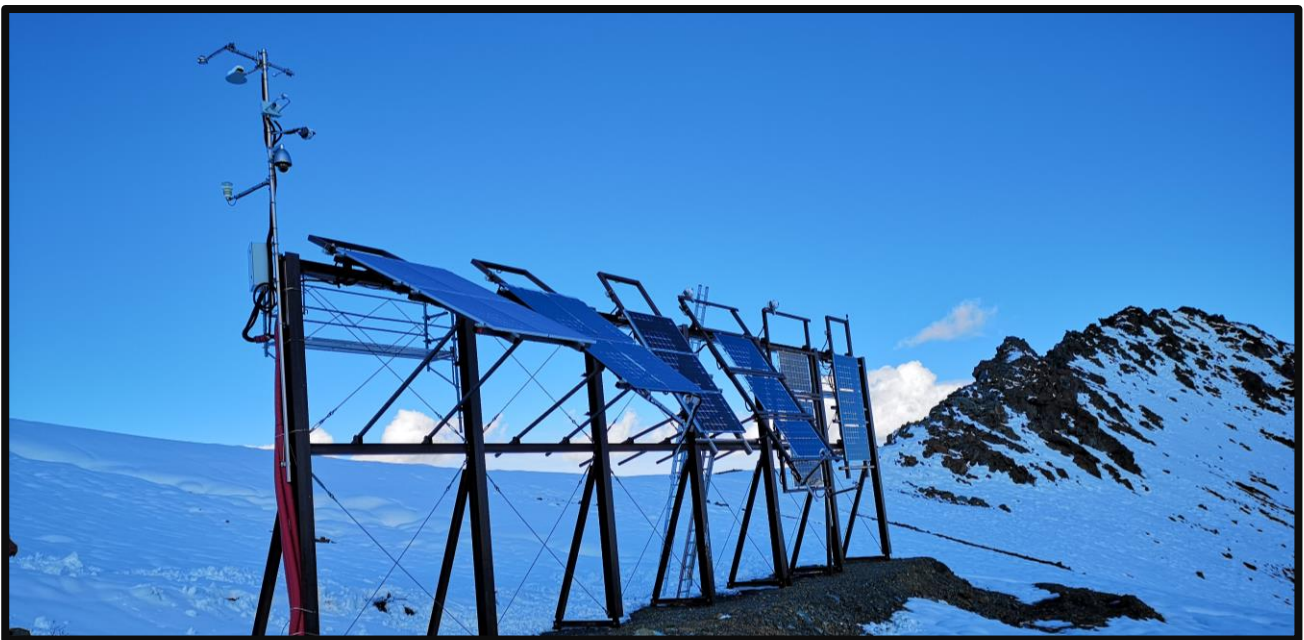


---

# Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp Messergebnisse April 2023 bis März 2024

---



<i>Datum</i>	31. Mai 2024
<i>Ort</i>	8820 Wädenswil
<i>Autoren</i>	Dionis Anderegg, ZHAW Wädenswil, IUNR, dionis.anderegg@zhaw.ch Jürg Rohrer, ZHAW Wädenswil, IUNR, juerg.rohrer@zhaw.ch Sven Strebel, ZHAW Wädenswil, IUNR, sven.strebel@zhaw.ch  Forschungsgruppe Erneuerbare Energien IUNR Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, Wädenswil <a href="http://www.zhaw.ch/iunr/erneuerbareenergien">www.zhaw.ch/iunr/erneuerbareenergien</a>
<i>Acknowledgement</i>	Die Autoren danken den <i>Elektrizitätswerken des Kantons Zürich (EKZ)</i> herzlich für die Zusammenarbeit und finanzielle Unterstützung, welche den Bau und Betrieb der Versuchsanlage ermöglichen.  Darüber hinaus danken wir dem <i>WSL-Institut für Schnee- und Lawinenforschung (SLF)</i> und der <i>Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL)</i> für die Zusammenarbeit.
<i>Zitiervorschlag</i>	Anderegg, D., Strebel, S., & Rohrer, J. (2024). Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp: Messergebnisse April 2022 bis März 2023 [Messbericht]. ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, IUNR Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen.

## Inhaltsverzeichnis

1.	Zusammenfassung .....	4
2.	Beschreibung der Versuchsanlage .....	7
3.	Ergebnisse .....	9
3.1	Einstrahlungsbedingungen .....	9
3.2	Ertragsmessungen .....	11
3.3	Mehrertrag durch bifaziale Module .....	15
3.4	Typische Tagesprofile .....	19
3.5	Verluste durch Schneebedeckung der Module .....	23
4.	Fazit und Ausblick .....	26
5.	Messaufbau und Methodik .....	28
5.1	Messaufbau .....	28
5.2	Bilanzierte DC- und AC-Erträge und Vergleich Mittelland .....	30
5.3	Leistungsdaten einzelner Tage .....	32
5.4	Verluste durch Schneebedeckung .....	33
6.	Literatur .....	37
7.	Frühere Messberichte .....	38
8.	Anhang .....	39
8.1	Datenblätter Photovoltaik Module von PVP .....	39
8.2	Modulneigungen während dem gesamten Betriebszeitraum .....	43
8.3	Resultate der Flasher-Tests .....	43
8.4	Webcam-Bilder bei Schneebedeckung von Modulen .....	44

## 1. Zusammenfassung

*Versuchsanlage und untersuchter Zeitraum* Die ZHAW betreibt zusammen mit den Elektrizitätswerken des Kantons Zürich (EKZ) eine Photovoltaik-Versuchsanlage auf der Totalp in Davos. Diese befindet sich auf 2'500 m ü. M. und wurde im Oktober 2017 in Betrieb genommen. Die Anlage ist nach Süden ausgerichtet und verfügt über sechs Anlagensegmente, für welche beliebige Neigungswinkel gewählt werden können. Die Segmente wurden so ausgelegt, dass ein direkter Vergleich von monofazialen und bifazialen Modulen mit jeweils gleichen Anstellwinkeln möglich ist und die Beschattung der Modulrückseite bei bifazialen Modulen minimiert wird.

Dieser Bericht beschreibt die Resultate der Messdaten für die Untersuchungsperiode zwischen dem 1. April 2023 und dem 31. März 2024.

*Neigung der Anlagensegmente* Während dieser Messperiode waren die Anlagensegmente der Versuchsanlage wie folgt konfiguriert: 30°, 40°, 60° und 90° monofazial sowie 60° und 90° bifazial.

*Globalstrahlung* In der Untersuchungsperiode wurde eine jährliche horizontale Globalstrahlung von 1453 kWh/m<sup>2</sup> am Standort gemessen. Dies ist 4 bis 13 % weniger als in den Vorjahren und 3 % weniger als im typischen meteorologischen Jahr (TMY) nach Meteonorm Version 8.2 mit Referenzperiode 2001 bis 2020. Die horizontale Globalstrahlung im Sommerhalbjahr betrug 1012 kWh/m<sup>2</sup> und lag damit im Schwankungsbereich der Vorjahre. Im Winterhalbjahr wurde mit 445 kWh/m<sup>2</sup> die niedrigste Einstrahlung seit Inbetriebnahme der Anlage gemessen. Mit der geringen horizontalen Globalstrahlung lassen sich im Vergleich zum Vorjahr insbesondere geringe Winterstromerträge erklären.

*Stromertrag* Die Jahreserträge lagen gemäss Abbildung 1 (Säulen) im Untersuchungszeitraum von April 2023 bis März 2024 zwischen 1740 kWh/kWp (60° bifazial) und 1196 kWh/kWp (90° monofazial).

Den höchsten Winterstromertrag von 778 kWh/kWp erzielten 90° geneigte bifaziale Module, bei einem Winterstromanteil von 49 %. Ein ähnlich hoher Winterstromertrag von 749 kWh/kWp wurde mit 60° geneigten bifazialen Modulen erreicht. Aufgrund des höheren Sommerstromertrags von 991 kWh/kWp beläuft sich der Winterstromanteil in diesem Segment auf 43 %. Infolge der geringen Einstrahlung im Winterhalbjahr wurden im Vergleich zu den Vorjahren die geringsten Winterstromerträge gemessen, wodurch auch die Winterstromanteile niedriger ausgefallen sind.

Unter den monofazialen Anlagensegmenten wurde der höchste Jahresstromertrag von 1426 kWh/kWp und der höchste Winterstromertrag von 598 kWh/kWp mit 60° Modulneigung erreicht, was einem Winterstromanteil von 42 % entspricht.

Anhand Abbildung 1 können die Erträge der Untersuchungsperiode mit den Vorjahresperioden verglichen werden (Doppel-T-Balken). Am Untersuchungsstandort wurden

in jedem Anlagensegment die bisher geringsten Winterstromerträge erzielt. Dies ist auf die geringe Globalstrahlung im Winterhalbjahr zurückzuführen. Zusammen mit der mässigen Einstrahlung im Sommerhalbjahr wurden unterdurchschnittliche Jahreserträge gemessen.

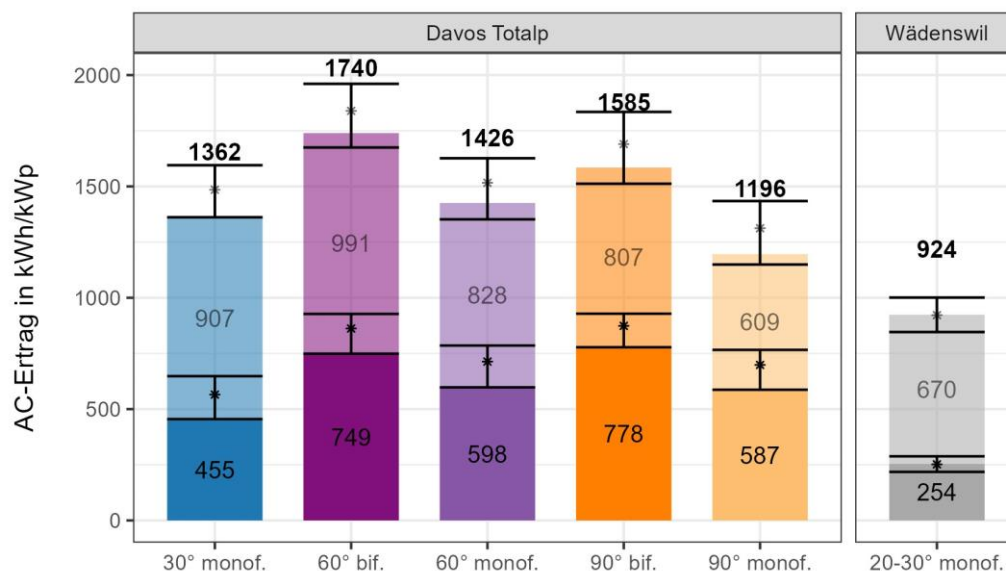


Abbildung 1: AC-Erträge zwischen April 2023 und März 2024 als Säulen (Winterhalbjahr dunkel, Sommerhalbjahr hell) mit den Minimal- und Maximalwerten seit Messbeginn als Doppel-T-Balken. Das Symbol \* zeigt den Mittelwert pro Anlagensegment seit Messbeginn.

**Bifaziale Mehrerträge**

Die Mehrerträge durch den Einsatz von bifazialen Modulen betragen im Winterhalbjahr 25 % (60° Neigungswinkel) bis 33 % (90° Neigungswinkel). Dies sind die höchsten prozentualen Mehrerträge seit Messbeginn. Die prozentual hohen Rückseitenenerträge im Winterhalbjahr können vermutlich auf die geringe Direktstrahlung (bzw. hohe Diffusstrahlung) zurückgeführt werden, welche zu geringen Erträgen auf den Vorderseiten geführt haben. Im Sommerhalbjahr wurden Mehrerträge von 20 % (60° Modulneigung) und 32 % (90° Modulneigung) gemessen. Dies entspricht dem Durchschnitt aus den Vorjahren.

**Vergleich Alpin – Mittelland (AC)**

Gegenüber der Vergleichsanlage im Mittelland lieferten alle Segmente der Alpenstrom-Anlage höhere Erträge. Im Vergleich zur Anlage im Mittelland (Wädenswil) wurden bis zu 88 % höhere Jahreserträge erzielt (60° bifazial). Im Winterhalbjahr erzeugten die bifazialen Anlagensegmente der Versuchsanlage den 2.9- bis 3.1-fachen Ertrag der Anlage im Mittelland. Die Abweichungen gegenüber der Anlage im Mittelland waren in dieser Untersuchungsperiode kleiner, da die Anlage im Mittelland einen durchschnittlichen Winterstromertrag erzielte, wogegen die Versuchsanlage in Davos unterdurchschnittliche Erträge verzeichnete.

**Leistungsverlauf an sonnigen Tagen**

Die Leistungsverläufe an sonnigen Tagen mit tiefem, mittlerem und hohem Sonnenstand zeigen den Einfluss der Sonnenhöhe, des Neigungswinkels der Module und der Schneebedeckung der Umgebung auf die Modulleistung deutlich. Während Monaten

mit besonders tiefem Sonnenstand sind die steil geneigten Module im Vorteil, wogegen bei hohem Sonnenstand die höchsten Erträge bei geringer Modulneigung erwartet werden können. Unter optimalen Bedingungen (bei Schneebedeckung, tiefem bis mittlerem Sonnenstand und tiefen Umgebungstemperaturen) werden um die Mittagszeit bei bifazialen Modulen kurzzeitige Spitzenleistungen von bis zu 1.5 W/Wp erreicht.

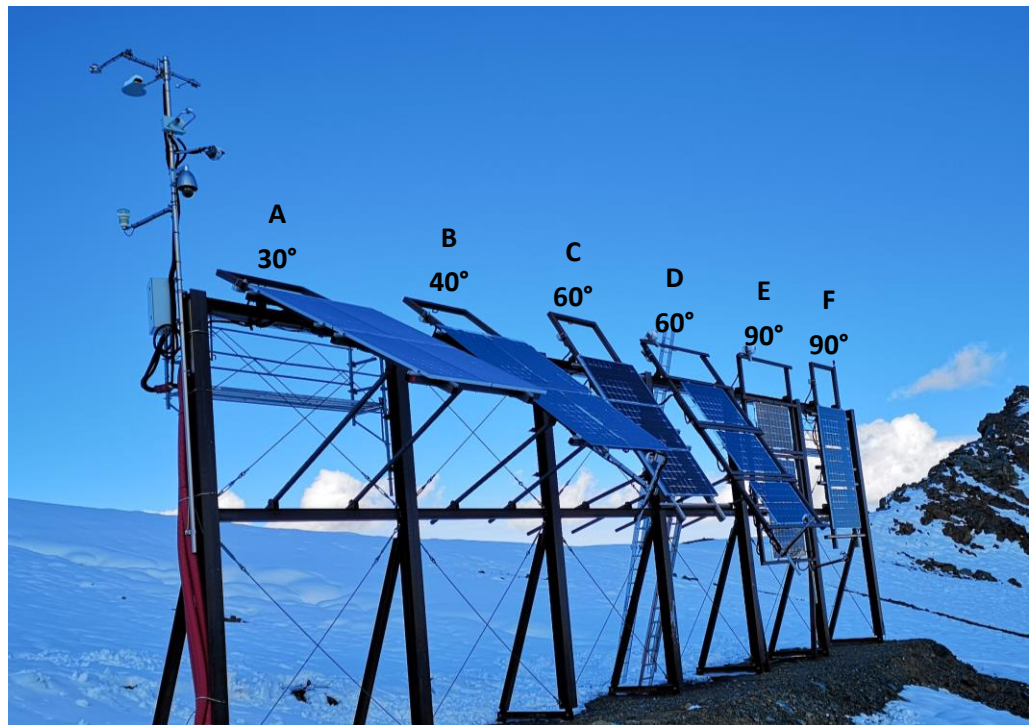
*Verlust durch  
Schneebedeckung  
von Modulen*

Über eine sechsjährige Zeitperiode wurden die Verluste durch Schneebedeckung von Modulen berechnet. Die Verluste schwanken zwischen den Jahren stark. Für Module mit einem Neigungswinkel vom mindestens 60° betragen die Verluste in keinem Jahr mehr als 8 % am theoretischen Winterstromertrag ohne Schneebedeckung. Im sechsjährigen Mittel betrug der Verlust bei Neigungswinkeln von mindestens 60° unter 4 % am Winterertrag. Die Verluste bei 90° geneigten bifazialen Modulen lagen unter 1 % am Ertrag des Winterhalbjahres und sind somit marginal.

## 2. Beschreibung der Versuchsanlage

### Standort & Aufbau

Die Versuchsanlage Totalp wurde im Oktober 2017 im Skigebiet Davos-Parsenn auf 2500 m ü. M. in Zusammenarbeit mit den EKZ gebaut. Die Modulwand ist nach Süden ausgerichtet (Azimut 180°) und besteht aus 6 Segmenten (A-F in Abbildung 2, oben), die alle einzeln in ihrem Anstellwinkel variiert werden können.



A	B	C	D	E	F
Gerahmte Module	Rahmenlose Module	Gerahmte Module	Bifaciale Module	Bifaciale Module	Rahmenlose Module
PVP-GE280M mR	PVP-GE280M	PVP-GE280M mR	PVP-GE285M bifacial	PVP-GE285M bifacial	PVP-GE280M

Abbildung 2: Übersicht über den Messaufbau. Oben: Versuchsanlage Totalp mit den Anlagensegmenten und deren Neigungswinkel. Alle Module sind Richtung Süden (Azimut = 180°) ausgerichtet. Unten: Übersicht über Eigenschaften der Module in den verschiedenen Segmenten.

Die Unterkonstruktion in den Segmenten D und E wurde für die Installation von bifazialen PV-Modulen angepasst, was eine Minimierung der Verschattung auf der Modulrückseite bedeutet. Alle übrigen Segmente sind für die Installation von monofazialen PV-Modulen konzipiert. Die Module haben einen Abstand von mindestens 2 m zum Boden, sodass die Module bei den bisherigen Messungen immer oberhalb der Schneedecke waren.

**Konfiguration der Anlagensegmente**

Seit Oktober 2020 sind die Segmente gemäss Abbildung 2 und Tabelle 1 konfiguriert. Davor war das Segment B auf einen Neigungswinkel von 30° eingestellt. Zusätzlich wurden die zuvor 70° geneigten Segmente C und D im Jahr 2020 auf 60° Neigung angepasst, um die Unterschiede zwischen 60 und 70° geneigten Modulen untersuchen zu können.

*Tabelle 1: Konfiguration der Anlagensegmente. Die Neigungswinkel der Segmente B, C und D wurden zuletzt am 30. September 2020 verändert. \*mR = mit Rahmen, oR = ohne Rahmen*

Segment	A	B	C	D	E	F
Neigung (Nov 17-Okt 18)	30°	50°	70°	70°	90°	90°
Neigung (Okt 18-Sept 20)	30°	30°	70°	70°	90°	90°
Neigung (Okt 20-heute)	30°	40°	60°	60°	90°	90°
Technologie	monofazial	monofazial	monofazial	bifazial	bifazial	monofazial
Ausrichtung	Hochformat	Hochformat	Querformat	Querformat	Querformat	Querformat
Gerahmt	Ja	Nein	Ja	Nein	Nein	Nein
Modulbezeichnung *	PVP-GE280M mR	PVP-GE280M oR	PVP-GE280M mR	PVP-GE285M oR	PVP-GE285M oR	PVP-GE280M oR
Leistung <sup>1)</sup>	280 W	280 W	280 W	285 W	285 W	280 W

<sup>1)</sup> Leistung beim MPP @ STC (Datenblatt). Bei den bifazialen Modulen nur unter Berücksichtigung der Vorderseite.

**Modulart**

Es sind ausschliesslich monokristalline Silizium Photovoltaikmodule von PVP Photovoltaik GmbH in drei Ausführungen verbaut: Monofazial gerahmte Module, monofaziale Glas-Glas Module und bifaziale Glas-Glas Module (Abbildung 2, unten). Die Datenblätter der Photovoltaikmodule sind im Anhang 8.1 aufgeführt.



*Abbildung 3: PV-Versuchsanlage Totalp von Nordwesten.*

Weitere Details zum Anlagenaufbau und der Messdatenaufzeichnung können dem Kapitel 5.1 entnommen werden.



### 3. Ergebnisse

#### 3.1 Einstrahlungsbedingungen

*Globalstrahlung  
monatlich*

Abbildung 4 zeigt die monatliche horizontale Globalstrahlung zwischen Januar 2018 und März 2024 sowie für ein typisches meteorologisches Jahr (TMY), welches mit Meteonorm Version 8.2 generiert wurde. Das TMY bezieht sich auf die Referenzperiode von 2001 bis 2020. Die monatlichen Einstrahlungen der in diesem Bericht beschriebenen Untersuchungsperiode vom April 2023 bis März 2024 sind an der roten Markierung zu erkennen.

Für die Untersuchungsperiode zeigen sich im Vergleich zu den Vorjahren insbesondere im Februar, März, April und November unterdurchschnittliche monatliche Einstrahlungen. Dagegen war die Einstrahlung im September verglichen mit den Vorjahren überdurchschnittlich.

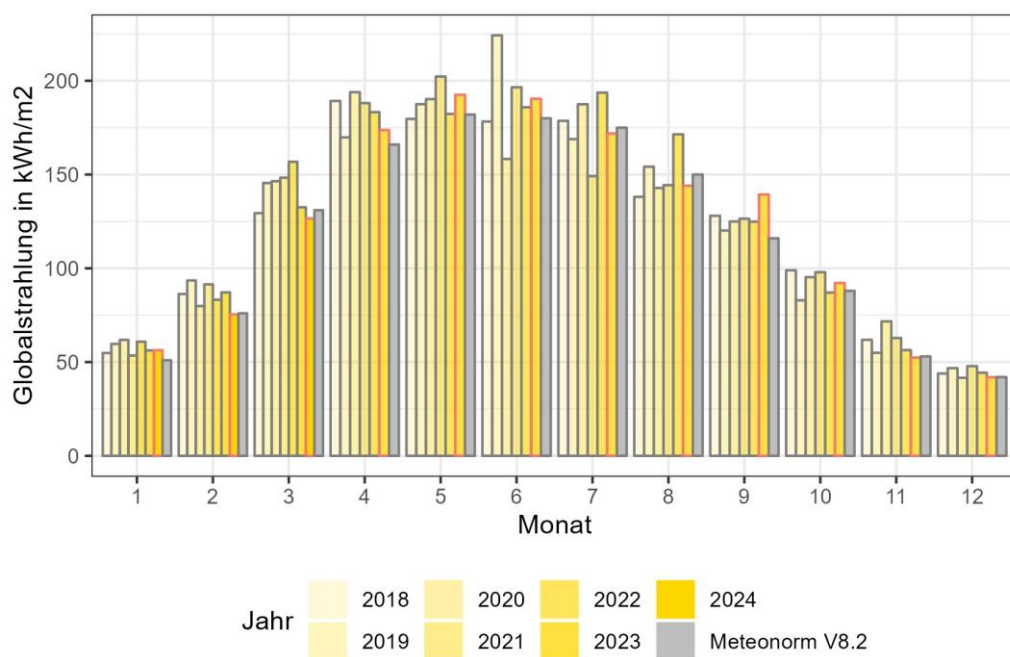


Abbildung 4: Monatlich gemessene horizontale Einstrahlung am Standort Weissfluhjoch (MeteoSchweiz) im Vergleich zur Einstrahlung in einem typischen meteorologischen Jahr aus Meteonorm Version 8.2 mit Referenzperiode 2001 bis 2020.

*Globalstrahlung  
jährlich & saisonal*

Abbildung 5 zeigt die jährlichen und saisonalen Einstrahlungen pro Sommer- und Winterhalbjahr seit März 2018 und für ein TMY, welches mit Meteonorm Version 8.2 generiert wurde (Referenzperiode 2001 bis 2020). Während der in diesem Bericht betrachteten Messperiode vom April 2023 bis März 2024 war die Einstrahlung im Winterhalbjahr geringer als in den Vorjahresperioden (- 4 bis - 13 %) und mit dem TMY vergleichbar. Im Vergleich zu den Vorjahren war die Einstrahlung im Sommerhalbjahr durchschnittlich. Insgesamt war die jährliche Einstrahlung tiefer als in den Vorjahren

und geringfügig höher als in einem TMY (+ 3 %). Basierend auf der horizontalen Einstrahlung ist für den hier betrachteten Untersuchungszeitraum somit gegenüber den bisherigen Untersuchungen mit den bisher geringsten Erträgen im Winter und unterdurchschnittlichen Jahreserträgen zu rechnen.

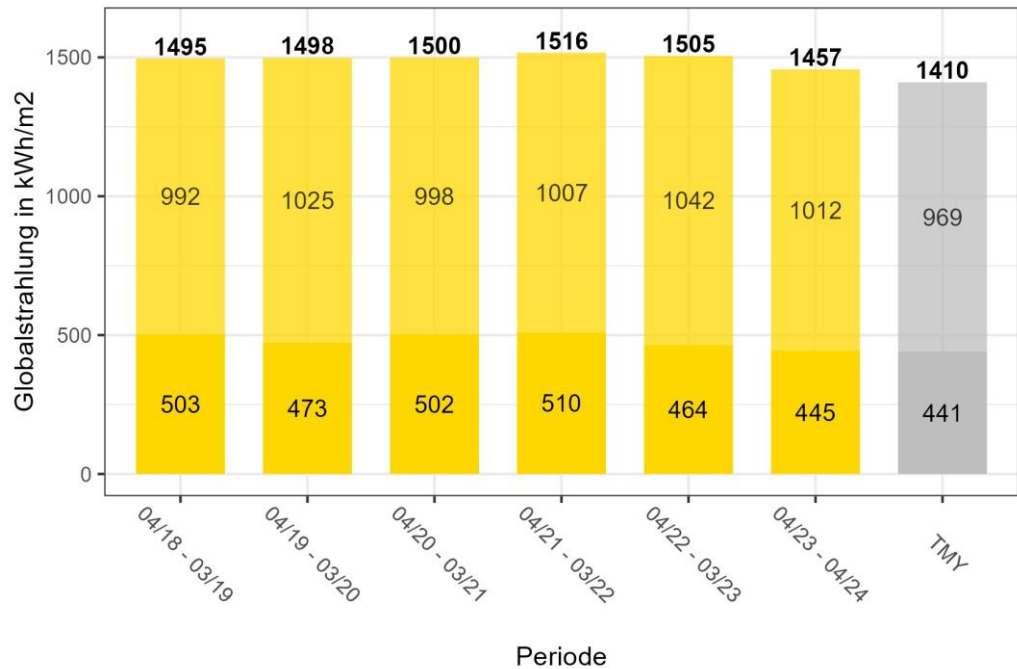


Abbildung 5: Jährlich und saisonal gemessene horizontale Einstrahlung am Standort Weissfluhjoch (Meteo-Schweiz) im Vergleich zur Einstrahlung in einem typischen meteorologischen Jahr (TMY) aus Meteonorm Version 8.2 mit Referenzperiode 2001 bis 2020. Die horizontale Einstrahlung im Winterhalbjahr ist dunkel dargestellt, diejenige des Sommerhalbjahres hell.

### 3.2 Ertragsmessungen

#### Jahreserträge

Die gemessenen AC-Erträge der untersuchten Periode sind in Abbildung 6 als Säulen gezeigt (Winterhalbjahr dunkel und Sommerhalbjahr hell). Die höchsten Wintererträge von 778 kWh/kWp lieferte das Segment mit 90° geneigten bifazialen Modulen, gefolgt vom Segment mit 60° geneigten bifazialen Modulen (749 kWh/kWp). Da die 60° geneigten bifazialen Module im Sommer die höchsten Erträge lieferten, ergab sich in diesem Segment der maximale Jahresertrag von 1740 kWh/kWp. Aufgrund des geringeren Sommerertrags bei 90° bifazial ergab sich im Vergleich zu 60° bifazial ein um 9 % geringerer Jahresertrag von 1585 kWh/kWp. Der Winterstromanteil bei 90° geneigten bifazialen Modulen beträgt 49 %, bei 60° geneigten bifazialen Modulen wurden 43 % erreicht. Unter den monofazialen Modulen wurden die höchsten Wintererträge mit 598 kWh/kWp bei 60° geneigten Modulen gemessen, womit der Winterstromanteil 42 % beträgt. Bei 90° geneigten monofazialen Modulen betrug der Winterstromanteil 49 %.

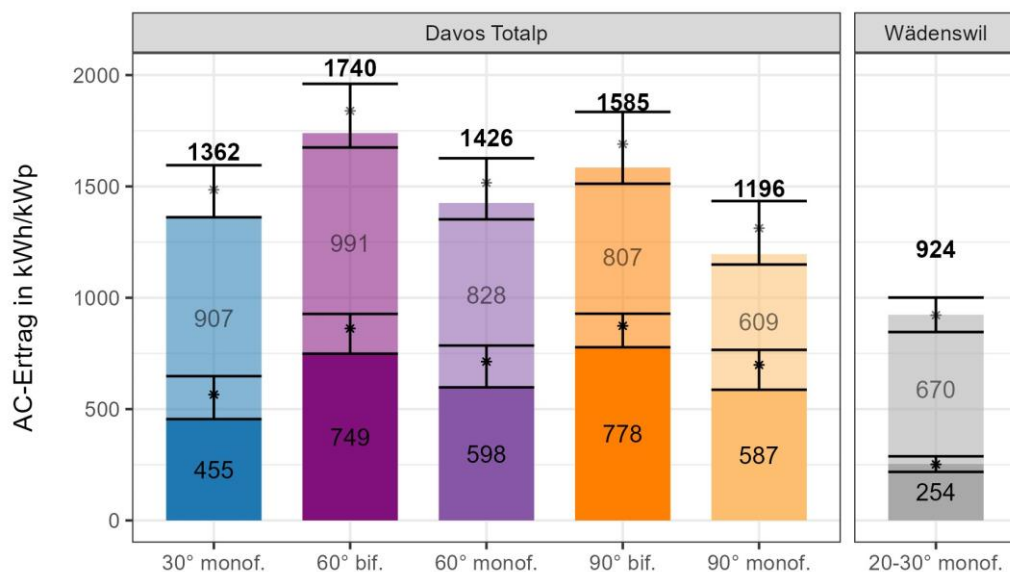


Abbildung 6: AC-Erträge zwischen April 2023 und März 2024 als Säulen (Winterhalbjahr dunkel, Sommerhalbjahr hell) mit den Minimal- und Maximalwerten seit Messbeginn als Doppel-T-Balken. Das Symbol \* zeigt den Mittelwert pro Anlagensegment seit Messbeginn.

Abbildung 6 zeigt ausserdem den Schwankungsbereich zwischen Maximal- und Minimalwerten der Winter- und Jahreserträge als Doppel-T-Balken (mit dem Mittelwert seit 2018 als Punkt). Seit Messbeginn wurden die bisher tiefsten Winterstromerträge bei der Versuchsanlage gemessen. Dies deckt sich mit der bisher geringsten Globalstrahlung am Standort (vgl. Kapitel 3.1). Ausserdem waren die Verluste durch Schneebedeckung der Module im vergangenen Winter seit Messbeginn am höchsten (vgl. Kapitel 3.5). Zudem wurden unterdurchschnittliche Jahreserträge gemessen, welche sich ebenfalls durch die Globalstrahlung während der

Untersuchungsperiode erklären lassen. Beim Segment mit 30° geneigten monofazialen Modulen waren es die bisher tiefsten Jahreserträge.

Desweiteren zeigt Abbildung 6 den Jahresertrag einer PV-Anlage in Wädenswil über den gleichen Untersuchungszeitraum. Im Vergleich zu dieser Anlage konnten auf der Totalp in Davos bis zu 1.9-fache Jahreserträge und 3.1-fache Winterstromerträge gemessen werden. In den bisherigen Untersuchungen hat sich gezeigt, dass die Anlage am Standort Wädenswil gegenüber einer durchschnittlichen schweizerischen PV-Anlage zwischen 2018 und 2022 (Hostettler, 2020; Hostettler & Hekler, 2021, 2022) jeweils ca. 5 % weniger Jahresertrag erreicht (922 kWh/kWp gegenüber 956 kWh/kWp).

*Monatserträge  
aller Segmente*

Abbildung 7 zeigt die Monatserträge der Untersuchungsperiode pro Anlagensegment als Säulen. Wie in den Vorjahren zeigen sich die höchsten Monatserträge im Frühjahr (März bis Mai).

Neben dem Monatsertrag der Untersuchungsperiode zwischen April 2023 und März 2023 (Säulen) ist in Abbildung 7 der Schwankungsbereich der bisherigen Monatserträge seit 2018 (Doppel-T-Balken) und der Mittelwert (Punkt) gezeigt. In den Monaten Februar, März, November und Dezember wurden für verschiedene Segmente die bisher geringsten Monatserträge gemessen. Auch diese Messung deckt sich mit der geringen Einstrahlung in diesen Monaten (vgl. Abbildung 4). Dagegen entstand der bisher höchste Ertrag im September, als die Einstrahlung überdurchschnittlich war.

Messergebnisse April 2023 bis März 2024 – Versuchsanlage Totalp

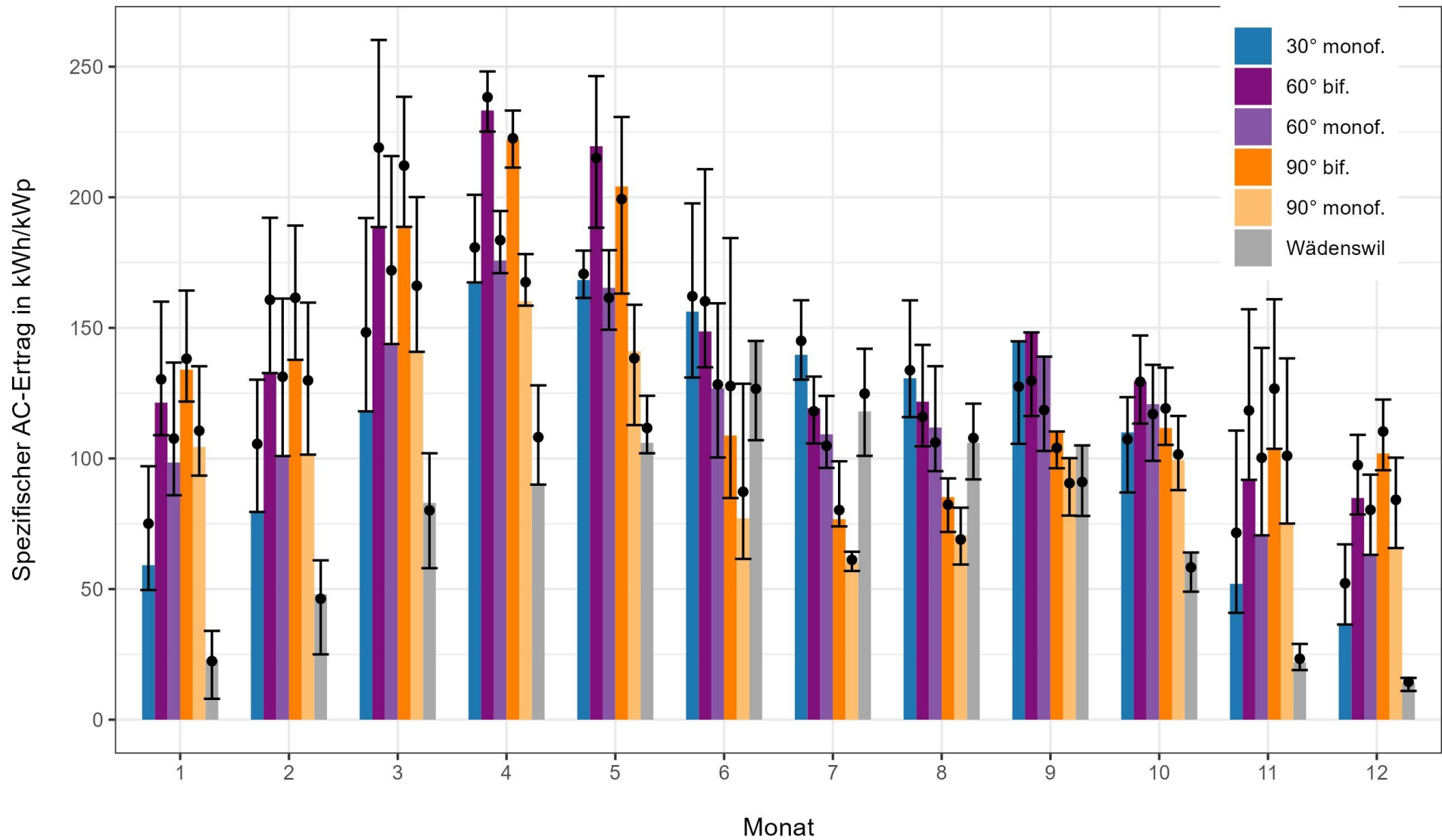


Abbildung 7: AC-Monaterträge der Anlagensegmente in Davos (farbig) und der Vergleichsanlage in Wädenswil (grau) während der Untersuchungsperiode von April 2023 bis März 2024 als Säulen. Die Maximal- und Minimalwerte zwischen Januar 2018 und März 2024 sind als Doppel-T-Balken gezeigt, die Mittelwerte als Punkte.

Monatserträge  
bifazial alpin vs.  
Mittelland

Abbildung 8 zeigt den Vergleich der beiden bifazialen Anlagensegmente in Davos (60° und 90°) mit dem Monatsertrag der Referenzanlage in Wädenswil. Bei den alpinen Anlagensegmenten zeigen sich gegenüber der Anlage im Mittelland sowohl in der Untersuchungsperiode als auch im langjährigen Schwankungsbereich enorme Ertragsunterschiede zwischen Oktober und Mai. Neben einer insgesamt gleichmässigeren Ertragsverteilung über das Jahr verschiebt sich das Produktionsmaximum bei der Versuchsanlage in Davos gegen den Frühling (März bis Mai). Desweiteren ist anzumerken, dass die höchsten alpinen PV-Erträge während Zeiträumen mit tiefen Füllständen in den Wasserkraft-Speicherseen anfielen (BFE, 2023). Damit kann die Stromproduktion mit alpinen Photovoltaikanlagen die Versorgungssicherheit erhöhen.

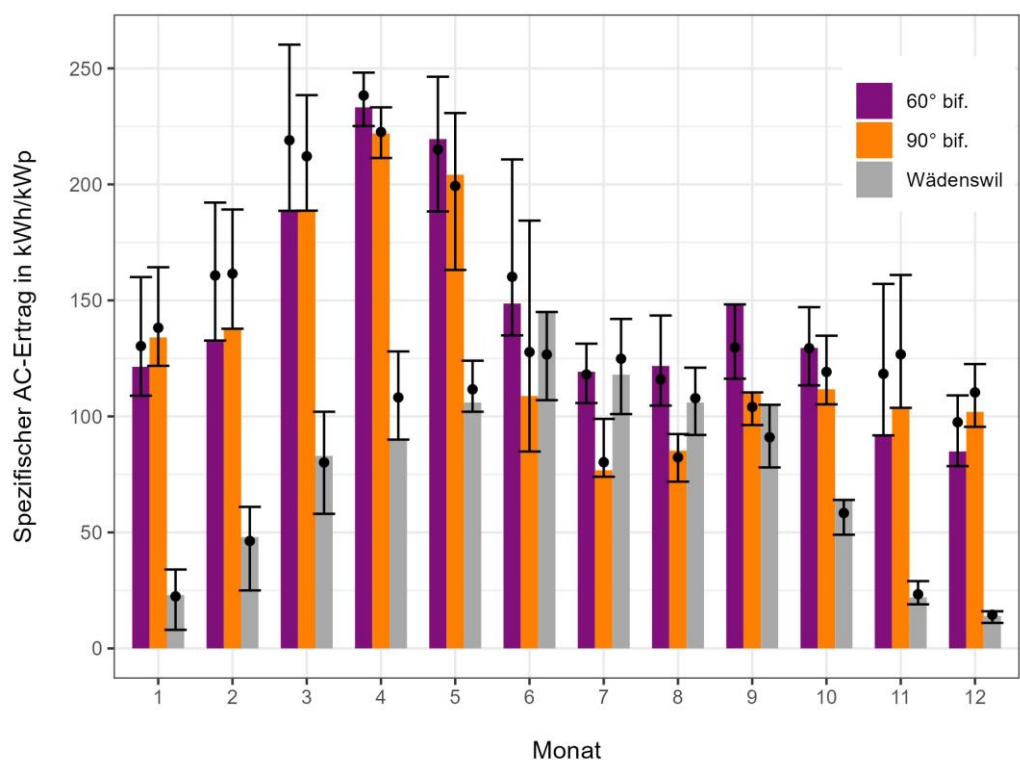


Abbildung 8: AC-Monatserträge der bifazialen Anlagensegmente in Davos (farbig) und der Vergleichsanlage in Wädenswil (grau) während der Untersuchungsperiode von April 2023 bis März 2024 als Säulen. Die Maximal- und Minimalwerte zwischen Januar 2018 und März 2024 sind als Doppel-T-Balken gezeigt, die Mittelwerte als Punkte.

### 3.3 Mehrertrag durch bifaziale Module

*Saisonale Mehrerträge (prozentual)*

Durch die Verwendung von bifazialen Modulen konnten die Energieerträge gegenüber den monofazialen Modulen mit demselben Neigungswinkel wesentlich gesteigert werden (Abbildung 9, Säulen). Der prozentuale Mehrertrag nahm mit einer Erhöhung des Neigungswinkels zu. Im Winterhalbjahr lag der Mehrertrag bei 25 % (60° Neigungswinkel) bis 33 % (90° Neigungswinkel). Im Sommerhalbjahr wurden Mehrerträge zwischen 20 % (60° Neigung) und 32 % (90° Neigung) erreicht. In diesem Winterhalbjahr wurden die bisher höchsten bifazialen Mehrerträge gemessen (vgl. Säulen mit Doppel-T Balken in Abbildung 9). Im Sommerhalbjahr entstanden durchschnittliche bifaziale Mehrerträge. In dieser Untersuchungsperiode wurden erstmals im Winterhalbjahr höhere bifaziale Mehrerträge gemessen als im Sommerhalbjahr.

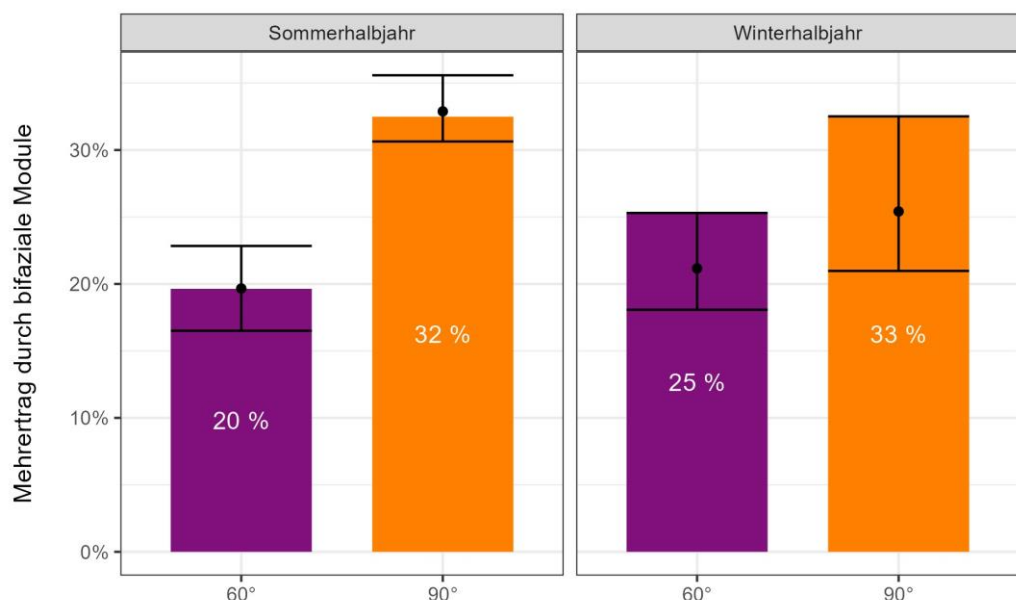


Abbildung 9: Prozentuale Mehrerträge im Sommer- und Winterhalbjahr durch bifaziale Module, gemessen am Ertrag von monofazialen Modulen im selben Zeitraum (Balken). Die Doppel-T-Balken zeigen die Maximal- und Minimalwerte seit 2018, der Punkt zeigt den Mittelwert seit 2018. Der Bifazialfaktor der Module wird auf 0.6 bis 0.7 geschätzt.

Die bei der Versuchsanlage verwendeten PERC-Module wurden im Jahr 2017 hergestellt und es ist leider keine Angabe über den Bifazialfaktor der Module vorhanden. Aufgrund der Modultechnologie und dem Produktionsjahr wird der Bifazialfaktor der Module auf 0.6 bis 0.7 geschätzt. Heutige Module erreichen Bifazialfaktoren > 0.9. Aus diesem Grund könnten die Mehrerträge durch bifaziale Module mit dem heutigen Stand der Modultechnik weiter gesteigert werden. Zusätzlich ist zu erwähnen, dass der Rückseitenertrag stark von der Montageart und der daraus resultierenden Reduktion der Einstrahlung auf die Modulrückseite abhängt (ggf. Teilverschattung der Rückseite). Bei der Versuchsanlage wurden rückseitige Verschattungen durch ein angepasstes Montagesystem weitestgehend ausgeschlossen (siehe Abbildung 13).

*Saisonale Mehrerträge (absolut)*

Die absoluten Mehrerträge in kWh/kWp unterscheiden sich zwischen Sommer und Winterhalbjahr pro Neigungswinkel nur leicht (Abbildung 10, Säulen). Pro Halbjahr wurden Rückseitererträge zwischen 151 und 163 kWh/kWp (60° Neigungswinkel) respektive 191 bis 198 kWh/kWp (90° Neigungswinkel) erreicht. Die Messwerte der Untersuchungsperiode befinden sich im Schwankungsbereich der Vorjahre (Abbildung 10, Doppel-T-Balken). Im Sommerhalbjahr ist der Schwankungsbereich seit Messbeginn grösser als im Winterhalbjahr, was durch die unterschiedlich lange Schneebedeckung in der Umgebung begründet werden kann.

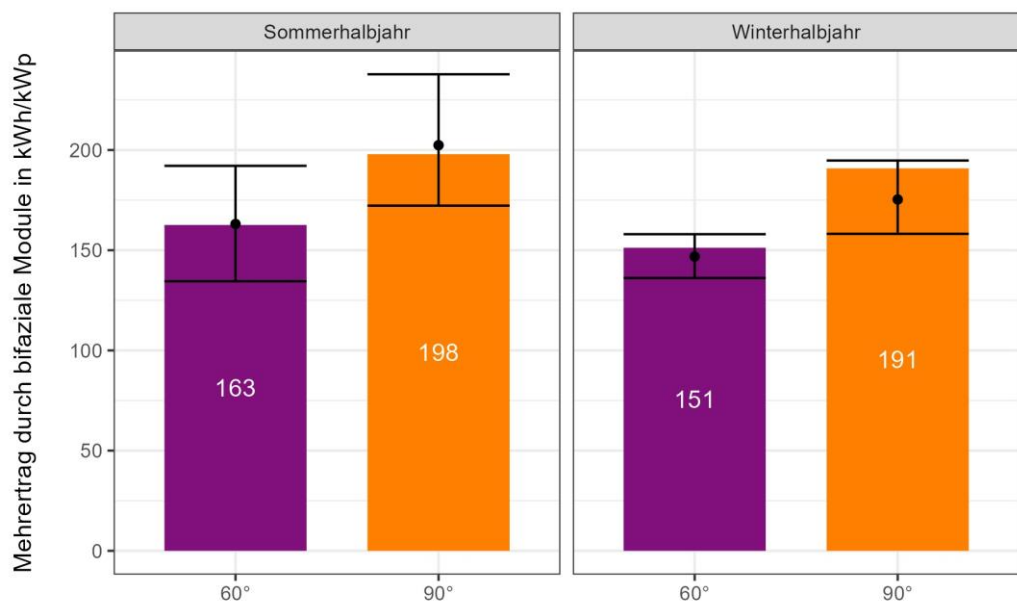


Abbildung 10: Spezifische Mehrerträge in kWh/kWp im Sommer- und Winterhalbjahr durch bifaziale Module, gemessen am Ertrag von monofazialen Modulen im selben Zeitraum (Balken). Die Doppel-T-Balken zeigen die Maximal- und Minimalwerte seit 2018, der Punkt zeigt den Mittelwert seit 2018. Der Bifazialfaktor der Module wird auf 0.6 bis 0.7 geschätzt.

*Monatliche Mehrerträge (relativ)*

Abbildung 11 zeigt die monatlichen Mehrerträge durch den Einsatz von bifazialen Modulen mit 60° und 90° Neigungswinkel als Säulen. Daneben ist der Schwankungsbereich seit Messbeginn als Doppel-T-Balken gezeigt und der Durchschnitt als Punkt. In der Untersuchungsperiode wurden bifaziale Mehrerträge von 10 bis 55 % (90° Neigung) beziehungsweise 6 bis 35 % (60° Neigung) erreicht. Die prozentualen Mehrerträge sind bei 90° geneigten Modulen höher als bei 60° geneigten Modulen. Während Zeiträumen mit Schneebedeckung in der Anlagenumgebung sind die Mehrerträge höher als während Zeiträumen ohne Schneebedeckung. So war die Umgebung in der Untersuchungsperiode zwischen Anfang November und Anfang Juni mehrheitlich schneebedeckt. Zwischen November und Dezember sowie Februar bis April wurden die bisher höchsten bifazialen Mehrerträge auf Monatsbasis gemessen. Diese Zeiträume zeichnen sich durch geringe Monatserträge bei den monofazialen Anlagensegmenten



infolge geringer Globalstrahlung ab. Geringe Vorderseitenenerträge erhöhen somit den prozentualen Mehrertrag auf den Modulrückseiten.

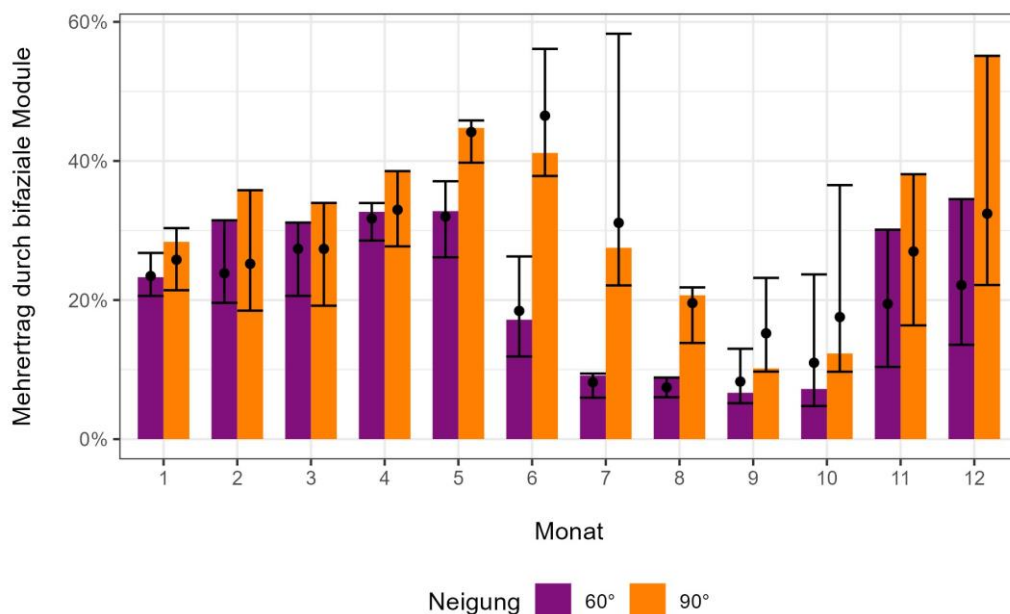


Abbildung 11: Prozentuale Mehrerträge durch bifaziale Module pro Monat, gemessen am Ertrag von monofazialen Modulen im selben Zeitraum (Balken). Die Doppel-T-Balken zeigen die Maximal- und Minimalwerte seit 2018, der Punkt zeigt den Mittelwert seit 2018. Der Bifazialfaktor der Module wird auf 0.6 bis 0.7 geschätzt.

**Monatliche Mehrerträge (absolut)**

Die spezifischen Mehrerträge in kWh/kWp inklusive Schwankungsbereich der Vorjahre sowie der Mittelwert können der Abbildung 12 entnommen werden. Die Unterschiede zwischen den beiden Neigungswinkeln von 60 und 90° sind geringer als bei der prozentualen Darstellung, aber auch in der absoluten Betrachtung zeigen sich bei 90° Neigungswinkel höhere Rückseitenenerträge als bei 60°. Die monatlichen Rückseitenenerträge belaufen sich auf 10 bis 63 kWh/kWp (90° Neigungswinkel) respektive 9 bis 57 kWh/kWp (60° Neigungswinkel). Auch bei den absoluten Werten ist der Zeitraum ohne Schneebedeckung der Umgebung zwischen Juli und Oktober klar an den geringen Rückseitenenerträgen zu erkennen. Neben der Schneebedeckung beeinflussen weitere umgebungspezifische oder konstruktive Aspekte den Rückseitenenertrag von bifazialen PV-Anlagen. Sowohl der Sonnenstand als auch der Direkt- und Diffusstrahlungsanteil an der Globalstrahlung haben einen Einfluss auf den Rückseitenenertrag (vgl. Kapitel 3.4). Darüber hinaus beeinflusst das Design der Unterkonstruktion die Einstrahlungsintensität und -verteilung auf der Rückseite. Im Falle der Testanlage wurden Verschattungen auf der Modulrückseite weitestgehend minimiert, indem auf Montageprofile hinter den Modulen verzichtet wurde (Abbildung 13). Sensor- und

Anschlusskabel wurden soweit möglich ausserhalb des Sichtfelds von der Modulrückseite positioniert, sodass die rückseitige Verschattung verhindert wird.

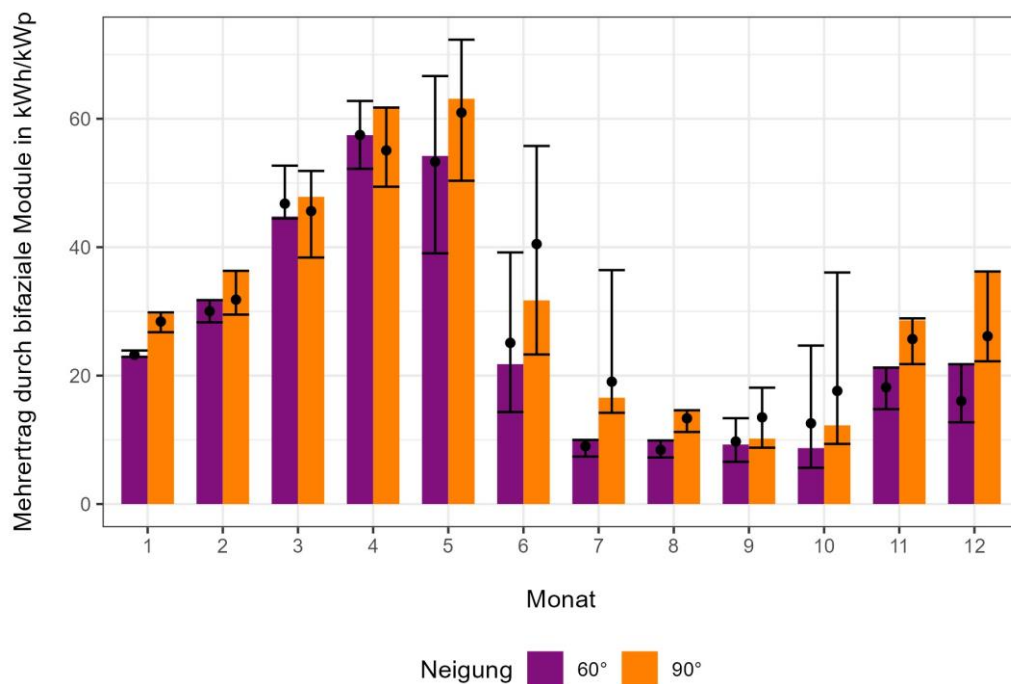


Abbildung 12: Spezifische Mehrerträge durch bifaziale Module pro Monat in kWh/kWp gegenüber dem Ertrag von monofazialen Modulen im selben Zeitraum (Balken). Die Doppel-T-Balken zeigen die Maximal- und Minimalwerte seit 2018, der Punkt zeigt den Mittelwert seit 2018. Der Bifazialfaktor der Module wird auf 0.6 bis 0.7 geschätzt.



Abbildung 13: Die Segmente D und E wurden für die Montage von bifazialen PV-Modulen konzipiert. Die Verschattung der Rückseite der Module wird minimiert.

### 3.4 Typische Tagesprofile

Nachfolgend werden typische Tagesprofile der DC-Modulleistung an der alpinen Testanlage auf der Totalp für verschiedene Sonnenstände gezeigt. Für hohe, mittlere und tiefe Sonnenstände wird jeweils ein weitgehend wolkenfreier Tag, sowie ein Tag mit Bewölkung gezeigt. Plötzliche Leistungsabfälle bei allen Modulen am Nachmittag, oder am späten Abend sind auf den natürlichen Fernhorizont am Standort zurückzuführen, welcher zu einer Verschattung der Module führt (vgl. Abbildung 22).

**Tiefer Sonnenstand (Dezember)** Typische Tagesprofile bei tiefem Sonnenstand und schneebedeckter Umgebung im Dezember können der Abbildung 14 entnommen werden. Auf der linken Seite ist ein wolkenfreier Tag (19. Dezember 2023) gezeigt, auf der rechten Seite ein Tag mit starker Bewölkung (21. Dezember 2023). An sonnigen Tagen zeigen sich bei Modulen mit hohen Neigungswinkeln die höchsten Erträge. Mit 90° geneigten bifazialen Modulen wurde der höchste Ertrag erreicht. An Tagen mit starker Bewölkung zeigen sich ebenfalls die bifazialen Module am ertragsstärksten, da sie die diffuse Einstrahlung auf der Vorder- und Rückseite in Strom umwandeln können.

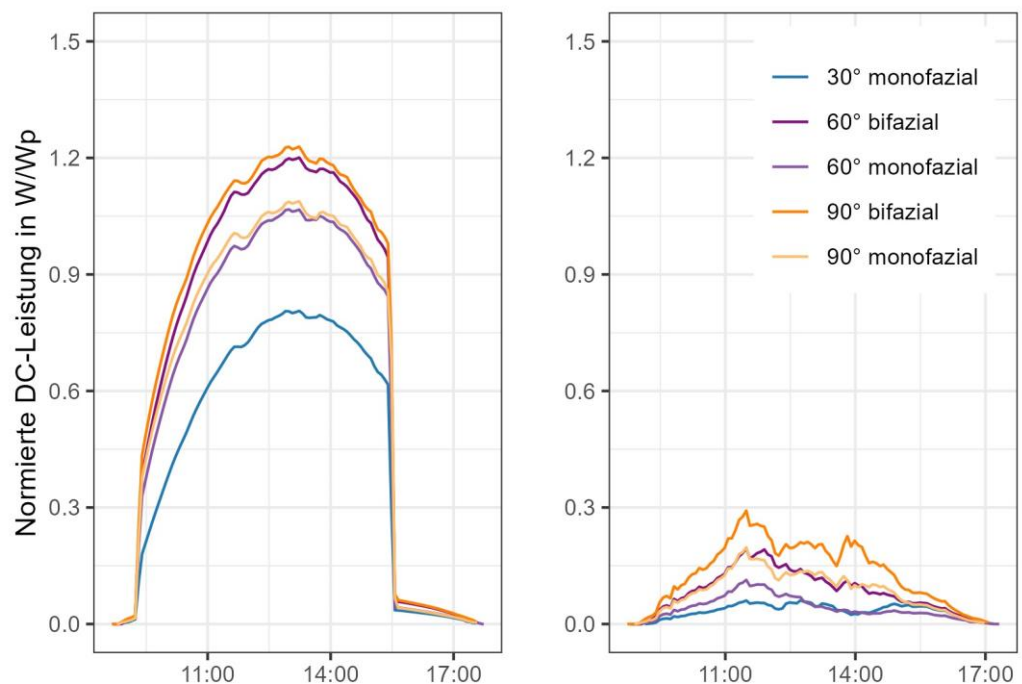


Abbildung 14: Typische Tagesprofile der normierten DC-Leistung in W/Wp pro Anlagensegment der Versuchsanlage Davos Totalp bei tiefem Sonnenstand. Ein wolkenfreier Tag (19. Dezember 2023) ist auf der linken Seite gezeigt, ein Tag mit starker Bewölkung (21. Dezember 2023) auf der rechten Seite.

**Mittlerer Sonnenstand (März)** Für mittlere Sonnenstände und bei schneebedeckter Umgebung sind typische Tagesprofile der Abbildung 15 zu entnehmen. An einem wolkenfreien Tag (07. März 2024, links) wurden die höchsten Erträge mit 60° geneigten bifazialen Modulen gemessen,

gefolgt von 90° geneigten bifazialen Modulen. Abgesehen vom Segment mit 90° geneigten bifazialen Modulen waren die Module am frühen Morgen noch schneebedeckt. Auch bei Bewölkung (05. März 2024, Abbildung 15 rechts) zeigten sich die bifazialen Module am ertragsstärksten, wobei die Leistungsprofile bei 60 und 90° Neigung sehr ähnlich sind. Bei bewölkttem Himmel zeigen die monofazialen Modulsegmente vergleichbare Leistungsprofile.

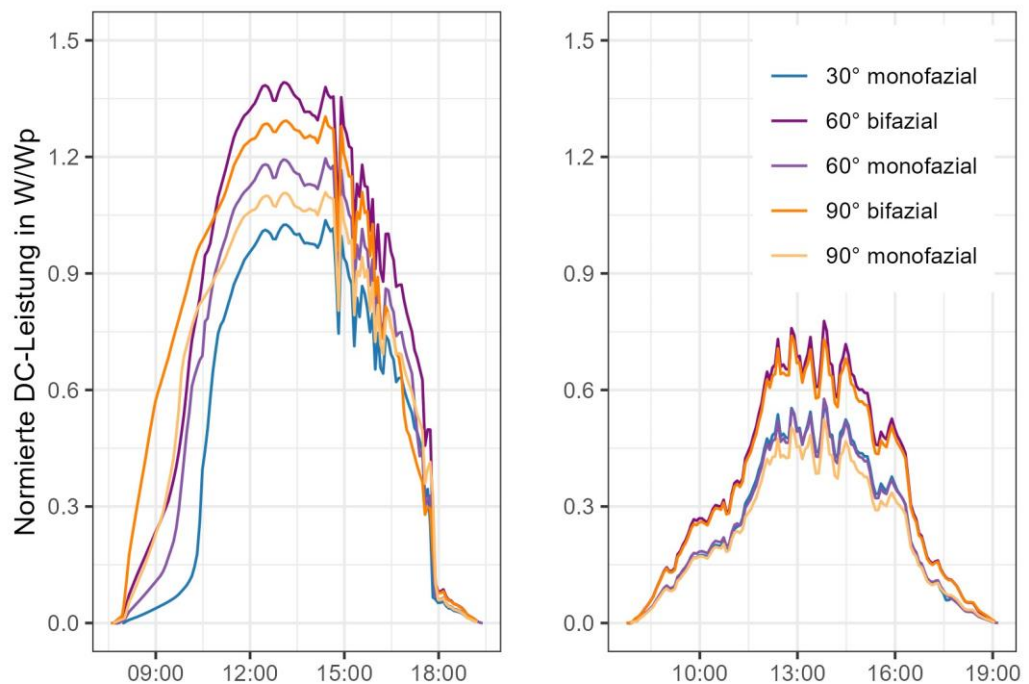


Abbildung 15: Typische Tagesprofile der normierten DC-Leistung in W/Wp pro Anlagensegment der Versuchsanlage Davos Totalp bei mittlerem Sonnenstand und schneebedeckter Umgebung. Ein wolkenfreier Tag (7. März 2024) ist auf der linken Seite gezeigt, ein Tag mit Bewölkung (5. März 2024) auf der rechten Seite.

### Hoher Sonnenstand (Juni)

Bei hohen Sonnenständen und wolkenfreiem Himmel (26. Juni 2023) zeigten sich die höchsten Erträge gemäss Abbildung 16 bei monofazialen Modulen mit 30° Neigungswinkel. Mit zunehmendem Neigungswinkel nahmen die Erträge bei hohen Sonnenständen und wolkenfreien Tagen ab. Besonders auffallend ist dieser Ertragsunterschied beim Vergleich von 30° gegenüber 90° geneigten monofazialen Modulen. An einem Tag mit starker Bewölkung (4. Juni 2023) wurden die höchsten Erträge im Segment mit 60° geneigten bifazialen Modulen gemessen.

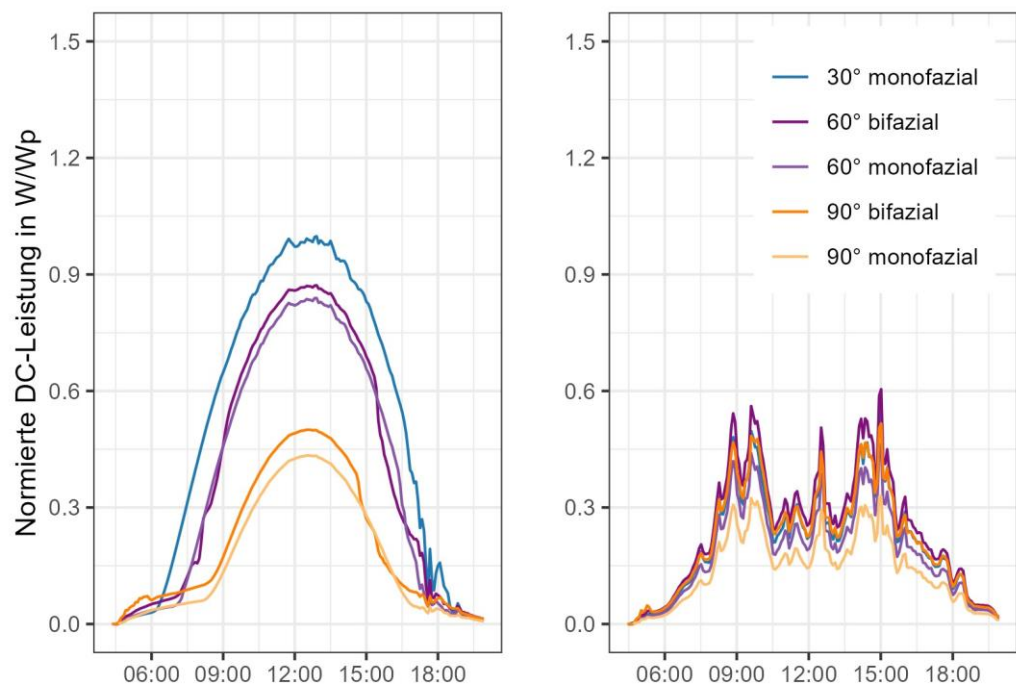


Abbildung 16: Typische Tagesprofile der normierten DC-Leistung in W/Wp pro Anlagensegment der Versuchsanlage Davos Totalp bei hohem Sonnenstand. Ein wolkenfreier Tag (26. Juni 2023) ist auf der linken Seite gezeigt, ein Tag mit Bewölkung (4. Juni 2023) auf der rechten Seite.

### Tageserträge

Tabelle 2 zeigt für die in Abbildung 14 bis Abbildung 16 dargestellten Tage den DC-Energieertrag pro Tag, sowie den bifazialen Mehrertrag in kWh/kWp und in Prozent gegenüber dem monofazialen Vergleichssegment mit gleichem Neigungswinkel. Die Tageserträge der bifazialen Anlagensegmente schwankten zwischen 0.7 und 8.0 kWh/kWp. Bei den monofazialen Segmenten wurden 0.4 bis 6.7 kWh/kWp erreicht. Die höchsten Tageserträge sind an sonnigen Tagen bei mittlerem Sonnenstand und schneebedeckter Umgebung zu erwarten. Die bifazialen Mehrerträge belaufen sich auf 0.2 bis 1.3 kWh/kWp, beziehungsweise 3 bis 60 % des Vorderseitenertrags. Eine Ausnahme mit einem bifazialen Mehrertrag von 103 % stellt der Tag mit Bewölkung und tiefen Sonnenstand dar. Die Webcam-Bilder zeigen für diesen Tag eine teilweise Schneebedeckung des monofazialen Moduls, wogegen das bifaziale Modul schneefrei war. Dieses Phänomen kann sporadisch beobachtet werden. Vermutlich werden die bifazialen Module durch Einstrahlung auf der schneefreien Rückseite geringfügig wärmer. Infolgedessen schmilzt der Schnee auch auf der Vorderseite schneller ab. Die prozentualen Mehrerträge durch bifaziale Module sind an bewölkten Tagen wesentlich höher als an sonnigen Tagen. Die absoluten Mehrerträge in kWh/kWp unterscheiden sich zwischen sonnigen und bewölkten Tagen weniger stark und sind teilweise sogar vergleichbar. Da auf der Rückseite überwiegend diffuse Einstrahlung auftrifft, erscheint dieses Ergebnis plausibel. Die Tagesbeispiele aus Tabelle 2 zeigen ausserdem, dass bifaziale Module im Gegensatz zu Monofazialen eine leichte Glättung der Ertragsprofile

ermöglichen, weil der relative Mehrertrag in Zeiträumen mit tiefer Einstrahlung höher ist als jener bei hoher Einstrahlung (resp. hohem Direktstrahlungsanteil).

*Tabelle 2: Täglicher DC-Stromertrag von 60° und 90° geneigten Modulen an ausgewählten Tagen der Untersuchungsperiode in kWh/kWp. Zusätzlich ist der Mehrertrag bifazialer Module im Vergleich zu Monofazialen mit derselben Neigung in Prozent und kWh/kWp gezeigt.*

Sonnenst. / Wetter	60 °			90°		
	60° bif. kWh/kWp	60° monof. kWh/kWp	Mehrertrag 60° % / kWh/kWp	90° bif. kWh/kWp	90° monof. kWh/kWp	Mehrertrag % / kWh/kWp
tief sonnig	6.30	5.56	13.3 / 0.74	6.54	5.76	13.5 / 0.78
tief bewölkt	0.71	0.35	102.9 / 0.36	1.12	0.70	60.0 / 0.42
mittel sonnig	8.04	6.70	20 / 1.34	7.78	6.28	19.7 / 1.24
mittel bewölkt	4.03	2.84	41.9 / 1.19	3.89	2.61	49.0 / 1.28
hoch sonnig	6.21	5.99	3.7 / 0.22	3.24	2.69	44.8 / 1.20
hoch bewölkt	3.81	2.88	32.3 / 0.93	3.43	2.19	56.6 / 1.24

### 3.5 Verluste durch Schneebedeckung der Module

Durch Schneebedeckung der Module können insbesondere bei häufigem und andauernden Schneefall Ertragsverluste durch Verschattung von PV-Modulen entstehen. Über sechs einjährige Zeitperioden, welche jeweils den 1. April bis 31. März umfassen, wurden die Verluste durch schneebedeckte Module bei der Versuchsanlage bestimmt. Eine ähnliche Analyse wurde bereits im Messbericht vom 14.11.2019 für eine einjährige Zeitperiode (Anderegg et al., 2019) durchgeführt. Die methodische Vorgehensweise ist im Kapitel 5.4 beschrieben.

Monatliche  
Verluste durch  
Schneebedeckung  
der Module

Abbildung 17 zeigt die prozentualen Verluste am theoretischen DC-Ertrag ohne den Einfluss von Schnee auf den Modulen pro Anlagensegmente und Monat.

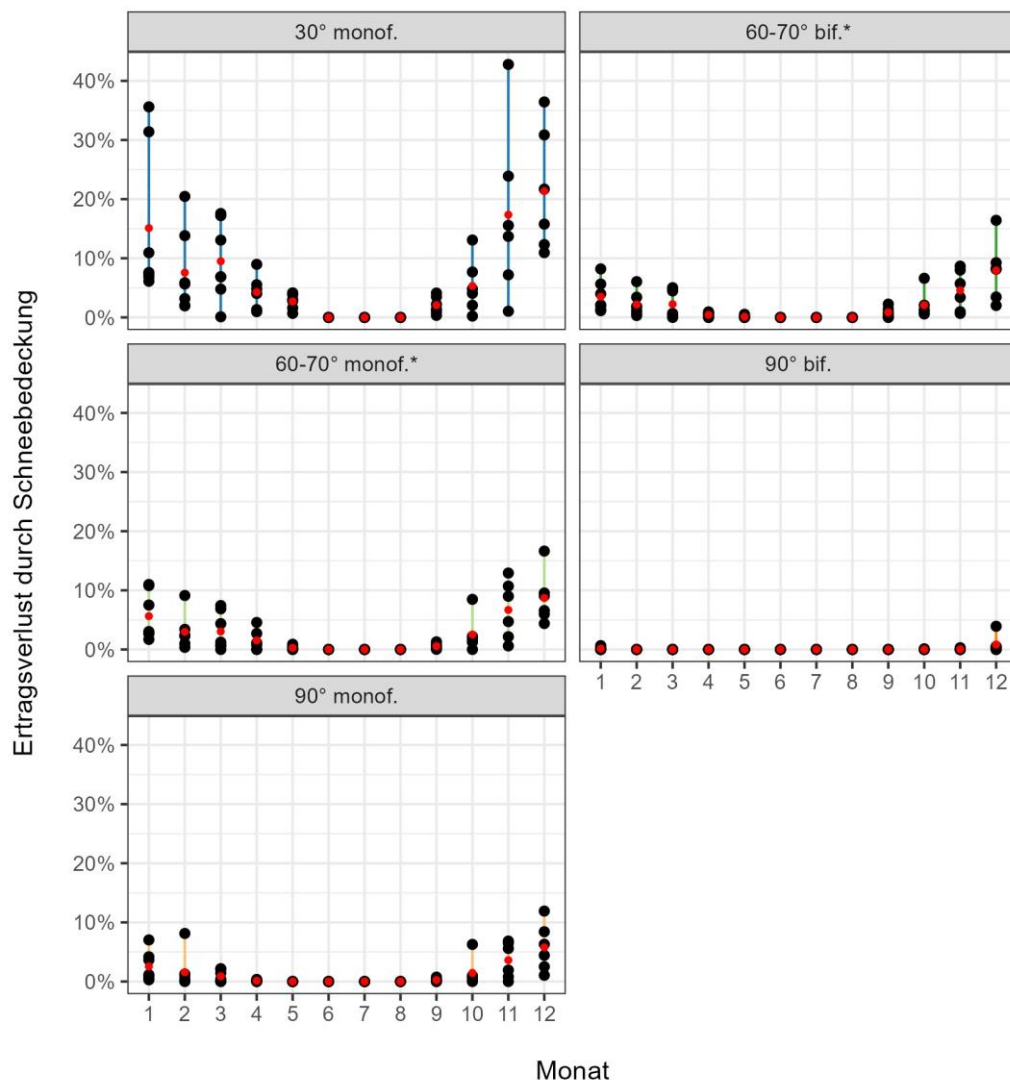


Abbildung 17: Verluste durch Schneebedeckung von Modulen. Die Prozentzahl bezieht sich auf den theoretischen DC-Monatsenertrag ohne Verlust durch Schneebedeckung. Die farbige Linie gibt den Schwankungsbereich an, die Datenpunkte visualisieren die Resultate pro Jahr. Der rote Punkt markiert den Mittelwert. Zeitraum: 1. April 2018 bis 31. März 2024. \* Der Neigungswinkel dieser Segmente wurde während des Zeitraums um maximal 10° variiert.

Die Verluste durch Schneebedeckung schwanken einerseits im Jahresverlauf mit den höchsten mittleren Verlusten zwischen November und Februar. Bei der Betrachtung einzelner Monate fällt ausserdem eine grosse Schwankung zwischen den Jahren auf. Aufgrund der grossen Variabilität erscheint eine saisonale oder jährliche Betrachtung der Verluste durch Schneebedeckung zielführender.

*Saisonale Verluste durch Schneebedeckung von Modulen*

Abbildung 18 zeigt die prozentualen Verluste durch Schneebedeckung am theoretischen DC-Ertrag ohne den Einfluss von Schnee auf den Modulen für die einzelnen Anlagensegmente und mit einer Aufteilung in das Sommer- und Winterhalbjahr. Verluste durch Schneebedeckung müssen hauptsächlich, aber nicht ausschliesslich, im Winterhalbjahr erwartet werden.

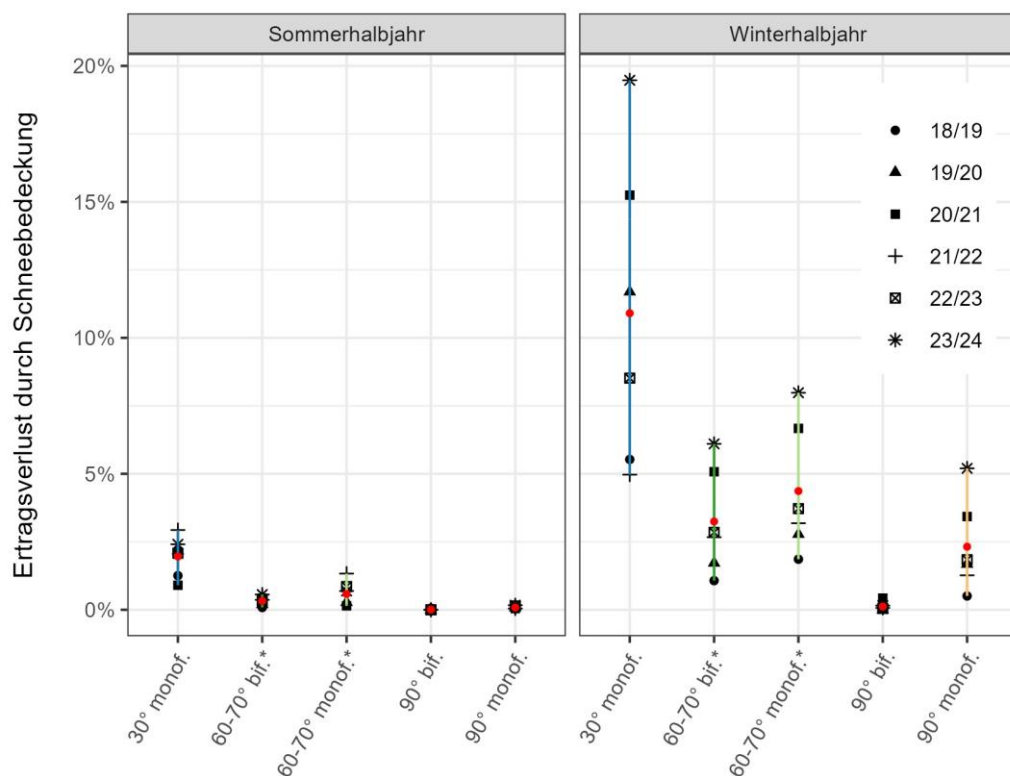


Abbildung 18: Verluste durch Schneebedeckung von Modulen. Die Prozentzahl bezieht sich auf den theoretischen DC-Saisonenertrag ohne Verlust durch Schneebedeckung. Die farbige Linie gibt den Schwankungsbereich an, die schwarzen Datenpunkte visualisieren die Resultate pro Untersuchungsperiode. Der rote Punkt markiert den Mittelwert. Zeitraum: 1. April 2018 bis 31. März 2024.

\* Der Neigungswinkel dieser Segmente wurde während des Zeitraums um maximal 10° variiert.

Abbildung 18 zeigt pro Segment zwischen den Untersuchungsperioden eine sehr hohe Variabilität (schwarze Datenpunkte). Bei 30° geneigten monofazialen Modulen schwankten die Verluste zum Beispiel zwischen 5 % und 20 % im Winterhalbjahr. In der aktuellen Untersuchungsperiode (23/24) wurden die bisher höchsten Verluste durch Schneebedeckung für das Winterhalbjahr gemessen. Dies ist auf den häufigen und teilweise intensiven Schneefall im letzten Winter zurückzuführen. Für monofaziale Module ist deutlich die Abnahme der Verluste mit dem Neigungswinkel zu erkennen: Der Mittelwert beträgt 11 % am Winterertrag bei 30° geneigten Modulen, 5 % bei 60 bis 70° geneigten Modulen und 2 % bei 90° geneigten Modulen. Besonders auffällig sind



die wesentlich geringeren Ertragsverluste von bifazialen Modulen gegenüber Monofazialen mit gleichem Neigungswinkel. Im direkten Vergleich von mono- und bifazialen Modulen wurden folgende zwei Gründe festgestellt:

1. Bifaziale Module liefern bei schneebedeckter Vorder- und schneefreier Rückseite einen Teilertrag. Dieser Effekt überwiegt gegenüber Punkt 2 bei 60-70° Neigung.
2. Nach Schneefall nimmt die Modultemperatur von bifazialen Modulen durch die dunkle Modulrückseite schneller zu als bei monofazialen. Dies führt zu einem schnelleren Abrutschen des Schnees auf der Vorderseite.

Bei Modulneigungen von mindestens 60° wurden während sechs Jahren in keinem Winterhalbjahr mehr als 8 % Verluste durch Schneebedeckung berechnet. Im sechsjährigen Mittel bewegen sich die Verluste für monofaziale Module ab 60° Neigungswinkel unter 5 %, bei bifazialen Modulen gar unter 3 %.

*Jährliche Verluste durch Schneebedeckung von Modulen*

Die prozentualen Verluste durch Schneebedeckung am theoretischen DC-Jahresertrag ohne Verluste durch Schnee auf den Modulen können der Abbildung 19 entnommen werden. Gemessen am DC-Jahresertrag machen die mittleren Verluste durch Schneebedeckung im Mittel 0.1 bis 6.2 % aus. Die Extremwerte liegen zwischen 10 % (30° monofazial in der Untersuchungsperiode 23/24) und 0 % (90° bifazial in den Untersuchungsperioden 18/19 und 20/21). Bei einem Neigungswinkel von mehr als 60° betragen die jährlichen Verluste durch Schneebedeckung in keinem Jahr mehr als 4.5 %, wobei die sechsjährigen Mittelwerte pro Segment maximal 2.3 % betragen.

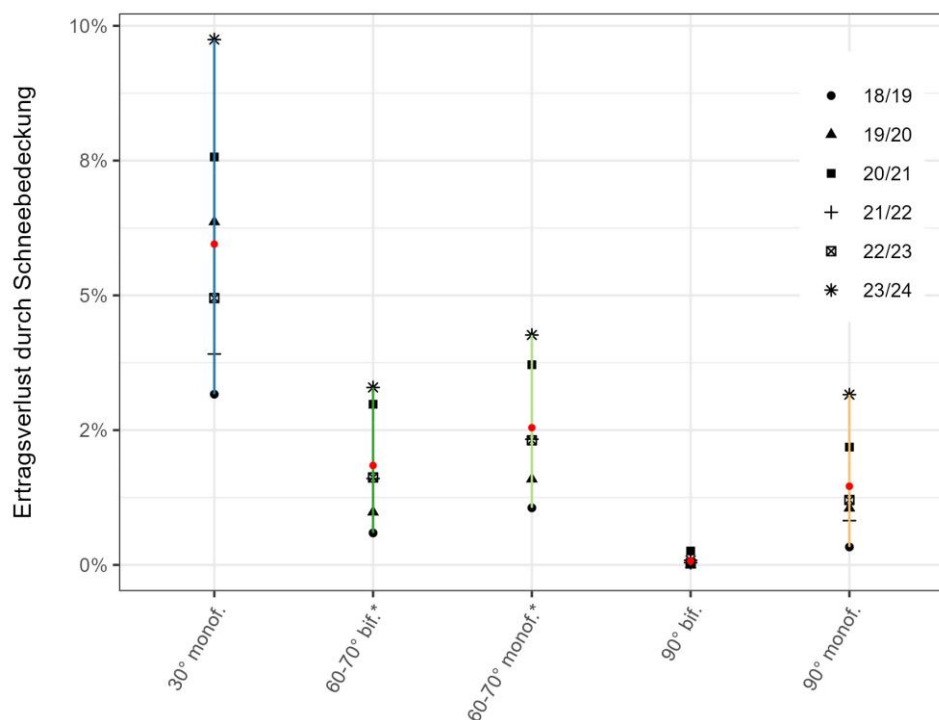


Abbildung 19: Verluste durch Schneebedeckung von Modulen. Die Prozentzahl bezieht sich auf den theoretischen Jahresertrag ohne Verlust durch Schneebedeckung. Die farbige Linie gibt den Schwankungsbereich an, die schwarzen Datenpunkte visualisieren die Resultate pro Untersuchungsperiode. Der rote Punkt markiert den Mittelwert. Zeitraum: 1. April 2018 bis 31. März 2024. \* Der Neigungswinkel dieser Segmente wurde einmalig um 10° variiert.

## 4. Fazit und Ausblick

### *Fazit*

Die Versuchsanlage ist seit dem 22. Oktober 2017 in Betrieb. Abgesehen von einigen kurzzeitigen Ausfällen der Datenaufzeichnung von einigen Stunden bis wenigen Tagen sind die Messdaten lückenlos vorhanden. Da die verwendeten Energiemeter autonom als fortlaufende Zähler agieren, können zumindest die Energieerträge während den Ausfällen jeweils nachvollzogen werden.

Für alpine Photovoltaik-Anlagen zeigten sich bisher bifaziale Module mit einem Anstellwinkel von 60 bis 90° als die vielversprechendste Variante. Damit werden zeitweise bis zu 47 % Mehrerträge durch die Reflexion von Einstrahlung an schneebedeckter Umgebung gegenüber einer schneefreien Umgebung erzielt (Anderegg et al., 2020). Zugleich werden Verluste durch die Schneebedeckung von Modulen minimiert, da dieser ungehindert abrutschen kann. So konnten gegenüber dem Mittelland bis zu doppelt so hohe Jahreserträge und rund 50 % Winterstromanteil gemessen werden. Damit konnte im Winterhalbjahr am Standort Totalp seit Messbeginn 3- bis 4-mal mehr Strom pro Fläche produziert werden als im Mittelland.

In der hier betrachteten Untersuchungsperiode vom April 2023 bis März 2024 wurden im Vergleich zu den bisherigen Ergebnissen geringe Winterstromerträge gemessen. Dieses Ergebnis wird auf die geringe Globalstrahlung im Untersuchungszeitraum zurückgeführt. Ausserdem entstanden durch überdurchschnittlich häufigen und anhaltenden Schneefall in der Untersuchungsperiode mehr Verluste durch die Schneebedeckung von Modulen. Aufgrund der tiefen Globalstrahlung und der Schneeverluste, welche die tieferen Erträge erklären, gibt es keinen Grund zur Annahme einer beschleunigten Degradation der PV-Module oder einer unerwarteten Abnahme der Performance-Ratio bei der Versuchsanlage.

### *Ausblick*

Die Versuchsanlage wird bis im Sommer 2027 weiterbetrieben und soll damit über einen Zeitraum von insgesamt zehn Jahren betrieben werden. Damit können Langzeiterfahrungen, wie z.B. bezüglich der Degradation der Module unter alpinen Bedingungen, oder der Variabilität von Erträgen im alpinen Raum gesammelt werden.

Im vergangenen Jahr erfolgte eine schrittweise Kalibrierung der Einstrahlungssensoren, welche über die nächsten Monate hinweg weitergeführt wird. Damit wird eine hohe Datenqualität auch in den kommenden Jahren erreicht.

Im Rahmen eines weiteren Projektes werden die Messdaten der Versuchsanlage Totalp zur Validierung einer alpinen Modell-Photovoltaikanlage verwendet, welche im Massstab 1:12 zu einer Freiflächenanlage aufgebaut ist und sich auf dem Container der Versuchsanlage Totalp befindet. Diese Anlage fährt in kurzen Zeitintervallen automatisiert verschiedene Modulneigungswinkel, Reihenabstände zwischen den Modulreihen und Hangneigungen an. Damit können mit einer einzelnen Anlage verschiedenste Kombinationen von Anlagenkonfigurationen abgefahren und gemessen werden. Ein

Rendering der Anlage sowie ein Webcam-Bild der Anlage im Betrieb kann der Abbildung 20 entnommen werden. Eine erste Veröffentlichung von Ergebnissen wird im Sommer 2024 erwartet. Aktuell werden die an der Modell-Photovoltaikanlage gemessenen Erträge mit Ertragssimulationen aus PVsyst verglichen. Die Simulationen basieren auf den im letzten Winterhalbjahr vor Ort gemessenen Wetterbedingungen und ermöglichen somit einen Vergleich von Simulation und Messung unter identischen Bedingungen.



Abbildung 20: Alpine Modell Photovoltaikanlage im Massstab 1:12. Drei Modulreihen mit je sieben Modulen sind auf einer Platte montiert, welche einen variablen Neigungswinkel (Hangneigung) aufweist. Die Modulneigung- und Hangneigung sowie der Reihenabstand zwischen den Modulen können in kurzen Zeitabständen automatisiert verändert werden. Die Kennlinien diverser Module werden laufend gemessen. Damit können verschiedene Anlagenkonfigurationen am selben Standort verglichen werden.

## 5. Messaufbau und Methodik

*Betrachtungs-  
zeitraum*

Die vorliegende Auswertung wurde unter Berücksichtigung von Messdaten zwischen dem 1. April 2023 und dem 31. März 2024 erstellt. Auswertungen zu Saison- und Jahreserträgen berücksichtigen Messdaten seit 2018.

### 5.1 Messaufbau

*Betrieb und  
Messdaten*

Alle Photovoltaikmodule werden mittels eines Leistungsoptimierers am optimalen Betriebspunkt (MPP) betrieben und DC-seitig durch ein Energiemeter in einem Messcontainer (Abbildung 21) neben der Anlage ausgemessen.



Abbildung 21: Messcontainer der PV-Versuchsanlage Totalp. Bietet Platz für die Energiemeter sowie die Installationen für den Betrieb und die Datenübertragung der Anlage. Auf dem Dach befindet sich ein zweiaxiger Tracker (1), auf der Seite befindet sich ein Mast (2) mit Mobilfunkantenne, Webcams und Pyranometern.

Die Modultemperatur wird durch auf der Modulrückseite aufgeklebte Temperatursensoren erfasst. Im Falle von bifazialen Modulen befindet sich der Temperatursensor am Modulrand der Rückseite, um eine Verschattung von Zellen zu vermeiden. In jeder Modulneigung sowie in der horizontalen Ebene wird die Einstrahlung mittels einem Pyranometer nach Secondary Standard (Horizontal, Segment D Vorder- und Rückseite, Segment E Vorder- und Rückseite oder einem Silizium Pyranometer (Vorderseite der Segmente A, B, C und F) gemessen. Im Weiteren ist auf dem Messmast (Abbildung 2 ,

links oben) eine Klimastation sowie ein Niederschlagssensor und auf dem Messcontainer ein Tracker mit Pyranometer und Pyrheliometer (Abbildung 21) installiert. Der Tracker misst die Global- und Direktstrahlung bei zweiachsiger Nachführung. Von Oktober 2020 bis April 2023 wurde zusätzlich die Einstrahlung auf vertikale, ost-west ausgerichtete Ebenen gemessen.

*Messintervall*

Alle Messwerte werden im 10-Sekunden-Intervall als Momentanwert lokal abgespeichert und in einen Cloudspeicher übertragen.

*Horizont am Standort*

Der natürliche Fernhorizont am Anlagenstandort ist in Abbildung 22 gezeigt. Aufgrund der sich westlich von der Anlage befindenden Bergkette in Richtung Weissfluh-Gipfel kommt es während den letzten Sonnenstunden des Tages zu einer Verschattung der Testanlage durch den natürlichen Horizont. Für das Winterhalbjahr bedeutet dies eine Verschattung ab 15:30 Uhr (22. Dezember) respektive 17:30 Uhr (20. März) bei einer Sonnenhöhe von ca. 12°. Im Sommerhalbjahr zeigt sich die Verschattung erst ab 17:30 Uhr bei einer Sonnenhöhe von ca. 15°. Im Hochsommer kommt die Verschattung durch den natürlichen Horizont erst zustande, wenn sich die Sonne hinter den Modulen befindet (in Abbildung 22 an der blauen Linie auf der rechten Seite zu erkennen).

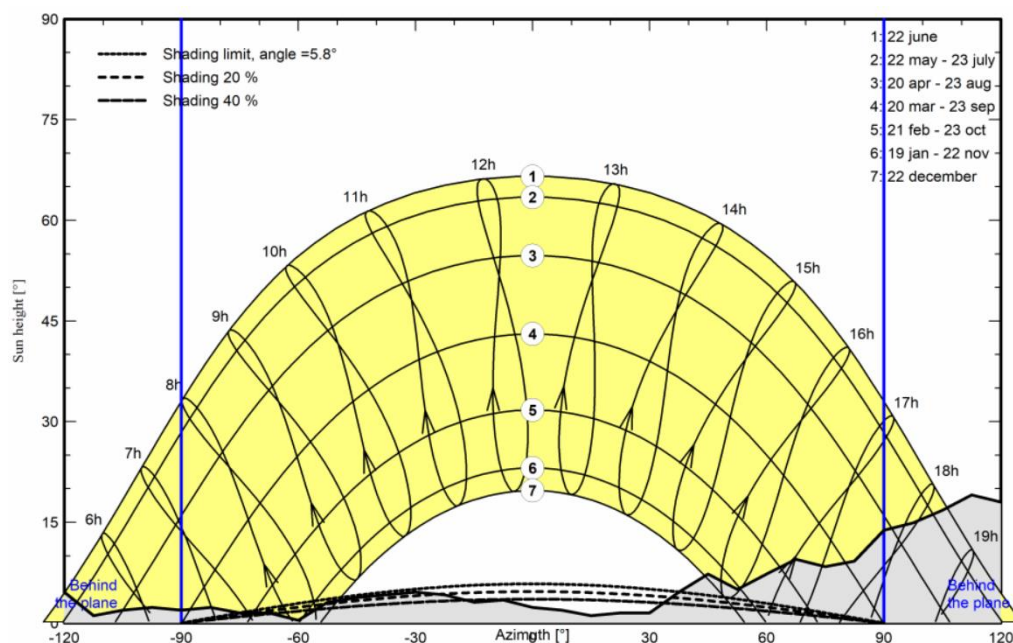


Abbildung 22: Natürlicher Horizont am Standort der Versuchsanlage. Der natürliche Horizont verschattet den Standort ab einem Neigungswinkel von 5 bis 15°. Lesebeispiel: Am 22. Dezember (Sonnenverlauf 7) tritt eine Verschattung durch den natürlichen Horizont ab ca. 15:30 Uhr auf, bei einer Sonnenhöhe von ca. 7°. Abbildung generiert mit der Software PVsyst (PVsyst SA, 2020), basierend auf dem natürlichen Horizont aus PVGIS (PVGIS, 2020).

## 5.2 Bilanzierte DC- und AC-Erträge und Vergleich Mittelland

*Datenlücken* Aufgrund diverser kurzzeitiger Ausfälle der Datenaufzeichnung mussten gewisse Zeiträume für Auswertungen ausgeschlossen werden. Es wurden lediglich Daten verwendet, welche vollständig und im Rahmen der laufenden Plausibilisierung der Messdaten für vertrauenswürdig befunden wurden (Ausschluss von Messwerten bei defekten Sensoren, während Wartungsarbeiten etc.).

Durch die verwendeten Energiemeter, die autonom als «fortlaufende Zähler» agieren, konnten die Ertragsdaten auch bei Ausfällen zwischen zwei aufgezeichneten Datenpunkten berechnet werden. Dadurch wurden Datenlücken in den Energiedaten ausgeschlossen.

*Leitungsverluste* Aus dem Anlagendesign resultieren hohe Leitungsverluste, die je nach Modul zwischen 10 und 15 Prozent des Jahresertrags entsprechen. Diese entstehen aufgrund der hohen Entfernung zwischen den Modulen und Energiemetern von rund 50 - 75 m sowie die Notwendigkeit der einzelnen DC-Kabelführung pro Modul (Moduloptimierer und Energiemeter pro Modul befindet sich im Messcontainer). Die gemessenen Energieerträge mussten demzufolge mit dem Leitungsverlust korrigiert werden, um einerseits die Vergleichbarkeit bei unterschiedlichen Leitungslängen zu gewährleisten und andererseits die Ertragssituation am PV-Modul korrekt abzubilden. Diese Korrektur erfolgte folgendermassen:

- Zu den Energiemeter-Daten wurde die Verlustenergie der Leitung  $E_V$  addiert.
- Die Verlustenergie  $E_V$  wurde durch die Summe der mittleren Verlustleistungen  $P_V$  pro Stunde ermittelt.
- Die Verlustleistung  $P_V$  entspricht dem Leitungswiderstand  $R_L$  multipliziert mit dem Modulstrom  $I$  im Quadrat:

$$P_V = R_L * I^2$$

Weil die Daten zum Modulstrom ( $I$ ) während rund 2 % des Messzeitraums nicht verfügbar sind (Ausfälle der Datenaufzeichnung), handelt es sich dabei nicht um den exakten Leitungsverlust, sondern um eine Annäherung, welche ca. 98 % des effektiven Leitungsverlusts beträgt.

- Der Leitungswiderstand  $R_L$  basiert auf vor Ort durchgeführten Messungen für jede einzelne DC-Leitung zwischen Modul und Energiemeter.

Da die Leitungsverluste ca. 10 - 15 % des Jahresertrags ausmachten und während 98 % der Zeit Daten zum Modulstrom ( $I$ ) verfügbar sind, beträgt die Unterschätzung der Leitungsverluste weniger als 1 %. Damit werden auch die Modulerträge um weniger als 1 % unterschätzt.

*Vergleich Mittelland* Die vor Ort gemessenen Erträge wurden mit denjenigen einer Anlage im Mittelland verglichen. Bei dieser Vergleichsanlage handelt es sich um eine Aufdach-Anlage auf dem TUWAG-Areal in 8820 Wädenswil mit Baujahr 2013. Diese besteht aus drei Teil-Anlagen

mit leicht unterschiedlichen Anstellwinkeln und Ausrichtungen. Einige Eckdaten sowie der normierte AC-Saisonertrag in kWh/kWp im Untersuchungszeitraum sind in Tabelle 3 ersichtlich. Dabei gilt es zu beachten, dass der durchschnittliche Jahresertrag von PV-Anlagen der Schweiz in den vergangenen Jahren (2018 bis 2022) jeweils ca. 4 % höher war. Der durchschnittliche spezifische Ertrag von netzgekoppelten PV-Anlagen in der Schweiz zwischen 2018 und 2022 betrug 956 kWh/kWp (Hostettler, 2020; Hostettler & Hekler, 2021, 2022), wogegen die Vergleichsanlage im selben Zeitraum zu einem mittleren Ertrag von 917 kWh/kWp führte.

*Tabelle 3: Eckdaten der 83 kWp-Photovoltaikanlage auf dem TUWAG-Areal in Wädenswil mit dem normierten Ertrag für den Untersuchungszeitraum vom 1. April 2022 bis 31. März 2023. Diese Anlage steht stellvertretend für eine typische PV-Anlage im Mittelland, mit der die Ertragsdaten der Alpenstrom-Anlage verglichen werden. \* Durchschnitt der gesamten Anlage (gewichtet mit der Nennleistung).*

#	Nennleistung [kWp]	Ausrichtung	Neigungswinkel [°]	Mittlerer spezifischer AC-Ertrag [kWh/kWp]		
				Winterhalbjahr	Sommerhalbjahr	Jahr
1	7	Süd-Ost	30°	∅* 254	∅* 670	∅* 924
2	33.75	Süd-Ost	30°			
3	42.97	Süd-West	20°			

Da es sich bei den Erträgen der Vergleichsanlage um AC-Erträge handelt, mussten die von der Alpenstrom-Anlage vorliegenden DC-Energieerträge korrigiert werden. Die Korrektur wurde wie folgt vorgenommen:

- Anhand der Energiemeter wurden die gesamten DC-Energieerträge der Anlage ermittelt. Dazu wird die Summe der Erträge aus allen Modulen gebildet.
- Analog dazu wurde die vom Wechselrichter ins Netz eingespeiste Energie über das SolarEdge-Monitoring Portal ermittelt.
- Der Wirkungsgrad der Wechselrichter von der Versuchsanlage im Realbetrieb wurde ermittelt, indem die AC-Erträge durch die DC-Erträge dividiert wurden. Zwischen 2018 und 2024 betrug der damit berechnete Wirkungsgrad 96.1 %, was einer minimalen Abweichung gegenüber dem europäisch gewichteten Wirkungsgrad des Wechselrichters von 96.7 % entspricht (SolarEdge Technologies, 2019).
- Der korrigierte DC-Ertrag (Energiemeter plus Verlustenergie der DC-Leitungen) der Modulsegmente wurde zur Abschätzung der AC-Erträge mit dem mittleren Wechselrichterwirkungsgrad vor Ort multipliziert (96.1 % zwischen 2018 und 2022).

*Normierung  
Erträge*

Sämtliche bilanzierten Erträge (pro Jahr, Saison und Monat) sind zwecks Vergleichbarkeit auf die Einheit kWh/kWp normiert. Als Grundlage für die Normierung der Alpenstrom-Erträge wurden die effektiven Nennleistungen der Module gemäss Flasher-Tests verwendet. Die Resultate der Flasher-Tests können dem Anhang 8.2 entnommen werden.

### 5.3 Leistungsdaten einzelner Tage

- Intervall und Zeit* Bei den Leistungsdaten einzelner Tage handelt es sich um 5-Minuten Mittelwerte der jeweiligen Segmente. Eine höhere zeitliche Auflösung würde aufgrund kurzzeitiger Schwankungen die Lesbarkeit der Grafiken negativ beeinflussen. Bei den in den Auswertungen dargestellten Uhrzeiten handelt es sich um die mitteleuropäische Zeit (MEZ).
- Korrektur Leitungswiderstände* Als Folge der Distanz zwischen Modulwand und Messcontainer von 50 – 75 m und den unterschiedlichen Leitungslängen treten zwischen den PV-Modulen und den Energiemetern im Messcontainer unterschiedliche Verlustleistungen der DC-Leitungen auf. Der Vergleich der Modulleistungen erfordert deswegen eine Korrektur der Leitungsverluste, wobei die Verlustleistung der Leitung zur am Energiemeter gemessenen Modulleistung addiert wurde (analog zu Kapitel 5.2). Die korrigierte Leistung entspricht somit der Leistung, die direkt am Modul vorliegt und weicht von der am Energiemeter gemessenen Leistung ab.
- Normierung der Modulleistung* Die Leistungsdaten wurden zudem auf die Modulleistung normiert (in W/Wp) um die unterschiedlichen Nennleistungen der Module zu berücksichtigen. Dabei wurden die exakten Nennleistungen aus Flasher-Tests verwendet (Anhang 8.2), nicht die in Tabelle 1 aufgeführten Produkt-Nennleistungen gemäss Datenblatt, da die Flasher-Tests die Situation am Modul genauer widerspiegeln.
- Eine Korrektur der Leistung aufgrund unterschiedlicher Modultemperaturen in den Segmenten wurde bewusst nicht vorgenommen. Diese Temperaturunterschiede sind ein wesentlicher Teil der ertragsrelevanten Einflüsse und sollten deshalb nicht ausgeblendet werden.



## 5.4 Verluste durch Schneebedeckung

Die Verluste durch Schneebedeckung wurden berechnet, indem die gemessene normierte Modulleistung zwischen 1. April 2018 und 31. März 2024 mit einer theoretischen Modulleistung verglichen wurde. Die theoretische Leistung wird anhand der Einstrahlung auf der Modulebene und der Modultemperatur unter Berücksichtigung von Reflexionsverlusten berechnet.

*Theoretische Leistung aus Einstrahlung und Temperatur*

In einem ersten Schritt wird die theoretische Leistung des Moduls ( $P_{soll}$ ) unter Verwendung der Modulparameter (Datenblätter im Anhang 8.1) sowie den vor Ort gemessenen Wetterdaten wie folgt berechnet:

$$P_{soll} = E_{Modul} * \eta_{Modul} * A_{modul} * (1 + (T_{modul} - 25^{\circ}C) * T_K)$$

$P_{soll}$  Theoretische Leistung des Moduls [W]  
 $\eta_{Modul}$  Modulwirkungsgrad [%]  
 $T_{Modul}$  Modultemperatur [°C]

$E_{Modul}$  Globalstrahlung auf Modulebene [W/m<sup>2</sup>]  
 $A_{Modul}$  Fläche des Moduls [m<sup>2</sup>]  
 $T_K$  Temperaturkoeffizient [%/°C]

Anschliessend wird die berechnete theoretische Leistung  $P_{soll}$  mithilfe der STC-Nennleistung der Module (gemäss Flasher-Test im Kapitel 8.3) normiert, sodass eine theoretische spezifische Leistung in W/Wp angegeben werden kann.

*Einbezug von Verlusten durch Reflexion*

Ein erster Vergleich der gemessenen und theoretischen Leistung zeigte insbesondere bei sehr flachem Einfallswinkel der Einstrahlung auf die Module teils markante Abweichungen zwischen  $P_{soll}$  und den Messungen. Aus diesem Grund wurde zusätzlich die Reflexion der Einstrahlung am Solarglas berücksichtigt, indem die theoretische Leistung  $P_{soll}$  mit einem winkelabhängigen Korrekturfaktor modifiziert wurde. Zwecks Einfachheit wurde das Ashrae-Modell zur Korrektur der theoretischen Leistung verwendet. Damit wird die Korrekturfaktor wie folgt berechnet (Sandia National Laboratories, 2024):

$$K_{Reflex} = 1 - b_0 \left( \frac{1}{\cos(\theta)} - 1 \right)$$

$K_{Reflex}$  Reflexionsbedingter Korrekturfaktor []  
 $b_0$  Kurvenmodifikator = 0.05

$\theta$  Winkel der Direktstrahlung auf die Modulebene

Abbildung 23 zeigt den Korrekturfaktor für verschiedene Einfallswinkel der Direktstrahlung. Dieser Korrekturfaktor wird mit  $P_{soll}$  multipliziert. Für die Berechnung des Einfallswinkels der Direktstrahlung auf der Modulebene wurden die Modulneigung sowie die vom Einstrahlungstracker aufgezeichneten Azimut- und Zenitwerte verwendet.

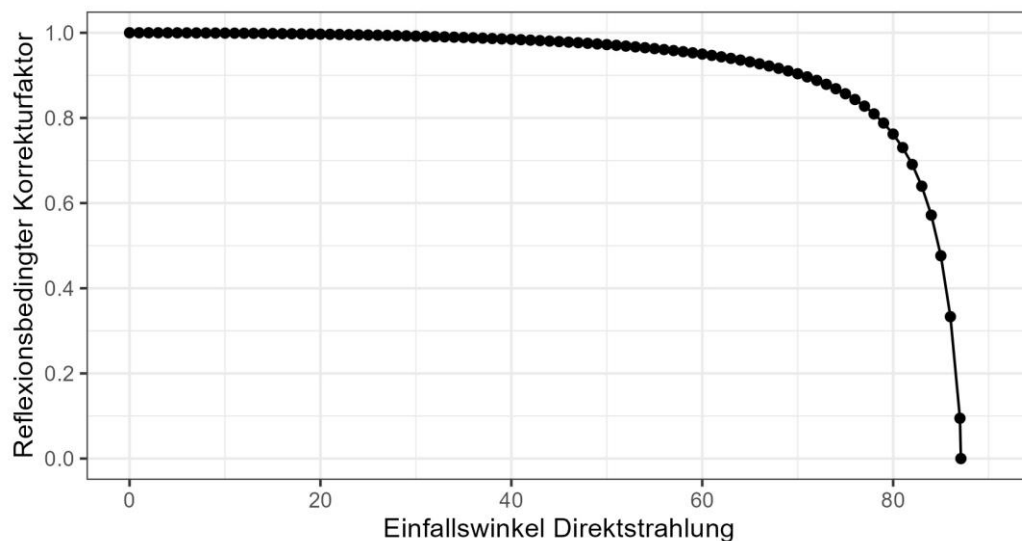


Abbildung 23: Reflexionsbedingter Korrekturfaktor in Abhängigkeit vom Einfallswinkel der Direktstrahlung auf einem Solarmodul, berechnet mit dem Ashrae-Modell.

*Identifikation von Schnee auf Modulen*

Sofern die theoretische und die gemessene Leistung während Zeiten ohne Schneebedeckung übereinstimmen, kann Verschattung durch Schnee an Abweichungen zwischen den beiden Werten erkannt werden. Trotz dem Einbezug der lokal gemessenen Einstrahlung, der Modultemperatur und dem Einbezug der Reflexionsverluste kann die gemessene Modulleistung aber nicht perfekt nachgebildet werden. Abweichungen können z.B. durch Messungenauigkeiten bei verschiedenen Sensoren, Schwankungen im Lichtspektrum oder Verschmutzung auf den Modulen entstehen. Abbildung 24 zeigt durch Schneebedeckung entstehende Abweichungen zwischen der theoretischen und der gemessenen Leistung für einen exemplarischen Zeitraum vom 1. bis 2. Januar 2024. Am 1. Januar 2024 waren alle Segmente abgesehen von 90° bifazial von Verlusten durch Schneebedeckung betroffen. Bei 30° Neigung beträgt die Abweichung an diesem Tag zwischen theoretischer und gemessener Leistung fast 100 %, wogegen die stärker geneigten und insbesondere die bifazialen Segmente lediglich Teilverluste bis minimale Abweichungen zeigten. Am 2. Januar hingegen treten Verluste durch Schneebedeckung nur noch bei 30° monofazial auf, während die anderen Segmente schneefrei sind. Webcam-Bilder des entsprechenden Zeitraums können Kapitel 8.4 im Anhang entnommen werden.

Als Schneeverlust gekennzeichnet wurde eine Abweichung zwischen theoretischer und gemessener Leistung, falls die theoretische Leistung mindestens 30 % höher war als die gemessene. Bei der Sichtung von Webcam-Bildern zeigte sich, dass damit keine Differenzen mehr erfasst werden, die nicht auf Schneebedeckung zurückzuführen sind. Ebenso zeigte die visuelle Kontrolle von rund 2000 Webcam-Bildern, dass bei diesem Grenzwert keine nennenswerte Schneebedeckung von Modulen vorlag, aber nicht erkannt wurde.

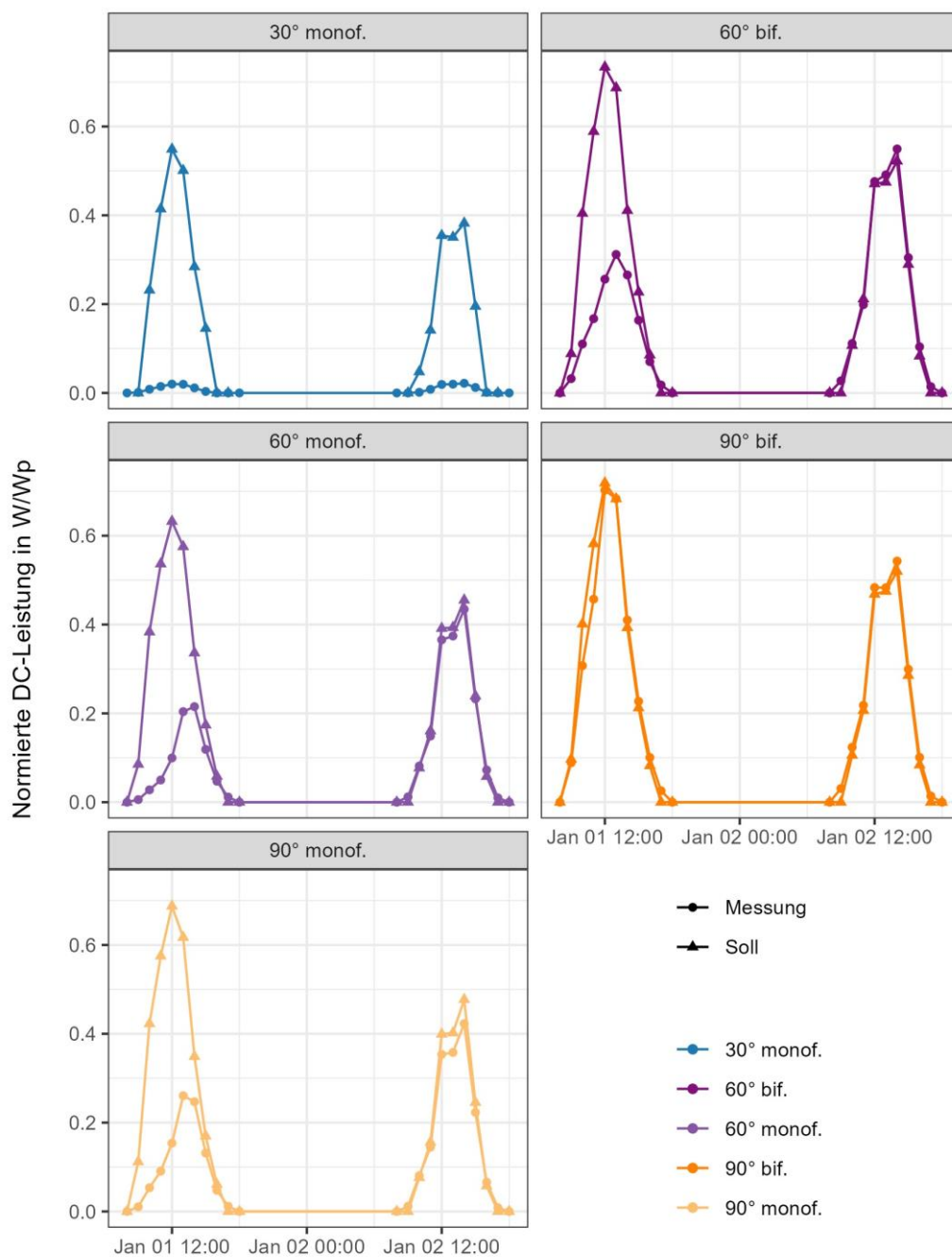


Abbildung 24: Vergleich der theoretischen Leistung (Soll) und der gemessenen Leistung pro Anlagensegment am Beispiel des Zeitraums zwischen 1. und 2. Januar 2024. Bei 30° geneigten monofazialen Modulen liegt eine Schneebedeckung vor, 90° bifazial zeigt keine Verluste durch Schneebedeckung. Bei den anderen Segmenten liegen am 1. Januar Verluste durch Teilverschattung vor.

Beträgt die Abweichung zwischen theoretischer und gemessener Leistung mindestens 30 % berechnet sich die Verlustleistung durch den Schnee aus der Differenz beider Leistungen.

*Automatische  
Bildererkennung*

Aufgrund diverser Wartungen, Ausfällen und Wechsels von Webcams sowie von Schnee und Wassertropfen bedeckten Kameras wurde auf eine automatische Bildauswertung bewusst verzichtet.

## 6. Literatur

- Anderegg, D., Strebel, S., & Rohrer, J. (2019). *Messergebnisse Juni 2018 bis Mai 2019 Versuchsanlage Totalp*. Forschungsgruppe Erneuerbare Energien, IUNR Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen, ZHAW, Wädenswil.
- Anderegg, D., Strebel, S., & Rohrer, J. (2020). *Winterstrom mit alpiner Photovoltaik: Messergebnisse nach zwei Jahren Versuchsbetrieb*. 18. Nationale Photovoltaik-Tagung 2019, Lausanne, 12.-13. März 2020.  
<https://doi.org/10.21256/zhaw-19860>
- Hostettler, T. (2020). *Markterhebung Sonnenenergie 2019*. Swissolar.  
[https://www.swissolar.ch/fileadmin/user\\_upload/Markterhebung/Marktumfrage\\_2019.pdf](https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Markterhebung/Marktumfrage_2019.pdf)
- Hostettler, T., & Hekler, A. (2021). *Statistik Sonnenenergie Referenzjahr 2020*. Bundesamt für Energie, Bern.  
<https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/10539>
- Hostettler, T., & Hekler, A. (2022). *Statistik Sonnenenergie Referenzjahr 2021*.  
<https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/teilstatistiken.html>
- PVGIS. (2020). *Photovoltaic geographical information system* [Software].  
[https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/#PVP](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#PVP)
- PVsyst SA. (2020). *PVsyst (7.1.7)* [Software]. PVsyst SA. [www.pvsyst.com](http://www.pvsyst.com)
- Sandia National Laboratories. (2024). *ASHRAE IAM Model*. PV Performance Modeling Collaborative (PVPMC). <https://pvpmc.sandia.gov/modeling-guide/1-weather-design-inputs/shading-soiling-and-reflection-losses/incident-angle-reflection-losses/ashrae-iam-model/>
- SolarEdge Technologies. (2019). *Dreiphasen-Wechselrichter SE3K - SE 10K*.  
<https://www.solaredge.com/sites/default/files/se-three-phase-e-series-inverter-datasheet-de.pdf>

## 7. Frühere Messberichte

Datum Bericht	Zeitraum von	Zeitraum bis	Titel
28.05.2018	22.10.2017	22.05.2018	Messergebnisse für den Winter 2017/18 Versuchsanlage Totalp
14.11.2019	01.06.2018	31.05.2019	Messergebnisse Juni 2018 bis Mai 2019 Versuchsanlage Totalp
18.12.2019	01.04.2019	30.09.2019	Messergebnisse Sommerhalbjahr 2019 Versuchsanlage Totalp
20.05.2020	01.10.2019	31.03.2020	Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp Messergebnisse Winterhalbjahr 2019/2020
13.11.2020	01.04.2020	30.09.2020	Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp Messergebnisse Sommerhalbjahr 2020
11.05.2021	01.10.2020	31.03.2021	Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp Messergebnisse Winterhalbjahr 2020/2021
16.11.2021	01.04.2021	30.09.2021	Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp Messergebnisse Sommer 2021
10.05.2022	01.10.2021	31.03.2022	Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp Messergebnisse Winter 2021 / 2022
26.09.2023	01.01.2018	31.07.2023	Alpine Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp: Erkenntnisse aus 5 Jahren Betrieb
27.02.2024	01.04.2022	31.03.2023	Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp Messergebnisse April 2022 bis März 2023

## 8. Anhang

### 8.1 Datenblätter Photovoltaik Module von PVP



Produktübersicht	Monokristallin			Polykristallin		
Max. Leistung Pmpp [Wp]	270	275	280	250	255	260
Maße L x B x H mit Rahmen [mm]	1679 x 992 x 40,5			1679 x 992 x 40,5		
Maße L x B x H ohne Rahmen [mm]	1700 x 995 x 7			1700 x 995 x 7		
Gewicht mit/ohne Rahmen [kg]	21 / 27,5			21 / 27,5		



#### Produktvorteile

- Premium-Alternative zu Glas-Folien Modulen
- Verbesserter Schutz der Zellen gegen dynamische Belastungen, neutrale Zone
- Keine Staukante da rahmenlose Ausführung, bessere Selbstreinigung
- Keine Rückseitenfolie daher ausgezeichnete Feuerresistenz
- Extrem langlebig durch spezielles Glasverbundsystem
- Höchste Resistenz gegen Umwelteinflüsse
- Schnee rutscht leichter ab
- Qualitätsnorm: IEC 61215 und IEC 61730
- Positive Leistungstoleranz: bis zu +3%
- 10 Jahre Leistungsgarantie 90%
- 25 Jahre Leistungsgarantie 80%
- 10 Jahre Produktgarantie

**Auch mit 48 / 72 Zellen erhältlich.**  
**Ausführung mit schwarzem Rahmen optional**



PVP Photovoltaik GmbH | Wernersdorf 111, A-8551 Wies | tel. +43 (0)3466 43030-0 | fax +43 (0)3466 43030-9 | office@pvp.co.at | www.pvp.co.at

# PVP-GExxxP/M mit/ohne Rahmen

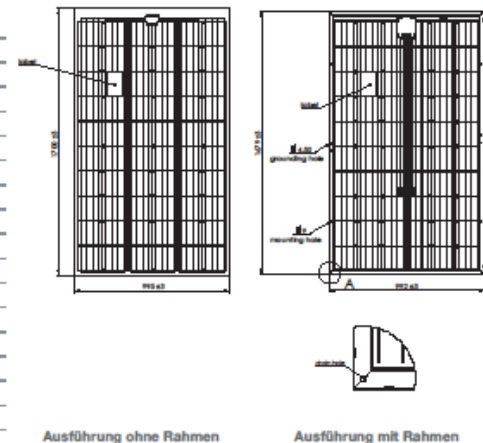


Elektrische Daten	Monokristallin						Polykristallin					
	STC*			800W/m <sup>2</sup> NOCT**			STC*			800W/m <sup>2</sup> NOCT**		
Max. Leistung P <sub>mp</sub> [Wp]	270	275	280	196	199	203	250	255	260	184	188	192
Spannung bei P <sub>mp</sub> [V]	31,58	32,02	32,31	28,30	28,70	28,96	31,87	31,96	32,28	29,02	29,11	29,40
Strom bei P <sub>mp</sub> [A]	8,55	8,59	8,68	6,92	6,95	7,01	7,85	7,98	8,05	6,35	6,46	6,52
Leerlaufspannung [V]	38,40	38,46	38,64	35,18	35,24	35,40	38,34	38,46	38,46	35,58	35,69	35,69
Kurzschlussstrom [A]	9,05	9,09	9,15	7,32	7,35	7,40	8,31	8,45	8,53	6,72	6,84	6,90
Modulwirkungsgrad [%]	16,3	16,6	16,9				15,1	15,4	15,7			

\*Standard-Test-Bedingungen (STC): 1.000W/m<sup>2</sup> - AM 1,5 - 25°C // \*\* 800W/m<sup>2</sup> - AM 1,5 - Nennbetriebszelltemperatur (NOCT)  
 Geringe Wirkungsgradminderung bei Teillastverhalten: Es werden bei 200W/m<sup>2</sup> min. 95% des STC (1000W/m<sup>2</sup>) Wirkungsgrad erreicht.

Thermische Kenngrößen/ Temperaturkoeffizienten	Monokristallin	Polykristallin
TK P [%/K]	-0,42	-0,41
TK Voc [%/K]	-0,32	-0,31
TK Isc [%/K]	0,047	0,057
NOCT [°C]	47 ±2	44 ±2

Weitere Kenngrößen	Mono- & Polykristallin
Flussorientierung	-0% bis +3%
Erhöhte Belastbarkeit	5400 N/m <sup>2</sup>
Schneelast	550 kg/m <sup>2</sup>
max. Systemspannung	1000 V
Schutzklasse	II
Rückstrombelastbarkeit	15 A
Anschlussdose	Tyco
Bypassdioden	3 Typ Schottky
Schutzart Anschlussdose	IP 67
Kabel Länge/Querschnitt	1000 mm / 4 mm <sup>2</sup>
Steckverbindersystem	Tyco PV4 / MC4 kompatibel
Betriebstemperatur	-40°C ~ +85°C
Zellen	156 x 156 poly / mono
Solarglas ohne Rahmen	Front: 3 mm / Rück: 3 mm
Solarglas mit Rahmen	Front: 2 mm / Rück: 2 mm
Isoliertes Aluminiumrahmen	Hohlkammerprofil



Messstoleranz ±3%

Dieses Datenblatt ist nicht rechtverbindlich. Die tatsächlichen Spezifikationen und/oder Produktmerkmale können davon abweichen. Änderungen vorbehalten. Achtung: Lesen Sie die Sicherheits- und Installationsanweisungen durch, bevor Sie das Produkt verwenden. Bei Kauf gelten die aktuell gültigen Garantieerklärungen und die allgemeinen Liefer- und Geschäftsbedingungen der PVP Photovoltaik GmbH. Weitere Einzelheiten finden Sie auf unserer Website. Dieses Datenblatt entspricht den Vorgaben der EN 50380

PVP Photovoltaik GmbH | Wernersdorf 111, A-8551 Wies | tel. +43 (0)3466 43030-0 | fax +43 (0)3466 43030-9 | office@pvp.co.at | www.pvp.co.at

Stand: 04/16





Produktübersicht

	360° Glas-Modul
Max. Leistung Front [Wp] / Gesamt	285 / 360
Maße L x B x H mit Rahmen [mm]	1679 x 992 x 40,5
Maße L x B x H ohne Rahmen [mm]	1700 x 995 x 7
Gewicht mit/ohne Rahmen [kg]	21 / 27,5



Beim 360° Bifacial Glas-Modul von PVP wird das Licht sowohl auf der Vorder- als auch auf der Rückseite des Moduls aufgenommen. Die erhöhte Lichtausbeute steigert den Wirkungsgrad des Moduls. Über die aktive Modulrückseite können so bis zu 360 Wp Gesamtleistung erzielt werden (Bsp. 285 Wp Modul Front / 330-360 Wp durch 360° Einstrahlung).



- +10-20% Mehrertrag auf niedrig reflektierenden Flächen (z.B. Ziegeldach, Gras)
- +20-30% Mehrertrag bei gut reflektierenden Flächen (z.B. Flachdach m. grauer Folie, Sand)
- +30-35% Mehrertrag auf sehr gut reflektierenden Flächen (z.B. Schnee)

Optimal geeignet für den Einsatz auf Gewächshäusern, Industriedächern, Freiflächen,...



# PVP 360° Glas-Modul



## Elektrische Daten

	STC		Einstrahlung Rückseite (abhängig vom Untergrund)			800W/m <sup>2</sup> NOCT**
	nur Front	+20%	+25%	+30%	nur Front	
Max. Gesamtleistung Pmpp[Wp]	285	335	347	360	204	
Spannung bei Pmpp [V]	32,40	32,98	32,99	33,10	29,30	
Strom bei Pmpp [A]	8,80	10,16	10,52	10,88	6,96	
Leerlaufspannung [V]	39,66	39,25	39,32	39,39	35,90	
Kurzschlussstrom [A]	9,26	10,85	11,23	11,62	7,44	
Modulwirkungsgrad [%]	17,2%					

\*Standard-Test-Bedingungen (STC): 1.000W/m<sup>2</sup> · AM 1,5 · 25°C  
 \*\* 800W/m<sup>2</sup> · AM 1,5 · Nennbetriebszelltemperatur (NOCT)  
 Geringe Wirkungsgradminderung bei Teillastverhalten: Es werden bei 200W/m<sup>2</sup>  
 min. 95 % des STC (1000W/m<sup>2</sup>) Wirkungsgrad erreicht.



## Thermische Kenngrößen/ Temperaturkoeffizienten

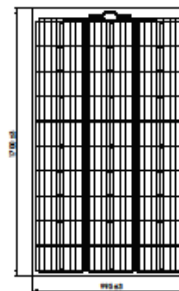
		Monokristallin
TK P	[%/K]	-0,40
TK Voc	[%/K]	-0,32
TK Isc	[%/K]	0,047
NOCT	[°C]	43 ±2

### Vorteile des 360° Glas-Moduls

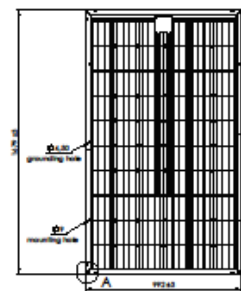
- bis zu 360 Wp Gesamtleistung durch aktive Modulrückseite
- Einsatz von PID-resistenten Modulkomponenten
- LID-Effekt nahezu 0%
- Einsatz v. 60 Hocheffizienz-Bifacial-Zellen
- extrem hohe Langlebigkeit durch Verbundglas-Technologie

## Weitere Kenngrößen

	Monokristallin
Flussorientierung	-0% bis +3%
Erhöhte Belastbarkeit	5400 N/m <sup>2</sup>
Schneelast	550 kg/m <sup>2</sup>
max. Systemspannung	1000 V
Schutzklasse	II
Rückstrombelastbarkeit	15 A
Anschlussdose	Tyco
Bypassdioden	3 Typ Schottky
Schutzart Anschlussdose	IP 67
Kabel Länge/Querschnitt	1000 mm / 4 mm <sup>2</sup>
Steckverbindersystem	Tyco PV4 / MC4 kompatibel
Betriebstemperatur	-40°C ~ +85°C
Zellen	156 x 156 mono
Solarglas ohne Rahmen	Front: 3 mm / Rück: 3 mm
Solarglas mit Rahmen	Front: 2 mm / Rück: 2 mm
Isoliertes Aluminiumrahmen	Hotkammerprofil



Ausführung ohne Rahmen



Ausführung mit Rahmen

Messoleranz ±3%

Dieses Datenblatt ist nicht rechtverbindlich. Die tatsächlichen Spezifikationen und/oder Produktmerkmale können davon abweichen. Änderungen vorbehalten. Achtung: Lesen Sie die Sicherheits- und Installationsanweisungen durch, bevor Sie das Produkt verwenden. Bei Kauf gelten die aktuell gültigen Garantieerklärungen und die allgemeinen Liefer- und Geschäftsbedingungen der PVP Photovoltaik GmbH. Weitere Einzelheiten finden Sie auf unserer Website. Dieses Datenblatt entspricht den Vorgaben der EN 50380

PVP Photovoltaik GmbH | Wernersdorf 111, A-8551 Wies | tel. +43 (0)3466 43030-0 | fax +43 (0)3466 43030-9 | office@pvp.co.at | www.pvp.co.at

Stand: 01/16

## 8.2 Modulneigungen während dem gesamten Betriebszeitraum

Tabelle 4: Konfiguration der Segmente für den gesamten Betriebszeitraum bis März 2021. Änderungen an den Neigungswinkeln sind an der gelben Markierung zu erkennen.

Segment	A	B	C	D	E	F
Neigung Nov 17 – Okt 18	30°	50°	70°	70°	90°	90°
Neigung Okt 18 – Sep 20	30°	30°	70°	70°	90°	90°
Neigung Okt 20 – heute	30°	40°	60°	60°	90°	90°

## 8.3 Resultate der Flasher-Tests

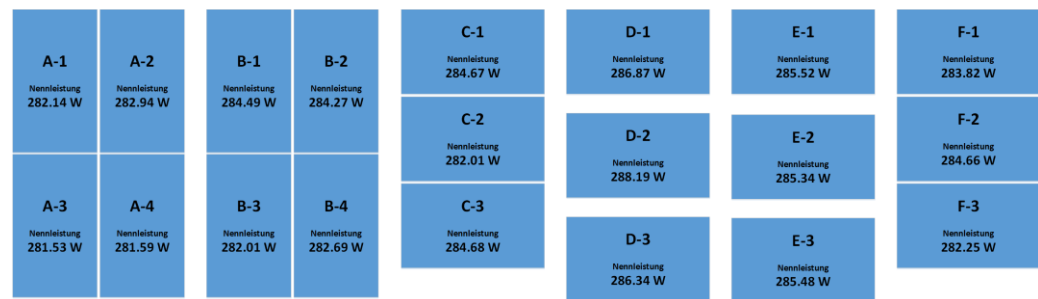


Abbildung 25: Resultate der Flasher-Tests: Nennleistung ( $P_{MPP}$ ) für jedes Modul. Dient als Grundlage zur Normierung der Leistungs- und Energiewerte pro Module und Anlagensegment.

#### 8.4 Webcam-Bilder bei Schneebedeckung von Modulen

