



Einfluss von Verschattung auf PV-Anlagen

Whitepaper

© Fronius International GmbH

Version 02 04/2023

Business Unit Solar Energy

Fronius behält sich alle Rechte vor, insbesondere das Recht der Vervielfältigung, Verbreitung und Übersetzung. Kein Teil dieses Werkes darf ohne die schriftliche Zustimmung von Fronius in irgendeiner Weise vervielfältigt werden. Es darf nicht gespeichert, bearbeitet oder über ein elektrisches oder elektronisches System verbreitet werden. Bitte beachten Sie, dass sich die in diesem Dokument veröffentlichten Informationen trotz größtmöglicher Sorgfalt bei der Erstellung geändert haben können und dass weder der Autor noch Fronius eine rechtliche Haftung übernehmen.

Inhaltsverzeichnis

1	Ziel	5
2	Einleitung.....	6
3	Verhalten von Bypass-Dioden in verschatteten und unverschatteten PV-Modulen	7
3.1	Bypass-Dioden	7
3.2	Verhalten von unverschatteten / verschatteten PV-Modulen	7
3.3	Praktisches Beispiel.....	9
4	Maximum Power Point Tracking	13
4.1	Dynamic Peak Manager.....	15
5	DC-Optimierer	16
6	Praktische Beispiele.....	18
6.1	PV*SOL	18
6.2	Konfiguration	18
6.3	Ergebnisse	19
6.3.1	Verschattung durch einen Schornstein	19
6.3.2	Verschattung durch eine Antenne.....	22
6.3.3	Verschattung durch einen Baum	24
6.3.4	Verschattung durch ein anderes Haus.....	27
6.3.5	Verschattung durch eine Masten.....	31
7	Schlussfolgerung.....	34
8	Referenzen	35

1 Ziel

Das Ziel dieses Whitepapers ist zu zeigen, wie Fronius Wechselrichter mit integriertem Dynamic Peak Manager eingesetzt werden können, um Ertragsverluste in teilverschatteten PV-Anlagen ohne den Einsatz von DC-Optimierern (die keine nennenswerten Ertragsvorteile bieten) zu minimieren. Bei den aktuellen Strompreisen werden viele PV-Anlagen nicht mehr nach dem Stromverbrauch dimensioniert. Vielmehr wird versucht, die maximale kWp-Leistung, die auf das Dach passt, zu installieren. Aus diesem Grund werden auch verschattete Bereiche auf dem Dach genutzt. Dabei besteht oft Unsicherheit, ob das Verschattungsmanagement eines klassischen Stangwechselrichters ausreichend ist oder ob zusätzliche Komponenten wie DC-Optimierer benötigt werden. Mit dem Fronius Dynamic Peak Manager können jedoch auch bei Teilverschattungen höchste Erträge erzielt werden.

2 Einleitung

Die Leistung einer Photovoltaikanlage (PV-Anlage) hängt nicht nur von der Sonneneinstrahlung und der Temperatur ab, sondern auch von der Verschattung und der Konfiguration (Strangdesign). Verschattung kann eine der Hauptursachen für Verluste in PV-Anlagen sein und die Gesamtproduktion verringern. Außerdem führt sie zu einem Verlust bei der Energieumwandlung und verursacht eine Nichtlinearität der I-U-Kennlinie. Unter normalen Bedingungen wird das Sonnenlicht gleichmäßig über die PV-Module verteilt und die charakteristische Leistungs-Spannungs-Kurve hat einen einzigen maximalen Leistungspunkt, an dem die höchste Leistung entnommen werden kann. Aufgrund von Verschattungen – die durch Wolken, Bäume, nahe gelegene Gebäude, andere Module, Modulstaub oder Gegenstände verursacht werden können – erhalten die PV-Module möglicherweise nicht die gleiche Menge an Sonneneinstrahlung. Die Auswirkungen der Verschattung hängen von der Anzahl der verschatteten Zellen ab. Werden einzelne Zellen verschattet, verringert sich der Strom oder die Spannung im jeweiligen Teilstrang des PV-Moduls, und die verschatteten Zellen werden mit negativer Spannung beaufschlagt. Sie verbrauchen Strom, anstatt ihn zu erzeugen, was zu einer geringeren Energieerzeugung führt. Ein intelligentes Systemdesign und ein effizientes Verschattungsmanagement sind daher entscheidend für den bestmöglichen Betrieb einer verschatteten PV-Anlage. Die Verschattung verringert nicht nur die Leistung, sondern kann auch zu Hotspots führen, die durch ein erhöhtes Mismatch der PV-Module entstehen. In extremen Fällen von Verschattung kann die Sperrspannung an der Solarzelle die Durchbruchspannung überschreiten und irreparable Schäden verursachen. Um die Module davor zu schützen, sind in jedem Modul Bypass-Dioden eingebaut, die die verschatteten PV-Zellen oder das verschattete Modul überbrücken.

3 Verhalten von Bypass-Dioden in verschatteten und unverschatteten PV-Modulen

Dieses Kapitel beschreibt das Verhalten von Bypass-Dioden und PV-Modulen unter verschatteten und unverschatteten Bedingungen. Es wird ein Szenario vorgestellt, in dem der Wechselrichter – die aktive Komponente – die Bypass-Diode aktiviert, um einen höheren Ertrag zu erzielen.

3.1 Bypass-Dioden

Bypass-Dioden sind Teil jedes kristallinen PV-Moduls. Die Bypass-Dioden sind parallel, aber mit entgegengesetzter Polarität zu einer PV-Zelle geschaltet, und haben keinen Einfluss auf die Leistung des PV-Moduls, wenn sie nicht aktiviert sind. Ein Standard-PV-Modul mit 60 Zellen besteht aus 3 Teilsträngen, wobei jeder Teilstrang 20 Zellen hat und durch eine Bypass-Diode geschützt ist. Viele handelsübliche PV-Module haben die Bypass-Diode in die Anschlussdose des Moduls integriert. Die Bypass-Dioden werden in PV-Modulen eingesetzt, um das Anlegen einer hohen Sperrspannung zu verhindern und den Strom über die verschatteten Zellen des PV-Moduls „überspringen“ zu lassen. Der Zweck dahinter ist, dass der Modulstrom verschattete oder defekte Zellen umgeht, um Schäden an Hotspots oder heißen Zellen zu verhindern, die durch die von den anderen Zellen im Modul verursachte negative Spannung entstehen können.

3.2 Verhalten von unverschatteten / verschatteten PV-Modulen

Dies ist ein Standard-PV-Modul mit 60 Zellen, bei dem jede PV-Zelle etwa 0,5 V erzeugt, jede Teilkette 10 V hat und der Strom für das PV-Modul bis zu 10 A beträgt. Unter normalen Betriebsbedingungen ohne Schatten ist jede PV-Zelle in Vorwärtsrichtung gepolt und die Bypass-Diode in Sperrrichtung, der Strom fließt durch alle Zellen. Wenn alle Zellen beleuchtet sind, ist die Bypass-Diode blockiert und das PV-Modul hat eine Spannung von 30 V und einem Strom von 10 A.

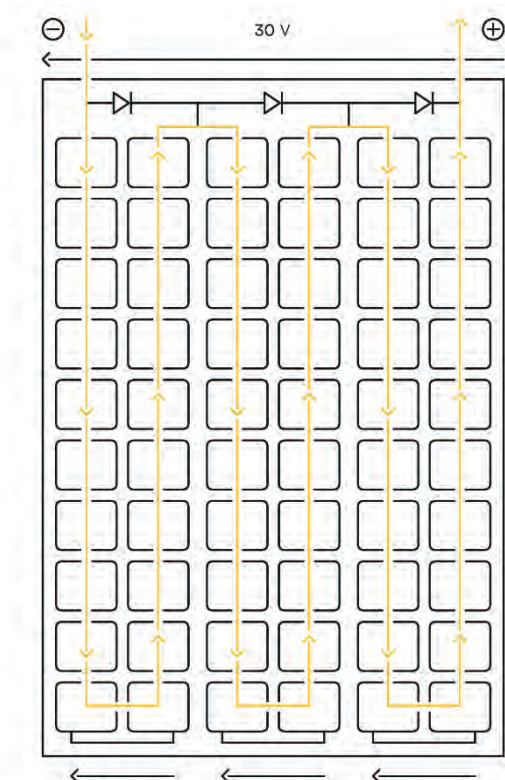


Abb. 1: Standard-PV-Modul ohne Verschattung

Wenn eine oder mehrere Zellen verschattet sind, kann der Wechselrichter die Spannung so steuern, dass die Bypass-Diode leitend wird. So kann der volle Strom an den Zellen des verschatteten Teilbereichs vorbeigeleitet werden, um sie vor Überhitzung und Hotspots zu schützen. Die Spannung an der Bypass-Diode wird negativ und der Strom fließt durch sie hindurch.

Im verschatteten Teilbereich wird die Bypass-Diode mit einem Spannungsabfall von etwa $-0,6\text{ V}$ „aktiviert“. Der zweite und dritte Teilstrang hat jeweils 10 V . Das ergibt $19,4\text{ V}$ ($V_{\text{modul}} = V_{\text{string1}} + V_{\text{string2}} + V_{\text{string3}} = -0,6\text{ V} + 10\text{ V} + 10\text{ V}$) über das gesamte PV-Modul. Folglich kann der volle Strom (z. B. 10 A) fließen.

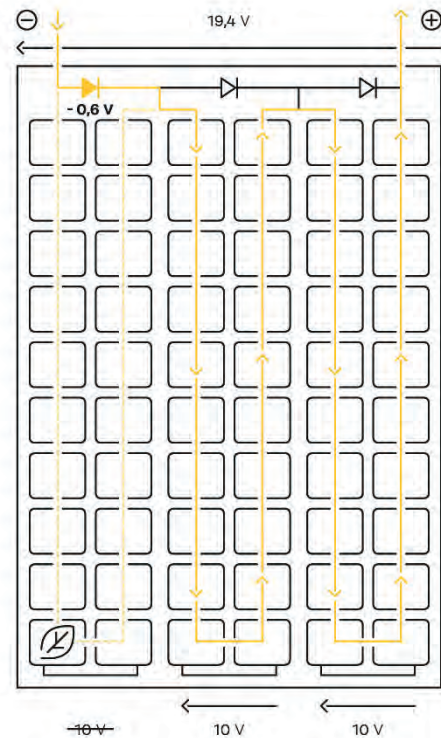


Abb. 2: Standard-PV-Modul mit Verschattung

Halbzellen-PV-Module können dabei einen Vorteil haben, je nachdem, welcher Teil des PV-Moduls verschattet ist und wie sie positioniert werden. Wenn sie vertikal angeordnet sind und der untere Teil des Halbzellen-PV-Moduls verschattet ist, führt der verbleibende obere Teil immer noch viel Strom im Vergleich zum Standard-PV-Modul, da bei diesem die Leistung des gesamten Moduls verloren geht und keine Stromproduktion stattfindet. Mit dem Halbzellen-PV-Modul können immer noch 5 A durch jeden Teilstrang der unverschatteten Hälfte fließen, die Spannung beträgt 10 V durch jeden Teilstrang, mit einer Gesamtspannung von 30 V . Dies ergibt eine Ausgangsleistung von 150 W , also die Hälfte der Nennleistung des gesamten PV-Moduls. Wenn das Halbzellen-PV-Modul horizontal angeordnet ist und die Verschattung $1/3$ des PV-Moduls abdeckt (von unten nach oben oder umgekehrt), gibt es keinen Ertragsunterschied im Vergleich zu einem Standard-PV-Modul.

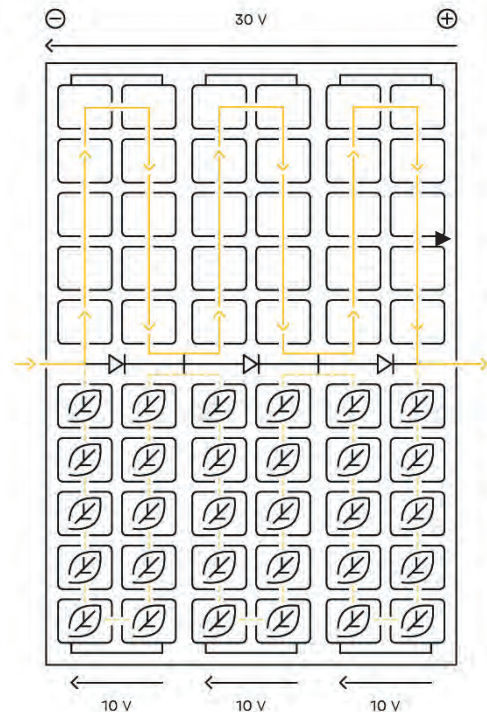


Abb. 3: Halbzellen-PV-Modul mit Verschattung

In einem Strang hängt das Verhalten des verschatteten PV-Moduls von den anderen PV-Modulen ab. Wie genau sich die Module (und Bypass-Dioden) bei unterschiedlicher Verschattung im selben String verhalten, wird in Kapitel 3.3 erläutert.

3.3 Praktisches Beispiel

System mit 20 Standard-PV-Modulen ohne Verschattung:

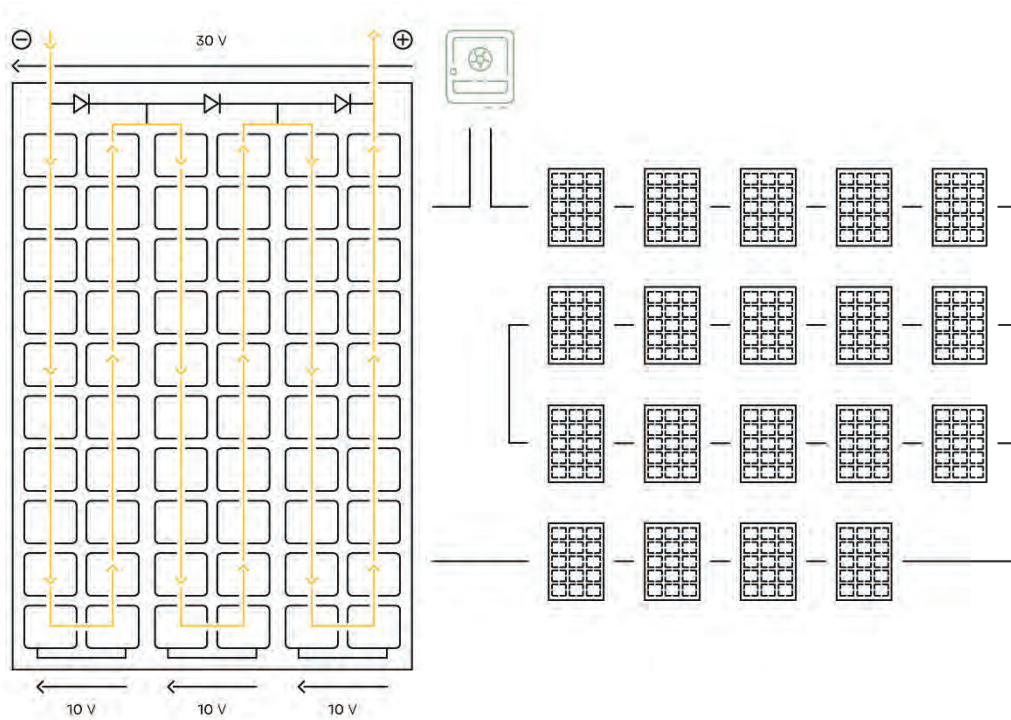


Abb. 4: PV-Anlage mit 20 Standard-PV-Modulen ohne Verschattung

System mit 20 Standard-PV-Modulen mit Verschattung:

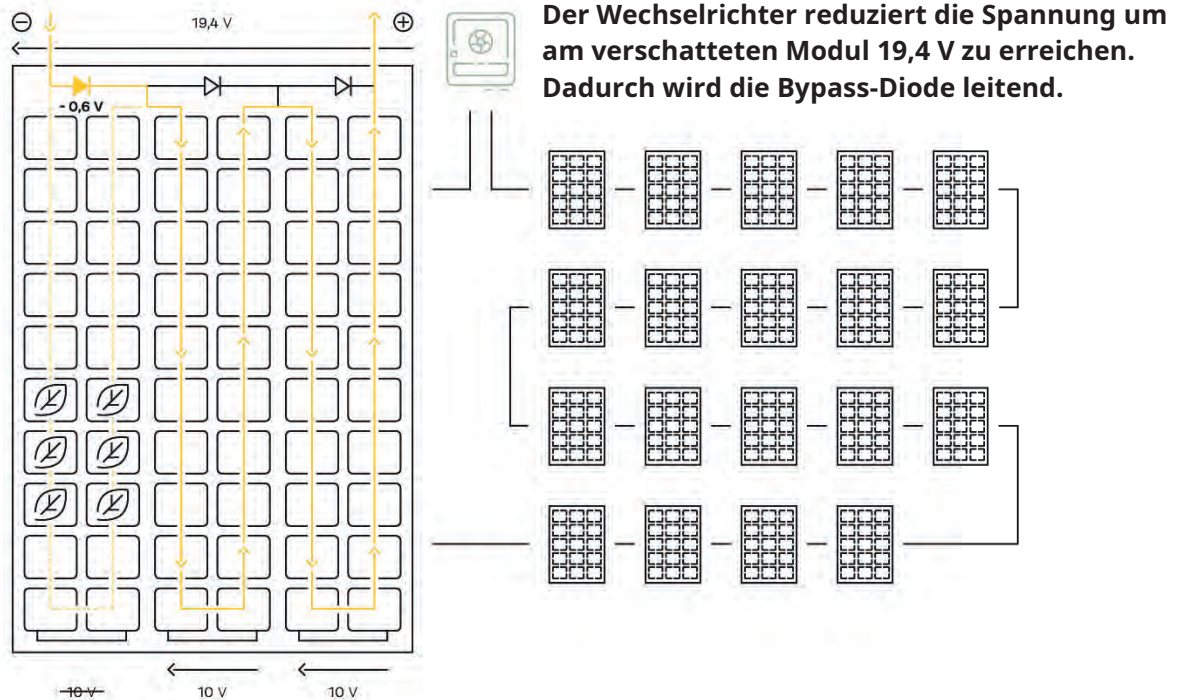


Abb. 5: PV-Anlage mit 20 Standard-PV-Modulen mit Verschattung

Der Wechselrichter reduziert die Spannung am verschatteten Modul auf 19,4 V. Nehmen wir als Beispiel eine Anlage mit 20 PV-Modulen mit je 30 V und 10 A, die in Reihe an einen String-Wechselrichter angeschlossen sind. Wenn es keine Verschattung gibt, sind alle Bypass-Dioden normalerweise passiv und nicht leitend, sodass sie keinen Strom leiten. Wir haben 600 V und 10 A im System mit einer Ausgangsleistung von 6.000 W (Abb. 4). Verschattungen treten auf, wenn beispielsweise Blätter auf eines der Module fallen (Abb. 5). Tritt eine Verschattung auf, sind zwei Szenarien möglich:

1. Der Wechselrichter bleibt auf 600 V, da jeder Teilstrang theoretisch immer noch 10 V, aber aufgrund der Verschattung keine 10 A erzeugt. Durch den reduzierten Strom von 3 A, der durch das verschattete Modul fließt, wird jedes weitere Modul ebenfalls auf einen Strom von 3 A begrenzt. In diesem Fall beträgt die Systemleistung 1.800 W.
2. Der Wechselrichter **reduziert die Spannung und macht die Bypass-Diode leitend.** Um leitend zu sein, benötigt die Bypass-Diode eine Spannung in ihrer Durchlassrichtung. In diesem Beispiel wird die Spannung von 600 V auf 589,4 V reduziert und die Bypass-Diode wird vom Wechselrichter mit einem Spannungsabfall von insgesamt -0,6 V aktiviert. Im verschatteten Teilbereich wird der 10-A-Strangstrom durch die Bypass-Diode umgeleitet: 7 A fließen durch die Bypass-Diode und 3 A durch die verschatteten und nicht verschatteten Zellen. Dadurch bleibt der Strangstrom bei 10 A, wobei dieser teilweise durch den verschatteten Teilstrang und teilweise durch die Diode fließt und vollständig durch die anderen unverschatteten Teilstränge

und die weiteren PV-Module im Strang. In diesem Fall, wenn also der Wechselrichter – die aktive Komponente – die Spannung reduziert, beträgt die Systemleistung 5.894 W und die Leistungsabgabe ist deutlich höher als bei der ersten Option.

System mit 20 Halbzellen-PV-Modulen, gleichmäßig verschattet:

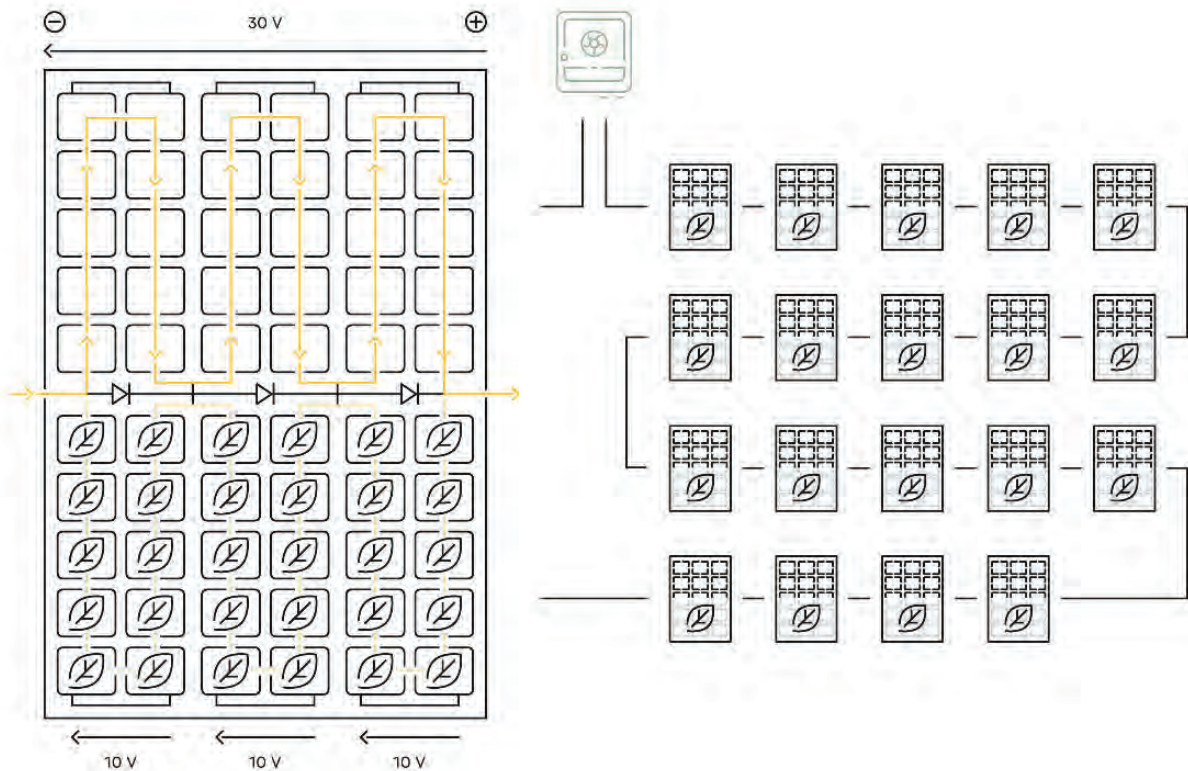


Abb. 6: PV-Anlage mit 20 Halbzellen-PV-Modulen, gleichmäßig verschattet

Nehmen wir als Beispiel eine PV-Anlage mit 20 Halbzellen-PV-Modulen mit je 30 V und 10 A, die in Reihe an einen String-Wechselrichter angeschlossen sind. In diesem Fall ist der untere Teil aller Halbzellen-PV-Module verschattet. Der Strom wird 5 A betragen, da in diesem Fall der Strom noch durch jeden Teilstring der nicht verschatteten Hälfte fließen kann und der Wechselrichter bei 600 V Spannung bleibt. Die Ausgangsleistung beträgt in diesem Fall 3.000 W.

System mit 20 Halbzellen-PV-Modulen, ungleichmäßig verschattet

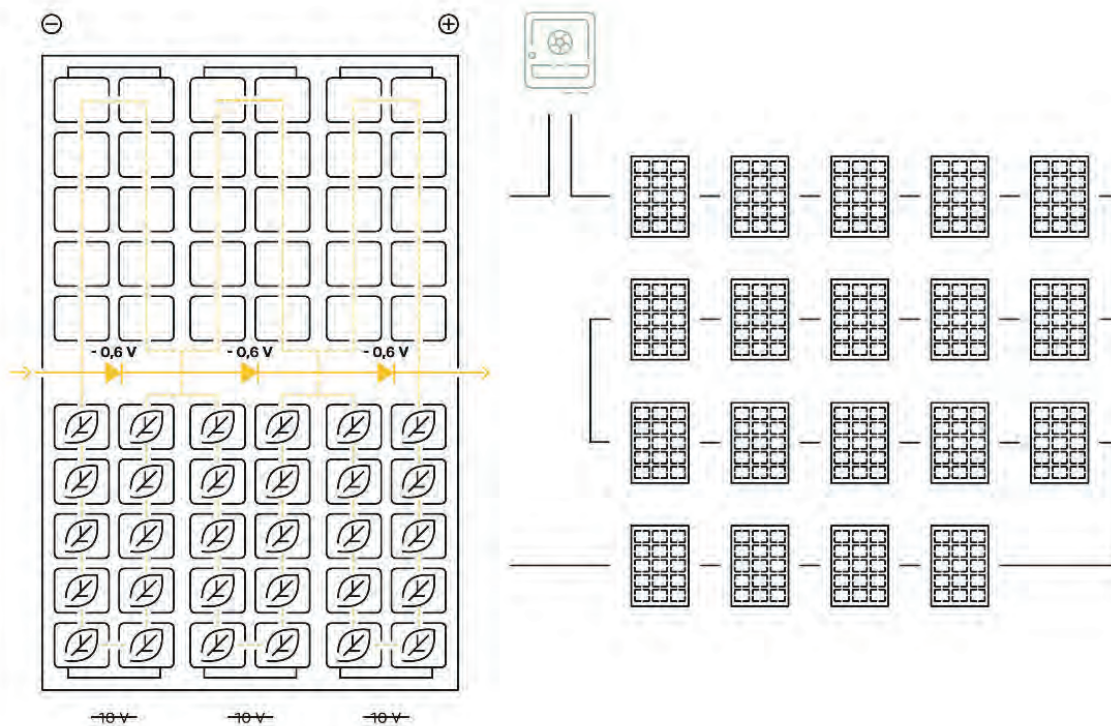


Abb. 7: PV-Anlage mit 20 Halbzellen-PV-Modulen, ungleichmäßig verschattet

Nehmen wir als Beispiel eine Anlage mit 20 Halbzellen-PV-Modulen, bei der nur das erste Modul verschattet ist und alle übrigen 19 Module nicht verschattet sind. Der Wechselrichter reduziert die Spannung und macht die Bypass-Dioden des verschatteten Moduls leitend. In diesem Fall wird die Spannung von 600 V auf 568,2 V reduziert und die Bypass-Diode wird vom Wechselrichter mit einem Spannungsabfall von insgesamt -1,8 V aktiviert. Im verschatteten Modul werden 10 A Strom durch die Bypass-Dioden geleitet. In den unverschatteten Halbzellen-PV-Modulen fließt ein Strom von 10 A. In diesem Fall, wenn der Wechselrichter - die aktive Komponente - die Spannung reduziert, beträgt die Systemleistung 5.682 W.

Die Bypass-Diode ist ein rein passives Bauteil und verändert nur dann etwas, wenn der Wechselrichter - die aktive Komponente - etwas verändert (z. B. die Spannung reduziert). Somit reagiert die Bypass-Diode auf die Systembedingungen.

Im Idealfall trifft die Anlage keine Verschattung. Dies ist jedoch in vielen Fällen leider nicht umsetzbar. Wir raten dazu, bei der Planung eines Systems eine Verschattung in den Zeiten, in denen die Einstrahlung über 500 W/m² liegt, möglichst zu vermeiden.

4 Maximum Power Point Tracking

Der Wechselrichter ist Teil einer jeden PV-Anlage. Er steuert die Spannung und den Strom sowie die Qualität der Ausgangsleistung und nutzt das Maximum Power Point Tracking (MPPT), um die maximal mögliche Leistung aus den PV-Modulen zu holen.

MPPT ist ein Regelalgorithmus (im Prinzip eine hocheffiziente DC-DC-Wandlungstechnologie), der die Ausgangsleistung der PV-Module (vor allem bei nicht idealen Einstrahlungsverhältnissen) optimiert. Beim MPP-Tracking können verschiedene Algorithmen (z. B. Current Sweep, Hill Climbing, Perturb and Observe, Constant Voltage usw.) implementiert werden, um unter bestimmten Bedingungen die maximal verfügbare Leistung aus dem PV-Modul zu gewinnen. Die produzierte Leistung hängt vom Arbeitspunkt ab, an dem der Wechselrichter arbeitet.

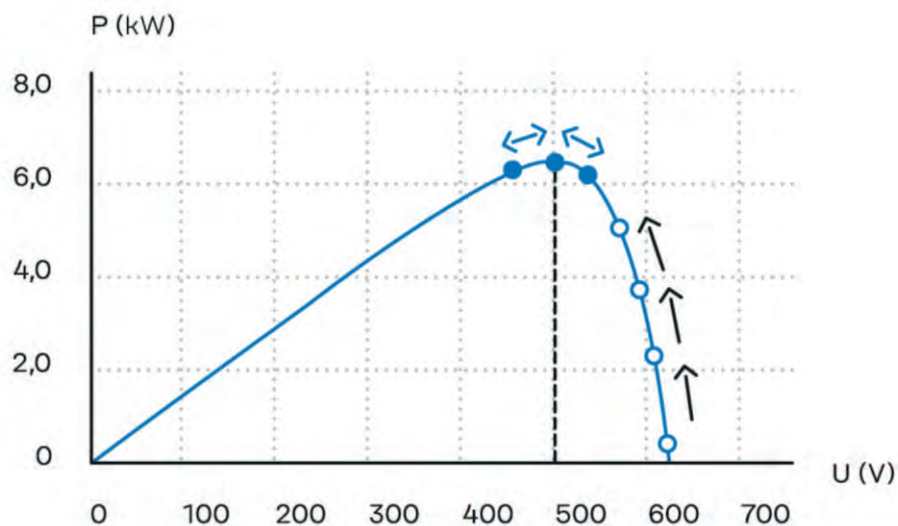


Abb. 8: MPPT-Regelalgorithmus Hill Climbing

Die Leistungskurve hat eine Spitze bei einer bestimmten Spannung, die als MPP-Spannung bezeichnet wird. Die Schwankungen der Temperatur der PV-Zellen und der Einstrahlung im Laufe des Tages beeinflussen die MPP-Spannung. Abb. 8 zeigt das Hill-Climbing-Prinzip, das am häufigsten verwendet wird. Bei diesem Verfahren wird die Spannung auf der Suche nach der MPP-Spannung erhöht oder verringert. Es beginnt mit einer Erhöhung/Verringerung der Spannung, die durch die Messung der entsprechenden Menge der erzeugten Leistung verfolgt wird. Immer wenn die erzeugte Leistung steigt, ändert der Algorithmus die Spannung in dieselbe Richtung, während er bei einer Abnahme die Spannung in die entgegengesetzte Richtung ändert. Das Verfahren wiederholt sich, bis die Spannung die MPP-Spannung erreicht.

Der Algorithmus scannt die Leistungs-Spannungs-Kurve und versucht, den optimalen Arbeitspunkt zu finden, der als Global Maximum Power Point (GMPP) bezeichnet wird. Bei Verschattung verharret der Tracker oftmals am Local Maximum Power Point (LMPP), ohne den GMPP zu finden. Das liegt daran, dass der Tracker nur einen begrenzten Bereich rund um das aktuelle Leistungsmaximum scannt, was dazu führt, dass der Tracker am lokalen MPP verbleibt und nicht die tatsächlich maximal verfügbare Leistung findet. Aus diesem Grund hat Fronius den Dynamic Peak Manager, ein sehr effizientes Verschattungsmanagement entwickelt, den Dynamic Peak Manager, um den Betrieb der PV-Anlage zu verbessern und die Leistungsverluste zu minimieren.

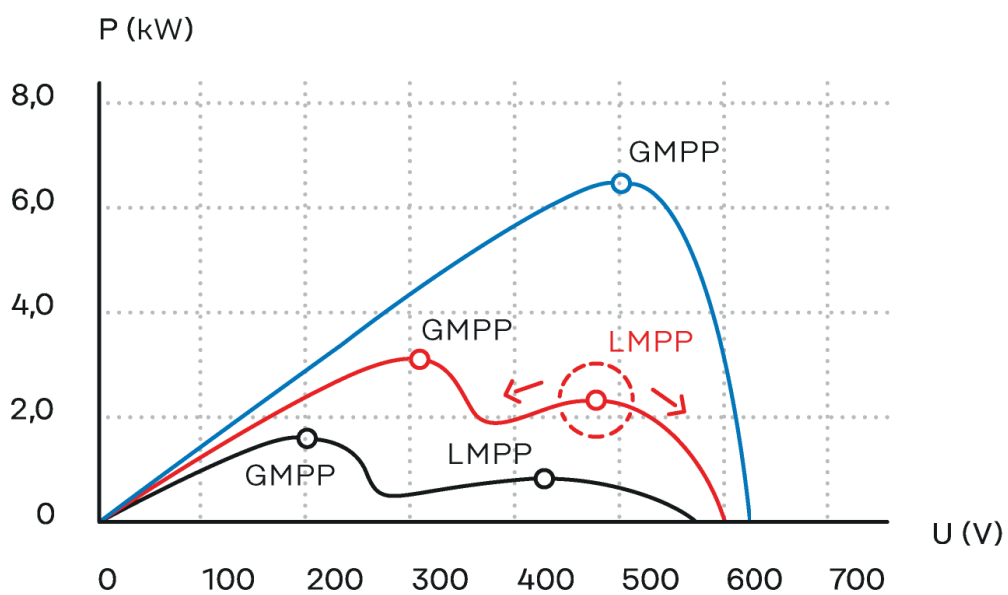


Abb. 9: Leistungs-Spannungs-Kurve mit markierten GMPP und LMPP

4.1 Dynamic Peak Manager

Selbst bei Teilverschattung kann der Ertrag durch den Fronius Dynamic Peak Manager optimiert werden. Der Dynamic Peak Manager (DPM) ist ein hocheffizienter, schattentoleranter MPP-Tracking-Algorithmus, der sein Verhalten bei der Suche nach dem optimalen Arbeitspunkt dynamisch anpasst. Dieser hocheffiziente MPP-Tracking-Algorithmus erkennt jede Verschattung und optimiert den Ertrag auf Strangebene. Der Dynamic Peak Manager findet den Global Maximum Power Point, indem er die gesamte Leistungs-Spannungs-Kennlinie in regelmäßigen 10- bis 11-minütigen Abständen scannt. Auf der Modulebene werden keine zusätzlichen, empfindlichen Komponenten benötigt, da diese Funktion bereits im Wechselrichter integriert ist.

Die Vorteile des Fronius DPM:

- Maximale Erträge, auch bei Teilverschattung
- Optimierung auf Strangebene
- Keine zusätzlichen Komponenten erforderlich
- Höhere Systemzuverlässigkeit
- Keine Installationsarbeiten erforderlich

5 DC-Optimierer

Ein DC-Optimierer (auch DC-Optimizer) versucht, jedes Modul mit seinem individuellen MPP zu optimieren. Bei Verschattung wird jedoch auch oftmals nur die Bypass-Diode vom DC-Optimierer aktiviert, was in diesem Fall zu keinem Vorteil führt.

Wenn die Spannung des PV-Generators von der Eingangsspannung des Wechselrichters abweicht, versuchen die Optimierer, diese durch Boost/Buck-Boost (Hoch- bzw. Hoch-Tiefsetzen) zu optimieren, wodurch das System weniger effizient wird. Diese Verringerung des Wirkungsgrads ist in den Datenblättern nicht zu finden. Dabei ist sie definitiv relevant, da sich diese Verluste auf mehrere Prozent summieren können. Eine technische Spezifikation des IEC (International Electrotechnical Commission), die derzeit entwickelt wird, wird sich mit diesem Effizienzproblem bei verschatteten PV-Anlagen mit Optimierern befassen. Das vorliegende Dokument basiert auf Studien, die an der Züricher Hochschule für Angewandte Wissenschaften durchgeführt wurden und zeigen, dass die Effizienz von Optimierern stark vom Verhältnis zwischen Eingangs- und Ausgangsspannung abhängt. Abb. 8 zeigt die Effizienzkurve von DC/DC-Optimierern in Abhängigkeit von diesem Verhältnis. Sobald dieses Verhältnis von 1 abweicht ($U_{in}=U_{out}$), gibt es einen signifikanten Unterschied (2 Prozent oder mehr) zu den in den Datenblättern für Optimierer angegebenen Effizienzwerten (typischerweise um die 99 Prozent).

Nehmen wir als Beispiel ein 3-phasiges System mit 10 kWp, das aus etwa 30–33 Modulen besteht, die jeweils mit 40 V arbeiten. Das entspräche einer Strangspannung von ~ 1.350 V. Das bedeutet, dass die Optimierer die Spannung auf die maximale Eingangsspannung des Wechselrichters absenken müssten, die wir in diesem Beispiel auf 750 V festlegen. Das Optimierer-Verhältnis betrüge in diesem Fall $U_{in}/U_{out}=1.350\text{ V}/750\text{ V}=1,8$. Damit würde der Umwandlungswirkungsgrad des Optimierers allein (ohne Wechselrichter) etwa 96,7 Prozent betragen.

Geht man von einer Jahresproduktion einer 10-kWp-PV-Anlage in Mitteleuropa von ca. 12.000 kWh aus, würden bei einem Wirkungsgrad von 96,7 Prozent Verluste von 396 kWh entstehen. Das wären 147 € Verlust pro Jahr bei einem Strompreis von 37,12 Cent/kWh (durchschnittlicher Strompreis in Österreich 2022, einschließlich Steuern und Abgaben [1]). In 10 Jahren ergäbe sich daraus ein **Verlust von 1.470 €** (wobei bei dieser Berechnung der Wirkungsgrad des Wechselrichters selbst nicht berücksichtigt wurde, sondern nur die Effizienz des Optimierers).

Unsere Ergebnisse aus den nachfolgenden Simulationen haben zudem gezeigt, dass die Berechnungssoftware die Effizienzverluste der Optimierer nicht berücksichtigt. Stattdessen wird der nachgesagte Mehrertrag von Optimierern in Bezug auf Mismatch überbewertet, hingegen sind die tatsächlichen Wirkungsgrade geringer als im Datenblatt angegeben.



Abb. 10: Effizienzkurve des DC/DC-Optimierers

[Quelle 1: [Bulletin.ch 5/21](#), Franz Baumgartner, *Optimizer: Nur ein Hype oder die Zukunft?*]

Auch ohne Verschattung und bei hoher Einstrahlung führt der DC-Optimierer zu Verlusten statt zu Vorteilen. Denn selbst wenn er nichts tut („Standby-Modus“) und es keine Verschattung gibt, verbraucht er Energie, was wiederum Verluste generiert.

Ein weiterer Nachteil eines DC-optimierten Systems ist die große Anzahl von Komponenten auf dem Dach. Jeder Power-Optimizer sitzt direkt hinter dem Solarmodul und ist daher das ganze Jahr über allen Witterungsbedingungen ausgesetzt. Das ist ungünstig für die empfindliche Leistungselektronik und kann sich negativ auf Lebensdauer, Wartung und Brandrisiko auswirken.

6 Praktische Beispiele

In diesem Kapitel wurden verschiedene praktische Verschattungsszenarien von PV-Anlagen mit String-Wechselrichtern mit dem dynamischen Simulationsprogramm PV*SOL simuliert.

6.1 PV*SOL

PV*SOL premium ist ein dynamisches Simulationsprogramm mit 3D-Visualisierung und detaillierter Verschattungsanalyse zur Berechnung von Photovoltaiksystemen in Kombination mit Verbrauchern, Batteriesystemen und Elektrofahrzeugen. Mit PV*SOL [2] kann der Benutzer den Anlagentyp, die Art der Auslegung (3D- oder 2D-Simulation), die zeitliche Auflösung der Simulation (stündliche Auflösung = schneller oder Minuten-Auflösung = genauer) und die Klimadaten (durch Verwendung der Software-daten oder Anhängen einer Datei mit den Klimadaten) auswählen. In der 3D-Simulation gibt es eine Vielzahl von Modulfeld-Optionen (Kartenauswahl, 3D-Modell importieren, verschiedene Haustypen mit Dach, offene Feldfläche). Die 3D-Analyse ermöglicht eine bessere Visualisierung von verschattenden Objekten (Bäume, Häuser, Schornsteine usw.) und bietet die Möglichkeit, partielle Verschattungssysteme zu modellieren. PV*SOL erlaubt zudem, mehrere Wechselrichter zu kombinieren und eine präzise Verbindung zu verschiedenen MPPT herzustellen. Die Software bewertet dabei Systemparameter wie Gesamtenergieproduktion, Energieüberschuss, modulspezifische Teilverschattung, Mismatch (Verschattung), Systemeffizienz und andere mehr.

6.2 Konfiguration

Die Analysen und Simulationen mit PV*SOL werden ausschließlich und unabhängig von Fronius International durchgeführt, ohne jegliche Zusammenarbeit oder Werbung für PV*SOL. Fronius verwendet PV*SOL, um Verschattungsanalysen als praktische Beispiele für eine PV-Anlage durchzuführen, die auf dem Dach eines Hauses in Brandenburg an der Havel, Deutschland, installiert ist. Die für die Simulationen verwendeten PV-Module wurden ohne jegliche Zusammenarbeit, zufällig ausgewählt; es handelt sich um Halbzellen-PV-Module der Marke Trina Solar mit einer Leistung von 395 W. 30 dieser Halbzellen-PV-Module sind auf dem Dach des Hauses mit Südausrichtung simuliert. In der Analyse wird ein Symo GEN24 10.0 Plus Wechselrichter mit zwei MPPT verwendet. Beim ersten MPPT werden zwei Strings parallel geschaltet, wobei 10 Halbzellen-PV-Module auf jedem der Strings in Reihe geschaltet sind. Beim zweiten MPPT wird ein String mit 10 Halbzellen-PV-Modulen in Reihe geschaltet. Die PV-Anlage hat einen DC/AC-Verhältnis von 118,5 Prozent. Der Jahresertrag der PV-Anlage ohne jegliche Verschattung beträgt 14.485,54 kWh.

Es wurden getrennte Simulationen mit horizontal und vertikal installierten PV-Modulen durchgeführt. Dafür wurden verschiedene Szenarien für die Verschattung analysiert:

- Verschattung durch einen Schornstein
- Verschattung durch eine Antenne
- Verschattung durch einen Baum
- Verschattung durch ein anderes Haus
- Verschattung durch einen Masten

6.3 Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der verschiedenen Simulationen beschrieben.

6.3.1 Verschattung durch einen Schornstein

Die Simulation mit Verschattung durch einen Schornstein wurde mit horizontal und vertikal angeordneten Halbzellen-PV-Modulen durchgeführt. Die Ergebnisse der Verschattung sind in Tabelle 1 und 2 dargestellt.

Art der Verschattungsverluste	Verluste in %	Verluste in kWh	
Modulspezifische Teilabschattung	-0,18%	26,07 kWh (von 14.485 kWh)	Kann nicht von Wechselrichtern, Optimierern usw. beeinflusst werden
Mismatch (Verschattung/Abschattung)	-0,06%	8,7 kWh (von 14.485 kWh)	Stark reduziert durch den Dynamic Peak Manager

Tabelle 1: Verschattungsergebnisse auf jährlicher Basis aus der Simulation mit horizontal angeordneten PV-Modulen

Die Tabelle zeigt, dass dank des Fronius Dynamic Peak Managers die beeinflussbaren Verluste bereits auf ein Minimum reduziert sind. Eine weitere Reduzierung wäre nur durch die Beseitigung der Verschattung selbst möglich.

In der Tabelle haben wir zwei Verluste dargestellt: **modulspezifische Teilabschattungsverluste** und **Mismatch-Verluste (Verschaltung/Abschattung)**.

- Die **modulspezifischen Teilabschattungsverluste** sind auf eine geringere Einstrahlung der Module zurückzuführen, die auf der Blockierung des Sonnenlichts basiert. Diese Verluste beschreiben die verlorene Energie im Vergleich zu einem PV-Modul mit voller Einstrahlung und können nicht durch einen Wechselrichter, DC-Optimierer, Mikro-Wechselrichter usw. beeinflusst werden. Module können horizontal oder vertikal angeordnet werden. Damit verändern sich auch die Gesamtabmessungen des PV-Generators (Breite und Höhe). Dies führt in Folge zu geringfügigen Unterschieden dieser modulspezifischen Teilabschattungsverluste.
- Die **Mismatch-Verluste (Verschaltung/Abschattung)** sind Verluste, die beeinflusst werden können. Es handelt sich dabei um Verluste, die in einem verschatteten System aufgrund der Konfiguration auftreten. Bei einer Konfiguration mit einem Fronius Wechselrichter kann durch dessen Einsatz mit hocheffizienten, schattentoleranten MPP-Tracking-Algorithmen eine bessere Leistung erzielt werden. Ein Beispiel wären Verluste aufgrund von Reihenschaltungen in einem verschatteten Strang (Abschattung) oder unterschiedliche Ausrichtungen im selben Strang (Verschaltung).
- **Gesamtverluste:** Aufgrund der Verschattung ergeben sich die Gesamtverluste aus der Summe dieser beiden Verluste.

Wenn eine Verschattung durch ein Objekt in der Nähe der PV-Module auftritt, ist der Großteil der Verluste auf eine geringere Einstrahlungsstärke auf die Module zurückzuführen, was zu höheren modulspezifischen Teilabschattungsverlusten führt. Die Mismatch-Verluste steigen nur dann auf 1 Prozent, wenn die verringerte Einstrahlung –10 Prozent oder mehr beträgt. Das bedeutet, dass bei Verwendung des Dynamic Peak Managers die Mismatch-Verluste immer 10- bis 20-mal niedriger sind als die Verluste aufgrund einer geringeren Lichteinstrahlung auf die Module.

Die obige Erklärung und die Unterschiede zwischen den beiden Arten von Verlusten gelten auch für alle folgenden Fälle.

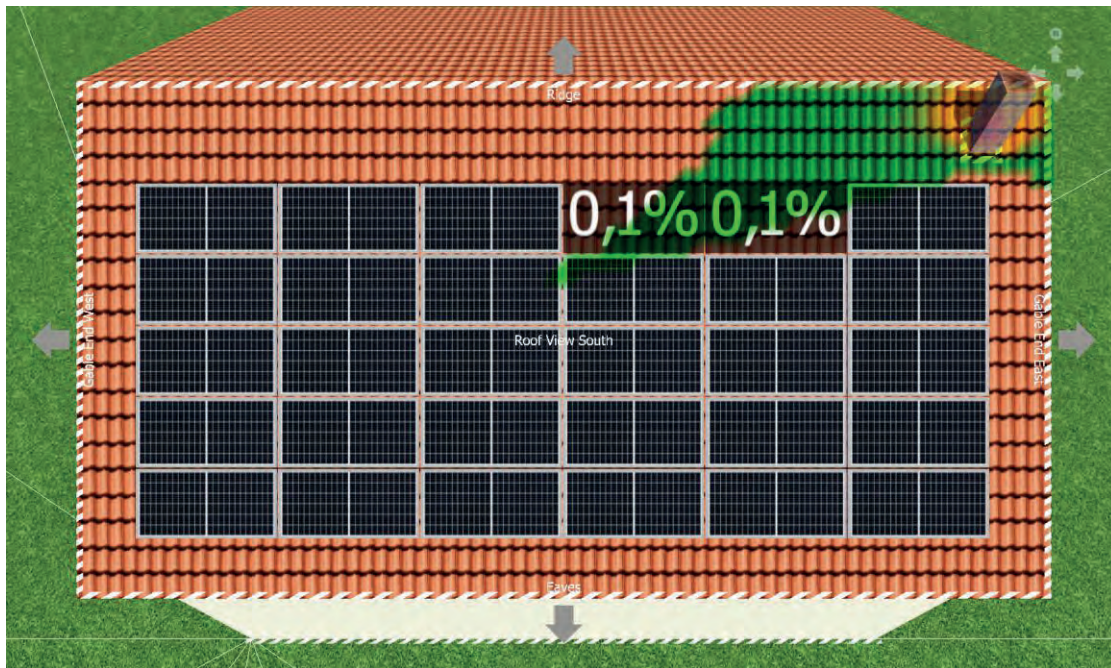


Abb. 11: Verschattung auf Jahresbasis durch einen Schornstein, mit horizontal angeordneten PV-Modulen

Abb. 11 zeigt das Dach eines Hauses mit horizontal angeordneten Halbzellen-PV-Modulen und der Verschattung auf den Modulen durch einen Schornstein. Daraus geht hervor, wie hoch der Verlust pro Modul im Laufe eines Jahres ist.

Art der Verschattungsverluste	Verluste in %	Verluste in kWh	
Modulspezifische Teilabschattung	-0,29%	42 kWh (von 14.485 kWh)	Kann nicht von Wechselrichtern, Optimierern usw. beeinflusst werden
Mismatch (Verschattung/Abschattung)	-0,21%	30,4 kWh (von 14.485 kWh)	Stark reduziert durch den Dynamic Peak Manager

Tabelle 2: Verschattungsergebnisse auf jährlicher Basis aus der Simulation mit vertikal angeordneten PV-Modulen

Die Tabelle zeigt, dass dank des Fronius Dynamic Peak Managers die beeinflussbaren Verluste bereits auf ein Minimum reduziert sind. Eine weitere Reduzierung wäre nur durch die Beseitigung der Verschattung selbst möglich.

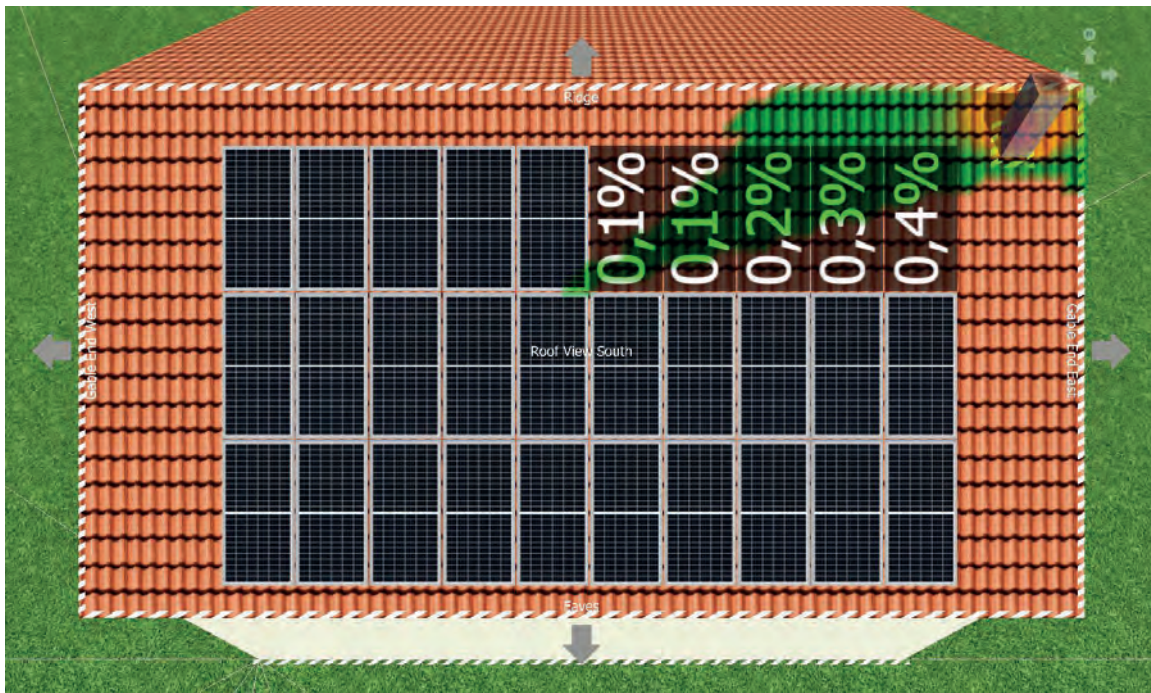


Abb. 12: Verschattung auf Jahresbasis durch einen Schornstein, mit vertikal angeordneten PV-Modulen

6.3.2 Verschattung durch eine Antenne

Die Verschattung wurde sowohl mit horizontal als auch mit vertikal angeordneten Halbzellen-Modulen simuliert. Die unterschiedlichen Ergebnisse sind in Tabelle 3 und 4 dargestellt. Abhängig von der horizontalen oder vertikalen Anordnung hat der PV-Generator unterschiedliche Gesamtabmessungen (Breite und Höhe) was zu geringfügigen Unterschieden bei den modulspezifischen Teilabschattungsverlusten führt.

Art der Verschattungsverluste	Verluste in %	Verluste in kWh	
Modulspezifische Teilabschattung	-0,57%	82,6 kWh (von 14.485 kWh)	Kann nicht von Wechselrichtern, Optimierern usw. beeinflusst werden
Mismatch (Verschattung/Abschattung)	-0,38%	55 kWh (von 14.485 kWh)	Stark reduziert durch den Dynamic Peak Manager

Tabelle 1: Verschattungsergebnisse auf jährlicher Basis aus der Simulation mit horizontal angeordneten PV-Modulen

Die Tabelle zeigt, dass dank des Fronius Dynamic Peak Managers die beeinflussbaren Verluste bereits auf ein Minimum reduziert sind. Eine weitere Reduzierung wäre nur durch die Beseitigung der Verschattung selbst möglich.

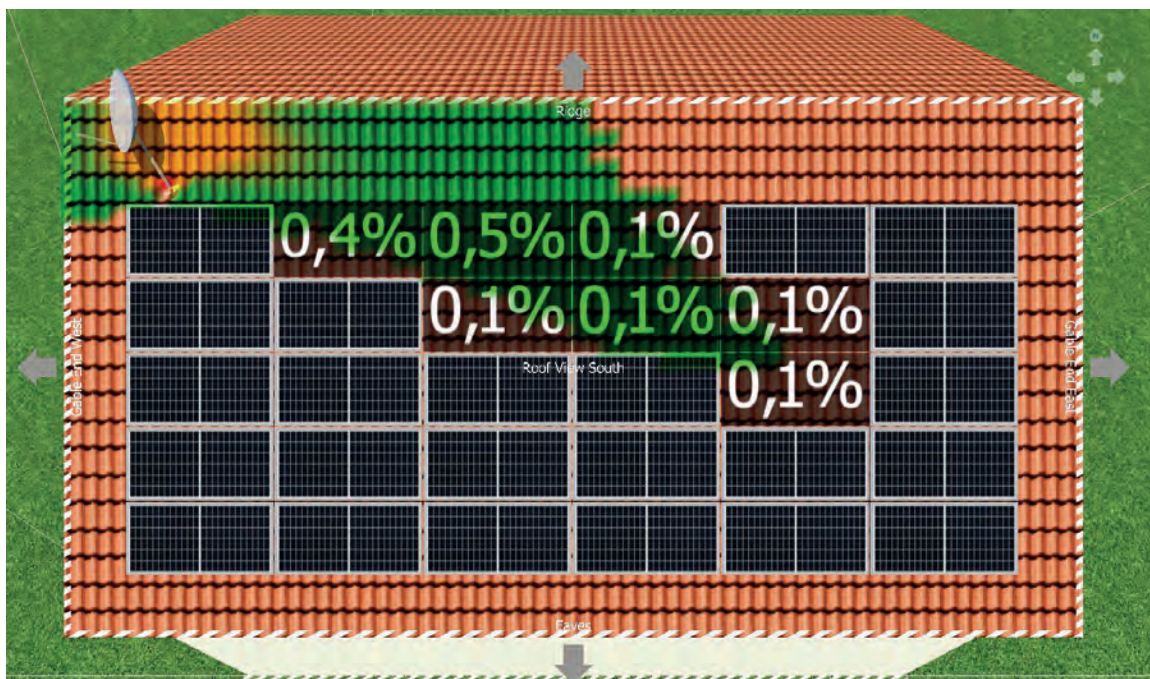


Abb. 13: Verschattung auf Jahresbasis durch eine Antenne, mit horizontal angeordneten PV-Modulen

Art der Verschattungsverluste	Verluste in %	Verluste in kWh	
Modulspezifische Teilabschattung	-0,94%	136,2 kWh (von 14.485 kWh)	Kann nicht von Wechselrichtern, Optimierern usw. beeinflusst werden
Mismatch (Verschattung/Abschattung)	-0,86%	124,6 kWh (von 14.485 kWh)	Stark reduziert durch den Dynamic Peak Manager

Tabelle 4: Verschattungsergebnisse auf jährlicher Basis aus der Simulation mit vertikal angeordneten PV-Modulen

Die Tabelle zeigt, dass dank des Fronius Dynamic Peak Managers die beeinflussbaren Verluste bereits auf ein Minimum reduziert sind. Eine weitere Reduzierung wäre nur durch die Beseitigung der Verschattung selbst möglich.

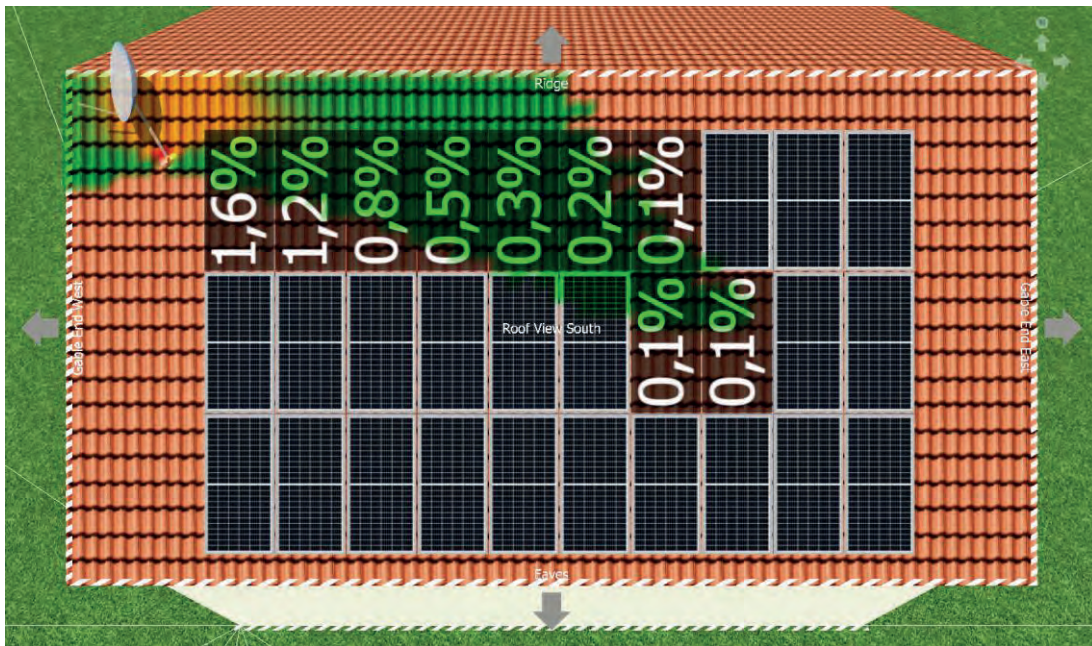


Abb. 14: Verschattung auf Jahresbasis durch eine Antenne, mit vertikal angeordneten PV-Modulen

6.3.3 Verschattung durch einen Baum

Die Verschattung wurde sowohl mit horizontal als auch mit vertikal angeordneten Halbzellen-Modulen simuliert. Die unterschiedlichen Ergebnisse sind in Tabelle 5 und 6 dargestellt.

Abhängig von der horizontalen oder vertikalen Anordnung hat der PV-Generator unterschiedliche Gesamtabmessungen (Breite und Höhe) was zu geringfügigen Unterschieden bei den modulspezifischen Teilabschattungsverlusten führt.

Art der Verschattungsverluste	Verluste in %	Verluste in kWh	
Modulspezifische Teilabschattung	-0,89%	128,9 kWh (von 14.485 kWh)	Kann nicht von Wechselrichtern, Optimierern usw. beeinflusst werden
Mismatch (Verschattung/Abschattung)	-0,29%	42 kWh (von 14.485 kWh)	Stark reduziert durch den Dynamic Peak Manager

Tabelle 5: Verschattungsergebnisse auf jährlicher Basis aus der Simulation mit horizontal angeordneten PV-Modulen

Die Tabelle zeigt, dass dank des Fronius Dynamic Peak Managers die beeinflussbaren Verluste bereits auf ein Minimum reduziert sind. Eine weitere Reduzierung wäre nur durch die Beseitigung der Verschattung selbst möglich.

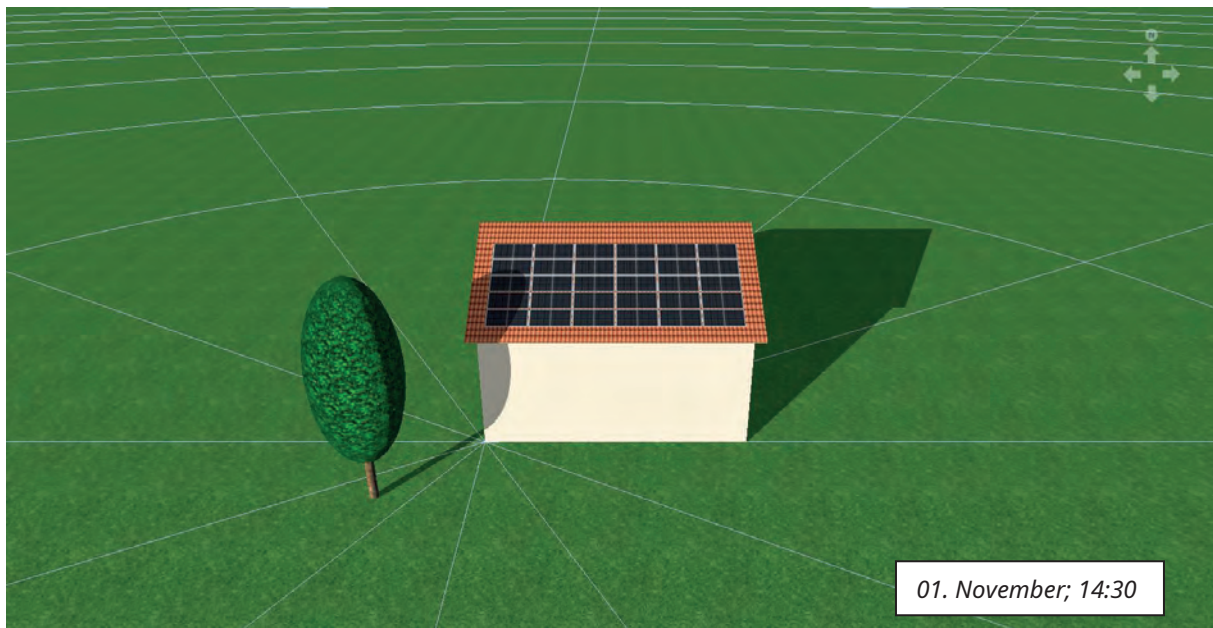


Abb. 15: Exemplarische Darstellung der Simulation

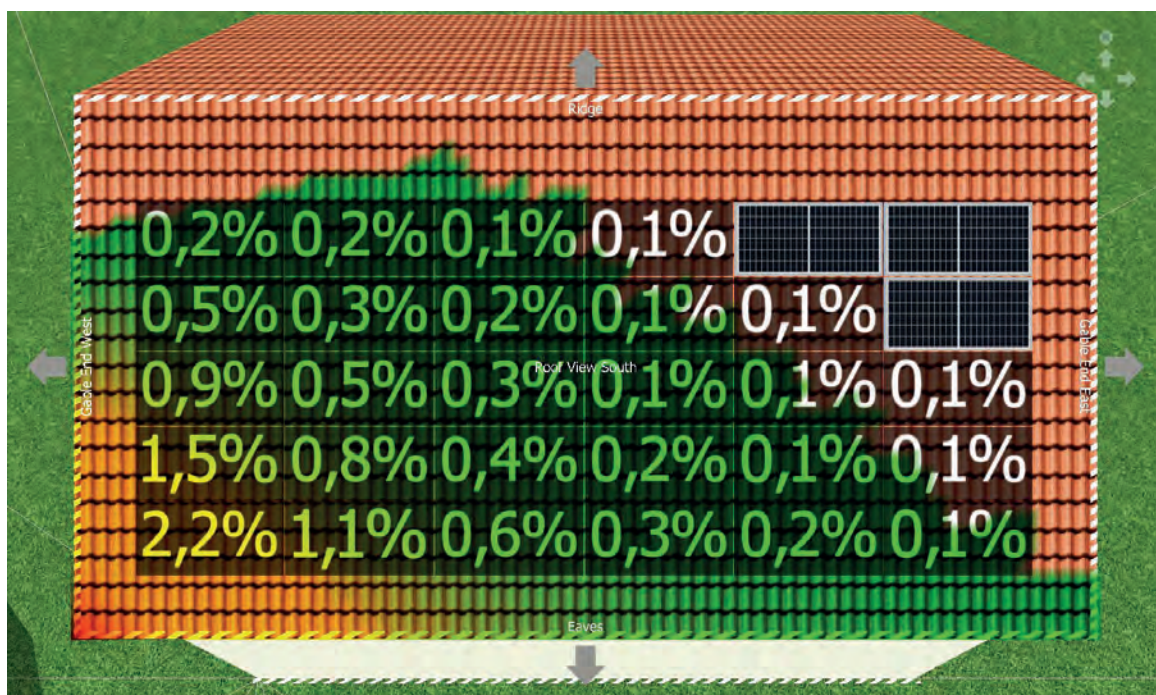


Abb. 16: Verschattung auf Jahresbasis durch einen Baum, mit horizontal angeordneten PV-Modulen

Abb. 16 zeigt, wie stark jedes der Halbzellen PV-Module, die horizontal angeordnet sind, während des Jahres von einem Baum verschattet wird.

Art der Verschattungsverluste	Verluste in %	Verluste in kWh	
Modulspezifische Teilabschattung	-0,79%	114,4 kWh (von 14.485 kWh)	Kann nicht von Wechselrichtern, Optimierern usw. beeinflusst werden
Mismatch (Verschaltung/Abschattung)	-0,22%	31,9 kWh (von 14.485 kWh)	Stark reduziert durch den Dynamic Peak Manager

Tabelle 2: Verschattungsergebnisse auf jährlicher Basis aus der Simulation mit vertikal angeordneten PV-Modulen

Die Tabelle zeigt, dass dank des Fronius Dynamic Peak Managers die beeinflussbaren Verluste bereits auf ein Minimum reduziert sind. Eine weitere Reduzierung wäre nur durch die Beseitigung der Verschattung selbst möglich.

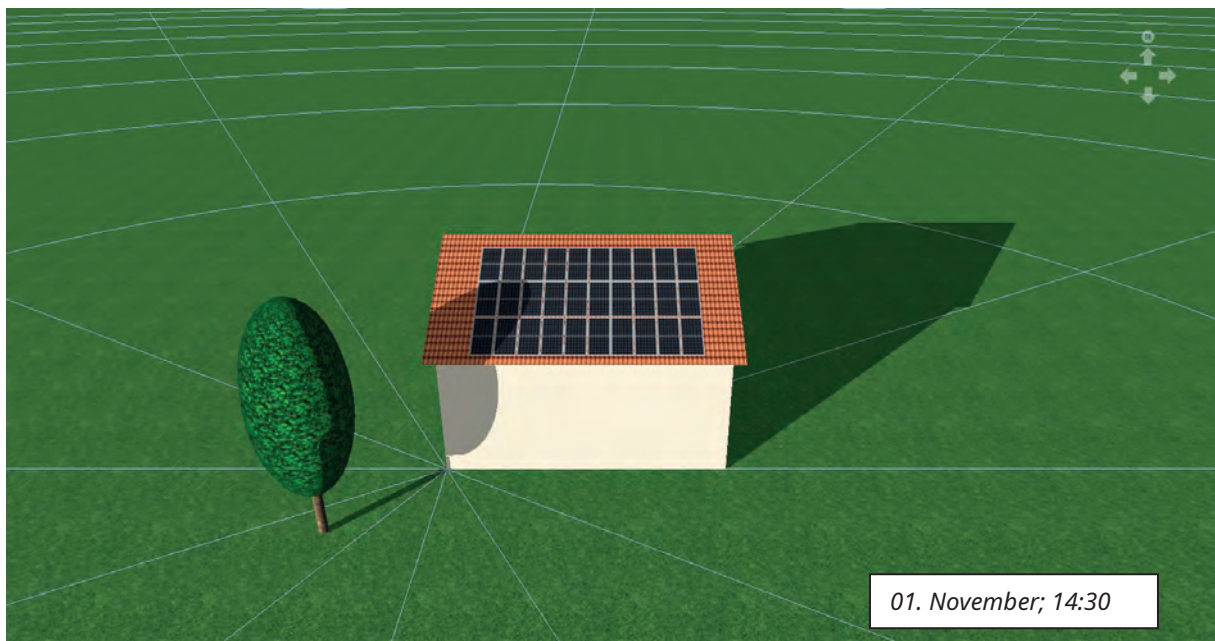


Abb. 17: Exemplarische Darstellung der Simulation

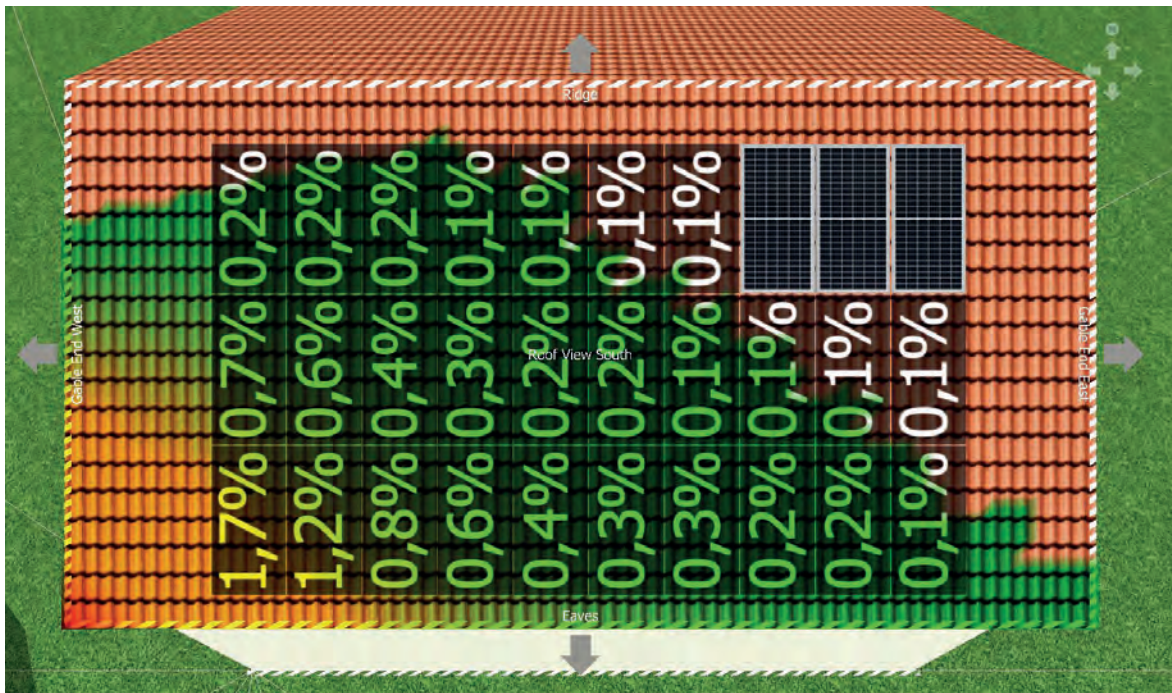


Abb. 18: Verschattung auf Jahresbasis durch einen Baum, mit vertikal angeordneten PV-Modulen

6.3.4 Verschattung durch ein anderes Haus

Die Verschattung wurde sowohl mit horizontal als auch mit vertikal angeordneten Halbzellen-Modulen simuliert. Die unterschiedlichen Ergebnisse sind in Tabelle 7 und 8 dargestellt. Abhängig von der horizontalen oder vertikalen Anordnung hat der PV-Generator unterschiedliche Gesamtabmessungen (Breite und Höhe) was zu geringfügigen Unterschieden bei den modulspezifischen Teilabschattungsverlusten führt.

Art der Verschattungsverluste	Verluste in %	Verluste in kWh	
Modulspezifische Teilabschattung	-8,12%	1 176 kWh (von 14.485 kWh)	Kann nicht von Wechselrichtern, Optimierern usw. beeinflusst werden
Mismatch (Verschattung/Abschattung)	-1,64%	237,6 kWh (von 14.485 kWh)	Stark reduziert durch den Dynamic Peak Manager

Tabelle 7: Verschattungsergebnisse auf jährlicher Basis aus der Simulation mit horizontal angeordneten PV-Modulen

Die Tabelle zeigt, dass dank des Fronius Dynamic Peak Managers die beeinflussbaren Verluste bereits auf ein Minimum reduziert sind. Eine weitere Reduzierung wäre nur durch die Beseitigung der Verschattung selbst möglich.

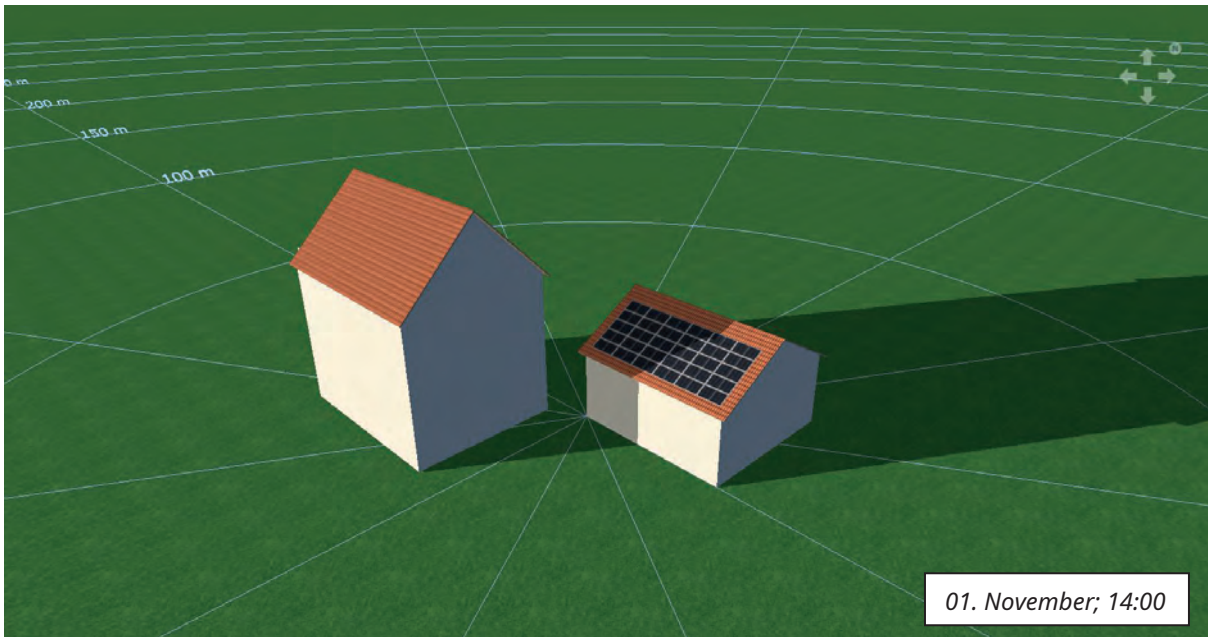


Abb. 19: Exemplarische Darstellung der Simulation

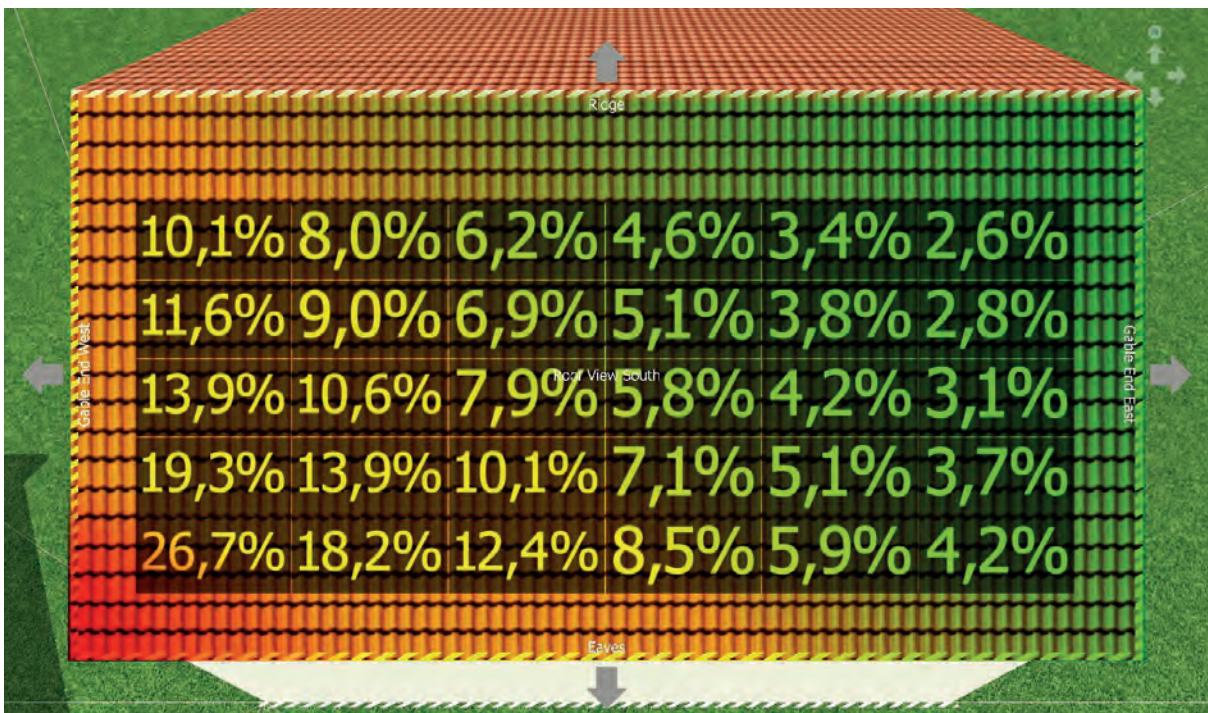


Abb. 20: Verschattung auf Jahresbasis durch ein anderes Haus, mit horizontal angeordneten PV-Modulen

Art der Verschattungsverluste	Verluste in %	Verluste in kWh	
Modulspezifische Teilabschattung	-7,75%	1 122,6 kWh (von 14.485 kWh)	Kann nicht von Wechselrichtern, Optimierern usw. beeinflusst werden
Mismatch (Verschaltung/Abschattung)	-1,24%	179,6 kWh (von 14.485 kWh)	Stark reduziert durch den Dynamic Peak Manager

Tabelle 8: Verschattungsergebnisse auf jährlicher Basis aus der Simulation mit vertikal angeordneten PV-Modulen

Die Tabelle zeigt, dass dank des Fronius Dynamic Peak Managers die beeinflussbaren Verluste bereits auf ein Minimum reduziert sind. Eine weitere Reduzierung wäre nur durch die Beseitigung der Verschattung selbst möglich.

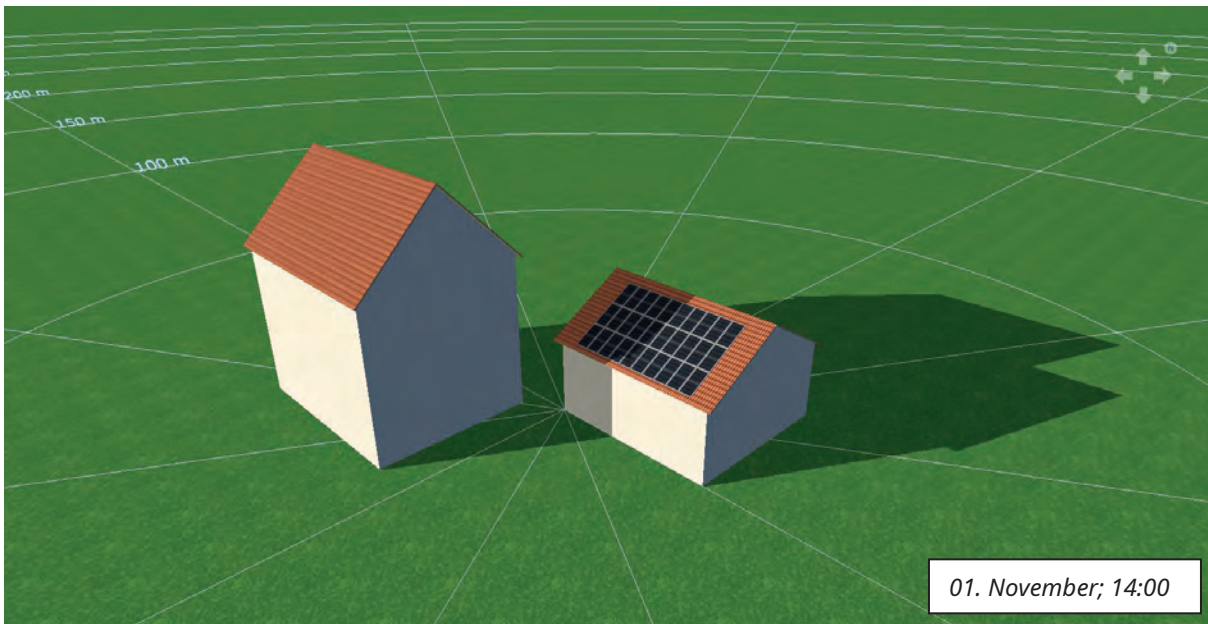


Abb. 21: Exemplarische Darstellung der Simulation

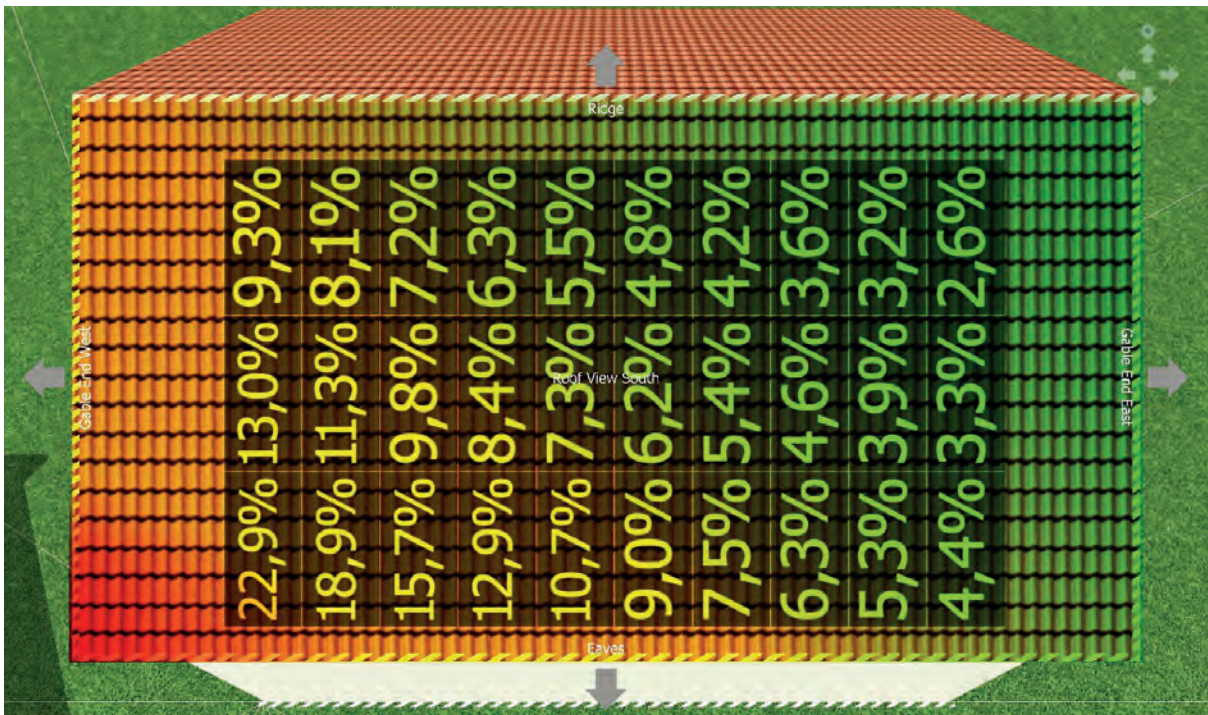


Abb. 22: Verschattung auf Jahresbasis durch ein anderes Haus, mit vertikal angeordneten PV-Modulen

Abb. 22 zeigt einen Fall, in dem die Halbzellen-PV-Module vertikal angeordnet sind und durch ein nahe gelegenes Haus stark verschattet werden. Die Verschattung wirkt sich das ganze Jahr über aus, d. h. das erste Modul hat insgesamt eine um 22,9 Prozent verringerte Einstrahlung im Laufe des Jahres.

6.3.5 Verschattung durch einen Masten

Die Verschattung wurde sowohl mit horizontal als auch mit vertikal angeordneten Halbzellen-Modulen simuliert. Die unterschiedlichen Ergebnisse sind in Tabelle 9 und 10 dargestellt.

Abhängig von der horizontalen oder vertikalen Anordnung hat der PV-Generator unterschiedliche Gesamtabmessungen (Breite und Höhe) was zu geringfügigen Unterschieden bei den modulspezifischen Teilabschattungsverlusten führt.

Art der Verschattungsverluste	Verluste in %	Verluste in kWh	
Modulspezifische Teilabschattung	-2,89%	418,6 kWh (von 14.485 kWh)	Kann nicht von Wechselrichtern, Optimierern usw. beeinflusst werden
Mismatch (Verschattung/Abschattung)	-0,97%	140,5 kWh (von 14.485 kWh)	Stark reduziert durch den Dynamic Peak Manager

Tabelle 9: Verschattungsergebnisse auf jährlicher Basis aus der Simulation mit horizontal angeordneten PV-Modulen

Die Tabelle zeigt, dass dank des Fronius Dynamic Peak Managers die beeinflussbaren Verluste bereits auf ein Minimum reduziert sind. Eine weitere Reduzierung wäre nur durch die Beseitigung der Verschattung selbst möglich.

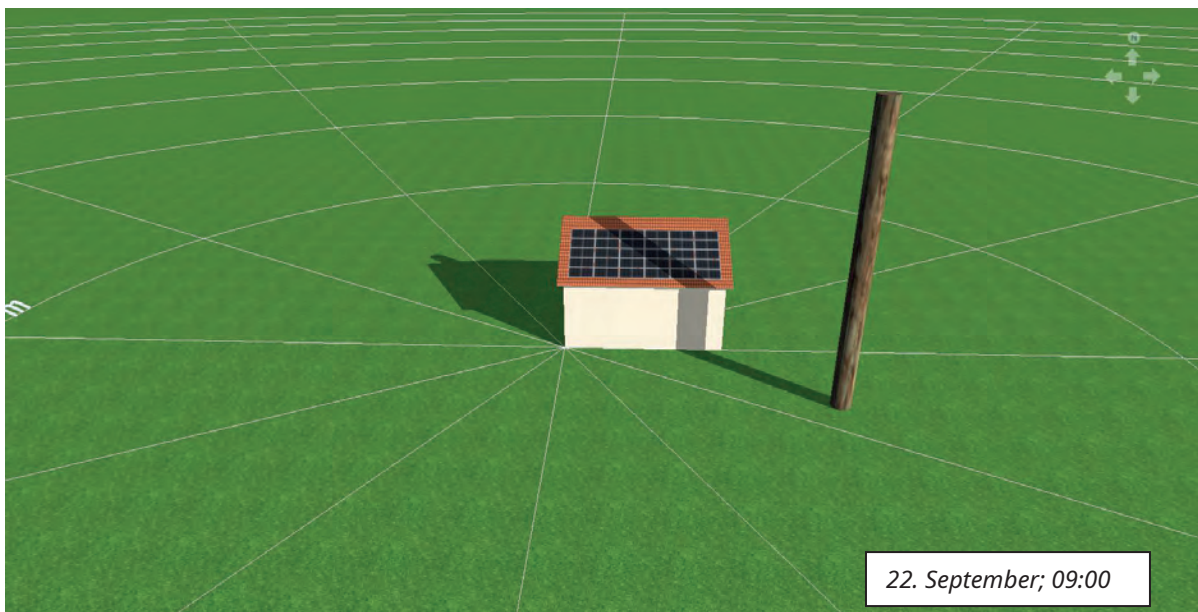


Abb. 23: Exemplarische Darstellung der Simulation

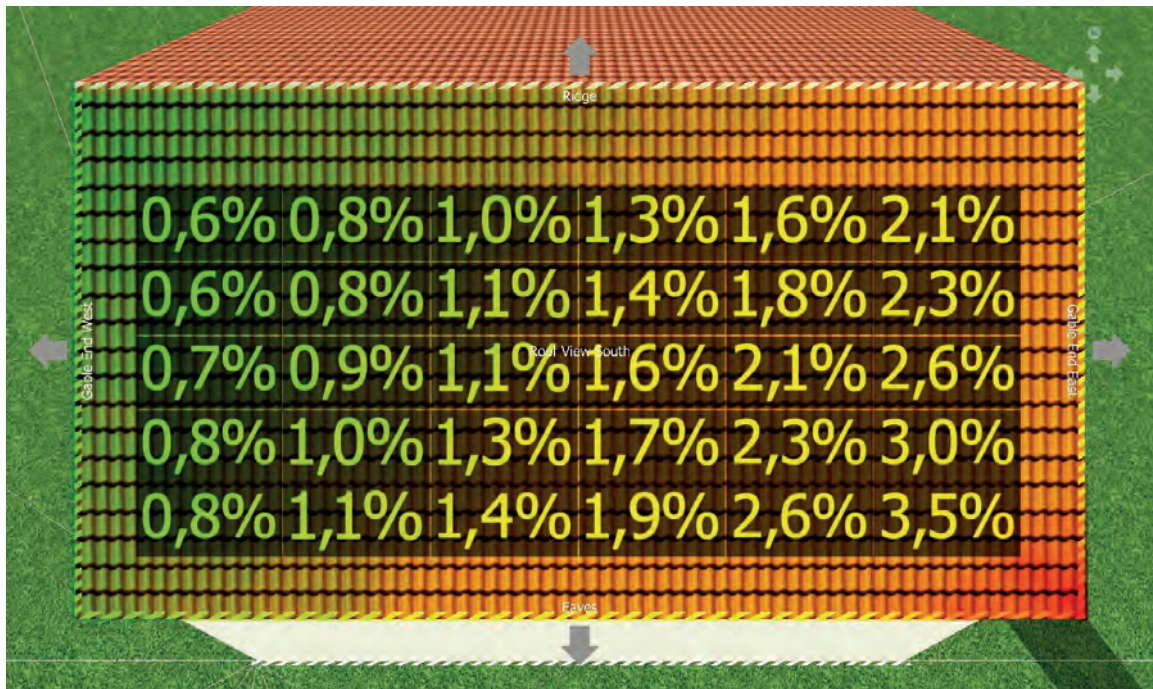


Abb. 24: Verschattung auf Jahresbasis durch einen Masten, mit horizontal angeordneten PV-Modulen

Art der Verschattungsverluste	Verluste in %	Verluste in kWh	
Modulspezifische Teilabschattung	-2,95%	427,3 kWh (von 14.485 kWh)	Kann nicht von Wechselrichtern, Optimierern usw. beeinflusst werden
Mismatch (Verschattung/Abschattung)	-0,80%	115,9 kWh (von 14.485 kWh)	Stark reduziert durch den Dynamic Peak Manager

Tabelle 10: Verschattungsergebnisse auf jährlicher Basis aus der Simulation mit vertikal angeordneten PV-Modulen

Die Tabelle zeigt, dass dank des Fronius Dynamic Peak Managers die beeinflussbaren Verluste bereits auf ein Minimum reduziert sind. Eine weitere Reduzierung wäre nur durch die Beseitigung der Verschattung selbst möglich.

7 Schlussfolgerung

In diesem Whitepaper wurden mehrere praxisnahe Simulationen mit verschiedenen verschattenden Objekten vorgestellt und diskutiert. Es wurden Verschattungsverluste der PV-Anlage beobachtet.

In den Fällen, in denen eine Verschattung auftritt, wird Sonnenlicht auf mehreren PV-Modulen durch die Objekte abgehalten, welche die Verschattung verursachen. Diese Verminderung des Sonnenlichts verursacht modulspezifische Teilabschattungsverluste, die nicht verändert oder beeinflusst werden können, außer durch die Beseitigung des Objekts, das die Verschattung verursacht.

Mismatch (Verschaltung/Abschattung) kann durch eine ungleichmäßige Verschattung der in Reihe oder parallel geschalteten Module entstehen. Diese Verluste sind bis zu 5-mal geringer als die modulspezifischen Teilverschattungsverluste. Die Mismatch-Verluste (Verschaltung/Abschattung) sind z. B. durch den Dynamic Peak Manager minimierbar, während die viel höheren modulspezifischen Teilabschattungsverluste (die viel höher sind) durch einen Wechselrichter, DC-Optimierer, Mikrowechselrichter oder ähnliches nicht beeinflusst werden können.

Wir sehen in den Simulationen, dass einige der Module aufgrund von Objekten in ihrer Nähe stark verschattet sind. Auch wenn die Objekte sehr nahe sind, können wir daraus schließen, dass die Verwendung des Dynamic Peak Managers von Vorteil ist, da die Verluste in einem solchen Fall immer noch verhältnismäßig gering sind.

In einem Fall mit starker Verschattung aber auch in Fällen, in denen nur wenige Module verschattet sind, ist der Einsatz von Optimierern meist nicht von Vorteil. Optimierer verursachen in all diesen Fällen einen zusätzlichen Verlust im System von 1-2 Prozent oder sogar mehr, der auf den Eigenverbrauch der Optimierer selbst zurückzuführen ist.

8 Referenzen

1. [Electricity price analysis April 2022, Statista, 2022](#)
2. <https://www.bulletin.ch/de/news-detail/optimizer-nur-ein-hype-oder-die-zukunft.html>
3. <https://valentin-software.com/en/products/pvsol-premium/>