



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für  
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK  
**Bundesamt für Energie BFE**  
Sektion Energieforschung und Cleantech

Zwischenbericht vom 11. Januar 2022

---

## ALPINE

### Untersuchung zum Alterungsverhalten von PV-Modulen einer hochalpinen PV-Anlage

---



Quelle: ©reech gmbh, 2020



# REECH

Renewable Energy Solutions

**Datum:** 11.1.2022

**Ort:** Bern

**Subventionsgeberin:**

Bundesamt für Energie BFE  
Sektion Energieforschung und Cleantech  
CH-3003 Bern  
[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

**Subventionsempfänger/innen:**

reech gmbh  
Weststrasse 7, 7205 Zizers  
[www.reech.ch](http://www.reech.ch)

**Autor/in:**

Tamás Szacsvay, reech gmbh, [tamas.szacsvay@reech.ch](mailto:tamas.szacsvay@reech.ch)

**BFE-Projektbegleitung:**

Stefan Oberholzer, [stefan.oberholzer@bfe.admin.ch](mailto:stefan.oberholzer@bfe.admin.ch)

**BFE-Vertragsnummer:** SI/502087-01

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



## Zusammenfassung

Im September 2020 wurde mit der 410 kWp PV-Anlage an der Albigna Staumauer auf 2165 m.ü.M. die erste hochalpine Grossanlage in der Schweiz in Betrieb genommen. Standortbedingt ist sie extremen meteorologischen Beanspruchungen ausgesetzt. Mittels Analyse der Ertragsdaten, periodischer Messung der Modulleistung, Wärmebildaufnahmen und Überprüfung des generellen Anlagenzustandes sollen Erkenntnisse zur Langzeitzuverlässigkeit von Anlagen an vergleichbaren Standorten gewonnen werden.

Die Erkenntnisse des ersten Betriebsjahres sind positiv. Es sind keine kritischen Betriebsstörungen aufgetreten, und der gemessene prognostizierte spezifische Ertrag lag mit 1286 kWh 9% über der Prognose. Dabei wurde ein Winterstromanteil von 47% erreicht.

## Résumé

En septembre 2020, l'installation photovoltaïque PV de 410 kWp sur le barrage d'Albigna a été mise en service à 2165 mètres sur mer. Elle représente la première grande installation haute-alpine en Suisse. En raison de sa localisation, elle est soumise à des contraintes météorologiques extrêmes. L'analyse des données de rendement, la mesure périodique de la puissance des modules, l'imagerie thermique et la vérification de l'état général des installations permettront d'acquérir des connaissances sur la fiabilité à long terme des installations situées à des endroits comparables.

Les conclusions de la première année d'exploitation sont positives. Aucun incident d'exploitation critique n'est survenu et le rendement spécifique prévisionnel mesuré a été de 1285 kWh, soit 9% de plus que prévu. La part d'électricité produite en hiver a été de 47%.

## Summary

With the 410 kWp PV-installation on the Albigna hydropower dam the first large scale system in high alpine regions in Switzerland was put into operation in September 2020. Due to its location it is subjected to extreme meteorological impact. With analysis of the performance data, periodic measuring of module power, thermal images and general assessment of plant condition, information on long term reliability of PV-plants at similar locations is gained.

The findings of the first year of operation are positive. No critical operating faults have occurred, and the measured predicted specific yield of 1285 kWh was 9% above the forecast. A winter electricity share of 47% was achieved.



# Inhaltsverzeichnis

|   |           |
|---|-----------|
| <b>Zusammenfassung</b> .....                              | <b>3</b>  |
| <b>Résumé</b> .....                                       | <b>3</b>  |
| <b>Summary</b> .....                                      | <b>3</b>  |
| <b>Inhaltsverzeichnis</b> .....                           | <b>4</b>  |
| <b>Abkürzungsverzeichnis</b> .....                        | <b>5</b>  |
| <b>1 Einleitung</b> .....                                 | <b>6</b>  |
| 1.1 Ausgangslage und Hintergrund .....                    | 6         |
| 1.2 Motivation des Projektes .....                        | 6         |
| 1.3 Projektziele .....                                    | 6         |
| <b>2 Anlagenbeschrieb</b> .....                           | <b>6</b>  |
| <b>3 Vorgehen und Methode</b> .....                       | <b>10</b> |
| <b>4 Durchgeführte Arbeiten und Ergebnisse</b> .....      | <b>11</b> |
| 4.1 Modulmessungen- und Prüfungen .....                   | 11        |
| 4.2 Kontrolle der Anlage mittels Wärmebildaufnahmen ..... | 14        |
| 4.3 Leistungs- und Ertragskontrolle.....                  | 20        |
| 4.4 Festgestellte Betriebsstörungen .....                 | 26        |
| <b>5 Bewertung der bisherigen Ergebnisse</b> .....        | <b>26</b> |
| <b>6 Weiteres Vorgehen</b> .....                          | <b>27</b> |
| <b>7 Kommunikation</b> .....                              | <b>27</b> |



## Abkürzungsverzeichnis

|       |  |
|-------|--|
| GAK   | Generatoranschlusskasten   |
| WR    | Wechselrichter   |
| Wp    | «Watt peak»; gemeint ist damit die Leistung von PV-Modulen in Watt unter Standardtestbedingungen |
| SUPSI | Scuola universitaria professionale della Svizzera italiana                                       |



# 1 Einleitung

## 1.1 Ausgangslage und Hintergrund

Am 17. September 2020 wurde mit der 410 kWp PV-Anlage an der Albigna Staumauer auf 2165 m.ü.M. die erste hochalpine Grossanlage in der Schweiz in Betrieb genommen. Standortbedingt ist sie extremen meteorologischen Beanspruchungen ausgesetzt. Somit bietet sie eine gute Gelegenheit zu analysieren, wie sich kommerzielle Anlagen im alpinen Raum bewähren.

## 1.2 Motivation des Projektes

Um im Rahmen der Energiestrategie 2050 eine hohe Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten, ist insbesondere die Bereitstellung von Winterstrom von zentraler Bedeutung. Photovoltaikanlagen können dazu einen wertvollen Beitrag leisten, sofern sie konzeptionell für die Erzeugung von Winterstrom ausgelegt sind, und ihr Potential nicht von Nebel oder Schneebedeckung gemindert wird.

Entsprechend konzipierte Anlagen im alpinen und hochalpinen Raum sind für die Winterstromerzeugung prädestiniert aufgrund der höheren Einstrahlung (direkt und indirekt, z.B. Reflexion am Schnee) und der kälteren Umgebungstemperaturen. Solche Anlagen sind jedoch auch wesentlich intensiveren meteorologischen Belastungen ausgesetzt als Anlagen im Mittelland, und Erfahrungen mit der aktuellen Technologie – im kommerziellen Massstab eingesetzt – sind bisher nicht vorhanden.

## 1.3 Projektziele

Mittels Analyse des Langzeitverhaltens anhand von Ertragsdaten, periodischer Messung der Modulleistung, Wärmebildaufnahmen und Überprüfung des generellen Anlagenzustandes sollen Erkenntnisse zur Langzeitzuverlässigkeit von kommerziellen Anlagen an vergleichbaren Standorten gewonnen werden.

# 2 Anlagenbeschrieb

Die PV-Anlage erstreckt sich über 650m der seeseitigen, etwas über 700m langen Mauerkrone des in den Sechzigerjahren des 20 Jahrhunderts erstellten Albigna Staudamms, vgl. Abbildung 1. Die Mauer besteht aus mehreren Segmenten mit unterschiedlichem Azimut, der von Südwest über Süd bis Südost reicht, und damit den Azimut der PV-Anlage vorgibt. Die Module sind mit einem Anstellwinkel von 78° montiert, und es sind jeweils zwei übereinander im Hochformat angeordnet. Die Eckdaten der PV-Anlage sind nachfolgend zusammengefasst:

|                           |   |
|---------------------------|---|
| Module:                   | 1280x Excellent Glass/Glass 320Wp (CS Wismar, Sonnenstromfabrik)                            |
| Anlagenleistung:          | 410 kWp   |
| Wechselrichter:           | 5x Kaco Blueplant 92TL  |
| Generatoranschlusskästen: | 5x Kaco Argus 10Mon   |
| Max. Systemspannung:      | ca. 1350 VDC im Leerlauf bei -25°C  |
| Verschaltung:             | Feld 1: 10x20 Module in Serie (64 kWp);<br>Feld 2 bis 5: 9x30 Module in Serie (je 86.4 kWp) |
| Erwarteter spez. Ertrag:  | ca. 1180 kWh/kWp/Jahr (Durchschnitt über Einsatzdauer)                                      |
| Inbetriebnahme:           | 17. September 2020  |

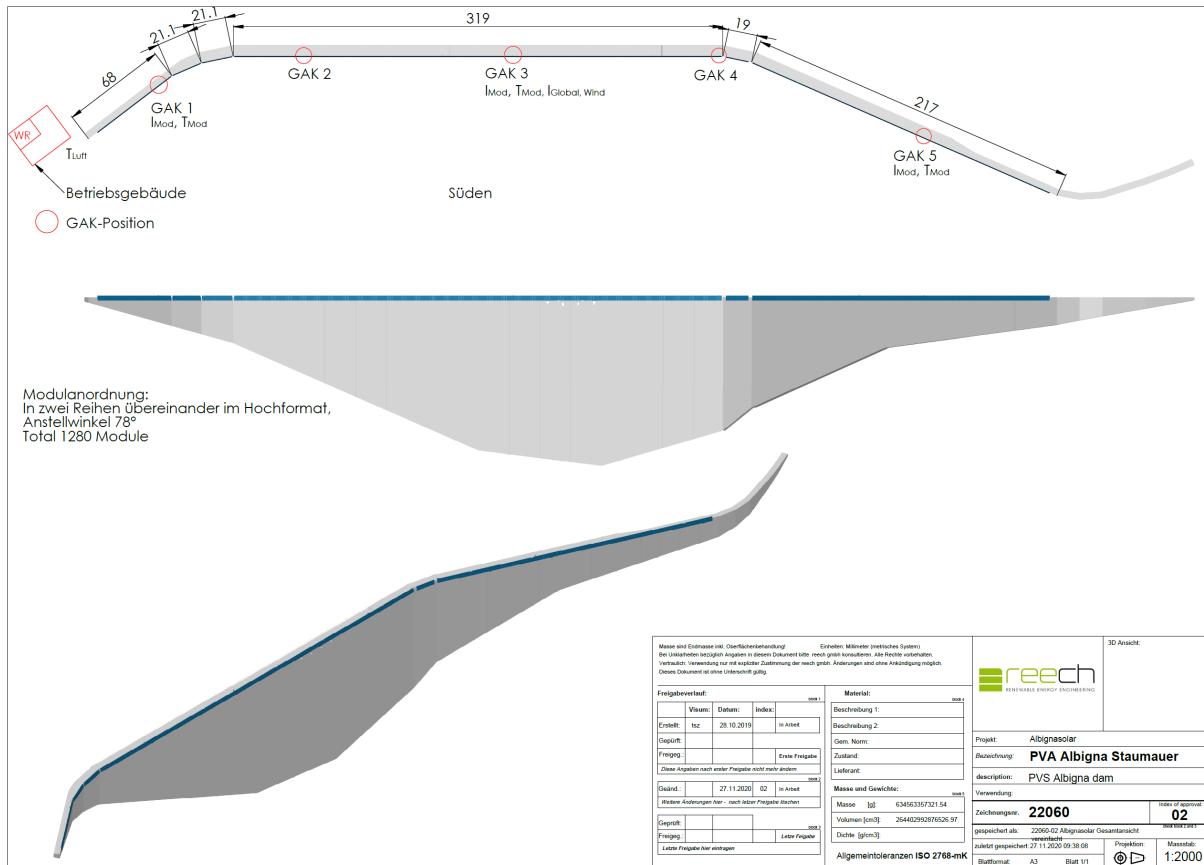


Abbildung 1 Übersicht PV-Anlage

Die Anlage ist mit einem Messsystem ausgestattet, dessen Prinzipschema in Abbildung 2 dargestellt ist. Die Sensoren sind nachfolgend angeführt, und ihre Position ist in Abbildung 1 eingezeichnet. Mit dem Messsystem können folgende Messgrößen erfasst und im Leitsystem abgespeichert werden:

#### Einstrahlung

- Drei Si-Einstrahlungsfühler, parallel zur Modulebene ausgerichtet; bei GAK 1, 3, 5 (Silizium-Solarstrahlungssensor von Mencke & Tegtmeier GmbH)
- Ein Pyranometer bei GAK 3 (SMP3 von Kipp & Zonen B.V.)

#### Wind

- Windmesser auf Mauerkrone bei GAK 3 (Ultraschall)
- Windmesser in Mauer (Messung parallel zur Mauerwand) bei GAK 3 (Ultraschall)

#### Temperatur

- Drei Kontaktthermometer an Modulrückseite bei GAK 1, 3, 5
- Umgebungstemperaturfühler bei Betriebsgebäude

#### Leistungs- und Ertragsmessung

- Messung der Strangströme (in GAK; Strangstromüberwachung; keine Präzisionsmessung)
- Erfassung der Betriebsspannung am Wechselrichter
- Erfassung von Leistung und Ertrag der einzelnen Wechselrichter



Die Speicherung der Messdaten erfolgt im 15 Minuten Rhythmus.

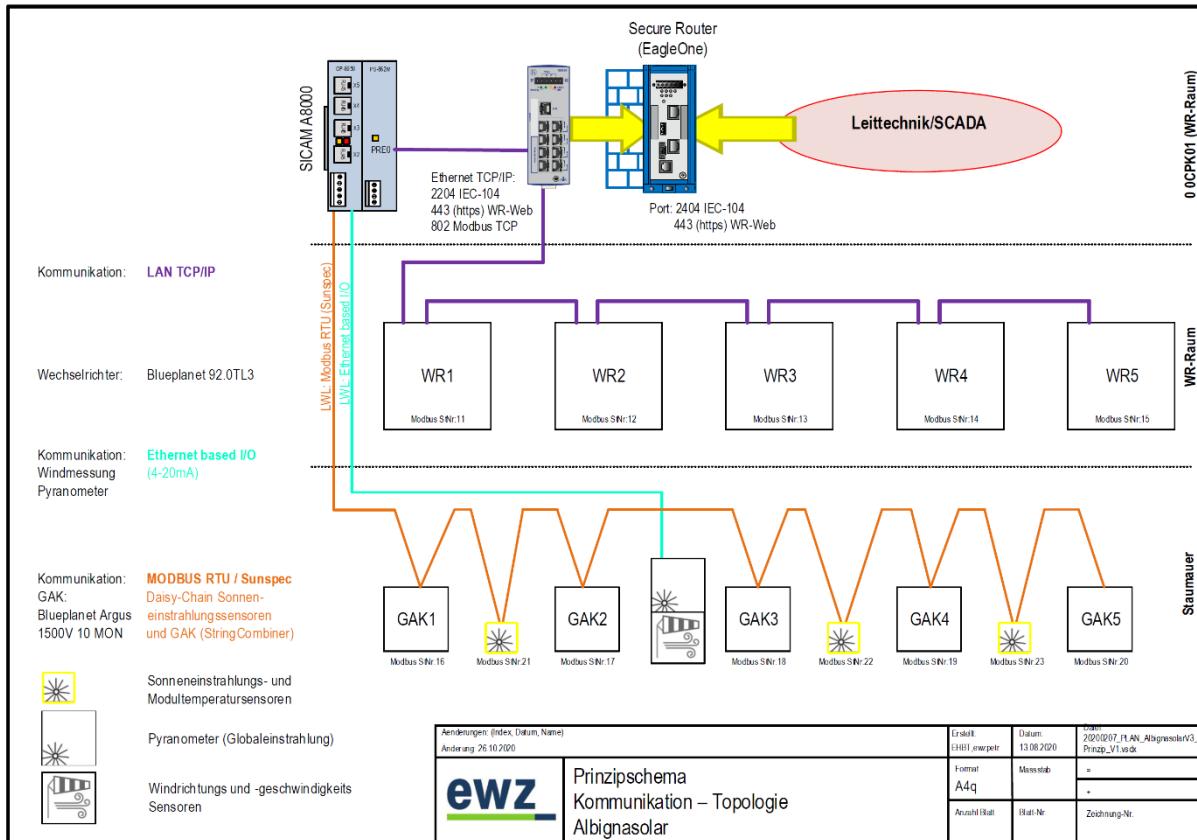


Abbildung 2 Prinzipschema Messung und Kommunikation

Die Pilotanlage mit 3.7 kWp, welche von Mitte 2018 bis Mitte 2020 in Betrieb war, verfügte bis auf das fehlende Pyranometer über ein vergleichbares Messsystem.



Abbildung 3 Wetterstation bei GAK 3 mit Windmesser, Pyranometer und Si-Einstrahlungssensor (an Südseite GAK erkennbar)



Abbildung 4 Einstrahlungssensor an GAK 1 (links); Modultemperaturfühler an Modulrückseite oberes Modul Nähe GAK 1 (rechts)

### 3 Vorgehen und Methode

Zur Erfassung des Anlagenzustandes werden sowohl ausgewählte Module als auch die Anlage als Ganzes periodisch analysiert. Die jährliche Analyse zweier Module erfolgt im Testcenter der reech gmbh, und umfasst visuelle Kontrolle, Nassisolationsprüfung, Leistungsmessung sowie Elektrolumineszenzaufnahmen. Diese Analyse stützt sich auf eine präzise, zertifizierte Referenzmessung dreier Module, von denen eines als Referenz im Dunkeln gelagert wird, während die anderen beiden im Feld installiert sind.

Wärmebildaufnahmen vor Ort liefern Erkenntnisse zum Zustand aller Module und der Anlage im Allgemeinen, und um allfällig schadhafte Module zu eruieren. Diese können gegebenenfalls gezielt näher analysiert werden.

Der Ertrag der Anlage wird erfasst und mittels Einstrahlungsdaten von drei in Modulebene ausgerichteten Si-Strahlungssensoren plausibilisiert (Ermittlung der Performanz). Ebenfalls gemessen wird die Temperatur von drei Modulen sowie die Umgebungstemperatur. Ferner wird die Anlage als Ganzes periodisch auf ihren Allgemeinzustand hin überprüft, um die Auswirkung der extremen meteorologischen Verhältnisse zu erfassen. Betroffen davon sind nebst den Modulen auch sämtliche Kunststoffteile



(UV), Kabel und Kabelkanäle (grosse thermische Dilatation), die Montagestruktur (statische Einwirkung durch Wind, Schnee oder Vereisung), sowie Wechselrichter und Klemmenkästen (Temperaturschwankungen, erhöhte kosmische Strahlung, häufiger Betrieb bei maximaler Last).

Zur Referenzmessung der Globalstrahlung ist ein Pyranometer installiert. Die bereits bei der Pilotanlage eingesetzten Windmesser sind wieder montiert und in die Datenerfassung eingebunden.

## 4 Durchgeführte Arbeiten und Ergebnisse

### 4.1 Modulmessungen- und Prüfungen

Die Leistung dreier Module wurde am SUPSI gemessen, wobei zur Erhöhung der Messgenauigkeit auf  $\pm 1.7\%$  auch eine Messung der spektralen Empfindlichkeit und Quanteneffizienz nach IEC 60904-8:2014 erfolgte (Abbildung 5). Die Modulmessungen wurden im Testcenter der reech gmbh wiederholt und ergänzt mit Elektrolumineszenz, Nassisolationsprüfung (bei 1500V) und visueller Inspektion.

Modul 3835166 dient als Referenz für zukünftige Messungen und wird im Dunkeln gelagert.

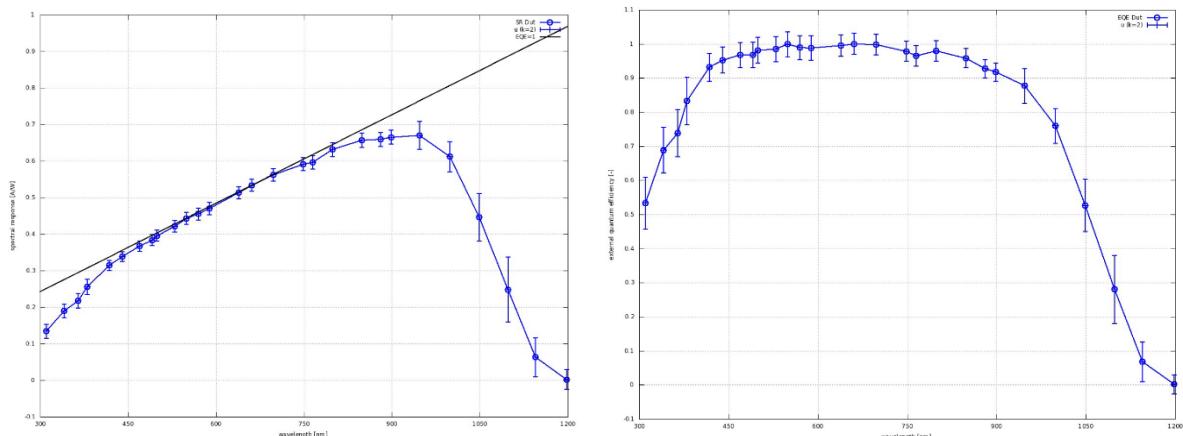


Abbildung 5 Diagramm mit spektraler Empfindlichkeit (links) und Quanteneffizienz (rechts) des Referenzmoduls 3835166

Die anderen beiden Module wurden nach ihrer Prüfung in Strang 1.7 der PV-Anlage eingefügt, und sind seit 6. November 2020 in Betrieb. Sie wurden am 1.10. 2021 wieder entnommen und ins Testcenter der reech gmbh gebracht.

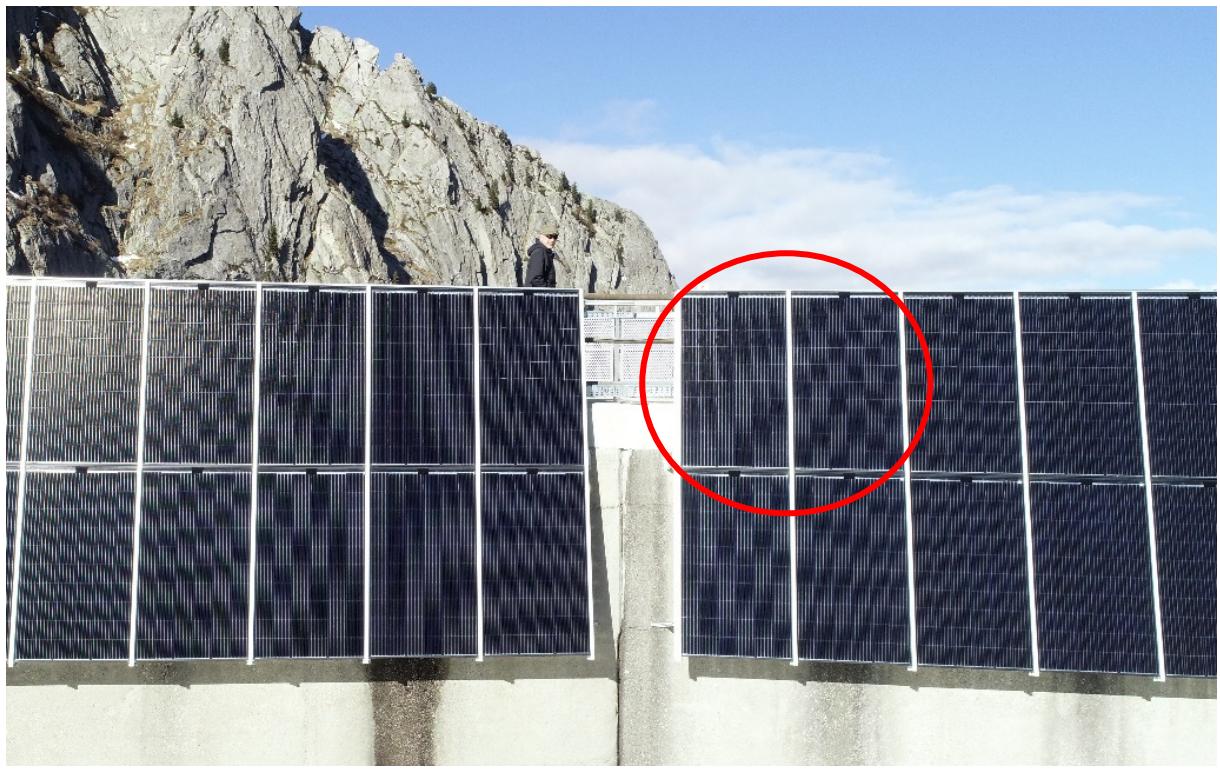


Abbildung 6 Prüfmodule in Strang 1.7

Die Ergebnisse der Modulprüfungen sind nachfolgend zusammengefasst:

| SN: 3835166 (Referenz) |                                    |                       |                     |                  |                                       |   |                        |
|------------------------|------------------------------------|-----------------------|---------------------|------------------|---------------------------------------|---|------------------------|
|                        | Leistungsangabe und Messungen [Wp] |                       |                     |                  |                                       |   |                        |
|                        | Etikette<br>(±3%)                  | Hersteller-<br>angabe | Supsi<br>28.10.2020 | Reech            | Nassisolations-<br>widerstand<br>[MΩ] | Elektrolumi-<br>neszenz                     | Visuelle<br>Inspektion |
| 5.11.2020              | 320                                | 327.58                | 309.69              | 309.7            | 2480                                  | Ok; Hellig-<br>keitsunter-<br>schiede       | Nicht auf-<br>fällig   |
| 5.10.2021              |                                    |                       |                     | 309.7            |                                       |   |                        |
| SN: 3835167            |                                    |                       |                     |                  |                                       |   |                        |
| 5.11.2020              | 320                                | 327.64                | 309.45              | 308.9            | 2090                                  | Ok; leichte<br>Helligkeitsun-<br>terschiede | Nicht auf-<br>fällig   |
| 5.10.2021              |                                    |                       |                     | 300.2<br>(-2.8%) | 11920                                 | "   | "                      |
| SN: 3835168            |                                    |                       |                     |                  |                                       |   |                        |
| 5.11.2020              | 320                                | 326.02                | 307.60              | 308.3            | 2500                                  | Ok; leichte<br>Helligkeitsun-<br>terschiede | Nicht auf-<br>fällig   |
| 5.10.2021              |                                    |                       |                     | 301.5<br>(-2.2%) | 17350                                 | "   | "                      |



Die Module zeigen eine leichte Anfangsdegradation im Vergleich zum Referenzmodul, welches im Dunkeln bei Raumtemperatur aufbewahrt wurde. Optisch und im EL-Bild sind die bewitterten Module unauffällig. Allenfalls eine Stelle in Modul 3835167 ist bei einem Zellverbinder leicht auffällig (Abbildung 8). Die Nassisolationswiderstandswerte sind höher als im Neuzustand.

Die von Supsi gemessene Modulleistung liegt am unteren Ende des im Idealfall gemäss Typenschild erwarteten Wertes. Unter Berücksichtigung der Messtoleranz des Herstellers von 3% und der Messgenauigkeit von Supsi mit  $\pm 1.7\%$  liegt die gemessene durchschnittliche Leistung von 308.9 Wp noch über dem Minimalwert von 320Wp abzüglich beider Toleranzen (305.12 Wp). Der Hersteller selbst hat für diese drei Module eine durchschnittliche Leistung von 327.08 Wp gemessen. Die absolute Modulleistung ist im Rahmen dieses Messprojektes nicht relevant, da die Ermittlung des zeitlichen Verlaufs im Fokus steht, und somit die relative Leistung von Bedeutung ist.

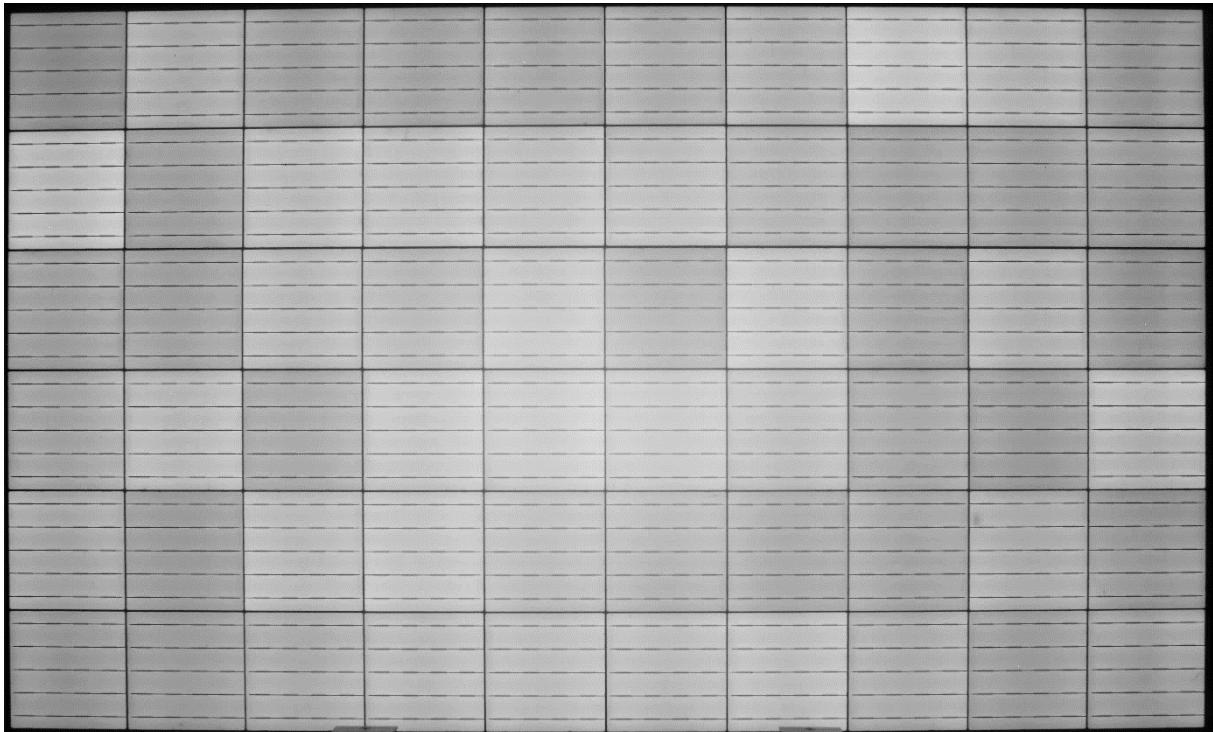


Abbildung 7 EL-Bild Modul 3835167 am 5.11.2020 (Anschlussdose ist links)

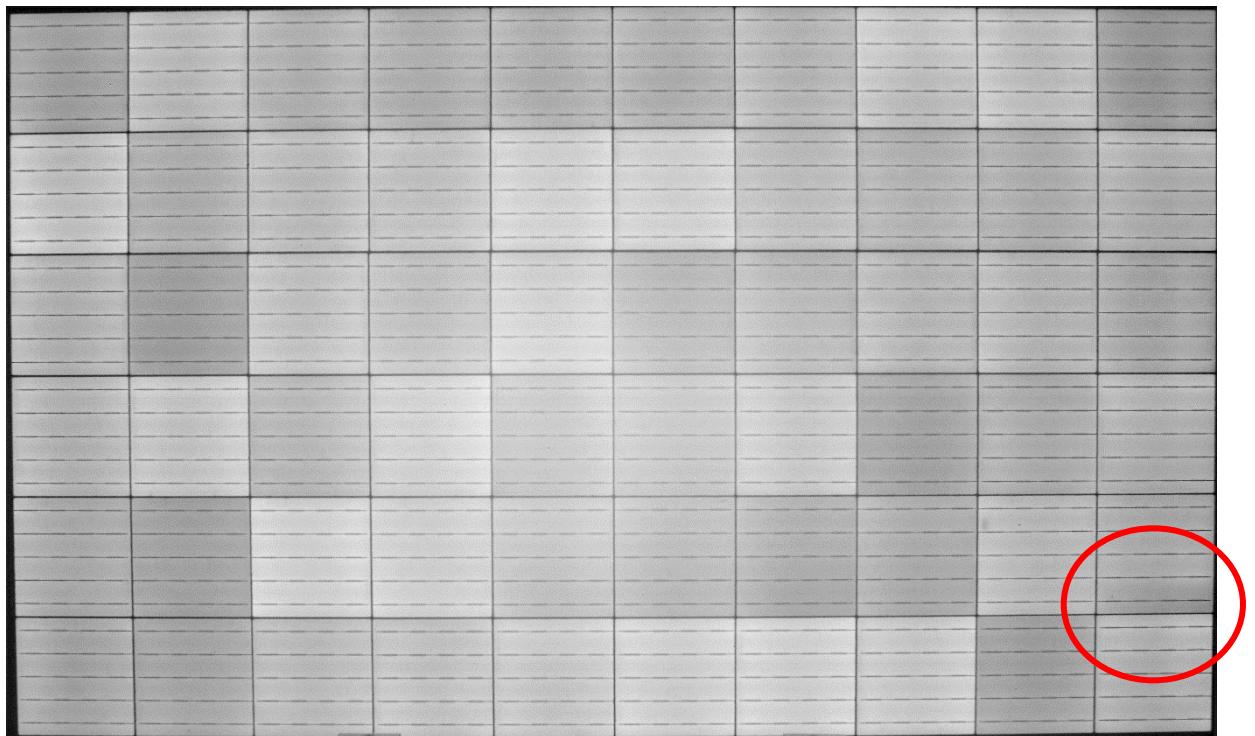


Abbildung 8 EL-Bild Modul 3835167 am 5.10.2021; ein etwas dunklerer Bereich bei einem Zellverbinde

## 4.2 Kontrolle der Anlage mittels Wärmebildaufnahmen

Die letzte Kontrolle der Anlage mittels Thermografiedrohne erfolgte am 1. Oktober 2021 gegen Mittag. Die Temperatur betrug ca. 8°C, die Einstrahlung lag im Bereich 650 (Feld 5) bis 1030W/m<sup>2</sup> (Feld 1). Die Bilder wurden mit einer DJI Matrice 210 Drohne und einer Wärmebildkamera Flir Zenmuse XT 640x512, 13mm Brennweite erstellt. Die Messung der Einstrahlung erfolgte mit einem Benning PV-Sun 2.

Es wurden keine auffälligen Stellen entdeckt. In diesem Jahresbericht ist daher nur exemplarisch ein Bild pro Feld eingefügt. Aufgenommen wurde jeder einzelne Strang in zwei Abschnitten, bei Verdacht auf Anomalien teils auch mit Nahaufnahmen. Die bei der Kontrolle 2020 im Strang 5.9 leicht auffälligen Temperaturinhomogenitäten waren nicht mehr beobachtbar.

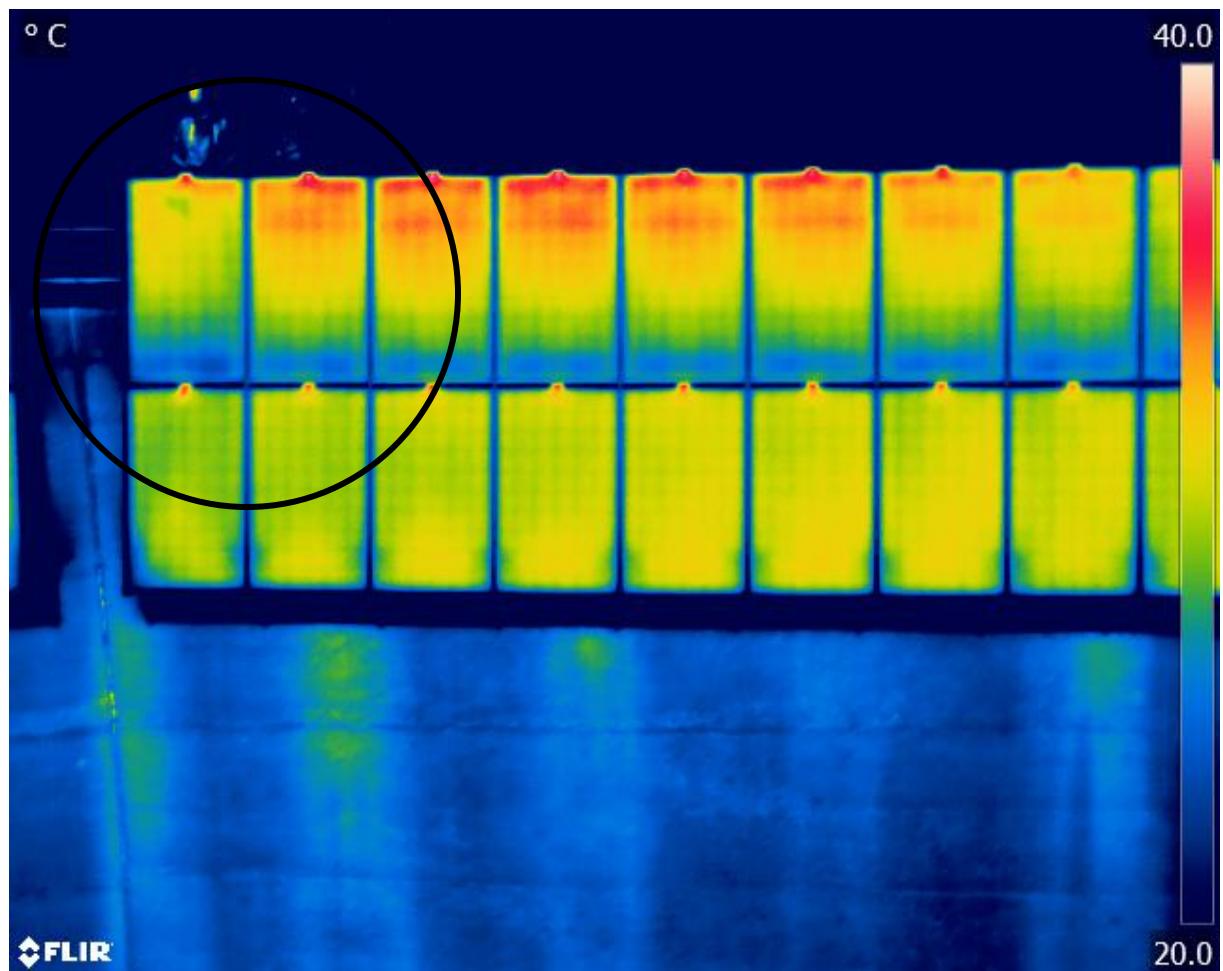


Abbildung 9 Strang 1.7, mit Prüfmodulen oben links (01.10.2021)

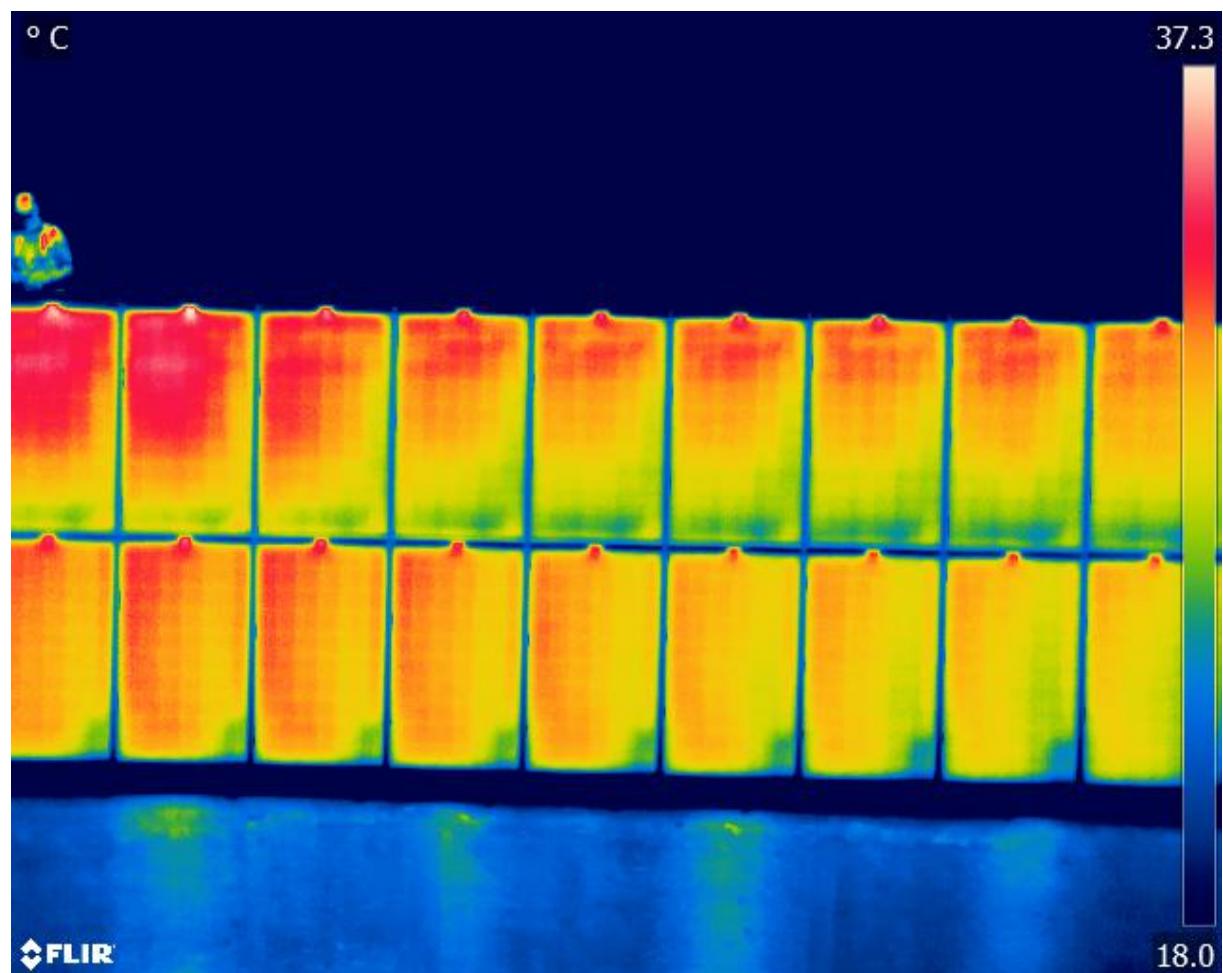


Abbildung 10 Strang 2.9 (01.10.2021)

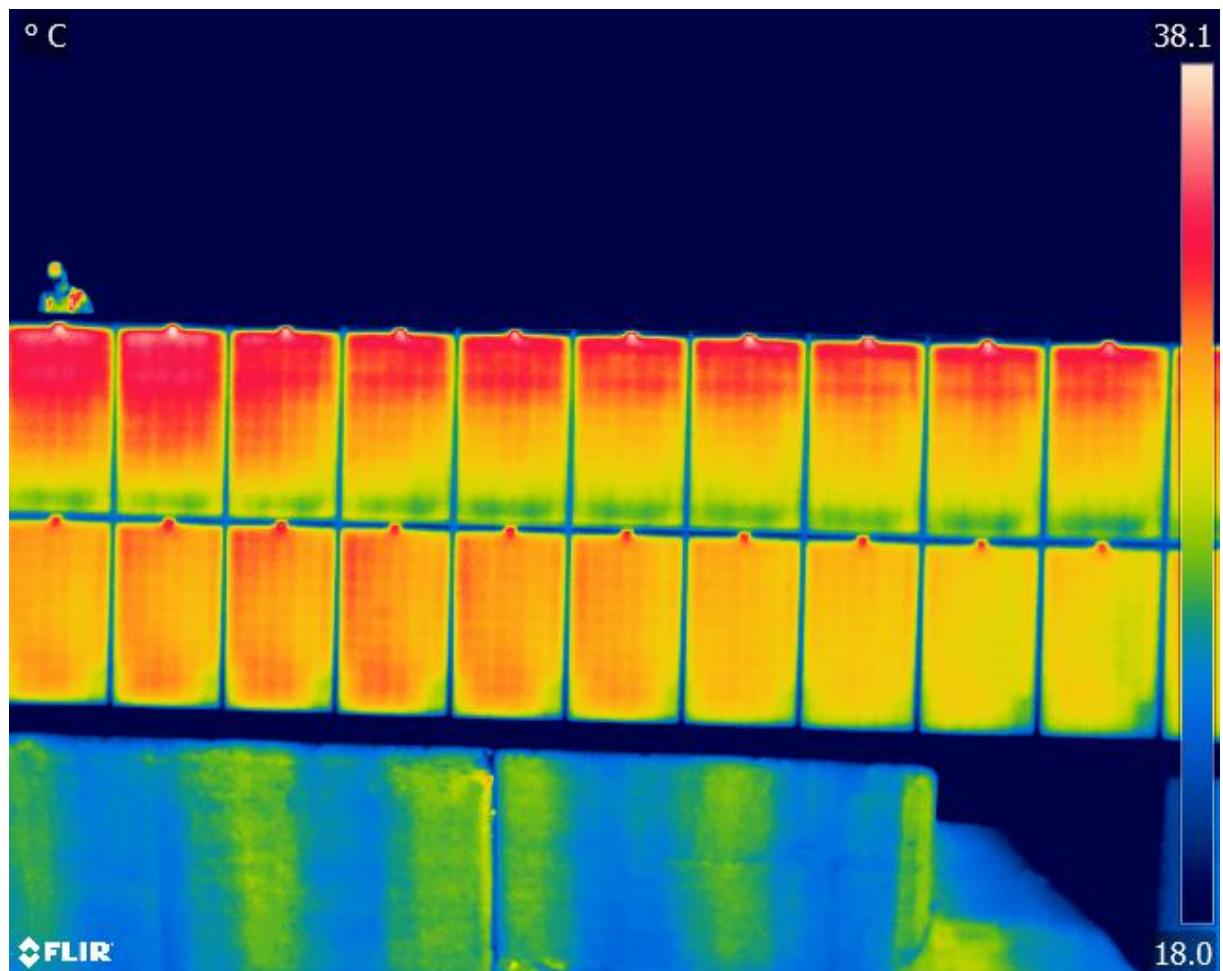


Abbildung 11 Strang 3.5, unauffällig (01.10.2021)

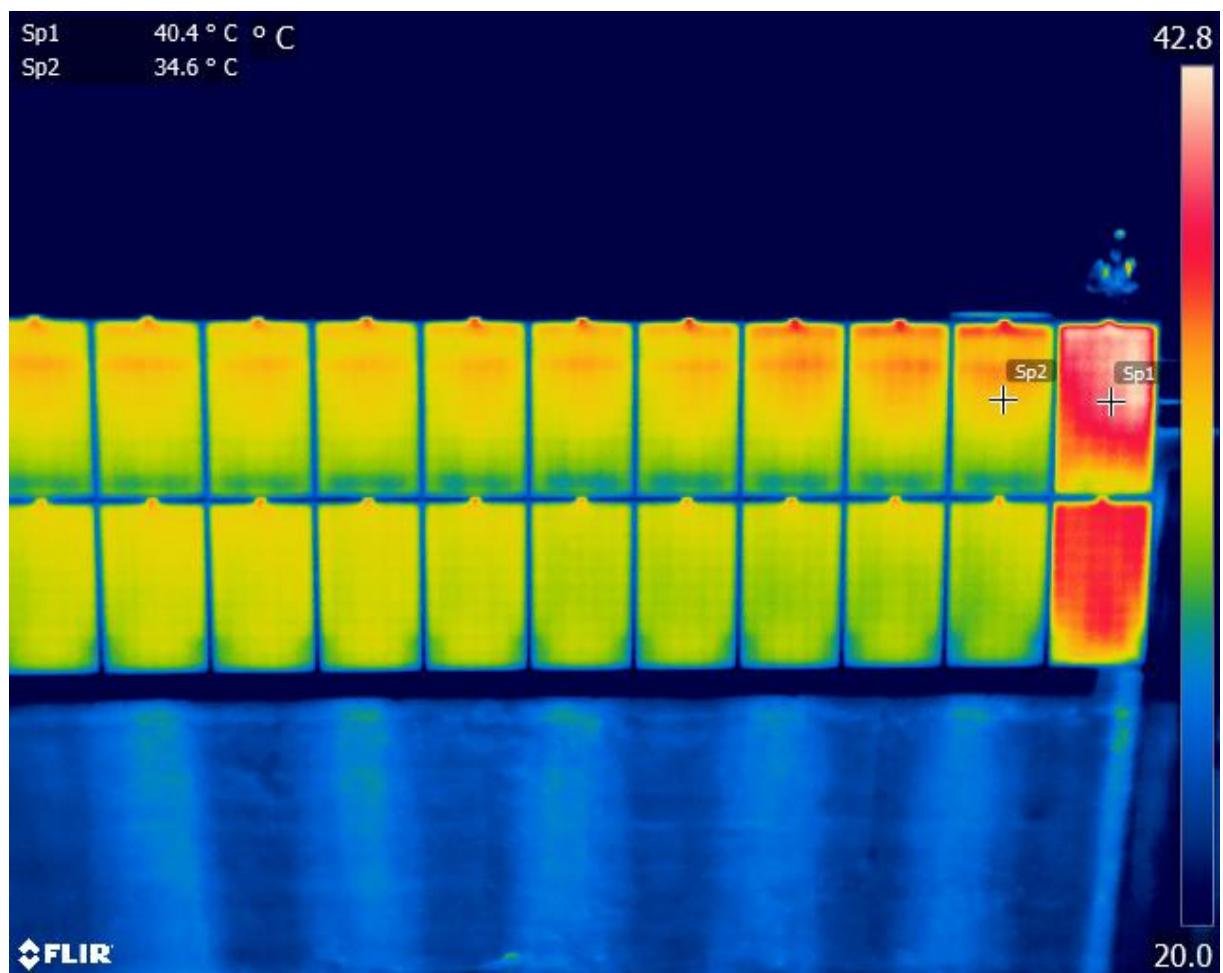


Abbildung 12 Strang 4.3. Deutlich erkennbar sind die beiden inaktiven Ergänzungsmodule am rechten Strangende, die 6° wärmer erscheinen. (01.10.2021)

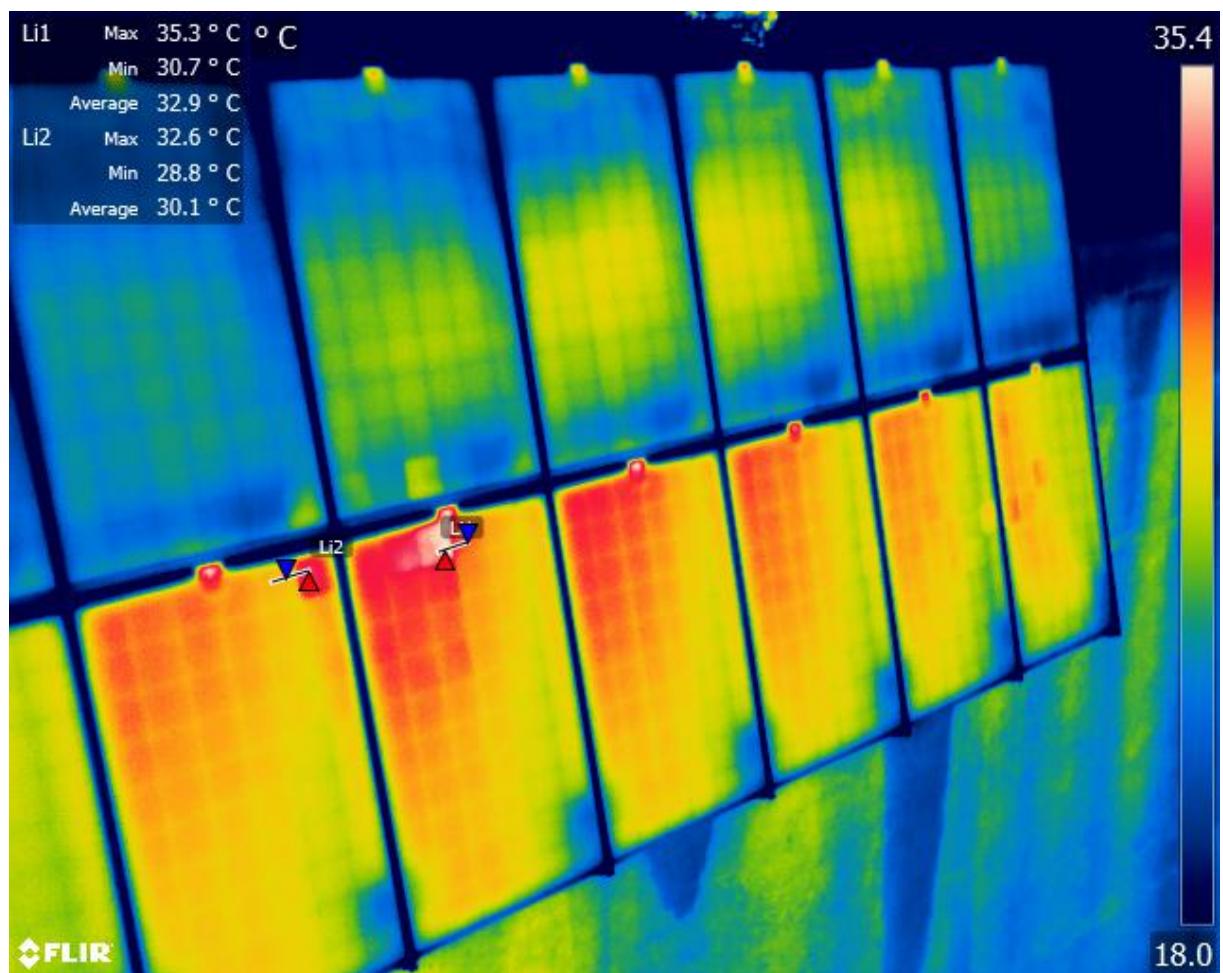


Abbildung 13 Strang 5.9 mit leichten Auffälligkeiten 2020. Ostende der Anlage.

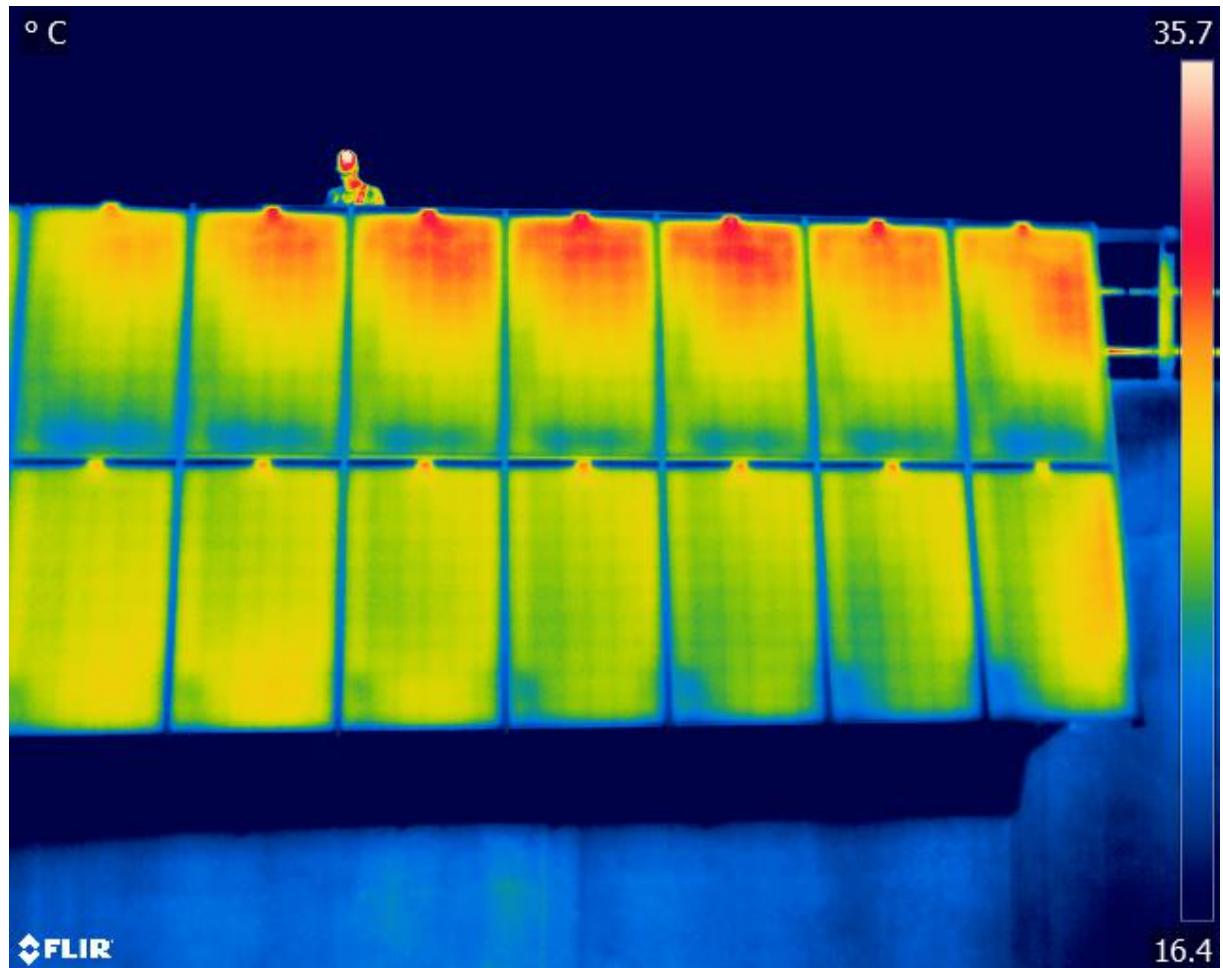


Abbildung 14 Strang 5.9 ohne Auffälligkeiten 2021.

#### 4.3 Leistungs- und Ertragskontrolle

Das Messsystem wurde ab Anfang Oktober 2020 sukzessive in Betrieb genommen mit Leistungs- und Einstrahlungsmessung ab 2. Oktober, Ertragsmessung ab Mitte Oktober, Umgebungstemperatur ab 1. November sowie Pyranometer und Windsensoren ab Mitte November.

Abbildung 15 zeigt einen Screenshot des «Cockpits» mit Messwerten. Die Leistung des Wechselrichters 1 ist deutlich tiefer, da nur 200 statt 270 Module wie bei den übrigen angeschlossen sind.



## PVA Albigna - Messwerte

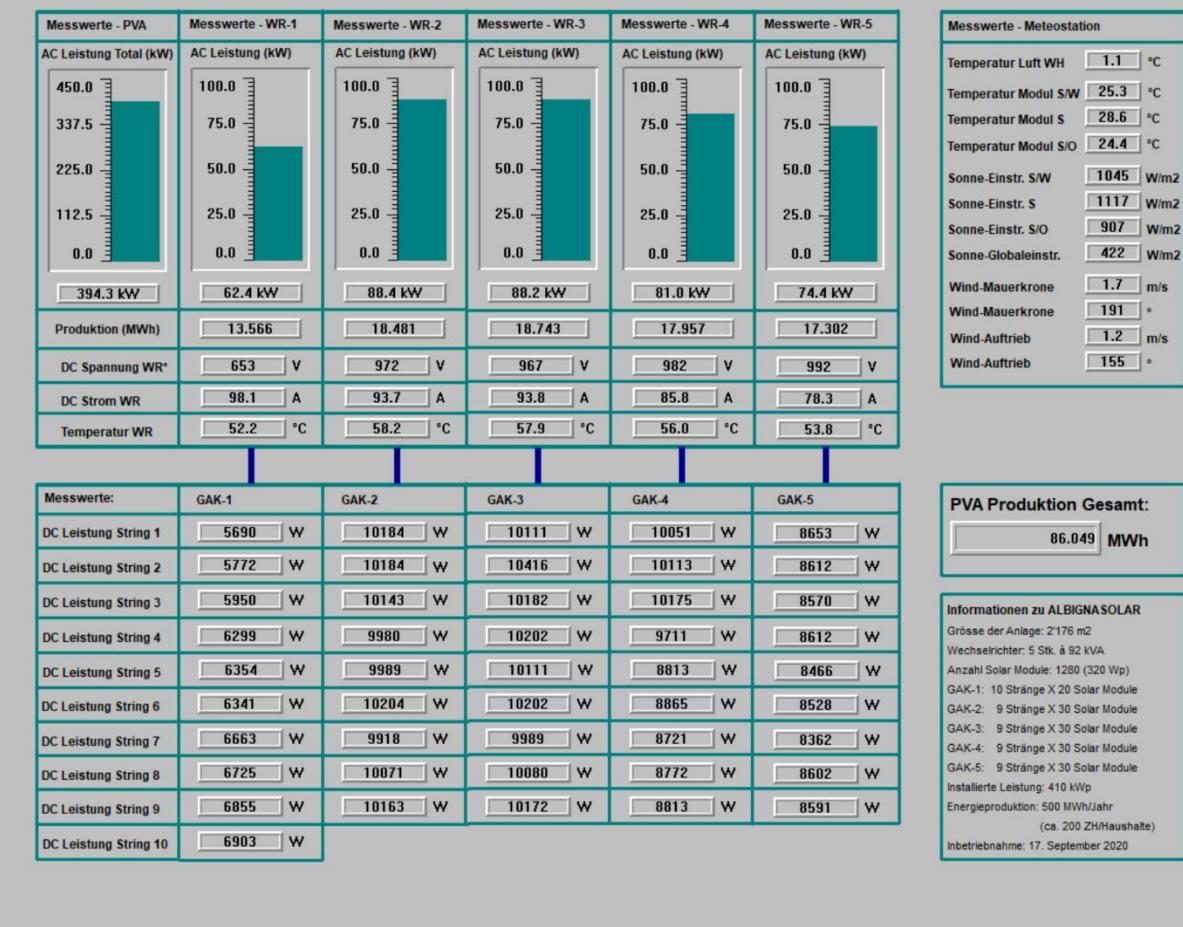


Abbildung 15 "Cockpit" mit Darstellung der Messwerte

In Abbildung 16 sind die Messwerte der Wechselrichterleistungen sowie die mit den drei Einstrahlungssensoren gemessenen Werte (in Weiss; bei Feld 1, 3 und 5) am 9. November 2020 dargestellt. Deutlich erkennbar ist die unterschiedliche Ausrichtung der einzelnen Felder an den zeitlich versetzten Messkurven. Deutlich zum Vorschein tritt an den Enden der Kurven die wandernde Schattenfront durch Berge, welche die einzelnen Abschnitte der Anlage zeitversetzt erreicht; im Osten und Westen ist der Horizont hoch.

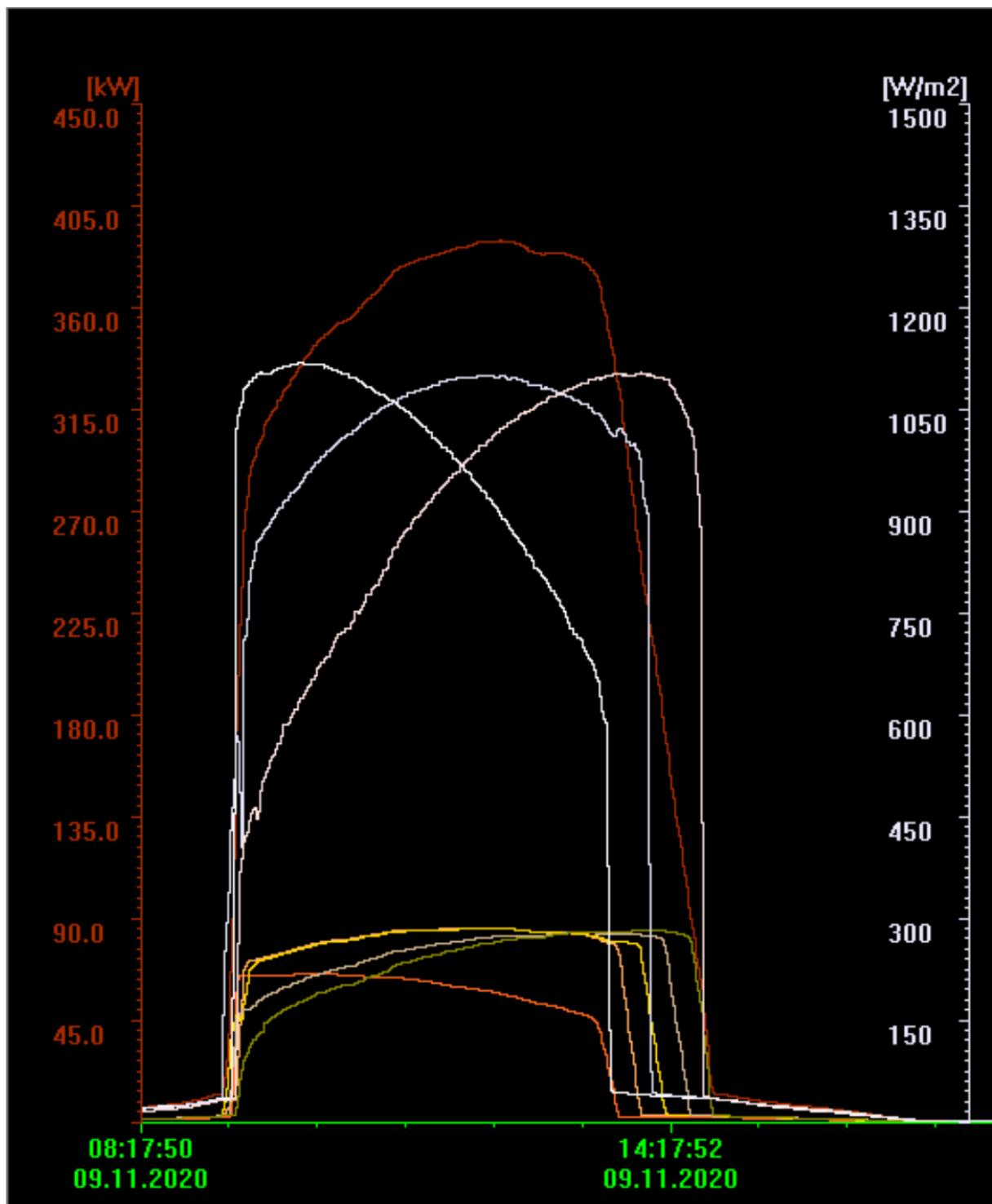


Abbildung 16 Messwerte am 9. November 2020; einzelne Wechselrichter farbige Kurven im unteren Diagrammbereich, Gesamtanlagenleistung obere rote Kurve, Einstrahlungen weiße Kurven



Die seit Oktober 2020 erfassten Werte des ersten Betriebsjahres zu Ertrag, Einstrahlung, leistungsgewichteten Modultemperaturen und Performanz sind in Abbildung 17 dargestellt.

Die dargestellte Performanz der Gesamtanlage wurde mit den Einstrahlungswerten aus Feld 3 (Mitte der Anlage) berechnet, basierend auf den erfassten Viertelstundenwerten von Einstrahlung und AC-Leistung. Die Messwerte zur Einstrahlung sind in den Wintermonaten gelegentlich zu tief, da Schnee zeitweise auf den Sensoren liegenbleibt. Die aus den Messwerten berechnete Performanz ist nach Schneefall somit tendenziell eher etwas zu hoch.

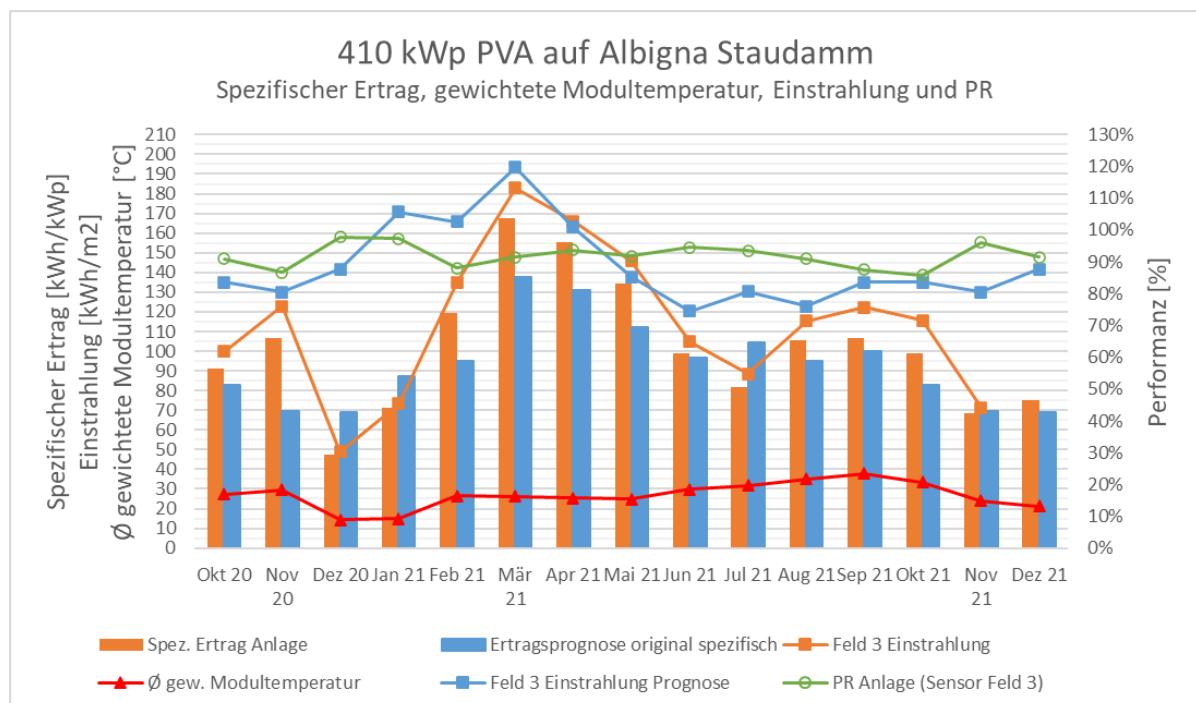


Abbildung 17 Darstellung Messwerte zu spez. Ertrag, Einstrahlung, gewichteten Modultemperaturen und Performanz

Der Gesamtertrag des ersten Betriebsjahres (Oktober 2020 bis September 2021) beträgt 526'909 kWh (Zählerablesung), in 2021 sind es 525'953 kWh. Der via Wechselrichter gemessene Ertrag für das erste Betriebsjahr betrug 522'930 kWh, womit die beiden Messungen bis auf 0.76% Abweichung übereinstimmen. Der spezifische Ertrag der Anlage betrug im ersten Betriebsjahr 1'286 kWh/kWp/Jahr und 1'284 kWh/kWp in 2021. Der Anteil der Stromerzeugung im Winterhalbjahr erreichte 47% (Abbildung 18).

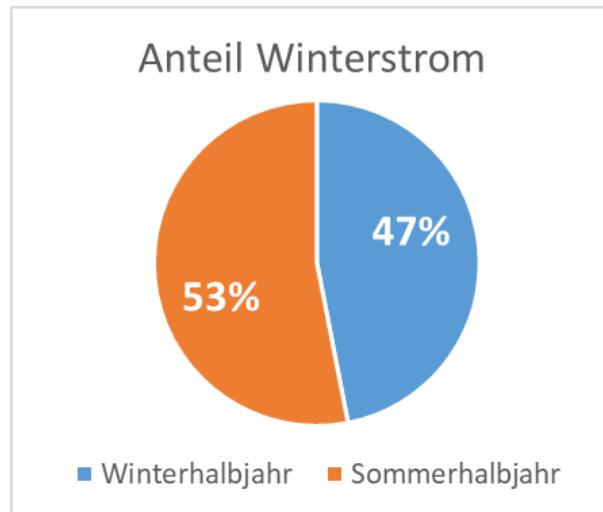


Abbildung 18 Anteil Winterstromerzeugung

Die monatliche spezifische Produktion der einzelnen Felder schwankt zwar im Vergleich zueinander etwas, ist aber in der Jahresbilanz recht ausgeglichen. Die Spannweite reicht von 1247 kWh/kWp für Feld 5 bis zu 1310 kWh/kWp/J für Feld 1. Betriebsstörungen an Wechselrichtern und Strangsicherungen erhöhen die Schwankungsbreite ein wenig.

Angesichts des höheren Horizontes auf der Ostseite und dem Umstand, dass bei Feld 1 der Wechselrichter überdimensioniert ist und im ersten Betriebsjahr (im Gegensatz zu den übrigen vier Feldern) die DC-Leistung nie abgeregelt hat, ist diese Abweichung gering. 1 Wechselrichter 2 bis 5 deckeln die DC-Leistung bei einem Wert, der etwa 8% über der STC-Leistung der angeschlossenen Felder liegt.

<sup>1</sup> Auswertungen an der Pilotanlage (Mitte 2018 bis Mitte 2020) hatten gezeigt, dass bei der vorliegenden Wechselrichterdimensionierung durch die Abregelung aufgrund maximaler Wechselrichterleistung nur etwa 1.1% an Ertrag verloren gehen sollte.

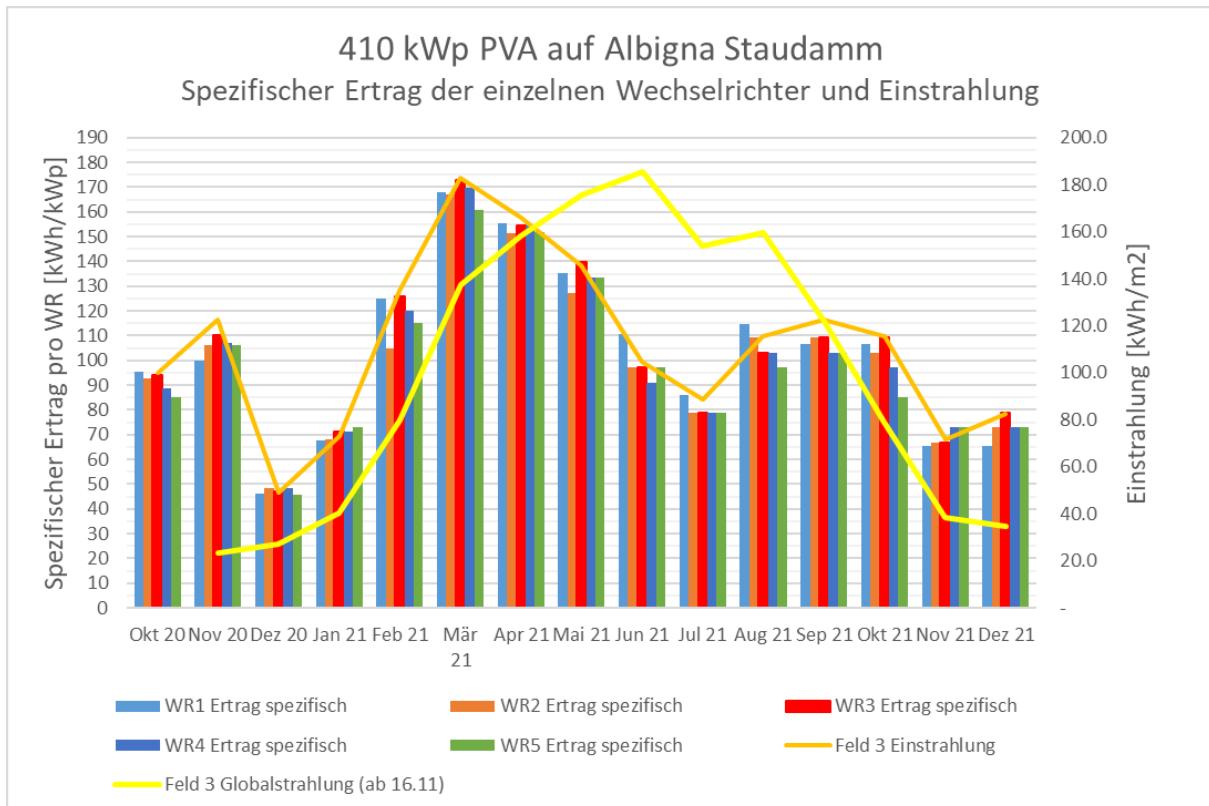


Abbildung 19 Spezifischer Ertrag der einzelnen Felder sowie Einstrahlungen

Dank Schnee auf dem gefrorenen See ist die Albedo im Zeitraum von Ende November bis etwa Mitte Mai deutlich höher als im Rest des Jahres. Dies zeigt anschaulich die Grafik in Abbildung 20, in der die Monate symmetrisch um den Jahresbeginn angeordnet sind. Der «Ertragsüberhang» auf der rechten Seite korrespondiert mit der Schneebedeckung des Sees. Für den November ist dies nicht ganz konsistent, da er 2020 ausserordentlich sonnig war, und die Anlage einen sehr hohen Ertrag lieferte.

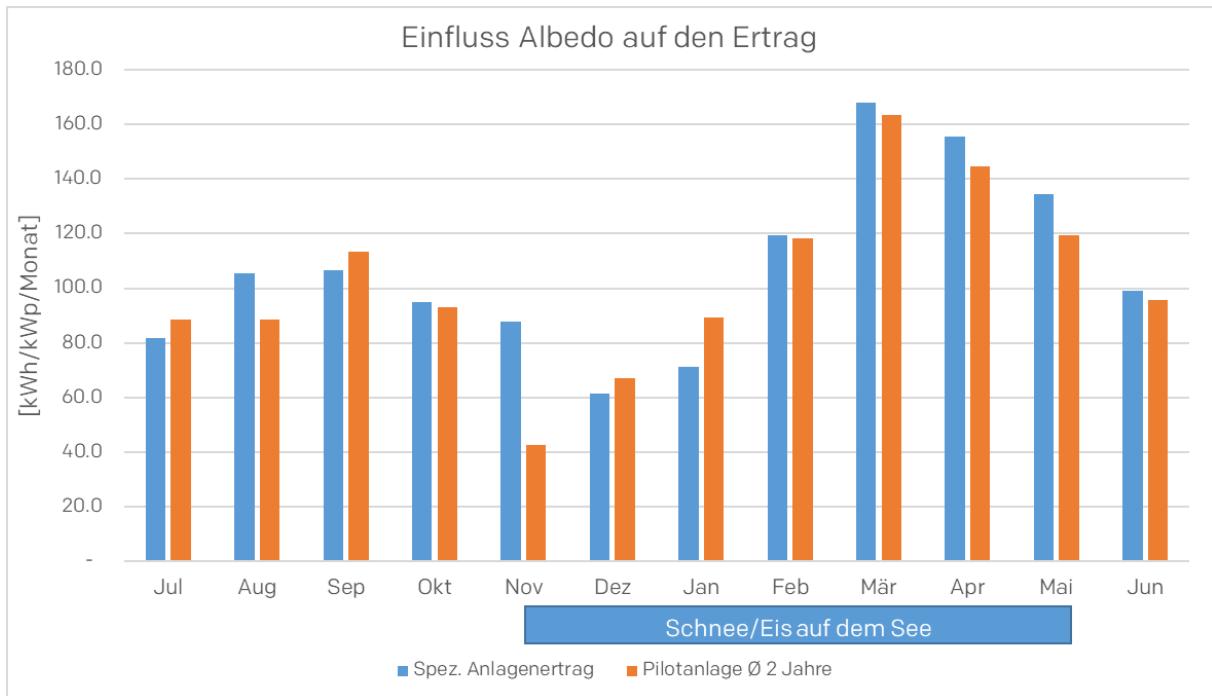


Abbildung 20 Einfluss der Albedo auf den spezifischen Ertrag

#### 4.4 Festgestellte Betriebsstörungen

In den ersten 15 Betriebsmonaten traten folgende Betriebsstörungen auf:

- Ausfall eines Lüfters eines Wechselrichters, was zu Abregelung ab mittlerer Last führte. Im Normalfall ein kleines Problem, aufgrund besonderer Schwierigkeiten in der Lieferkette dauerte es jedoch eineinhalb Monate, bis ein Ersatzlüfter eintraf.
- Ausfall mehrerer Strangsicherungen. Auch für so ein einfaches Bauteil betrug die Lieferfrist mehr als einen Monat. Defekte Strangsicherungen (DC-Schmelzsicherungen) werden nun sukzessive gegen qualitativ hochwertigere ausgetauscht.

Die durch Betriebsstörungen hervorgerufenen Ertragsausfälle liegen bis Ende Dezember 2021 in der Größenordnung von 0.8%. Bei üblichen Lieferzeiten für Standardersatzteile wären sie deutlich geringer.

### 5 Bewertung der bisherigen Ergebnisse

Die Anlage hat ihr erstes Betriebsjahr erfolgreich abgeschlossen, und mit 1286 kWh/kWp/J einen guten spezifischen Ertrag erzielt. Der Winterstromanteil war mit 47% sehr hoch. Mechanische Schäden an der Anlage wurden nicht festgestellt. Erfreulich ist ferner, dass bei Schneefall auf den Modulen liegengeliebener Schnee dank des steilen Anstellwinkels rasch abrutscht, und daher keine Tage gänzlich ohne Stromproduktion vorkamen.

Die Prüfung der Anlage 2020 und 2021 mittels Wärmebildkamera ergaben keine relevanten Auffälligkeiten. Die Modulprüfung lieferte ebenfalls keine Hinweise auf Schäden oder übermäßige Degradation.



## 6 Weiteres Vorgehen

Weiterführung der Datenerfassung (auf Monatsbasis), sowie Anlagenkontrolle und Modulprüfungen (jährlich).

## 7 Kommunikation

Die Ergebnisse der ersten neun Betriebsmonate wurden an der nationalen PV-Tagung in Bern im Juli 2021 präsentiert.