



Schlussbericht vom 23.12.2019

PV Alpin VERTIKAL & BIFAZIAL

Entwicklung und Erprobung einer neuartigen
und winterauglichen PV-Systemtechnik für den
alpinen Raum mit vertikal aufgeständerten
Bifazial-Modulen



© reech gmbh 2017 – PV-Anlage mit vertikalen, bifazialen Modulen auf dem Betriebsgebäude der St. Moritz Energie in St. Moritz



Datum: 23.12.2019

Ort: Zizers

Subventionsgeberin:

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

Subventionsempfänger/innen:

St. Moritz Energie
Via Signuria 5
CH-7500 St. Moritz

Autor:

Tamás Szacs vay, reech gmbh, tamas.szacs vay@reech.ch

BFE-Projektbegleitung:

Karin Söderström, BFE Pilot- und Demonstrationsprojekte, karin.soederstroem@bfe.admin.ch
Stefan Oberholzer, BFE Programmleiter Photovoltaik, stefan.oberholzer@bfe.admin.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/501516-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.



Zusammenfassung

Ziel des Projektes war, mittels vertikal angeordneter Bifazialmodule, eine attraktive Lösung für die PV-Stromerzeugung in alpinen Regionen aufzuzeigen, welche die Nachteile von standardmässig geneigt aufgeständerten PV-Systemen vermeidet. Die wesentlichsten Nachteile solcher Systeme sind Ausfall der Stromproduktion im Winter (wenn sie am meisten benötigt wird) aufgrund Abdeckung durch Schnee, massive Stützstrukturen und das Risiko von Schäden an PV-Modulen und Montagestruktur durch hohe Schneelasten. Im Rahmen des Projekts wurde eine neue Montagestruktur konzipiert, entworfen, installiert und validiert, welche die besonderen Anforderungen an eine vertikalen Modulanordnung erfüllt.

Die PV-Pilotanlage wurde in der Zeit von Oktober bis Dezember 2017 installiert und am 5. Dezember zusammen mit dem Messsystem in Betrieb genommen. Das Messsystem umfasst 9 Sensoren für Wind, Einstrahlung und Temperatur. Durch den Einsatz von Moduloptimierern werden Leistung und Ertrag der Bifazialmodule individuell aufgezeichnet.

Das System läuft seit der Inbetriebnahme am 5. Dezember 2017 unterbrechungsfrei. Obwohl die beiden Winter 2017/2018 und 2018/2019 überdurchschnittlich schneereich waren, blieben mindestens 2/3 der PV-Moduloberfläche den ganzen Winter über aktiv.

Summary

The focus of the project was to demonstrate that the use of vertically arranged bifacial modules is an attractive solution for PV-power generation in alpine regions and avoids the drawbacks of standard tilted PV-modules. The major drawbacks of such systems are no power production in winter (when it is needed most) due to the coverage by snow, massive support structures and the risk of damage of PV-modules by high snow loads. In the framework of the project a new mounting structure was conceived, designed, installed and validated. This mounting structure addresses the special requirements of a vertical module arrangement.

The PV-system was installed in the period from October to December 2017 and put into operation together with the measuring system on December 5th. The measurement system comprises 9 sensors for wind, irradiation and temperatures. Thanks to the use of module optimizers, the performance and the yield of each bifacial module is recorded individually.

The system has been running without interruption since start-up on December 5, 2017. Although both winters 2017/2018 and 2018/2019 delivered an above-average amount of snow, at least 2/3 of the PV-module surface were always active throughout the whole winter.

«Take-home messages»

- PV-Anlagen mit vertikal installierten bifazialen PV-Module stellen eine geeignete und elegante Lösung zur Erzeugung von Winterstrom in alpinen Regionen dar.
- Schneelastschäden oder gefährliche Schneeräumarbeiten sind auch in schneereichen Gegenden nicht zu erwarten.
- Mit der 2019-er Version der Simulationssoftware PVsyst kann der Ertrag von bifazialen Systemen mit guter Genauigkeit simuliert werden.



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung.....	3
Summary	3
Take-home messages	3
Inhaltsverzeichnis	4
Abkürzungsverzeichnis	5
1 Einleitung	6
2 Anlagenbeschrieb	6
3 Vorgehen und Methode.....	8
4 Ergebnisse und Diskussion	11
5 Schlussfolgerungen und Fazit	22
6 Ausblick und zukünftige Umsetzung	22



Abkürzungsverzeichnis

kWp	Kilowatt peak (Nominalleistung bei Standardprüfbedingungen)
kWh/kWp/Jahr	Spezifischer Jahresertrag, bezogen auf die nominale Frontseitenleistung des Moduls
IAM	Incident Angle Modifier: Richtungsabhängige Transmission von Glas
RMS	Root Mean Square (quadratisches Mittel)



1 Einleitung

Ausgangslage, Hintergrund und Motivation des Projektes

Das Energieunternehmen St. Moritz Energie hatte in der Vergangenheit mehrfach schlechte Erfahrungen mit PV-Anlagen gemacht, die im Winterbetrieb sehr wenig Strom erzeugen, oft Schneelastschäden aufweisen und einen hohen Wartungsaufwand verursachen. Auf dem neugestalteten Betriebsgebäude sollte eine PV-Anlage erstellt werden, die oben genannte Probleme vermeidet.

Projektziele

Die auf einem neuartigen Montagekonzept basierende PV-Anlage mit vertikal angestellten, bifazialen PV-Modulen soll demonstrieren, dass Solarstromerzeugung im alpinen Raum auf Flachdächern möglich ist, und dabei die wesentlichen Probleme üblicher PV-Anlagen auf elegante Art vermieden werden können. Dazu gehören geringer Winterertrag, Schneelastschäden, Aufwand für Schneeräumung und klobige, hochbeinige Montagestrukturen mit hoher Ballastierung. Die optische Erscheinung der Anlage soll ansprechend sein.

2 Anlagenbeschreibung

Grundlagen – Randbedingungen

Der Hauptfokus der Projektarbeiten lag auf der Konzeption, Validierung, Herstellung und Beschaffung einer neuartigen Montagestruktur, welche den besonderen Anforderungen einer vertikalen Modulordnung gerecht wird. Abbildung 1 gibt eine Übersicht der Anlage mit vertikal aufgeständerten, reihenförmig angeordneten bifazialen Modulen auf dem Flachdach des Gebäudes der St. Moritz Energie.

Die geraden Modulreihen verlangen nach einer präzisen Justierbarkeit, die auch bei unebenem Baugrund noch funktioniert. Thermische Dilatationen müssen spannungsfrei aufgenommen werden können, da aufgrund der langen, geraden Reihen ansonsten grosse Zwängungskräfte auftreten würden. Statisch gründet die Herausforderung im windinduzierten Kippmoment – die Modulunterkante soll so hoch über dem Untergrund angeordnet sein, dass sie nur selten im Schnee liegt – und im Erreichen der notwendigen Verschiebesicherheit.

Die Montagestruktur muss dabei schlank bleiben, um Eigenbeschattung zu vermeiden. Bedingt durch die gute Einsehbarkeit und den Witterungsschutz muss die Verkabelung soweit möglich unsichtbar erfolgen.

Konzept-Anlagenbeschreibung

Die erarbeitete Montagestruktur erfüllt diese Anforderungen konzeptionell durch eine entsprechend aufgebaute Konstruktion. Vor dem Bau der Anlage wurde ein Prototyp einer Aufständereinheit im betriebseigenen Photovoltaik-Testcenter der reech gmbh einer statischen Prüfung unterzogen, bei der auch ein PV-Modul mitgeprüft wurde.

Die Anlage wurde im Zeitraum von Oktober bis Dezember 2017 installiert und zusammen mit dem Messsystem am 5. Dezember 2017 in Betrieb genommen. Das Messsystem umfasst 8 Sensoren für Wind, Einstrahlung und Temperaturen. Dank der Verwendung von Optimizern können Leistung und Ertrag jedes Moduls – bifaziale Module der Meyer Burger (Schweiz) AG – einzeln erfasst werden.



Zusammenfassung Anlagendaten

Modultyp:	Meyer Burger bifacial 380 (frontseitig 315 Wp); SmartWire, HJCT, 60 Zellen, 3 Anschlussdosen
Anzahl Module:	81
Montage:	Vertikal, in Achse SW-NO
Untergrund:	Flachdach, eingekiest
Höhe Moduloberkante ab Kies:	ca. 1.8m
Modulverschaltung:	3 Felder (30, 28 und 23 Module)
Wechselrichter:	1 x Solaredge 27.6K
Moduloptimierer:	81x SE370P
Erwarteter spez. Ertrag:	ca. 1140 kWh/kWp/J (ohne Schneeverluste)
Einstrahlungsmessung:	5x Si-Sensor (Mencke-Tegtmeyer)
Globalstrahlungsmessung:	1x Pyranometer Kipp & Zonen
Temperaturmessung:	1x Modultemperatur + 1x Umgebungstemperatur
Windgeschwindigkeitsmessung:	1x Flügelradanemometer
Erfassung Schneefall- und -höhe:	Webcam Richtung NO
Messwerterfassung:	Via 3 Gateways

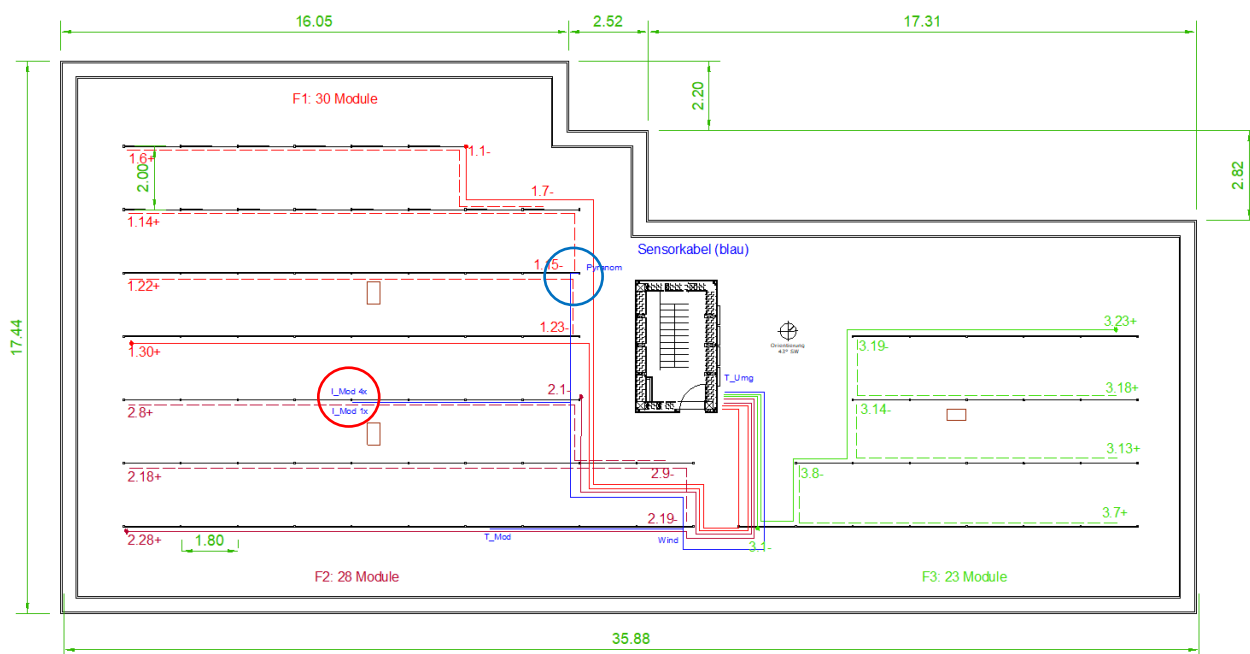


Abbildung 1: Anlagenlayout mit Feldanordnung. Einstrahlungssensoren: roter Kreis, Pyranometer blauer Kreis



Abbildung 2: Luftaufnahme der Anlage im Winter.

3 Vorgehen und Methode

Konzeption Montagestruktur

Es wurde eine Montagestruktur entworfen, die auf modularen Einheiten basiert. Damit wird eine Entkoppelung der thermischen Dilatation der horizontal laufenden Elemente der Unterkonstruktion erreicht. Als Material für die statisch relevanten Bauteile wurden Aluminium und Stahl in Betracht gezogen, wobei schlussendlich aus Kostengründen für die Pilotanlage Stahl gewählt wurde. Die Kabel werden soweit möglich UV-geschützt innerhalb der Montagestruktur geführt, um den Erwartungen hinsichtlich Lebensdauer gerecht zu werden. Die rahmenlosen Module werden in EPDM-Profilen an den zwei langen Seiten gehalten, vgl. Abbildung 2.



Ursprüngliche Ertragssimulation

Zum Zeitpunkt der Projektumsetzung war noch keine Simulationssoftware verfügbar, die explizit den Ertrag von bifazialen Modulen – insbesondere teiltransparenten – berechnen konnte. Die Simulation des Ertrags wurde mit der Software PVSol sowie PVsyst durchgeführt, wobei die bifazialen Module als normale, Rücken an Rücken stehende Module modelliert wurden. Durch die Unabhängigkeit der beiden Module wird die Berechnung dem Verhalten eines bifazialen Moduls nicht vollständig gerecht (vor allem bei partieller Beschattung), und auch die Teiltransparenz konnte nicht berücksichtigt werden. Ebenfalls war es noch nicht möglich, den Einfluss der Eigenbeschattung durch die Modulhalterung in die Berechnung zu integrieren. Dadurch entstand eine erhebliche Unsicherheit bei der Ertragssimulation. Signifikant erhöht wurde die Unsicherheit bei der Berechnung durch die Schwierigkeit, den stark verschattenden Lärchenwald auf der Ostseite der Anlage realitätsnah zu modellieren.

Der simulierte Ertrag lag bei ca. 1140 kWh/kWp installierter Leistung (bezogen auf die einseitig gemessene Modulleistung des eingesetzten Bifazialmoduls). Dieser spezifische Ertrag lag etwa in derselben Größenordnung wie für eine konventionelle monofaziale 35°aufgeständerte Anlage. Die Anlageleistung bifazial liegt bei 25,5 kWp; die Leistung der zum Vergleich ausgelegten konventionellen Anlage auf derselben Dachfläche war 16 kWp, womit installierte Leistung und Flächenertrag bei der vertikalen Anlage fast 50 % höher liegen.



Abbildung 3: Modulhalterung oben und unten an den langen Kanten; Modulfrontseite; Anschlussdosen sind im Bild auf der linken Seite.

Systemstatik

Aufgrund der vertikalen Aufständigung der Module besteht im Gegensatz zu beispielsweise aerodynamischen Flachdachmontagesystemen keine Gefahr in Bezug auf Abheben der PV-Anlage. Ausgelegt wurde die Montagestruktur auf Widerstand gegen Kippen und Verschieben. Die Modulunterkanten befinden sich ca. 80 cm über dem Untergrund. Zusammen mit der Modulbreite von knapp einem Meter ergibt sich somit eine Höhe der Oberkante der Module von 180 cm, was bei normgerechter Windlastberechnung zu einem beträchtlichen Kippmoment führt.



Dieses Kippmoment wird über eine ausgestellte Fussstütze auf ein senkrecht zu den Modulreihen angeordnetes Kopplungsprofil übertragen. Die Befestigung dieser Kopplungsprofile erfolgt mittels Basisplatten, die mit Kies beschwert sind.

Ein Prototyp einer Aufständerungseinheit wurde zur Verifizierung der berechneten Bemessungswerte im reech PV-Testcenter einer statischen Prüfung unterzogen (vgl. Abbildung 4).

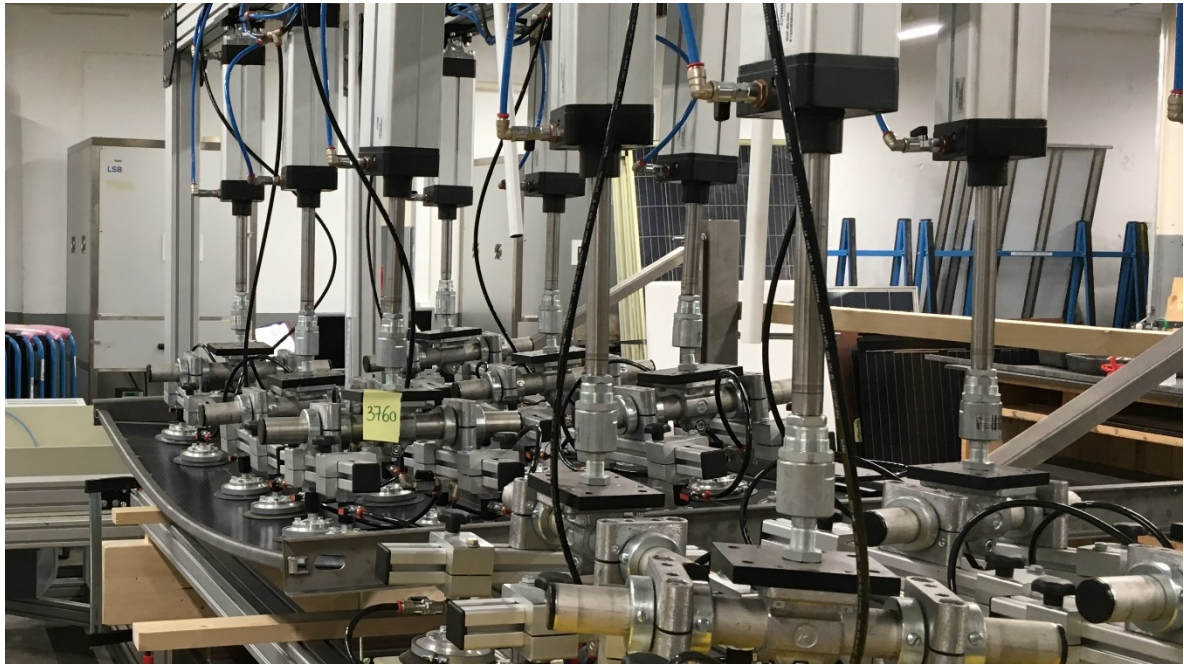


Abbildung 4: Aufständerungseinheit auf dem Statikprüfstand bei 3760 Pa simulierter Windlast; deutlich sichtbar ist die Durchbiegung der oberen Modulkante (reech PV-Testcenter).

Der experimentelle Nachweis bestätigte die mit grosszügigem Sicherheitsbeiwert erhaltenen Ergebnisse der statischen Berechnung. Versuche wurden mit bis zu 3760 Pa simulierter Windlast durchgeführt, wobei noch kein Kompletversagen auftrat.

Messsystem und Auswertung

Das Messsystem umfasst 8 Umweltsensoren vor Ort sowie eine Webcam, mittels derer die Situation in Bezug auf Schneefall und Schneehöhe in die Auswertung mit einbezogen werden kann. Es sind 5 in Modulebene ausgerichtete, solarzellenbasierte Einstrahlungsmesser installiert, um die in die Modulebene einfallende Strahlung auf unterschiedlicher Höhe und mit unterschiedlicher Ausrichtung erfassen zu können, sowie ein Pyranometer für die globale Horizontalstrahlung; vgl. Abbildung 5. Weiter ist ein Windsensor installiert, ein Modultemperaturfühler sowie ein Umgebungstemperaturfühler.

Die Leistung der Module wird mittels Optimizern von Solaredge individuell erfasst. Die Messdaten werden über 3 Gateways registriert und sind via Internet abrufbar.



Abbildung 5: Ausgerichtete Si-Einstrahlungsmesser (links) und Pyranometer für globale Horizontalstrahlung

4 Ergebnisse und Diskussion

Messwerte

Die Anlage wurde am 5. Dezember 2017 in Betrieb genommen. Die in diesem Bericht enthaltenen Kennzahlen beziehen sich auf 2018, das erste vollständige Betriebsjahr.

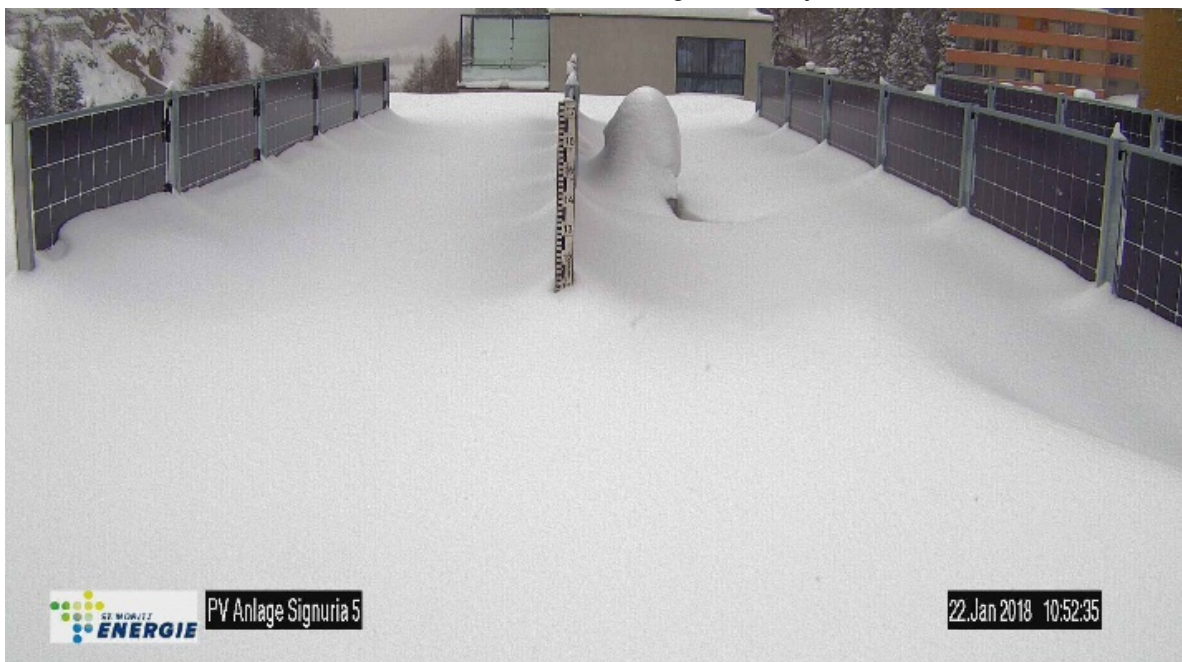


Abbildung 6: Aufnahme Webcam vom 22. Januar 2018. Schneehöhe ca. 1.1m.



Die Messwerte des monatlichen Ertrags und der ursprünglichen Simulation sind in Abbildung 7 dargestellt. Bei der Ertragsprognose ist hier kein Verlust durch Schneebedeckung berücksichtigt. Sowohl der Winter 2017/2018 als auch 2018/2019 waren schneereich. Auf dem Flachdach wurden Schneehöhen von über 1.2 m registriert. Aufgrund der Abdeckung durch Schnee war im ersten Winter über mehr als zwei Monate hinweg etwa ein Drittel der Anlage verschattet, im zweiten Winter nur während ein paar Tagen. Der Ertragsverlust durch Schneebedeckung im Jahr 2018 wird aufgrund der Auswertung der Webcam-Aufnahmen auf 6% geschätzt.

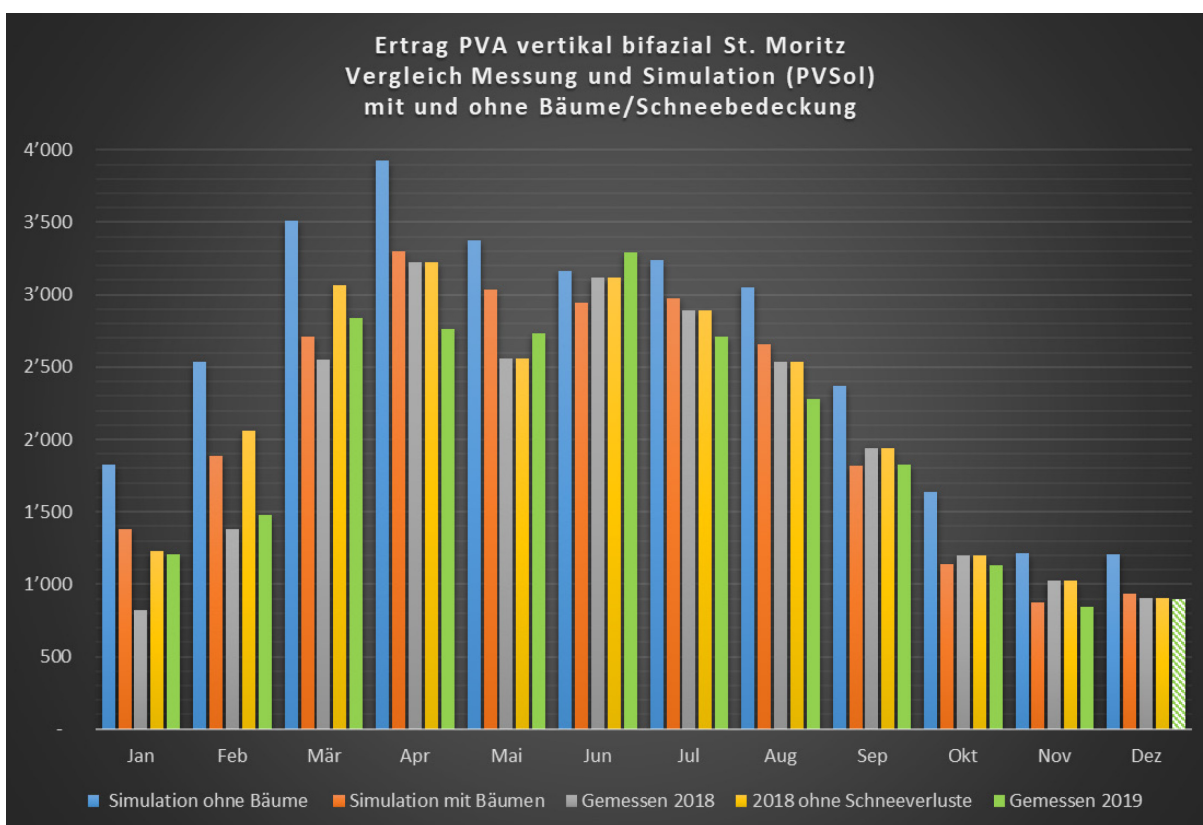


Abbildung 7: Monatserträge 2018 und 2019 sowie Ertragsprognose (mit/ohne Schneeverluste/Bäume). Simulation mit PVSol. Simulation jeweils ohne Schneeverluste.

Einen signifikanten Einfluss auf den Ertrag hat die am Standort vorliegende Nahverschattung durch hohe Bäume. Dieser Effekt tritt insbesondere in den Wintermonaten auf, da in dieser Zeit nicht nur die Sonne tiefer steht, sondern die Verschattung dann auftritt, wenn die Modulausrichtung zur Sonne ideal wäre. Der gemessene spezifische Ertrag beträgt 946 kWh/kWp für 2018 (bezogen auf die Frontseitenleistung des Moduls). Eine angepasste Nachrechnung mit der Simulationssoftware PVSol, die unter Berücksichtigung von Nahverschattung und Schneeverlusten zu demselben Ergebnis führt, ergibt bei Weglassen der Nahverschattung einen 20% höheren spezifischen Ertrag (1137 kWh/kWp/Jahr). Die Korrelation auf Monatsbasis zwischen Simulation – unter Berücksichtigung von Verschattung (orange-farbene Balken in Abbildung 7) mit den Messwerten 2018 unter Herausrechnen von Schneeverlusten (gelbe Balken) – ist sehr gut.

Der Einfluss der Verschattung kann mittels Betrachtung der Leistungen der einzelnen Moduloptimierer gut sichtbar gemacht werden. Da die Bäume teilweise Licht durchlassen, sind die Leistungen der Moduloptimierer starken Schwankungen ausgesetzt, vgl. Situation am 21.12.2017 in Abbildung 8. Bis etwa 11:00 erreicht kein Modul die der Einstrahlung entsprechende Leistung. Die «flachen» Kurven stellen die gemessenen Einstrahlungswerte der einzelnen Sensoren dar.

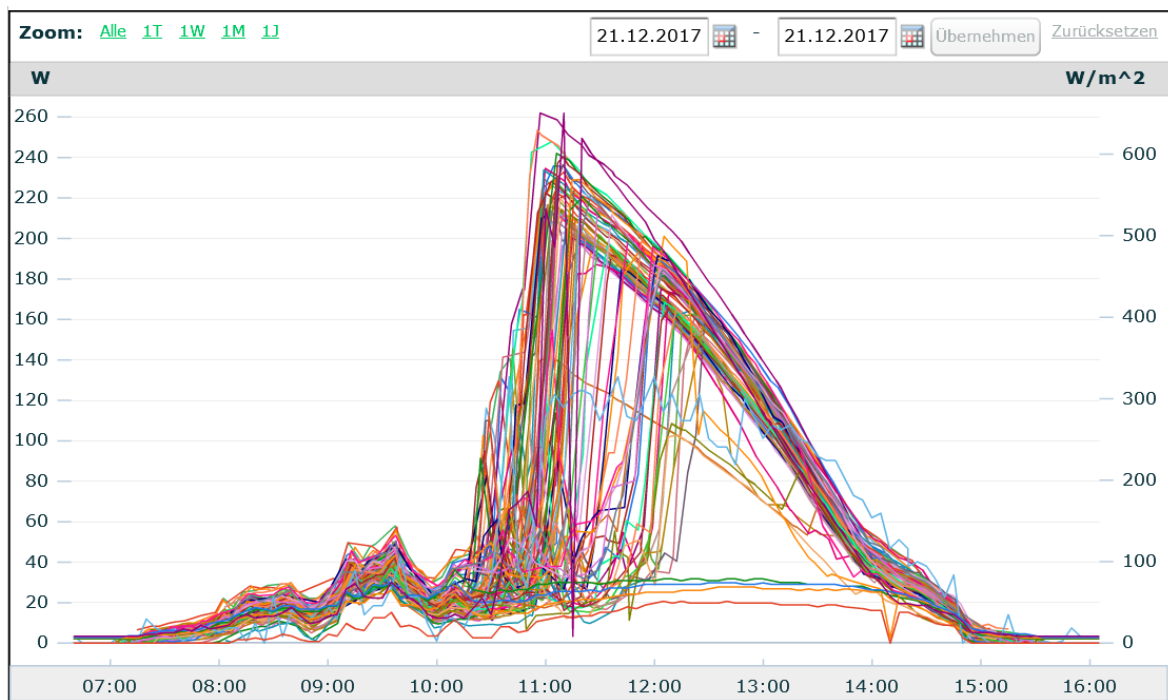


Abbildung 8 Streuende Leistung der einzelnen Optimierer am 21.12.2017.

Am 23. Juni (Abbildung 9) ist der Einfluss der Verschattung erwartungsgemäss deutlich geringer; es sind weniger Module verschattet, und dies über einen kürzeren Zeitraum.

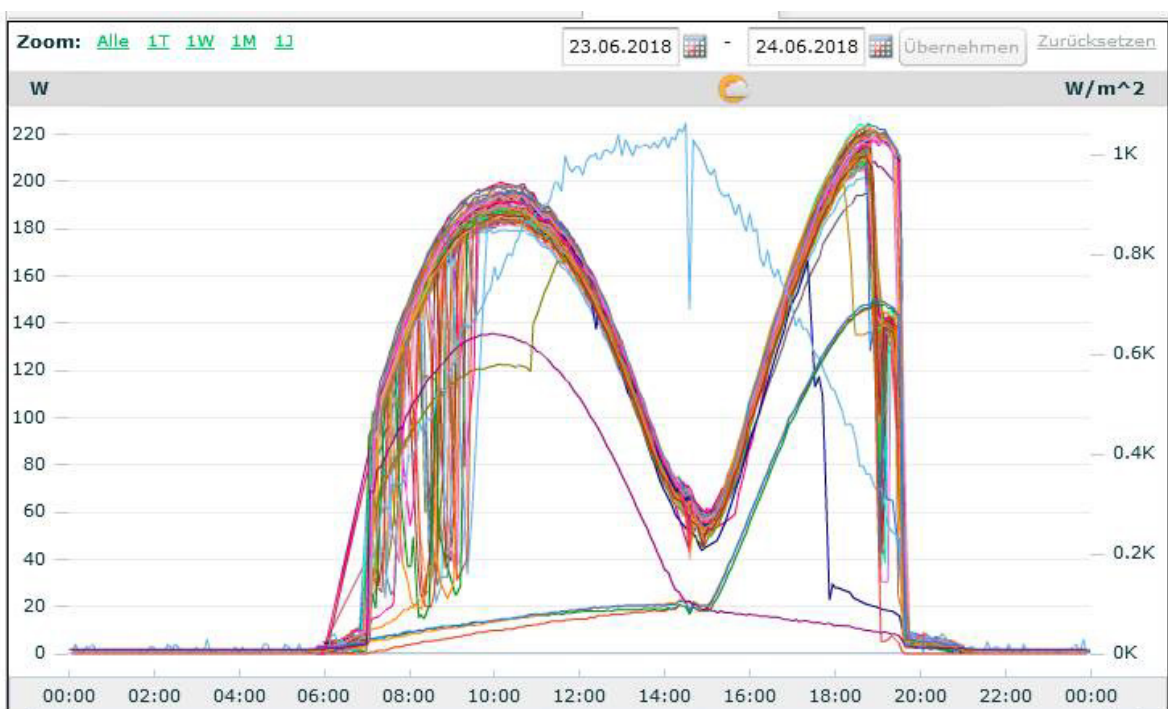
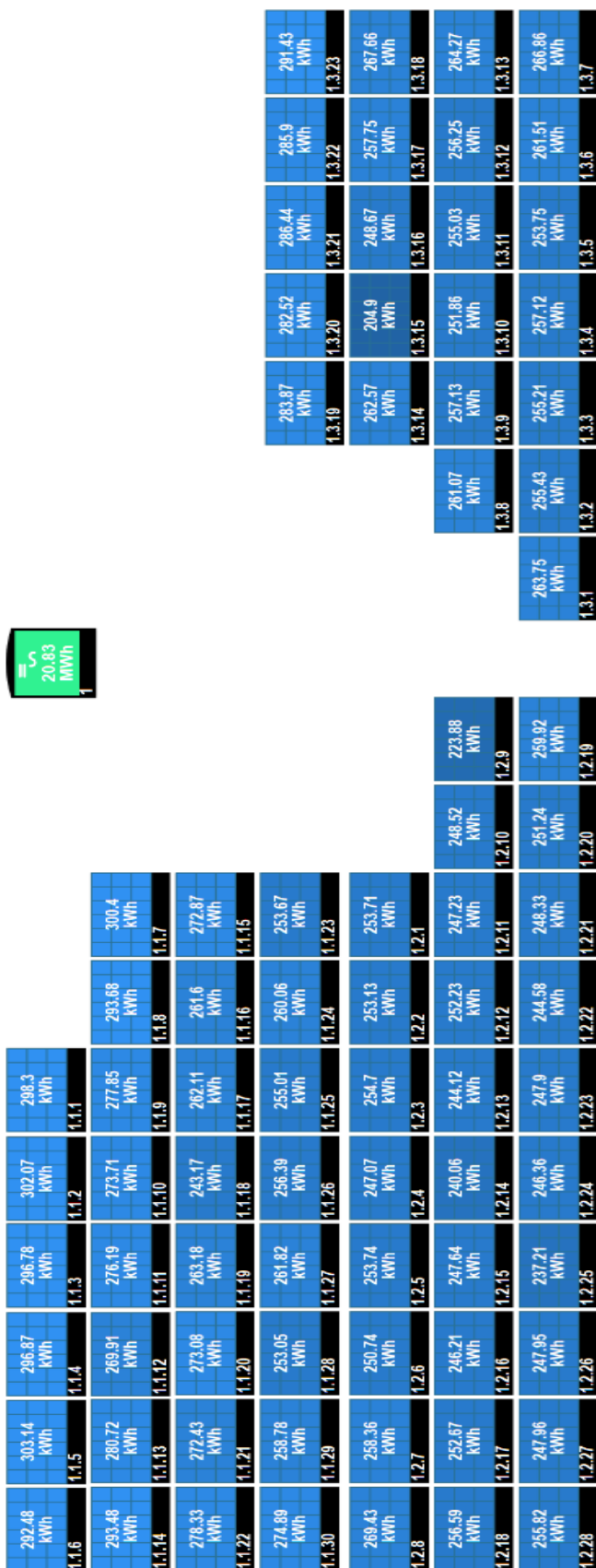


Abbildung 9 Streuende Leistung der einzelnen Optimierer am 23.6.2018 sowie Messwerte der Einstrahlung (hellblau Pyranometer).



Abbildung 10 zeigt die bis zum 25. September 2019 erfassten Gesamterträge der einzelnen Module. Zwischen dem besten und schlechtesten Modul liegt ein Faktor von etwa 1,2 (ohne Berücksichtigung des Moduls mit den direkt davorstehenden Dunstrohren). Diese Differenz wird durch unterschiedliche, sich überlagernde Effekte hervorgerufen: unterschiedliche Verschattung durch Bäume aufgrund Position im Feld sowie bessere Einstrahlungswerte für Module am äusseren Rand der Anlage (vor allem gegen Nordwesten hin).

Aussagekräftiger ist die Betrachtung der Erträge der äussersten und der nächsten Reihe nach innen an der Nordwestseite der Anlage. Hier ergibt sich ein Unterschied von etwa 10 % zugunsten der äussersten Reihe. Da bei diesen Modulen der Einfluss der Verschattung durch die Bäume geringer ist, kann der Grossteil dieses Mehrertrags auf eine bessere rückseitige Einstrahlung zurückgeführt werden.



15/22



Einfluss der Reflexion an Schnee

Deutlich erkennbar ist der Einfluss der Reflexion des Sonnenlichts am Schnee. Im April 2018 gab es eine Woche mit weitgehend wolkenlosem Wetter. In dieser Woche schmolz zudem die Schneedecke von quasi kompletter Bedeckung des Daches bis auf einzelne Resten.



Abbildung 11 Schneedecke am 17.4 und 22.4.2018

Abbildung 12 zeigt die Anlagenleistung und die globale horizontale Einstrahlung in dieser Woche. Da die globale horizontale Einstrahlung kaum von der lokalen Albedo profitiert, lässt sich der Einfluss auf die Einstrahlung in Modulebene gut erkennen. Trotz fast identischer globaler Einstrahlung ist die Anlagenleistung (abhängig von der Einstrahlungsrichtung) um etwa 20% höher im Bereich der Maximalleistung (seitlicher Lichteinfall) und etwa 60% höher, wenn das Sonnenlicht längs zu den Modulreihen einfällt. Abbildung 13 verdeutlicht dies anhand der beiden Tage 17. und 22. April. Die graue Kurve stellt das Verhältnis zwischen Anlagenleistung und globaler horizontaler Einstrahlung für Einstrahlungen über 200W/m² dar (absolute Skalierung ist hier ohne Bedeutung). Über den Tag gemittelt ist der Anlagenertrag im Verhältnis zur globalen Einstrahlung ca. 22% höher bei geschlossener Schneedecke, als wenn nur noch Kies vorhanden ist.

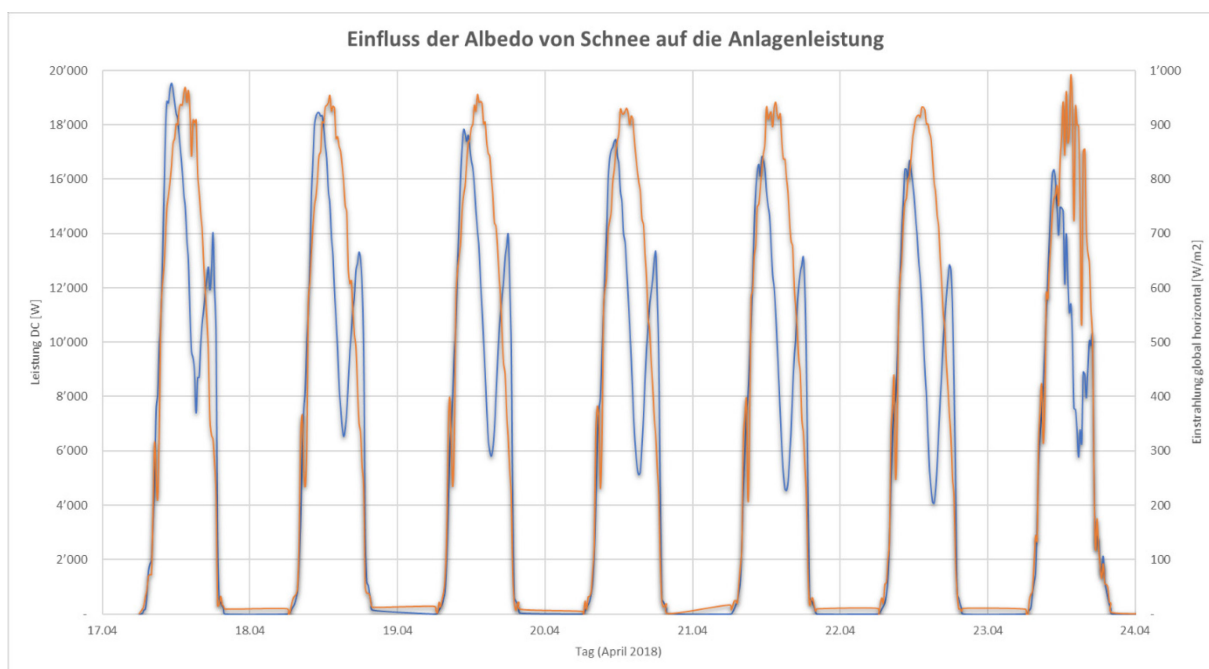


Abbildung 12 Anlagenleistung DC und globale horizontale Einstrahlung

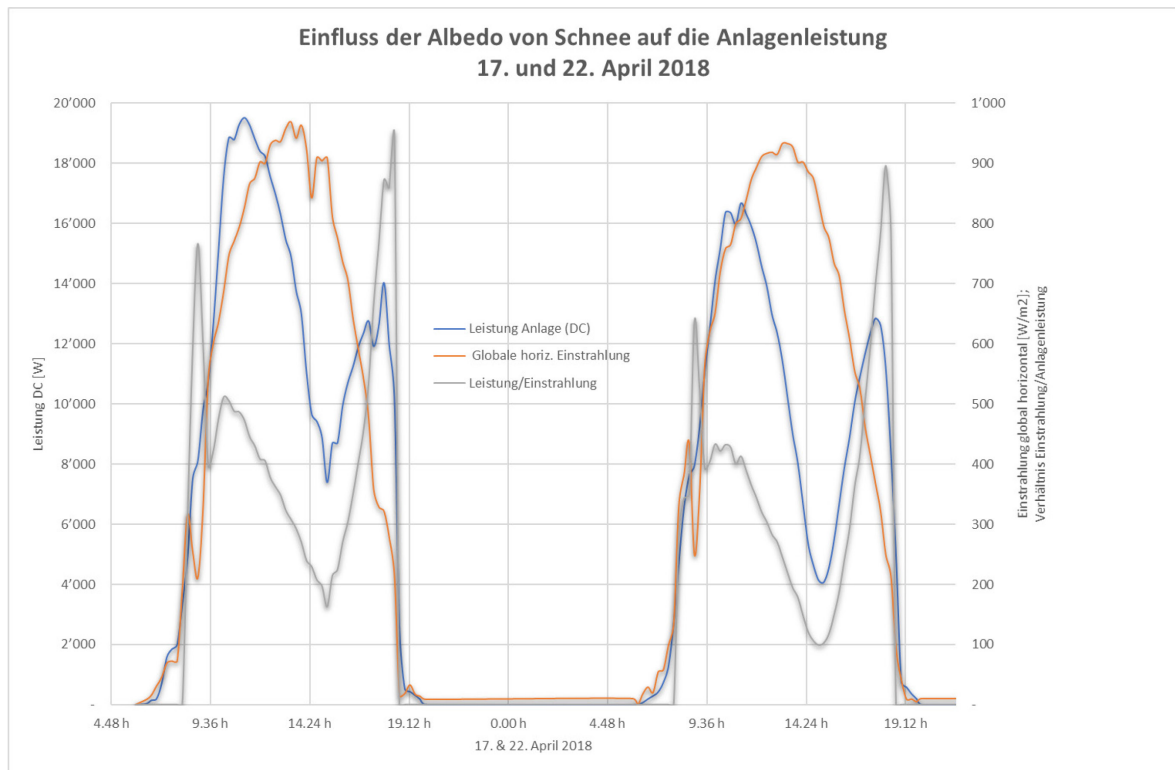


Abbildung 13 Anlagenleistung, globale horizontale Einstrahlung und Verhältnis Leistung/Einstrahlung



Vergleich Messwerte und Simulation

Die Firma PVsyst hat die Messdaten der Anlage mit Simulationenwerten ihrer überarbeiteten Software verglichen. Die Modellierung des System berücksichtigt die reale Anordnung der Module auf dem Dach, sowie deren elektrische Aufteilung in drei Felder.

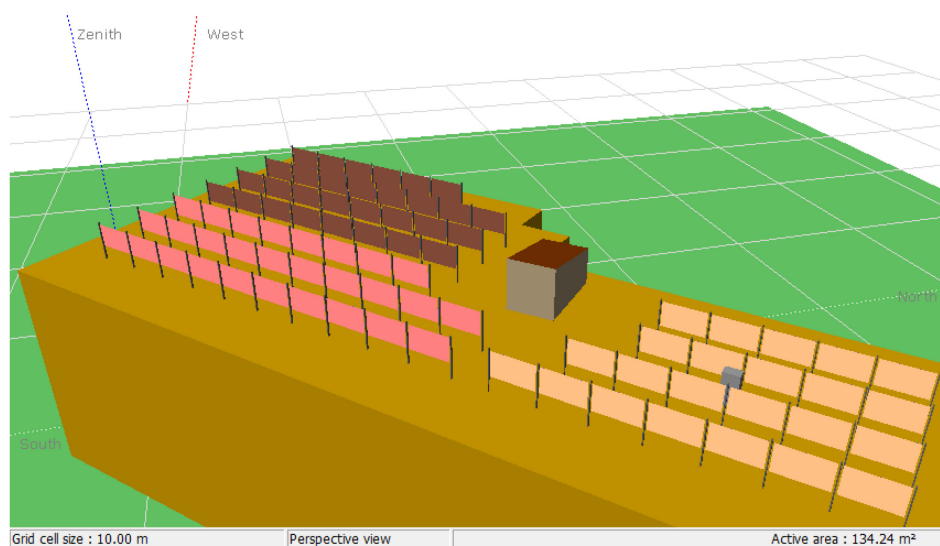


Abbildung 14: Modellierung der Anlage durch PVsyst mit Feldaufteilung. Die einzelnen Felder sind in unterschiedlicher Farbe dargestellt.

Zur Plausibilisierung der Simulation wurde die mit dem Einstrahlungsfühler in Modulebene (SO-Seite; «Frontseite») gemessene und die simulierte Einstrahlung abgeglichen. Abbildung 15 zeigt den quantitativen Vergleich. Die simulierte Einstrahlung enthält Horizontverluste, Nahverschattungsverluste und Reflexionsverluste an der Moduloberfläche (Incident Angle Modifier-Verluste). Die lineare Korrelation zwischen Messung und Simulation ist erkennbar an einer Steigung der Fit-Geraden in der Nähe von 1 und einem moderaten Versatz entsprechend ca. 16 W/m².

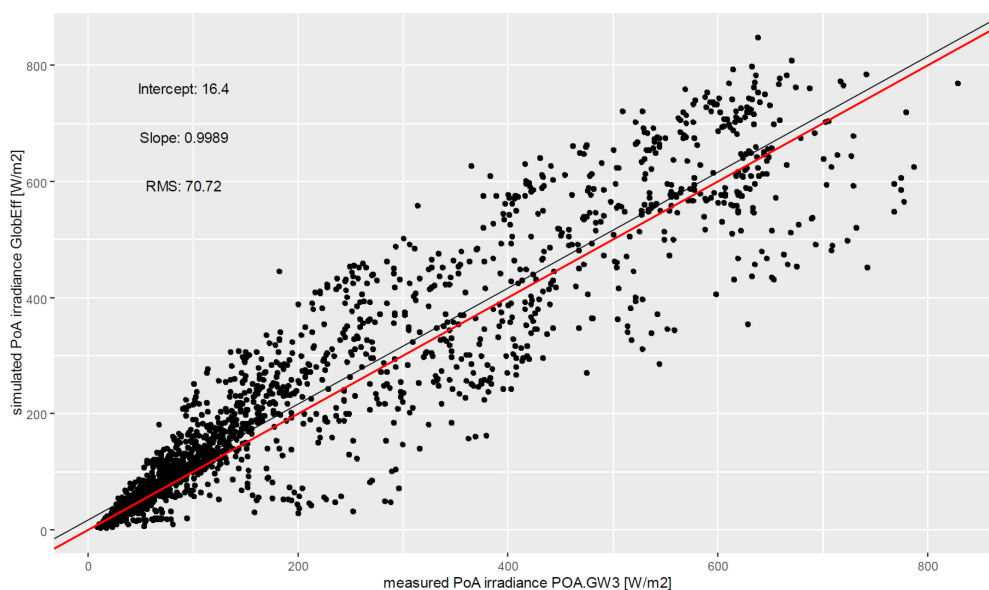


Abbildung 15: Simulierte vs.gemessene Frontseiteneinstrahlung. Die rote Linie stellt die Diagonale (Messwert = simulierter Wert) dar, die schwarze Linie den linearen Fit.



Der Quadratische Mittelwert mit etwa 70 W/m^2 deutet auf eine ziemlich grosse Streuung hin und ist auf die Schwierigkeiten bei der Modellierung der Nahverschattung zurückzuführen.

Die «rückseitige» Einstrahlung wurde ebenfalls mit den Messwerten verglichen (siehe Abbildung 16). Erfasst wurde die Einstrahlung mit vier unterschiedlich hoch montierten Einstrahlungssensoren, siehe Abbildung 5.

Die simulierten Werte ergeben sich aus dem bifazialen Modell von PVsyst, das Bodenreflexion, direkte Sonneneinstrahlung und diffuse Einstrahlung berücksichtigt. Der Farbcode in Abbildung 16 stellt unterschiedliche Schneeverhältnisse auf dem Boden dar, wobei 1 für keine Schneedecke, 2 Teilschneedecke und 3 komplette Schneedecke steht. Situationen, in denen die PV-Module mit Schnee bedeckt sind, wurden aus der Analyse ausgeschlossen. Insgesamt wird die rückseitige Einstrahlung durch die Simulation gut beschrieben, wobei die Werte bei hoher Einstrahlung durch die Simulation leicht zu tief berechnet werden.

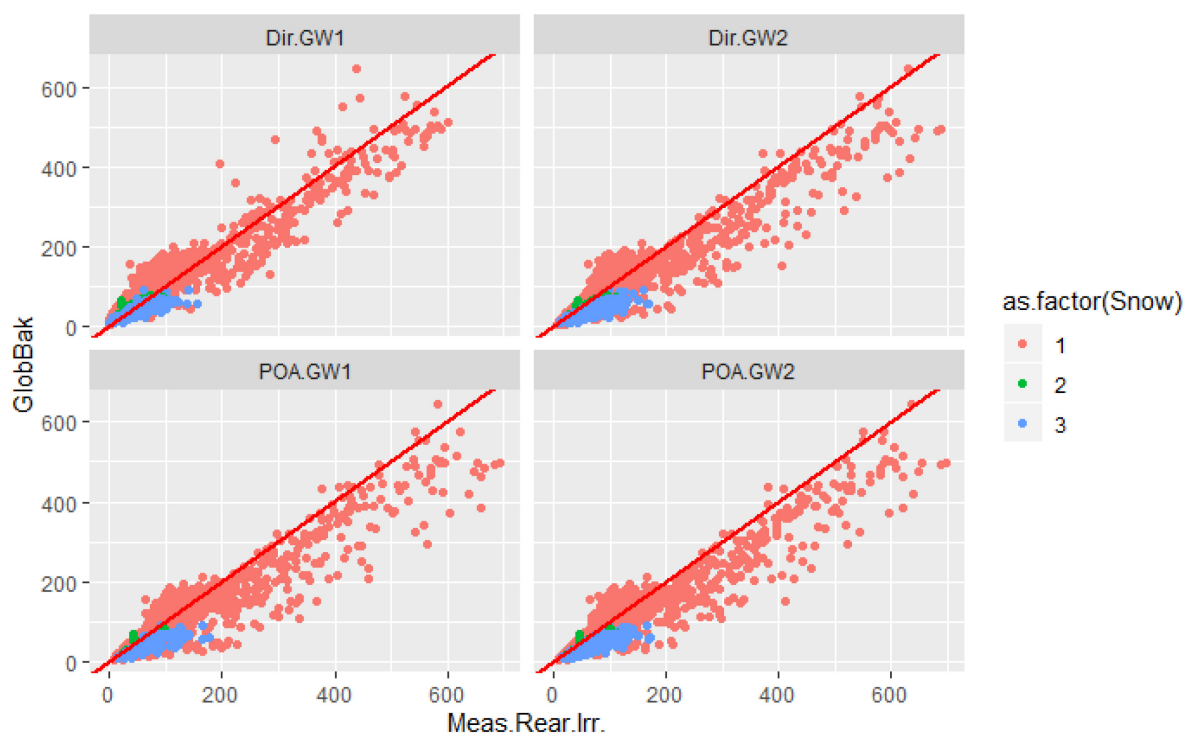


Abbildung 16 Simulierte Rückseiteneinstrahlung im Vergleich zu gemessener. Die rückseitige Einstrahlung wird in vier verschiedenen Höhen gemessen. Bedeutung der Nummern: Schneedecke 1: schneefrei, 2: Boden teilweise bedeckt, 3: Boden voll bedeckt.

Da die PV-Anlage mit Moduloptimierern ausgestattet ist, konnte der Energieertrag für jedes Modul individuell gemessen werden. Das Simulationsergebnis enthält nur die Summe der Erträge des gesamten Systems. Der Vergleich mit der Messung ist in Abbildung 18 (einzelne Werte im Vergleich) und Abbildung 17 (Monatserträge) dargestellt.

Mittels dieser Simulation wurde ein spezifischer Ertrag von $1000 \text{ kWh/kWp/Jahr}$ ermittelt. Dieser liegt unter Berücksichtigung von 6% Verlust durch Schneebedeckung mit 940 kWh/kWp/Jahr nahe bei den 2018 gemessenen 946 kWh/kWp/Jahr . Insbesondere angesichts der grundsätzlichen Schwierigkeit einer genauen Modellierung des Einflusses der Nahverschattung durch Bäume ist dies eine sehr geringe Abweichung. Hinzu kommt, dass Fehleinschätzungen bei der Albedo bei vertikal aufgeständerten Modulen zu einer grösseren Abweichung führen können als bei Schrägdachanlagen.

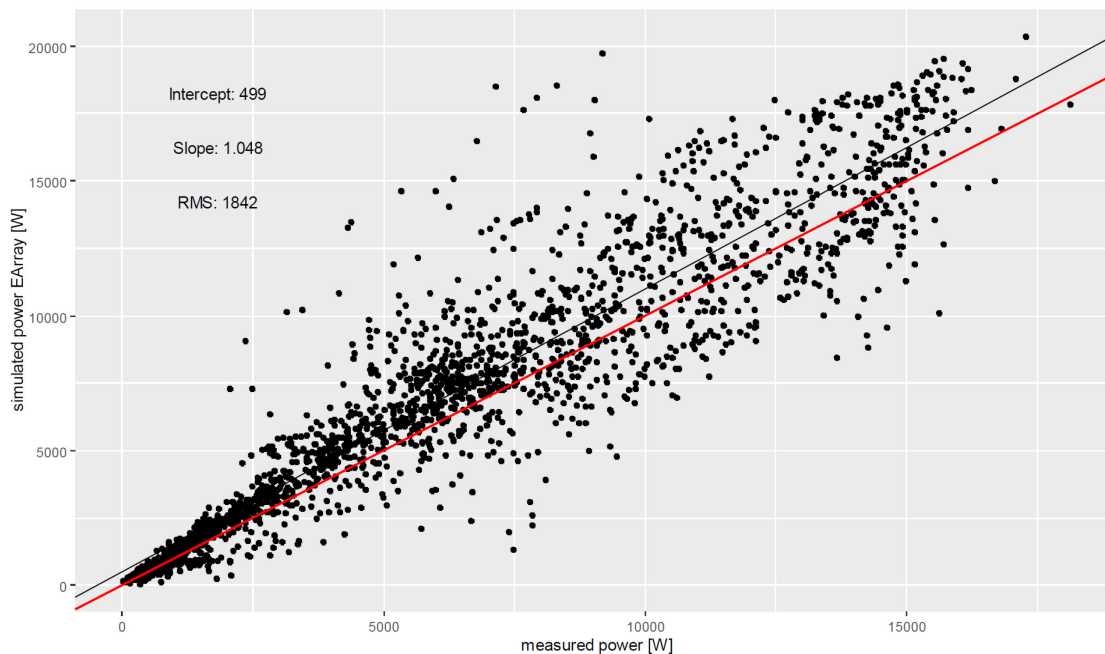


Abbildung 17 Simulierter versus gemessener Ertrag (Gesamtanlage). Die rote Linie stellt die Diagonale dar, die schwarze Linie den linearen Fit.

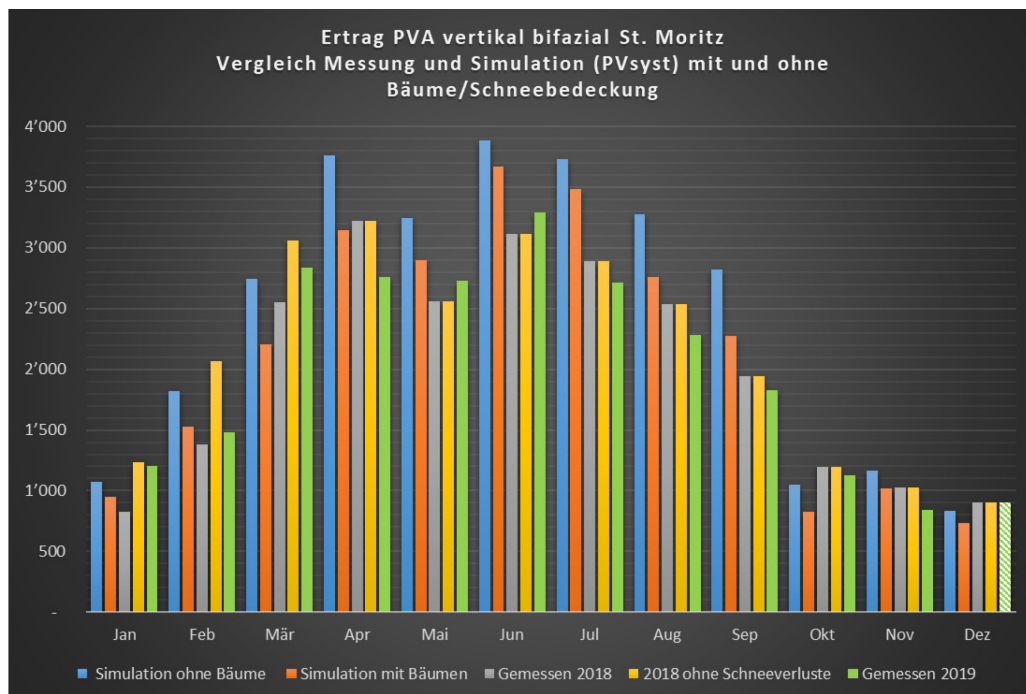


Abbildung 18 Vergleich Messwerte und Simulation mit PVsyst; Vergleich mit und ohne Verluste durch Schneebedeckung 2018 sowie Nahverschattung

Insgesamt erachtet PVsyst die Korrelation zwischen den simulierten und gemessenen Werten als gut genug, um die aktuelle Version der Software (Version 6.83 oder neuer) für die Ertragsprognosen von vergleichbaren PV-Anlagen einzusetzen.



Vergleich mit einer realen PV-Anlage mit Standard-Flachdachaufständerung (mit Schneeräumung) in St. Moritz

St. Moritz Energie hat 2012 eine Flachdachanlage in St. Moritz erstellt mit 15.6kWp, bei der die Module ca. 45° angewinkelt aufgeständert sind (Abbildung 19). Für diese Anlagen liegen die Investitionskosten sowie Betriebsdaten für die ersten Betriebsjahre vor.

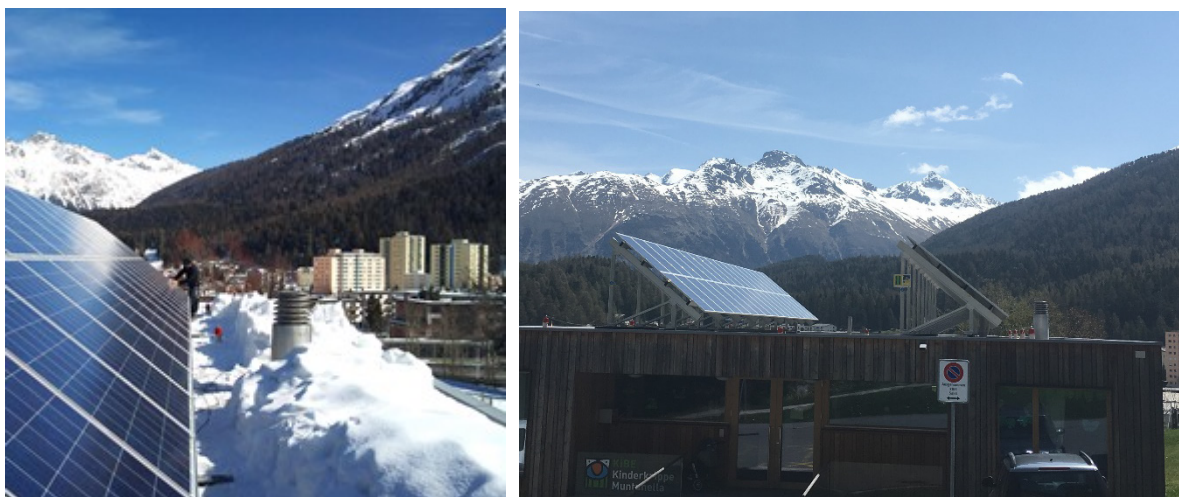


Abbildung 19 Vergleichsanlage in St. Moritz mit und ohne Schnee

Zur Verbesserung des Winterertrages und zum Schutz der Anlage (es waren bereits in den ersten Wintern erhebliche Schneelastschäden aufgetreten) wird der Schnee bei grossen Schneehöhen geräumt. Der spezifische Monatsertrag ist in Abbildung 20 im Vergleich zur bifazialen, vertikalen Anlage dargestellt.

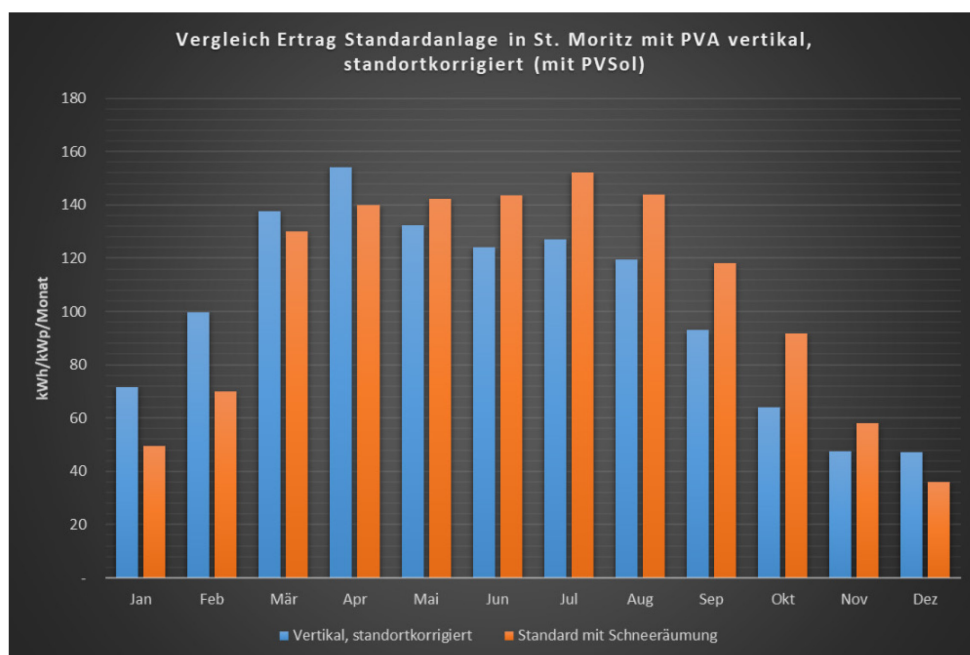


Abbildung 20 Vergleich spez. Ertrag Standardanlage 45° zu vertikal bifazial



Für die vertikale Anlage wurde dazu die standortbedingt deutlich ungünstigere Verschattungssituation mittels Simulation mit PVSol herausgerechnet. Welcher Ertragsgewinn bei der Standardanlage aufgrund Schneeräumung resultierte ist nicht bekannt. Aufgrund der Schneeräumungskosten ist dies allerdings keine wirtschaftliche Option: der durchschnittliche Aufwand betrug ca. CHF 1500 pro Winter, und der Gesamtertrag für die in Frage kommenden, üblicherweise schneereichen Monate beträgt ca. 4500 kWh. Demgegenüber war bei der vertikalen, bifazialen Anlage während der ersten beiden Winter keine Intervention erforderlich.

Der gemessene spezifische Ertrag der Standardanlage liegt mit ca. 1275 kWh/kWp/Jahr Dank Schneeräumung knapp 5% höher als für eine Anlage mit vertikal aufgeständerten Modulen für denselben Standort berechnet.

Die spezifischen Erstellungskosten (alles inklusive) der Standardanlage betrugen aufgrund der aufwändigen Montagestruktur und der eher geringen Anlagenleistung 7100 CHF/kWp (anfangs 2012). Korrigiert mit dem Modul- und Anlagenpreisindex gemäss EuPD Research (etwa -25% bis 2016) reduziert sich dieser Wert auf ca. 5300 CHF/kWp. Die vorliegende, etwa 60% grössere Pilotanlage wurde Ende 2016 pauschal für ca. 3500 CHF/kWp offeriert.

5 Schlussfolgerungen und Fazit

Das Hauptziel des Projektes mit der Erstellung einer PV-Anlage mit durchgehend Ertrag im Winter sowie Wartungsfreiheit wurde erreicht. Das Konzept stellt eine elegante Lösung zur Erzeugung von solarem Winterstrom in schneereichen Gebieten dar.

Der Vergleich der Messwerte mit den Ergebnissen der Simulation mit der neuen Version von PVsyst (ab Version 6.83) zeigt eine sehr gute Korrelation, was eine realistische Modellierung des Ertrags ermöglicht.

6 Ausblick und zukünftige Umsetzung

Der Nachweis der technischen Funktionstüchtigkeit und Wintertauglichkeit einer PV-Anlage mit der verwendeten Montagestruktur ist erbracht. Im Vordergrund stehen nun die Kommerzialisierung und die Optimierung des Anlagenkonzeptes im Hinblick auf Montageaufwand und Materialkosten.