

Optimales Design mit oder ohne Optimizer

Schatten am Solardach | Bei geringen Verschattungen am Hausdach ist der Einsatz von Optimizern nicht immer hinter jedem Solarmodul für einen maximalen Solarertrag nötig. Mit Sachkenntnis erreicht man einen höheren Ertrag, wenn mit einem effizienten Stringwechselrichter z. B. der Modulabstand zum Verschattungsobjekt leicht erhöht wird oder wenn nur sehr wenige Optimizer gezielt eingesetzt werden.

FABIAN CARIGIET, CYRIL ALLENSPACH, FRANZ BAUMGARTNER

Optimizer, kleine Leistungselektronikkomponenten, die auf dem Dach hinter einem Modul montiert werden, stellen bei Teilbeschattung des Solarmoduls einen effizienteren Arbeitspunkt ein. Der Wechselrichter hingegen regelt den Gesamtstrom, der für alle Module gleich ist, wodurch weniger Leistung bereitgestellt wird. Andererseits ist ohne Beschattung und auch bei nur leichter Beschattung der Vorteil des höheren Wirkungsgrades einer zentralen Leistungselektronik, dem Stringwechselrichter, für den Jahresertrag dominanter [1].

Ein konkretes Beispiel

Das Einfamilienhaus in **Bild 1** zeigt eine klassische Dachsituation in der Schweiz, auf der eine PV-Anlage installiert wurde. Für den Planer stellt sich die Frage, welche Topologie eingesetzt werden kann. Es stehen drei Möglichkeiten bzw. Systemvarianten zur Auswahl: a) das traditionelle Stringwechselrichter-System, b) das Optimizer-System oder c) eine Kombination beider Systeme. Jedes dieser Systeme hat seine Vor- und Nachteile, die dem Kunden transparent erklärt werden müssen. Einerseits erlaubt das Optimizer-System eine Ertragsüberwachung

auf Modulebene und verfügt über einen höheren Brandschutz, da im Störfall die Ausgangsspannung des Optimizers auf 1V heruntergeregelt wird. Dafür braucht dieses System dreimal so viele Stecker wie das konventionelle Stringwechselrichter-System, was die Langzeitzuverlässigkeit beeinflussen kann. Sollte beispielsweise fünf Jahre nach Inbetriebnahme ein Optimizer ausfallen oder ein Fehler eines Steckers vorliegen, dann wird der Optimizer zwar unter Garantiebedingungen ersetzt, aber die Arbeit des Installateurs, der den Austausch auf dem Dach vornehmen muss, wird nicht ver-

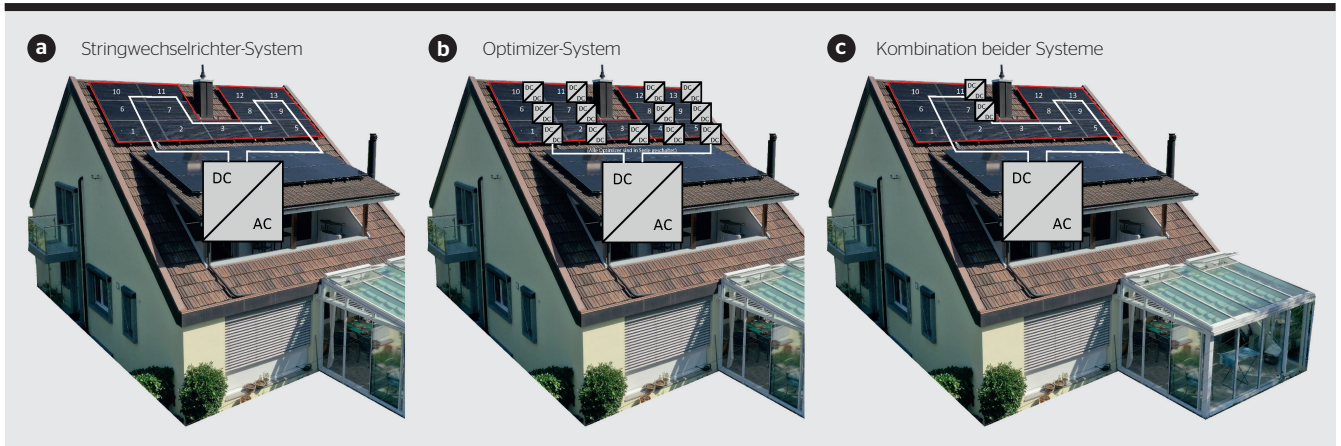


Bild 1 Drei möglichen Topologien für eine PV-Installation mit einem Abschattungsobjekt [6].

gütet. Dazu kommen noch Kosten für das Gerüst, sofern das Dach nicht sicher zugänglich ist oder keine permanente Absturzsicherung vorhanden ist. In diesem Fall stehen Kosten von einigen Tausend Franken im Raum, die nicht von der Garantie getragen werden. Auch dieser Informationstransfer ist Teil eines verantwortlichen Umgangs mit dem Endkunden und kann sich von Hersteller zu Hersteller unterscheiden.

Eine der wichtigsten Eigenschaften ist aber der Ertrag der PV-Anlage bei der gegebenen Dachsituation, inklusive z. B. der Abschattung der Module durch einen Kamin in der Mitte der Anlage. Gängige Ertragsberechnungstools für die Anlagenplanung erlauben keinen fairen Vergleich der anwendbaren Topologien, weil die Verschattung nicht auf Zellebene aufgelöst wird, die Zeitschritte in der Berechnung oft grösser als 10 Min. sind oder die tatsächlichen Wirkungsgrade der Optimizer nicht verwendet werden, da der Hersteller sie bisher nicht zur Verfügung gestellt hat. Diese Punkte können mit den Simulationstools gelöst werden, in denen diese Problematik in den Ertragsmodellen umgesetzt wird. Der letzte Punkt bedarf jedoch eines grösseren Laboraufbaus und entsprechender, hochgenauer Messgeräte, damit die Wirkungsgrade der Optimizer in einer Vielzahl unterschiedlicher Arbeitspunkte unter reproduzierbaren Bedingungen gemessen werden können. Dies wurde am Institut für Energiesysteme und Fluid-Engineering (IEFE) der ZHAW in Winterthur im Rahmen des vom BFE geförderten Projekts EFFPVSHADE vollzogen [2]. Die

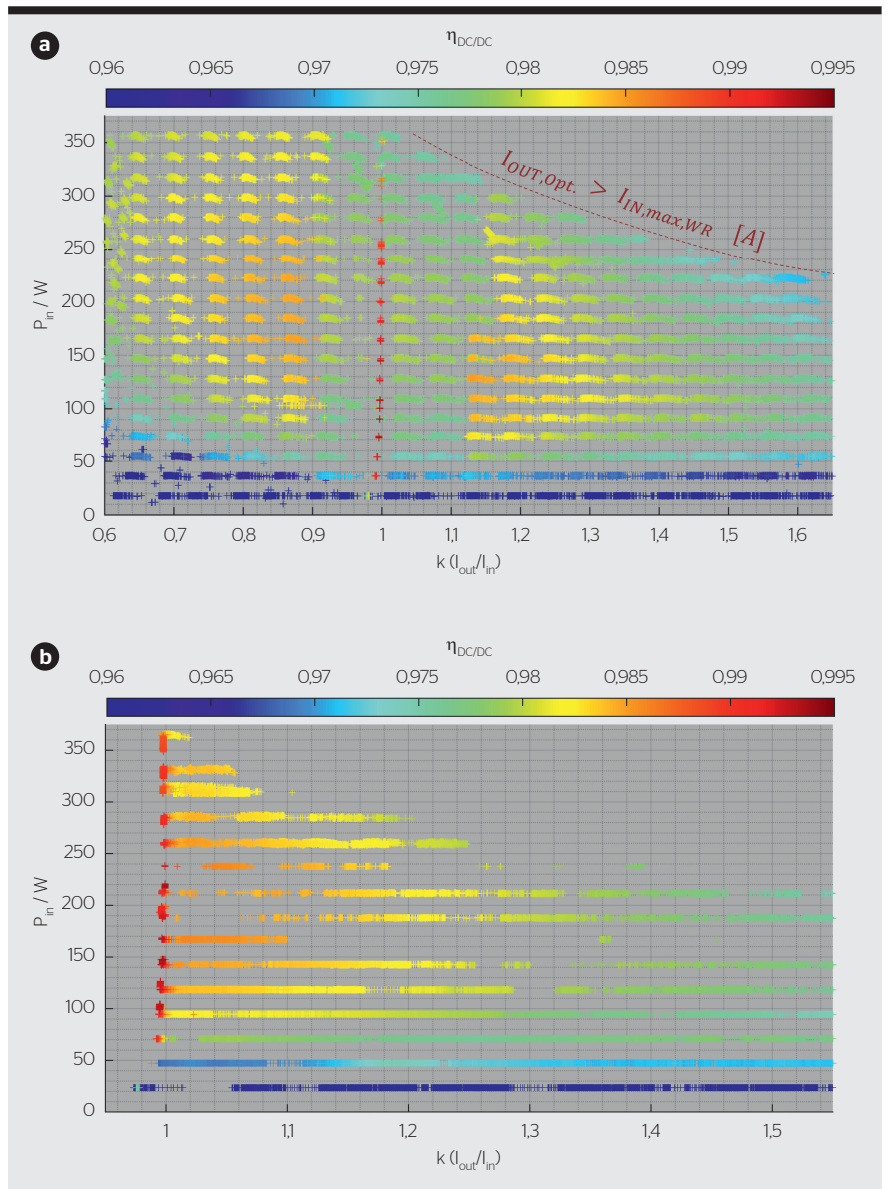


Bild 2 Indoor-Labormessungen des DC/DC-Wirkungsgrads bei unterschiedlichen Arbeitspunkten **a)** eines P370 Optimizers von SolarEdge [5] bzw. **b)** eines SUN2000-450W-P2 von Huawei [4].

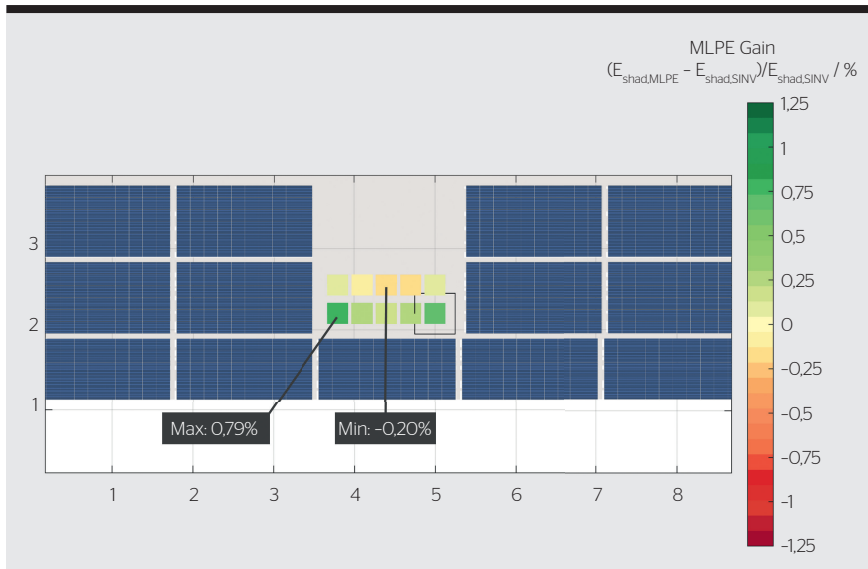


Bild 3 MLPE-Gain in Abhängigkeit der Kaminposition. Grün bedeutet Vorteil Optimizer (MLPE) und bei Rot hat der Stringwechselrichter (SINV) einen Vorteil [5].

nachfolgend beschriebenen Resultate vergleichen immer das Stringwechselrichter-System a) mit dem Optimizer-System b), wobei jedes Solarmodul mit einem Optimizer gekoppelt ist. Der Einsatz von wenigen Optimizern c), z. B. nur zwei Stück, direkt neben dem Schornstein ist aktueller Gegenstand der Arbeiten und wird demnächst im Detail publiziert.

Gemessene Wirkungsgrade von Optimizern

Der Laboraufbau am IEFEE besteht aus zehn Solarsimulatoren, die an jeweils zehn Optimizer angeschlossen sind. Wie bei einer realen Anlage werden die Optimizer dann in Serie geschaltet und mit dem entsprechenden Wechselrichter verbunden. Die Simulatoren können durch die Eingabe verschiedener IV-Kennlinien unterschiedliche Arbeitspunkte von PV-Modulen nachbilden. Direkt am Eingang und am Ausgang eines jeden Optimizers werden Strom und Spannung gemessen. Dieses Set-up erlaubt es, die Wirkungsgrade mit einer Messunsicherheit GUM ($k=1$) zwischen 0,2% und 0,5% je nach Arbeitspunkt zu bestimmen. **Bild 2** zeigt die gemessenen Wirkungsgrade von zwei Optimizern, a) dem SolarEdge (P370) sowie b) dem Independent Optimizer von Huawei (SUN2000-450W-P2) in Abhängigkeit des Verhältnisses von Ausgangs- zu Eingangsstrom (x-Achse) und der Eingangsleistung (y-Achse).

Während der Optimizer von SolarEdge sowohl als Hoch- und Tiefsetzsteller funktioniert, arbeitet der Huawei-Optimizer nur als Tiefsetzsteller, der ohne Beschattung mit einer sehr hohen Effizienz von über 99% arbeitet (siehe rote Arbeitspunkte in **Bild 2b**). Ein weiterer Unterschied liegt im Anwendungsbereich. Der P370 kann nur in der Systemtopologie, wie in **Bild 1b** gezeigt, betrieben werden. Das System von Huawei erlaubt es, sowohl die gleiche Topologie oder jene von **Bild 1c** zu verwenden. Die gemessenen Wirkungsgrade zeigen auf, dass einer der wenigen Werte, die die Hersteller überhaupt angeben, nämlich die maximale Effizienz von 99,5%, nur an wenigen Punkten in der Nähe der Linie bei $k=1$ auftreten.

Die Hersteller von Optimizern geben gewöhnlich auch einen gewichteten Wirkungsgrad unter Berücksichtigung der Teillast von typisch 98,8% bis 99,0% an, jedoch ohne Angaben, wie genau dieser bestimmt wurde. Die Analyse lässt vermuten, dass diese Werte durch Gewichtung der Wirkungsgradmessungen bei gleichem Eingangs- und Ausgangsstrom ($k=1$) und unterschiedlicher Leistungen bestimmt wurden. Somit ist dies nicht repräsentativ für den typischen Einsatz im Feld. Wenn ein Optimizer bei $k=1$ betrieben wird, so ist der Eingang direkt auf den Ausgang durchgeschaltet und es treten nur die rein ohmschen Verluste der Leitungen und Spulen im

Gerät auf. Nur ein einfacher Stecker wäre noch effizienter. Dadurch kommen diese sehr hohen Wirkungsgrade zustande, welche im realen Betrieb für System b) aber kaum vorkommen, da die in Serie geschalteten Optimizer stets auf einen einheitlichen Ausgangsstrom regeln müssen.

Möglichst nahe ans Optimum

Um möglichst nahe zu diesem optimalen Arbeitspunkt zu gelangen, muss bei System b) darauf geachtet werden, dass die richtige Anzahl Optimizer verwendet wird. Dies widerspricht aber der üblichen einfachen Plug-and-Play-Lösung, bei der nach Herstellerangaben zwischen 8 und 24 Optimizer pro String gewählt werden können. Die Hersteller geben in ihren Datenblättern an, mit welcher Gleichspannung der Wechselrichter eingangsseitig arbeitet. Der Quotient aus dieser Gleichspannung und der MPP-Spannung des verwendeten PV-Moduls bei der NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) ergibt die optimale Anzahl Optimizer. Da dies in der Praxis nicht bei jeder Anlage anwendbar ist, z. B. aus ästhetischen Gründen, sollte der Planer darauf abzielen, dass das Optimizer-System im unbeschatteten Fall bei k -Werten zwischen 0,8 und 1,2 arbeitet. Das bedeutet, dass er 20% von der optimalen Anzahl nach oben oder unten abweichen kann. Je näher das gewählte System an die vom Hersteller angegebene minimale und maximale Anzahl an Optimizern herankommt, desto mehr Einbußen in der Performance entstehen.

Performance-Vergleich

Aus den gemessenen Wirkungsgraden der Optimizer und Wechselrichter wurde ein Modell gebildet und in den Ertragssimulationen über ein Jahr berücksichtigt. Die in **Bild 1** gezeigte Anlage wurde dafür 3D-modelliert, wodurch die Abschattung berechnet werden konnte – auf Zellebene aufgelöst und mit einer zeitlichen Auflösung von 5 Minuten. Die Einstrahlungen und Modultemperaturen wurden auch berücksichtigt. Insgesamt wurden 20 Simulationen mit 10 variablen Kaminpositionen erstellt. Die horizontalen Abstände betragen jeweils 30 cm und die vertikalen 35 cm. Pro Kaminposition konnte der Ertrag für das Stringwechselrichter- bzw. das Opti-

mizer-System berechnet werden. Für das simulierte Optimizer-System b) kam SolarEdge (P370 Optimizer mit SE3500H Wechselrichter) zum Einsatz, der Wechselrichter von Huawei (SUN2000-3.68KTL-L1) repräsentierte das Stringwechselrichter-System a).

In **Bild 3** ist das Modell der PV-Anlage aus der Vogelperspektive sichtbar. In der Mitte des Bildes sind die Performancevergleiche beider PV-Systemtopologien für die individuellen Kaminpositionen farblich gekennzeichnet. Bei der tatsächlichen Kaminsituation, wie in **Bild 1** gezeigt, hat das Optimizer-System einen Ertragsvorteil von 0,79%. Wäre der Kamin mittig und 35 cm nach oben verschoben, so hätte das Stringwechselrichter-System mit 0,20% Mehrertrag einen Vorteil gegenüber den Optimizern. Diese Analysen zeigen, dass der Abstand der PV-Module zum Abschattungsobjekt von zentraler Bedeutung ist für einen Ertragsvorteil beim Einsatz von Optimizern. In der untersuchten Anordnung rechtfertigt sich der Einsatz von Optimizern, wegen der entstehenden Mehrkosten der Optimizer, unter dem Gesichtspunkt des Mehrertrags kaum.

Eine Variante wäre, dass während der Planungsphase geprüft wird, ob die PV-Anlage verschoben werden kann, damit sich der Abstand zum Abschattungsobjekt maximiert. Eine zweite Variante wäre der Einsatz von Independent Optimizern gemäss dem System in **Bild 1c**. Die aktuellen Voranalysen zeigen, dass ein Einsatz von zwei Optimizern beim Modul 7 und 11 eine zielführende Alternative darstellen kann.

Die genauen Kenntnisse der Dachgeometrie sind aber eine wichtige Voraussetzung für eine aussagekräftige Jahresanalyse. Ob die heute übliche Vermessung mit Drohnen immer die wirtschaftlichste Möglichkeit ist oder eventuell mit Fotos vor Ort die Dachfeinanalyse erfolgen kann, wird die Zukunft zeigen.

Aktuell sind Mitarbeiter des Forschungsteams dabei zu prüfen, ob eine neue Onlinelösung helfen könnte, die Erträge beispielsweise der beschriebenen drei Systemlösungen betreffend des Jahresertrags unkompliziert zu berechnen. Dies würde auch dem Endkunden helfen.

Weitere technische Infos zu diesem Thema werden in der Arbeitsgruppe IEA Task 13 publiziert [3]. Zusätzlich erarbeitet das ZHAW-Team auch einen Vorschlag für die Normungsgruppe der internationalen IEC TC 82, um die Leistungselektronikkomponenten wie Optimizer und Wechselrichter nachvollziehbar zu vermessen und die Jahresperformance über Gewichtungsfaktoren zu vergleichen, wenn Beschattung am Dach vorliegt.

Abschliessend soll nochmals auf die Grössenordnung der Ertragsvorteile bei der obigen Feinanalyse hingewiesen werden. Sie sind im unteren einstelligen Prozentbereich für diese repräsentativen Fälle der Beschattung, und damit weit weg von dem oft von leidenschaftlichen Verkäufern genannten «bis zu 30%» Ertragsvorteil durch Optimizer.

Vertiefte technische Erkenntnisse sind im Konferenzbeitrag der diesjäh-

rigen EU PVSEC [4] sowie in der Publikation im Fachjournal Solar RRL [5] aufgeführt. Ausserdem stehen zwei Videos auf dem YouTube-Kanal von Franz Baumgartner zur Verfügung: www.youtube.com/c/FranzRudolf-Baumgartner-PV.

Referenzen

- [1] Franz Baumgartner, «Optimizer: Nur ein Hype oder die Zukunft?», Bulletin SEV/VSE 5/2021, S. 62.
- [2] BFE-Projekt: EFFPVSHADE - Effizienzanalyse von dezentraler Photovoltaik-Leistungselektronik bei Teilbeschattung (SI/502247-01).
- [3] IEA Task 13; Performance, operation and reliability of photovoltaic systems; iea-pvps.org/research-tasks/performance-operation-and-reliability-of-photovoltaic-systems.
- [4] Cyril Allenspach, Fabian Carigiet, Arturo Bänziger, Andrin Schneider, Franz Baumgartner, «Performance analysis of power optimizers by indoor lab testing and shading simulation», Proceedings of the 38th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EUPVSEC) and 8th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC), Milan, 2022, WIP.
- [5] Cyril Allenspach, Fabian Carigiet, Arturo Bänziger, Andrin Schneider, Franz Baumgartner, «Power conditioner efficiencies and annual performance analyses with partially shaded photovoltaic generators using indoor measurements and shading simulations», Solar RRL, Special Issue EU PVSEC 2022.
- [6] Alsona AG; 13 kWp Ziegel EFH in Gontenschwil, www.alsona.ch/portfolio-item/13-kwp-ziegel-efh-in-gontenschwil.

Autoren

Fabian Carigiet ist wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Fachgruppe Photovoltaik-Systeme am Institut für Energie und Fluid Engineering (IEFE).
→ ZHAW, 8400 Winterthur
→ fabian.carigiet@zhaw.ch

Cyril Armand Allenspach ist wissenschaftlicher Assistent in der Fachgruppe Photovoltaik-Systeme am Institut für Energie und Fluid Engineering (IEFE).
→ cyrilarmand.allenspach@zhaw.ch

Prof. Dr. **Franz Baumgartner** leitet den Studiengang Energie- und Umwelttechnik an der ZHAW und ist Leiter Photovoltaik-Systeme des IEFE.
→ franz.baumgartner@zhaw.ch

RÉSUMÉ

Ombre sur les toits dotés d'installations photovoltaïques

Conception optimale avec ou sans optimiseur

Lorsqu'il n'y a que peu d'ombre sur le toit d'une maison, il n'est pas automatiquement nécessaire d'utiliser des optimiseurs derrière chaque module solaire pour optimiser le rendement photovoltaïque. Il est en effet possible, avec les connaissances nécessaires dans le domaine de la technique solaire, d'atteindre un rendement plus élevé en considérant la distance entre les modules individuels et l'objet à l'origine de l'ombre lors de la définition des chaînes de modules reliées à des onduleurs de chaîne efficaces, par exemple, ou en utilisant très peu d'optimiseurs de manière ciblée.

Pour se rapprocher le plus possible du point de travail optimal, il faut veiller à utiliser le bon nombre d'optimi-

seurs. Cela va toutefois à l'encontre de la solution plug-and-play habituelle qui, selon les indications du fabricant, permet de choisir entre 8 et 24 optimiseurs par chaîne.

L'ordre de grandeur des avantages que les systèmes d'optimiseurs fournissent en termes de rendement, tel qu'il ressort d'une analyse précise effectuée par les auteurs, se situe dans la fourchette inférieure des pourcentages à un chiffre pour des cas représentatifs d'ombrage, et donc bien loin des «jusqu'à 30% de rendement relatif supplémentaire grâce aux optimiseurs» souvent évoqués par des vendeurs passionnés.

NO