

Optimizer: Nur ein Hype oder die Zukunft?

Solarwechselrichter



27.04.2021

Mit dezentralen DC/DC-Wandlern im PV-Kraftwerk ist auf dem Hausdach ein maximaler Ertrag auch bei teilweiser Verschattung möglich. Meist ist der jährliche Mehrertrag aber geringer als 3%, da die Solarmodule gewöhnlich nicht im Schattenbereich der Mittagssonne montiert werden. Zudem müssen für einen zuverlässigen Betrieb noch weitere Aspekte beachtet werden.

Der wirtschaftliche Erfolg der handtellergrossen elektronischen Optimierer am Solardach beschert dem Marktführer in diesem Segment einen globalen Umsatz von etwa 1,5 Mia. US-\$. Aber führen sie auch zum versprochenen solaren Mehrertrag bei den Endkunden?

Die vom führenden Hersteller empfohlene Verkaufsansprache für Endkunden ist auf den ersten Blick klar strukturiert.[1] Fällt eine Lampe der Christbaumbeleuchtung in der Serien-Verschaltung aus, ist es finster. Dies soll der Optimierer am Solardach verhindern, wenn ein Solarmodul zu viel Schatten sieht. Wenn nicht genug Schatten da ist, kann die Verschmutzung durch ein Blatt oder Vogel-Exkrememente oder eine unterschiedliche Halterung von Modulen ins Feld geführt werden. Die Optimierer holen immer mehr raus als der aktuelle Marktleader, der herkömmliche String-Wechselrichter, der am Ende der in Serie verschalteten Solarmodule platziert wird.

Ob dies allerdings stimmt, kann heute kein erfahrener PV-Planer bzw. Installateur faktenbasiert einfach belegen. Die Sache ist komplex, mit vielen Einflussfaktoren, und es muss eine genaue Analyse ausgeführt werden, da die Unterschiede meist sehr klein sind.

In einem Labor der ZHAW in Winterthur wurden mit grossem Aufwand solche komplexen Systeme ausgemessen und analysiert. Erste Ergebnisse zeigen, dass die Performance-Unterschiede über ein ganzes Jahr im unteren einstelligen Prozentbereich liegen und um Faktoren kleiner sind, als die

vom Marketing zitierten zweistelligen Prozentgewinne.

Und wer hat es erfunden?

Schon vor fast drei Jahrzehnten hat die Elektronikfirma Schmidhauser aus dem Thurgau einen Solarwechselrichter mit individuellen DC/DC-Wandlern für einzelne Modulstrings und gemeinsamen DC/AC-Wandler entwickelt, aber den Markteintritt nicht gemacht. Den übernahm im Jahr 2000 der damalige Marktführer für Solarwechselrichter aus Deutschland. Die heutigen Optimizer, MLPE (Module Level Power Electronics) sind auch einzelne DC/DC-Wandler, um einzelne Module und nicht Strings mit dem eigentlichen DC/AC-Wandler zu verschalten. Vor etwa zehn Jahren hat die israelische Firma Solar Edge mit diesen MLPE erfolgreich begonnen, Jahr für Jahr die Märkte zu gewinnen.

Leistung mit Beschattung

Die genaue Analyse muss bei der Strom-Spannungsanalyse des inhomogen beleuchteten Solarmoduls beginnen. Schon seit einem halben Jahrhundert wird der Ausfall oder Minderertrag einer einzelnen der heute typisch 60 Solarzellen im ca. 2 m² grossen Solarmodul mit einer einfachen, robusten und kostengünstigen Bypass-Diode unterbunden. Diese leitet den höheren Strom der anderen, nicht limitierten Solarmodule einfach am fehlerhaften Teilstrang von 20 Solarzellen vorbei. Der Stromfluss in den DC/AC-Wechselrichtern am Ende des Modulstrangs ist somit garantiert. Damit wird seit Jahrzehnten verhindert, dass bei Verschmutzung oder Teilausfall ein Totalausfall der Produktion zu beklagen ist. Allerdings fehlt dann am betroffenen Solarmodul auch ein Drittel der Spannung und damit auch ein Drittel der Leistung. In einem solchen Fall des Stromunterbruchs in einem Teil des Solarmoduls könnte auch die smarteste MLPE an den Modulanschlüssen nichts ändern.

Es gibt aber Verschattungssituationen, bei denen der Optimizer Mehrerträge liefern kann: leichte Abschattungen an einer einzelnen Solarzelle von weniger als einem Drittel. Dies kann bei herkömmlichen Solarzellen von 15 cm x 15 cm z. B. ein kleines Blatt mit einer Fläche von kleiner als 80 cm² sein oder eine lineare Verschmutzung am unteren Zellenrand. Mehr darf es nicht sein, wenn nur ein Teilstrang im Modul betroffen ist, um diesen MLPE-Vorteil nicht zu verspielen.

Die Verluste des Schornsteins

Dies verdeutlicht die Abschattungssituation des Schornsteins in Bild 1. Der Schatten kann aber oft auch auf ein Lüftungsrohr, eine Lukarne oder einen Baum zurückzuführen sein. Im Detail zeigt sich für die Beschattungssituation des südseitigen Moduls Nr. 12, kurz vor Mittag, eine maximale Ausgangsleistung des Moduls von 74 W bei ca. 30 V Modulspannung. Es würde auch ein weniger optimales lokales Maximum der Leistung von 58 W bei einer Spannung knapp unter 10 V verfügbar sein. Dies sind 20 V weniger und beschreiben den Spannungsverlust, der im Modul entsteht, da dann zwei Bypass-Dioden automatisch im Modul aktiviert sind.

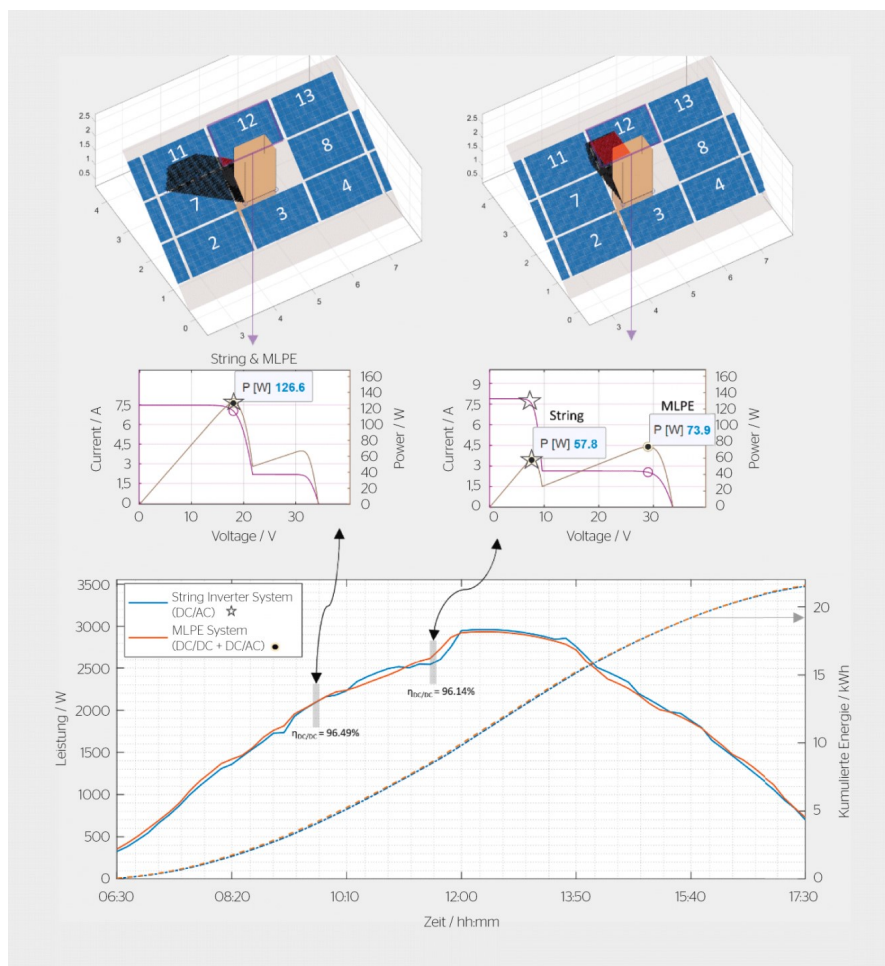


Bild 1 AC-Ertragsverlauf von MLPE versus Stringinverter an einem wolkenlosen Tag im Juni. Basis ist das Simulationstool MLPE-Shadow der ZHAW IEFÉ und die gemessene Performance der Leistungselektronik-Komponenten im IEFÉ-Labor.

Da aber der herkömmliche Stringwechselrichter nur den Gesamtstrom, der durch alle Module fließt, einregeln kann, findet dieser als Arbeitspunkt für das beschattete Solarmodul 12 nur den weniger optimalen Arbeitspunkt mit diesem höheren Strom. Die MLPE ist von diesem Zwang der Stromkopplung durch den DC/DC-Wandler entkoppelt und kann so individuell die höhere Leistung bei 30 V vom Modul Nr. 12 abgreifen. Sie kann damit zu diesem Zeitpunkt auf einen einseitigen Leistungsgewinn von 16 W für Nr. 12 aufbauen. Wäre aber, da zwei Teilmodulstränge von der Beschattung betroffen sind, die Verschattung hier grösser als zwei Drittel und damit der Strom kleiner, dann hätte die MLPE keinen Vorteil mehr. Dies ist der Fall für den Zeitpunkt des Schattenwurfes vor 10 Uhr. Dort ist das absolute Leistungsmaximum von 127 W beim höheren Strom zu finden, den dann auch der String-Wechselrichter einstellt. Daher bringt dort die MLPE keinen besseren Arbeitspunkt.

In den gängigen Solarmodulen sind heute drei Bypass-Dioden im Einsatz. Je mehr Dioden, desto geringer ist der Spannungsverlust bei Abschattung. Schon vor einem Jahrzehnt wurden im IEFÉ-Labor der ZHAW mit einem Flasher Messungen an teilbeschatteten Prototypen von 60-zelligen Solarmodulen mit neun SMD-Bypass-Dioden ausgeführt. Dabei sind wie erwartet eben nicht maximal drei lokale Leistungsmaxima sondern neun erhalten worden, mit am Ende auch hohen Durchlassverlusten aller Bypass-Dioden in Serie bei Beschattung. Diese Konzepte, die zwar zu

weniger Spannungsverlust führen, haben sich damals wegen der höheren Fertigungskosten der Dioden und der Modullamination nicht durchgesetzt.



Bild 2 ZHAW IEFE-Labor.[2]

Die Messungen im Labor

Im ZHAW IEFE Indoor-Labor in Winterthur wurden zehn kommerzielle Optimizer mit je zehn unterschiedlichen DC-Stromversorgungen gespeist und die Verluste mit zehn Leistungsmessern bestimmt. Dazu wurden die jeweiligen DC-Power-Eingänge der Optimizer mit den je nach Verschattung resultierenden Strom-Spannungscharakteristika der zugehörigen Module versorgt. Strom und Spannung für die jeweilige Tageszeit ermittelte die an der ZHAW entwickelte Software MLPE-Shade im Minutenintervall, wobei jede der 60 Solarzellen eines Moduls in 100 Teilflächen zwecks Stromberechnung unterteilt wurde.[2]

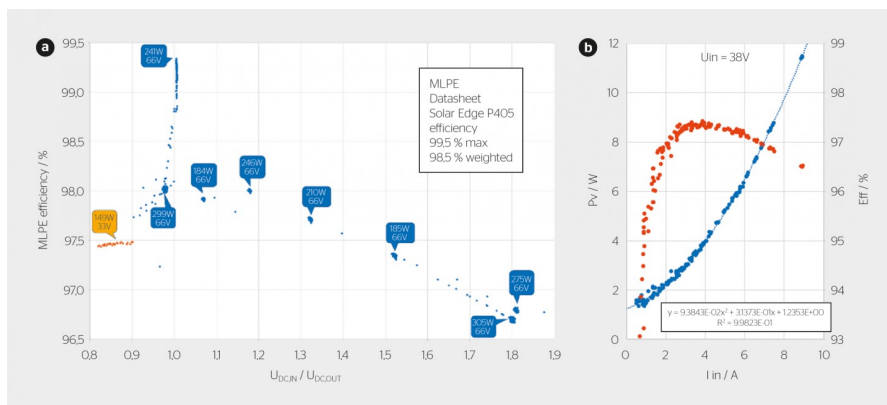


Bild 3 a) DC/DC-Wirkungsgradverlauf Optimizer; b) Verlauf der gemessenen Verluste im Eingangsspannungsfenster von 37 bis 39 V von 10 Solar Edge P405 in Serie am einphasigen Solar Edge DC/AC-Inverter mit einer Eingangsspannung von 360 V.[3]

Ein Ergebnis war, dass die Wirkungsgrade der DC/DC-Wandler bis zu ca. 2% unter den Datenblattangaben von 99% im gekoppelten System mit den realen Teilspannungen lagen. Der Grund: Mit stärkerer Abweichung vom Übersetzungsverhältnis 1 sinkt der Wirkungsgrad (Bild 3a). Da die Verluste im DC/DC-Wandler und die Verluste im nachgelagerten eigentlichen Wechselrichter aber summiert werden müssen, schmelzen die theoretischen Mehrerträge (Bild 1) der MLPE markant. Dazu trägt auch die zweite Versprechung der Verkaufsempfehlung des

Herstellern bei, das nahezu beliebig viele dieser Optimizer in einen Strang geschaltet werden können. Dies vereinfacht zwar die zügige Stringplanung und macht den PV-Experten fast überflüssig, führt aber nicht zwingend zu deutlich mehr Performance beim Endkunden.

	Vorteil	Nachteil
Kunde	1. Mehrertrag bei moderater/starker Beschattung.	1. Investment höher, da mehr Material und längere Installationszeiten nötig.
	2. Bei Stromunterbruch des Modulstroms ist der Ertrag des Reststrings gewährleistet.	2. Kein wirtschaftlicher Vorteil bei geringer Verschattung trotz höherem Ausfallrisiko wegen höherer Betriebstemperatur der MLPE.
	3. Geringere lokale Übertemperatur im Modul bei Verschattung am Mittag, erhöht Betriebsdauer.	3. Die Servicekosten trägt der Endkunde, auch wenn im Garantiefall die MLPE gratis sind.
	4. Defekte Module haben mit einer Schutzspannung der MLPE von 1 V eine reduzierte Lichtbogen- bzw. Brandgefahr.	4. Mehr Module werden verbaut, die dann weniger spezifischen Ertrag haben.
	5. Das Dach kann komplett belegt werden, um AC-Output zu maximieren trotz geringeren spezifischen Ertrags.	5. Das grosse Spektrum der Anzahl MLPE im String kann zu höheren DC/DC-Umwandlungsverlusten führen.
	6. Module unterschiedlicher elektr. Kenndaten können kombiniert werden.	6. Zeitaufwand bei der Kontrolle und Bewertung jedes Moduls im Web.
	7. Modulanordnung und Anzahl hat mehr Freiheitsgrade, um gestalterischen Wünschen zu genügen.	7. Kosten, wenn Optimizer defekt ist, wegen Hardware oder Kommunikationsfehler.
	8. Ertragskontrolle einzelner Module kann lokale Verschmutzung oder Defekte sichtbar machen bzw. Hinweise für Modulreinigung liefern.	
Installateur	9. Geringere Gefährdung der Installateure durch hohe DC-Spannung bei der Montage.	8. Mehr Zeitaufwand, da jeder Optimizer lokal korrekt erfasst und zusätzlich montiert werden muss.
	10. Fehlertolerantes System mit Verpolungsschutz reduziert Schäden bei elektrischer Verkabelung.	9. Höherer Zeitaufwand für Kundengespräch, wenn keine Module ausgetauscht werden und der Kunde nur geringe Unterschiede zwischen Modulen reklamiert.
	11. Zusatzaufträge bei Austausch von MLPE.	
	12. Zusatzauftrag von Modultauch mit nur marginaler Minderleistung.	
Planer	13. Zeitersparnis bei Stringplanung.	10. keine elektrische Fachplanung mehr nötig, Architekt oder andere machen Planung.

Dezentrale MLPE-Modulelektronik bringt Vor- und Nachteile.

Für die sorgfältigen MLPE-Planer kann folgende Empfehlung abgegeben werden: Die Anzahl eingesetzter Optimizer sollte so geplant werden, dass sie im nicht beschatteten Fall möglichst nahe am Spannungsverhältnis von 1 landen. Dabei muss man beim einphasigen von 360 V und beim dreiphasigen Inverter von 750 V Strangspannung ausgehen.

Wie hoch sind die jährlichen Gewinne wirklich?

Die Messungen im Indoor-Labor, gekoppelt mit dem MLPE-Shade-Simulationstool, haben gezeigt, dass im obigen Fall mit dem Schornstein ein Potenzial des Mehrertrags von 5% übers Jahr besteht – bei optimalen Umwandlungswirkungsgraden von MLPE und Stringinverter. Bei den real vermessenen Komponenten schrumpft der jährliche Performance-Vorteil der MLPE auf rund 2%. Dabei wurden 13 Module mit je 300 W und 60 Zellen und ein Stringinverter mit einer Euro-Effizienz von 97,5% als Referenz untersucht.

Die MLPE erleiden in den Sommermonaten, am Mittag von 11 bis 15 Uhr, die meisten Verluste gegenüber dem Stringinverter. Dieses Mapping der Verluste mit den realen Wirkungsgraden der Komponenten für jede Stunde im Jahr zeigt Bild 4. Die Gewinne werden wieder in den Randzeiten des Tages eingefahren, wenn die Sonne tiefer liegt und die Schatten lang sind.

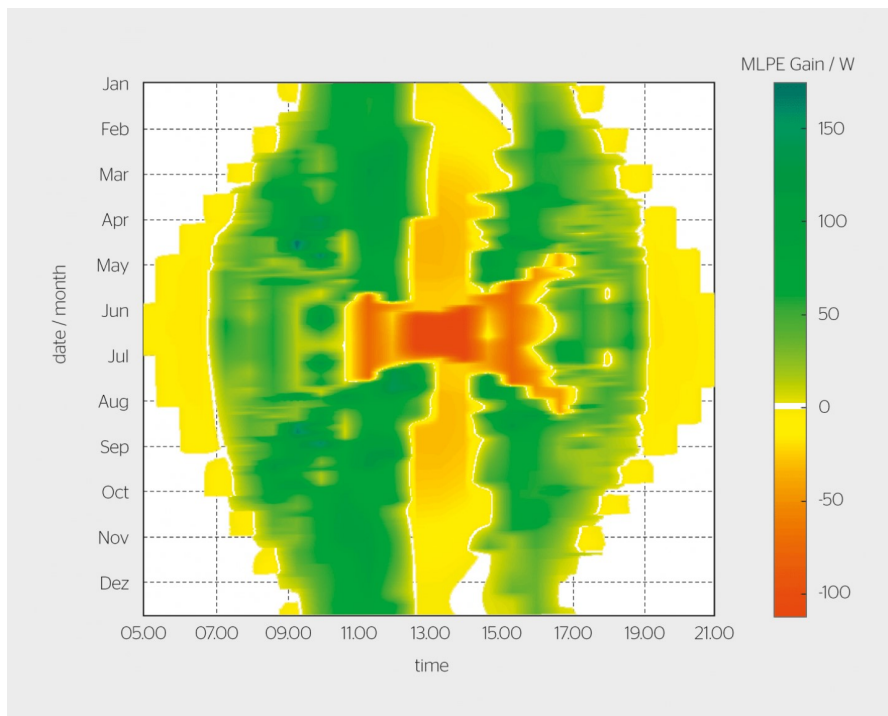


Bild 4 Gewinn und Verlust der MLPE vs. Stringinverter im Jahresverlauf bei Abschattung mit Schornstein gemäss Bild 1.

Es gibt aber bei der Entscheidung für oder wider MLPE noch andere Aspekte zu beachten, die nicht auf der Jahresperformance basieren (Tabelle). Beispielsweise führt der Betrieb des beschatteten Moduls im Arbeitspunkt mit der höheren Modulspannung, wie in Bild 1 rechts dargestellt, zu keiner lokalen Übertemperatur an der limitierenden Zelle. Anders jedoch bei der Aktivierung der Bypass-Diode mit dem Stringinverter, wenn sie im Sommer am Mittag passiert und die kritische Grösse von über 100 °C erreicht. Damit ist sie gefährlich nahe an der Delaminationsgrenze der Module. Wenn jedoch eine Modul-Platzierung gewählt wird, bei der am Mittag diese Verschattung nicht auftritt, kann dies elegant auch mit einem Stringinverter verhindert werden.

Ein wesentlicher anderer Aspekt ist das Risiko, das in Bezug auf die Langzeitstabilität der MLPE durch die höhere Betriebstemperatur der MLPE-Elektronikkomponenten hinter den Solarmodulen im Feld gegeben ist. Obwohl dazu noch keine unabhängigen Messergebnisse aus dem Feld vorliegen, sollte es trotzdem beachtet werden. Denn wenn ein Tausch der MLPE am Dach nötig wird, verbleiben – auch bei kostenlosem Ersatz der Hardware innerhalb der 25-jährigen Garantiezeit – die Kosten für Arbeitszeit und Zusatzkosten.

Fazit und Ausblick

Die bisher analysierten Situationen Schrägdach mit Schornstein/Lukarne erbrachten einen Vorteil der Optimizer von bis zu ca. 2% für die jährliche Performance gegenüber dem Stringinverter. Jedoch können 2% Mehrertrag durch eine effizientere Leistungselektronik, die nur einen Zehntel der Gesamtkosten bindet, einen um 20% höheren Wechselrichterpreis rechtfertigen. Auch andere messtechnische Untersuchungen zu MLPE versus Stringinverter kamen auf Unterschiede im Ertrag in der Grössenordnung von nur 1% [4] bis 4% [5] für leichte Verschattungen wie hier beschrieben.

Solche Analysen erfordern präzise Komponenten-Kenndaten der dreidimensionalen Verschattungssituation sowie die genaue Lage und Orientierung jeder Solarzelle. Es ist nicht realistisch anzunehmen, dass Planer so viel Zeit investieren sollten, um diese geometrischen Daten

für die Detailanalysen vor Ort zu erheben. Es wird aber empfohlen, auf Basis von ähnlichen Situationen Dachtypen, Verschattungsobjekte und Modulzahl im String auf typische quantitative Performance- Gewinne der MLPE zu schliessen.

Wichtig wird auch sein, diese Messdaten mit denen anderer Fachgruppen international zu vergleichen, Empfehlungen für die Branche zu erarbeiten und die Ergebnisse mit der Branche zu teilen. Oft bringt der Einsatz von einzelnen MLPE nahe einem Schattenobjekt ähnliche Gewinne wie ein kompletter Satz von MLPEs für jedes Modul.

Kaum einem PV-Praktiker oder PV- Planer sind diese Zusammenhänge im Detail bekannt und der MLPE-Mehrertrag wird oft überschätzt. Im Rahmen eines demnächst startenden BFE-Forschungsprojekts werden wir diese Analysen der Verschattungsvarianten ausweiten, weitere Labormessungen ausführen und die Ergebnisse auch mit Messungen aus dem Feld vergleichen. Inputs aus der Praxis sind immer willkommen. Es ist geplant, wieder für die Internationale Energie-Agentur im Rahmen von Arbeitsgruppe Task 13 diese MLPE-Erkenntnisse mit jenen anderer Labors zu vergleichen und zu diesem Thema eine entsprechende gemeinsame IEA-Publikation zu koordinieren.

Referenzen

[1] www.solaredge.com/sites/default/files/how-to-sell-solaredge-eng.pdf, Download 03/2021, erstellt in 2019.


[2] C. Allenspach, V. Gonzalez de Echavarri Castro, S. Richter, C. Meier, F. Carigiet, F.P. Baumgartner; 37th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2020, p. 1188, home.zhaw.ch/~bauf/T/MLPE/index.htm.

[3] F. Baumgartner, M. Green, M. Littwin, W. van Stark; Report IEA-PVPS T13-15:2021, Performance of New Photovoltaic System Designs; ISBN 978-3-907281-04-8, Chapter 3.1.4.

[4] W. T. Franke, «The Impact of Optimizers for PV-Modules», University Research Report Uni SDU Electrical Engineering, sdu.dk, May 2019, Tab. 3.

[5] C. Deline, M. Donovan, J. Forrest, Technical Report NREL/TP-5200-54876, May 2012.

Ein besonderer Dank geht an Cyril Allenspach und Fabian Carigiet, ZHAW. Sie haben die Labor-Messungen und die Simulation wesentlich vorangetrieben.

 [2021_05_Franz_Baumgartner_PV-Optimizer.pdf \(de/news-detail/optimizer-nur-ein-hype-oder-die-zukunft.html?file=files/content/news-articles/B_Artikel/2021/2105/B_2105_Baumgartner/2021_05_Franz_Baumgartner_PV-Optimizer.pdf\)](https://www.bulletin.ch/de/news-detail/optimizer-nur-ein-hype-oder-die-zukunft.html?file=files/content/news-articles/B_Artikel/2021/2105/B_2105_Baumgartner/2021_05_Franz_Baumgartner_PV-Optimizer.pdf)



Autor

Prof. Dr. Franz Baumgartner

ist Leiter der Fachgruppe PV-Systeme am Institut für Energie und Fluid Engineering und Leiter des Bachelorstudiengangs Energie- und Umwelttechnik an der SoE.

→ ZHAW, 8400 Winterthur

→ email (<mailto:franz.baumgartner@zhaw.ch>)
