
Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp Messergebnisse Sommerhalbjahr 2020



<i>Datum</i>	13.11.2020
<i>Ort</i>	8820 Wädenswil
<i>Autoren</i>	Dionis Anderegg, ZHAW Wädenswil, IUNR, dionis.anderegg@zhaw.ch Sven Strebel, ZHAW Wädenswil, IUNR, sven.strebel@zhaw.ch Jürg Rohrer, ZHAW Wädenswil, IUNR, juerg.rohrer@zhaw.ch Forschungsgruppe Erneuerbare Energien IUNR Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, Wädenswil www.zhaw.ch/iunr/erneuerbareenergien
<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. (2020). Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp Messergebnisse Sommerhalbjahr 2020 [Messbericht]. ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, IUNR Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen.

Inhaltsverzeichnis

1.	Zusammenfassung	4
2.	Messaufbau	7
3.	Methodik	9
3.1	Bilanzierte DC- und AC-Erträge und Vergleich mit einer Mittellandanlage	9
3.2	Leistungsdaten einzelner Tage.....	11
4.	Ergebnisse.....	12
4.1	Globalstrahlung im untersuchten Zeitraum.....	12
4.2	Schneebedeckung im untersuchten Zeitraum	13
4.3	Ertragsdaten im Sommerhalbjahr 2020.....	15
4.3.1	Energieertrag der alpinen Anlage (DC)	15
4.3.2	Vergleich Alpenstrom mit Anlage im Mittelland (AC-seitig).....	20
4.4	Erträge während längeren Zeitperioden.....	23
4.5	Leistungsdaten einzelner Tage.....	27
5.	Fazit und Ausblick	29
6.	Literatur	32
7.	Frühere Messberichte.....	33
8.	Anhang.....	34
8.1	Datenblätter Photovoltaik Module von PVP.....	34
8.2	Resultate der Flasher-Tests.....	38
8.3	Webcam-Bilder	39
8.4	Erfasste Messgrößen.....	42

1. Zusammenfassung

<i>Versuchsanlage und untersuchter Zeitraum</i>	<p>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. Sie sind momentan zwischen 30° und 90° geneigt. 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 minimiert wird.</p> <p>Dieser Bericht beschreibt die Resultate der Messdaten für das Sommerhalbjahr 2020 (01. April 2020 bis 30. September 2020).</p>
<i>Globalstrahlung und Schneebedeckung</i>	<p>Mit 998 kWh/m² lag die Globalstrahlung im Sommerhalbjahr 2020 um 2.7 % über dem 15-jährigen Mittelwert. Im Vergleich zur Vorjahresperiode war die Einstrahlung 2.6 % geringer. Daraus ergibt sich eine geringfügig tiefere Ertragserwartung als im Sommerhalbjahr 2019 gemessen wurde. Im Vergleich zum 15-jährigen Mittel ist basierend auf der Globalstrahlung von einem leicht überdurchschnittlichen Ertrag auszugehen.</p> <p>Im Vergleich zum Vorjahr war die Umgebung der Anlage in den Monaten Juni und Juli weniger lange und weniger stark schneebedeckt. Dies reduziert die Ertragserwartung insbesondere bei den stark geneigten und bifazialen Modulen.</p>
<i>Alpine DC-Erträge</i>	<p>Die höchsten DC-Erträge von 964 kWh/kWp für das Sommerhalbjahr wurden im 70° geneigten Segment mit bifazialen Modulen gemessen. Dies entspricht beinahe dem gesamten Jahresertrag einer durchschnittlichen PV-Anlage im Mittelland. Bei den 30° geneigten monofazialen Segmenten wurden ebenfalls über 900 kWh/kWp gemessen. Die geringsten Erträge entstanden bei 90° geneigten monofazialen Modulen mit 623 kWh/kWp. Im bifazialen Segment mit 90° Neigung wurde die Produktion um rund 200 kWh/kWp auf 825 kWh/kWp gesteigert.</p>
<i>Bifaziale Mehrererträge</i>	<p>Die Mehrererträge durch den Einsatz von bifazialen Modulen betragen 24 % bei 70° Modulneigung respektive 33 % bei 90° Modulneigung. Die höchsten monatlichen Mehrererträge entstanden im Juni (35 % bei 70° Neigung und 56 % bei 90° Neigung). Im Allgemeinen werden die bifazialen Mehrererträge durch hohe Sonnenstände und die Schneebedeckung der Umgebung gesteigert.</p>
<i>Vergleich Alpin – Mittelland (AC)</i>	<p>Gegenüber der Vergleichsanlage im Mittelland lieferten, abgesehen vom Segment mit 90° geneigten monofazialen Modulen, alle Segmente der Alpenstrom-Anlage höhere AC-Erträge (Abbildung 1). Die alpinen Mehrererträge betragen 8 bis 34 %. Trotz der im</p>

Sommer ungünstigen vertikalen Aufständigung, wurden im 90° geneigten monofazialen Segment lediglich 12 % tiefere Erträge gemessen als bei der Vergleichsanlage im Mittelland.

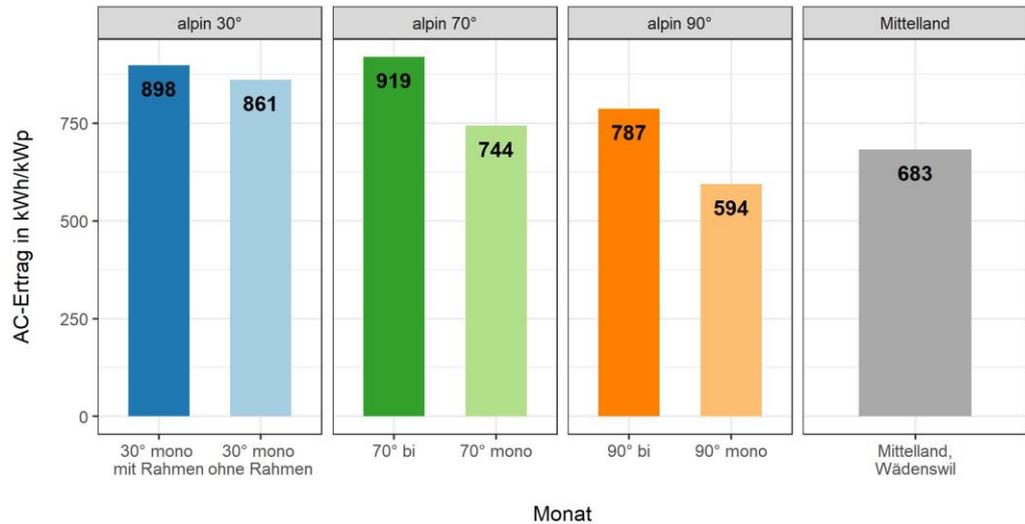


Abbildung 1: Spezifische AC-Energieerträge pro Anlagensegment gegenüber der Vergleichsanlage im Mittelland (Wädenswil) während dem Sommerhalbjahr 2020. 01. April 2020 bis 30. September 2020.

Leistungsverläufe an sonnigen Tagen

Die Leistungsverläufe an sonnigen Tagen im April, Juni und September zeigen deutlich, dass die Energieproduktion durch die Schneebedeckung der Umgebung positiv beeinflusst wird. Dies führt dazu, dass stark geneigte Segmente zwischen Juni und September tiefere Erträge generieren, wogegen sie während des restlichen Jahres sie, insbesondere bei einem mittleren bis tiefen Sonnenstand, vorteilig für die Energieproduktion sind.

Ertragsvergleich Sommerhalbjahre 18, 19 und 20

Der Vergleich der bisher gemessenen Sommerhalbjahre zeigt Ertragsschwankungen (Abbildung 2). Bei den 30° geneigten Segmenten sind diese relativ klein und durch die unterschiedliche Globalstrahlung zu erklären. Das Segment 30° monofazial rahmenlos ist im Sommerhalbjahr 18 nicht vergleichbar, da die Neigung dieses Segments erst danach von 50° auf 30° umgestellt wurde.

Die Ertragsunterschiede nehmen bei stark geneigten und bifazialen Anlagensegmenten zu. Dies lässt sich auf die Dauer und Ausprägung der Schneedecke in der Umgebung zurückführen. Das Sommerhalbjahr 2019 war besonders schneereich. Eine vollständige Schneebedeckung war bis Mitte Juni vorhanden, eine teilweise Schneebedeckung sogar bis Mitte Juli. Zusammen mit hohen Einstrahlungen im Juni 2019 resultierten überdurchschnittliche Erträge.

Messergebnisse Sommerhalbjahr 20 – Versuchsanlage Totalp

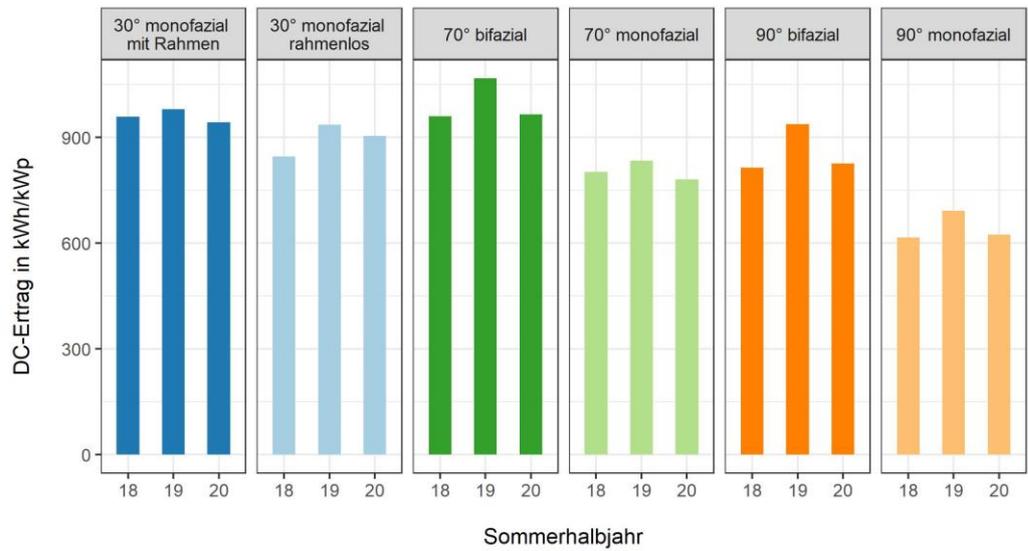


Abbildung 2: DC-Energieerträge pro Sommerhalbjahr seit Messbeginn. Es handelt sich um die mittleren, normierten Erträge (kWh/kWp inkl. Leitungsverluste) pro Anlagensegment. Erträge des momentan 30° geneigten Segments mit rahmenlosen Modulen sind im Sommerhalbjahr 18 nicht vergleichbar, da der Neigungswinkel im Oktober 2018 auf 30° verändert wurde (zuvor 50°).

2. Messaufbau

<i>Standort & Aufbau</i>	Die Versuchsanlage Totalp wurde im Skigebiet Davos-Parsenn auf 2500 m ü. M. gebaut. Die Modulwand ist nach Süden ausgerichtet (Azimut 180°) und besteht aus 6 Segmenten (A-F in Abbildung 3, oben), die alle einzeln in ihrem Anstellwinkel variiert werden können. 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.
<i>Konfiguration der Anlagensegmente</i>	Seit Oktober 2018 sind die Segmente gemäss Tabelle 1 konfiguriert. Über den hier beschriebenen Zeitraum wurden keine Veränderungen am Versuchsaufbau vorgenommen. 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 3, unten). Die Datenblätter der Photovoltaikmodule sind im Anhang 8.1 aufgeführt.
<i>Betrieb und Messdaten</i>	Alle Photovoltaikmodule werden mittels eines Leistungsoptimierers am optimalen Betriebspunkt (MPP) betrieben und DC-seitig durch ein Energiemeter in einem Messcontainer neben der Anlage ausgemessen. Die Modultemperatur wird durch auf der Modulrückseite aufgeklebte Temperatursensoren erfasst. Im Falle von bifazialen Modulen befindet sich der Temperatursensor am Modulrand der Rückseite, um Verschattung zu vermeiden. In jeder Modulneigung sowie in der horizontalen Ebene wird die Einstrahlung mittels einem Pyranometer nach Secondary Standard (Horizontal, Segment D Vorderseite/Rückseite, Segment E Vorderseite/Rückseite) oder einem Silizium Pyranometer (Vorderseite der Segmente A, B, C und F) gemessen. Im Weiteren ist auf dem Messmast (Abbildung 3, links oben) eine Klimastation und ein Niederschlags-sensor und auf dem Messcontainer ein Tracker mit Pyranometer und Pyrheliometer installiert. Alle Messwerte werden im 10-Sekunden-Intervall als Momentanwert lokal abgespeichert und in einen Cloudspeicher übertragen. Alle erfassten Messgrössen können dem Anhang 8.4 entnommen werden. Eine detaillierte Dokumentation des Messaufbaus sowie alle Datenblätter der Sensoren können dem Dokument «Solar-Testanlage Davos Totalp - Dokumentation des Messaufbaus» (Koch & Strebel, 2018) entnommen werden.

Anlagensegmente

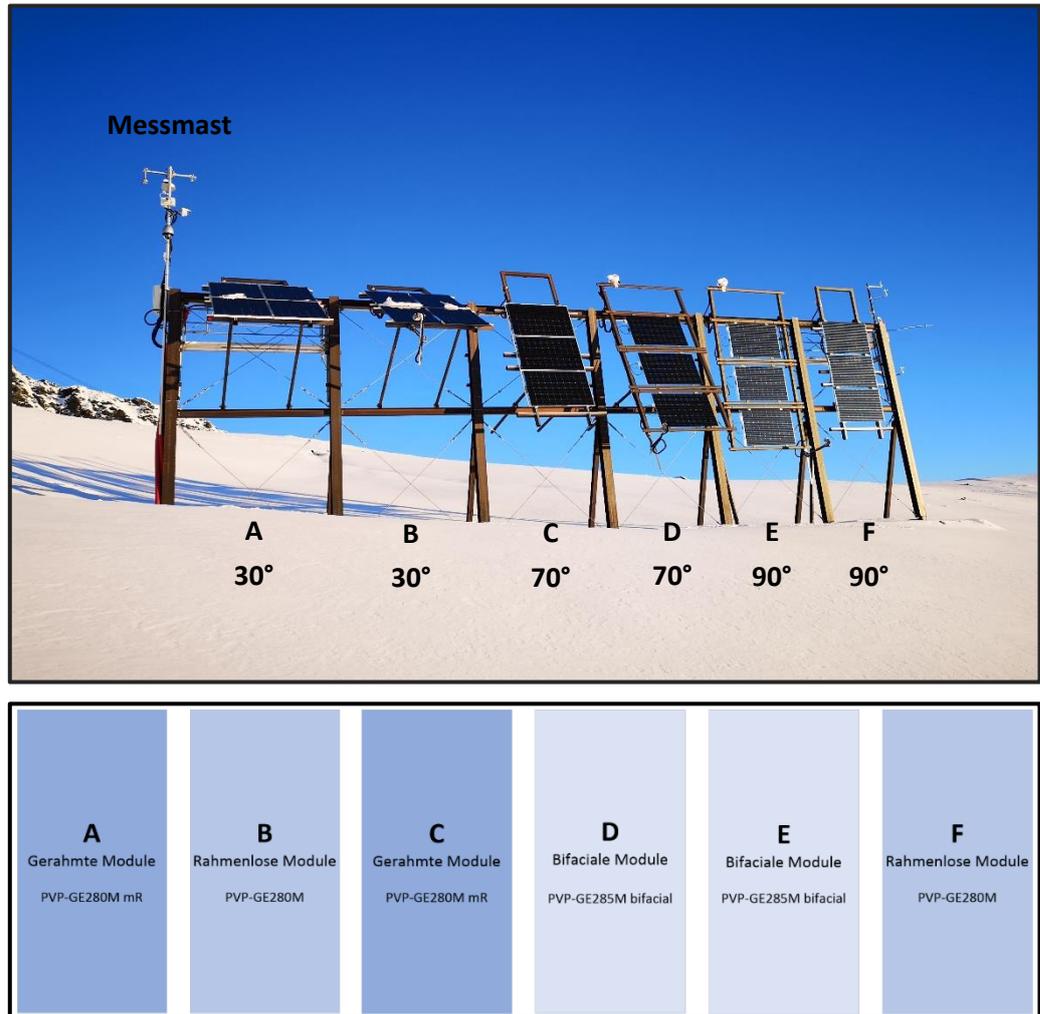


Abbildung 3: Übersicht über den Messaufbau. Oben: Versuchsanlage Totalp mit den Anlagensegmenten und deren Neigungswinkel. Alle Module sind Richtung Süden (Azimut = 180°) ausgerichtet. Unten: Übersicht über Eigenschaften der Module in den verschiedenen Segmenten.

PV-Module pro Anlagensegment

Tabelle 1: Konfiguration der Segmente für den gesamten Zeitraum zwischen dem 01. April 2020 und dem 30. September 2020. Das Segment B ist seit dem 15. Oktober 2018 auf 30° Neigungswinkel eingestellt (zuvor 50°). Am 01. Oktober 2020 wurden Veränderungen der Neigungswinkel vorgenommen (siehe Tabelle 3).

Segment	A	B	C	D	E	F
Neigung	30°	30°	70°	70°	90°	90°
Technologie	monofazial	monofazial	monofazial	bifazial	bifazial	monofazial
Ausrichtung	Hochf.	Hochf.	Querf.	Querf.	Querf.	Querf.
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 ¹⁾	280 W	280 W	280 W	285 W	285 W	280 W
¹⁾ Leistung beim MPP @ STC. Bei den bifazialen Modulen nur unter Berücksichtigung der Frontseite						

3. Methodik

Die vorliegende Auswertung umfasst das Sommerhalbjahr 2020 zwischen dem 01. April 2020 und dem 30. September 2020. Nachfolgend wird beschrieben, wie die Modul- und Segmentleistungen normiert wurden und welche Ertragsdaten einem Vergleich der Alpenstrom-Anlage mit einer typischen Mittelland-Anlage zugrunde liegen.

3.1 Bilanzierte DC- und AC-Erträge und Vergleich mit einer Mittellandanlage

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 Datensätzen berechnet werden. Dadurch wurden Datenlücken in den Energiedaten ausgeschlossen.

Leitungsverluste

Die aus dem Anlagendesign resultierenden Leitungsverluste entsprechen je nach Modul zwischen 10 und 15 Prozent des Jahresertrags. Dabei sind insbesondere die Entfernung zwischen den Modulen und Energiemetern von rund 50 - 75 m sowie die Notwendigkeit der einzelnen DC-Kabelführung pro Modul relevant (Moduloptimierer und Energiemeter pro Modul im Messcontainer). Die gemessenen Energieerträge mussten demzufolge korrigiert werden, um einerseits die Vergleichbarkeit bei unterschiedlichen Leitungslängen zu gewährleisten und andererseits die Ertragssituation am 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 nicht lückenlos vorliegen (ca. 98 % der Zeit), 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 und kann dem Dokument «Solar Testanlage Davos Totalp - Dokumentation des Messaufbaus» (Koch & Strebel, 2018) entnommen werden.

Da die Leitungsverluste ca. 10 - 15 % des Jahresertrags ausmachten und während 98 % der Zeit Daten verfügbar sind, beträgt die Abweichung lediglich ca. 1 %. Damit wird der berechnete Modulertrag etwa ein Prozent zu gering angegeben.

*Vergleich Mittel-
land*

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. Diese besteht aus drei Teil-Anlagen mit leicht unterschiedlichen Anstellwinkeln und Ausrichtungen. Einige Eckdaten sowie der normierte AC-Saisonertrag im hier betrachteten Untersuchungszeitraum sind in Tabelle 2 ersichtlich. Dabei gilt es zu beachten, dass der durchschnittliche Jahresertrag von PV-Anlagen der Schweiz in den vergangenen Jahren (2017 bis 2019) jeweils ca. 7 % höher war. Gemäss SWISSSOLAR entsprach der Durchschnitt in den Jahren 2017 bis 2019 zwischen 960 und 980 kWh/kWp (Hostettler, 2018, 2019, 2020), während die Vergleichsanlage auf dem TUWAG-Areal zwischen 900 und 920 kWh/kWp erzeugte.

*Tabelle 2: Eckdaten der 83 kWp-Photovoltaikanlage auf dem TUWAG-Areal in Wädenswil mit dem normierten Ertrag für den Zeitraum April 2020 - September 2020. 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 nach Nennleistung).*

#	Nennleistung [kWp]	Ausrichtung	Neigungswinkel [°]	Normierter AC Ertrag der Zeitperiode [kWh/kWp]
1	7	Süd-Ost	30°	689
2	33.75	Süd-Ost	30°	716
3	42.97	Süd-West	20°	655
∅*				683

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

- Anhand der Energiemeter wurden die gesamten DC-Energieerträge der Anlage ermittelt. Dies erfolgte durch die Summierung der Erträge sämtlicher Module anhand der Energiemeter.
- Analog dazu wurde die vom Wechselrichter ins Netz eingespeiste Energie über das SolarEdge-Portal ermittelt.
- Den DC-Erträgen von 4442 kWh (ohne Leitungsverluste an den Energiemetern direkt vor den Wechselrichtern) standen AC-Erträge in Höhe von 4264 kWh gegenüber.

- Dies entspricht im Mittel einem Wechselrichterwirkungsgrad von 96.0 %. Dieser Wert weicht leicht vom europäisch gewichteten Wirkungsgrad von 96.7 % (SolarEdge Technologies, 2019) ab.
- Der korrigierte DC-Ertrag (Energienmeter plus Verlustenergie der DC-Leitungen) der Modulsegmente wurde zur Abschätzung der AC-Erträge mit dem mittleren Wechselrichterwirkungsgrad vor Ort von 96.0 % multipliziert.
- Dieser mittlere Wechselrichterwirkungsgrad wurde auf alle Auswertungen in Bezug auf AC-Energie angewendet.

Normierung Erträge

Sämtliche bilanzierten Erträge (pro Jahr, Saison und Monat) sind der Vergleichbarkeit halber 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.

3.2 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 erforderte deswegen eine Korrektur der Leistungsverluste, wobei die Verlustleistung der Leitung zur am Energiemeter gemessenen Modulleistung addiert wurde (analog zu Kapitel 3.1). 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.

4. Ergebnisse

In den Ergebnissen werden Messresultate des Sommerhalbjahres 2020 aufgezeigt und mit den Resultaten aus den vorigen Messperioden ab dem Sommer 2018 verglichen. In einem ersten Schritt erfolgt ein Vergleich der Globalstrahlung des untersuchten Zeitraums zur Vorjahresperiode (Sommerhalbjahr 2019) und zum 15-jährigen Mittelwert. Anschliessend wird auf den Ertrag der einzelnen Segmente (Gleichstromseite) eingegangen und aufgezeigt, welcher Mehrertrag durch bifaziale Module gemessen werden konnte. Weiter erfolgt ein Vergleich der Erträge der Alpenstrom-Anlage (Wechselstromseite) mit einer Anlage in Wädenswil, welche für eine typische Anlage im schweizerischen Mittelland steht. Es ist jedoch zu beachten, dass die Anlage in Wädenswil – verglichen mit dem schweizerischen Mittelwert – um ca. 7 % geringere Jahreserträge lieferte (Jahre 2018 und 2019) und die Erträge für das Mittelland somit konservativ sind. Die Ertragsdaten des aktuellen Untersuchungszeitraums werden zusätzlich mit den Erträgen der vorigen Perioden verglichen (Kalenderjahre sowie Winter- und Sommerhalbjahre). Darauf folgend wird der Leistungsverlauf der Anlagensegmente anhand von ausgewählten Tagen aufgezeigt. Dazu werden weitestgehend wolkenfreie Tage betrachtet.

4.1 Globalstrahlung im untersuchten Zeitraum

Um die Resultate des untersuchten Zeitraums besser einordnen zu können, wird nachfolgend ein Vergleich der Globalstrahlung des Sommerhalbjahres 2020 zum 15-jährigen Mittelwert und zur Vorjahresperiode aufgezeigt. Dazu wurden Daten der Messstation Weissfluhjoch von der Meteo-Schweiz verwendet. Diese Station befindet sich in einer Luftlinien-Entfernung von ca. 1 km.

Vergleich zur Vorjahresperiode

Im Vergleich zur Vorjahresperiode (Sommerhalbjahr 2019) wurde im Untersuchungszeitraum eine geringere Globalstrahlung gemessen. In der Vorjahresperiode betrug die horizontale Globalstrahlung 1025 kWh/m^2 , während diese im Untersuchungszeitraum bei 998 kWh/m^2 lag (Abbildung 4). Die relative Abweichung zur Vorjahresperiode lag somit bei -2.6% . Abbildung 4 zeigt, dass die geringere Globalstrahlung vor allem im Monat Juni zustande kam. Während der restlichen Monate bewegte sich die Einstrahlung in einem ähnlichen Bereich.

Vergleich zum 15-jährigen Mittel

Mit 998 kWh/m^2 lag die im aktuellen Zeitraum gemessene Globalstrahlung geringfügig höher als das 15-jährige Mittel mit 972 kWh/m^2 (Abbildung 4). Die relative Abweichung betrug hier $+2.7 \%$. Diese Abweichungen sind hauptsächlich in den Monaten April und Juli aufgetreten (Abbildung 4b). Im Juni befand sich die Einstrahlung gegenüber dem 15-jährigen Mittel auf einem tieferen Niveau.

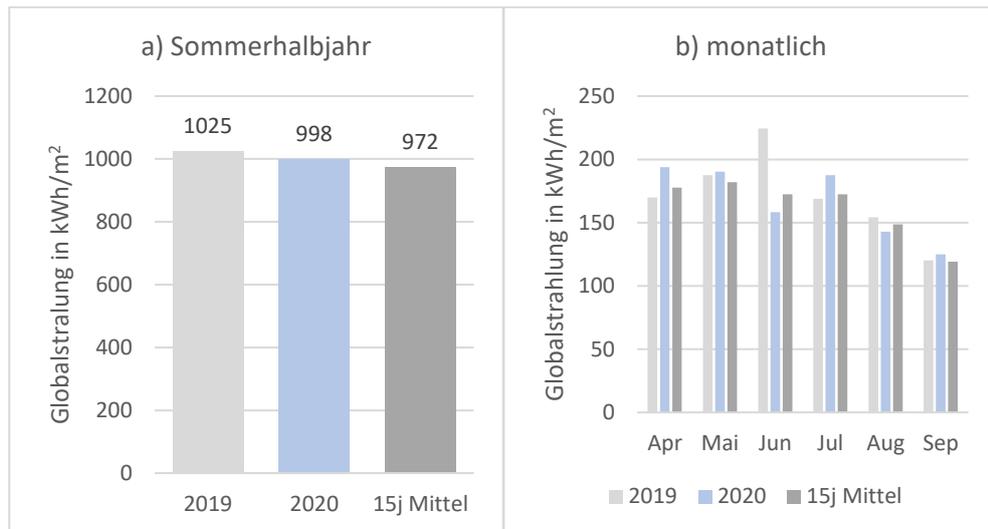


Abbildung 4: Vergleich der Globalstrahlung (kWh/m²) des aktuellen Zeitraums (Sommerhalbjahr 2020) mit dem Vorjahreszeitraum (Sommerhalbjahr 2019) und dem 15-jährigen Mittel. a: Gesamtes Sommerhalbjahr. b: Pro Monat. Strahlungsdaten vom Standort Weissfluhjoch (WFJ) bei Davos, Datenquelle: IDAWEB (MeteoSchweiz, 2020).

Ertragserwartung Gegenüber der Vorjahresperiode (Sommerhalbjahr 2019) ergibt sich für das Sommerhalbjahr 2020 eine leicht geringere Ertragserwartung. Verglichen mit dem 15-jährigen Mittelwert ist die Ertragserwartung leicht überdurchschnittlich.

4.2 Schneebedeckung im untersuchten Zeitraum

Da sich die Dauer der Schneebedeckung der Umgebung im Sommer 2020 wesentlich von jener im Sommer 2019 unterscheidet, wird die Situation anhand von Webcam-Bildern dargestellt.

Kalenderwoche 23 (Anfang Juni) Am Montag der 23. Kalenderwoche des jeweiligen Jahres (Anfang Juni) unterschied sich die Schneebedeckung der Umgebung klar. Im Jahr 2020 war diese nur noch teilweise von Schnee bedeckt, im Jahr 2019 hingegen lag noch eine dicke Schneedecke in der gesamten Umgebung (Abbildung 5).



Abbildung 5: Schneebedeckung der Umgebung Anfang Juni (Montag der Kalenderwoche 23).

Kalenderwoche 28 Fünf Kalenderwochen später war die direkte Umgebung im Jahr 2019 immer noch teilweise schneebedeckt, im Jahr 2020 hingegen war kein Schnee mehr vorhanden. Weitere Webcam-Bilder zur Beurteilung der Schneebedeckung der Umgebung pro Kalenderwoche können dem Anhang 8.3 entnommen werden.



Abbildung 6: Schneebedeckung der Umgebung im Juli (Montag der Kalenderwoche 28).

4.3 Ertragsdaten im Sommerhalbjahr 2020

Nachfolgend werden die DC-Erträge der Anlagensegmente verglichen und deren Verteilung auf die Monate aufgezeigt. Ertragsabweichungen gegenüber dem Vergleichssegment A (30° monofazial, Modul mit Rahmen) werden quantifiziert, sowie die Mehrerträge der bifazialen Module gegenüber den gleich geneigten monofazialen Segmenten ausgewiesen.

Aufgrund des Messaufbaus kommt es vorwiegend im Sommerhalbjahr ab ca. 14:30 Uhr zu einer Verschattung der untersten Module in den Segmenten C (70° monofazial) und E (90° bifazial). Ab 16:00 Uhr ist teilweise auch das mittlere Module im Segment C verschattet. Aus diesem Grund werden die Erträge der beiden Segmente leicht unterschätzt. Diese Unterschätzung liegt gegenüber der alleinigen Betrachtung des obersten, unverschatteten Moduls im Jahresdurchschnitt bei ca. 1.5 % des Ertrags, im Sommerhalbjahr bei ca. 2.5 % des Ertrags. Daraus ergibt sich eine leichte Überschätzung der bifazialen Mehrerträge bei 70° Neigung, wogegen die bifazialen Mehrerträge bei 90° Neigung leicht unterschätzt werden.

4.3.1 Energieertrag der alpinen Anlage (DC)

*Absolute DC-
Erträge Davos
Totalp*

Abbildung 7 zeigt die spezifischen Energieerträge (pro kWp inkl. der Leitungsverluste) im Sommerhalbjahr 2020. Diese lagen abhängig vom Anlagensegment zwischen 623 kWh/kWp (90° monofazial) und 964 kWh/kWp (70° bifazial). Unter den monofazialen Anlagensegmenten wurde bei einem Anstellwinkel von 30° mit 942 kWh/kWp der höchste Ertrag erreicht. Dieser Ertrag wurde vom 70° geneigten bifazialen Modulsegment um 22 kWh/kWp übertroffen.

Der höchste Ertrag von 964 kWh/kWp wurde mit 70° geneigten bifazialen Modulen erreicht, wobei das 90° geneigte bifaziale Segment mit 825 kWh/kWp trotz des hohen Anstellwinkels hohe Erträge lieferte. Wie in den bisherigen Untersuchungen (Anderegg et al., 2019a, 2019b) zeigen die Resultate, dass die Erträge der steil geneigten bifazialen Segmente im Sommerhalbjahr ähnlich hoch sind, wie bei 30° geneigten monofazialen Segmenten am gleichen Standort.

Messergebnisse Sommerhalbjahr 20 – Versuchsanlage Totalp

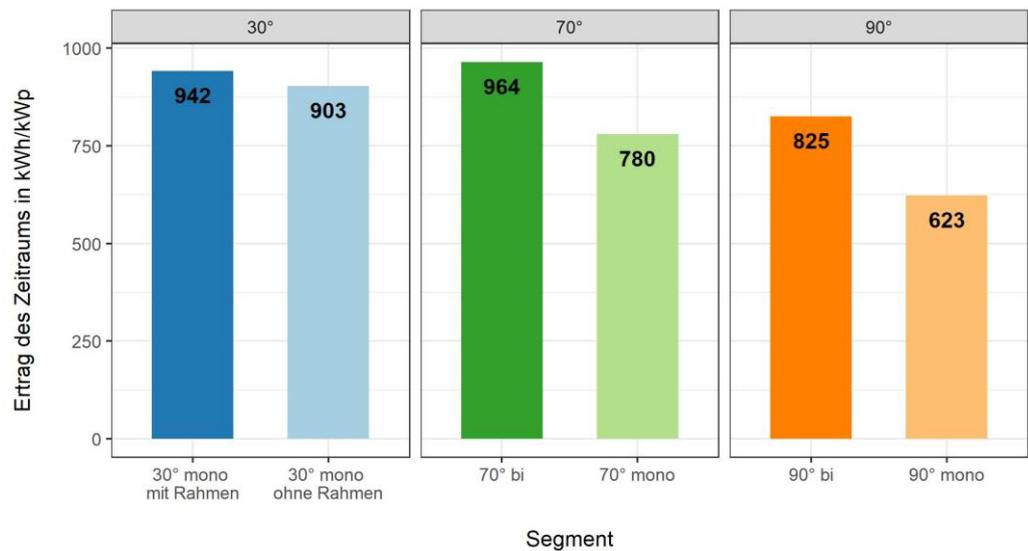


Abbildung 7: Spezifische DC-Energieerträge (in kWh/kWp inkl. Leitungsverluste) pro Anlagensegment während dem Sommerhalbjahr 2020. Alpine Photovoltaik-Anlage Davos-Totalp, 01. April 2020 bis 30. September 2020.

Relative Abweichung zu 30° monofazial mit Rahmen

Im Vergleich zum Segment A mit 30° geneigten monofazialen Modulen (mit Rahmen), wich die Energieproduktion der Anlagensegmente im Sommerhalbjahr 2020 zwischen -34 % und + 2% ab. Eine grafische Darstellung ist in Abbildung 8 gezeigt.

Durch rahmenlose Module sank der Energieertrag um 4 %. In einem früheren Messbericht (Anderegg et al., 2019a) wurden diese Mindererträge genauer analysiert. Sie sind auf höhere Verluste durch Schneebedeckung (im Sommerhalbjahr weniger relevant) und möglicherweise das dickere Solarglas bei rahmenlosen Modulen (3 mm anstelle von 2 mm) zurückzuführen.

Steilere Neigungswinkel führten aufgrund des hohen Sonnenstandes im Sommerhalbjahr gegenüber dem 30° geneigten Segment mit gerahmten Modulen zu Mindererträgen von 17 % (70° monofazial) bis 34 % (90° monofazial). Diese Mindererträge konnten durch den Einsatz von bifazialen Modulen teilweise (90° Neigung) oder komplett (70° Neigung) kompensiert werden.

Messergebnisse Sommerhalbjahr 20 – Versuchsanlage Totalp

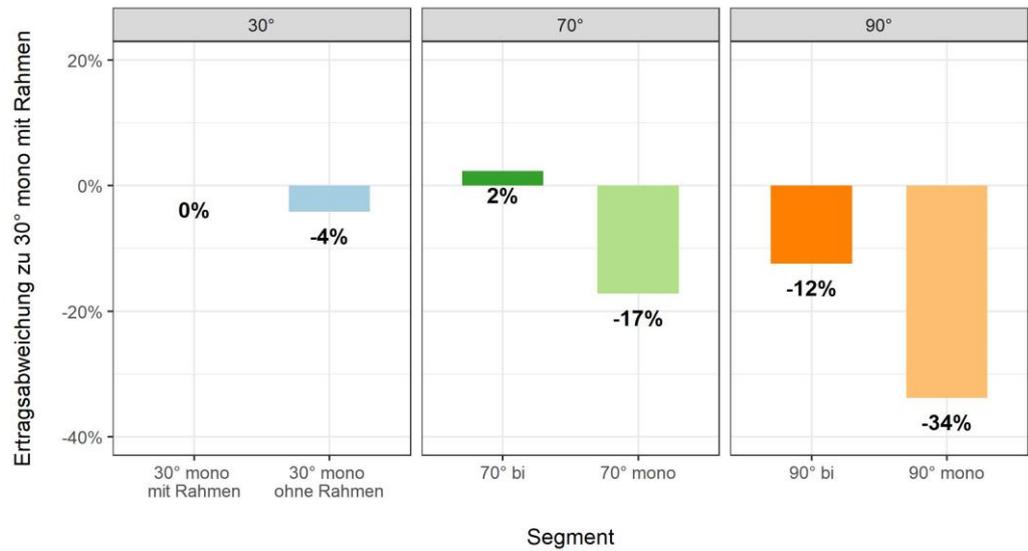


Abbildung 8: Relative DC-Ertragsabweichungen pro Anlagensegment gegenüber Segment A (30° monofazial mit Rahmen) während dem Sommerhalbjahr 2020 in Prozent. Alpine Photovoltaik-Anlage Davos-Totalp, 01. April 2020 bis 30. September 2020.

Absolute Monats- erträge

Während des Sommers zeigten sich die 30° geneigten Segmente ertragsstark, wogegen im 90° geneigten monofazialen Segment die geringsten Erträge gemessen wurden. Dies ist auf den hohen Sonnenstand zurückzuführen. In den Monaten April und Mai wurden mittels bifazialer Module die höchsten Erträge erzielt. Die bifazialen Anlagensegmente zeigten gegenüber ihrem monofazialen Vergleichssegment vor allem bis Juni erhebliche Mehrerträge. Dies deckt sich mit den Erkenntnissen bisheriger Auswertungen (Anderegg et al., 2020b), welche den starken Einfluss der umliegende Schneebedeckung auf die Mehrerträge von bifazialen Modulen zeigen. Eine Darstellung der Monatserträge pro Anlagensegment ist in Abbildung 9 gezeigt.

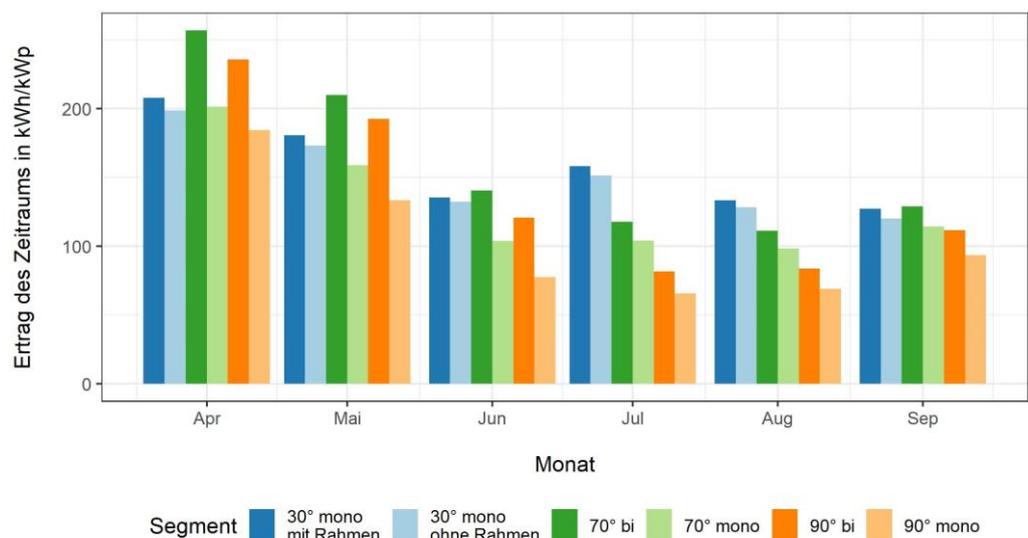


Abbildung 9: Spezifische DC-Monatserträge pro Anlagensegment während dem Sommerhalbjahr 2020 in kWh/kWp. Alpine Photovoltaik-Anlage Davos-Totalp, 01. April 2020 bis 30. September 2020.

**Bifaziale Mehr-
erträge Sommer-
halbjahr**

Durch den Einsatz von bifazialen Modulen in den stark geneigten Anlagensegmenten entstanden im betrachteten Zeitraum Mehrerträge von 24 % (70° Modulneigung) bis 33 % (90° Modulneigung). Gegenüber dem letzten Sommerhalbjahr mit 28 % (70° Neigung) und 36 % (90° Neigung) waren die Mehrerträge im Sommerhalbjahr 2020 geringer als 2019.

**Bifaziale Mehr-
erträge pro Mo-
nat**

Der Mehrertrag durch bifaziale Module schwankte im Monats- und Wochenverlauf stark. Die monatlichen Mehrerträge können der Abbildung 10 entnommen werden. Die geringsten Mehrerträge wurden in den Monaten Juli bis September gemessen, während die Umgebung weitgehend schneefrei war. Die prozentualen Mehrerträge waren bei 90° Neigung in jedem Monat höher als bei 70°.

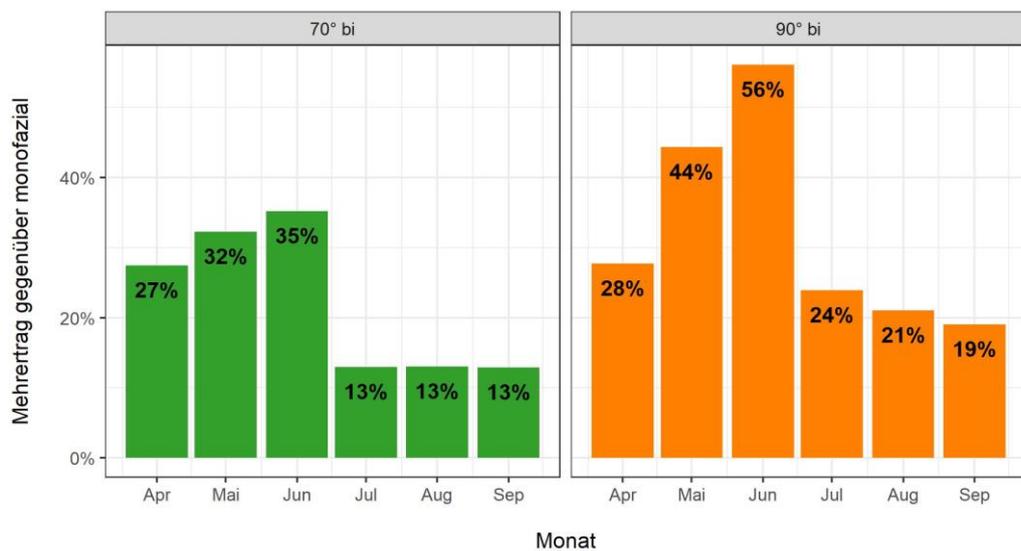


Abbildung 10: Spezifische DC-Mehrerträge pro Monat durch bifaziale Module während dem Sommerhalbjahr 2020. Alpine Photovoltaik-Anlage Davos-Totalp, 01. April 2020 bis 30. September 2020.

Bei einer weiteren Verkürzung der Betrachtungsintervalle fällt die Schwankung der Mehrerträge deutlich stärker aus. Auf Wochenbasis schwankten die Mehrerträge zwischen 8 % und 43 % (70° Neigung) sowie zwischen 10 % und 70 % (90° Neigung). Der Verlauf der bifazialen Mehrerträge pro Kalenderwoche kann der Abbildung 11 entnommen werden. Besonders auffallend zeigt sich auch hier die Auswirkung der schneebedeckten Umgebung. Bis zur Kalenderwoche 24 war die Umgebung mehrheitlich schneebedeckt, in der Kalenderwoche 25 bestand nur noch teilweise Schneebedeckung. Danach war die Umgebung weitgehend schneefrei (siehe Webcam-Bilder im Anhang 8.3). In den letzten Kalenderwochen 38 und 39 war die Umgebung erneut weitgehend schneebedeckt, was die Mehrerträge durch bifaziale Module wieder ansteigen liess.

Messergebnisse Sommerhalbjahr 20 – Versuchsanlage Totalp

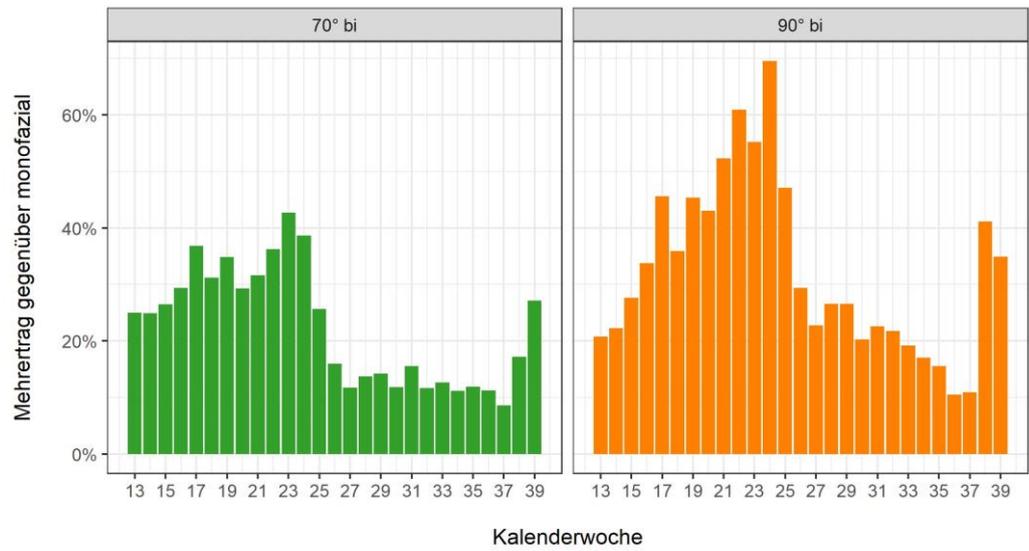


Abbildung 11: Spezifische DC-Mehrerträge pro Kalenderwoche durch bifaziale Module während dem Sommerhalbjahr 2020. Alpine Photovoltaik-Anlage Davos-Totalp, 01. April 2020 bis 30. September 2020. Kalenderwochen 13 und 39 sind unvollständig.

4.3.2 Vergleich Alpenstrom mit Anlage im Mittelland (AC-seitig)

Vergleich
Sommerhalbjahr

Abbildung 12 zeigt die spezifischen AC-Energieerträge über das gesamte Sommerhalbjahr 2020. Die relativen Abweichungen zur Vergleichsanlage im Mittelland können der Abbildung 13 entnommen werden. Am alpinen Standort in Davos wurden bei allen Konfigurationen ausser bei 90° monofazial höhere Erträge gemessen. Der Minderertrag aufgrund der Winterstrom optimierten 90° Aufständigung mit monofazialen Modulen betrug lediglich 12 %. Abgesehen davon lieferten alle anderen Segmente gegenüber der Mittellandanlage Mehrerträge zwischen 8 und 32 % (monofazial) sowie 16 und 34 % (bifazial).

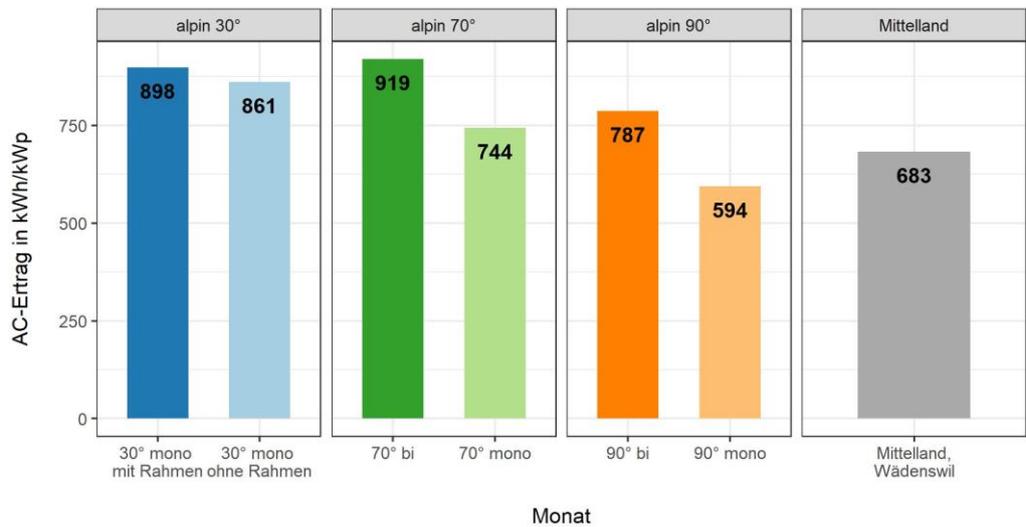


Abbildung 12: Spezifische AC-Energieerträge pro Anlagensegment gegenüber der Vergleichsanlage im Mittelland (Wädenswil) während dem Sommerhalbjahr 2020. 01. April 2020 bis 30. September 2020.

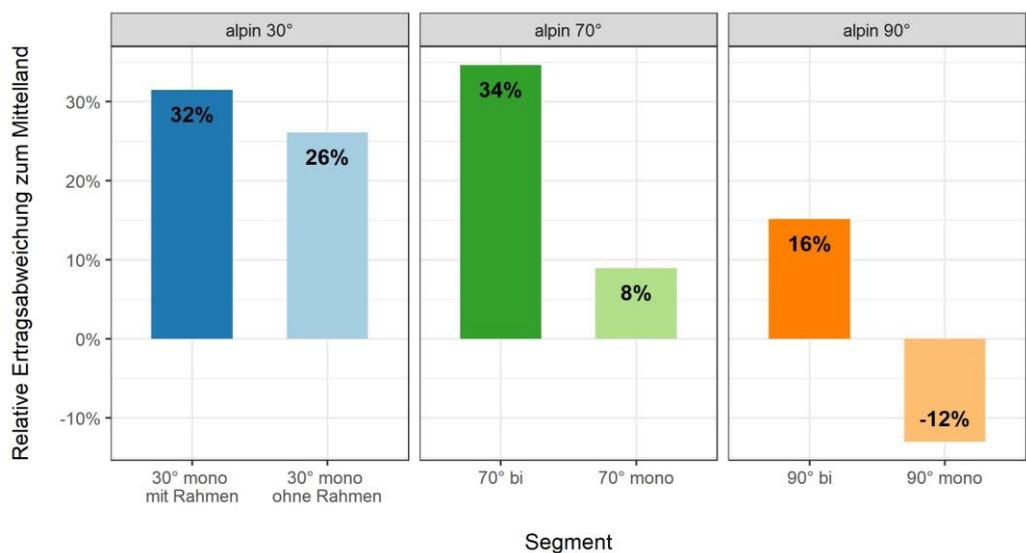


Abbildung 13: Relative AC-Ertragsabweichungen pro Anlagensegment gegenüber der Vergleichsanlage im Mittelland (Wädenswil) während dem Sommerhalbjahr 2020. 01. April 2020 bis 30. September 2020.

Vergleich pro Monat

Die beiden Segmente mit 30° Aufständigung lieferten während des gesamten Sommerhalbjahres höhere Monatserträge als die Vergleichsanlage im Mittelland (Abbildung 14). Aufgrund des hohen Sonnenstandes und der schneefreien Umgebung bei der alpinen Anlage überstieg die Produktionsleistung der Mittellandanlage in den Monaten Juli und August jene der 70° bis 90° geneigten monofazialen Segmente der alpinen Anlage. Beim Einsatz von bifazialen Modulen konnten diese Mindererträge im Monat Juli noch kompensiert werden. Bereits im September zeigten sich alle alpinen Anlagen-segmente wieder ertragsstärker als die Anlage im Mittelland.

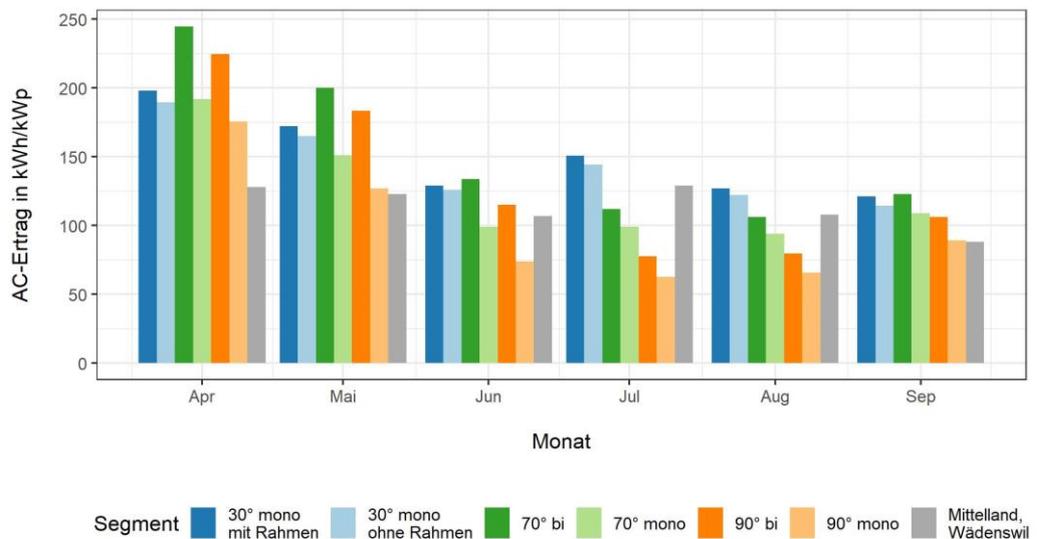


Abbildung 14: Spezifische AC-Monatsenerträge pro Segment und von der Vergleichsanlage im Mittelland (Wädenswil) kWh/kWp. Zeitraum: 01. Oktober 2019 bis 31. März 2020.

Im Gegensatz zum Winterhalbjahr zeigten sich im Sommerhalbjahr relativ zur Vergleichsanlage geringere Ertragsabweichungen pro Monat (Abbildung 15). Im letzten Winterhalbjahr betragen diese Abweichungen bis zu 600 % (Anderegg et al., 2020b). Trotzdem fällt auf, dass die meisten alpinen Anlagen-segmente auch während einem Grossteil des Sommerhalbjahres höhere Erträge lieferten. Bei den 30° geneigten Anlagen-segmenten wurden in jedem Monat höhere Erträge gemessen.

Messergebnisse Sommerhalbjahr 20 – Versuchsanlage Totalp

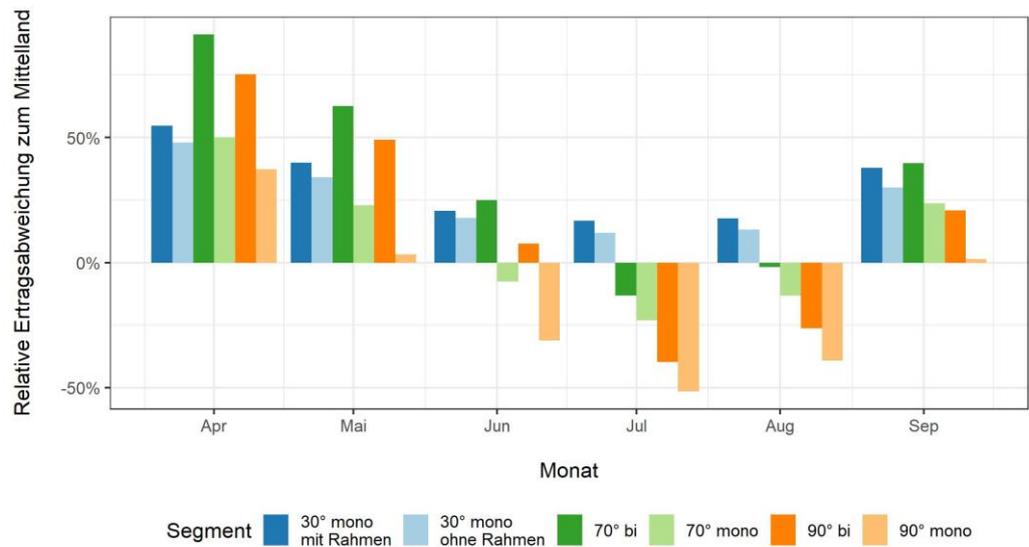


Abbildung 15: Relative AC-Ertragsabweichungen pro Anlagensegment und Monat gegenüber der Vergleichsanlage im Mittelland (Wädenswil) während dem Sommerhalbjahr 2020. Zeitraum: 01. April 2020 bis 30. September 2020.

4.4 Erträge während längerer Zeitperioden

Nachfolgend werden die Erträge über längere Zeitperioden aufgezeigt. Ertragsvergleiche bezüglich des 30° geneigten, rahmenlosen Segments sind erst ab 2019 sinnvoll, da der Neigungswinkel dieses Segment im Verlauf der Messungen verändert wurde. Zwecks Vollständigkeit wird jedoch auch dieses Segment gezeigt. Die Ertragsvergleiche über die gesamte Betriebsdauer werden anhand von Kalenderjahren, den Zeiträumen der Halbjahresberichte sowie monatlich vorgenommen.

DC-Ertrag pro Kalenderjahr

Abbildung 16 zeigt die spezifischen DC-Erträge der beiden bisher vollständigen Jahre 2018 und 2019. Die Erträge des Jahres 2019 lagen 1 bis 9 % höher als im Vorjahr. Eine Analyse der Globalstrahlungsdaten für die Kalenderjahre zeigt eine um 4 % höhere Globalstrahlung im Jahr 2019. Diese höhere Globalstrahlung ist insbesondere auf die Sommermonate zurückzuführen.

Ausserdem ist davon auszugehen, dass die langzeitige Schneebedeckung der Umgebung im Jahr 2019 bis in den Monat Juli die Erträge der stark geneigten Anlagensegmente positiv beeinflusst hat. Eine frühere Auswertung (Anderegg et al., 2020a) hat gezeigt, dass der Mehrertrag durch die Schneebedeckung der Umgebung bei hohem Neigungswinkel gesteigert wird.

Abbildung 16 zeigt eine Aufteilung der Erträge ins Sommerhalbjahr (hell)- und Winterhalbjahr (dunkel) pro Kalenderjahr, woraus sich Winterstromanteile von 37 % (beide Segmente 30° monofazial im Jahr 2019) bis 54 % (90° monofazial im Jahr 2018) ergeben.

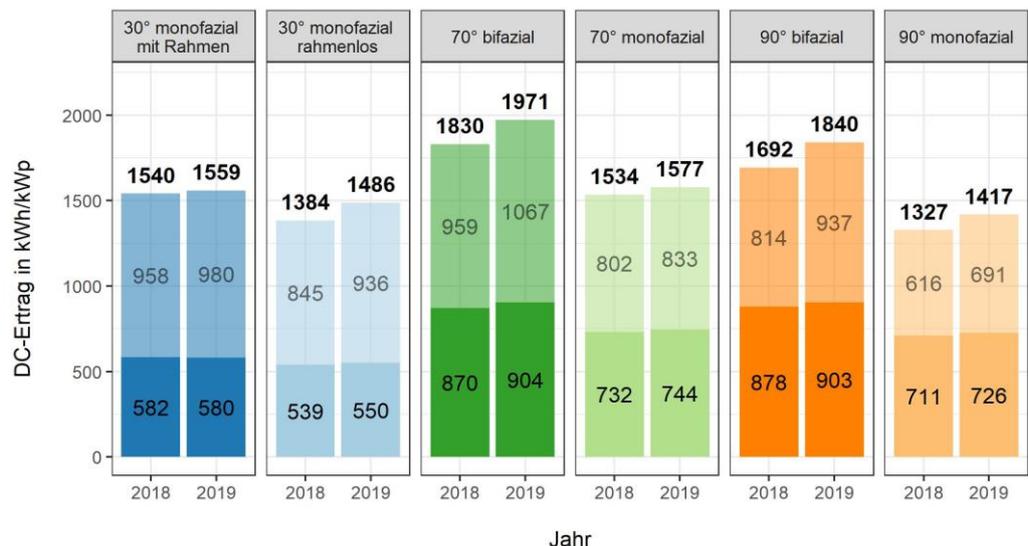


Abbildung 16: DC-Energieerträge pro vollständiges Kalenderjahr seit Messbeginn im Jahr 2017. Es handelt sich um die mittleren, normierten Erträge (kWh/kWp inkl. Leitungsverluste) pro Anlagensegment (Mittelwert aus 3 oder 4 Modulen). Erträge des Winterhalbjahres (Januar-März / Oktober-November) sind dunkel eingefärbt, Erträge des Sommerhalbjahres (April-September) sind hell eingefärbt. Erträge des momentan 30° geneigten Segments mit rahmenlosen Modulen sind nicht vergleichbar, da der Neigungswinkel im Oktober 2018 auf 30° verändert wurde (zuvor 50°).

Die in Abbildung 16 gezeigten Jahreserträge weichen geringfügig von einer früheren Auswertung (Anderegg et al., 2020a) ab. Grund dafür ist ein Problem mit den Energiemeter-Daten, welches erst zu einem späteren Zeitpunkt erkannt wurde. Teilweise zeigen die Energiemeter nicht erklärbare Sprünge von einigen kWh in den Messdaten. Diese wurden in den bisherigen Auswertungen nicht korrigiert. Ein zusätzlicher Kontrollmechanismus bei der Bereinigung der Daten stellt nun sicher, dass diese Sprünge berichtigt werden.

<i>DC-Ertrag pro Halbjahresbericht</i>	Zwecks Vergleichbarkeit der Ertragsauswertungen pro Halbjahresbericht zeigt Abbildung 17 die DC-Energieerträge pro Betrachtungszeitraum. Das Winterhalbjahr beinhaltet jeweils die Monate Oktober bis März des Folgejahres, das Sommerhalbjahr die Monate April bis September im selben Jahr. Somit sind die Erträge des Winterhalbjahres nicht direkt mit dem Winterstromertrag der Kalenderjahre vergleichbar.
<i>Erträge der Sommerhalbjahre</i>	Die bisher ausgewerteten Sommerhalbjahre zeigen im Jahr 2019 höhere Erträge als 2018 und 2020. Im Sommer 2020 waren die Erträge um 4 % (monofaziale 30° geneigte Segmente) bis 12 % (90° geneigte bifazialen Segmente) tiefer als im Sommer 2019. Diese Ertragsunterschiede sind einerseits auf die Globalstrahlung zurückzuführen (siehe Kapitel 4.1). Andererseits nehmen die Ertragsunterschiede bei steigendem Neigungswinkel zu, was mit der Schneebedeckung der Umgebung zusammenhängt (siehe Kapitel 4.2 und Webcam-Bilder im Anhang 8.3).
<i>Erträge der Winterhalbjahre</i>	Auf die Ertragsunterschiede der Winterhalbjahre wurde im letzten Messbericht (Anderegg et al., 2020b) eingegangen.

Messergebnisse Sommerhalbjahr 20 – Versuchsanlage Totalp

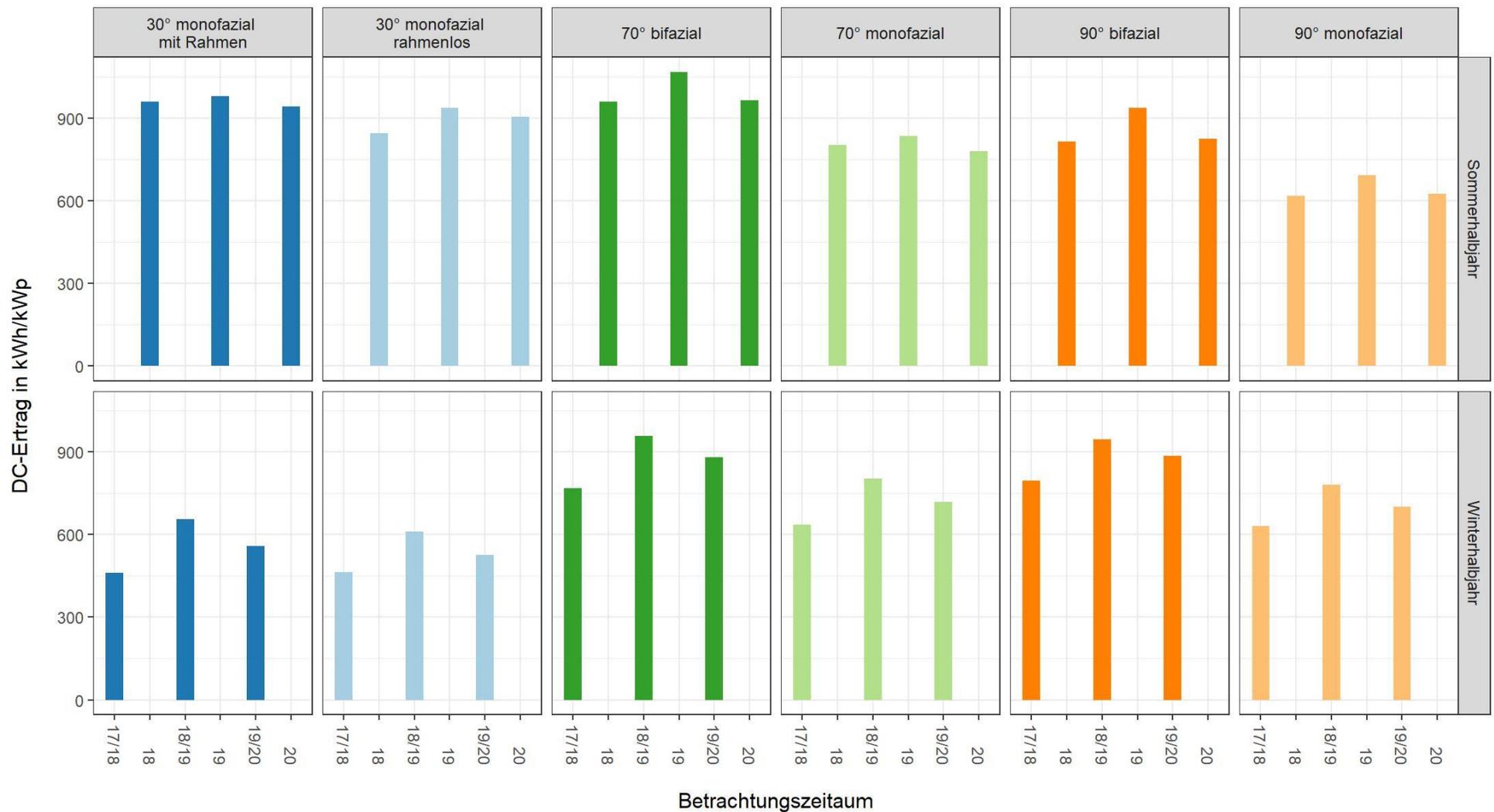


Abbildung 17: DC-Energieerträge pro Betrachtungszeitraum seit Messbeginn im Jahr 2017. Es handelt sich um die mittleren, normierten Erträge (kWh/kWp) pro Anlagensegment (Mittelwert aus 3 oder 4 Modulen). Erträge des Winterhalbjahres 17/18 sind unvollständig (21 Betriebstage im Oktober 2017 fehlen) und somit nicht direkt vergleichbar. Erträge des 30° geneigten Segments mit rahmenlosen Modulen sind wegen der Anpassung des Neigungswinkels im Oktober 2018 erst ab dem Winterhalbjahr 18/19 vergleichbar.

Monatserträge
pro Jahr

Die absoluten DC-Erträge, gruppiert nach Anlagensegmenten und Monaten für die bisherigen Jahre, können der Abbildung 18 entnommen werden. Ertragsschwankungen der früheren Messperioden wurden bereits in einem vorigen Bericht diskutiert (Anderegg et al., 2020b). Im Sommerhalbjahr 2020 zeigen sich auch in dieser Betrachtung die geringeren Erträge des Monats Juni eindeutig. Ansonsten sind keine Auffälligkeiten in den monatlichen Produktionsdaten auszumachen.

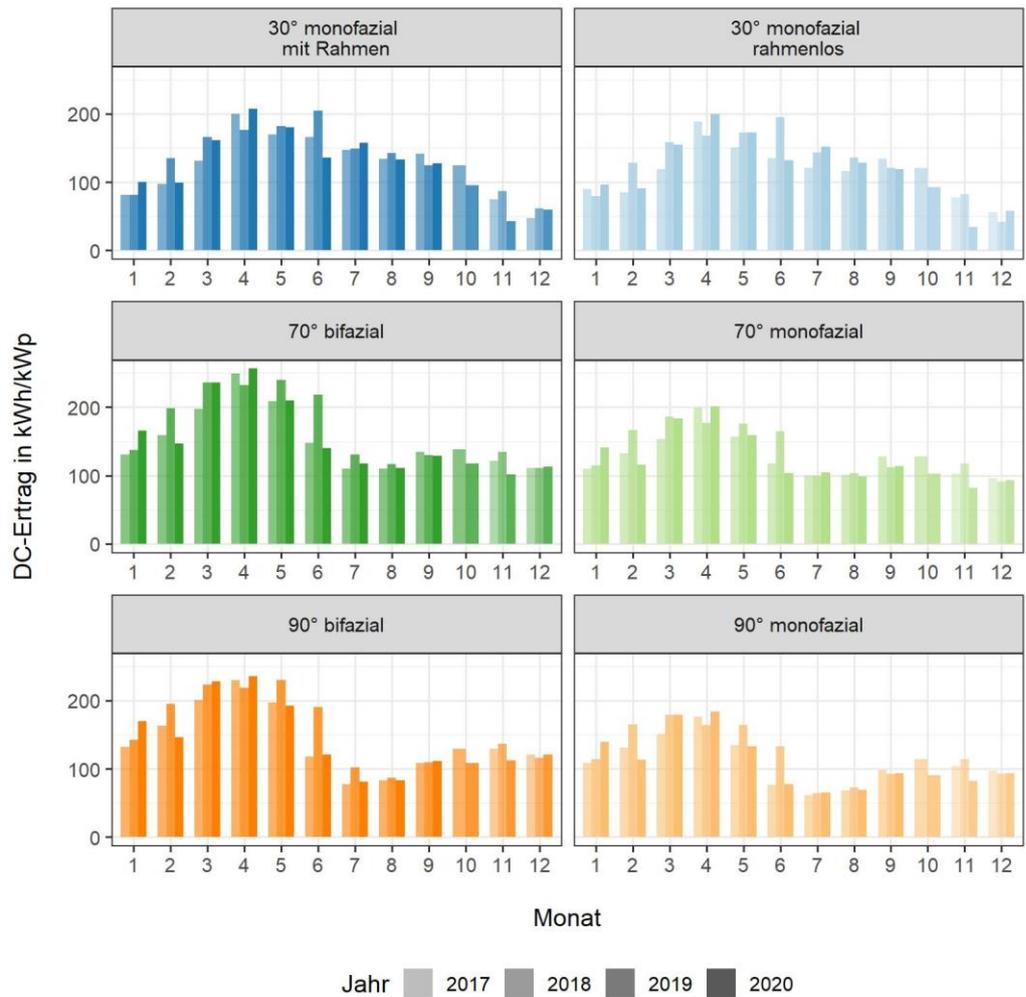


Abbildung 18: Normierter DC-Ertrag der Anlagensegmente pro Monat und Jahr seit Messbeginn zwischen November 2017 und September 2020. Erträge des 30° geneigten Segments mit rahmenlosen Modulen sind wegen der Anpassung des Neigungswinkels im Oktober 2018 erst ab November 2018 vergleichbar

4.5 Leistungsdaten einzelner Tage

In diesem Kapitel werden ausgewählte Leistungsverläufe der alpinen Anlagensegmente während einzelnen weitestgehend wolkenfreien Tagen gezeigt.

Mittlerer Sonnenstand, Umgebung schneebedeckt

Am 10. April (Abbildung 19) wurden aufgrund der Schneebedeckung der Umgebung und dem für das Sommerhalbjahr noch tiefen Sonnenstand hohe normierte Modulleistungen von 0.9 bis 1.25 W/Wp erreicht. Die monofazialen Module mit 30° und 90° Neigung zeigen einen sehr ähnlichen Leistungsverlauf und erreichen um die Mittagszeit zwischen 0.9 und 1 W/Wp. Geringfügig höhere Leistungen wurden im monofazialen Segment mit 70° Neigung erreicht. Die Leistung der bifazialen Segmente lag im Tagesmittel um 22 % (70° Neigung) respektive 24 % (90° Neigung) höher als jene der monofazialen Vergleichssegmente.

Ab ca. 15:00 Uhr ist deutlich zu erkennen, dass die (Teil-)Verschattung der untersten Module in den Segmenten 70° monofazial und 90° bifazial zu einem Leistungsabfall führte. Um ca. 16:00 Uhr kam ausserdem die (Teil-) Verschattung des mittleren Moduls beim Segment 70° monofazial dazu. Diese Verschattung entsteht aufgrund des Messaufbaus und reduziert die Erträge in den betroffenen Segmenten um 1.5 bis 2.5 %.

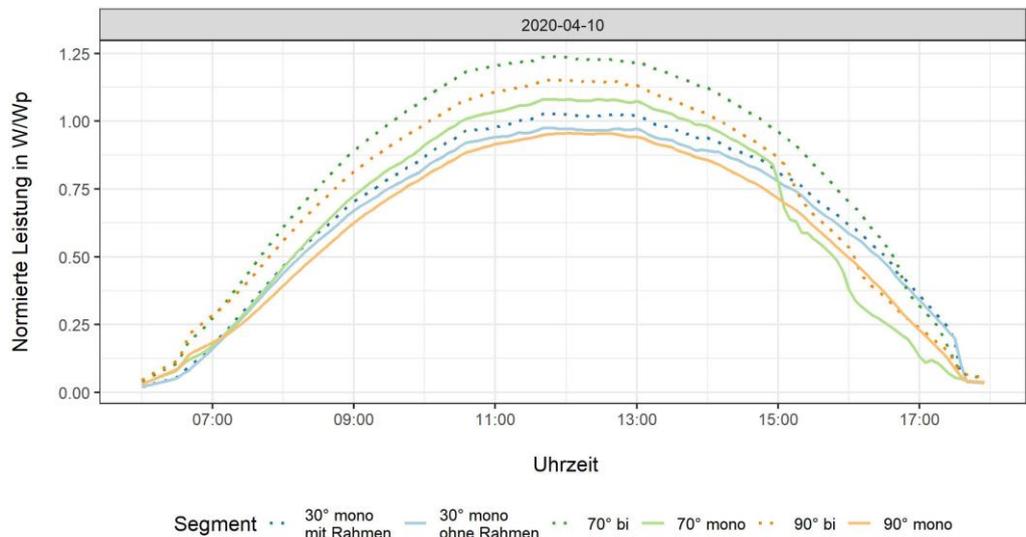


Abbildung 19: Leistungsverlauf normiert in W/Wp der einzelnen Anlagensegmente am 4. April 2020, bei wolkenfreiem Himmel. Mittelhoher Sonnenstand und schneebedeckte Umgebung.

Hoher Sonnenstand, Umgebung schneefrei

Am 23. Juni (Abbildung 20) wiesen die stark geneigten Module (70° und 90°) aufgrund des hohen Sonnenstandes erhebliche Nachteile auf. Die höchsten Leistungen konnten bei 30° geneigten Modulen mit knapp 1 W/Wp gemessen werden. Aufgrund der geringen Leistung der Modulvorderseite (70° mono und 90° mono) betragen die bifazialen Mehrerträge über den gesamten Tag 26 % (70° Neigung) respektive 43 % (90° Neigung). Besonders auffallend sind die prozentualen Mehrerträge in den frühen

Morgenstunden, da die Modulrückseite zu diesem Zeitpunkt der direkten Sonneneinstrahlung ausgesetzt ist.

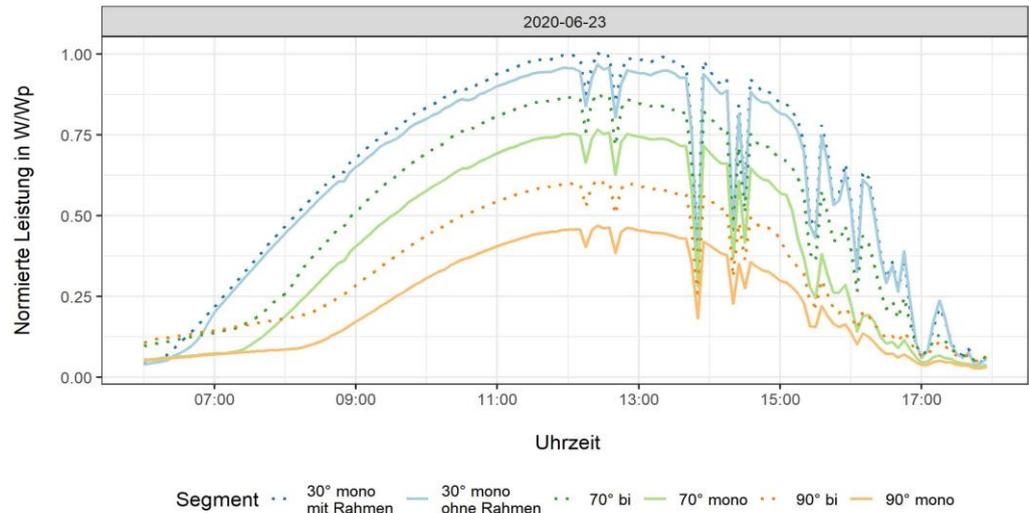


Abbildung 20: Leistungsverlauf normiert in W/Wp der einzelnen Anlagensegmente am 23. Juni 2020, bei weitestgehend wolkenfreiem Himmel. Hoher Sonnenstand und weitgehend schneefreie Umgebung.

Mittlerer Sonnenstand, Umgebung schneefrei

Mit dem sinkenden Sonnenstand bis zum 14. September (Abbildung 21) wurden bei steil geneigten bifazialen Modulen ähnliche Leistungsverläufe wie bei 30° geneigten Modulen gemessen. Wesentlich tiefere Leistungen bestanden bei den 90° geneigten Anlagensegmenten. Der Mehrertrag durch den Einsatz von bifazialen Modulen war verglichen mit anderen Zeiträumen gering und erreichte im Tagesmittel 7 % (70° Neigung) respektive 10 % (90° Neigung). Diese geringen Mehrerträge sind auf die schneefreie Umgebung (Anderegg et al., 2020b) und das Ausbleiben von Direktstrahlung auf die Modulrückseite zurückzuführen. Auch im September ist die Auswirkung der Verschattung von Modulen in den Segmenten 70° monofazial und 90° bifazial deutlich zu erkennen.

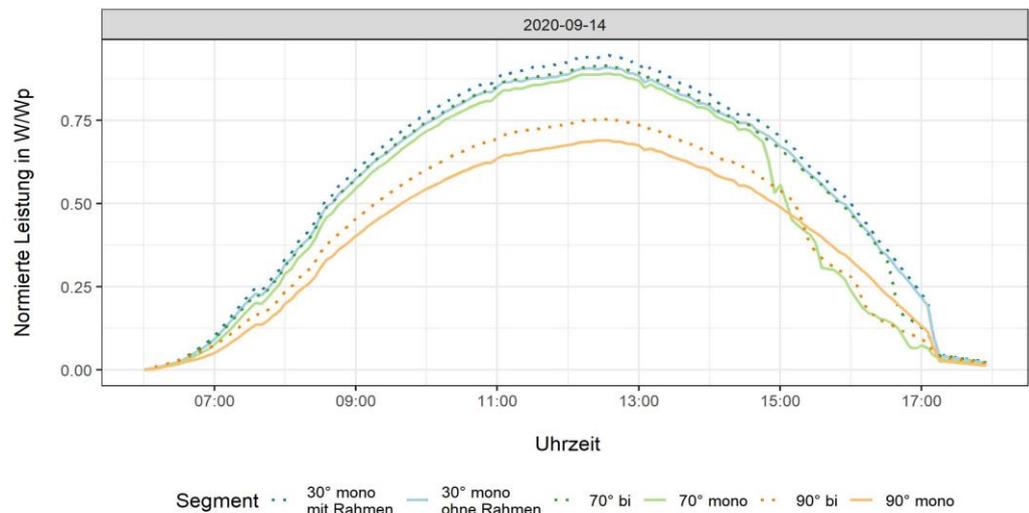


Abbildung 21: Leistungsverlauf normiert in W/Wp der einzelnen Anlagensegmente am 14. September 2020, bei wolkenfreiem Himmel. Mittlerer Sonnenstand und schneefreie Umgebung.

5. 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 wichtigen Energieerträge während den Ausfällen nachvollzogen werden.

Für alpine Photovoltaik-Anlagen zeigten sich bisher bifaziale Module mit einem Anstellwinkel von 70 bis 90° als die vielversprechendste Variante. Damit werden zeitenweise bis zu 60 % Mehrerträge durch die Reflexion von Einstrahlung an schneebedeckter Umgebung erzielt. Zugleich werden Verluste durch die Schneebedeckung von Modulen minimiert. So konnten gegenüber dem Mittelland bis zu doppelt so hohe Jahreserträge und ca. 50 % Winterstromanteil gemessen werden.

Trotz der auf Winterstrom optimierten Auslegung mit hohen Neigungswinkeln zeigen sich hohe Ertragspotenziale für den alpinen Standort ebenfalls im Sommerhalbjahr. Einzig das 90° geneigte Segment mit monofazialen Modulen führte teilweise zu einer geringeren Stromproduktion im Sommerhalbjahr als die Vergleichsanlage im Mittelland. Alle anderen Segmente konnten Mehrerträge von bis zu 60 % generieren (Maximum bei 70° Neigung und bifazialen Modulen im Sommerhalbjahr 2019).

Ausblick

Analog zu diesem Bericht werden weitere halbjährliche Auswertungen durchgeführt. Der nächste Halbjahresbericht wird über den Zeitraum vom 01. Oktober 2020 bis 31. März 2021 (Winterhalbjahr 20/21) erstellt.

Am 30. September 2020 wurden die Neigungswinkel der Anlagensegmente nach zwei Jahren konstantem Betrieb gemäss Tabelle 3 und Abbildung 22 leicht angepasst. Damit soll untersucht werden, welchen Einfluss noch nicht angewendete Modulneigungen auf den Ertrag und dessen jährliche Verteilung haben.

Tabelle 3: Konfiguration der Anlagensegmente über den gesamten Betriebszeitraum. Die Anpassungen vom 30. September 2020 sind gelb hervorgehoben.

Segment	Okt 17 - Nov 18	Nov 18 - Sep 20	ab Sep 20
A (monof.)	30°	30°	30°
B (monof.)	50°	30°	40°
C (monof.)	70°	70°	60°
D (bif.)	70°	70°	60°
E (bif.)	90°	90°	90°
F (monof.)	90°	90°	90°

Zusätzlich zu den bestehenden Einstrahlungsmessungen wird ab Anfang Oktober 2020 die Globalstrahlung aus östlicher und westlicher Richtung auf die vertikale Ebene gemessen. Diese Messdaten sollen Ertragsprognosen für vertikale PV-Anlagen in Ost-

West Ausrichtungen ermöglichen und können mit den Erträgen der südlich ausgerichteten bifazialen Modulen verglichen werden. Dabei interessieren die Jahreserträge, sowie insbesondere deren saisonale und tageszeitliche Verteilung. Die Sensoren wurden zuoberst auf dem Messmasten des Containers montiert (Abbildung 23).



Abbildung 22: Neigungswinkel der Alpinen Versuchsanlage ab 01.Oktober 2020. Die Segmente B, C und D wurden umgestellt.



Abbildung 23: Zusätzliche Einstrahlungsmessung (Globalstrahlung) vertikal aus östlicher und westlicher Richtung ab 01. Oktober 2020. Ost-West-Montage der Einstrahlungssensoren am Messmasten des Messcontainers oben links. Messmasten mit Antenne, Webcam und Einstrahlungssensoren oben rechts. Gesamtansicht des Containers mit den neuen Einstrahlungssensoren unten.

6. Literatur

- Anderegg, D., Strebel, S., & Rohrer, J. (2019a). *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. (2019b). *Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp Messergebnisse Sommerhalbjahr 2019* [Messbericht]. ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, IUNR Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen.
- Anderegg, D., Strebel, S., & Rohrer, J. (2020a). *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>
- Anderegg, D., Strebel, S., & Rohrer, J. (2020b). *Photovoltaik Versuchsanlage Davos Totalp Messergebnisse Winterhalbjahr 2019/2020* [Messbericht]. ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, IUNR Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen.
- Hostettler, T. (2018). *Markterhebung Sonnenenergie 2017 Teilstatistik der Schweizerischen Statistik der erneuerbaren Energien*. SWISSSOLAR.
https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Markterhebung/Marktumfrage_2017.pdf
- Hostettler, T. (2019). *Markterhebung Sonnenenergie 2018 Teilstatistik der Schweizerischen Statistik der erneuerbaren Energien*. SWISSSOLAR.
https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Markterhebung/Marktumfrage_2018.pdf
- Hostettler, T. (2020). *Markterhebung Sonnenenergie 2019 Teilstatistik der Schweizerischen Statistik der erneuerbaren Energien*. SWISSSOLAR.
https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Markterhebung/Marktumfrage_2019.pdf
- Koch, M., & Strebel, S. (2018). *Solar-Testanlage in Davos Dokumentation des Messaufbaus*. Forschungsgruppe Erneuerbare Energien, IUNR Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen, ZHAW, Wädenswil.
- MeteoSchweiz. (2020). *MeteoSchweiz IDAWEB*.
<https://gate.meteoswiss.ch/idaweb/system/welcome.do>
- 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	01.03.2019	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

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 61216 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

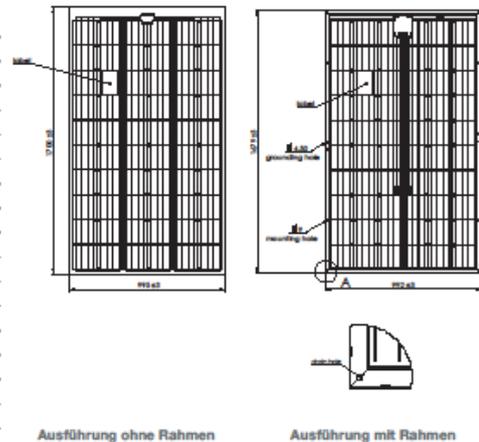


Elektrische Daten	Monokristallin						Polykristallin					
	STC*			800 W/m ² NOCT**			STC*			800 W/m ² NOCT**		
	270	275	280	196	199	203	250	255	260	184	188	192
Max. Leistung P _{mp}	[Wp]											
Spannung bei P _{mp}	[V]											
Strom bei P _{mp}	[A]											
Leerlaufspannung	[V]											
Kurzschlussstrom	[A]											
Modulwirkungsgrad	[%]											

*Standard-Test-Bedingungen (STC): 1.000 W/m² - AM 1,5 - 25°C // ** 800 W/m² - AM 1,5 - Nennbetriebszelltemperatur (NOCT)
 Geringe Wirkungsgradminderung bei Teillastverhalten: Es werden bei 200 W/m² min. 95% des STC (1000 W/m²) 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 ²
Schneelast	550 kg/m ²
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 ²
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
Oxidiertes Aluminiumrahmen	Hohlkammerprofil



Messoleranz ±3%

Dieses Datenblatt ist nicht rechtsverbindlich. 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 Garantiebedingungen 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 / 380-360 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 ² 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/m² - AM 1,5 - 25°C
 ** 800W/m² - AM 1,5 - Nennbetriebszelltemperatur (NOCT)
 Geringe Wirkungsgradminderung bei Teillastverhalten: Es werden bei 200W/m²
 min. 95 % des STC (1000W/m²) Wirkungsgrad erreicht.



Thermische Kenngrößen/ Temperaturkoeffizienten

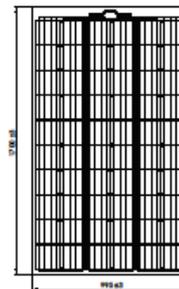
		Monokristallin
TK P [%/K]		-0,40
TK Voc [%/K]		-0,32
TK Isc [%/K]		0,047
NOCT [°C]		43 ±2

Vorteile des 360° Glas-Moduls

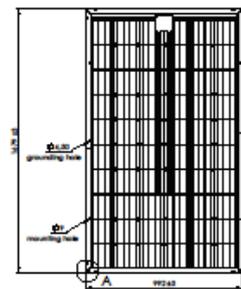
- bis zu 360 Wp Gesamtleistung durch aktive Modulrückseite
- Einsatz von PD-resistenten Modulkomponenten
- LID-Effekt nahezu 0%
- Einsatz v. 60 Hocheffizienz-Bifacial-Zellen
- extrem hohe Langlebigkeit durch Verbundglas-Technologie

Weitere Kenngrößen

	Monokristallin
Flussorientierung	-0% bis +3%
Erhöhte Belastbarkeit	5400 N/m ²
Schneelast	550 kg/m ²
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 ²
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
Oxidiertes Aluminiumrahmen	Hotkammerprofil



Ausführung ohne Rahmen



Ausführung mit Rahmen

Messoleranz ±3 %

Dieses Datenblatt ist nicht rechtsverbindlich. 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 Garantiebedingungen 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 Resultate der Flasher-Tests

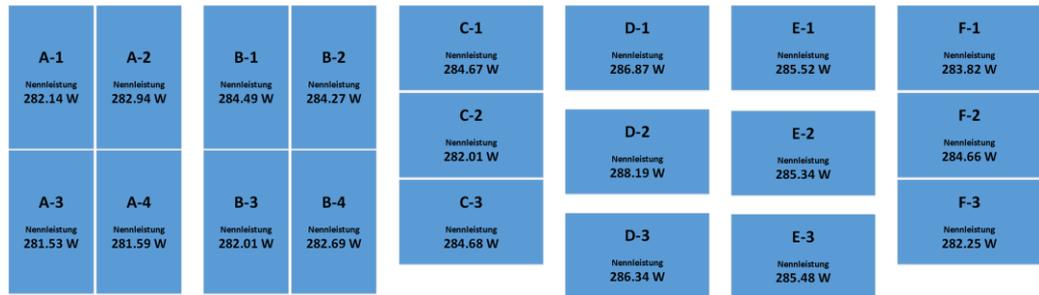


Abbildung 24: Resultate der Flasher-Tests: Nennleistung (P_{MPP}) für jedes Modul. Dient als Grundlage zur Normierung der Leistungs- und Energiewerte pro Module und Anlagensegment.

8.3 Webcam-Bilder

Webcam-Bilder 2019 und 2020 als Vergleich zwischen Mitte Mai und Mitte Juli.

KW 21



KW 22



KW 23



KW 24



Messergebnisse Sommerhalbjahr 20 – Versuchsanlage Totalp

KW 25



KW 26



KW 27



KW 28



Messergebnisse Sommerhalbjahr 20 – Versuchsanlage Totalp

KW 29



KW 30



8.4 Erfasste Messgrößen

Tabelle 4: Erfasste Messwerte der Versuchsanlage Totalp

Bezeichnung	Bezeichnung in TXT File und LabVIEW-Anzeige	Einheit	Sensor	Position
Zeitstempel	Zeitstempel	DD.MM.YYYY HH:MM:SS	-	-
U A-1	U A-1	V	FEMTO D4-DC	A-1
U A-2	U A-2	V	FEMTO D4-DC	A-2
U A-3	U A-3	V	FEMTO D4-DC	A-3
U A-4	U A-4	V	FEMTO D4-DC	A-4
U B-1	U B-1	V	FEMTO D4-DC	B-1
U B-2	U B-2	V	FEMTO D4-DC	B-2
U B-3	U B-3	V	FEMTO D4-DC	B-3
U B-4	U B-4	V	FEMTO D4-DC	B-4
U C-1	U C-1	V	FEMTO D4-DC	C-1
U C-2	U C-2	V	FEMTO D4-DC	C-2
U C-3	U C-3	V	FEMTO D4-DC	C-3
U F-1	U F-1	V	FEMTO D4-DC	F-1
U F-2	U F-2	V	FEMTO D4-DC	F-2
U F-3	U F-3	V	FEMTO D4-DC	F-3
U D-1	U D-1	V	FEMTO D4-DC	D-1
U D-2	U D-2	V	FEMTO D4-DC	D-2
U D-3	U D-3	V	FEMTO D4-DC	D-3
U E-1	U E-1	V	FEMTO D4-DC	E-1
U E-2	U E-2	V	FEMTO D4-DC	E-2
U E-3	U E-3	V	FEMTO D4-DC	E-3
I A-1	I A-1	A	FEMTO D4-DC	A-1
I A-2	I A-2	A	FEMTO D4-DC	A-2
I A-3	I A-3	A	FEMTO D4-DC	A-3
I A-4	I A-4	A	FEMTO D4-DC	A-4
I B-1	I B-1	A	FEMTO D4-DC	B-1
I B-2	I B-2	A	FEMTO D4-DC	B-2
I B-3	I B-3	A	FEMTO D4-DC	B-3
I B-4	I B-4	A	FEMTO D4-DC	B-4
I C-1	I C-1	A	FEMTO D4-DC	C-1
I C-2	I C-2	A	FEMTO D4-DC	C-2
I C-3	I C-3	A	FEMTO D4-DC	C-3
I F-1	I F-1	A	FEMTO D4-DC	F-1
I F-2	I F-3	A	FEMTO D4-DC	F-2
I F-3	I F-3	A	FEMTO D4-DC	F-3
I D-1	I D-1	A	FEMTO D4-DC	D-1
I D-2	I D-2	A	FEMTO D4-DC	D-2
I D-3	I D-3	A	FEMTO D4-DC	D-3
I E-1	I E-1	A	FEMTO D4-DC	E-1

Messergebnisse Sommerhalbjahr 20 – Versuchsanlage Totalp

I E-2	I E-2	A	FEMTO D4-DC	E-2
I E-3	I E-3	A	FEMTO D4-DC	E-3
P A-1	P A-1	W	FEMTO D4-DC	A-1
P A-2	P A-2	W	FEMTO D4-DC	A-2
P A-3	P A-3	W	FEMTO D4-DC	A-3
P A-4	P A-4	W	FEMTO D4-DC	A-4
P B-1	P B-1	W	FEMTO D4-DC	B-1
P B-2	P B-2	W	FEMTO D4-DC	B-2
P B-3	P B-3	W	FEMTO D4-DC	B-3
P B-4	P B-4	W	FEMTO D4-DC	B-4
P C-1	P C-1	W	FEMTO D4-DC	C-1
P C-2	P C-2	W	FEMTO D4-DC	C-2
P C-3	P C-3	W	FEMTO D4-DC	C-3
P F-1	P F-1	W	FEMTO D4-DC	F-1
P F-2	P F-2	W	FEMTO D4-DC	F-2
P F-3	P F-3	W	FEMTO D4-DC	F-3
P D-1	P D-1	W	FEMTO D4-DC	D-1
P D-2	P D-2	W	FEMTO D4-DC	D-2
P D-3	P D-3	W	FEMTO D4-DC	D-3
P E-1	P E-1	W	FEMTO D4-DC	E-1
P E-2	P E-2	W	FEMTO D4-DC	E-2
P E-3	P E-3	W	FEMTO D4-DC	E-3
E A-1	E A-1	Wh	FEMTO D4-DC	A-1
E A-2	E A-2	Wh	FEMTO D4-DC	A-2
E A-3	E A-3	Wh	FEMTO D4-DC	A-3
E A-4	E A-4	Wh	FEMTO D4-DC	A-4
E B-1	E B-1	Wh	FEMTO D4-DC	B-1
E B-2	E B-2	Wh	FEMTO D4-DC	B-2
E B-3	E B-3	Wh	FEMTO D4-DC	B-3
E B-4	E B-4	Wh	FEMTO D4-DC	B-4
E C-1	E C-1	Wh	FEMTO D4-DC	C-1
E C-2	E C-2	Wh	FEMTO D4-DC	C-2
E C-3	E C-3	Wh	FEMTO D4-DC	C-3
E F-1	E F-1	Wh	FEMTO D4-DC	F-1
E F-2	E F-2	Wh	FEMTO D4-DC	F-2
E F-3	E F-3	Wh	FEMTO D4-DC	F-3
E D-1	E D-1	Wh	FEMTO D4-DC	D-1
E D-2	E D-2	Wh	FEMTO D4-DC	D-2
E D-3	E D-3	Wh	FEMTO D4-DC	D-3
E E-1	E E-1	Wh	FEMTO D4-DC	E-1
E E-2	E E-2	Wh	FEMTO D4-DC	E-2
E E-3	E E-3	Wh	FEMTO D4-DC	E-3
Messmasten SPN Global	Messmasten SPN Global	W/m ²	SPN1	Messmasten
Messmasten SPN Diffus	Messmasten SPN Diffus	W/m ²	SPN1	Messmasten

Messergebnisse Sommerhalbjahr 20 – Versuchsanlage Totalp

Messmasten CMP21 Global	Messmasten CMP21 Global	W/m ²	CMP21	Messmasten
Tracker CMP21 Global	Tracker CMP21 Global	W/m ²	CMP21	Tracker
D Front SMP10 Global*	D Front SMP10 Global*	W/m ²	SMP10	Rahmen Segment D
D Back SMP10 Global	D Back SMP10 Global	W/m ²	SMP10	Rahmen Segment D
E Front SMP10 Global	E Front SMP10 Global	W/m ²	SMP10	Rahmen Segment E
E Back SMP10 Global	E Back SMP10 Global	W/m ²	SMP10	Rahmen Segment E
Messmasten SPLite Global	Messmasten SPLite Global	W/m ²	SP Lite2	Messmasten
A Front SPLite Global	A Front SPLite Global	W/m ²	SP Lite2	Rahmen Segment A
B Front SPLite Global	B Front SPLite Global	W/m ²	SP Lite2	Rahmen Segment B
C Front SPLite Global	C Front SPLite Global	W/m ²	SP Lite2	Rahmen Segment C
F Front SPLite Global	F Front SPLite Global	W/m ²	SP Lite2	Rahmen Segment F
Tracker Pyrheliometer	Tracker Pyrheliometer	W/m ²	Pyrheliometer CHP 1	Tracker
Temp A-1	Temp A-1	°C	PT1000 M222 Kl. B	A-1
Temp A-4	Temp A-4	°C	PT1000 M222 Kl. B	A-4
Temp B-1	Temp B-1	°C	PT1000 M222 Kl. B	B-1
Temp B-4	Temp B-4	°C	PT1000 M222 Kl. B	B-4
Temp C-1	Temp C-1	°C	PT1000 M222 Kl. B	C-1
Temp C-3	Temp C-3	°C	PT1000 M222 Kl. B	C-3
Temp D-1	Temp D-1	°C	PT1000 M222 Kl. B	D-1
Temp D-2	Temp D-2	°C	PT1000 M222 Kl. B	D-2
Temp E-1	Temp E-1	°C	PT1000 M222 Kl. B	E-1
Temp E-2	Temp E-2	°C	PT1000 M222 Kl. B	E-2
T-Contain	T-Contain	°C	PT1000 M222 Kl. B	Container
Temp F-4	Temp F-4	°C	PT1000 M222 Kl. B	F-4
Temp D-3	Temp D-3	°C	PT1000 M222 Kl. B	D-3
Temp E-3	Temp E-3	°C	PT1000 M222 Kl. B	E-3
Temp A-3	Temp A-3	°C	PT1000 M222 Kl. B	A-3
Temp B-2	Temp B-2	°C	PT1000 M222 Kl. B	B-2
Lufttemperatur	Lufttemperatur	°C	CLIMA SENSOR US 4.9200.00.000	Messmasten
Relative Feuchte	Relative Feuchte	% rh	CLIMA SENSOR US 4.9200.00.000	Messmasten
Luftdruck	Luftdruck	hPA	CLIMA SENSOR US 4.9200.00.000	Messmasten
Windstärke	Windstärke	m/s	CLIMA SENSOR US 4.9200.00.000	Messmasten
Windrichtung	Windrichtung	°	CLIMA SENSOR US 4.9200.00.000	Messmasten
Niederschlagsintensität	Niederschlagsintensität	mm/h	CLIMA SENSOR US 4.9200.00.000	Messmasten
Niederschlagsart	Niederschlagsart	Synop Code	CLIMA SENSOR US 4.9200.00.000	Messmasten
Helligkeit	Helligkeit	klux	CLIMA SENSOR US 4.9200.00.000	Messmasten
Helligkeitsrichtung	Helligkeitsrichtung	°	CLIMA SENSOR US 4.9200.00.000	Messmasten
Sonnenazimut	Sonnenazimut	°	CLIMA SENSOR US 4.9200.00.000	Messmasten
Sonnenzenit	Sonnenzenit	°	CLIMA SENSOR US 4.9200.00.000	Messmasten

Messergebnisse Sommerhalbjahr 20 – Versuchsanlage Totalp

Laser Niederschlagsintensität	Laser Niederschlagsintensität	mm/h	Laser-Nieder- schlags-Monitor 5.4110.01.000	Messmasten
Laser Niederschlagsart	Laser Niederschlagsart	SYNOP Wawa Tab.4680	Laser-Nieder- schlags-Monitor 5.4110.01.000	Messmasten
Ventilator Messmas CMP21	Ventilator Messmas CMP21	Hz	CVF4	Messmasten
Ventilator Tracker CMP21	Ventilator Tracker CMP21	Hz	CVF4	Tracker
Ventilator D Front SMP10	Ventilator D Front SMP10	Hz	CVF4	Rahmen Segment D
Ventilator D Back SMP10	Ventilator D Back SMP10	Hz	CVF4	Rahmen Segment D
Ventilator E Front SMP10	Ventilator E Front SMP10	Hz	CVF4	Rahmen Segment E
Ventilator E Back SMP10	Ventilator E Back SMP10	Hz	CVF4	Rahmen Segment E
Tracker Azimut	Tracker Azimut	°	SOLYS 2	Tracker
Tracker Zenit	Tracker Zenit	°	SOLYS 2	Tracker