



Abschlussbericht vom 19.03.2025

PV-EYE

PV-Systeme auf Flachdächern mit höchsten Energieerträgen pro Fläche



Quelle: ZHAW/Klenk



Zürcher Hochschule
für Angewandte Wissenschaften



Datum: 07.03.2025

Ort: Bern

Subventionsgeberin:

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Subventionsempfänger/innen:

ZHAW / IEFE
Technikumstrasse 9, 8401 Winterthur
www.zhaw.ch

Autor/in:

Markus Klenk, ZHAW/IEFE, kleu@zhaw.ch
Selina Pfyffer, ZHAW/IEFE, pvyf@zhaw.ch
Lona Tulinski, ZHAW/IEFE, tuln@zhaw.ch
Roger Hiltbrand, ZHAW/IEFE, hila@zhaw.ch
Hartmut Nussbaumer, ZHAW/IEFE, nusu@zhaw.ch

BFE-Projektbegleitung:

Stefan Oberholzer, stefan.oberholzer@bfe.admin.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/502309-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autor:innen dieses Berichts verantwortlich.



Zusammenfassung

Bei der am meisten verbreiteten Installationsart von PV-Modulen auf Flachdächern werden die Module bodennah in Ost/West-Ausrichtung unter geringen Neigungswinkeln montiert. Trotz geringerem spezifischem Energieertrag (kWh/kWp) als bei einer optimierten Südausrichtung ermöglicht sie bei hohen Flächenausnutzungsgraden hohe Energieerträge pro Fläche. Diese Installationsart wurde als Referenzsystem gewählt. Dieses Projekt befasst sich mit der Frage, ob der Energieertrag pro Fläche durch alternative Systemdesigns weiter gesteigert werden kann.

Bifaziale Module mit Abstand vom Boden und reflektierender Dachoberfläche sind eine Möglichkeit den Energieertrag zu steigern. Mit diesem Ansatz können die ohnehin notwendigen Wartungsgänge als reflektierende Flächen zur Ertragssteigerung sinnvoll genutzt werden. Die Realisierung einer hohen Albedo ist auf Dachflächen über Folie oder Farbe einfacher möglich als beispielsweise auf Freiflächen. Mit einem miniaturisierten Testsystem wurde experimentell eine Ertragssteigerung von ca. 15 % gegenüber der Referenz ermittelt. Der Effekt nimmt allerdings bei großen Systemausdehnungen und geringerer Installationshöhe ab, da nur Licht aus Randbereichen reflektiert wird. Auch wenn eine Verallgemeinerung somit schwierig ist, birgt der Einsatz bifazialer Module bei hoher Albedo die Möglichkeit einer signifikanten Ertragssteigerung.

Ein weiterer untersuchter Ansatz sind Systeme mit vertikal aufgeständerten bifazialen Modulen. Auch mit hoher Albedo und bei geringen Reihenabständen kann jedoch der flächenspezifische Energieertrag gegenüber dem Referenzsystem nicht gesteigert werden. Dies ist auch dann der Fall, wenn reflektierende Strukturen zwischen den Modulen installiert werden. Dadurch werden dann zwar vergleichbare spezifische und flächenspezifische Erträge erzielt wie mit Standardsystemen, aber bei höherem Aufwand und höheren Kosten. Vertikal installierte Module auf Flachdächern mit gut reflektierendem Untergrund könnten zukünftig, aufgrund ihres Ertragsprofils von Interesse sein. Sinnvoll ist ihre Verwendung bereits heute in Kombination mit Dachbegrünung aufgrund von Synergieeffekten, allerdings bei bewusst in Kauf genommenem geringerem PV-Ertrag, sowie bei der Anwendung in alpinen Regionen (keine Schneebedeckung der Module, bifazialer Gewinn durch Schneereflexion).

Ertragssteigerungen im Vergleich zur Referenz sind auch durch den Einsatz von horizontal ausgerichteten Trackern (HSAT) möglich. Um den flächenspezifischen Energieertrag zu steigern ist auch beim HSAT ein geringer Reihenabstand notwendig, was den sinnvoll anfahrbaren Winkelbereich begrenzt, um Verschattungsverluste zu vermeiden. Experimentell konnte aus den Daten ein optimaler Winkelverlauf bestimmt werden. Nur durch das Tracking allein wurden experimentell, bei annähernd dichter Flächenbelegung, im Jahresmittel Energieertragssteigerungen von ca. 6 % im Vergleich zu fix installierten flach aufgeständerten bifazialen Modulen erzielt (Referenz bifazial). Der experimentell ermittelte Mehrertrag liegt höher als durch Simulationen vorhergesagt. Mit dem im Projekt verwendeten HSAT-Testsystem konnte bauartbedingt nicht das volle Ertragspotential des Ansatzes aufgezeigt werden, bei optimierter Ausführung kann somit mit einem höheren Mehrertrag gerechnet werden. Rein durch den Mehrertrag pro Fläche ist es im Mittelland jedoch voraussichtlich dennoch nicht möglich, ein wirtschaftlich attraktives HSAT-System auf Flachdächern zu realisieren. Berücksichtigt man stündlich zeitabhängige Stromtarife oder Berglagen mit Schnee könnte sich bei grösseren Reihenabständen aufgrund des günstigeren Gestehungsprofils ein anderes Bild ergeben.

Auch durch Reflektoren ausserhalb des Kollektorfeldes können die Erträge abhängig von der Grösse des Reflektors und des Kollektorfeldes deutlich gesteigert werden. Bei den durchgeführten Messungen wurden an einzelnen Tagen Mehrerträge von 30 % erzielt. Zeitlich dynamische Reflektoren, die je nach Wetterbedingungen ein- und ausgefahren werden können, könnten für alle Systeme und auch als Nachrüst-Kit eingesetzt werden. Weitere Untersuchungen sind erforderlich, um zu evaluieren, ob dies zu wirtschaftlichen Lösungen führen kann.



Résumé

Le type d'installation le plus répandu de modules PV sur les toits plats consiste à monter les modules près du sol, orientés est/ouest, avec de faibles angles d'inclinaison. Malgré un rendement énergétique spécifique (kWh/kWp) inférieur à celui d'une orientation optimisée vers le sud, il permet d'obtenir des rendements énergétiques élevés par unité de surface lorsque les taux d'utilisation de la surface sont élevés. Ce type d'installation a été choisi comme système de référence. Ce projet se penche sur la question de savoir si le rendement énergétique par surface peut encore être augmenté par des conceptions de système alternatives.

Les modules bifaciaux à distance du sol et la surface réfléchissante du toit sont une possibilité d'augmenter le rendement énergétique. Cette approche permet d'utiliser judicieusement les allées de maintenance, de toute façon nécessaires, comme surfaces réfléchissantes pour augmenter le rendement. La réalisation d'un albédo élevé est plus facile sur les surfaces de toit via un film ou une peinture que sur les surfaces libres par exemple. Un système test miniaturisé a permis de déterminer expérimentalement une augmentation du rendement d'environ 15 % par rapport à la référence. L'effet diminue toutefois en cas de grandes dilatations du système et de hauteur d'installation réduite, car seule la lumière des zones périphériques est réfléchi. Même si une généralisation est donc difficile, l'utilisation de modules bifaciaux en cas d'albédo élevé recèle la possibilité d'une augmentation significative du rendement.

Une autre approche étudiée est celle des systèmes avec des modules bifaciaux montés verticalement. Même avec un albédo élevé et un faible espacement entre les rangées, le rendement énergétique spécifique à la surface ne peut toutefois pas être augmenté par rapport au système de référence. C'est également le cas lorsque des structures réfléchissantes sont installées entre les modules. Cela permet certes d'obtenir des rendements spécifiques et spécifiques à la surface comparables à ceux des systèmes standard, mais avec des efforts et des coûts plus élevés. Les modules installés verticalement sur des toits plats avec une base bien réfléchissante pourraient être intéressants à l'avenir en raison de leur profil de rendement. Leur utilisation est déjà judicieuse aujourd'hui en combinaison avec la végétalisation des toits en raison des effets de synergie, mais avec un rendement PV plus faible accepté sciemment, ainsi que pour l'application dans les régions alpines (pas de couverture neigeuse des modules, gain bifacial par réflexion de la neige).

Des augmentations de rendement par rapport à la référence sont également possibles grâce à l'utilisation de trackers orientés horizontalement (HSAT). Afin d'augmenter le rendement énergétique spécifique à la surface, un faible espacement entre les rangées est également nécessaire avec le HSAT, ce qui limite la zone angulaire pouvant être raisonnablement approchée afin d'éviter les pertes d'ombrage. Expérimentalement, les données ont permis de déterminer une trajectoire angulaire optimale. Le suivi seul a permis d'obtenir expérimentalement une augmentation du rendement énergétique d'environ 6 % en moyenne annuelle par rapport aux modules bifaciaux installés à plat (référence bifaciale), pour une occupation de surface presque aussi dense. Le rendement supplémentaire déterminé expérimentalement est plus élevé que celui prédit par les simulations. Le système de test HSAT utilisé dans le projet n'a pas permis, en raison de sa construction, de démontrer tout le potentiel de rendement de l'approche ; une exécution optimisée permet donc d'escompter un rendement supplémentaire plus élevé. Toutefois, le rendement supplémentaire par surface ne permettra probablement pas de réaliser un système HSAT économiquement intéressant sur les toits plats du Plateau suisse. Si l'on tient compte des tarifs horaires de l'électricité ou des situations de montagne avec de la neige, la situation pourrait être différente si les rangées sont plus espacées en raison du profil de production plus avantageux.

Les réflecteurs situés en dehors du champ de capteurs permettent également d'augmenter sensiblement les rendements, en fonction de la taille du réflecteur et du champ de capteurs. Lors des mesures effectuées, des rendements supplémentaires de 30 % ont été obtenus certains jours. Des réflecteurs dynamiques dans le temps, qui peuvent être rentrés et sortis en fonction des conditions météorologiques, pourraient être utilisés pour tous les systèmes et également comme kit de mise à



niveau. Des recherches supplémentaires sont nécessaires pour évaluer si cela peut conduire à des solutions économiques.

Summary

In the most common type of installation of PV modules on flat roofs, the modules are mounted close to the ground in an east/west orientation at low tilt angles. Despite a lower specific energy yield (kWh/kWp) than with an optimised south orientation, it enables high energy yields per area with high degrees of area utilisation. This type of installation was chosen as the reference system. This project addresses the question of whether the energy yield per area can be further increased through alternative system designs.

Bifacial modules at a distance from the ground and with a reflective roof surface are an option to increase the energy yield. With this approach, the maintenance walkways, which are necessary anyway, can be utilised as reflective surfaces to increase the yield. It is easier to achieve a high albedo on roof surfaces using film or paint than on open spaces, for example. With a miniaturised test system, a yield increase of approx. 15 % compared to the reference was determined experimentally. However, the effect decreases with large system expansions and lower installation heights, as only light from peripheral areas is reflected. Even if generalisation is therefore difficult, the use of bifacial modules with a high albedo offers the possibility of a significant increase in yield.

Another approach investigated is systems with vertically mounted bifacial modules. However, even with a high albedo and small row spacing, the area-specific energy yield cannot be increased compared to the reference system. This is also the case if reflective structures are installed between the modules. Although this achieves comparable specific and area-specific yields to standard systems, it involves greater effort and higher costs. Vertically installed modules on flat roofs with a highly reflective substrate could be of interest in the future due to their yield profile. Their use already makes sense today in combination with green roofs due to synergy effects, albeit with a consciously accepted lower PV yield, as well as when used in alpine regions (no snow cover on the modules, bifacial gain due to snow reflection).

Yield increases compared to the reference are also possible by using horizontally aligned trackers (HSAT). In order to increase the area-specific energy yield, a small row spacing is also necessary with HSAT, which limits the angle range that can be sensibly approached in order to avoid shading losses. Experimentally, it was possible to determine an optimum angle curve from the data. Experiments have shown that tracking alone, with almost dense surface coverage, achieves an annual average energy yield increase of approx. 6 % compared to permanently installed, flat-mounted bifacial modules (reference bifacial). The experimentally determined additional yield is higher than predicted by simulations. Due to the design of the HSAT test system used in the project, it was not possible to demonstrate the full yield potential of the approach; a higher additional yield can therefore be expected with an optimised design. However, it will probably not be possible to realise an economically attractive HSAT system on flat roofs in the Central Plateau purely on the basis of the additional yield per area. If hourly time-dependent electricity tariffs or mountain locations with snow are taken into account, a different picture could emerge with larger row spacing due to the more favourable generation profile.

Depending on the size of the reflector and the collector field, yields can also be significantly increased by using reflectors outside the collector field. In the measurements carried out, additional yields of 30 % were achieved on individual days. Time-dynamic reflectors, which can be retracted and extended depending on weather conditions, could be used for all systems and also as a retrofit kit. Further investigations are required to evaluate whether this can lead to economical solutions.



Kernbotschaften («Take-Home Messages»)

- Durch bifaziale Module in Kombination mit einer erhöhten Aufständering und reflektierender Dachfolie können höhere spezifische und flächenspezifische Mehrerträge gegenüber typischen PV-Systemen auf Flachdächern erzielt werden. Mit einem Testsystem wurde experimentell eine Ertragssteigerung von ca. 15 % ermittelt. Eine Verallgemeinerung ist schwierig, dennoch birgt der Einsatz bifazialer Module bei hoher Albedo die Möglichkeit einer Ertragssteigerung bei vergleichsweise geringem Aufwand.
- Mit vertikal installierten bifazialen Modulen kann im Vergleich zur klassischen aufgeständerten Referenz kein flächenspezifischer Mehrertrag pro Jahr erreicht werden. Mit zusätzlichen strukturierten Reflektoren zwischen den Modulreihen werden vergleichbare Jahreserträge erzielt, allerdings mit höherem Aufwand. Sinnvoll ist der Einsatz vertikaler Module in Höhenlagen insbesondere bei länger anhaltenden Schneelagen, in Kombination mit Gründächern und potenziell zukünftig aufgrund des netzdienlicheren Ertragsprofils.
- Durch horizontales einachsiges Tracking (HSAT) konnte bei annähernd dichter Anordnung ein experimenteller Jahresmehrertrag von ca. 6 % ermittelt werden, wobei durch Optimierung noch höhere Werte möglich sind. Eine wirtschaftlich sinnvolle Umsetzung rein durch die Tracking-Mehrerträge ist dennoch unwahrscheinlich. Über weitere Vorteile (Vermeidung Schneebedeckung, Wartungszugänglichkeit / Flächenausnutzung, Gründach-Kombination, Ertragsprofil) könnten HSAT-Anlagen auf Dächern eine Anwendung in der Praxis finden.
- Reflektoren im Randbereich des Kollektorfeldes bieten ein Potential für Ertragssteigerungen. Weitere Untersuchungen müssen zeigen, ob dies zu wirtschaftlichen Systemlösungen führen kann.



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
Résumé	4
Summary	5
Kernbotschaften («Take-Home Messages»)	6
Inhaltsverzeichnis	7
Abkürzungsverzeichnis	9
1 Einleitung	10
1.1 Ausgangslage und Hintergrund	10
1.2 Motivation des Projektes	11
1.3 Projektziele	11
2 Anlagenbeschrieb	12
2.1 HSAT-Trackingsystemen mit bifazialen Modulen	12
2.2 Miniaturisierte Systeme	12
3 Vorgehen und Methode	14
3.1 Untersuchte Systemtypen	14
3.2 Messungen mit dem miniaturisierten System	15
3.3 Messungen mit dem HSAT-System	18
3.4 Energieertragssimulationen	19
3.5 Untersuchung von Zusatznutzen und Synergieeffekte	19
4 Ergebnisse und Diskussion	19
4.1 Energieerträge von vertikal bifazialen Modulen mit unterschiedlichen GCRs und unterschiedlichen Albedos	20
4.1.1 Einfluss des Flächennutzungsgrades auf den Energieertrag GCR 0.5 im Vergleich zu GCR 1, Ost/West Orientierung, Albedo 0.5	20
4.1.2 Einfluss der Albedo auf den Energieertrag, bifazial vertikal, Ost/West-Orientierung	22
4.1.3 Einfluss des Flächennutzungsgrades auf den Energieertrag GCR 0.5 im Vergleich zu GCR 1, Ost/West Orientierung, Albedo 0.2	23
4.1.4 Vergleich von Ost/West- ausgerichteten PV-Systeme mit vertikal bifazialen Modulen zum Referenzsystem	24
4.1.5 Vertikal bifazial Ost/West- orientierte Modulreihen mit GCR 0.5-1.5	26
4.1.6 Einfluss der Anzahl Modulreihen (3 vs. 5) GCR vertikal bifazial, Ost/West Orientierung, Albedo 0.5	28
4.1.7 Einfluss der Einstrahlungsbedingungen auf die Leistungskurven	30
4.1.8 Einfluss des Azimuts bei vertikal bifazial Ost/West- orientierte Modulreihen mit GCR 0.5	31
4.2 Ost/West Referenz: Einfluss bifazial und höhere Aufständigung	32



4.3	Anlagen zur Maximierung der spezifischen und flächenspezifischen Energieerträge im Jahresvergleich ohne Tracking und zusätzliche Reflektoren	34
4.4	Ost/West HSAT mit GCR von nahe 100%	35
4.5	Reflektierende Bodenelemente und Reflektoren am Kollektorrand	42
4.5.1	Reflektierende Bodenelemente	42
4.5.2	Reflektoren	44
4.6	Simulationen und Vergleich mit Messdaten	46
4.6.1	Vertikal bifazial bei variierender GCR: Messung vs. Simulation	46
4.6.2	Vergleich der Generationsprofile eines miniaturisierten PV-Systems Ost/West monofazial mit Simulationen	49
4.6.3	Simulation des Ost-West höher aufgeständerten bifazialen Systems	50
4.6.4	Vergleich HSAT vs. Miniaturesystem vs. Simulation.....	51
4.6.5	Fazit Simulationen	51
4.7	LCOE-Betrachtungen	52
5	Schlussfolgerungen und Ausblick	55
6	Nationale und internationale Zusammenarbeit	58
7	Publikationen	58
8	Literaturverzeichnis	58
9	Anhang	60



Abkürzungsverzeichnis

BIFOROT	Bifacial Outdoor Rotor Tester
GCR (<i>Ground Cover Ratio</i>)	Flächenbedeckungsgrad
GUI (<i>Graphical User Interface</i>)	Grafische Benutzeroberfläche
GvBF	Ground sculpting vertical BiFacial
HSAT	Horizontal Single Axis Tracking
I _{mpp}	Strom am Maximum Power Point
I _{sc}	Kurzschlussstrom
IV-Kennlinie	Strom-Spannungs-Kennlinie
kWh	Kilowattstunden
kWp	Kilowattpeak
PV	Photovoltaik
STC	Standard Testing Conditions
vBF	vertical BiFacial
V _{mpp}	Spannung am Maximum Power Point
V _{oc}	Offene Klemmenspannung
LCOE	Levelized Cost Of Electricity
P _{mpp}	Leistung am Maximum Power Point



1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Hintergrund

Der Photovoltaik kommt sowohl international als auch national eine immer grössere Bedeutung in einer auf Nachhaltigkeit ausgerichteten Energieversorgung zu. Die Schweizer Energiestrategie sieht vor, dass 2050 knapp die Hälfte des Stromes aus neuen erneuerbaren Quellen über Photovoltaik (PV) produziert werden soll. Da die spezifischen Bedingungen in der Schweiz eine Realisierung von Photovoltaik Anlagen auf Freiflächen im grossen Stil nicht zulassen, sollten die verfügbaren Flächen auf Dächern oder Brachflächen effizient genutzt werden, um das Potenzial der Solarenergie auszuschöpfen.

Circa 22 % der Dachflächen in der Schweiz, die sich gut für PV-Anlagen eignen, befinden sich auf grossen Flachdächern von Industrieanlagen oder städtischen Gebäuden [1].

Das Design von Photovoltaikanlagen richtet sich in der Regel danach den höchsten wirtschaftlichen Nutzen für den Betreiber darzustellen. Dies kann je nach Stromtarifen und dem Eigenverbrauch auch zu einer nicht optimalen Ausnutzung der Dachfläche im Sinne einer Maximierung des jährlichen Energieertrages führen.

Der Strombedarf wird in den kommenden Jahren durch die zunehmende Elektrifizierung steigen. Bereits heute fallen an der Strombörse die Preise, weil viel Solarstrom zur Mittagszeit produziert wird und eher der Fokus auf Winterstromerzeugung und Mittagsspitzenvermeidung im Vordergrund bei der Systemauslegung stehen sollten. Durch sinkende Speicherpreise werden sich hier jedoch neue Möglichkeiten eröffnen, wie sich derzeit bereits insbesondere bei Grossanlagen im Ausland abzeichnet [2] [3].

Um einen hohen Gesamtertrag pro gegebene Fläche zu erzielen, bedingt der begrenzte Platz auf Flachdächern eine dichte Anordnung von PV-Modulen. Soll der Ertrag pro Dachfläche maximiert werden, werden Systeme mit hohem Bodenbedeckungsgrad («Ground Cover Ratio»-GCR) installiert. Dies können südausgerichtete Systeme mit verschiedenen Reihenabständen und Kippwinkeln sein oder auch Ost/West-ausgerichtete Module mit geringen Neigungswinkeln (Abbildung 1).



Abbildung 1: PV-Flachdachsysteme mit Ost/West-ausgerichteten Modulen, kleinem Kippwinkel und hohem Flächenbedeckungsgrad.



Ost/West-ausgerichtete Module mit geringen Neigungswinkeln ermöglichen eine dichte Abdeckung der gegebenen Fläche und führen zu einer geringen gegenseitigen Verschattung. Obwohl der spezifische Energieertrag (kWh/kWp) jedes Moduls geringer ist als bei einer Südausrichtung mit optimiertem Neigungswinkel und geringerer GCR, wird insgesamt ein höherer Gesamtertrag pro Fläche erreicht. Durch kontinuierlich sinkende Modulpreise verlor der spezifische Energieertrag an Relevanz und Anlagen wie in Abbildung 1 dominieren heute die Neuinstallationen auf grossen Flachdächern, wenn nicht Vorgaben oder andere Interessen zu Lösungen wie beispielsweise kombinierten Gründach/PV-Installationen führen.

1.2 Motivation des Projektes

In diesem Projekt wurden PV-Systemtypen für den Einsatz auf Flachdächern verglichen. Flachdächer bieten ein jährliches Ertragspotential von ca. 15 TWh [4].

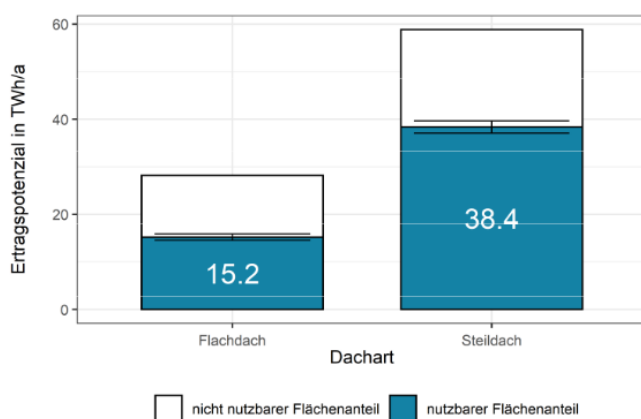


Abbildung 2: Energieertragspotential von Dachflächen in der Schweiz aus [4]

Um die Erträge pro Fläche zu steigern, wurden die Verwendung stark reflektierender Dachfolien beim Einsatz bifazialer Module, hohe Modulbelegungsdichten insbesondere auch bei vertikalen Anordnungen, Effekte durch begrenzte Systemgrösse, horizontal single axis tracking (HSAT) und neuartige Systemansätze, wie beispielsweise der Einsatz reflektierender Bodenstrukturen, untersucht.

Die beschriebenen Ansätze sind zwar zumeist prinzipiell bekannt, jedoch werden sie in dieser Form mit dichter Anordnung nicht umgesetzt. Durch die begrenzte Fläche auf Dächern und die Option zur Verwendung eines Untergrundes mit hoher Albedo ergeben sich hier potenziell Möglichkeiten zur Ertragssteigerung, die so noch nicht untersucht wurden und für die keine Erfahrungswerte vorliegen. Aussagen über die möglichen Erträge durch Simulationen sind für diese Ansätze teilweise nicht möglich oder die Aussagekraft der Ergebnisse ist unter diesen Bedingungen mit starken Wechselwirkungen und Verschattungen unbekannt. Durch die im Projekt verwendeten Versuchsanordnungen können diese Fragestellungen experimentell bearbeitet werden.

1.3 Projektziele

Ziel des Projekts ist die vergleichende Untersuchung von PV-Systemen auf Flachdächern im Hinblick auf den Energieertrag pro Fläche und die Stromgestehungskosten. Neben den Energieerträgen von «state-of-the-art» PV-Systemen werden die Erträge von alternativen, innovativen Systemvarianten hinsichtlich einer Erhöhung gegenüber dem Referenzsystem analysiert. Als Referenz dient ein Ost/West-System mit monofazialen Modulen, flachem Kippwinkel und maximaler GCR von 100 % (zusätzlicher Flächenbedarf zur Ermöglichung von Wartungsarbeiten unberücksichtigt, siehe Abb. 1). Dieses System wird im Projekt als Referenz gewählt, weil damit momentan die höchsten



flächenspezifischen Energieerträge erwirtschaftet werden können und es eine typische Installationsform darstellt.

2 Anlagenbeschreibung

Die experimentellen Energieertragsmessungen basieren im Wesentlichen auf zwei Typen von Testsystemen. Während das eine Systemtyp die simultane Messung und den direkten Vergleich mehrerer unterschiedlicher Systeme parallel in miniaturisierter Form ermöglicht, dient der zweite Systemtyp insbesondere zur Analyse von HSAT-Trackingsystemen mit bifazialen Modulen.

2.1 HSAT-Trackingsystemen mit bifazialen Modulen

Das HSAT-System wurde mit einer modifizierten Aufstellung des bereits vorgestellten «Bifacial Outdoor Rotor Tester» realisiert. (BIFOROT, siehe Abbildung 3) Es besteht aus einer Anordnung von kommerziellen bifazialen Modulen, welche eine simultane und andauernde Rotation durchlaufen [5].



Abbildung 3: BIFOROT mit sich kontinuierlich drehenden bifazialen Modulen, wobei ein Zyklus innerhalb von zwei Minuten durchlaufen wird. Gemessen wird das mittlere Modul der mittleren Reihe.

Im Rahmen des Projekts wurde das System in Richtung Ost/West ausgerichtet (Drehachse Nord/Süd), und die Modulreihen so dicht zusammengestellt, dass ein GCR von nahezu 100% erreicht wurde. Um die Leistung als Funktion des Drehwinkels zu erfassen, rotieren die Module innerhalb von zwei Minuten in dem Winkelbereich -90° bis $+90^\circ$, wobei pro Zyklus mehrere IV-Messungen an bestimmten Winkeln (-90° , -70° , -50° , -35° , -20° , -10° , -5° , 0° , 5° , 10° , 20° , 35° , 50° , 70° , 90° .) durchgeführt wurden. Da bei der Rotation auch die horizontale Position durchlaufen wird, können die Erträge verschiedener Kippwinkel auch mit einem bifazialen horizontalen in Ost/West ausgerichteten System verglichen werden, welches man als «bifaziales Referenzsystem» bezeichnen könnte. Als Untergrund wurde eine weisse Dachfolie des Herstellers SiKa eingesetzt, welche eine Albedo von derzeit ~ 0.5 aufweist (Im Neuzustand 0.6)

2.2 Miniaturisierte Systeme

Das zweite Testsystem besteht aus flexibel gestaltbaren Anordnungen von miniaturisierten Modulen (siehe Abbildung 4). Das Prinzip sowie die Vergleichbarkeit mit einem realen System wurde durch



Vergleichsmessungen mit dem BIFOROT demonstriert und veröffentlicht [9]. Inzwischen wurde das System zusammen mit einem kommerziellen Anbieter weiterentwickelt [10] und erlaubt nun die Realisierung verschiedener Systemvarianten und gleichzeitige Messung unter gleichen Umgebungsbedingungen. Bei den Systemen mit hellem Untergrund kommt die gleiche SiKa-Dachfolie wie beim BIFOROT mit einer Albedo von 0.5 zum Einsatz.



Abbildung 4: Miniaturisierte Testsysteme, die die Realisierung verschiedener PV-Systeme und einen direkten Vergleich der Energieerträge erlauben.

Abbildung 5 zeigt schematisch und beispielhaft den Aufbau eines vertikal ausgerichteten, O/W-orientierten Minisystems mit drei Reihen. Die 3D-Zeichnung (erstellt mit SketchUp [11]) veranschaulicht die variierbaren Parameter zur Untersuchung des Effekts von Parameteränderungen auf den Energieertrag und das Gestehungsprofil des Systems. Durch die kompakte Größe dieser Systeme können sie schnell und einfach auf- und umgebaut werden.

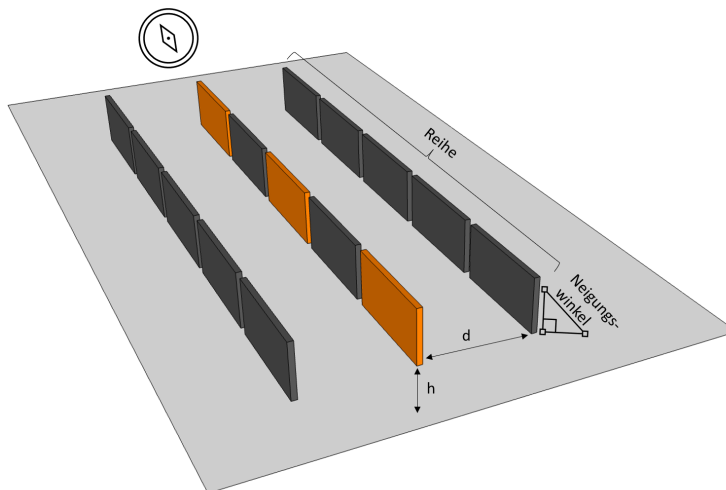


Abbildung 5: Darstellung der variierbaren Parameter Systemhöhe ab Boden (h), Reihenabstand (d), Anzahl Reihen, Azimut, Untergrund (Albedo) und Neigungswinkel der Module.

Die folgenden Parameter können jeweils angepasst werden: der Azimut, also die Ausrichtung der Kollektoroberfläche in Bezug auf die Himmelsrichtungen; die Anzahl der Reihen im System; die Anzahl der Module pro Reihe; sowie die Anzahl der elektrisch angeschlossenen Module. In diesem Beispiel sind drei Module angeschlossen (orange markiert): das erste, dritte und fünfte Modul der mittleren Reihe. Zudem können variiert werden: der Neigungswinkel der Moduloberfläche, der Reihenabstand



(d), der zur Berechnung der GCR herangezogen wird, die Höhe über dem Boden (h) sowie die Beschaffenheit und das Reflexionsvermögen des Untergrundes.

3 Vorgehen und Methode

3.1 Untersuchte Systemtypen

Folgende Systeme wurden im Projekt untersucht:

- Ost/West -Referenz monofazial, Neigungswinkel 10° mit 100 % GCR (miniaturisierter Teststand, Simulation)
- Ost/West – bifazial Neigungswinkel 10° mit 100 % GCR, Albedo 0.5 (miniaturisierter Teststand, Simulation)
- Horizontal bifazial (HSAT System), Albedo 0.5
- Ost/West bifazial, vertikal mit variierendem GCR, Untergrund mit hoher Albedo und Albedo 0.2 Gründach (miniaturisierter Teststand, Simulation)
- Süd-ausgerichtete Systeme mit unterschiedlichen Aufstellwinkeln und GCRs
- Ost/West bifazial, vertikal, mit und ohne strukturierten Untergrund (miniaturisierter Teststand, Simulation)
- HSAT-System mit bifazialen Modulen, GCR ~100%
- Test von beweglichen reflektierenden Elementen am Rand des Kollektorfeldes (miniaturisiertes Testsystem)

Die Energieertragsmessungen mittels unterschiedlichen Testsysteme wurden mit Ergebnissen aus Energieertrags-Simulationen und mit den Energieertragsdaten aus realen PV-Systemen verglichen, um möglichst konsistente Ertragswerte zu erhalten (vgl. Abbildung 6)

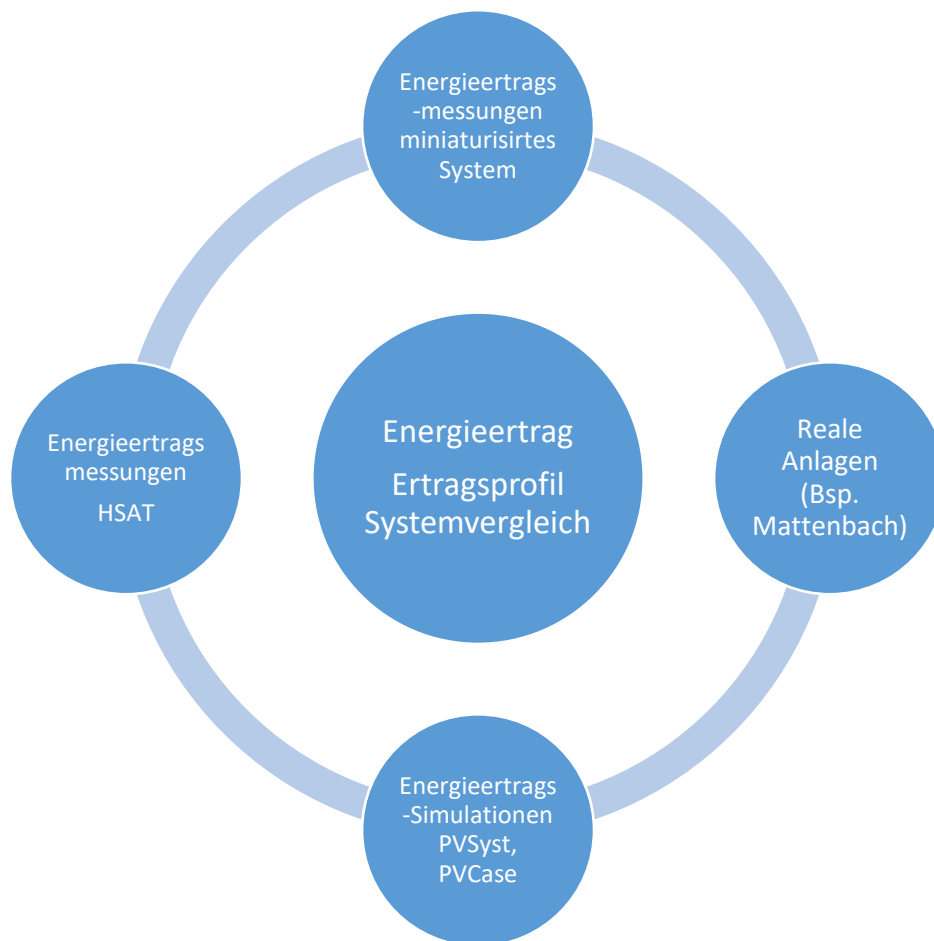


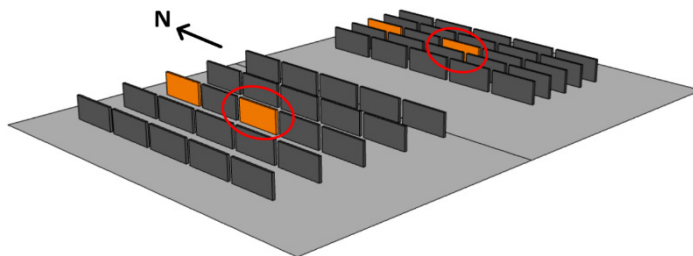
Abbildung 6: In dieser Darstellung ist gezeigt, wie die durch die Vergleiche von Messungen mit den unterschiedlichen Mess-Systemen und Simulationen Jahresenergieerträge ermittelt wurden.

Bei den miniaturisierten Systemen wurde möglichst nur ein Parameter modifiziert, um genau den Einfluss des einen Parameters auf den Energieertrag im System studieren zu können.

Ein Beispiel hierfür wäre die Variation des Reihenabstandes oder die Variation der Albedo.

3.2 Messungen mit dem miniaturisierten System

Die miniaturisierten Systeme ermöglichen den Vergleich der Energieerträge mehrerer Systeme unter nahezu identischen Einstrahlungsbedingungen und Temperaturen. Bei der Messung von Energieerträgen wurden möglichst Module im Zentrum des Systems gemessen, um Randeffekte zu reduzieren oder aber es wurden speziell Randeffekte untersucht. Die weiteren Positionen in den Systemen werden durch Dummy-Module belegt. Abbildung 6 zeigt einen solchen direkten Vergleich von zwei Systemen mit vertikal bifazialen Modulen und unterschiedlichen Reihenabständen.



System	Beschrieb	Ausrichtung	Tiltwinkel [°]	Modultyp	GCR	Albedo	Höhe [cm]	Anz. Reihen	Aufbau	Anschlüsse		
										Ost/Nord/Mond	West/Süd/Mitte	bifazial
7	Bifazial vertikal O/W Mountain Roo	Ost/West	90	Bifazial	0.5	0.5	5	5	2	22	24	
8	Bifazial vertikal O/W Groundsculptu	Ost/West	90	Bifazial	1	0.5	5	5	2	23	21	

Abbildung 7 : Vergleich zweier Systeme mit jeweils fünf Reihen aber unterschiedlichem Reihenabstand.

Die Messungen wurden über längere Zeiträume oder gezielt an Tagen in unterschiedlichen Jahreszeiten durchgeführt, um unterschiedliche Sonnenstände zu berücksichtigen.

Um eine Vergleichbarkeit der gemessenen Energieerträge der unterschiedlichen Systeme zu erreichen, wurden die gemessenen Minimodule kalibriert. Zu diesem Zweck wurden die Module flach auf eine einheitliche Oberfläche gelegt und an Tagen mit möglichst hoher Einstrahlung vermessen. Für die so gemessenen Leistungswerte eines jeden Messkanals (P_{MPP} pro Kanal ca. alle 5 Min. aufgenommen) wurde das Verhältnis zum Referenzkanal (Kanal 1) mit der Formel

$$(2) \quad \text{Kalibrationsfaktor} = P_{MPP,Kanal} \div P_{MPP,Referenzkanal}$$

berechnet. In Abbildung 8 zeigt sich, dass durch die Anwendung der Kalibrationsfaktoren eine gute Übereinstimmung der Leistungskurven der Kanäle erreicht werden konnte.

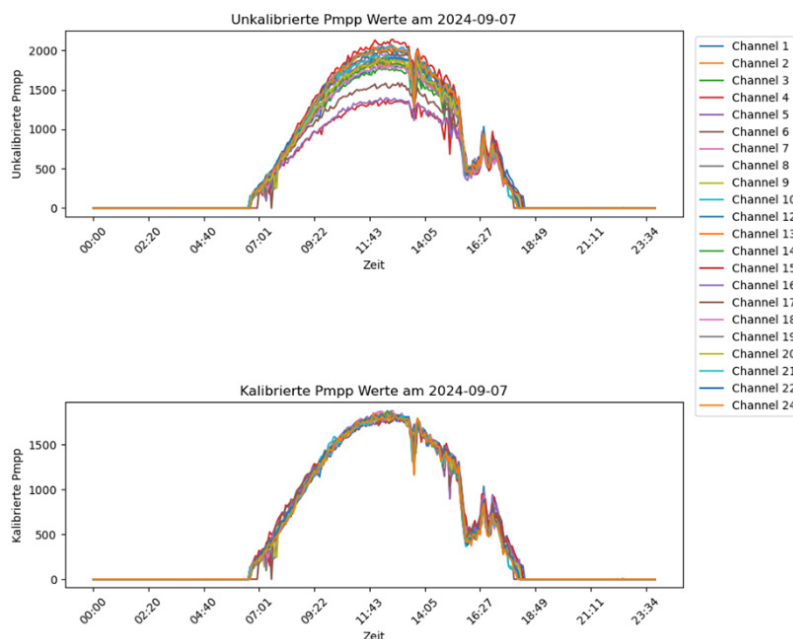


Abbildung 8: Obere Grafik; unkalibrierte PMPP-Werte, untere Grafik; kalibrierte PMPP-Werte aller 22 funktionsfähigen Kanäle bei gleicher Einstrahlung.



Durch mehrere Kalibrationen über mit einem zeitlichen Abstand konnte gezeigt werden, dass sich die Kalibrationsfaktoren der einzelnen Messkanäle über die Laufzeit des Projektes stark verändern.

Einsatz reflektierender Elemente: Der Einsatz von beweglichen reflektierenden Elementen geht auf ältere Vorschläge zurück, welche eine Ertragssteigerung von bifazialen Modulen zum Ziel hatten [12]. Im Prinzip handelt es sich dabei um einen vergleichbaren Ansatz wie bei der Umsetzung von Lösungen mit schwacher Konzentration (Abbildung 9).

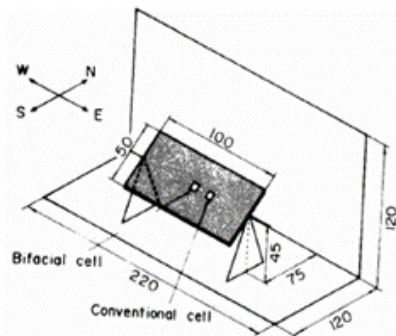


Abbildung 9: Prinzip eines Reflektors, um den Ertrag eines bifazialen Moduls zu erhöhen [12].

Da reflektierende Elemente über ihre grosse Fläche auch hohe Windlasten oder Verschattungen mit sich bringen, verfolgt man die Idee dynamische Reflektoren einzusetzen, die je nach Tageszeit hoch- oder heruntergefahren werden können. In diesem Projekt wurden lediglich die prinzipiellen Eigenschaften, wie beispielsweise die «optische Reichweite» eines derartigen Elements und insbesondere der erzielte zusätzliche Ertrag an einzelnen Tagen untersucht werden.

Ost/West, bifazial, vertikal mit strukturiertem reflektierenden Untergrund (Ground Sculpting): Die Anordnung mit vertikalen Modulen auf strukturiertem Untergrund ist durch Arbeiten von Khan motiviert [13]. Dreieckige Reflektorstrukturen werden zwischen den Modulen so angebracht, dass durch diese keine zusätzliche Verschattung auftritt. Vorversuche mit einem vergleichenden Aufbau zweier Systeme mit flachem und strukturiertem Untergrund wurden mit miniaturisierten Systemen bereits vor Projektbeginn durchgeführt (siehe Abbildung 10). Erste Ergebnisse der Voruntersuchung wurden bei der EUPVSEC 2021 mit einem Vortrag vorgestellt [14]. Die miniaturisierten Systeme sind in diesem Fall besonders interessant, weil sie eine Untersuchung erst ermöglichen, was mit den gängigen Simulationstools nicht möglich ist.

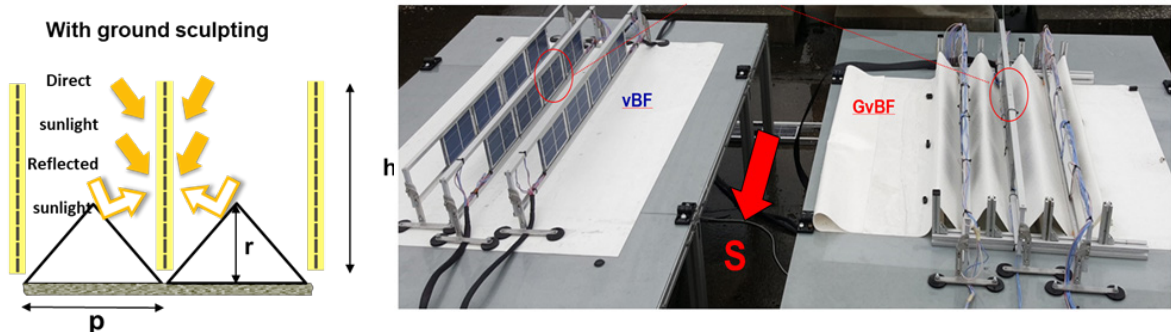


Abbildung 10: Miniaturisierte vertikale PV-Systeme mit und ohne Bodenstrukturen (rechts), sowie die schematische Darstellung der zugrunde liegenden Idee (links). Gemessen wurden jeweils repräsentative Module (rote Ellipsen).

Alle mit dem miniaturisierten Teststand ohne Reflektoren untersuchten Systeme sind im Anhang in Tabelle 2 aufgeführt.



3.3 Messungen mit dem HSAT-System

HSAT-Systeme werden üblicherweise bei Freiflächenanlagen eingesetzt. Bei der Anwendung auf Dächern sind geringere Reihenabstände als bei Freiflächen sinnvoll um den flächenspezifischen Energieertrag zu maximieren. Es wurde deshalb ein GCR von nahe 100% verwendet. Um das Potential der Technologie abzuschätzen, wurden nur Trackingmodi untersucht, bei welchen alle Modulreihen denselben Kippwinkel parallel durchlaufen, was prinzipiell den Einsatz von gemeinsamen Antrieben zur Modulbewegung ermöglicht.

Die hohe GCR wird sich auf die optimalen Kippwinkel auswirken, da sich gegenseitige Verschattungseffekte bei engen Reihenabständen verstärkt auswirken (siehe Abbildung 11).

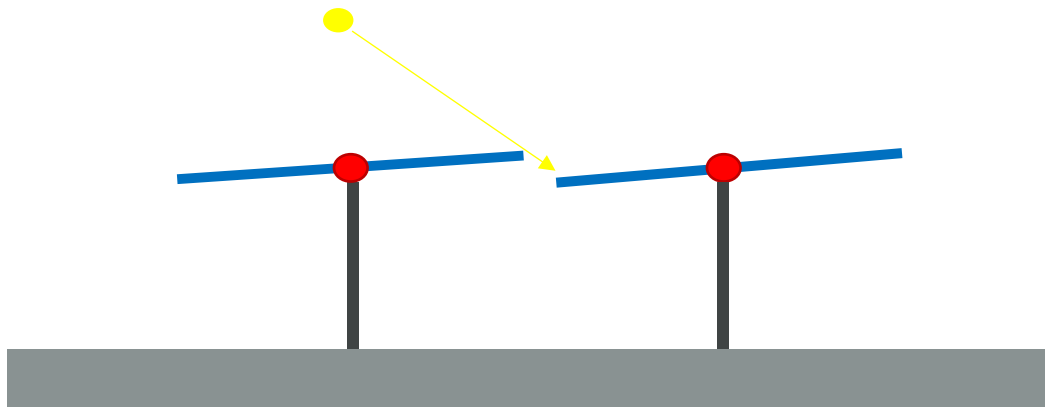


Abbildung 11: Eine hohe GCR wird die optimalen Kippwinkel begrenzen, da sich gegenseitige Verschattungseffekte bei engen Reihenabständen verstärkt auswirken.

Für das HSAT-System wurde ein Betriebsmodus mit einer Rotation von zwei Minuten pro Zyklus gewählt. Dabei kann die abgegebene Leistung bei verschiedenen Kippwinkeln unter annähernd identischen Einstrahlungsbedingungen untersucht werden, was es ermöglicht, den für die jeweiligen Einstrahlungsbedingungen optimalen Kippwinkel experimentell zu ermitteln. Aus dem Datensatz kann dann auch der Gesamtertrag für variierte Trackingmodi bestimmt werden.

Neben dem klassischen HSAT-Ansatz bei dem ein nahezu ein kontinuierlicher Winkelbereich angefahren werden kann, wurden durch gezielte Verwendung der Daten für bestimmte Winkel auch einfache Systeme mit nur zwei Winkeln untersucht. Ein solches Kippsystem würde einen sehr simplen und kostengünstigen Antrieb ermöglichen. Als Beispiel ist in Abbildung 12 ein Konzept der amerikanischen Firma «Gizmatic» für Flachdächer gezeigt, welches eine Kippung in einem beschränkten Winkelbereich durch einen Bimetall-«Antrieb» erreicht.

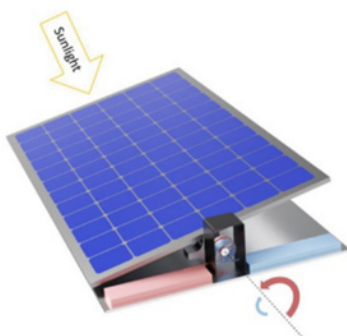


Abbildung 12: Einfacher, «passiver» Tracker, für den Einsatz auf Flachdächern, am Beispiel eines Konzepts der Firma «Gizmatic». Eine Kippung in einem beschränkten Winkelbereich durch einen Bimetall-«Antrieb» erreicht.



In horizontaler Position entspricht das HSAT-System einem fixen hoch aufgeständerten System, welches nahezu die gleichen Erträge wie ein Referenzsystem Ost/West Ausrichtung mit bifazialen Modulen unter Kippwinkeln von 10° entspricht.

3.4 Energieertragssimulationen

Parallel zu den Messungen werden Simulationen mit PVsyst und PVcase Yield durchgeführt, um die gemessenen Ergebnisse zu plausibilisieren. Wenn die Simulationen mit den Messwerten übereinstimmen, ist davon auszugehen, dass Simulationen mit leicht veränderten Parametern weitere Erkenntnisse liefern können.

So wurden beispielsweise bei der Variation des GCR von bifazialen vertikalen Modulen sowohl Simulationen PVsyst als auch PVcase eingesetzt. Bereits 2015 wurden vertikale bifaziale Systeme mit variierender GCR mittels PVsyst Version 6.3.0 durchgeführt. Damals war die Simulation bifazialer Module noch nicht möglich, weshalb zwei monofaziale Module «back to back» simuliert wurden, um Bifazialität zu berücksichtigen. Das umgebende System wurde durch Abschattungselemente dargestellt. Im Jahr 2024 wurden die Simulationen mit PVsyst Version 7.4.8 sowie erstmals mit PVcase wiederholt.

PVcase Yield ist eine «ray-tracing»-basierte Software, bei welcher über CAD auch komplexe Szenarien berücksichtigt werden können. Es ermöglicht die Einbindung von Umgebungsstrukturen wie Erker, Kamine oder Bäume direkt in die Simulation. Ab dem Jahreswechsel 2022/2023 konnte PVcase im PV-Eye-Projekt verwendet werden.

Im PV-Eye-Projekt wurden Messdaten des HSAT-Systems mit einem GCR von 1 und einem Kippwinkel von 90° (vertikale Installation) simuliert und mit den Daten einer großen Testanlage sowie einer miniaturisierten Testanlage verglichen.

3.5 Untersuchung von Zusatznutzen und Synergieeffekte

Durch die Verwendung weisser, reflektierender Dachflächen wird hinsichtlich der Dachtemperatur und des «urban heating» ein ähnlicher Effekt erreicht, wie durch Gründächer, wenn auch ohne den ökologischen Zusatznutzen, welcher die Begrünung mit sich bringt. Die Zielsetzung ist dabei eine andere, da sie nicht auf eine PV-Ertragsoptimierung ausgerichtet ist.

Gründächer erhöhen die Wasserretention, führen zu einer Kühlung des Gebäudes im Sommer und fördern die Biodiversität im urbanen Bereich. Ein Gesamtpaket zur Kombination von PV und Gründächern, inklusive eines geeigneten Gründachsubstrats, ausgewähltem Saatgut und einer Erhebung der Biodiversität wurde mit unserer Beteiligung in einem anderen BFE-Projekt «Mattenbach» untersucht [15]. Aus den Ergebnissen der zwei parallellaufenden Projekte ergaben sich Synergieeffekte und ein nochmals kompletteres Bild der möglichen Anlagendesigns auf Flachdächern. Zur Kombination von Dachbegrünung und PV, insbesondere mit vertikalen Modulen, wurden durch unsere Gruppe schon mehrere Arbeiten durchgeführt und Publikationen erstellt [16] [17].

4 Ergebnisse und Diskussion

Im folgenden Abschnitt werden die Simulations- und Messdaten der Energieerträge der untersuchten Systeme dargestellt. Wie bereits beschrieben, wurde als Referenzsystem ein in Ost/West Richtung ausgerichtetes System mit monofazialen Modulen unter einem Neigungswinkel von 10° verwendet (siehe Abbildung 13) betrachtet. Da das nach Westen ausgerichtete Modul dieser Referenz mit einer hohen Anzahl von fehlerhaften Messwerten behaftet war, wurde der Referenzwert anhand des nach Osten ausgerichteten Modules gebildet.



Referenzsystem: Ost-West-ausgerichtetes System, monofaziale Module, Neigungswinkel 10°

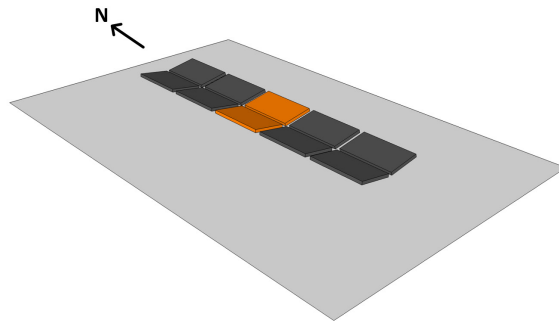


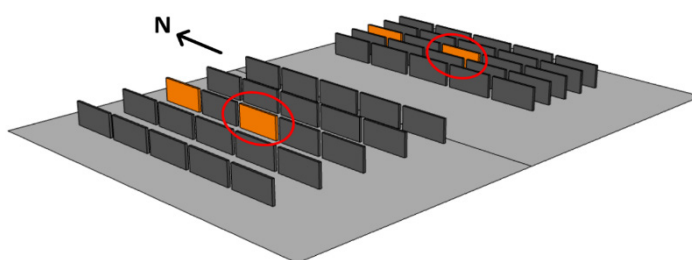
Abbildung 13: Referenzsystem in O/W Ausrichtung (Butterfly) mit einer Modulneigung von 10°

Die Korrektur wurde auf Basis der unterschiedlich simulierten Energieerträge von nach Osten und Westen unter 10° geneigten Systeme mit dem Tool PVGIS [14] mit 1.3% berechnet. Dieser prozentuale Mehrertrag wurde zur Referenz hinzugerechnet.

4.1 Energieerträge von vertikal bifazialen Modulen mit unterschiedlichen GCRs und unterschiedlichen Albedos

4.1.1 Einfluss des Flächennutzungsgrades auf den Energieertrag GCR 0.5 im Vergleich zu GCR 1, Ost/West Orientierung, Albedo 0.5

Abbildung 14 zeigt den Aufbau der bifazialen vertikalen Systeme zur Untersuchung des Effekts des Flächennutzungsgrades auf ein sich zentral in einem Array befindliches PV-Modul.



System	Beschrieb	Ausrichtung	Tiltwinkel [°]	Modultyp	GCR	Albedo	Höhe [cm]	Anz. Reihen	Aufbau	Anschlüsse		
										Ost/Nord/Mond	Vest/Süd/Mitte	bifazial
7	Bifazial vertikal O/W Mountain Roof	Ost/West	90	Bifazial	0.5	0.5	5	5	2	22	24	
8	Bifazial vertikal O/W Groundsculptu	Ost/West	90	Bifazial	1	0.5	5	5	2	23	21	

Abbildung 14: Systemaufbau und Parameter vertikal bifazial 5x5 Array mit zwei unterschiedlichen GCRs, zentrale Position. Die orangenen Rechtecke stellen die jeweils elektrisch angeschlossenen Module dar. Die rote Ellipse markiert, welches der angeschlossenen Module für den aktuellen Fall betrachtet wird. Unterhalb der -Zeichnung sind die Spezifikationen der Systeme zusätzlich tabellarisch abgebildet.

Abbildung 15 zeigt die Ertragsprofile dieser zwei Systeme beispielhaft am 25.06.2023.

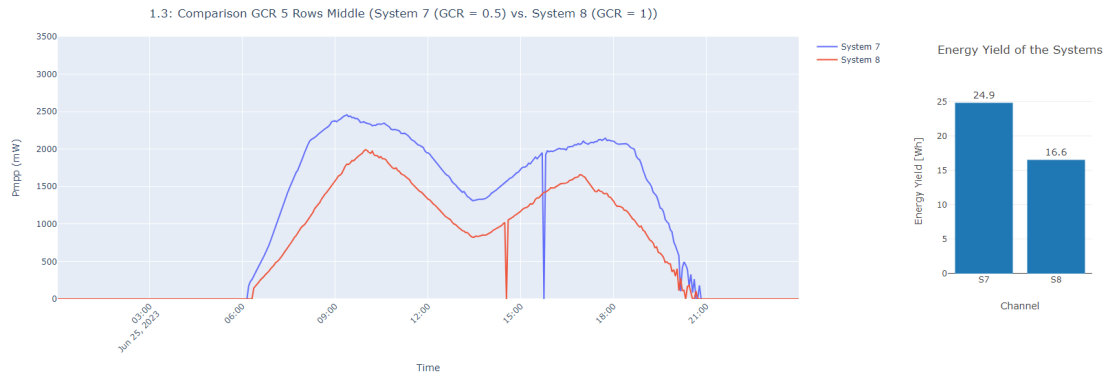
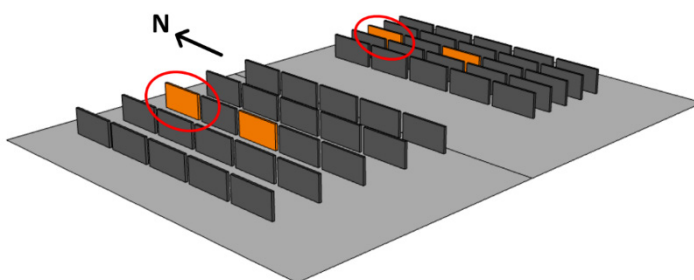


Abbildung 15: Ertragsprofile (links) und Tageserträge (rechts) bei variiertem GCR (0.5 vs. 1) für bifazial vertikale Position in 5x5 Array.

Wie zu erwarten ist, hat das System mit der geringeren GCR, aufgrund der geringeren Eigenverschattung von benachbarten Reihen einen höheren Tagesertrag und ein viel breiteres Gesteigungsprofil. Betrachtet man jedoch den flächenspezifischen Energieertrag so wird dieser bei dem System mit GCR 1 um 33% gegenüber dem System mit dem GCR 0.5 erhöht.

Betrachtet man nun Module im Randbereich des Moduls, wie in Abbildung 17 gezeigt so ergibt sich aufgrund bei den Modulen auf der Nordseite bereits ein um 2-3% höherer Tagesertrag gegenüber dem Modul in der Mitte. Dieses Ergebnis konnte auch bei Messungen über längere Zeiträume verifiziert werden. Die Ertragsgewinne bei einer Position auf der Südseite liegen darüber. Randeffekte spielen also sowohl für den Jahresertrag als auch bei der Systemauslegung eine wichtige Rolle bei Anlagen auf Flachdächern im Vergleich zu Freiflächenanlagen, weil hier in der Regel der Anteil von Randmodulen im Verhältnis zu der gesamten Anzahl von Modulen grösser ist. Bei der Planung wäre es sinnvoll diese Effekte genauer zu studieren und gegebenenfalls auf Optimizer oder Modulwechselrichter zurückzugreifen, um die sich durch die höhere Einstrahlung am Rand ergebenden zusätzlichen Energieerträge ausnutzen zu können.



System	Beschreibung	Ausrichtung	Tiltwinkel [°]	Modultyp	GCR	Albedo	Höhe [cm]	Anz. Reihen	Aufbau	Anschlüsse	
7	Bifazial vertikal O/W Mountain Roof	Ost/West	90	Bifazial	0.5	0.5	5	5	2	Ost/Nord/MondWest/Süd/Mitte/bifazial	24
8	Bifazial vertikal O/W Groundsculpt	Ost/West	90	Bifazial	1	0.5	5	5	2	23	21

Abbildung 16: Systemaufbau und Parameter vertikal bifazial 5x5 Array mit zwei GCR Varianten, äussere nördliche Position («Randeffect»)

Abbildung 17 zeigt die Ertragsprofile und den Tagesertrag der Systeme am Referenztag.

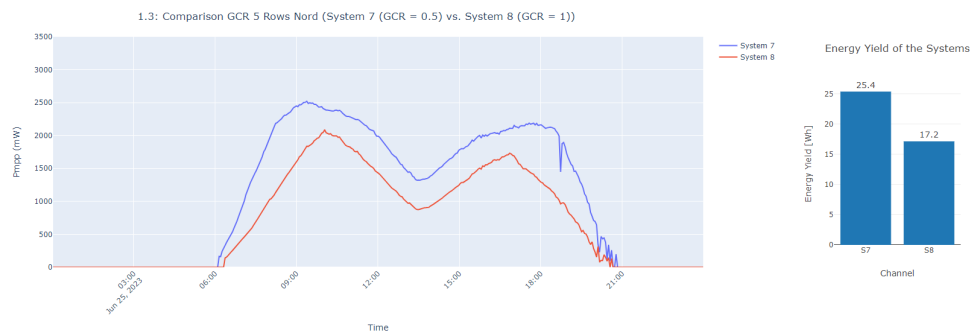
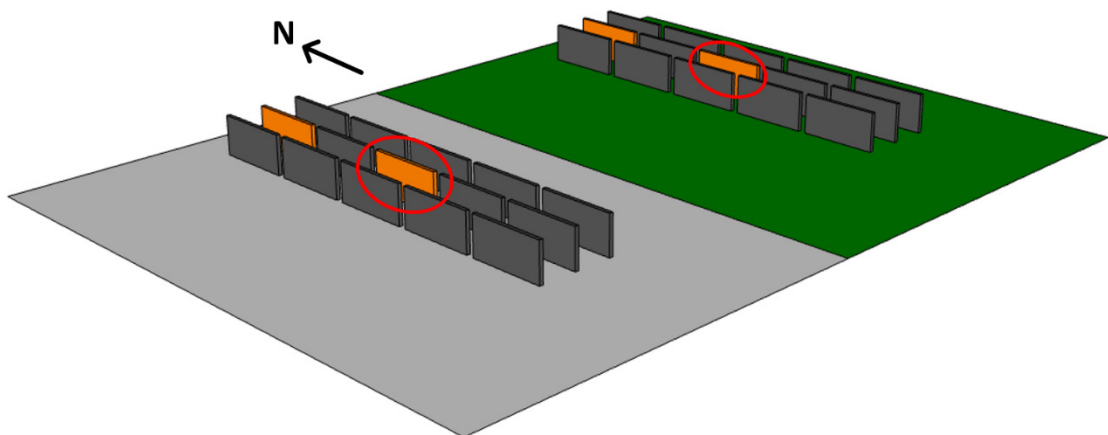


Abbildung 17: Variierte GCR (0.5 vs. 1) bei bifazial vertikal äussere Position in 5x5 Array («Randeffekt»)

In Fall 6 wird untersucht, welchen Einfluss die Beschaffenheit und Farbe des Untergrundes auf das Ertragsprofil und den Ertrag von PV-Systemen haben. Abbildung 18 zeigt den Aufbau und die Parameter der Systeme.

4.1.2 Einfluss der Albedo auf den Energieertrag, bifazial vertikal, Ost/West-Orientierung



System	Beschrieb	Ausrichtung	Tiltwinkel [°]	Modultyp	GCR	Albedo	Höhe [cm]	Anz. Reihen	Aufbau*	Anschlüsse	
										Ost/Nord/Mond	Vest/Süd/Mitte/bifazial
4	Bifazial vertikal O/W Mountain Roof	Ost/West	90	Bifazial	1	0.5	5	3	2		19
6	Bifazial vertikal O/W Gründach	Ost/West	90	Bifazial	1	0.2	5	3	2		6

Abbildung 18: Systemaufbau und Parameter vertikal bifazial mit Albedo 0.5 vs. 0.2

In Abbildung 19 sind Ertragsprofile der beiden Systeme ersichtlich.

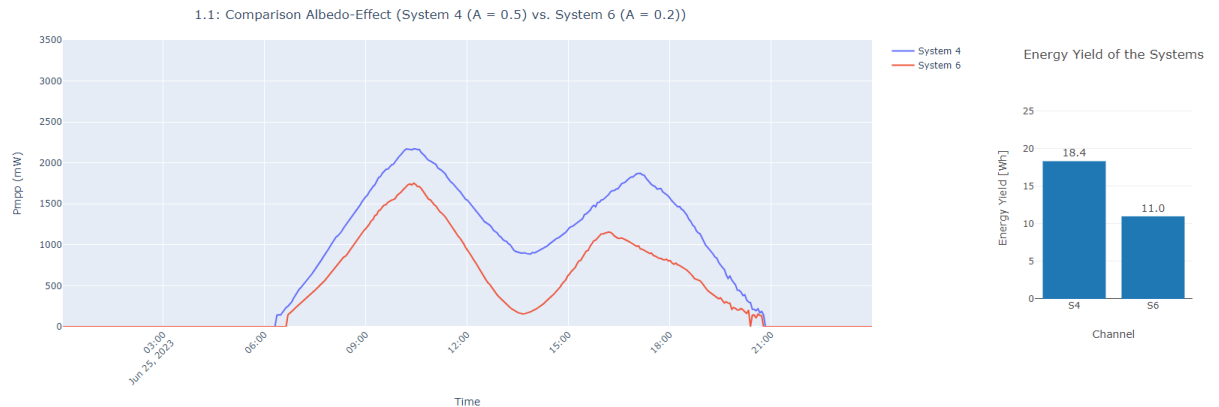


Abbildung 19: Ertragsprofile und Tageserträge vertikal bifazial mit Albedo 0.5 vs. 0.2

Der quantitative Vergleich der Systeme (Abbildung 20) zeigt für System 4 (Albedo 0.5) einen Mehrertrag von 41 %

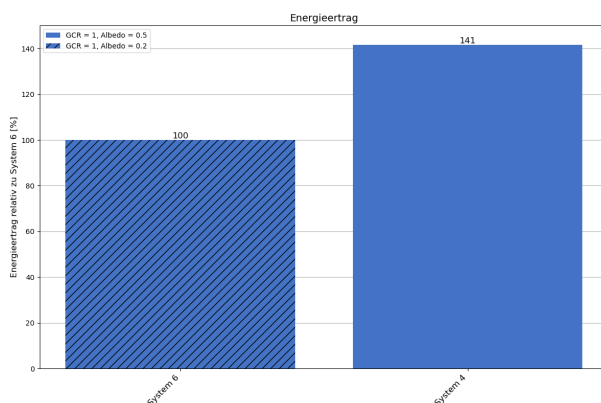
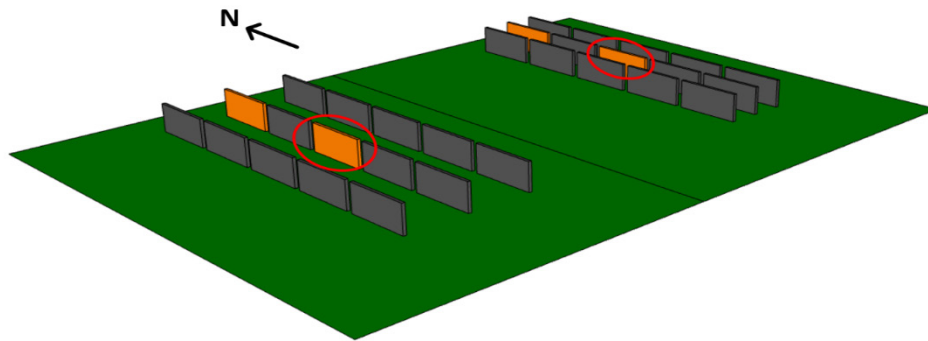


Abbildung 20: Relativer Vergleich von Systemen mit Albedo 0.2 (System 6) und Albedo 0.5 (System 4)

Wie zu erwarten war, ist der Einfluss des Albedo bei den vertikal bifazialen Modulen erheblich. Für die Praxis ist dies für alpine Anlagen von grosser Bedeutung, weil Schnee teilweise Albedo Werte von bis zu 0.9 erreicht. Damit können mit vertikal bifazialen Anlagen auf Flachdächern im alpinen Bereich hohe Winterstromerträge erzielt werden.

4.1.3 Einfluss des Flächennutzungsgrades auf den Energieertrag GCR 0.5 im Vergleich zu GCR 1, Ost/West Orientierung, Albedo 0.2

Verglichen werden zwei vertikal Ost/West ausgerichtete Systeme mit bifazialen Modulen bei GCRs von 0.5 und 1 bei einer Albedo von 0.2, was der Albedo eines Gründachs entspricht. Der Aufbau der Systeme und die Spezifikation der Parameter sind in Abbildung 21 schematisch sowie tabellarisch dargestellt. Die zur Auswertung herangezogenen Module sind wieder mit roten Ellipsen markiert.



System	Beschrieb	Ausrichtung	Tiltwinkel [°]	Modultyp	GCR	Albedo	Höhe [cm]	Anz. Reihen	Aufbau*	Anschlüsse	
										Ost/Nord/Mono	West/Süd/Mitte/bifazial
5	Bifazial vertikal O/W Gründach	Ost/West	90	Bifazial	0.5	0.2	5	3	2	20	
6	Bifazial vertikal O/W Gründach	Ost/West	90	Bifazial	1	0.2	5	3	2	6	

Abbildung 21: Systemaufbau und Parameter vertikal bifazial in 3x5 Array mit einer Albedo von 0.2

Die Ertragsprofile an einem klaren Tag sowie der Tageserträge sind in Abbildung 22

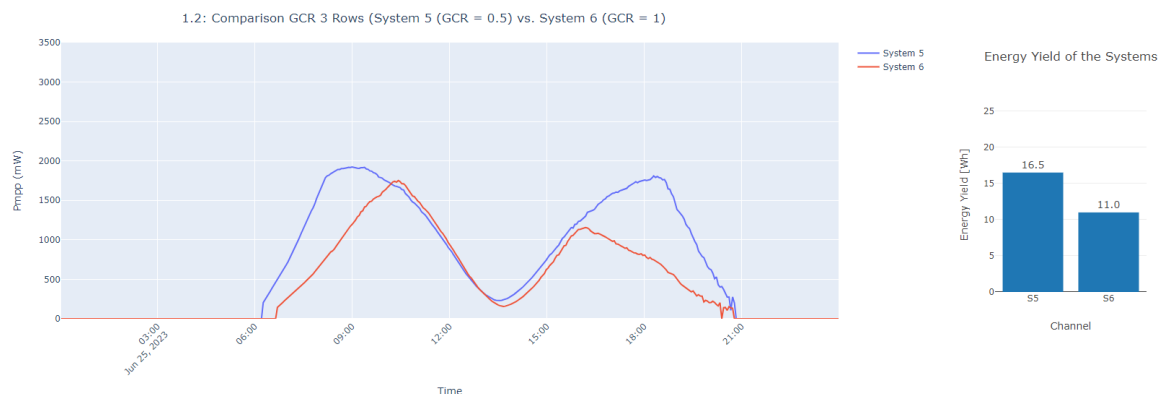


Abbildung 22: Ertragsprofile für zwei System GCR 0.5 und 1 bei bifazialen vertikalen Modulen mit 3 Modulreihen, bei einer Albedo von 0.2

Wie zu erwarten war sind auch bei geringerer Albedo die Energieerträge für das System mit kleinerem GCR aufgrund der geringeren Eigenverschattung der Module höher. Interessant ist, dass durch die geringere Albedo die Erhöhung des Energieertrages über die Mittagszeit viel geringer ausfällt, was ebenfalls zu erwarten war. In der Praxis für PV und Gründächer mit vertikalen Modulen bedeutet dies, dass für eine Verbreiterung des Energieprofils höhere Reihenabstände sinnvoll sind. Für die Erzielung des maximalen Energieertrages pro Fläche ist hingegen die Variante mit GCR 1 zu bevorzugen.

4.1.4 Vergleich von Ost/West- ausgerichteten PV-Systeme mit vertikal bifazialen Modulen zum Referenzsystem

Die verwendeten Messdaten bilden annähernd ein Jahr (Juli 2023 – Juli 2024) ab, Ausfallzeiten der Messung bei einem der Systeme wurden jeweils auch entsprechend bei der Referenz berücksichtigt.

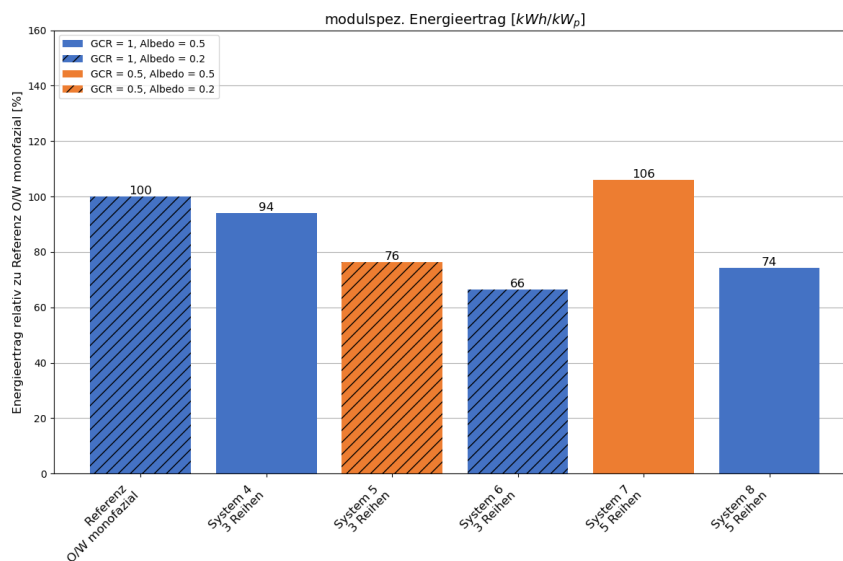


Abbildung 23: Prozentuale modulspezifische Mehr- und Mindererträge der vertikalen Systeme im Vergleich zur monofazialen, flach installierten Referenz (ganz links) unter Berücksichtigung von GCR, Albedo und Reihenanzahl.

Aus Abbildung 23 geht hervor, dass lediglich das System mit bifazialen vertikalen Modulen mit einem GCR von 0.5 bei einer Albedo von 0.5 einen spezifischen Mehrertrag von 6 % gegenüber der Referenz aufweist. Dies ist zunächst überraschend. Wenn man dieses Ergebnis jedoch mit den spezifischen Energieerträgen von bifazialen Modulen in Kombination mit Gründächern vergleicht bei dem vergleichbare spezifische Energieerträge zu Ost/West Systemen bei kleinerer Albedo gemessen wurden erscheint dies plausibel. Alle anderen Systeme weisen, wie zu erwarten war, geringere spezifische Energieerträge auf.

Betrachtet man die flächenspezifischen Energieerträge (kWh/m^2) (siehe Abbildung 24) so zeigt sich zu einen, dass die Referenz den höchsten Ertrag erzielt, gefolgt von dem System mit den vertikalen Modulen und ebenfalls einer GCR von 1.

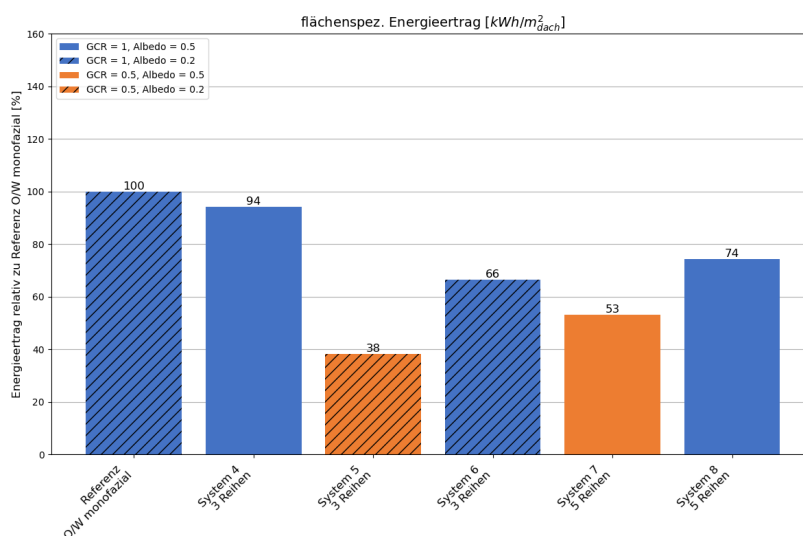


Abbildung 24: Prozentuale flächenspezifische Mehr- und Mindererträge der vertikalen Systeme im Vergleich zur monofazialen, flach installierten Referenz (ganz links) unter Berücksichtigung von GCR, Albedo und Reihenanzahl



4.1.5 Vertikal bifazial Ost/West- orientierte Modulreihen mit GCR 0.5-1.5

Es stellt sich nun die Frage, ob sich mit noch höheren GCRs als 1 von vertikal bifazial aufgeständerten Modulen noch höhere Energieertrag pro Fläche erzielen lassen.

Abbildung 25 zeigt den Aufbau der Systeme mit steigender GCR.

Im Gegensatz zu den bisher besprochenen Systemen liegen für diese Versuchsanordnung lediglich für 16 Tage Messdaten vor. Die Ertragsprofile sowie die Tageserträge aller vier Systeme an einem Junitag ist in Abbildung 26 gezeigt. Die grundsätzlichen Erkenntnisse lassen sich hier auch durch die Analyse von wenigen Tagen ableiten.

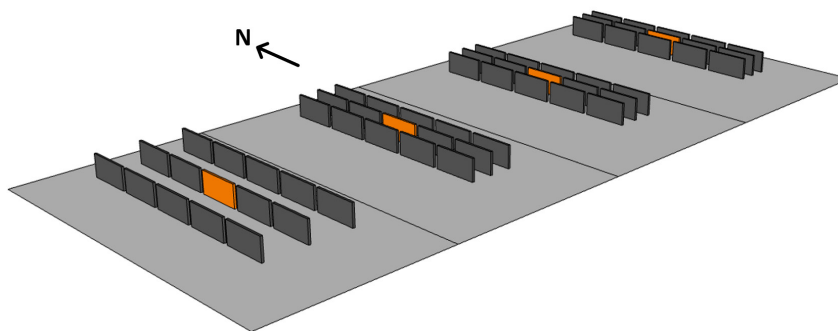


Abbildung 25: Systemaufbau vertikal bifazial mit GCR 0.5, 1, 1.3 und 1.5

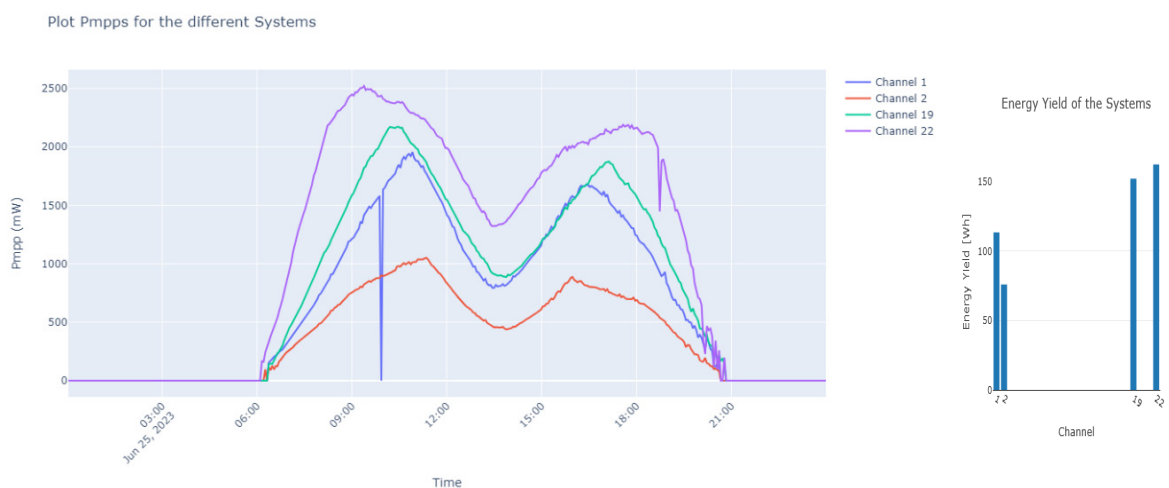


Abbildung 26: Ertragsprofile von bifazial vertikal in Ost/West ausgerichteten Modulreihen mit GCR von 0.5 bis 1.5 (GCR 0.5 (Channel 22); GCR 1 (Channel 19); GCR 1.3 (Channel 1); GCR 1.5 (Channel 2))

Die spezifischen Energieerträge sinken wie zu erwarten, aufgrund der zunehmenden Eigenverschattung, mit zunehmenden GCR. Aus dem Verlauf kann man erkennen zu welchem Zeitpunkt die Verschattung der benachbarten Modulreihe erfolgt.



Abbildung 27 zeigt die spezifischen Energieerträge relativ zu einem System mit GCR 0.5.

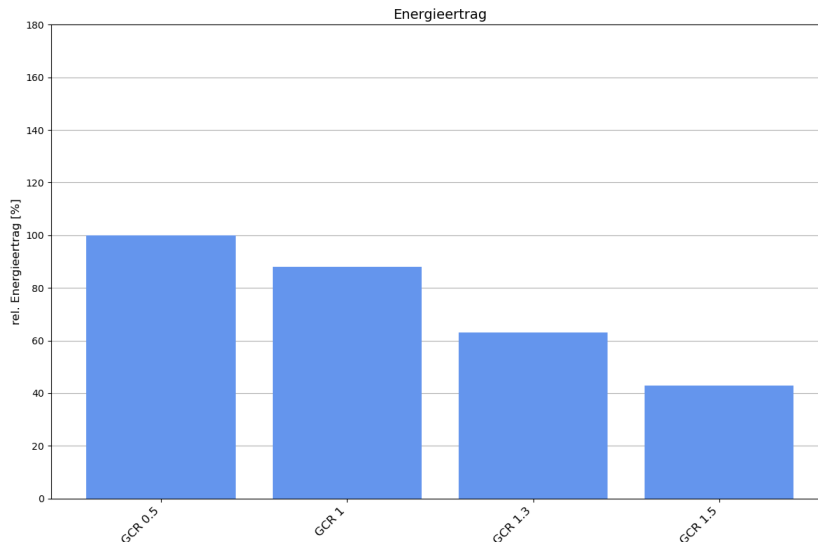


Abbildung 27: Energieerträge vertikaler bifazialer Systeme mit $GCR \geq 1$ in Relation zu einem vertikalen bifazialen System mit GCR 0.5

Die folgende Abbildung 28 zeigt denselben Vergleich, allerdings für die flächenspezifischen Energieerträge.

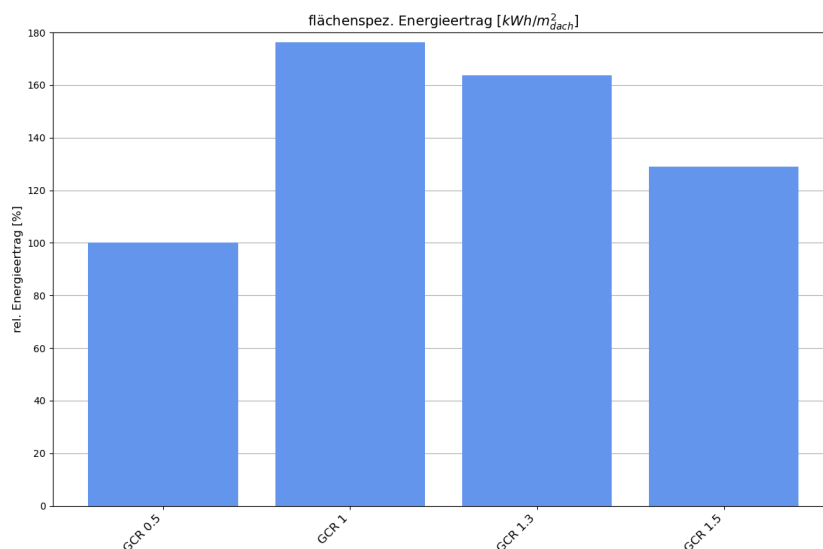


Abbildung 28: Flächenspezifische Energieerträge vertikaler bifazialer Systeme mit $GCR \geq 1$ in Relation zu einem vertikalen bifazialen System mit GCR 0.5

Werden Module mit einem GCR von 1 flach auf eine ebene Fläche ausgerichtet, so wird abgesehen von dem reflektierten Licht die komplette Einstrahlung verwertet. Verluste treten auf, weil unter flachen Einstrahlungswinkeln die Reflexion zunimmt (IAM). Diese Verluste könnten mit einer steileren Anordnung reduziert werden. Es ist also nicht zu erwarten, dass sich bei einem Flächennutzungsgrad von grösser 1 ein höherer Energieertrag pro Fläche erzielen lässt. Anders sieht es aus, wenn die vertikalen Module direkt am Rand der Dachfläche montiert werden könnten, oder sich bei einem GCR von 1 durch die



vertikale Anordnung mehr Module installieren liessen. Damit könnte man die «eingefangene» Strahlung durch die Kollektoren erhöhen.

Die Ergebnisse aus dem Experiment bestätigen die Erwartung. Relevant für die Praxis ist, dass sich durch die Erhöhung des GCR auf 1 bei vertikalen bifazialen Modulen der flächenspezifische Energieertrag erhöhen lässt.

Dies ist insbesondere bei zwei Anwendungen von Interesse:

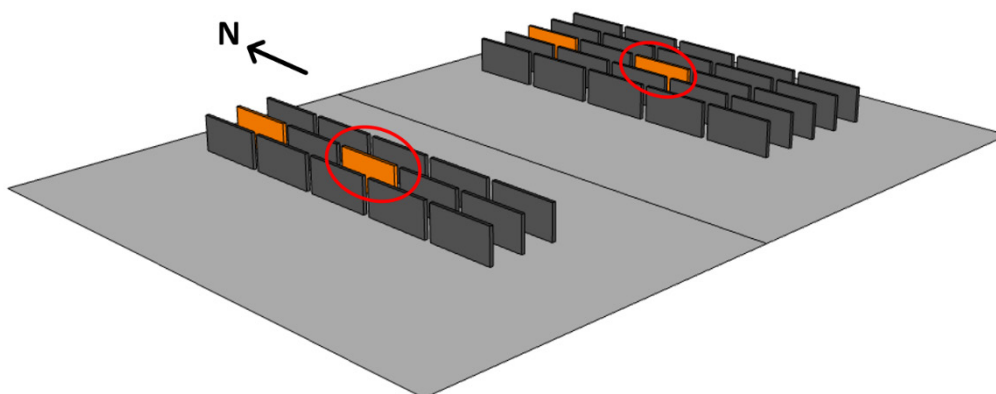
- PV Anlagen in alpinen Gebieten mit hohem Anteil Schnee über das Jahr
- PV und Gründächer mit vertikal bifazialen Modulen

Bei den alpinen Anlagen ist es eine sinnvolle Option vertikal bifaziale Module einzusetzen, um die Schneeablagerungen auf den Modulen zu vermeiden. Bei den uns bisher bekannten Anlagen werden GCRs von 0.5-0.7 verwendet. Dies kann ein optimaler Bereich sein, wenn man die Zeiten in denen die Module teilverschattet sind reduzieren möchte und man eine höhere Breite im Gesteignisprofil bekommen möchte.

Bei immer niedrigeren Preisen für die Module selbst könnten auch höhere GCRs interessant werden, insbesondere unter Berücksichtigung der teilverschattungstoleranten Module, welche jetzt auf den Markt kommen und je nach Bauweise höhere Lebensdauern und höhere Energieerträge unter Teilverschattung versprechen.

4.1.6 Einfluss der Anzahl Modulreihen (3 vs. 5) GCR vertikal bifazial, Ost/West Orientierung, Albedo 0.5

Bei Flachdächern ist aufgrund des deutlich geringeren Flächenangebotes im Vergleich zu Freiflächenanlagen das Studium der Randeffekte von grosser Bedeutung. In unserm Beispiel haben wir den Einfluss der Anzahl Reihen auf den Energieertrag des Centermoduls untersucht.



System	Beschrieb	Ausrichtung	Tiltwinkel [°]	Modultyp	GCR	Albedo	Höhe [cm]	Anz. Reihen	Aufbau*	Anschlüsse		
										Ost/Nord/Mond	West/Süd/Mitte/bifazial	
4	Bifazial vertikal O/W Mountain Roof	Ost/West	90	Bifazial	1	0.5	5	3	2		19	
**8	Bifazial vertikal O/W	Ost/West	90	Bifazial	1	0.5	5	5	2	23	21	

Abbildung 29: Systemaufbau und Parameter vertikal bifazial (3 vs. 5 Reihen)



Gefolgt wird diese Darstellung von den Ertragsprofilen und Tageserträgen der Systeme (Abbildung 30), welche im Anschluss qualitativ besprochen werden.

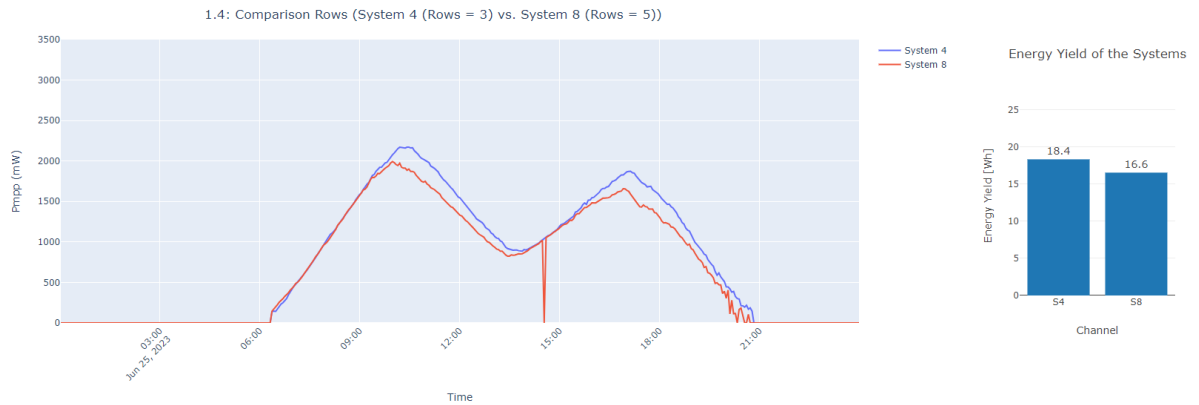


Abbildung 30: Variation der Anzahl Modulreihen (3 vs. 5) bei gleicher GCR für vertikal bifazial. Die leichte Verschiebung der Verläufe ist auf eine minimale Verdrehung der Azimut-Ausrichtung zurückzuführen.

Der Tagesenergieertrag bei dem Modul mit 3 Reihen lag ca. 10% höher als bei einer Anordnung mit 5 Reihen. Bei einer geringeren Anzahl Reihen kann mehr Licht die Unterkante der Modulreihen passieren.

Messungen über ein Jahr zeigen sogar noch einen noch grösseren Unterschied der beiden Systeme von 21% wie in Abbildung 31 gezeigt.

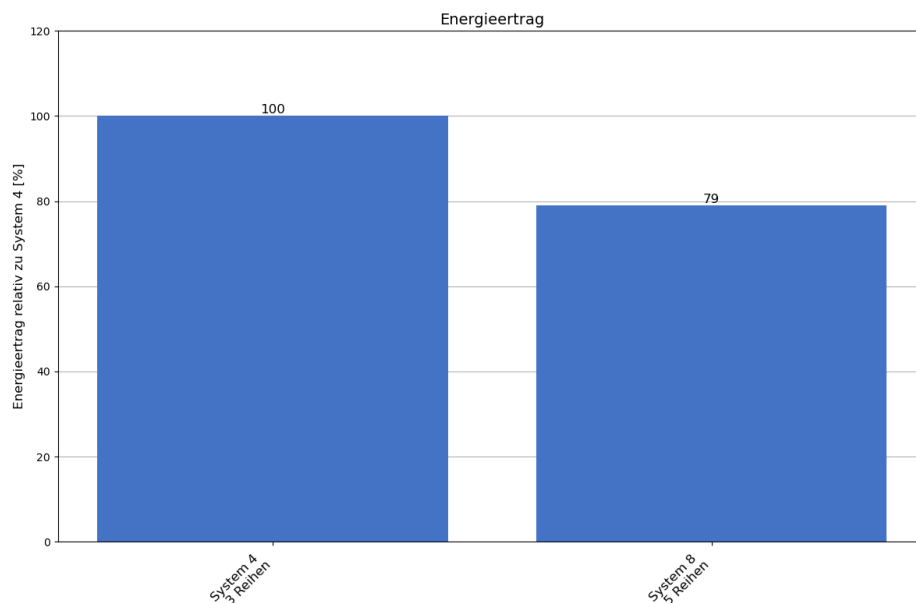


Abbildung 31: Relativer Vergleich des Energieertrages von Systemen mit 3 bzw. 5 Reihen

Für die Praxis bedeutet dies wiederum, dass Randeﬀekte erhebliche Zugewinne an Energieerträgen bringen können, wenn man die Systeme entsprechend konfiguriert und die unterschiedlichen Reihen bei unterschiedlichen MPP-Trackern betreibt. Noch stärker können diese Eﬀekte an wirklichen Randmodulen gemessen werden. Diese Eﬀekte sind besonders relevant, wenn die Module unter steilen Winkeln oder vertikal aufgestellt sind.



4.1.7 Einfluss der Einstrahlungsbedingungen auf die Leistungskurven

Zur Veranschaulichung des Zusammenhangs zwischen Einstrahlungsbedingungen und dem Einfluss variierender Albedo und GCR zeigt Abbildung 32 die Leistungskurven verschiedener Systeme bei bewölktem (links), wechselhaftem (mittig) und klarem (rechts) Himmel.

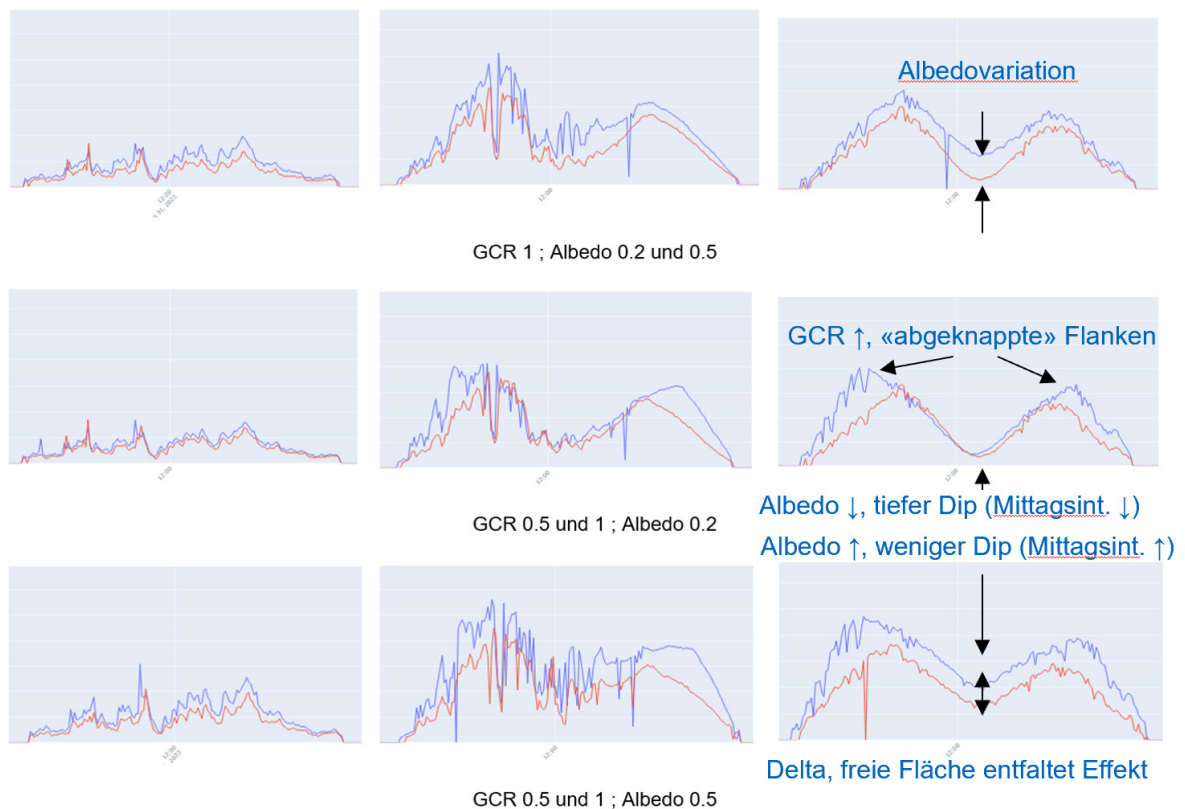
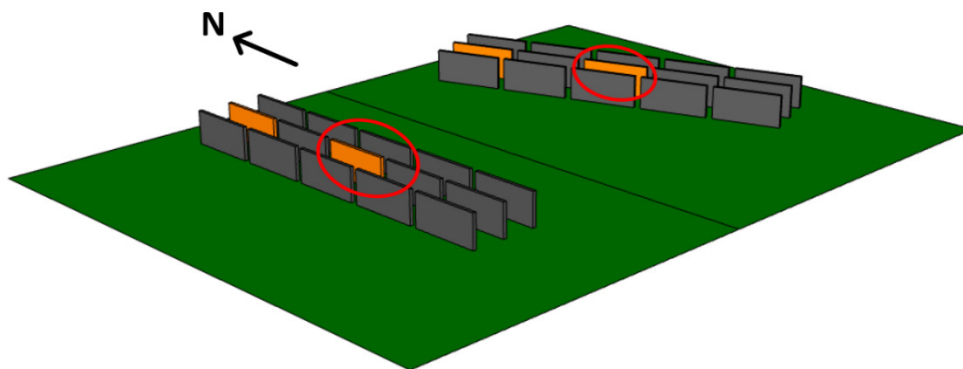


Abbildung 32: Drei aufeinanderfolgende Tage mit unterschiedlichen Einstrahlungsbedingungen von bedeckt (links) bis zu hohem direkten Strahlungsanteil (rechts) für vertikal installierte bifaziale Systeme mit variierter GCR und Albedo. Unskalierte Achsen (Screenshot-Ausschnitte): Leistung vs. Tageszeit.



4.1.8 Einfluss des Azimuts bei vertikal bifazial Ost/West- orientierte Modulreihen mit GCR 0.5

Da bei der Planung von Photovoltaik-Anlagen aus Gründen einer sinnvollen Anordnung der Module und einer häufig möglichst flächeneffizienten Nutzung der Dächer nicht immer die ideale Ausrichtung der Panels berücksichtigt werden kann, ist es von Interesse zu analysieren, wie sich eine Änderung des Azimuts auf den Ertrag auswirkt. Aufbau und Parameter der Systeme sind in Abbildung 33 ersichtlich. Das verdrehte System entspricht einer Versuchsanlage wie sie im P&D-Projekt SI/502213 des BFE: «Entwicklung und vergleichender Test eines Gesamtpakets für bifaziale PV-Systeme auf Gründächern» in Mattenbach/Winterthur realisiert wurde [15].



System	Beschrieb	Ausrichtung	Tiltwinkel [°]	Modultyp	GCR	Albedo	Höhe [cm]	Anz. Reihen	Aufbau*	Anschlüsse	
										Ost/Nord/Mond	Vest/Süd/Mitte/bifazia
5	Bifazial vertikal O/W Gründach	Ost/West	90	Bifazial	0.5	0.2	5	3	2		20
12	Mattenbach	Mattenbach	90	Bifazial	0.55	0.2	4	4	1		8

Abbildung 33: Systemaufbau und Parameter vertikal bifazial Azimut -90°/90° vs. mit einer Verdrehung von 28°

Abbildung 34 zeigt die Ertragsprofile sowie Tageserträge der Systeme.

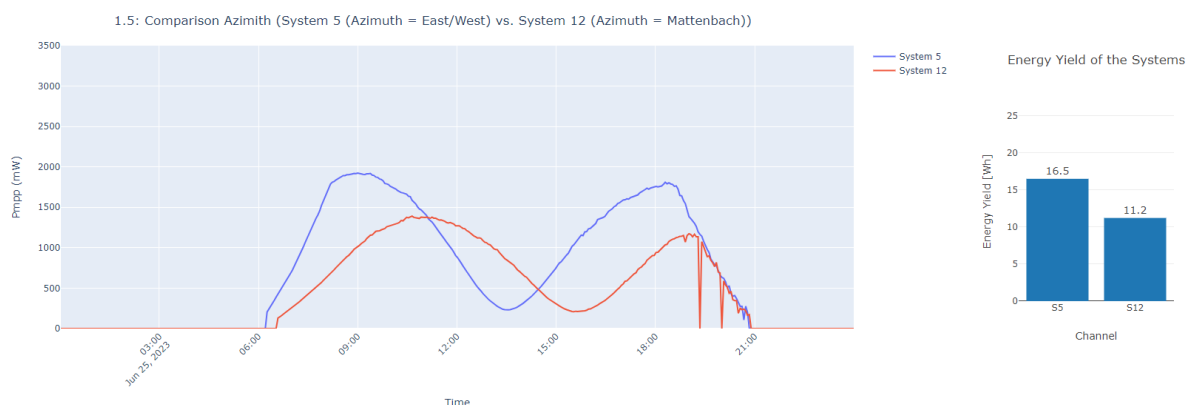


Abbildung 34: Ertragsprofil eines Ost/West- orientierten Systems im Vergleich zu einem System mit Azimut 118°

Eine Ausrichtung der vertikalen Modulreihen entlang der Gebäudegeometrie kann aus mehreren Gründen gewünscht sein. Die Ergebnisse zeigen, dass dies jedoch mit erheblichen Ertragseinbussen verbunden ist. Dies deckt sich auch mit Ergebnissen aus früheren Arbeiten [15] [18] in welchen Simulationen ähnliche Ertragseinbussen erbrachten, wobei die Unterschiede mit höherer GCR geringer werden. In der Praxis muss bei der Planung der PV-Anlagen die Ausrichtung von bifazial vertikalen

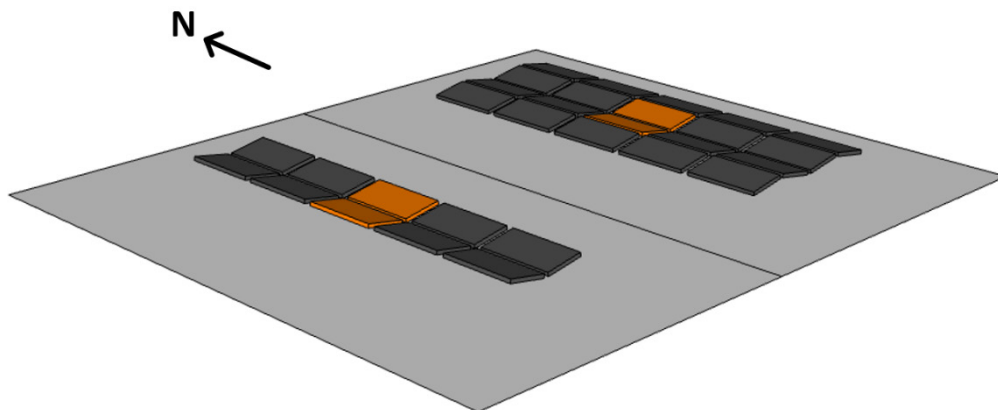


Systemen grosser Bedeutung zugemessen werden. Die Ausrichtung hat Auswirkungen auf den gesamten Energieertrag aber auch auf das Gesteigungsprofil. Bei flach aufgeständerten Anlagen ist sind diese Effekte kaum ausgeprägt.

4.2 Ost/West Referenz: Einfluss bifazial und höhere Aufständerung

Das Ost/West Referenz System höher aufzuständern und mit bifazialen Modulen auszustatten wäre ein relativer simpler Ansatz den Energieertrag zu steigern. Bei einem Flächennutzungsgrad von 100% bleibt jedoch kein Raum, damit Licht den Untergrund der Module beleuchten könnte. Der Mehrertrag sollte kann aber durch Randeffekte erzielt werden. Aus diesem Grund ist diese Untersuchung von Interesse. In der Praxis werden ohnehin Abstände zur Wartung der Module eingeplant. Hierdurch wären Mehrerträge bei realen Anlagen durch den Einsatz von bifazialen Modulen mit höherer Aufständerung möglich.

Ziel des folgenden Vergleichs ist es, den bifazialen Mehrertrag eines Systems zu ermitteln. Zu diesem Zweck wurden zwei identische Systeme aufgebaut, mit dem Unterschied, dass eines monofazial und das andere bifazial ist. Zudem wurde das bifaziale System mit einer höheren Anzahl an Reihen ausgestattet, um die Bodenabschattung unter den angeschlossenen Modulen realistischer abzubilden. Der genannte Aufbau sowie die Parameter sind in Abbildung 35 ersichtlich. Es wurde die Sika Folie mit einer Albedo von ca. 0.5 verwendet.



System	Beschrieb	Ausrichtung	Tiltwinkel [°]	Modultyp	GCR	Albedo	Höhe [cm]	Anz. Reihen	Aufbau*	Anschlüsse	
										Ost/Nord/Mond	Vest/Süd/Mitte/bifazia
1	Butterfly monofazial O/W tilt 10	Ost/West	10	Monofazial	1	0.2	4	2	1	9	10
3	Butterfly bifazial O/W tilt 10	Ost/West	10	Bifazial	1	0.5	4	4	1	13	14

Abbildung 35: Systemaufbau und Parameter 10° O/W (monofazial vs. bifazial)

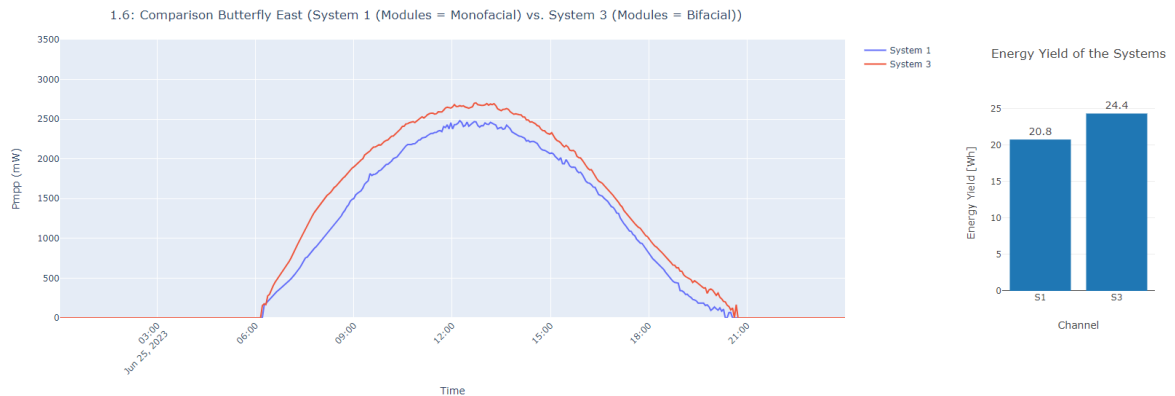


Abbildung 36: Vergleich Monofazial vs. Bifazial (Albedo 0.5), jeweils Butterfly

In Tagesprofil an einem klaren Tag ist der Mehrertrag im Tagesverlauf klar erkennbar. An diesem Tag betrug der Mehrertrag 15 %. Der bifaziale Mehrertrag ist stark von der Installation abhängig und bewegt sich für typische Installationen dieser Art in einem Bereich von 10-30 %, je nach Reihenabstand, Albedo und Höhe über Grund [19]. Dazu kommt die Ausdehnung des Systems, welches die die Ausleuchtung des Untergrundes stark beeinflusst. Für Systeme geringerer Ausdehnung wie in diesem Fall kann der Untergrund des Systems prozentual weitreichender und gleichmässiger ausgeleuchtet werden, was zu höherer rückseitiger Einstrahlung und in realen Systemen zu geringeren «Mismatch»-Verlusten führt.

Abbildung 37 zeigt den quantitativen Vergleich der Systeme über den oben beschriebenen längeren Messzeitraum von annähernd einem Jahr.

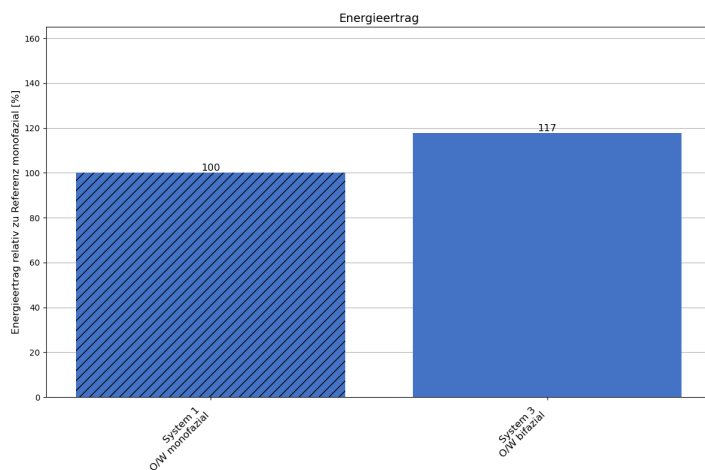


Abbildung 37: Relativer Vergleich der Energieerträge von monofazialen (System 1) und bifazialen (System 3) Systemen

Der gemessene bifaziale Mehrertrag liegt mit 17 % auf dem gleichen Niveau wie der Mehrertrag aus der Betrachtung des einzelnen Tages.

Auch wenn das Erfassen aller Parameter (Reihenabstand, Albedo, Höhe, Ausdehnung, ...) eine generelle Aussage über den Mehrertrag durch den Einsatz bifazialer Module erschwert, zeigt sich auch anhand des Beispielsystems, dass der erzielbare Mehrertrag beachtlich ist. Dabei ist der zusätzliche Aufwand gering und das gewählte Testsystem ist mit seiner Ausdehnung von 5x4 Modulen durchaus schon repräsentativ.



Für die Praxis bedeutet dies, dass es bei der Auslegung von Flachdachanlagen durchaus sinnvoll sein kann eine höhere Aufständering mit bifazialen Modulen zu wählen, insbesondere wenn Wartungsgänge geplant sind und eine hohe Albedo kostengünstig realisiert werden kann. Die höhere Aufständering kann zusätzlich auch die Hinterlüftung der Module verbessern, was zu geringeren Zelltemperaturen und damit ebenfalls zu höheren Erträgen führen sollte.

4.3 Anlagen zur Maximierung der spezifischen und flächenspezifischen Energieerträge im Jahresvergleich ohne Tracking und zusätzliche Reflektoren

In Abbildung 38 sind die spezifischen Jahresenergieerträge von unterschiedlichen Systemen im Verhältnis zum Referenzsystem abgebildet.

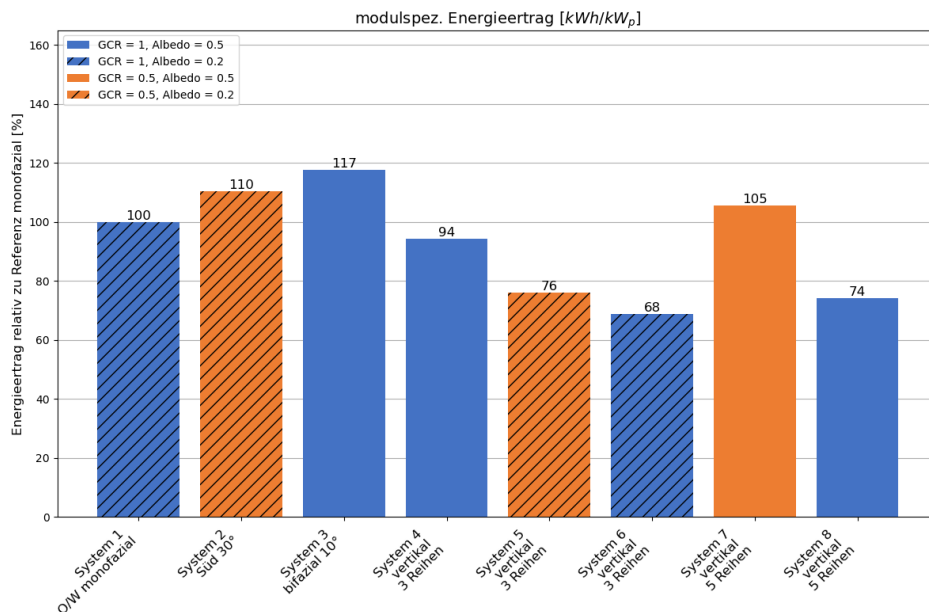


Abbildung 38: Prozentuale modulspezifische Mehr- bzw. Mindererträge (kWh/kWp) verschiedener Systeme relativ zu einem 10° geneigten monofazialen O/W-System.

Analog zu den Erwartungen aus der Theorie, lassen sich mit dem 30° Süd, 10° O/W bifazial sowie dem vertikal O/W ausgerichteten System mit bifazialen Modulen und einem GCR 0.5 bei hoher Albedo von 0.5 höhere spezifische Mehrerträge (kWh/kWp) im Vergleich zur Referenz erreichen.

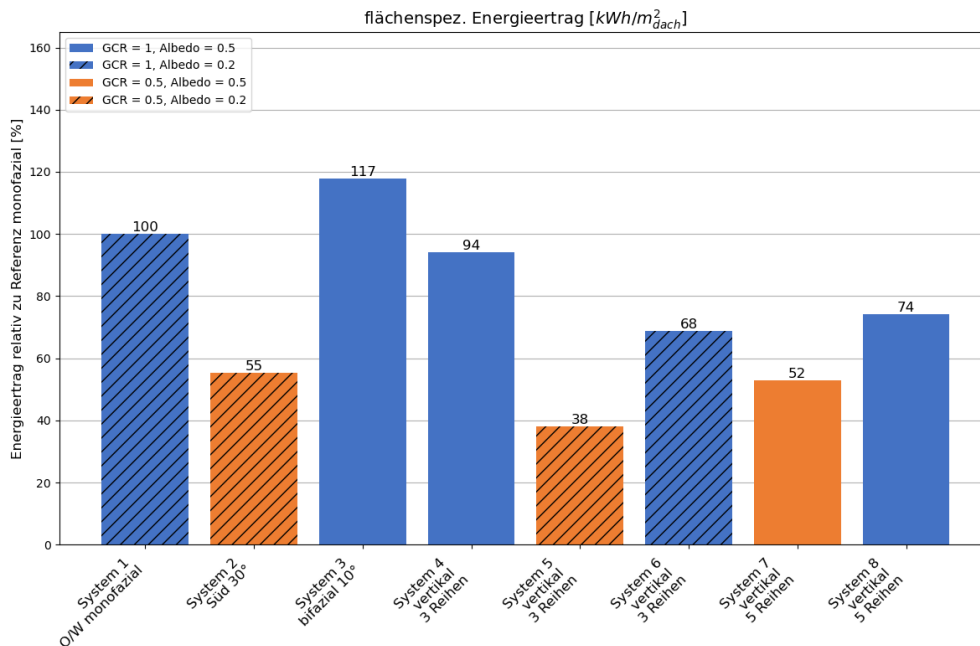


Abbildung 39: Prozentuale flächenspezifische Mehr- bzw. Mindererträge (kWh/m^2) verschiedener Systeme relativ zu einem 10° geneigten monofazialen O/W-System

Nur das Ost/West ausgerichtete System mit höher aufgeständerten flach angewinkelten Modulen analog zur Referenz kann den flächenspezifischen Ertrag erhöhen (siehe Abbildung 39).

Die Systeme mit vertikalen bifazialen Modulen können den flächenspezifischen Energieertrag in keinem der untersuchten Fälle gegenüber der Referenz steigern.

Für die in Abbildung 38 und Abbildung 39 gezeigten vertikalen Systeme mit einem GCR von 50 % kann für hohe Albedo 0.5 ein höherer modulspezifischer Ertrag mit einem bifazialen Modul als im Vergleich zur monofazialen Referenz erreicht werden.

Durch den immer geringer werdenden Anteil der Kosten der Module am Gesamtsystem wird der hohe spezifische Energieertrag bei dieser Systemvariante mit vertikalen bifazialen Modulen nur unter Berücksichtigung des Gestehungsprofils oder in Kombination mit einem Gründach oder im alpinen Bereich Marktanteile verschaffen.

Inwieweit durch den Einsatz von strukturierten reflektierenden Elementen zwischen vertikalen Modulen bei enger Anordnung eine nochmalige Ertragssteigerung erreicht werden kann, wird weiter unten in Abschnitt 4.5.2 diskutiert.

Das monofaziale Südsystem mit 30° Neigung und 50 % GCR liegt der spezifische Ertrag, entsprechend der Theorie, höher als bei der Referenz. Der flächenspezifische Ertrag ist in diesem Fall aufgrund der gewählten GCR von 50 % geringer.

Die höchsten spezifischen und flächenspezifischen Energieerträge lassen sich in diesem Vergleich mit bifazialen flach geneigten und gegenüber dem Referenzsystem höher aufgestellten Modulen erreichen.

4.4 Ost/West HSAT mit GCR von nahe 100%

In diesem Abschnitt wird untersucht, ob sich durch HSAT der flächenspezifische Ertrag gegenüber dem Referenzsystem steigern lässt und wenn ja um wieviel Prozent. Wie bereits erläutert, ist es bei dieser Zielsetzung nur sinnvoll nach Varianten zu suchen, bei denen die Reihen sehr eng beisammenstehen. Die Potentiale zu einer Erhöhung gegenüber dem Referenzsystem kommen aus einer geringfügigen



Optimierung der Ausrichtung der Module zur Sonne, weil, wie bereits geschildert, aufgrund der Eigenverschattung, nur kleine Auslenkungen möglich sind und dem bifazialen Gewinn, der durch den Einsatz von bifazialen Modulen in Kombination mit einer reflektierenden Dachfolie resultiert. Zur Ertragsmessung nutzen wir den in Abschnitt 3 beschriebenen Messaufbau (siehe Abbildung 40).



Abbildung 40: BIFOROT (Bifacial Outdoor Rotor Tester) auf dem Dachlabor

Die Besonderheit des Messaufbaus liegt darin, dass über die schnelle Rotation, bei nahezu gleichen Einstrahlungsbedingungen, die optimalen Anstellwinkel experimentell ermittelt werden können. Man kann solch enge Anordnungen auch mit Simulationstools simulieren, wobei die Berechnungen durch die komplexere Verschattungssituation im Vergleich zu Standardsystemen erschwert werden und noch nicht in der Praxis validiert wurden.

Abbildung 41 zeigt den über das ganze Jahr durchschnittlich am besten performenden Winkel pro 30-minütigem Intervall jeweils als blauen Punkt der entsprechenden Tageszeit zugeordnet. Die rote Regressionsgerade zeigt den mittleren Winkelverlauf.

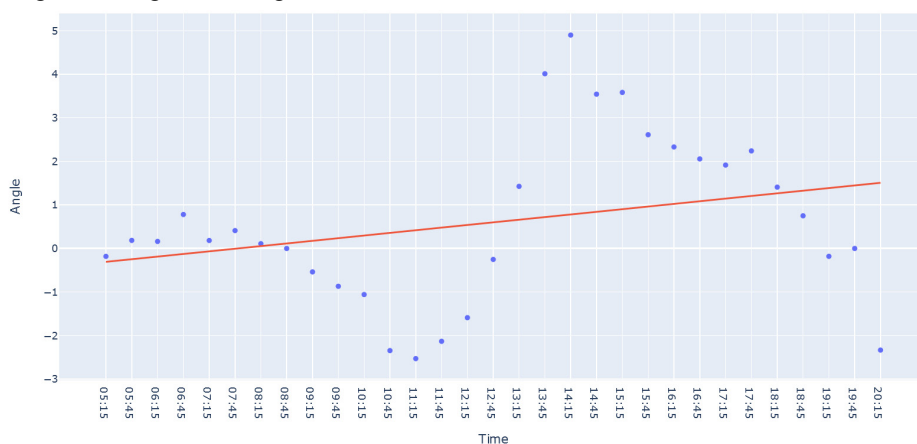


Abbildung 41: Winkelverläufe mit dem höchsten Energieertrag pro Tageszeit gemittelt über eine Messperiode von knapp einem Jahr

Wie erwartet zeigt die Regressionsgerade eine positive Steigung, was bedeutet, dass die Winkel von negativen Werten (Ostausrichtung) am Morgen zu positiven Werten (Westausrichtung) am Abend verlaufen. Zudem wurde festgestellt, dass die optimalen Neigungswinkel stets Beträge von weniger als 5° aufweisen und in den Morgen- und Abendstunden sowie um den Sonnenhöchststand nahe 0°



tendieren. Eine solche Art der Steuerung der Winkel der Module zur Vermeidung von Teilabschattung benachbarter Module, statt einer stets möglichst senkrechten Ausrichtung zur Sonne, sind als «Backtracking» bekannt. Die tatsächlichen Verläufe sind jeweils vom System abhängig und können nicht einfach generalisiert werden, insbesondere nicht bei der hier vorliegenden ungewöhnlich dichten Aufstellung der Modulreihen. Die geringen maximalen Ausschläge sind der engen Staffelung im System geschuldet und stellen eine extreme Form der Anpassung durch das Backtracking dar. Die Asymmetrie zwischen den maximalen Winkelbeträgen der Ost- und der Westausrichtung liegt an einer Asymmetrie im Aufbau des HSAT mit resultierender zusätzlicher Verschattung durch breite Rahmenelemente. Auf diese Thematik wird jedoch hier nicht weiter eingegangen, da sie sehr spezifisch für den verwendeten HSAT-Teststand ist und für generelle Aussagen als nicht relevant eingestuft werden.

Im nächsten Schritt soll herausgearbeitet werden, wie sich der Verlauf der Maxima bei unterschiedlichen Einstrahlungsbedingungen (Direkt- oder Diffusstrahlung) verhält. Zu diesem Zweck wurden die Daten des gesamten Messzeitraums in eher «cloudy» sowie in eher «clear sky» Tage unterteilt und untersucht, wie sich diese Bedingungen auf die Winkelverläufe und schlussendlich auch auf die Energieerträge auswirken.

Abbildung 42 zeigt den durchschnittlichen Verlauf der Winkel mit dem höchsten Energieertrag über den gesamten untersuchten Zeitraum an als überwiegend sonnig bzw. klar eingestuften Tagen.

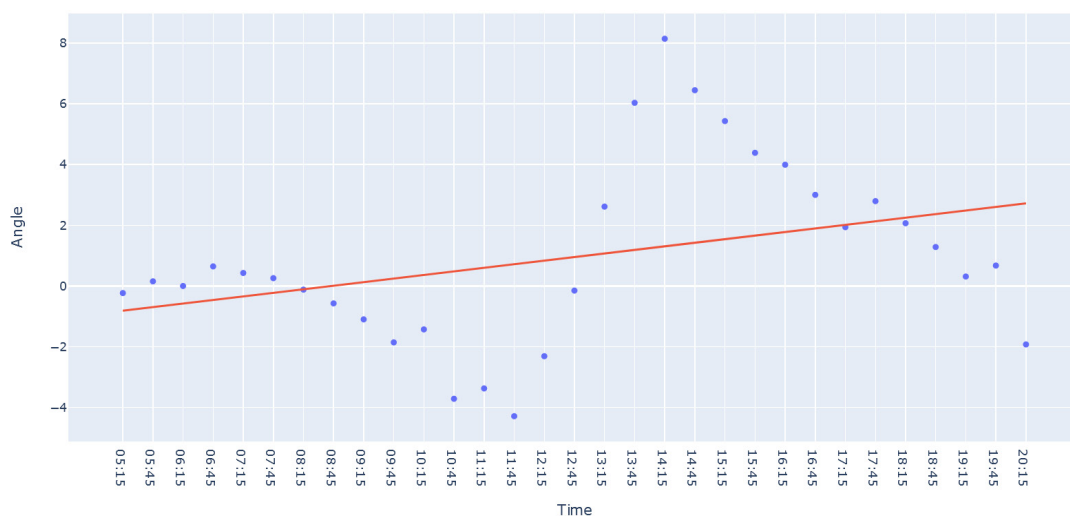


Abbildung 42: Winkelverläufe mit dem höchsten Energieertrag pro Tageszeit unter «clear sky» Bedingungen

Es zeigt sich, dass der Verlauf der Winkel mit dem maximalen Energieertrag unter «clear sky»-Bedingungen demjenigen über alle Tage des gesamten untersuchten Zeitraums ähnlich ist. Bei «clear sky»-Bedingungen ist der Verlauf weniger verrauscht und klarer definiert. Zudem erreichen die Winkel am Vormittag und am Nachmittag höhere Werte (-4.5° bis 8°). Die Ähnlichkeit des Verlaufs mit dem gemittelten Verlauf über alle Tage bringt den klareren Effekt des Tracking unter «clear sky»-Bedingungen zum Ausdruck. Dies ist auch erkennbar, wenn man die entsprechende Auftragung unter bedeckten Bedingungen in Abbildung 43 analysiert.

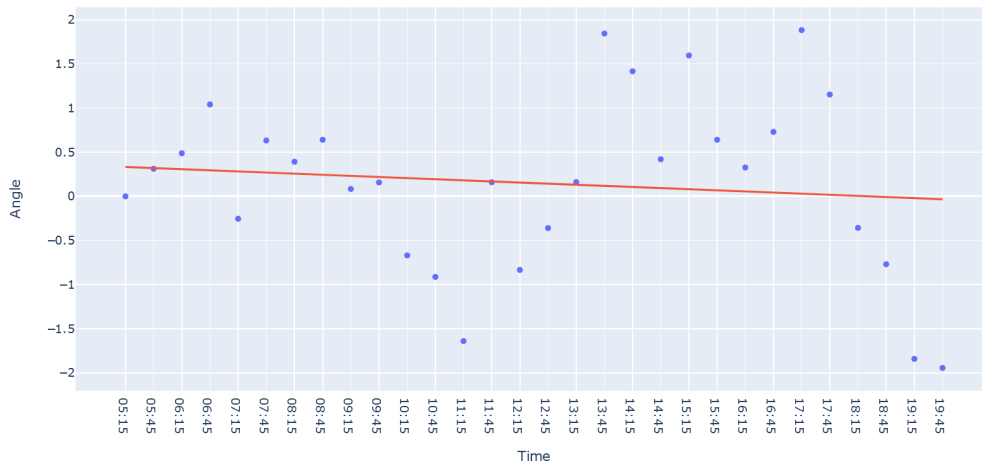


Abbildung 43: Winkelverläufe mit dem höchsten Energieertrag pro Tageszeit unter «cloudy» Bedingungen

Unter «cloudy»-bedingungen ist der charakteristische Verlauf zwar noch zu erkennen, aber weniger deutlich und mit erkennbar geringeren Maxima der Kippwinkel. Dabei ist anzumerken, dass die Einteilung in «clear sky» und «cloudy» keine scharfe Trennung ermöglicht und sich auch bei den bedeckten Bedingungen teilweise Anteile mit höherer Direktstrahlung finden.

Die gezeigten Ergebnisse stellen Mittelwerte der Winkel da bei welchen zu den jeweiligen Tageszeiten die höchsten Erträge gemessen wurden. Dadurch ergeben sich Winkelwerte, welche bei unserem Messaufbau mit stufenweiser Verstellung nicht direkt angefahren werden können. Die angefahrenen Winkel, aus denen die gemittelten Winkel ermittelt wurden sind -10° , -5° , 0° , 5° und 10° .

Aus dem Ergebnis wurde ein Winkelverlauf festgelegt, welcher den Verlauf in Abbildung 41 annähernd wiedergibt. Da es sich dabei um den optimalen Winkelverlauf im Jahresmittel handelt fallen die höheren Maxima bei $\pm 10^\circ$ («clear sky») weg und es bleiben nur noch 0° , sowie $\pm 5^\circ$ übrig. Der asymmetrische Verlauf aufgrund von Abschattungseffekten durch den breiten Rahmen, der sich auch in den obigen Abbildungen zeigte, wird dabei berücksichtigt.

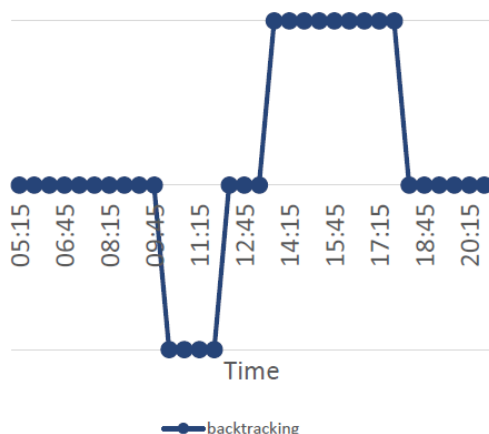


Abbildung 44: Beim BIFOROT angefahrne Winkel welche den gemittelten Verlauf im Jahresmittel aus Abbildung 41 annähernd wiedergeben.

Für die jeweiligen Winkel sind jeweils gemessene Leistungswerte in einer Datenbank abgelegt und es kann somit der Energieertrag für den in Abbildung 49 gezeigten Winkelverlauf bestimmt werden, der



sich ergeben hätte, wenn diese Winkel im Jahresverlauf täglich bewusst so angefahren worden wären. Ebenso können auf diesem Weg die Erträge bei 0° Kippwinkel, also horizontaler Modulposition, bestimmt werden. Hieraus kann dann die Ertragsdifferenz bestimmt werden, die sich bei Durchlaufen des durch den BIFOROT grob nachgeahmten Backtracking-Verlaufs und horizontaler Modulbelegung ergäbe.

Der Ertrag bei der 0°-Ausrichtung wird hier ebenfalls ausgewertet, weil das System mit höher aufgeständerten, bifazialen, flach geneigten Modulen ähnlich dem Referenzsystem bei den bisherigen Untersuchungen zu den höchsten spezifischen und flächenspezifischen Erträgen geführt hat und dieses bifaziale Referenzsystem mit dem HSAT-System bei einem Winkel von 0°, also horizontal ausgerichtet Modulen am ehesten vergleichbar ist. In typischen realen Anlagen finden sich eher leichte Anstellwinkel von ca. 10°, insbesondere um Verschmutzungen zu reduzieren, wobei die Module dabei «dachförmig» oder in «Butterfly»-Anordnung aneinanderstossen. Dabei ist die Einstrahlung jedoch etwas geringer als bei horizontaler Ausrichtung.

Somit läge ein Ertragsgewinn rein durch das Tracking gegenüber einer fix installierten Anlage mit geneigten Modulen über dem Gewinn im Vergleich zu einer Anlage mit horizontal ausgerichteten Modulen, die unserem Messsystem bei 0° Ausrichtung entspricht.

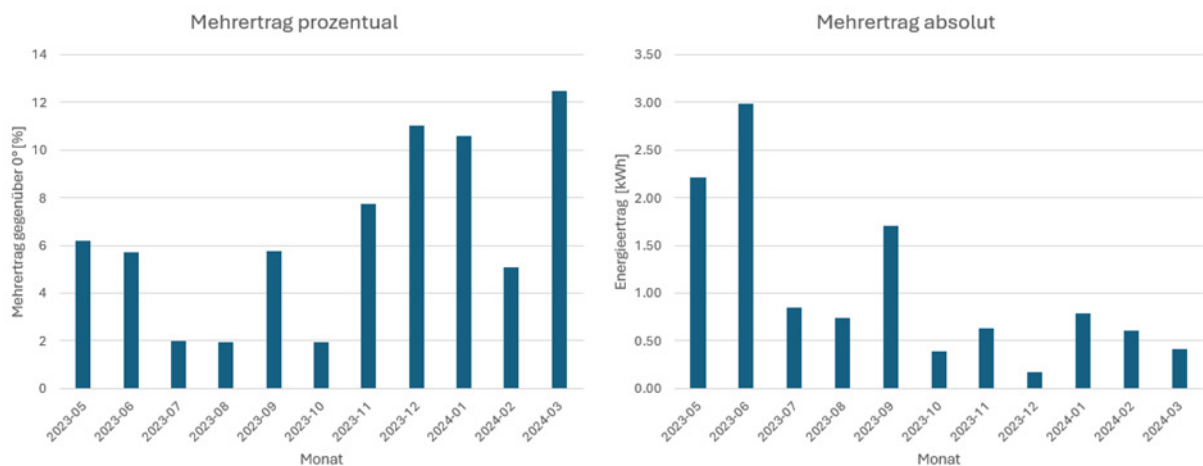


Abbildung 45: Monatliche Mehrerträge des Backtracking gegenüber einer festen 0°-Neigung.

Die experimentell ermittelten monatlichen Mehrerträge durch den grob angenäherten Backtracking-Winkelverlauf aus Abbildung 49 im Vergleich zur 0° Ausrichtung über alle untersuchten Tage lagen zwischen 2 % und beachtlichen 12 %, wobei im Jahresdurchschnitt 4.6 % erreicht wurden. Die absoluten Mehrerträge sind dabei in den Sommermonaten mit stärkerer direkter Einstrahlung höher, während die relativen Mehrerträge in den Wintermonaten bei insgesamt geringeren Gesamterträgen höher liegen. Es ist kein Zusammenhang zwischen der Jahreszeit und dem Verlauf des Mehrertrages zu erkennen, da sich neben den saisonalen Einstrahlungsbedingungen vor allem die Variationen der Wolkenbedeckung auswirken. Die Mehrerträge durch das reine Tracking gegenüber einem höher aufgeständerten Referenzsystem mit bifazialen Modulen unter $\pm 10^\circ$ Neigung liegen also noch darüber und können mit ca. 1 % abgeschätzt werden. Somit wäre der Mehrertrag des HSAT Systems gegenüber der Referenz rein durch das Tracking ca. 6 %.

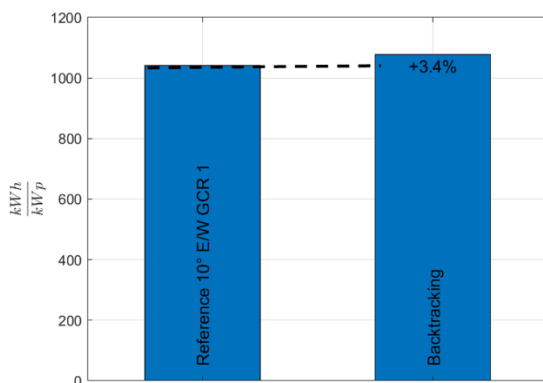


Abbildung 46: Relativer Mehrertrag Backtracking zu 10° O/W (PVsyst-Simulation)

Die beiden PV-Systeme wurden zusätzlich mittels PVsyst simuliert. Dort wurde ein HSAT-System mit Backtracking mit einem 10° geneigten, O/W ausgerichteten bifazialen System verglichen. Der Mehrertrag durch Backtracking beträgt gemäss der Simulation im Jahresmittel 3.4 % (Abbildung 46). Dies ist ähnlich zu den experimentell ermittelten Werten für den Mehrertrag, wobei der noch kommenden Diskussion der PVsyst-Simulationsergebnisse vorweggenommen werden soll, dass diese für extrem eng stehende Systeme ohne Tracking keine verlässlichen Ergebnisse liefert. Somit kann nicht wirklich entschieden werden, ob die Übereinstimmung für den Nutzen des Tracking mit den experimentellen Werten eher zufällig ist.

Aus der Simulation des HSAT-Tracking resultieren ähnliche optimale Winkelverläufe wie sie experimentell mit dem BIFOROT bestimmt wurden. Erstaunlich ist jedoch, dass die gemessenen Mehrerträge höher liegen als die simulierten Werte, da beim Messaufbau einige Merkmale vorliegen, welche vom idealisierten Ansatz abweichen und sich somit negativ auf den Mehrertrag der Messungen auswirken werden. Dies sind insbesondere die sehr breiten Rahmen und Träger, wie auch das nicht-kontinuierliche Durchlaufen des geeigneten Winkelbereichs in Form einer Beschränkung auf drei Positionen. Demnach sollte man einen noch höheren Mehrertrag bei einem ideal gestalteten System erwarten was die Differenz zwischen Messung und Simulation nochmals verstärken würde.

Dies deutet darauf hin, dass es bei Simulationen des Backtracking unter der Bedingung sehr geringer Reihenabstände zu Abweichungen kommt und nur ein experimenteller Ansatz die tatsächlichen Mehrerträge liefern kann. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn reale System eine geringe Ausdehnung aufweisen und Randeffekte eine erhebliche Rolle spielen.

Andererseits zeigen die experimentell ermittelten Ergebnisse, die bereits unter den nicht idealen Bedingungen erzielt wurden, dass in einem realen HSAT-System bei dem diese Punkte entsprechend berücksichtigt werden, noch höhere Mehrerträge möglich sein sollten. Die bisherigen Ergebnisse des HSAT-Tracking motivieren tiefergehende Versuche in diese Richtung, um die Einflüsse der positiven und negativen Effekte auf den Mehrertrag besser abschätzen zu können.

Zusätzlich zu einachsigen nachgeführten Trackern konnte mit dem unserem HSAT-Testsystem die prinzipielle Eignung von einfachen Kippmechanismen, ähnlich zu dem weiter oben gezeigten «Bimetall-System» für begrenzte Winkeländerungen untersucht werden, die in der Praxis vergleichsweise einfach umsetzbar wären. Zu diesem Zweck wurden aus den Messdaten entsprechende «Flipflop»-Anlagen modelliert. Diese Anlagen ändern zum Zeitpunkt des Sonnenhöchststandes von -10° bzw. -5° Neigungen (Osten) zu +10° bzw. +5° Neigungen (Westen). Abbildung 47 zeigt die Mehr- bzw.



Mindererträge dieser zwei Flipflop-Anlagen gegenüber einer 0° geneigten Referenzanlage insgesamt, sowie an klaren bzw. bedeckten Tagen.

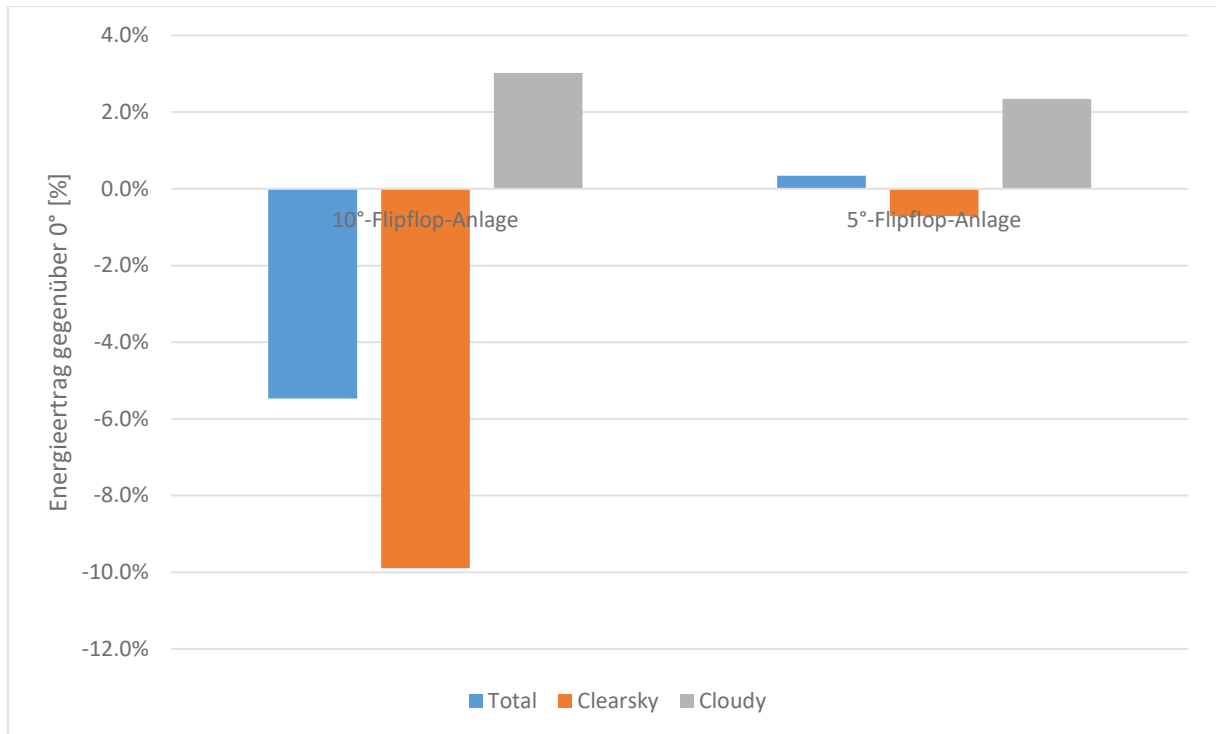


Abbildung 47: Mehr- bzw. Mindererträge der Flipflop-Anlagen gegenüber 0° insgesamt sowie an klaren und bedeckten Tagen

Eine 10°-Flipflop-Anlage erzielt bei dem von uns gewählten Reihenabstand ausschliesslich an bedeckten Tagen einen Mehrertrag. Die 5°-Flipflop-Anlage zeigt zwar insgesamt einen Mehrertrag, dieser liegt jedoch nur bei 0,3 %. An klaren Tagen verzeichnet auch diese Anlage einen Minderertrag, während an bedeckten Tagen ein Mehrertrag von 2,3 % erreicht wird. Die Zunahme der Verluste bei hoher Direktstrahlung mit grösserem Winkel demonstriert den Einfluss der gegenseitigen Verschattung unter diesen Bedingungen. Um den Nutzen entsprechender Anordnungen zu optimieren wäre es demnach vorteilhaft einen allfälligen Kippmechanismus nur bei hohem diffusen Strahlungsanteil zu aktivieren. Dies widerspricht aber dem Ansatz eines einfachen Kippmechanismus, insbesondere da auch das Anfahren des 0°-Winkels dabei nicht vorgesehen ist.

Mit Hinblick auf die Versuche zum Tracking kann aus technischer Sicht das Fazit gezogen werden, dass auch bei sehr enger Tracker-Anordnung noch ein Gewinn gegenüber horizontal liegenden bifazialen Modulen bei annähernd 100 %-iger Belegung erzielt werden kann. Somit ist auch ein höherer flächenspezifischer Ertrag möglich als mit dem Ost/West-Referenzsystem (10° Neigung, 100 % GCR), was die Zielsetzung des Projektes ist.

Die gegenseitige Verschattung bei direkter Einstrahlung limitiert dabei die in Frage kommenden Kippwinkel wie erwartet und wie auch direkt anhand der Versuche mit dem «Flipflop»-Ansatz ersichtlich. Bei diesen Versuchen zeigte sich auch, dass der Ertragsgewinn bei einem einfachen «Flipflop»-Ansatz gering bleibt oder abhängig von Reihenabstand bei nur etwas höheren Kippwinkeln sogar negativ werden kann.

Bei dem eigentlichen HSAT-Tracking konnte durch die experimentelle Suche der optimalen Kippwinkel ein Verlauf über die Tageszeit gefunden werden, welcher den Effekt der starken Verschattung bei niedrigem Sonnenstand durch eine horizontale Ausrichtung unterdrückt und auch sonst nur sehr flache



Kippwinkel durchläuft. Dies entspricht dem für Freiflächenanlagen bereits bekannten «Backtracking»-Ansatz zur Vermeidung von Eigenverschattung, der hier aufgrund der geringen Reihenabstände zu einem sehr kleinen Winkelspektrum führt. Mit dem im Projekt eingesetzten HSAT-Versuchsaufbau konnten trotz einiger bekannter Unzulänglichkeiten des Versuchsaufbaus gegenüber der Referenz Ertragsgewinne ca. 6% im Jahresmittel erzielt werden.

4.5 Reflektierende Bodenelemente und Reflektoren am Kollektorrand

Wie bereits in Abschnitt 3 (Vorgehen und Methode) erwähnt, wurde mit Hilfe der miniaturisierten Systeme der Effekt von strukturierten reflektierenden Elementen zwischen den Modulen (Ground Sculpture) und am Rand des Modulfelds (vertikale Reflektoren) untersucht. In beiden Fällen ist eine Simulation mit den gängigen Tools nicht möglich, was die experimentelle Untersuchung durch die miniaturisierten Systeme nochmals interessanter macht und erst ermöglicht. Nachfolgend werden die Ergebnisse der Untersuchung dieser ungewöhnlichen Ansätze dargelegt und besprochen.

4.5.1 Reflektierende Bodenelemente

Wie bereits eingangs beschrieben wurden bereits im Mai 2021 in einem Vortrag Ergebnisse aus Experimenten mit Bodenelementen «Ground Sculpting» präsentiert [14].

Abbildung 48 zeigt schematisch die untersuchten Systeme sowie beispielhaft Pmpp-Kennlinien dieser Systeme im direkten Vergleich an einem klaren sowie an einem bedeckten Tag.

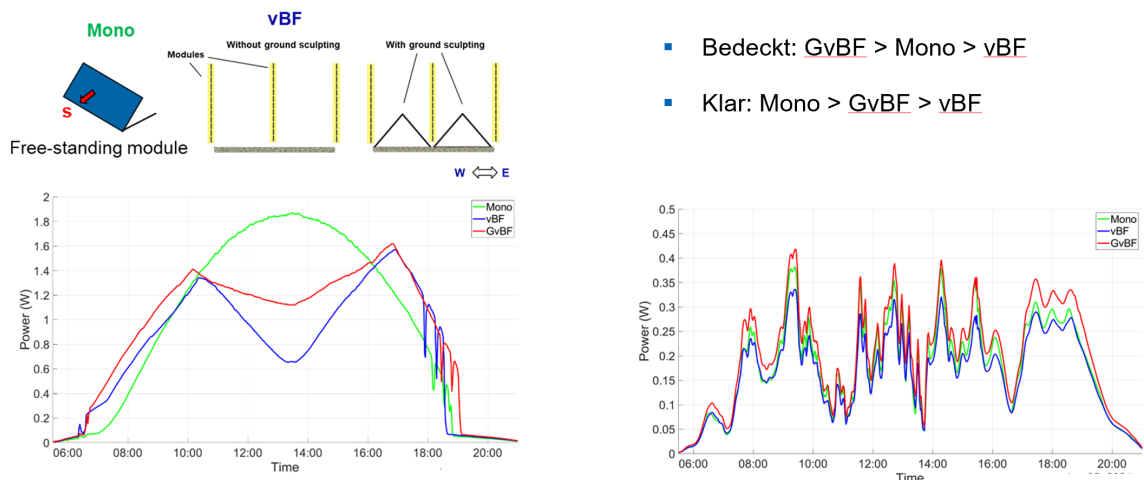


Abbildung 48: Schematische Darstellung der verglichenen Systeme: bifazial vertikal vBF, vertikal bifazial mit Bodenreflektor GvBF und monofazial Süd. Die reflektierenden Bodenelemente sind im Querschnitt in der rechten Schemazeichnung dargestellt. Vergleichende Leistungsmessungen im Tagesverlauf an den in Abbildung 16 gezeigten Systemen. Messungen an jeweils einem speziell ausgewählten Tag mit klaren und diffusen Strahlungsbedingungen.

Der direkte Vergleich der Messergebnisse am klaren Tag (Abbildung 48, links) zeigt die gemessenen Ertragsprofile für die System mit vertikal bifazialen Modulen (blaue Linie, Doppelhöcker) und das monofaziale System (grün). Ebenso ist der Effekt der Bodenelemente deutlich zu erkennen. Um die Mittagszeit wird die einfallende direkte Strahlung bei hohem Sonnenstand durch die Bodenstruktur deutlich effektiver genutzt, wodurch der Einbruch, im Vergleich zum Doppelhöcker des einfachen vertikalen Systems, reduziert wird. Somit ist das System mit Bodenstruktur, unter diesen Strahlungsbedingungen, dem einfachen vertikalen System offensichtlich überlegen. Obwohl die Vor- und Nachmittagspeaks der vertikalen Systeme zu einer höheren Leistung in diesen Zeitbereichen



führen, überwiegt dennoch knapp die höhere Leistung des monofazialen Systems zur Mittagszeit beim Gesamtertrag des Tages.

Am bedeckten Tag (Abbildung 48, rechts) ist tatsächlich das vertikale System mit Bodenstruktur jenes mit dem höchsten Ertrag, der sogar knapp über dem des monofazialen Moduls und insbesondere über dem des normalen vertikalen Systems liegt.

Die Messungen dieser Systemanordnungen wurden im Juli 2024 zur Überprüfung der Ergebnisse über einen Zeitraum von 23 Tagen mit dem neuen Messsystem wiederholt. Dabei wurde insbesondere auch eine abgeänderte Reflektorstruktur eingesetzt, da die erste Version aufgrund des Krümmungsradius an der Spitze einen signifikanten Anteil des einfallenden Lichts nach oben reflektierte und demnach nicht verwertet werden konnte. Um dies zu unterdrücken wurde eine Struktur mit besser ausgebildeter Spitze realisiert, wobei das gleiche reflektierende Material eingesetzt wurde. Abbildung 49 zeigt den Verlauf der Pmpp-Kurven mit dieser Struktur an einem beispielhaft gewählten Tag mit relativ hoher direkter Sonneneinstrahlung.

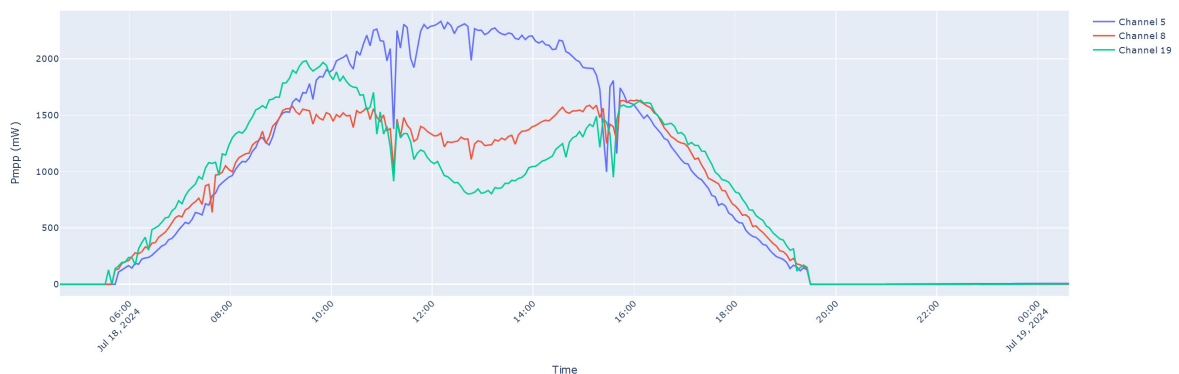


Abbildung 49: Verlauf der Pmpp-Kurven für bifazial vertikal vBF(Channel 19), vertikal bifazial mit Bodenreflektor GvBF (Channel 8) und monofazial Süd 10° geneigt (Channel 5) am 18.07.2024.

Die Kurven zeigen qualitativ einen sehr ähnlichen Verlauf wie in Abbildung 48. Insbesondere die Abflachung der Einbuchtung der Kurve des Systems mit den reflektierenden Bodenelementen über Mittag verläuft entsprechend der bekannten Messungen. Die über 23 Tage ermittelten Vergleichsfaktoren zeigen ähnliche aber, hinsichtlich des Nutzens der reflektierenden Elemente, eher geringere Faktoren zwischen 0.75 und 0.89 im Vergleich zu Mono und zwischen 0.94 und 1.10 im Vergleich zu Vertikal ohne Struktur. In den Messungen des Jahres 2024 konnte, anders als 2021, selbst unter «cloudy»-Bedingungen kein Mehrertrag des Systems mit den reflektierenden Elementen im Vergleich zur monofazialen, nach Süden geneigten Referenz festgestellt werden, sondern nur ein annähernd gleicher Ertrag.

Auch wenn die quantitativen Ergebnisse aufgrund der üblichen Schwankungen bei Outdoormessungen variieren, kann gesagt werden, dass die spitzere Ausführung der Struktur keine Verbesserung erbrachte und keine wesentlichen neuen Erkenntnisse erzielt wurden. Der geringere positive Effekt wird auch darauf zurückgeführt, dass die neuere Struktur, bei welcher zwar die Rundung entfernt war, aber der Stoss an der Spitze nicht perfekt eben verlief, eher zusätzliche Verschattung hervorrief.

Bei der Frage nach dem Nutzen der Bodenstrukturen spielt die Berücksichtigung der GCR eine wichtige Rolle. Auf den ersten Blick scheinen die vertikalen Module mit Bodenstruktur geeignet, da ähnliche und teilweise sogar höhere Erträge gemessen wurden als für das nach Süd ausgerichtete Modul. Wie bereits weiter oben erwähnt ist dabei sogar noch festzuhalten, dass dieses Modul freistehend ist und somit kaum Verschattung unterliegt, während das GvBF-System mit einer GCR von 100 % dicht gepackt ist. Andererseits ist das Vergleichsmodul mit 10° flach installiert und erfährt auch bei dichter Anordnung von



annähernd 100 % kaum Verschattung. Somit kann man bei einer solch dichten Anordnung im System davon ausgehen, dass sich die Erträge im Vergleich zum Einzelmodul nicht wesentlich ändern werden und sich bei gleicher, dichter Modulbelegung auch ein sehr ähnlicher Ertrag ergeben wird. Somit kann über die Bodenstrukturen mit vertikalen Modulen zwar ein vergleichbarer spezifischer und auch flächenspezifischer Ertrag wie für die Referenzsysteme erzielt werden, allerdings ist der praktische Nutzen gering, da dies mit einem höheren Aufwand erzielt wird. Dies gilt zumindest unter Schweizer Bedingungen und könnte bei höheren Breitengraden und im Mittel geringerer direkter Einstrahlung günstiger ausfallen [20]. Unter Schweizer Bedingungen könnte gegebenenfalls das Generationsprofil mit Peaks am Vor- und Nachmittag, sowie die Vermeidung einer Mittagsspitze interessant sein. Dieses ist auch bei vertikalen Modulen ohne Bodenstrukturen gegeben, jedoch wird der Ertrag dieser Systeme durch die strukturieren Element erhöht. Potenziell interessant wäre auch der Einsatz von Materialien mit nochmals höherer Albedo.

4.5.2 Reflektoren

Erste Reflektormessungen wurden bereits zu Beginn des Projektes durchgeführt, zunächst um die resultierenden Effekte prinzipiell zu testen (Abbildung 50). Die experimentelle Reflektorstruktur wurde dabei mit einer dreifachen Überhöhung bezogen auf die Modulhöhe realisiert, was bei realen Modulen einer Höhe von etwa 3 Meter entspräche. Die Reflektorelemente sind beweglich gedacht, vergleichbar zu Segeln, um sie entsprechend der Tageszeit oder bei Wind einfahren zu können. Die Elemente sind auf drei Seiten angebracht und sind nicht nur für den Einsatz bei vertikalen Systemen geeignet. Das Reflektorelement auf der Nordseite wurde als permanent aktiv vorgesehen. Das Reflektorelemente an der Ostseite muss morgens eingefahren bleiben, während jenes an der Westseite aktiv ist. In den Nachmittagsstunden ist es andersherum.

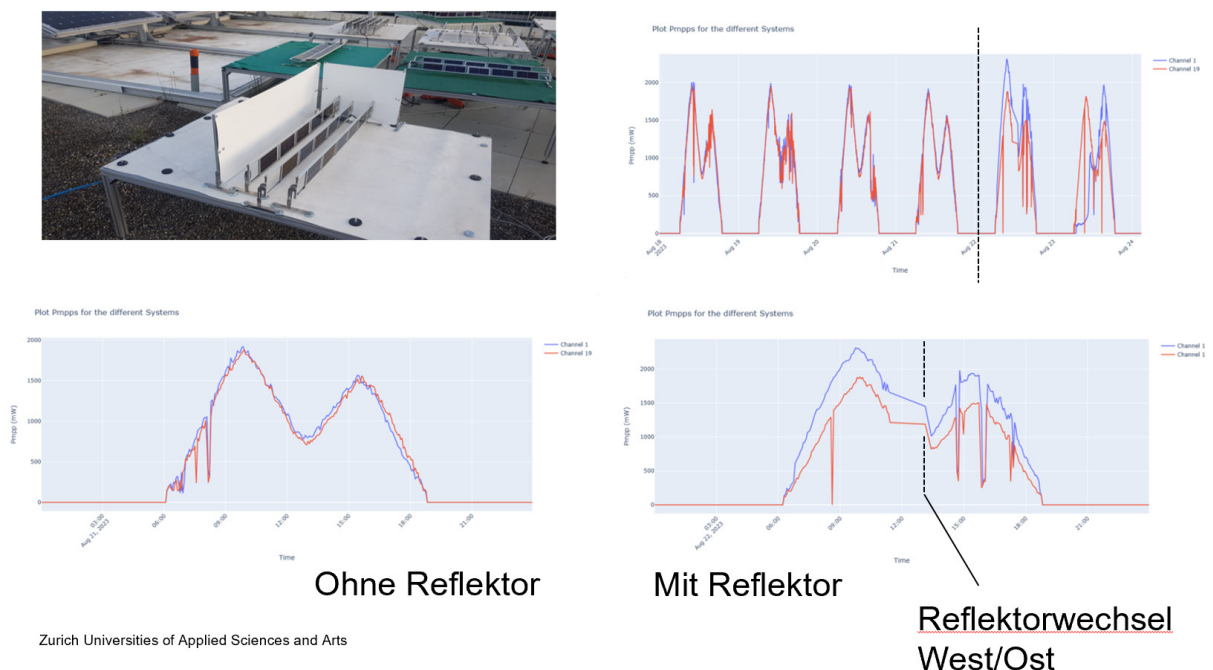


Abbildung 50: Experimenteller Aufbau, um die prinzipielle Eignung und den Effekt von Reflektorelementen durch den direkten Vergleich zweier vertikaler Systeme (rot und blau) zu testen. Bei den abgebildeten Versuchen unter «Clear Sky»-Bedingungen wurde ein um ca. 30 % gesteigerter Tagesertrag beobachtet.



Die Versuche begannen zunächst über mehrere Tage an zwei parallellaufenden miniaturisierten Testständen mit gleichem Aufbau (Abbildung 50 oben rechts und unten links) als Referenz. Dann wurden die Reflektorelemente an zwei Tagen eingesetzt, wobei diese jeweils zur Mittagszeit von West nach Ost umgestellt wurden. Die Versuchsreihe konnte an aufeinanderfolgenden Tagen mit weitgehend wolkenlosen Einstrahlungsbedingungen durchgeführt werden. An den zwei Versuchstagen erbrachte die Struktur einen zusätzlichen Ertrag von immerhin ca. + 30 %.

Die Versuche wurden weitergeführt, wobei zunächst insbesondere die «Reichweite» des Effekts im PV-System untersucht werden sollte. Diese ist sicher begrenzt, könnte aber gerade für Dachanlagen mit inhärent begrenzter Fläche interessant sein. Auch die Höhe des Reflektors ist in dieser Hinsicht ein zu untersuchender Faktor. Diese Frage nach der Abhängigkeit des Ertrages vom Abstand zum Reflektor sowie der Reflektorhöhe wurde im Juni 2024 weiter untersucht (Abbildung 51).

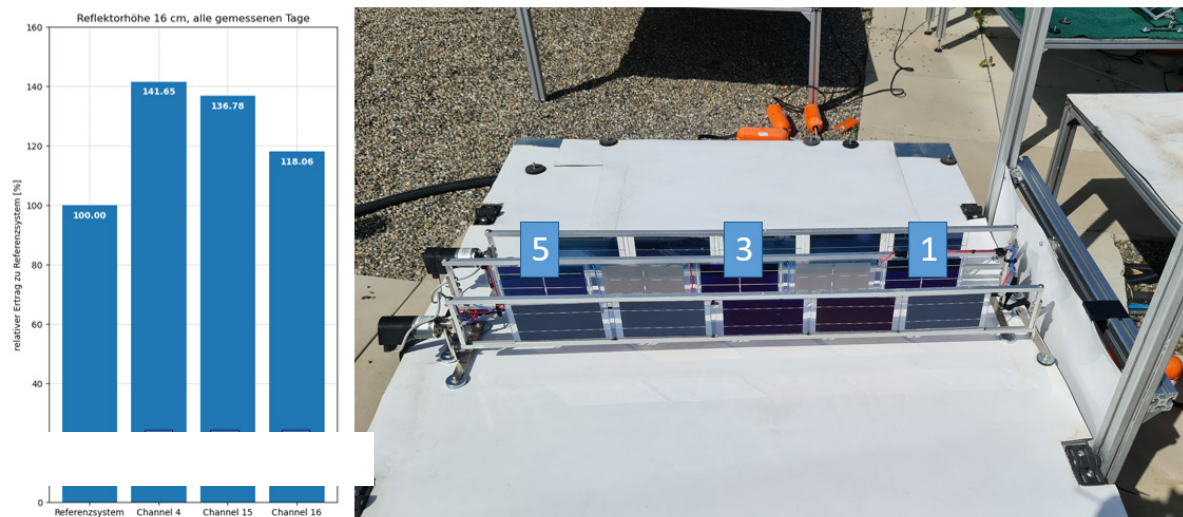


Abbildung 51: Messergebnis und Systemaufbau Reflektorenmessung Juni 2024 unter «clearsky» Bedingungen

An drei aufeinander folgenden Wochen wurden jeweils das erste, dritte und fünfte Modul einer mittleren vertikal O/W aufgestellten Reihe vermessen (siehe Abbildung 51). Als Reflektor wurde jeweils nur ein nordseitiger Reflektor fix montiert. In der ersten Woche entsprach die Reflektorhöhe der Modulhöhe, in der zweiten Woche der doppelten und in der dritten Woche der dreifachen Modulhöhe. Über den gesamten Messzeitraum war mehrheitlich klarer Himmel vorhanden. Die Referenz bildete ein einzelnes zentrales Modul einer Anordnung von 3 Reihen à 5 Modulen. Wie in den vorherigen Messungen wurde auch hier eine Steigerung des Energieertrags durch den Einsatz des Reflektors festgestellt. Allerdings zeigten die Versuche mit unterschiedlichen Reflektorhöhen entgegen den Erwartungen Effekte, die bislang nicht verstanden wurden. Insbesondere hatte die Reflektorhöhe keinen wesentlichen Einfluss auf die Ergebnisse, es wurden vergleichbare Effekte aufgezeichnet. Aus diesem Grund sollten gegen Ende des Projektzeitraums, im November 2024, nochmals direkt vergleichende Messungen durchgeführt werden, um die Fragestellung zu klären. Für diesen Durchgang wurden als Referenz ebenfalls die Messwerte von 3 Modulen aufgenommen, um jede Position mit der entsprechenden Referenzposition vergleichen zu können. Die Messung lief über einen Zeitraum von 11 Tagen unter bedecktem Himmel, also bei einem hohen Anteil an diffuser Einstrahlung. Die Messung ergab einen kleinen Mehrertrag für das Modul direkt vor dem Reflektor. Die anderen 2 Module wiesen jedoch einen Minderertrag auf und insgesamt wurde durch beide Systeme ungefähr gleich viel Ertrag generiert. Generell sind die vergleichenden Outdoor-Versuche in den Wintermonaten mit geringer Globalstrahlung



wenig direkter Einstrahlung schwieriger zu interpretieren und sollten unter besseren Bedingungen fortgeführt werden.

Obwohl somit ein prinzipiell positiver Effekt durch Reflektoren vorhanden ist, wie auch die in Abbildung 50 gezeigten Versuche demonstrieren, zeigten die nachfolgenden Versuchsreihen, dass die realen Verhältnisse komplizierter als gedacht und noch nicht verstanden sind. Eine Hypothese ist, dass durch den permanent aufgerichteten Reflektor an der Nordseite die positiven Effekte aufgrund der Reflexion bei direkter Einstrahlung zwar vorhanden sind, aber die Reflektoren bei bedeckten Verhältnissen eine Abschirmung der diffusen Strahlung bewirken können. Dem könnte man mit einer aktiven Steuerung auch des nordseitigen Reflektors begegnen, es muss aber gesagt werden, dass weitere Untersuchungen notwendig sind, bevor hier eine Aussage gemacht werden kann.

4.6 Simulationen und Vergleich mit Messdaten

Im folgenden Abschnitt werden Ergebnisse aus Simulationen vorgestellt und die Erkenntnisse diskutiert. Simulationen lassen sich sowohl mit Testreihen der miniaturisierten Systeme als auch mit Messungen an kommerziellen Modulen im BIFOROT vergleichen. Erkenntnisse zu den Simulationen wurden auch in einem zeitlich überlappenden BFE-Projekt (P&D) zur Kombination von Gründach und PV an realen Systemen in Langzeitmessungen untersucht [15]. Da die resultierenden Ergebnisse zu der hier verfolgten Fragestellung passen, aber nicht konkret in diesem Projekt bearbeitet wurden, werden die Ergebnisse angeführt, aber nicht im Detail gezeigt.

Durch den Vergleich der gemessenen mit simulierten Ertragswerten sollte die Vorhersagegenauigkeit der Simulationen getestet und Messergebnisse plausibilisiert werden. Simulationen, beispielsweise mit PVsyst, sind für typische Standardsysteme mit Südausrichtung oder auf üblichen Hausdächern seit langem akzeptiert und validiert. Anders ist das bei praktisch allen in diesem Projekt umgesetzten Systemansätzen. Insbesondere wenn die Verschattungssituation komplexer wird und beispielsweise auch bifaziale Module eingesetzt werden, liefern Simulationen ein Ergebnis, aber es ist unklar, inwieweit die Aussagen die Realität widerspiegeln. Andere Szenarien lassen sich nur in angenäherter Form in der Simulation umsetzen, was die Unsicherheit weiter erhöht. Durch Vergleich mit den experimentell realisierten Systemen lässt sich die Vorhersagegenauigkeit für die jeweiligen Szenarien abschätzen. Liegt die Vorhersage nahe bei den Messwerten, dann werden auch die Simulationen ähnlicher Systeme mit variierten Parametern annähernd zutreffen. Ein Beispiel wäre die Vorhersagegenauigkeit bei vertikalen Systemen und die Variation der Reihenabstände.

Als Simulationstools eingesetzt wurden PVsyst und PVcase Yield. PVsyst ist ein seit langem eingesetztes und allgemein akzeptiertes Tool, welches über die Jahre ständig weiterentwickelt wurde. Bifaziale Systeme können mit neueren Versionen simuliert werden, wobei jedoch unendlich ausgedehnte Reihen («unlimited sheds») vorausgesetzt werden. Einige Systemtypen können nicht oder nur in angenäherter Form simuliert werden, insbesondere im bifazialen Fall. Das rechenaufwändigere «ray-tracing»-basierte PVcase sollte zur Erfassung von Systemen auf begrenzten Flächen gut geeignet sein, bringt aber auch Einschränkungen mit sich, wie die zur Zeit der Durchführung des Projektes nicht möglichen Simulation von Modulen mit Stringunterteilung und Bypass-Dioden- neuere Versionen werden diese Möglichkeiten beinhalten. PVCase ist ein 3D-Planungs- und Simulationstool, bei welchem man die Systeme in einem 3D CAD direkt plant. Diese 3D-Modelle können dann mit dem zusätzlichen PVCase Yield oder mit PVSyst direkt simuliert werden.

4.6.1 Vertikal bifazial bei variierender GCR: Messung vs. Simulation

Die Simulation vertikal installierter Module mit beiden Tools wurde anhand realer Systeme in einem zeitlich überlappenden P&D Gründachprojekt eingehend in Langzeitversuchen untersucht [15]. Es macht daher nur wenig Sinn die prinzipielle Eignung der Tools nochmals in nachgestellten miniaturisierten Systemen zu verifizieren. Die erwähnten realen Systeme auf dem Gründach sind allerdings mit fixer GCR von ca. 50 % aufgebaut. Anhand der Vergleiche mit miniaturisierten Systemen wird zusätzlich abgeschätzt, wie die Variation der Reihenabstände simuliert werden kann.



Bei den vertikalen Installationen im Gründachprojekt wurden im Wesentlichen vier Systemtypen mit zwei unterschiedlichen Modulabmessungen und zwei in der Albedo leicht variierenden Untergründen realisiert. Jeweils zwei Module werden mit einem Optimizer betrieben, wodurch sich Verteilungen der Messergebnisse über die Dachfläche ergaben, die durch Verschattungsanalysen begleitet wurden. Die Simulationstools wurden mit weitgehend gemessenen Einstrahlungsdaten durchgeführt.

Bei den vertikalen Systemen zeigte sich eine erstaunliche Übereinstimmung zwischen Messung und Simulationen, trotz der bereits dichten Anordnung. Bei drei der vier vertikalen Systeme lagen die simulierten Werte bei beiden Tools innerhalb der Schwankungsbreite der Messwerte für einen spezifischen Systemtyp. Bei einem der vertikalen Systeme (grosse Module auf dunklerem Substrat) lagen die Messwerte niedriger als die Simulationen, was aber durch Artefakte in der Stringauslegung erklärt werden konnte.

Die Abweichungen zwischen Messwerten und simulierten Werten sind meist deutlich geringer als 10 %. Dennoch zeigten die vertikalen Systeme unter ungünstigen Bedingungen (geringe Einstrahlungswerte und hoher Diffusanteil im Winter) die stärksten Abweichungen aller untersuchten Systeme von teilweise auch über 15 %. Dies entspricht den Ergebnissen aus einer sehr detaillierten Untersuchung, in welchen der BIFOROT in Südausrichtung mit einer GCR von 33 % und einem Winkelbereich von 0° bis 90° betrieben wurde. Die Abweichungen mehrerer Simulationstools (PVsyst, MoBiDiG (ISC Konstanz), BigEye (ECN/TNO)) wurden dabei am zentralen Modul in Abhängigkeit von den Kippwinkeln und von den Einstrahlungsbedingungen untersucht [6] (Anmerkung: Damals ohne PVcase). Dabei zeigten sich ebenfalls die grössten Abweichungen der Simulationstools untereinander und zu den Messwerten für vertikale Ausrichtung und diffuse Einstrahlung geringer Intensität. Bei hoher Einstrahlung, geringem Diffusanteil und Kippwinkeln von ca. 30° bei Südausrichtung wurden kleine Abweichungen im Bereich von ± 2 % und zumeist sogar nur ± 1 % beobachtet, welche sich unter ungünstigen Bedingungen und vertikaler Installation zu den beschriebenen Unterschieden erweiterten. Hierbei muss erwähnt werden, dass die Erträge unter diesen Einstrahlungsbedingungen nur wenig zum Gesamtertrag beitragen.

Für die Reihenabstände mit 50 % und 33 % Flächennutzungsgrad werden somit für reale vertikale Systeme unter günstigen Bedingungen mit höherer Einstrahlung durchaus vergleichbare Vorhersagegenauigkeiten wie für eher klassischere Systeme erreicht, wobei unter ungünstigeren Bedingungen die beschriebenen höheren Abweichungen beobachtet werden.

Anhand der miniaturisierten Teststände wurden Simulationen jeweils eines vertikalen bifazialen Systems mit variabler GCR und einer Albedo von 0.2 relativ zu einer freistehenden monofazialen, nach Süden ausgerichteten Referenzanlage betrachtet. Die in Abbildung 52 gezeigten Ergebnisse basieren auf Simulationen mit PVsyst und PVcase sowie auf Messdaten der miniaturisierten Testsysteme. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird nur die Albedo von 0.2 betrachtet.

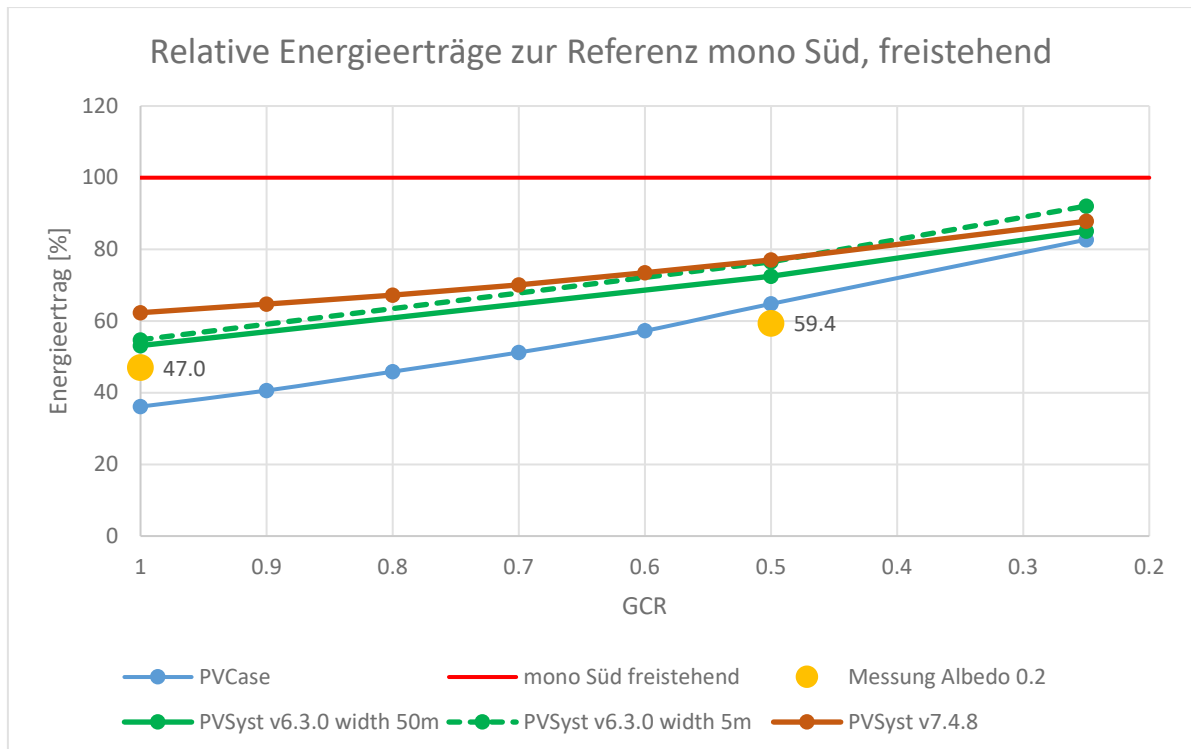


Abbildung 52: Vergleich der Energieerträge vertikaler bifazialer Systeme bei variabler GCR und einer Albedo von 0.2 relativ zu einer freistehenden monofazialen, nach Süden ausgerichteten Referenzanlage. Simulationsergebnisse durch PVsyst und PVcase sowie Messdaten der Miniatursysteme.

Die rote Linie repräsentiert die Werte des simulierten Referenzsystems (monofazial, freistehend und nach Süden ausgerichtet). Für PVsyst liegen insgesamt drei Datenreihen vor. Die Werte der grünen Linien stammen aus einer älteren Simulation von 2015 (Version 6.3.0). Wie bereits beschrieben, wurden hierfür zwei Module «back to back» simuliert, um Bifazialität zu imitieren. Dabei wurde ein einzelnes Modul, in einem ansonsten durch Abschattungselemente repräsentierten vertikalen System, simuliert. Dies ermöglicht auch die Simulation von Systemen mit verschiedener Reihenlänge (Anzahl nebeneinander platzierter Module), wie sie bei unterschiedlichen Dachabmessungen möglich sind. Die gestrichelte grüne Linie repräsentiert Werte von Reihen mit 50 m Länge, die durchgezogene solche mit 5 m Länge. Die braune Linie stellt die Werte der neueren Simulation mit der PVsyst-Version 7.4.8 dar, welche die Simulation vertikaler bifazialer Systeme ermöglicht. Die alten «back to back»-Simulationsergebnisse werden hier deswegen gezeigt, weil sie sich zur Abschätzung der Erträge für reale vertikale Systeme auf Gründächern mit geringer Albedo als gut geeignet erwiesen [15]. Gerade für Systeme mit limitierter Ausdehnung auf Flachdächern konnten die begrenzten Systeme durch Abschattungselemente dargestellt werden, während mit der neueren PVsyst-Version bifazial vertikal simuliert werden kann, aber von unendlicher Reihenlänge («unlimited sheds») ausgegangen wird. Andererseits ergaben PVsyst-Simulationen trotz dem «unlimited sheds»-Ansatz, sehr gute Übereinstimmungen mit den Messwerten des damals südausgerichteten BIFOROT in früheren systematischen und detaillierten Untersuchungen [6]. Das «ray-tracing»-basierte PVcase sollte ebenfalls zur Erfassung von Systemen auf begrenzten Flächen gut geeignet sein. Die blaue Linie zeigt die Werte wie durch PVcase simuliert, die orangenen Punkte stellen die Messwerte der Miniatursysteme dar.

Die Simulationsergebnisse für den relativen Energieertrag in Abbildung 52 zeigen bei kleineren GCR-Werten, also grösserem Reihenabstand, eine Schwankungsbreite von ca. 10 %. Bei zunehmender GCR fällt auf, dass die Ergebnisse der PVsyst-Ansätze weiter recht dicht beieinanderbleiben und sich vor



allein die Steigung des Graphen bei Einsatz der neueren PVsyst-Variante (bifazial, «unlimited sheds») ändert. Ebenso fällt auf, dass die Abstände der Graphen für die PVsyst- und PVcase-Simulationen bei zunehmender GCR grösser werden. Die unterschiedlichen Ansätze beider Simulationstools führen bei den zunehmend komplizierteren Verhältnissen mit geringen Reihenabständen vertikaler Module zu grösseren Unsicherheiten bei den Berechnungen.

Die Abweichungen der Simulationen zu den Messwerten sind bei den miniaturisierten Systemen grösser als bei den realen Systemen. Dies gilt auch für den Wert des Systems mit einer GCR von 50 %, wie er bei den realen Gründachsystemen umgesetzt wurde. Es ist naheliegend davon auszugehen, dass die Strukturen bei den miniaturisierten Testständen mit massstäblich gesehen grösserer Ausführung (Glasdicke, Streben, Rahmen, ...) zu stärkeren Abschattungseffekten führen, welche durch die Simulationstools nicht erfasst werden können. Zu der grundsätzlich zunehmenden Unsicherheit bei kleinen Reihenabständen und vertikaler Installation sind deshalb die gemessenen Ertragswerte, die dem miniaturisierten Messsystem gewonnen wurden, sowohl in der Simulation als auch im Vergleich zu realen Systemen geringer.

Dennoch wird sowohl durch die Simulationen wie auch durch die miniaturisierten Teststände, die Ertragsänderung bei GCR-Änderung, also die Steigung der Graphen in Abbildung 52, vergleichbar wiedergegeben. Beides sind Voraussetzungen, um sowohl bei Simulation wie auch beim Einsatz von miniaturisierten Testständen Abschätzungen bei Parametervariationen durchführen zu können. Tatsächlich zeigen sowohl die Simulationen wie auch die Messungen, dass der spezifische Ertrag bei GCR 1 in etwa 75% des Wertes bei GCR 0.5 erreicht. Somit können die Simulationstools dazu eingesetzt werden, um die Verläufe des spezifischen und damit auch des flächenspezifischen Ertrages bei variierten Reihenabständen abzuschätzen.

Im Anhang werden noch für PVcase Simulationen qualitativ mit Messungen des BIFOROT in 90°-Position und vertikalen miniaturisierten Systemen verglichen.

4.6.2 Vergleich der Generationsprofile eines miniaturisierten PV-Systems Ost/West monofazial mit Simulationen

In diesem Abschnitt werden beispielhaft qualitative Vergleiche zwischen den Messergebnissen eines miniaturisierten Systems und den Simulationsergebnissen mit PVcase vorgenommen. Zu diesem Zweck werden die Leistungskurven von 6 exemplarischen Tagen normiert und übereinandergelegt.

In Abbildung 53 sind die Pmpp-Verläufe für zwei Systeme an den 6 Tagen abgebildet. Die durchgezogenen Linien markieren jeweils die Messdaten der miniaturisierten Systeme und die gestrichelten Linien die PVcase-Simulationsdaten. Der Vergleich erfolgt hier für ein monofaziales 10° geneigtes und O/W ausgerichteten System.

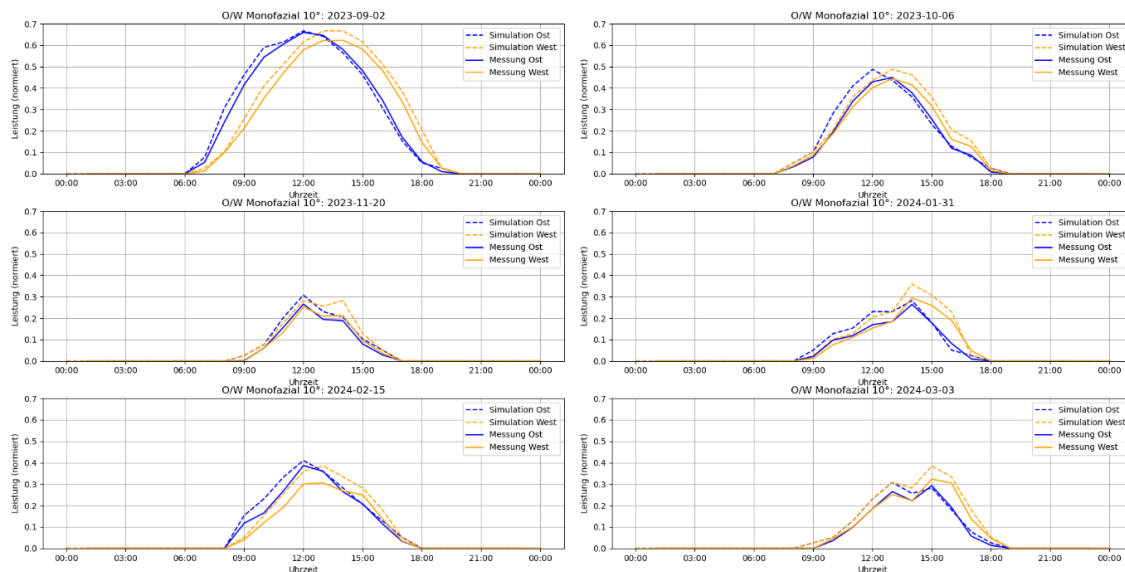


Abbildung 53: Vergleich Messdaten (durchgezogene Linien) und PVcase Simulationsdaten (gestrichelte Linien) für ein Miniatursystem O/W monofazial, 10° geneigt an 6 exemplarischen Tagen (02.09.2023, 06.10.2023, 20.11.2023, 31.01.2024, 15.02.2024, 03.03.2024)

Dieses System stellt eine klassische und typische Installationssituation dar und lässt sich mit PVcase gut simulieren, wie sich im qualitativen Vergleich am ähnlichen Verlauf der gestrichelten und durchgezogenen Linien erkennen lässt. Die beste Übereinstimmung zeigt sich bei einem hohen Anteil an Direktstrahlung (02.09.2024). Verbleibende Abweichungen könnten durch nicht simulierbare Umweltfaktoren, wie lokale Verschattungen, entstehen. Auch Komponenten wie Modulrahmen, Unterkonstruktionen oder andere Elemente verursachen Verschattungen, welche die Messungen beeinflussen, aber nicht in den Simulationen berücksichtigt werden können.

Über die Simulation des vergleichbaren Systems mit bifazialen Modulen wird im folgenden Abschnitt berichtet, da dieses über den Umweg eines ähnlichen Systems betrachtet wird.

4.6.3 Simulation des Ost-West höher aufgeständerten bifazialen Systems

Das flach installierte Ost/West-System das als Referenz dient, ist monofazial und lässt sich gut mit den gängigen Simulationstools simulieren. Der experimentelle Ertragsvergleich mit dem ähnlich aufgebauten miniaturisierten System mit bifazialen höher aufgeständerten Modulen (vgl. Abschnitt 4.2) erbrachte einen sehr hohen Mehrertrag von ca. 15 %. Das ist ein vergleichsweise hoher «bifacial gain» welcher der geringen Ausdehnung des Testsystems und der hohen Albedo geschuldet ist.

Die Simulation dieses bifazialen Systems durch PVsyst nicht möglich, da bei bifazialen Modulen nur gleiche Kippwinkel simuliert werden können. Somit sind dachförmige oder «Butterfly»-Anordnungen nicht darstellbar. Durch die geringe Verkippung von 10° können derartige Anordnungen aber durch eine horizontale Ausrichtung aller Module bei der Simulation annähernd dargestellt werden, da dies nur zu einer leichten Überschätzung der Erträge führt (ca. 1.5 %).

Bei einer Simulation eines angenäherten bifazialen Systems (0° Kippwinkel, 3 Reihen) durch PVsyst ergaben sich sehr viel niedrigere Mehrerträge als im Experiment und anhand der Vergleiche mit realen Systemen [19] oder der geringen Ausdehnung anzunehmen gewesen wäre. Bei einer Variation der Reihenabstände in der Simulation zeigte es sich, dass PVsyst für extrem enge (wie in diesem Fall) und extrem weite (100 m) Reihenabstände ab gewissen Werten unrealistische und schnell abnehmende bzw. zunehmende Mehrerträge lieferte, während der breite Bereich dazwischen liegender



Reihenabstände Werte lieferte, wie sie auch experimentell bestimmt wurden. Zu einem Teil wird die Unterschätzung der Mehrerträge auf die als unendlich lang angenommenen Modulreihen zurückzuführen sein.

Für das bifaziale System wird der signifikante experimentell bestimmte Mehrertrag als realistisch angesehen. Der Mehrertrag gegenüber einem monofazialen Referenzsystem wird stark von der Dimension der Kollektorfelder, der Aufständerungshöhe und der Albedo des Dachs abhängen. Aufgrund der geringen Mehrkosten und des möglichen Mehrertrages hat dieser Systemtyp jedoch ein hohes Potential für die praktische Anwendung und kann zu wirtschaftlich günstigen Ergebnissen führen. Weitere Untersuchungen zu variiert Höhe und Anordnungen und Pilot- und Demonstrationsprojekte wären in dieser Hinsicht sehr interessant und wichtig.

Die Schwierigkeiten bei der Ertrags-Simulation von horizontalen bifazialen Systemen haben vermutlich auch Auswirkung auf die Genauigkeit der simulierten bifazialen HSAT-Erträge in enger Anordnung. Auch wenn die Simulationen vertikaler bifazialer Systeme recht gut funktionierte, wird die horizontale Position zumindest durchlaufen und der bifaziale HSAT-Mehrertrag kleiner Systeme unterschätzt werden.

4.6.4 Vergleich HSAT vs. Miniaturesystem vs. Simulation

Das permanent rotierende Testsystem «BIFOROT» lieferte im PV-Eye Projekt einerseits Daten auf der Basis realer Module für ein dicht gestelltes (GCR 1) bifaziales System mit ständig variierenden Kippwinkeln. Andererseits konnten die Messungen realer Module sowohl mit Simulationen wie auch mit den Messungen miniaturisierter Systeme verglichen werden. Die ursprünglich vorgesehene Realisierung miniaturisierter Trackersysteme wurde im Verlauf des Projekts nach mehreren Anläufen aufgegeben, da die Systeme zwar prinzipiell funktionstüchtig waren, aber synchronisierte Messungen mit dem BIFOROT über längere Zeiträume aufgrund der Komplexität scheiterten. Dennoch konnten die Messungen des BIFOROT in vertikaler und horizontaler Position mit Simulationen und Messwerten miniaturisierter Systeme verglichen werden.

HSAT-Simulationen wurden auch herangezogen, um den Mehrertrag des HSAT zum flach installierten Referenzsystem abzuschätzen (vgl. Abbildung 46) und um die simulierten Winkelverläufe des Backtracking mit den experimentell bestimmten Verläufen zu vergleichen. Wie im entsprechenden Abschnitt erwähnt, ergaben sich überraschend übereinstimmende Winkelverläufe aus der Backtrackingsimulation und der experimentellen Bestimmung. Es ergab sich zudem eine überraschend gute Übereinstimmung bei der Ermittlung des Mehrertrages rein durch das Tracking mit den experimentellen Werten im Bereich von 3 bis 5 % (Tracking vs. 0°, beide auf BIFOROT mit Albedo 0.5). Im Hinblick auf den Mehrertrag könnte das übereinstimmende Ergebnis, allerdings auch eher zufällig sein, da die Simulation des bifazialen horizontalen Systems begrenzter Ausdehnung durch PVsyst bei enger Anordnung unrealistisch niedrige Mehrerträge erbrachte und sich dies entsprechend auch bei Trackingwinkeln nahe 0° entsprechend auswirken wird. Ebenso stellt der experimentell ermittelte Mehrertrag durch das Tracking eher eine untere Grenze dar, da sich die zahlreichen Abweichungen vom gewünschten System, wie auch zusätzliche Verschattungen, negativ auswirken. In einem HSAT-System mit optimiertem Design ist mit einem höheren Mehrertrag zu rechnen.

4.6.5 Fazit Simulationen

Wie erwartet sinkt die Vorhersagegenauigkeit der Simulationen mit der Komplexität des Verschattungsszenarios. Bei flachen Standardsystemen stimmen die Verläufe gut überein, während bei den Vergleichen zwischen Messungen und Simulationen bei vertikaler Installation grössere Abweichungen beobachtet werden. Die Tools haben jeweils eigene Limitierungen (z.B. Berücksichtigung Bypass-Dioden oder unbegrenzte Reihenausdehnung) die sich unter bestimmten Bedingungen mehr oder weniger stark zeigen können. So zeigt sich der Effekt der Bypassdioden bei eng angeordneten vertikalen Modulen (und hoher direkter Einstrahlung) extrem.



Die Abweichungen zwischen Messung und Simulation sind dabei jedoch nicht nur den Simulationstools zuzuschreiben, wie frühere Untersuchungen, auch mit dem BIFOROT, unter weniger extremen Bedingungen zeigten. Die Abweichungen sind auch im Aufbau der Systeme begründet, welche den idealisierten Entwürfen in den Simulationstools nicht entsprechen können. So werden schon bei den gut simulierten miniaturisierten flachen Systemen die breiten Rahmen (auch Glasrand), sowie die Aufbauten allgemein, die Ausdehnung oder die Albedo schon zu Einflüssen führen, die nicht berücksichtigt werden können. Je enger die Module stehen, umso stärker werden die entsprechenden Verschattungseffekte ins Gewicht fallen. Dies gilt insbesondere auch bei den miniaturisierten vertikalen Modulen. Wie frühere detaillierte Untersuchungen zeigten, können typische kommerzielle vertikale installierte Modulsysteme, abgesehen von Randeffekten, mit den Simulationstools sehr gut simuliert werden.

Die quantitative Simulation des bifazialen flach aufgeständerten Systems konnte in PVsyst nicht in dieser Form erfolgen, sodass ein ähnliches System mit 0° Neigung angesetzt wurde. Bei der sehr engen Anordnung zeigte sich dabei eine sehr starke Unterschätzung des bifazialen Mehrertrags gegenüber den Messungen und Erwartungen bei dem System mit begrenzter Ausdehnung.

Da die horizontale Ausrichtung auch bei dem sehr eng gestellten HSAT-System durchlaufen wird ist davon auszugehen, dass dort vergleichbare Effekte auftreten. In beiden Fällen wird somit die Bestimmung des bifazialen Zusatzertrages durch die sehr enge Anordnung erschwert. Der simulierte Backtracking-Winkelverlauf stimmt gut mit den experimentell ermittelten Werten überein.

4.7 LCOE-Betrachtungen

Im folgenden Abschnitt werden für die verschiedenen Systeme die Stromgestehungskosten abgeschätzt. Aufgrund der Toleranzen bei den Messungen und Simulationen in den Jahresenergieerträgen der unterschiedlichen Systeme und den enormen Unsicherheiten bei den Kosten der Komponenten der Systeme können bei den LCOE Betrachtungen nur Tendenzen abgeleitet werden. Dieser Umstand wurde bei der Antragstellung unterschätzt.

Wie bereits erwähnt, standen aufgrund von Ausfällen im Messsystem und der Aussortierung fehlerhafter Daten keine vollständigen Datensätze für ein gesamtes Jahr zur Verfügung. Dieser Herausforderung wurde durch das Auffüllen der Messlücken mit interpolierten Daten begegnet. Dadurch konnten Jahresdaten der Systeme in kWh/kWp und kWh/m² berechnet werden, die eine wichtige Grundlage für die folgende Berechnung der LCOE darstellen aber auch Unsicherheiten in sich bergen.

Zur Abschätzung der LCOE der in diesem Projekt untersuchten Systeme wurden als Anhaltspunkt für die Systemkosten, in Anlehnung an das Fraunhofer ISE [21], für 1 kWp installierte Anlage Kosten von ca. 1000 CHF/kWp angesetzt. Im Unterschied zum Ansatz des ISE wurden zusätzlich noch Kosten für die Dachfläche an sich mit einbezogen.

Kosten für Unterkonstruktion:	130	CHF
Kosten für Module:	310	CHF
Kosten für Inverter:	60	CHF
Kosten für Arbeitskräfte:	200	CHF
Kosten für die Fläche:	100	CHF
Kosten für Planung usw.:	200	CHF

Dieser Ansatz wurde gewählt, um den Effekt der optimierten Flächennutzung zu verstärken. Bei einer Betrachtung des «Net Present Value» könnte man diesen Effekt besser untersuchen, weil Anlagen mit höheren flächenspezifischen Erträgen bei gegebener Dachfläche zu höheren absoluten NPV Werten führen. Dies ist Teil von Folgearbeiten, die in weiteren Projekten und in Studienarbeiten bearbeitet werden sollen.



Bei dem gewählten Ansatz ändert sich der Anteil der Kosten für die Fläche mit dem Flächennutzungsgrad. Beispielsweise ist bei einem Flächennutzungsgrad von 50% der Anteil der Flächenkosten gegenüber einer Anlage mit einem GCR von 100% doppelt so hoch.

Die UK für hoch aufgeständerte und vertikale Systeme wurde nach einem Vergleich der Preise verschiedener Unterkonstruktionen aus der Offerte eines Industriepartners auf um einen Faktor 3 höher als eine UK für ein flach aufgeständertes Kiesdach angenommen. Bezogen auf HSAT-Systeme für Flachdächer fehlen jedoch solche Erfahrungswerte. Dasselbe gilt für die Implementation von Bodenreflektoren «Ground sculpting». Deshalb wurden für die folgende Kostenuntersuchung die LCOE für diese Systeme auf den Wert eines vertikal installierten Systems festgesetzt und berechnet, was an Budget für die Unterkonstruktion vorhanden wäre. Für die Wartungs- und Unterhaltskosten wurden für das HSAT-System 10 % der Investitionskosten für die UK angenommen. Die LCOE-Berechnungen erfolgten mit einem an der ZHAW entwickelten, Matlab basierten Software-Tool.

Die Betriebskosten aller weiteren Anlagen wurden anhand der Ansätze für Betriebskosten-Planungswerte von EnergieSchweiz [22] abgeschätzt. Die Zahlen wurden vom Bundesamt für Energie in Zusammenarbeit mit der ZHAW Winterthur ermittelt und 2019 publiziert. Für ein Flachdach $\leq 100 \text{ m}^2$ wurden für die Betriebskosten 3.5 Rp./kWh und für ein Flachdach $\leq 10'000 \text{ m}^2$ 2.5 Rp./kWh angesetzt. Nicht mit einberechnet wurden die Mehrkosten für die Wartung von Gründächern.

Die Stromgestehungskosten LCOE wurden mit der gängigen Formel (1) berechnet.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^N c(t)(1+r)^{-t}}{\sum_{t=0}^N EY_0(1 - \text{deg})^t(1+r)^{-t}} \quad (1)$$

In Formel (1) bezeichnet $c(t)$ die Kosten im jeweiligen Jahr, EY_0 den Energieertrag ohne Degradation und r den Diskontsatz. Für die Kalkulationen wurde von 100 % Einspeisung mit einer zeitlich konstanten Einspeisevergütung von 10 Rp./kWh ausgegangen.

Tabelle 1 zeigt die Ergebnisse der LCOE Berechnungen.



Tabelle 1: Ergebnisse der LCOE-Berechnungen für Flachdächer $\leq 100 \text{ m}^2$ und $\leq 10'000 \text{ m}^2$ verschiedener Systeme bei variierender GCR (50 % und 100 %)

Typ/ Zusatznutzen	Referenz Monofazial Ost/West Tilt 10°		Bifazial Ost/West Tilt 10°		Monofazial Süd Tilt 10°		Bifazial Ost/West vertikal Mountain Roof (Albedo 0.5)		Bifazial Ost/West vertikal Gründach		Bifazial Ost/West vertikal Ground Sculpting		Bifazial Ost/West HSAT					
Flachdach bis 100 m²	GCR 100 %	950 KWh/kWp	GCR 100 %	1111.5 kWh/kWp	GCR 80 %	1016 KWh/kWp	GCR 50 %	1020 KWh/kWp*	GCR 50 %	720 KWh/kWp*	GCR 100 %	750 KWh/kWp	GCR 100 %	1156 KWh/kWp				
		190 kWh/m²		222 kWh/m²		163 kWh/m²		102 kWh/m²		72 kWh/m²		150 kWh/m²		231.2 kWh/m²				
								0.28 CHF/kWh		0.42 CHF/kWh								
								715 KWh/kWp		570 KWh/kWp								
		0.17 CHF/kWh		0.14 CHF/kWh		0.19 CHF/kWh	GCR 100 %	143 kWh/m²	GCR 100 %	114 kWh/m²		0.25 CHF/kWh		0.25 CHF/kWh				
								0.25 CHF/kWh		0.32 CHF/kWh								
Flachdach 10000 m²	GCR 100 %	950 KWh/kWp	GCR 100 %	1111.5 kWh/kWp	GCR 80 %	1016 KWh/kWp	GCR: 50 %	1020 KWh/kWp	GCR 50 %	720 KWh/kWp*	GCR 100 %	750 KWh/kWp	GCR 100 %	1156 KWh/kWp				
		190 kWh/m²		222 kWh/m²		163 kWh/m²		65 kWh/m²		55 kWh/m²		150 kWh/m²		231.2 kWh/m²				
								0.15 CHF/kWh		0.22 CHF/kWh								
								715 KWh/kWp		570 KWh/kWp								
		0.10 CHF/kWh		0.08 CHF/kWh		0.10 CHF/kWh	GCR 100 %	180 kWh/m²	GCR 100 %	118 kWh/m²		0.15 CHF/kWh		0.15 CHF/kWh				
								0.15 CHF/kWh		0.20 CHF/kWh								



Die experimentellen Messergebnisse zeigten, dass mit dem HSAT-System höhere spezifische- und flächenspezifische Erträge als mit dem flach aufgeständerten Referenzsystem bei 100 % GCR möglich sind. Zum grossen Anteil jedoch sind die zusätzlichen Erträge auf den Bifacial Gain zurückzuführen. Um die oben aufgeführten LCOE-Werte (Entsprechend einem vertikalen aufgeständerten System mit hoher Albedo) in CHF/kWh für ein Dach $\leq 100 \text{ m}^2$ bei einem GCR von 100 % zu erreichen, darf die Unterkonstruktion (inkl. Trackingsystem) maximal das 5.75-fache einer flach aufgeständerten UK auf einem Kiesdach kosten. Die bedeutet eine mögliche Mehrinvestition von 12'350 CHF für ein 20 kWp System oder 617.5 CHF/kWp installierter Leistung. Für das grössere System von ca. 2'000 kWp beträgt der Faktor für die mögliche Mehrinvestition 3. Somit bleibt ein Budget von 520'000 CHF insgesamt oder 260 CHF/kWp.

Mit vertikalen Systemen können bei enger Anordnung weder die modul- noch die flächenspezifischen Erträge des Referenzsystems erreicht werden. Dennoch kann diese Form der Aufständigung aufgrund des günstigeren Generationsprofils, in Kombination mit Gründächern und Anwendung im alpinen Bereich interessant sein. Durch die Bodenreflektoren kann der Ertrag etwas gesteigert werden. Damit sind diese Systeme aufgrund der höheren BOS Kosten im Schweizer Mittelland ohne Gründach wirtschaftlich uninteressant.

Das einzige System, das unter den Annahmen zu niedrigeren Stromgestehungskosten führt als das Referenzsystem, ist das höher aufgeständerte bifaziale System mit einer Neigung von 10° . Durch die höheren Energieerträge bei nur geringfügig höheren Kosten ist dieses System von Interesse für die Umsetzung in der Praxis.

Wie zu erwarten war, liefert das Referenzsystem niedrige Stromgestehungskosten bei zeitlich konstanten Einspeisetarifen. Sobald stündlich zeitabhängige Einspeisetarife umgesetzt werden, kann sich die Wirtschaftlichkeit zugunsten anderer und insbesondere vertikal bifazialer Systeme verändern. Auch bei der Flachdachanlagen im alpinen und in Kombination mit Gründächern haben die vertikal aufgeständerten bifazialen Systeme ihre wirtschaftliche Berechtigung.

5 Schlussfolgerungen und Ausblick

Ziel der Arbeit war herauszufinden, ob es durch neue Systemdesigns möglich ist den flächenspezifischen Energieertrag auf Flachdächern gegenüber einem klassischen monofazialen Ost/West-Referenzsystem mit 10° Neigung und maximaler Belegungsichte von annähernd 100 % GCR zu steigern.

Um durch den Einsatz von bifazialen Modulen den Energieertrag zu steigern wurde in diesem Projekt eine reflektierende Dachfolie der Firma Sika mit einer vergleichsweise hohen Albedo (0.5) eingesetzt. Noch höhere Albedofaktoren sind machbar, werden aber aufgrund potenzieller Verschmutzung im realen Betrieb als unrealistisch angenommen. Im alpinen Bereich kann bei Schneefall höhere Albedowerte erreicht werden. Die vom Boden reflektierte Strahlung kann durch bifaziale Module genutzt werden und macht auch neue Systemanordnungen wie vertikale Modulinstallation für hohe Energieerträge interessant. Die bekannte Ertragsabhängigkeit der vertikalen Systeme von der Albedo motivierte eine Untersuchung dieses Ansatzes auf hellem Untergrund mit varierten Reihenabständen, wobei die Systeme deutlich enger als bei sonst üblichen Anwendungen, wie beispielsweise der Agri-PV, stehen. Zusätzlich günstig können sich Randeffekte («Unterstrahlung», Reflexion vom Boden) aufgrund der begrenzten Fläche auf dem Dach auswirken, da das Verhältnis der Module in Randbereichen zu zentral liegenden Bereichen grösser ist als in ausgedehnten Systemen.

Neben den vertikalen und eher klassischen Systemen wurden auch ungewöhnlichere Ansätze wie Bodenstrukturen zwischen vertikalen Modulreihen und Reflektoren untersucht. Auch HSAT-Tracking wurde für den Einsatz auf Dächern bislang noch nicht systematisch untersucht, wobei auch deutlich geringere Reihenabstände als sonst üblich gewählt wurden, da auf die Maximierung des Ertrages auf der begrenzten Fläche abgezielt wurde.



Vertikale Systeme können höhere spezifische Energieerträge als das Referenzsystem erreichen, was schon aus der Theorie bekannt ist und durch die Messungen bestätigt wurde. In diesem Fall sind jedoch die vertikalen Module annähernd freistehend, was im Hinblick auf die Aufgabenstellung nicht zielführend ist. Mit zunehmender Flächenbelegung sinkt der modulspezifische Ertrag, während der flächenspezifische Ertrag steigt. In den Versuchsreihen wurden auch GCR von 1.3 und 1.5 untersucht was einer höheren Modulbelegung als bei einer vollständig mit Modulen ausgelegten ebenen Fläche entspricht. Tatsächlich wird der flächenspezifische Ertrag der Referenz annähernd erreicht, allerdings sinkt der flächenspezifische Ertrag vertikaler Anordnungen bei $\text{GCR} > 1$ mit zunehmender Belegung, da der modulspezifische Ertrag sehr stark abnimmt. Auch mit höherer Albedo von 50 % durch den weissen Untergrund und auch durch sehr hohe GCR wurden mit vertikalen Systemen keine Steigerungen der spezifischen oder der flächenspezifischen Erträge gegenüber der Referenz erzielt.

Der Einsatz von reflektierenden strukturierten Elementen zwischen vertikalen Modulreihen kann eine Verbesserung der Erträge erbringen. Bei bedecktem Himmel wurde sogar teilweise ein höherer Ertrag als für die flache Referenz erreicht, allerdings sind unter diesen Bedingungen die absoluten Erträge gering und tragen wenig zum Jahresertrag bei. Zudem deuten die geringeren Erträge nach einer Modifikation darauf hin, dass die Bodenstrukturen bei nicht optimaler Ausführung auch schnell zu einer zusätzlichen Verschattung führen können. Insgesamt werden unter Schweizer Bedingungen keine Ertragssteigerung gegenüber der Referenz erreicht.

Selbst wenn man mit vertikalen Systemen dann hinsichtlich der Erträge annähernd in den Bereich der Referenz gelangt, rechnet sich der zusätzliche Aufwand nicht, wenn kein sonstiger Zusatznutzen vorliegt. Beim Einsatz vertikaler Module auf Gründächern ist dies gegeben, wie in einem parallel laufenden P&D-Projekt demonstriert wurde. Dort bleibt die Grünfläche von den Modulen praktisch unbedeckt, im Gegensatz zu typischen flachen Installationen. Bei dem hier untersuchten Ansatz mit weissem Untergrund hoher Albedo ergibt sich solch ein Zusatznutzen nicht. Dies kann sich ändern, falls das Generationsprofil mit vermiedener Mittagsspitze entweder gewünscht oder über tageszeitabhängige Tarife finanziell attraktiv wird. Ebenso kann der Einsatz vertikaler Systeme zur Vermeidung der Schneebedeckung in alpinen Gebieten oder zur Unterdrückung von Verschmutzung sinnvoll sein. Bei häufiger Schneebedeckung kann sich dann auch die hohe Albedo des Schnees auf dem Untergrund nochmals positiv auf die Winterstromgeneration auswirken.

Ein höherer modul- und flächenspezifischer Ertrag als für die Referenz wurde mit bifazialen Modulen bei ansonsten ähnlicher Anordnung erreicht. Die zwei gemessenen Module (Ost und Westausrichtung mit je 10° Neigung im Testsystem lagen dabei im mittleren Bereich des miniaturisierten Testfeldes mit beschränkter Ausdehnung in Form einer 4x5-Anordnung. Für diese Anordnung wurde ein bifazialer Mehrertrag «bifacial gain» von ca. 15 % ermittelt. Dieser ist stark von den spezifischen Installationsbedingungen abhängig und bewegt sich typischerweise in einem Bereich von 10 bis 30 %, je nach Reihenabstand, Albedo und Höhe über Grund, wie Simulationen und Publikationen zeigen. Auch wenn der bifaziale Zusatzertrag von vielen Faktoren abhängig ist und nicht pauschal von den hier ermittelten 15 % ausgegangen werden kann, zeigt sich dennoch, dass hier ein Hebel gegeben ist, um signifikante Ertragssteigerungen gegenüber der Referenz bei vergleichsweise geringem zusätzlichem Investitionsaufwand zu erreichen. Die Höhe über dem Boden ist ein wichtiger Faktor, welcher aber durch praktische (Gewicht, Kosten, Windlast, ...) und regulatorische Gegebenheiten, wie insbesondere die Sichtbarkeit, begrenzt ist.

Um den Zusatznutzen dieses Systemtyps ausnutzen zu können, muss die Ausdehnung des Systems berücksichtigt werden, welche die die Ausleuchtung des Untergrundes stark beeinflusst. Es ist einleuchtend, dass bei einer gedacht unendlichen Ausdehnung die Rückstrahlung vom Grund keine Rolle spielen würde und der bifaziale Zusatzertrag bei der hier gewählten dichten Anordnung annähernd Null wäre. Die begrenzte Ausdehnung ist jedoch ein gerade auf kleineren Flachdächern auftretendes Merkmal, insbesondere wenn man die ohnehin notwendigen Wartungsgänge berücksichtigt, welche nun als «Reflektorflächen» eingesetzt werden können. Für Systeme geringerer Ausdehnung wie in diesem Fall kann der Untergrund des Systems prozentual weitreichender und gleichmässiger ausgeleuchtet werden, was zu höherer rückseitiger Stromproduktion führt. Ähnliches gilt im Hinblick auf diese



Randeffekte für alle Systeme mit bifazialen Modulen sowohl in der klassischen Form wie auch vertikal. So lagen die im Projekt gemessenen Randeffekte bei vertikalen Systemen im Bereich von ca. 3 % für Module im Randbereich. Um diesen Ertragsgewinn nutzen zu können müssen im System entweder Modulwechselrichtern / Optimizer eingesetzt werden oder zumindest die Stringauslegung entsprechend gestaltet sein.

Eine Möglichkeit, die Einstrahlung auf die Module und den Untergrund zu erhöhen, egal bei welcher Systemauslegung, kann der Einsatz von fixen und beweglichen Reflektoren am Rand des Modulfeldes sein. Für die Ost- und Westseite wurden jeweils bewegliche Reflektoren vorgesehen, der nordseitige Reflektor sollte für die Versuche fix installiert bleiben. Die Versuche mit Reflektoren zeigten prinzipiell die positiven Effekte, jedoch traten bei vertiefteren und längerfristig angelegten Untersuchungen zur Reichweite im System Effekte auf, die so nicht erwartet wurden. Aktuell ist eine Hypothese, dass die Reflektoren zwar bei direkter Einstrahlung günstig sind, aber bei bedeckten Verhältnissen ein negativer Einfluss durch die Abschattung der diffusen Strahlung überwiegt, was so nicht erwartet wurde. Angepasste Untersuchungen waren erst zu einem Zeitpunkt möglich, als die Einstrahlungsbedingungen saisonal bedingt ungünstig waren. Anhand der Ergebnisse wird nach wie vor davon ausgegangen, dass bewegliche Reflektoren geeignet sind, um eine merkliche Ertragssteigerung zu erreichen, auch wenn die Versuche nicht mehr abgeschlossen werden konnten.

Eine Ertragssteigerung gegenüber der Referenz wurde neben dem bifazialen, flachen Ansatz auch mit Tracking erreicht. Dass Tracking zu einem höheren Ertrag führt, ist seit langem bekannt und gerade in grossen Freiflächenanlagen ist insbesondere das horizontale einachsige Tracking (HSAT) heute der Standard. Dabei stehen die Tracker jedoch typischerweise so weit auseinander, dass die gegenseitige Abschattung von Modulreihen weitestgehend minimiert wird. Da in diesem Projekt auf Dächern mit beschränkter Fläche der Ertrag maximiert werden soll, werden die Verhältnisse bei sehr eng gestellten Trackern untersucht. Systeme mit vereinfachten Antrieben, wie Flip-Flop-Anlagen, erweisen sich unter diesen Bedingungen als nicht sinnvoll, da sich die Verschattung bei niedrigem Sonnenstand zu stark auswirkt. Um diese Effekte zu unterdrücken ist ein angepasster Winkelverlauf, mit annähernd horizontaler Position in den Morgen- und Abendstunden, notwendig. Derartige Ansätze sind als «Backtracking» bekannt und die entsprechenden Winkelverläufe wurden für die extrem enge Anordnung in diesem Projekt experimentell bestimmt. Für horizontal einachsige nachgeführte Systeme wurde experimentell ein Mehrertrag von knapp 5 % gegenüber der 0° Anstellung erzielt, selbst bei hoher GCR und resultierendem geringem maximalen Neigungswinkel. Die experimentelle Untersuchung erwies in diesem Fall als sinnvoll, da Simulationen die experimentell bestimmten Mehrerträge unterschätzten. Der Mehrertrag gegenüber dem sonst herangezogenen Referenzsystem mit $\pm 10^\circ$ Neigung in Butterfly-Anordnung, wäre nochmals ca. 1 % höher, war aber mit dem unserem HSAT-Testsystem «BIFOROT» aufgrund der simultanen Rotation der Modulreihen experimentell nicht darstellbar. Der Mehrertrag war dabei absolut in den Sommermonaten, relativ in den Wintermonaten höher und zeigte starke monatliche Schwankungen von 2 % bis 12 %, die keinen sehr klaren Verlauf zeigen, da Mehrertrag auch von den wetterbedingten Einstrahlungsbedingungen abhängt. Anzumerken ist dabei, dass dieser Mehrertrag mit einem System erzielt wurde, das in mehrerlei Hinsicht von der idealen Umsetzung abwich. So konnte ein gewünscht kontinuierlicher Winkelverlauf nur durch drei Modulpositionen (0° , $\pm 5^\circ$) nachgestellt werden und ein konstruktionsbedingt breiter Rahmen sorgte für eine starke zusätzliche Verschattung. Somit besteht bei besserer Ausführung das Potenzial höherer Mehrerträge, wobei eine quantitative Angabe schwierig ist und eine verbesserte Versuchsdurchführung in diesem Projekt aufgrund der begrenzten Dauer nicht mehr realisierbar war. Die derzeit realisierten Mehrerträge erlauben noch keine wirtschaftlich sinnvolle Umsetzung.

Insgesamt können somit mit den bifazialen, flach geneigten Modulen und dem HSAT-Ansatz ein höherer modul- und flächenspezifischer Ertrag als mit dem Referenzsystem erreicht werden.

Das Ausnutzen der Randeffekte von Dachanlagen geringer Ausdehnung über eine angepasste Stringauslegung oder Optimizer ist bei allen bifazialen Systemen sinnvoll.

Vertikale Systeme aber auch HSAT bieten durch ihr Generationsprofil Möglichkeiten hinsichtlich einer zeitlich optimierte Stromproduktion. Für eine wirtschaftliche Umsetzung bleibt es jedoch entscheidend,



die Möglichkeiten zeit- und bedarfsorientierter Stromproduktion weiter zu untersuchen und dieses Potenzial für flexible Stromtarife und Lastmanagement strategisch zu nutzen. Die Optimierung dieser Ansätze könnte nicht nur die Wirtschaftlichkeit verbessern, sondern auch zur Stabilisierung und Effizienz des Stromnetzes beitragen.

6 Nationale und internationale Zusammenarbeit

Das PV-Eye Projekt hat Überlappungen mit dem BFE- Pilotprojekt «Energiegründach Mattenbach». Die Ergebnisse sind für die dort agierenden Partner und andere Interessenten an dem Themenbereich Energiegründach / vertikale PV relevant.

Mit der Firma der Simulationssoftware PV Case (Litauen), welche im Projekt eingesetzt wird, stehen wir in enger Kooperation. So wurde uns das Tool für die Arbeiten im Projekt zur Verfügung gestellt, wobei die gemachten Erfahrungen im Gegenzug an PV Case rückgemeldet und gemeinsam diskutiert werden.

In dem Projekt gewonnene Erkenntnisse fliessen direkt in ein gemeinsames BFE-Projekt der Schweizer Fachhochschulen ein, in welchem alpine PV-Anlagen untersucht werden ("Alpine PV Competence", "Alience").

7 Publikationen

Das parallellaufende BFE-Projekt zu Gründächern mit PV hat viele Überschneidungen zum PV-Eye Projekt. Zu diesem Projekt wurden bereits mehrfach Vorträge gehalten, in welchen auch Elemente des PV-Eye Projekts vorgestellt wurden. Bei der bifi PV-Konferenz in Doha / Katar wurde ein Vortrag gehalten, bei welchem kombinierte Erkenntnisse aus beiden Projekten vorgestellt wurden [23]. Aspekte der Arbeit finden sich auch auf der Web-Plattform des vom BFE geförderten ALIENCE-Projekts zu alpinen PV-Systemen [24]. Auf der europäischen EUPVSEC-Konferenz wurde ein Konferenzbeitrag präsentiert [25], welcher auch im pv magazine Erwähnung fand [26].

8 Literaturverzeichnis

- [1] N. Moro, D. Sauter, S. Strebel, und J. Rohrer, „Das Schweizer Solarstrompotenzial auf Dächern“, 2021, doi: 10.21256/ZHAW-2652.
- [2] „Masdar, EWEC announce 5 GW/19 GWh solar-plus-storage project in Abu Dhabi“, pv magazine International. Zugriffen: 3. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.com/2025/01/14/masdar-ewec-announce-5-gw-19-gwh-solar-plus-storage-project-in-abu-dhabi/>
- [3] P. Singh, „First large-scale PV project with battery storage - GOLDBECK SOLAR builds 32-megawatt system for RheinEnergie in Lärz/Rechlin“, Goldbeck Solar GmbH. Zugriffen: 3. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://goldbecksolar.com/en/first-large-scale-pv-project-with-battery-storage-goldbeck-solar-builds-32-megawatt-system-for-rheinenergie-in-laerz-rechlin/>
- [4] D. Anderegg, S. Strebel, und J. Rohrer, „Photovoltaik Potenzial auf Dachflächen in der Schweiz“, ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, Juli 2022. doi: 10.21256/zhaw-2425.
- [5] M. Klenk, „Bifacial modeling with the BIFOROT“, gehalten auf der 5th bifi PV workshop, 5th bifi PV workshop, Denver, USA, Sep. 2018. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bifipv-workshop.com/2018denverproceedings>
- [6] H. Nussbaumer u. a., „Accuracy of simulated data for bifacial systems with varying tilt angles and share of diffuse radiation“, *Sol. Energy*, Bd. 197, S. 6–21, Feb. 2020, doi: 10.1016/j.solener.2019.12.071.



- [7] D. Berrian, J. Libal, M. Klenk, H. Nussbaumer, und R. Kopecek, „Performance of Bifacial PV Arrays With Fixed Tilt and Horizontal Single-Axis Tracking: Comparison of Simulated and Measured Data“, *IEEE J. Photovolt.*, Bd. 9, Nr. 6, S. 1583–1589, Nov. 2019, doi: 10.1109/JPHOTOV.2019.2924394.
- [8] G. J. M. Janssen u. a., „How to Maximize the kWh/kWp Ratio: Simulations of Single-Axis Tracking in Bifacial Systems“, *35th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. Exhib. 1573-1577*, 2018, doi: 10.4229/35thepvsec20182018-6bo.7.5.
- [9] H. Nussbaumer, M. Klenk, M. Morf, und N. Keller, „Energy yield prediction of a bifacial PV system with a miniaturized test array“, *Sol. Energy*, Bd. 179, S. 316–325, Feb. 2019, doi: 10.1016/j.solener.2018.12.042.
- [10] H. Nussbaumer, M. Klenk, M. Morf, J. Meister, und D. Werner, „Miniaturized Model Kit for Yield Measurements of PV Systems — Concept and Application“, in *2020 47th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, Calgary, AB, Canada: IEEE, Juni 2020, S. 1093–1095. doi: 10.1109/PVSC45281.2020.9300554.
- [11] „Free 3D Modeling Software | 3D Design Online | SketchUp Free Subscription | SketchUp“. Zugegriffen: 24. Januar 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.sketchup.com/de/plans-and-pricing/sketchup-free>
- [12] A. Cuevas, „The early history of bifacial solar cells“, gehalten auf der 20th EUPVSEC, Barcelona, 2005.
- [13] M. R. Khan, E. Sakr, X. Sun, P. Bermel, und M. A. Alam, „Ground sculpting to enhance energy yield of vertical bifacial solar farms“, *Appl. Energy*, Bd. 241, S. 592–598, Mai 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.01.168.
- [14] H. Nussbaumer, M. Klenk, M. Morf, G. Fil, und F. Caragiet, „Comparative Energy Yield Study of Vertically Installed Bifacial PV Modules Measured by a Minaturized Test Rig“, in *38th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition proceedings of the International Conference*, München: WIP, 2021. Zugegriffen: 10. Dezember 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.eupvsec-proceedings.com/proceedings/dvd.html>
- [15] „Entwicklung und vergleichender Test eines Gesamtpakets für bifaziale PV-Systeme auf Gründächern - Texte“. Zugegriffen: 7. Januar 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=48519>
- [16] T. Baumann, H. Nussbaumer, M. Klenk, A. Dreisiebner, F. Carigiet, und F. Baumgartner, „Photovoltaic systems with vertically mounted bifacial PV modules in combination with green roofs“, *Sol. Energy*, Bd. 190, S. 139–146, Sep. 2019, doi: 10.1016/j.solener.2019.08.014.
- [17] H. Nussbaumer und M. Klenk, „Vertikale bifaziale Module auf Dächern“, *Bull. SEVVSE Bull.*, Bd. 10/2020, Nr. 10, S. 29–32, Okt. 2020.
- [18] H. Nussbaumer u. a., „PV Installations Based on Vertically Mounted Bifacial Modules Evaluation of Energy Yield and Shading Effects“, *31st Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. Exhib. 2037-2041*, 2015, doi: 10.4229/eupvsec20152015-5av.6.34.
- [19] M. Klenk, Y. Veschetti, R. Kopecek, H. Nussbaumer, H. Hildebrandt, und R. Kreiter, „Bifacial PV systems and yield data (bifacial gain)“, in *Bifacial Photovoltaics: Technology, applications and economics*, J. Libal und R. Kopecek, Hrsg., Institution of Engineering and Technology, 2018, S. 153–220. doi: 10.1049/PBPO107E_ch5.
- [20] M. R. Khan, A. Hanna, X. Sun, und M. A. Alam, „Vertical bifacial solar farms: Physics, design, and global optimization“, *Appl. Energy*, Bd. 206, S. 240–248, Nov. 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.08.042.
- [21] S. Philipps, „Photovoltaics Report“, Fraunhofer ISE, Freiburg, Deutschland, Report.
- [22] „Betriebskosten von Photovoltaikanlagen“, Bundesamt für Energie, Bern, 805.523.D, 2019.
- [23] „Proceedings“, bifiPV Workshop. Zugegriffen: 17. Februar 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bifipv-workshop.com/proceedings>
- [24] „Alience - Alpine PV Competence“. Zugegriffen: 17. Februar 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://alpine-pv.ch/>



- [25] H. Nussbaumer, R. Hildebrand, S. Pfyffer, L. Tulinski, J. Preisig, und M. Klenk, „Highest Energy Yields per Area for PV Systems on Flat Roofs“, *41st Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. Exhib.*, S. 020459-001-020459-005, 2024, doi: 10.4229/EUPVSEC2024/4DV.4.10.
- [26] „How to achieve higher power yield in east-west oriented solar arrays deployed on flat roofs“, pv magazine International. Zugriffen: 17. Februar 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.com/2025/01/13/how-to-achieve-higher-power-yield-in-east-west-oriented-solar-arrays-deployed-on-flat-roofs/>

9 Anhang

Tabelle der untersuchten PV Systeme mit dem miniaturisierten Textsystem

In Tabelle 2 sind die untersuchten miniaturisierten Testsysteme aufgelistet. Neben der Bezeichnung der Systeme sind hier Parameter wie die Ausrichtung, der Neigungswinkel, die GCR, die Albedo, die Anzahl der Reihen und die Höhe des Aufbaus gemäss Anlagenbeschreibung aufgeführt.

Tabelle 2: Im Projekt untersuchte Systemvariationen und Parameter mit dem miniaturisierten Testsystem.

System	Beschrieb	Ausrichtung	Tiltwinkel [°]	Modultyp	GCR	Albedo	Anz. Reihen	Höhe [cm]
1	Butterfly monofazial O/W tilt 10°	Ost/West	10	monofazial	1	0.2	2	5
2	Süd Tilt 30°	Süd	30	bifazial	0.5	0.2	2	5
3	Butterfly bifazial O/W tilt 10°	Ost/West	10	bifazial	1	0.2	4	5
4	O/W vertikal Mountain Roof	Ost/West	90	bifazial	1	0.5	3	5
5	O/W vertikal Gründach	Ost/West	90	bifazial	0.5	0.2	3	5
6	O/W vertikal Gründach	Ost/West	90	bifazial	1	0.2	3	5
7	O/W vertikal Mountain Roof	Ost/West	90	bifazial	0.5	0.5	5	5
8	O/W vertikal Mountain Roof	Ost/West	90	bifazial	1	0.5	5	5
9	Monofazial vs. Bifazial	Ost/West	0	monofazial/ bifazial	-	0.5	1	5
10	Mattenbach	-	-	-	-	-	-	-
11	O/W vertikal	Ost/West	90	bifazial	-	-	-	-
12	O/W vertikal GCR = 1.2	Ost/West	90	bifazial	1.4	0.5	3	5
13	O/W vertikal Reflektor	Ost/West	90	bifazial	1	0.5	3	5
14	O/W vertikal Groundsculpture	Ost/West	90	bifazial	1	0.5	3	5
15	Süd Tilt 10°	Süd	10	bifazial	0.8	0.2	2	5

Qualitative Vergleiche PVcase mit Messungen BIFOROT in vertikaler Position und miniaturisierter vertikaler

In Abbildung 54 wird ein Vergleich von Simulation und Messung am zentralen Modul des BIFOROT für drei Tage mit verschiedener Einstrahlungscharakteristik gezeigt, wobei insbesondere unter «clear-sky»-Bedingungen erkennbar ist, dass einerseits die Bypassdioden der realen Module zu den charakteristischen Stufen im Verlauf führen und dies andererseits durch das hier angewandte Simulationsmodell nicht erfasst wird. Dies scheint einerseits entscheidend, insbesondere für eng gestellte vertikale Systeme, wirkt sich in der Realität andererseits aber nur stark bei sehr hoher direkter Einstrahlung aus.

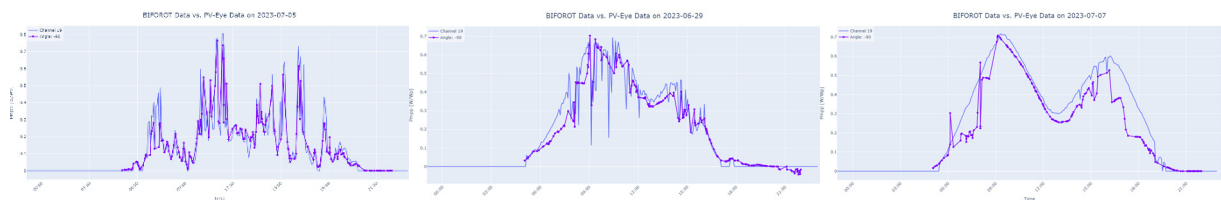


Abbildung 54: Simulation von Messdaten des BIFOROT-Teststandes bei einem Kippwinkel von 90° und verschiedenen Einstrahlungsbedingungen.

In Abbildung 55 (oberer Teil) zeigen die beiden linken Abbildungen Messungen vertikaler PV-Systeme mit engen Staffeln bei hohem direktem Strahlungsanteil und deren Simulation (Albedo 0.5; GCR 0.5 und 1). Man erkennt zwischen Messung und Simulation eine geringe Verschiebung der Peakhöhen relativ zueinander bei den Vormittags- und Nachmittagswerten, doch der generelle Verlauf wird gut wiedergegeben.

Ganz rechts wieder der Vergleich der Simulationen mit dem BIFOROT, wobei auch hier der generelle Verlauf gut wiedergegeben wird, aber die Stufen aufgrund der Bypassdioden in den realen Modulen und hoher direkter Einstrahlung erkennbar sind. In diesem Fall wurde versucht den Modulaufbau mit Bypassdioden durch das übereinandersetzen zweier zu simulierender Module zu imitieren, was sich im Kurvenverlauf der Simulation zeigt.

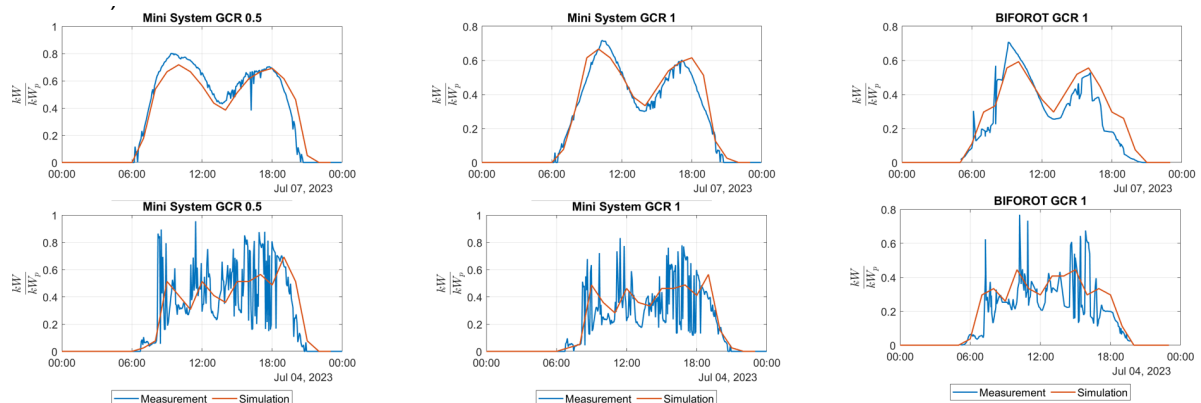


Abbildung 55: Vertikale PV-Systeme in enger Anordnung, Messwerte bei hohem (oben) und niedrigem (unten) direktem Strahlungsanteil und Simulation. Links und mittig miniaturisierte Systeme mit GCR 0.5 und 1, rechts BIFOROT bei 90° und GCR 1, jeweils auf Sika-Dachfolie (Albedo ca. 0.5).

Sowohl die Bestimmung der vorder- und rückseitigen Modul- und Minimodulleistungen wie auch die Rückstrahlung vom Untergrund, sind mit Unsicherheiten behaftet, welche in die Simulation eingehen. Die beobachteten Verschiebungen zwischen Messung und Simulation können nun entweder durch die «fehlerhaften» Eingaben, oder auch durch systematische Effekte bei der Simulation bedingt sein.

Abbildung 56 stellt nun für den 07.07.2023 den Vergleich zwischen Simulation und BIFOROT-Messdaten dem Vergleich miniaturisierte und BIFOROT Messung einander gegenüber. Für Simulation und miniaturisiertes System werden ähnliche Repräsentationen des verschatteten realen Moduls erhalten.

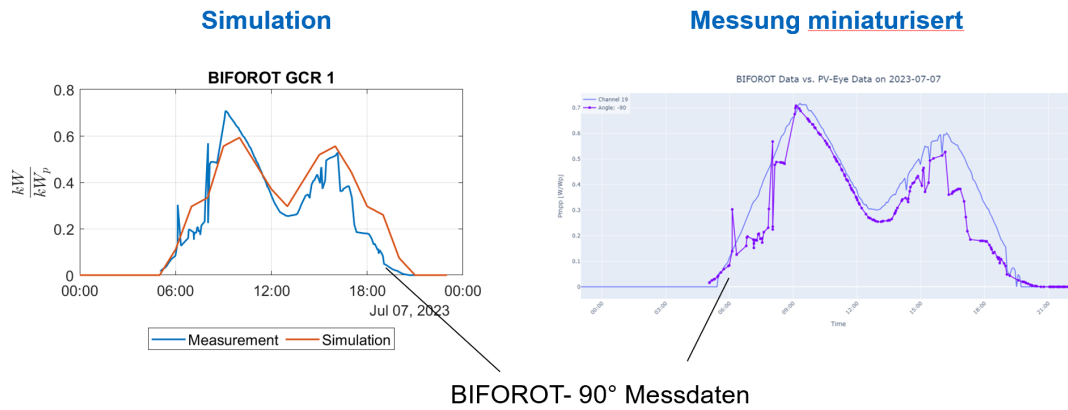


Abbildung 56: Vergleich von Simulationen des BIFOROT-Systems (rechts) und des entsprechenden miniaturisierten Systems (links).