installation d'un tracker MPP central, mais de raccorder à chacun des modules PV ce que l'on appelle un optimiseur (également: « Module Level Power Electronics »/MLPE): ces optimiseurs de puissance contiennent eux-mêmes un tracker MPP et assurent ainsi le point de fonctionnement optimal de chaque module. Les optimiseurs peuvent augmenter le rendement électrique par rapport aux trackers MPP centraux. Cet avantage ne se produit toutefois que dans certains cas. De plus, les optimiseurs engendrent des coûts supplémentaires (environ 40 à 60 francs par module). Leur utilisation doit donc être soigneusement évaluée.



La courbe caractéristique courant-tension est comme l'empreinte digitale d'un panneau solaire: elle décrit la quantité de courant qui circule dans un module solaire pour une tension donnée (U), et ce par rapport à un rayonnement solaire donné. Dans le cas présent, le module solaire produit le plus grand rendement solaire (puissance en watts) lorsqu'il est alimenté par une tension légèrement supérieure à 30 volts. Ce point de travail optimal est réglé par le tracker MPP de l'onduleur ou par l'optimiseur directement sur le module solaire, en régulant la tension du module sur un peu plus de 30 volts. Graphique: ZHAW

Des revenus supplémentaires de 1 à 5%

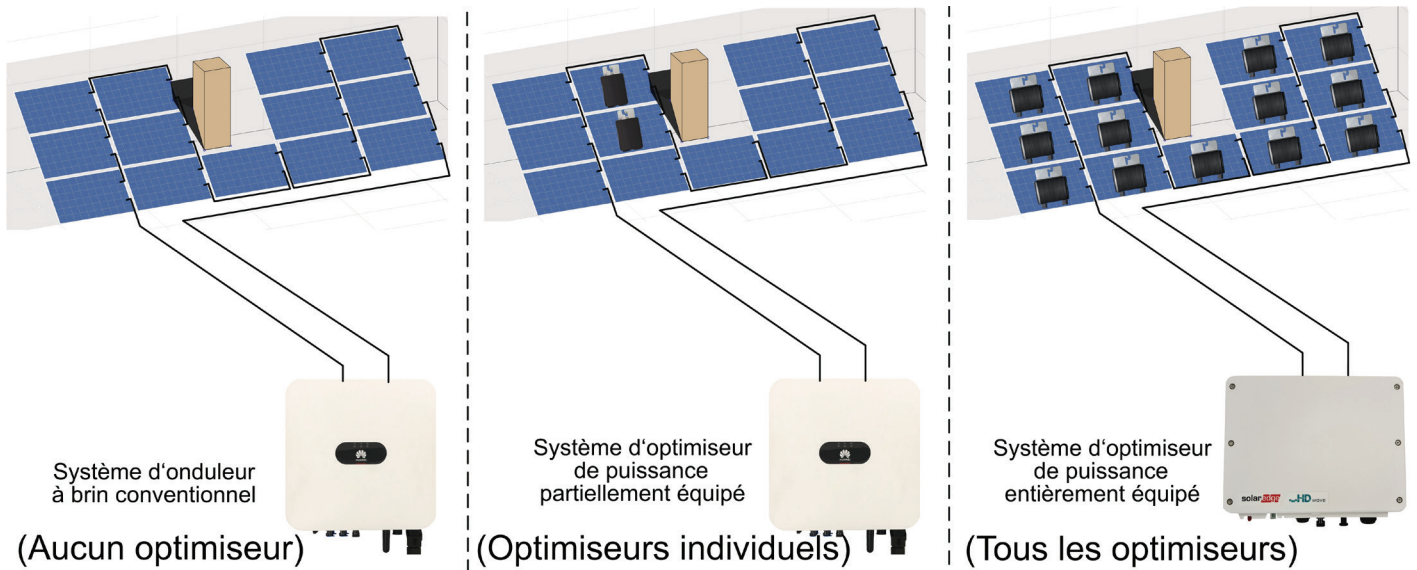
Les optimiseurs sont sur le marché depuis une bonne dizaine d'années. Les fournisseurs connus sont Huawei, SolarEdge et Tigo. Les spécialistes du marketing vantent parfois ces composants comme de véritables appareils miraculeux, faisant miroiter aux utilisateurs des augmentations de rendement de

POINT DE FONCTIONNEMENT À PUISSANCE MAXIMALE

Pour produire un maximum d'électricité solaire à partir du rayonnement solaire, l'installation photovoltaïque doit être exploitée à tout moment à sa puissance maximale. Lesdits trackers MPP (Maximum Power Point) dans des onduleurs et optimiseurs régulent automatiquement la tension de manière à maximiser le produit de la tension et du courant (c'est-à-dire la puissance) d'une série de modules ou d'un seul module. Le point de fonctionnement à puissance maximale est communément appelé « Maximum Power Point » (MPP).

Pendant le fonctionnement d'une installation PV, le MPP est continuellement mis à jour par l'augmentation ou la réduction de la tension jusqu'à la valeur souhaitée. D'un point de vue technique, l'adaptation de la tension est réalisée par un convertisseur de tension continue (convertisseur DC-DC). Si un seul convertisseur DC-DC est utilisé pour une chaîne de modules PV, il s'agit du tracker MPP, lequel fait partie d'un onduleur DC-AC. Si chaque module utilise son propre convertisseur DC-DC, le tracker MPP est couramment appelé « optimiseur » ou « optimiseur de puissance ».

Les trackers MPP ou les optimiseurs utilisent différents algorithmes pour la régulation de la tension. Le plus simple s'appelle « Perturb-and-Observe » (P&O). Dans ce procédé d'essai et d'erreur, la tension est légèrement modifiée à intervalles réguliers (typiquement chaque seconde), puis la puissance est mesurée jusqu'à ce que la puissance la plus élevée soit déterminée. Le point de travail optimal étant constamment modifié par le rayonnement, la procédure est répétée en permanence. À intervalles réguliers, l'ensemble du spectre de tension est parcouru à la recherche des maxima de puissance afin de détecter les points de fonctionnement optimaux « éloignés ».



Les scientifiques de la ZHAW ont comparé des toits solaires dont les modules sont équipés d'optimiseurs sur toute leur longueur (à droite), partiellement (au milieu) ou pas du tout (à gauche). Contrairement à ce que l'on pourrait penser au premier abord, la solution All-Optimizer (à droite) ne produit pas du tout le meilleur rendement solaire en cas d'ombrage léger (cheminée): les optimiseurs installés sur les modules temporairement ombragés augmentent certes le rendement de ces modules. En revanche, les optimiseurs sur les modules non ombragés sont contre-productifs: ils réduisent le rendement des modules non ombragés, ce qui a pour conséquence que l'ensemble du toit solaire est moins rentable que si aucun optimiseur n'était installé. L'utilité des optimiseurs sur des modules sélectionnés dans le cas illustré dépend de l'importance réelle de l'ombre provoquée par la cheminée. En principe: seuls les modules fortement ombragés devraient être équipés d'optimiseurs pour être ensuite raccordés en série avec les autres modules. Illustration: ZHAW

25% ou plus. La ZHAW s'intéresse depuis longtemps à ce sujet et a pu démontrer que les rendements supplémentaires des optimiseurs ne dépassent pas 5% dans les cas étudiés jusqu'à présent. Un projet de recherche de trois ans intitulé « Analyse de l'efficacité de l'électronique de puissance photovoltaïque décentralisée en cas d'ombrage partiel » a permis de confirmer et d'affiner cette constatation. L'étude financée par l'OFEN est le résultat d'un travail d'équipe à l'Institut de l'énergie et de l'ingénierie des fluides (IEFE) de la ZHAW à Winterthur. Les principaux auteurs étaient Cyril Allenspach, assistant scientifique, et le professeur Franz Baumgartner, responsable des systèmes photovoltaïques à l'IEFE.

Afin d'étudier les performances réelles des optimiseurs, les scientifiques de Winterthur ont installé en laboratoire dix optimiseurs de chacun des quatre modèles courants et effectué un grand nombre de mesures sur ces derniers. Ils ont utilisé un outil de simulation développé en interne et basé sur ces données de mesure pour étudier les effets lorsqu'une surface de toit est entièrement, partiellement ou pas du tout équipée d'optimiseurs. Ils ont basé leur analyse sur différents types de modules photovoltaïques et différents cas d'ombrage. En outre, ils voulaient savoir, par exemple, à quelle vitesse les optimiseurs réagissent aux changements d'ombrage.

L'optimiseur n'apporte souvent aucun avantage supplémentaire

Une des principales conclusions de l'enquête: pour les toits non ombragés ou légèrement ombragés avec une orientation uniforme, les optimiseurs n'apportent pas de rendement supplémentaire et n'entraînent que des coûts supplémentaires. Sur les toits où l'ombrage est moyennement important (par ex. à cause d'une cheminée et d'un arbre), il peut être judicieux d'équiper chacun des modules PV les plus touchés



Vue du laboratoire de la ZHAW à Winterthur: ici, un grand nombre de mesures ont été effectuées sur des optimiseurs afin de déterminer les stratégies d'utilisation optimales pour ces composants électroniques. Photo: ZHAW

Scénarios	Aucun optimiseur	Opt. individuels	Tous les opt.
Pas d'ombrage	Recommandé	●	● ●
Ombrage léger	Recommandé	✓	●
Ombrage moyen	●	Recommandé	✓
Ombrage important	●	✓	Recommandé
Brins longs + peu d'orientation	✓✓ (plusieurs MPPT centraux)	●	✓
Brins courts + plusieurs orientations	● ● (modification possible à l'avenir)	✓	✓✓

Recommandé -> Meilleure solution selon l'analyse des rendements

● -> Rendement faible



-> Rendements les plus élevés (estimation)



-> Perte de rendement significative



-> Alternative démontable



-> Basé sur des estimations

d'un optimiseur. L'installation d'optimiseurs sur tous les modules (solution All-Optimizer) n'est recommandée que pour les toits fortement ombragés, par ex. lorsque les modules doivent être orientés différemment en raison de lucarnes ou lorsque les maisons et les arbres du voisinage projettent beaucoup d'ombre. Les chercheurs ont résumé leurs recommandations dans un tableau (voir figure).

Franz Baumgartner part du principe que les exploitants d'installations photovoltaïques surestiment souvent l'avantage des optimiseurs en termes de rendement: « Au mieux, un toit solaire sur cinq est tellement ombragé qu'une solution < All-Optimizer > s'impose. Si aujourd'hui, dans des pays tels que la Suisse ou la Hollande, cette solution est choisie pour deux tiers des nouvelles installations sur des maisons individuelles, on peut supposer qu'elle n'en vaut pas la peine dans la plupart des cas ». Dans ce contexte, Baumgartner fait remarquer que les optimiseurs sont soumis à une forte charge thermique en raison de leur installation sur le toit derrière les modules et que le client reste assis sur les coûts de main d'œuvre si un remplacement prématuré des appareils défectueux s'avère nécessaire. « Les clients doivent être conscients de ce risque en optant pour une solution All-Optimizer », explique Baumgartner.

Échapper à l'ombre

Un deuxième résultat que les chercheurs de la ZHAW ont étayé par des analyses de sensibilité montrant l'influence des

changements (par ex. par le positionnement des modules) sur le rendement annuel indique qu'il peut être préférable de placer les modules juste un peu plus loin de l'objet d'ombrage plutôt que d'utiliser un optimiseur. La distance doit être choisie de telle sorte qu'il n'y ait pas d'ombre pendant les heures de midi. Les scientifiques de l'université développent actuellement une solution pour rendre leur outil de simulation interne librement accessible sur le web. Les spécialistes et les personnes intéressées pourront à l'avenir y faire des expériences de manière autonome et apprendre comment le placement d'un module se répercute sur le rendement ou quelle disposition permet d'obtenir un rendement maximal, même sans optimiseur.

Une autre conclusion de l'équipe de la ZHAW concerne les outils de planification commerciaux pour les installations photovoltaïques, tels que PVSyst et PVSol. La comparaison des valeurs de planification avec les résultats des logiciels de simulation développés en interne a montré que ces outils ne permettent pas de quantifier de manière fiable les effets d'un ombrage sur le rendement. Les chercheurs de la ZHAW ont pu montrer que les outils de planification « surestiment parfois nettement » les recettes supplémentaires, comme l'affirme Cyril Allenspach.

Tandis que les outils commerciaux prévoient des rendements annuels supplémentaires de +7,2 (PVSyst) et +14,6% (PVSol) pour une situation d'ombrage important grâce à

Le graphique résume les recommandations des experts de la ZHAW: en l'absence d'ombrage ou d'ombrage insuffisant, un tracker MPP central sur l'onduleur de l'installation PV est indiqué, il est possible de renoncer aux optimiseurs sur les différents modules. En cas d'ombrage moyen, il vaut la peine d'utiliser des optimiseurs sur des modules sélectionnés. En cas d'ombrage important, une solution All-Optimizer est judicieuse. La partie inférieure du tableau contient une différenciation selon la longueur des chaînes de modules. Tableau: ZHAW IEF Winterthur



Les optimiseurs de puissance sont fixés directement sur le module photovoltaïque et sont soumis à une charge thermique considérable. Photo: Tigo Energy

l'optimiseur, les chercheurs de la ZHAW n'ont pu démontrer qu'un rendement supplémentaire de 2,2% pour la même simulation avec leur propre outil de simulation.

Des bases de planification fiables

Le manque de fiabilité des prévisions de rendement des outils s'explique par plusieurs raisons. PVSyst se base sur les données des fiches techniques relatives au rendement des optimiseurs pour calculer les rendements. Ce rendement est toutefois surestimé de 1,5 à 2% dans les fiches techniques car certaines pertes supplémentaires liées à la charge ne sont pas prises en compte. L'erreur de PVSol provient du fait que l'outil de planification ne prend en compte que la part de surface d'un module qui est ombragée, et non les cellules individuelles touchées par l'ombrage, ce qui entraîne une erreur de prévision considérable.

Échange international

La problématique de l'ombrage devrait encore gagner en importance avec un développement croissant du photovoltaïque. Dans ce contexte, Franz Baumgartner souhaite mettre à la disposition des planificateurs, des installateurs et des acheteurs d'installations photovoltaïques des bases de décision pertinentes qui leur permettent de trouver une solution optimale pour chaque cas d'ombrage. Pour ce faire, il souhaite compléter les fiches techniques des fabricants d'électronique de puissance photovoltaïque par un rendement shadow. « Ce complément permettra aux clients de comparer simplement, pour une situation d'ombrage typique, les rendements des différents systèmes décentralisés (optimiseurs) et centralisés (tracker MPP intégré à l'onduleur) », explique Baumgartner.

L'expert de la ZHAW entretient des échanges étroits avec des experts étrangers de la recherche et de l'industrie par le biais du groupe spécialisé dans le photovoltaïque de l'Agence internationale de l'énergie (IEA PVPS Task 13). Dans ce cadre, il développe actuellement, avec des partenaires du comité de normalisation TC82 de l'Agence internationale de l'énergie, une spécification technique qui fonde les bases permettant de comparer objectivement différentes solutions techniques pour un cas d'ombrage précis.

- Le projet de recherche de la ZHAW «Efficiency analysis of decentralized photovoltaic power electronics with partial shading» (**EFFPVSHADE**; en français: « Analyse de l'efficacité de l'électronique de puissance photovoltaïque décentralisée en cas d'ombrage partiel ») se poursuivra jusqu'en mars 2024.
- Stefan Oberholzer ([stefan.oberholzer\[at\]bfe.admin.ch](mailto:stefan.oberholzer[at]bfe.admin.ch)), responsable du programme de recherche Photovoltaïque de l'OFEN, et le professeur Franz Baumgartner de la ZHAW (bauf@zhaw.ch) communiquent des **informations** à ce sujet.
- Vous trouverez plus d'**articles spécialisés** concernant les projets pilotes, de démonstration et les projets phares dans le domaine du photovoltaïque sur www.bfe.admin.ch/ec-pv.