



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

Schlussbericht

ALPINE

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



Quelle: ©REECH AG, 2020



REECH

Renewable Energy Solutions

Datum: 7.1.2024

Ort: Bern

Subventionsgeberin:

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

Subventionsempfängerin:

REECH AG
Bahnhofstrasse 11, 7302 Landquart
www.reech.ch

Autor:

Tamás Szacsvay, REECH AG, tamas.szacsvay@reech.ch

BFE-Projektbegleitung:

Stefan Oberholzer, 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 der ersten drei Betriebsjahre sind positiv. Es sind keine kritischen Betriebsstörungen aufgetreten, und der gemessene spezifische Ertrag lag bei durchschnittlich 1269 kWh/kWp. Dabei wurde ein Winterstromanteil von 47,8 % im Schnitt 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 des trois premières années d'exploitation sont positives. Aucun incident d'exploitation critique n'est survenu et le rendement spécifique mesuré moyen a été de 1269 kWh/kWp. La part d'électricité produite en hiver a été de 47,8 % en moyenne.

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 three years of operation are positive. No critical operating faults have occurred, and an average specific yield of 1269 kWh/kWp was measured. A winter electricity share of 47,8 % in average was achieved.



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung.....	3
Résumé.....	3
Summary	3
Inhaltsverzeichnis	4
Abkürzungsverzeichnis	5
1 Einleitung	6
1.1 Ausgangslage und Hintergrund.....	6
1.2 Motivation des Projektes	6
1.3 Projektziele	6
2 Anlagenbeschrieb	6
3 Vorgehen und Methode.....	10
4 Durchgeführte Arbeiten und Ergebnisse	11
4.1 Modulmessungen- und Prüfungen	11
4.2 Kontrolle der Anlage mittels Wärmebildaufnahmen	15
4.3 Leistungs- und Ertragskontrolle.....	22
4.4 Festgestellte Betriebsstörungen	28
5 Bewertung der bisherigen Ergebnisse.....	29
6 Weiteres Vorgehen	29
7 Kommunikation	29



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 Anlagenbeschreibung

Die PV-Anlage erstreckt sich über 650 m der seeseitigen, etwas über 700 m 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 320 Wp (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); 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

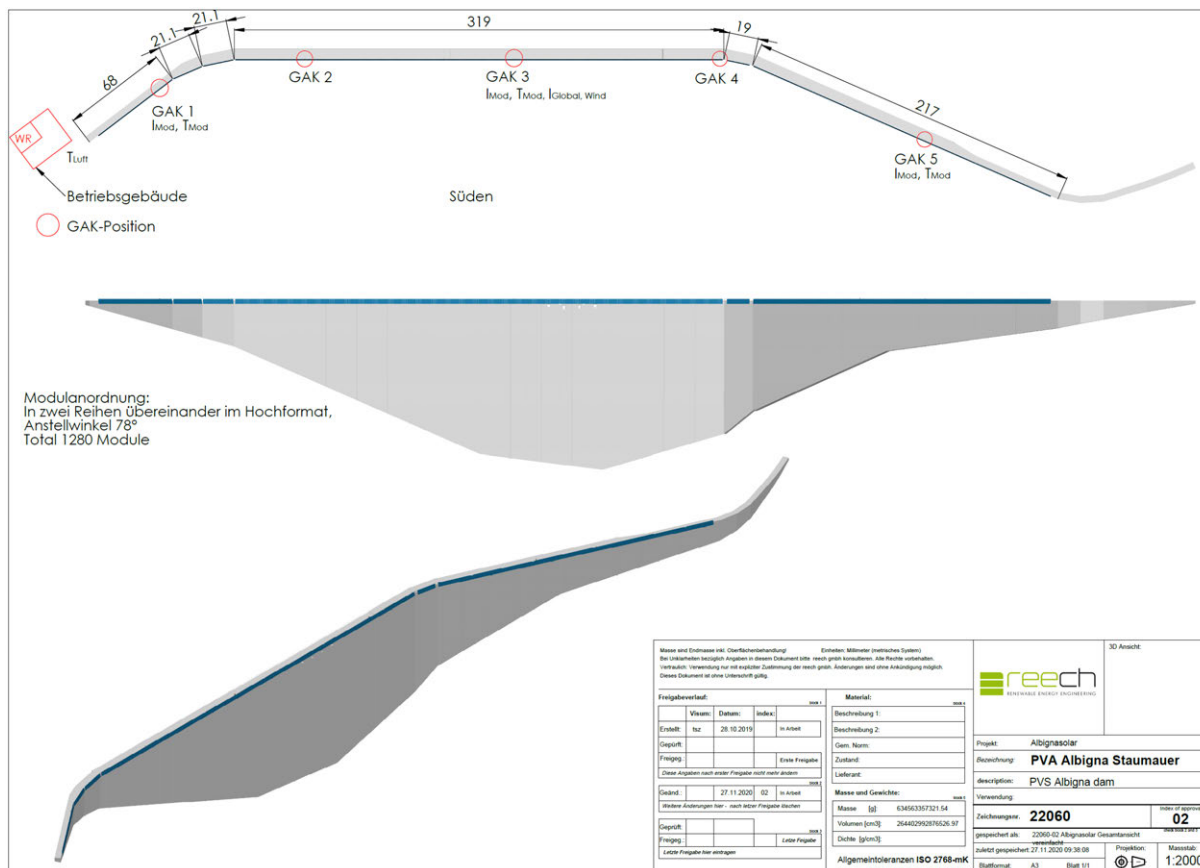


Abbildung 1: Übersicht PV-Anlage

Die Anlage ist mit einem Messsystem ausgestattet, dessen Prinzipschema in Abbildung 2 dargestellt ist. Die Sensoren sind nachfolgend aufgeführt 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.

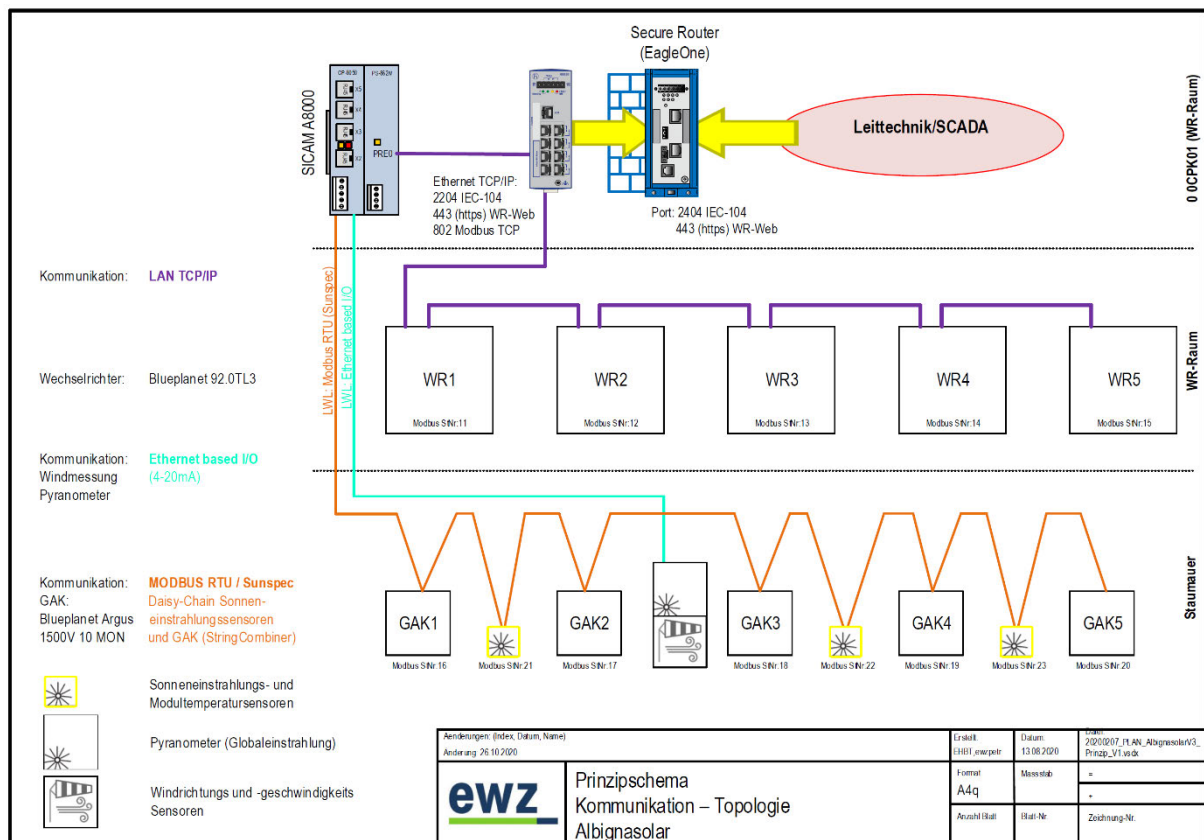


Abbildung 2: Prinzipschema Messung und Kommunikation

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 REECHAG, 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 AG jährlich wiederholt und ergänzt mit Elektrolumineszenz, Nassisolationsprüfung (bei 1500V) und visueller Inspektion.

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

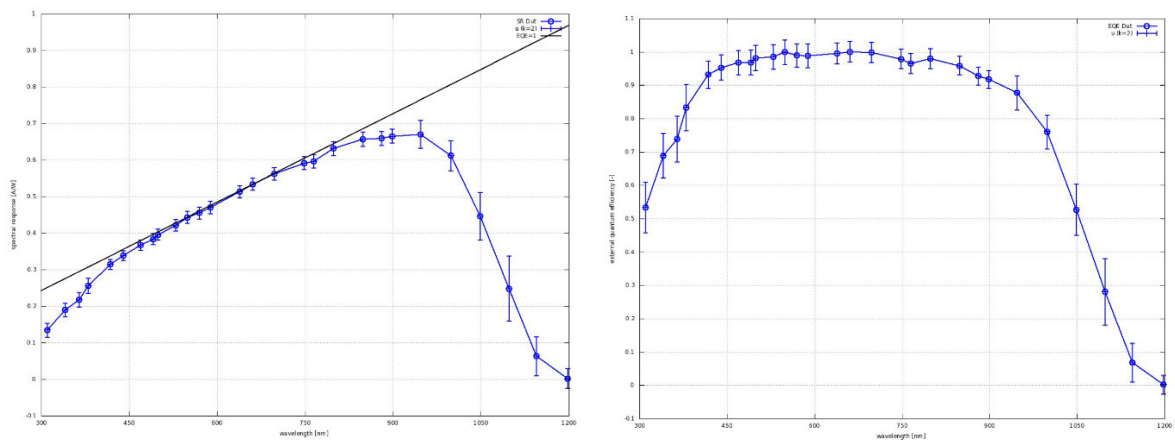


Abbildung 5: Diagramm mit spektraler Empfindlichkeit (links) und Quanteneffizienz (rechts) des Referenzmoduls 3835166

Die anderen beiden Module wurden nach ihrer Prüfung wieder in Strang 1.7 der PV-Anlage eingefügt, und sind seit 6. November 2020 in Betrieb. Sie wurden am 12.09.2023 wieder entnommen und ins Testcenter der REECH AG gebracht.

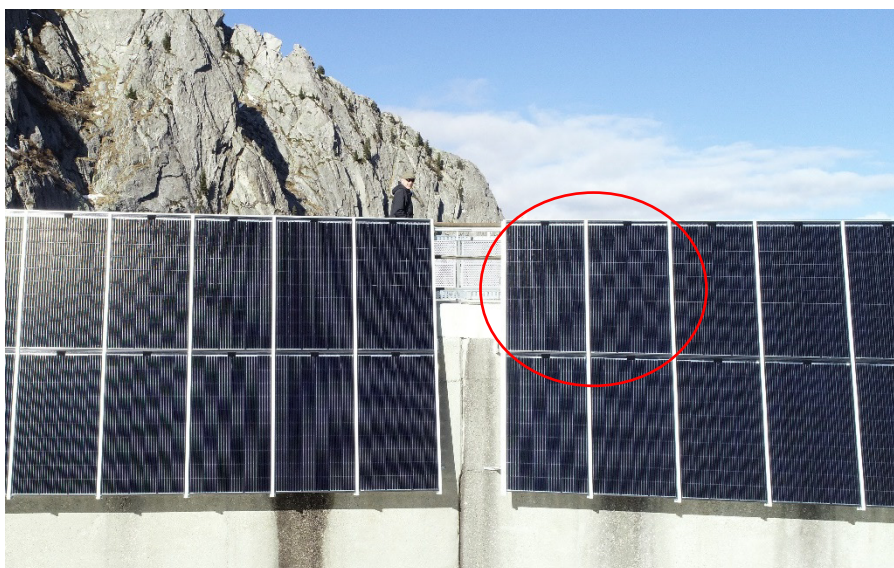


Abbildung 6: Prüfmodule in Strang 1.7

Die Ergebnisse der Modulprüfungen sind nachfolgend zusammengefasst:



SN: 3835166 (Referenz)							
	Leistungsangabe und Messungen [Wp]						
	Etikette ($\pm 3\%$)	Hersteller- angabe	Supsi 28.10.2020	Reech	Nassisolations- widerstand [M Ω]	Elektrolumi- neszenz	Visuelle Inspektion
5.11.2020	320	327,58	309,69	309,7	2 480	Ok; Helligkeitsun- terschiede	nicht auffällig
5.10.2021				309,7		"	"
14.9.2022				308,5		"	"
15.9.2023				309,5	983	"	"
SN: 3835167							
5.11.2020	320	327,64	309,45	308,9	2 090	Ok; leichte Helligkeits- unterschiede	nicht auffällig
5.10.2021				300,2 (-2,80 %)	11 920	"	"
14.9.2022				296,3 (-4,00 %)	9 590	"	"
15.9.2023				296 (-4,17 %)	8 230	"	"
SN: 3835168							
5.11.2020	320	326,02	307,60	308,3	2500	Ok; leichte Helligkeits- unterschiede	nicht auffällig
5.10.2021				301,5 (-2,20 %)	17 350	"	"
14.9.2022				296,4 (-3,90 %)	13 380	"	"
15.9.2023				296,2 (-3,92 %)	18 770	"	"

Die Module zeigen eine leichte (Anfangs)degradation 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). Sie hat sich jedoch im Verhältnis zu 2021/2022 nicht verändert. Generell ist im EL-Bild keine Tendenz zu Degradation erkennbar (Abbildung 7 bis Abbildung 10). Die Nassisolationswiderstandswerte sind für die Module aus dem Feld 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 320 Wp 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.

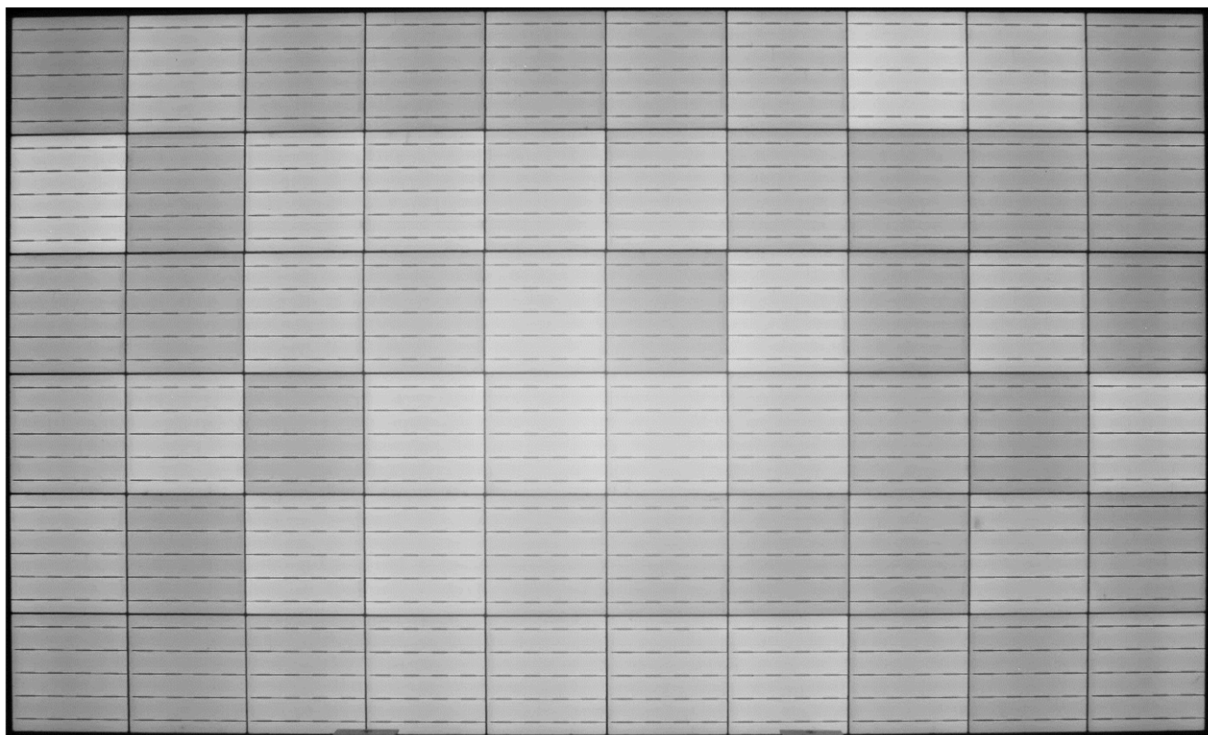


Abbildung 7: EL-Bild Modul 3835167 am 5.11.2020 (Anschlussdose ist links)

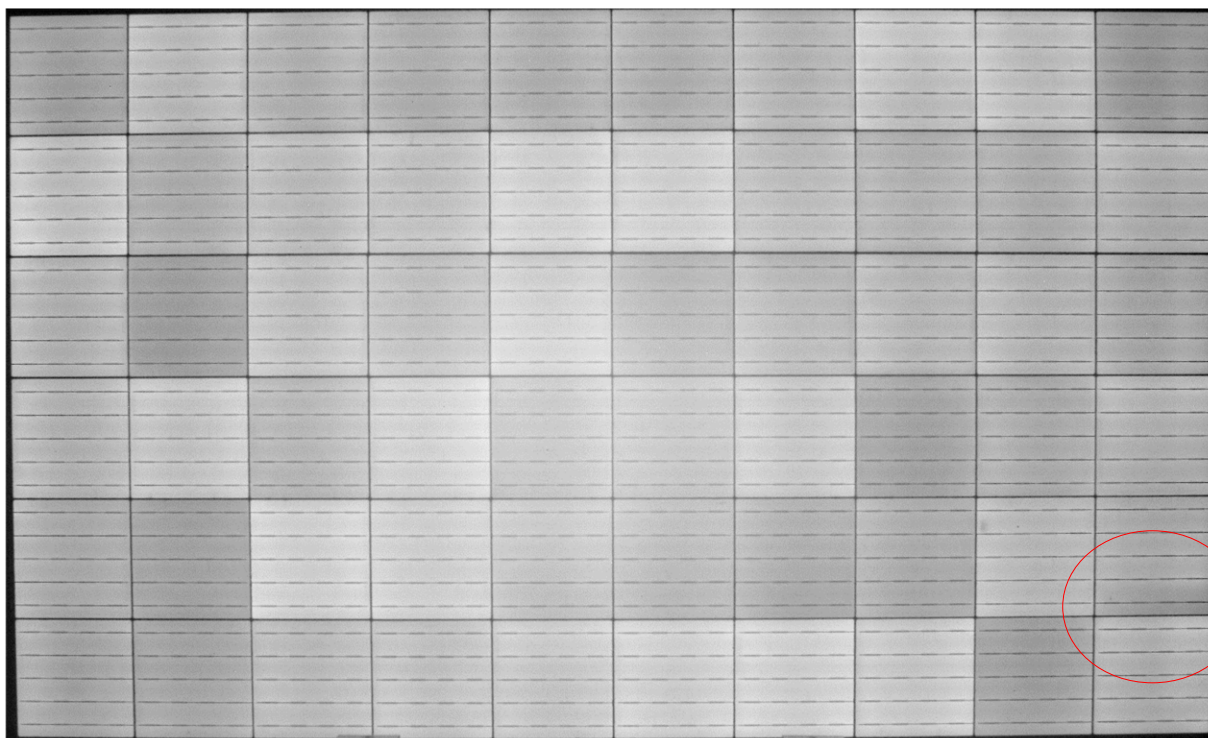


Abbildung 8: EL-Bild Modul 3835167 am 5.10.2021; ein etwas dunklerer Bereich bei einem Zellverbinder

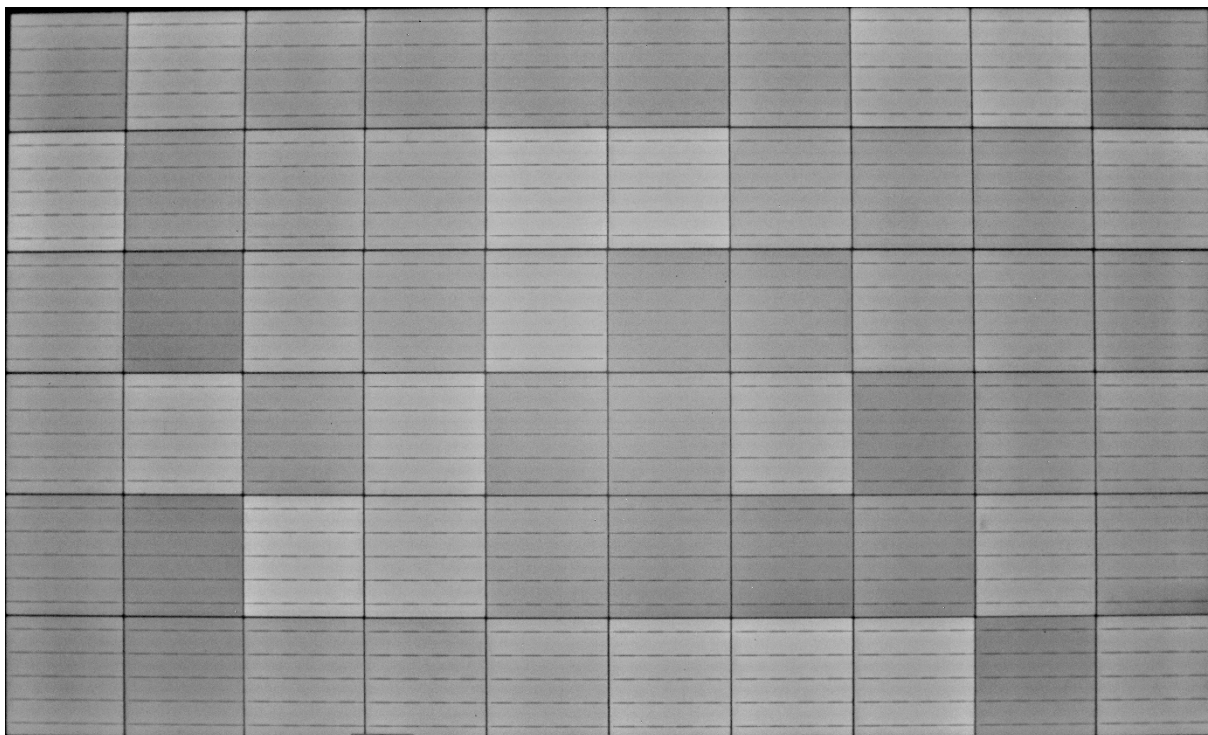


Abbildung 9: EL-Bild Modul 3835167 am 14.9.2022; unverändertes EL-Bild

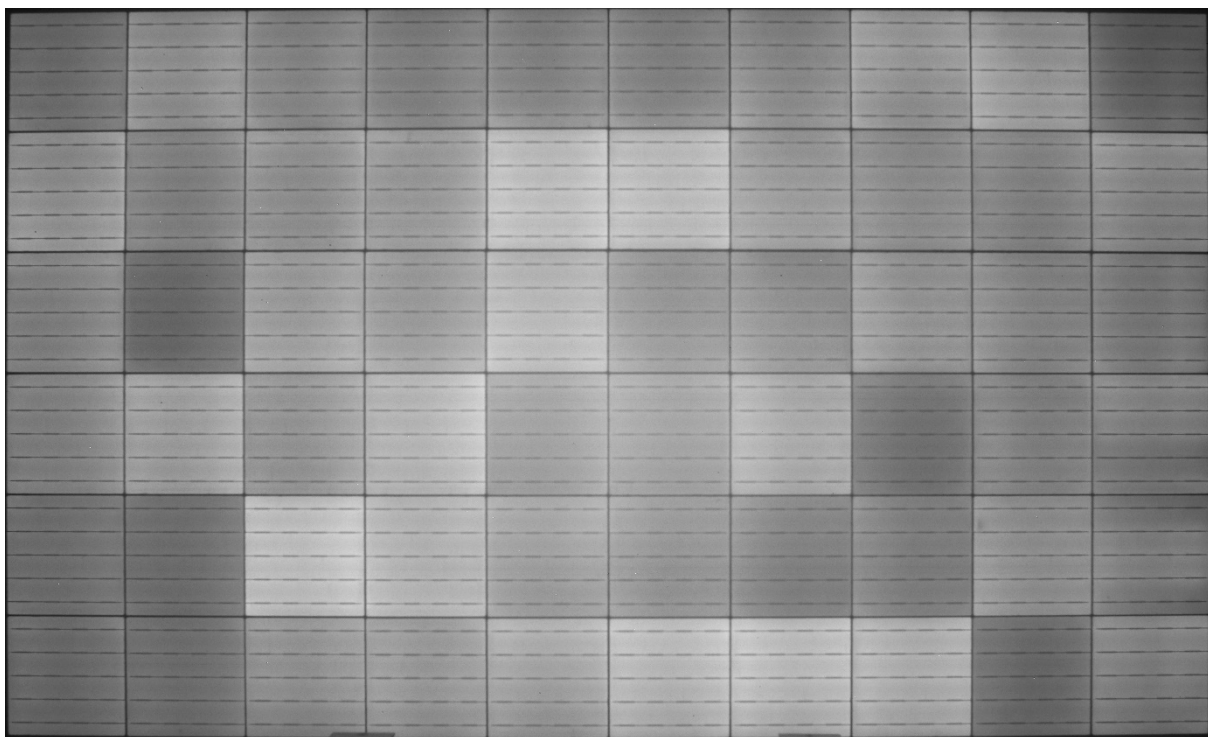


Abbildung 10: EL-Bild Modul 3835167 am 15.9.2023; unverändertes EL-Bild



4.2 Kontrolle der Anlage mittels Wärmebildaufnahmen

Die letzte Kontrolle der Anlage mittels Thermografiedrohne erfolgte am 12. September 2023 kurz Vormittags. Die Temperatur betrug ca. 14 °C, die Einstrahlung lag im Bereich 580 (Feld 5) bis 960 W/m² (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 mittels dem Messsystem der PV-Anlage.

Es wurde ein leicht auffälliges Modul in Feld 4 entdeckt (Abbildung 14 und Abbildung 15). Von den restlichen Feldern ist in diesem Bericht daher nur exemplarisch ein Bild pro Feld eingefügt. Aufgenommen wurde jeder einzelne Strang in zwei Abschnitten, bei Verdacht auf Anomalien teils auch mit Nahaufnahmen. Teils waren auffällige Stellen, die später bei höherer Einstrahlung nochmals kontrolliert wurden, nicht mehr erkennbar.

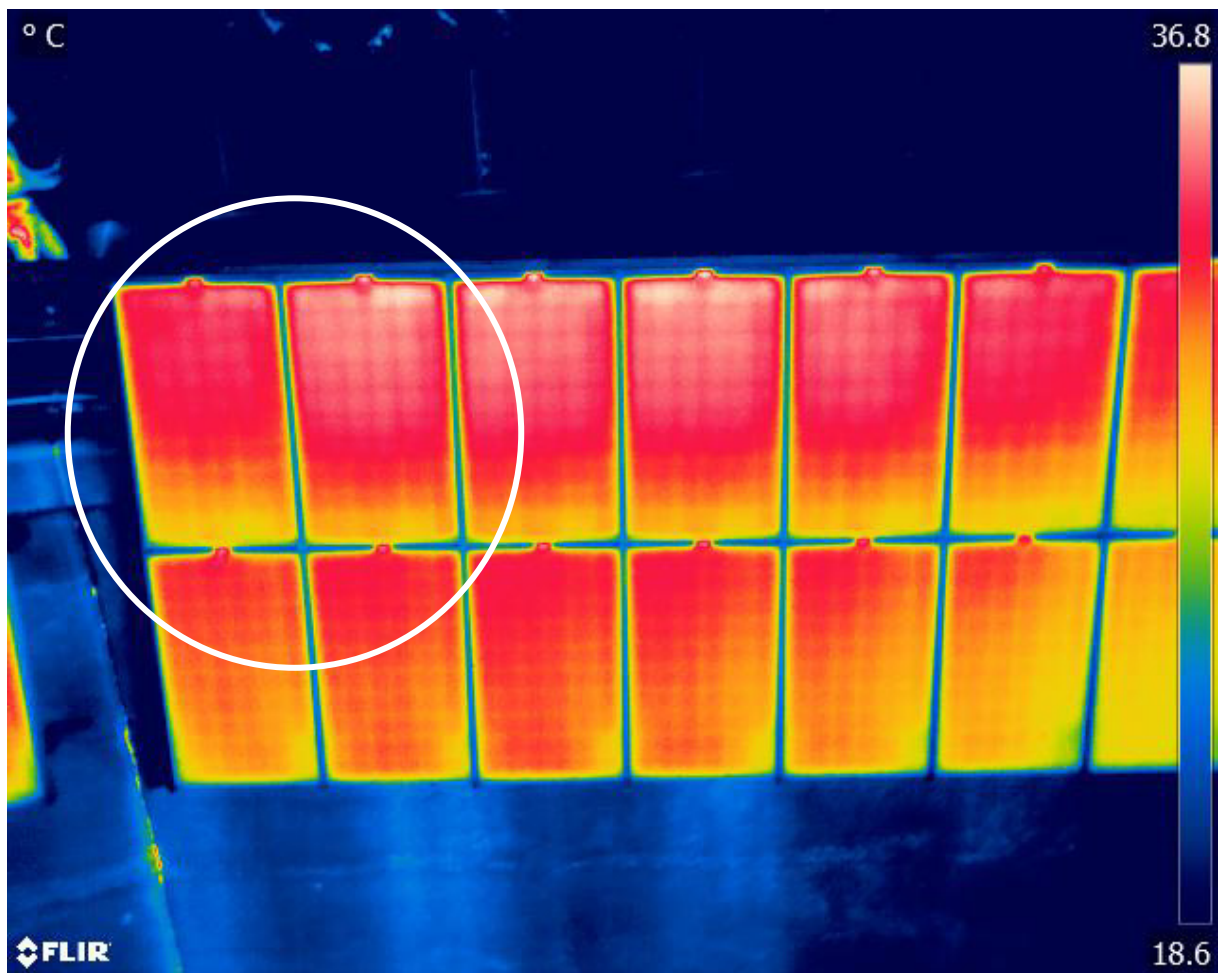


Abbildung 11: Strang 1.7, mit Prüfmodulen (12.09.2023)

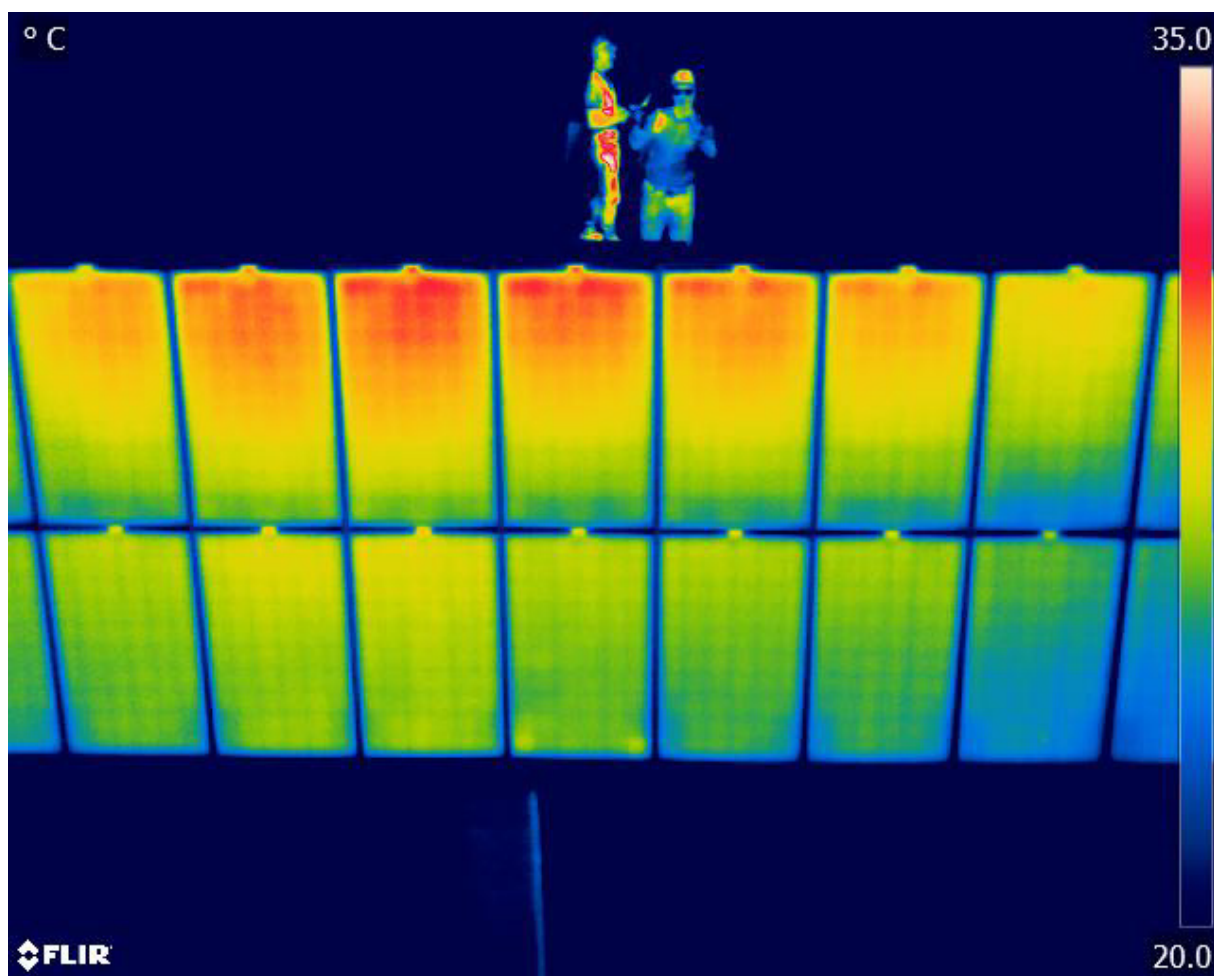


Abbildung 12: Strang 2.4 (12.09.2023)

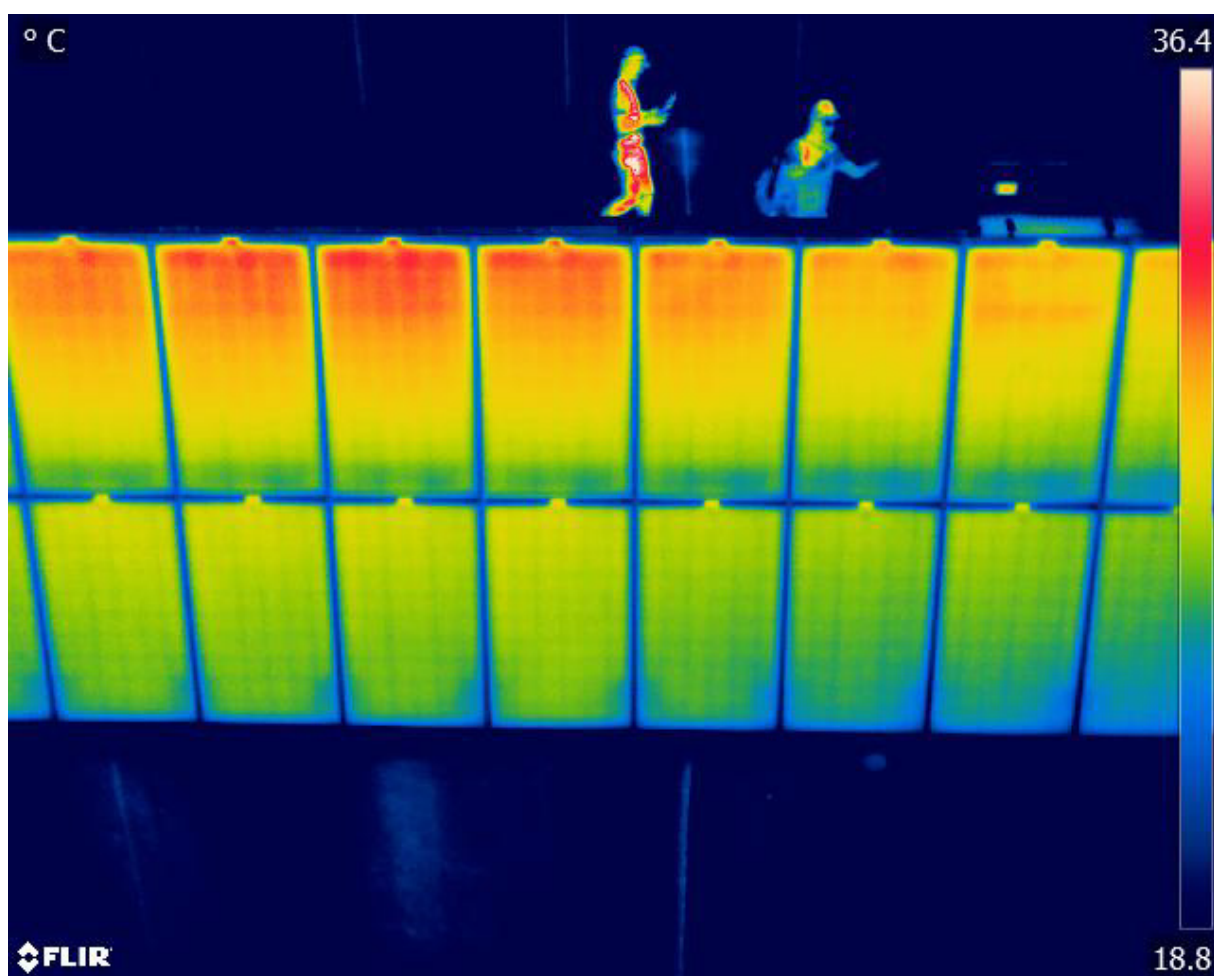


Abbildung 13: Strang 3.4, unauffällig (12.09.2023)

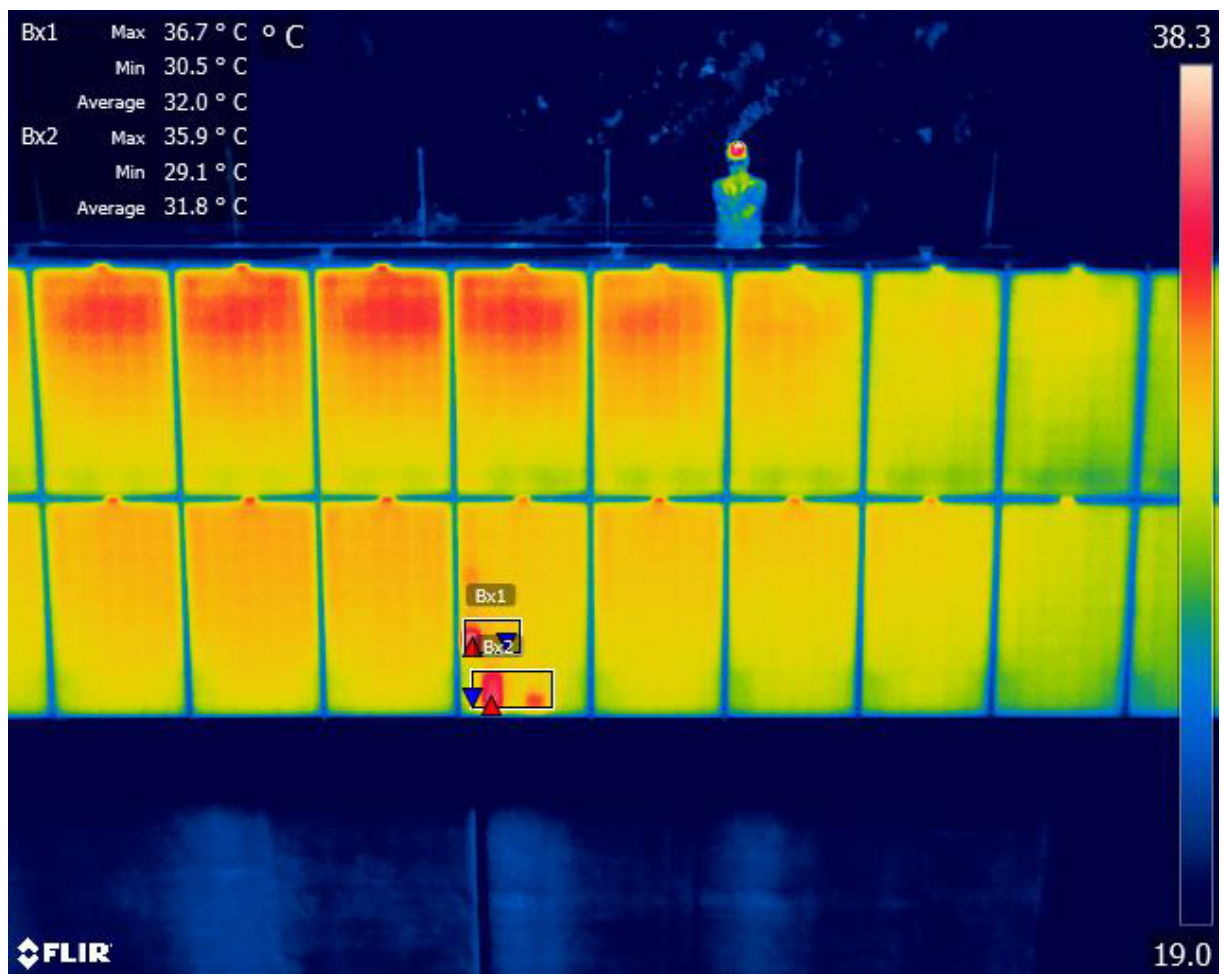


Abbildung 14: Strang 4.8. Ein auffälliges Modul. Wird näher noch untersucht. (12.09.2023)

Auf der nachfolgenden Detailaufnahme sind die auffälligen Stellen zwar gut erkennbar, der Grund dafür jedoch nicht offensichtlich. Umgerechnet auf 1000 W/m² Einstrahlung entspricht die lokale Temperaturdifferenz etwa 11 °, und ist damit noch nicht allzu kritisch. Um die Ursache für die Auffälligkeit zu ermitteln, wird dieses Modul nach der Schneeschmelze im Frühjahr 2024 entnommen und genauer untersucht.

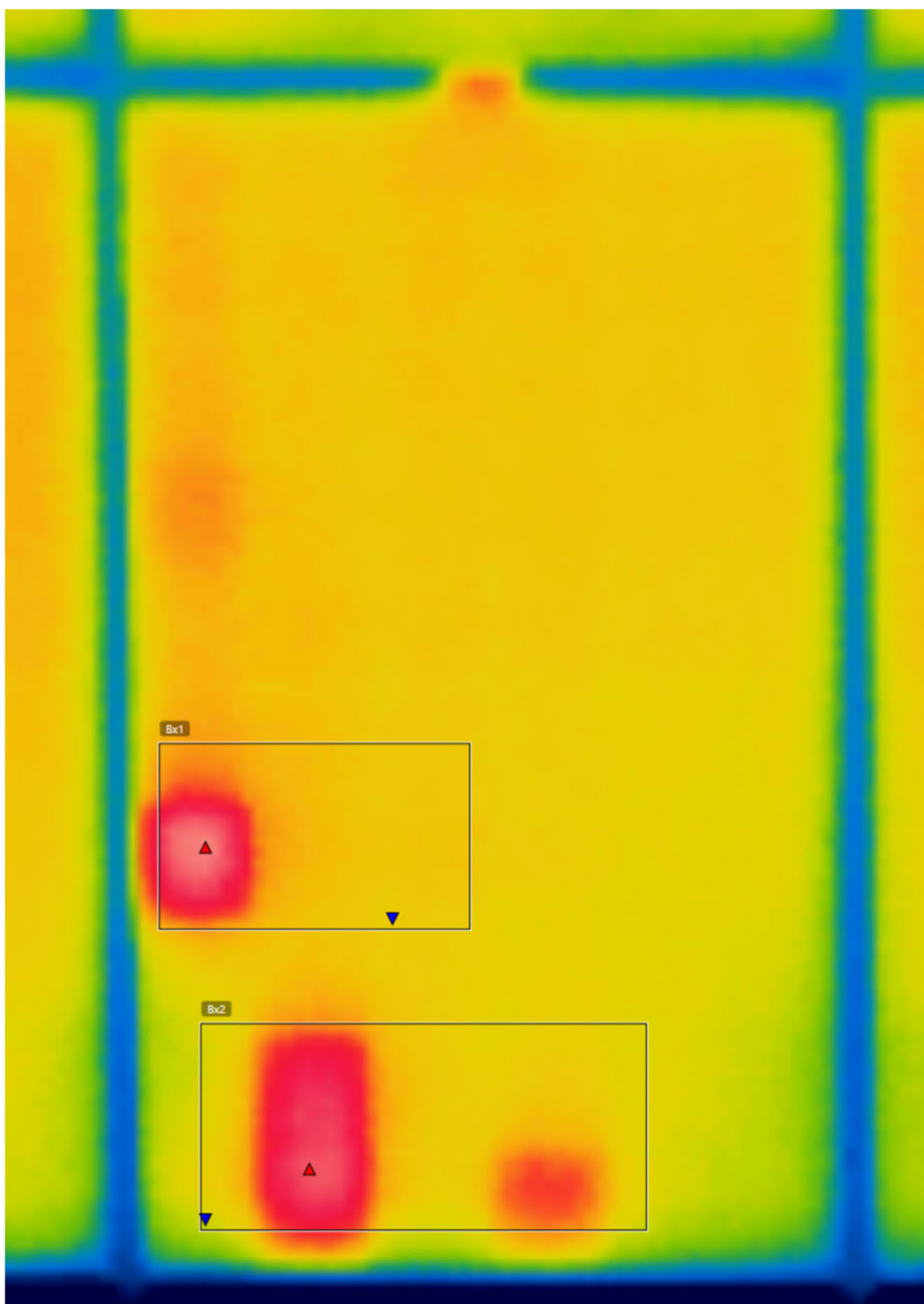


Abbildung 15: Strang 4.8. Detailaufnahme auffälliges Modul (12.09.2023); ΔT_{Bx1} : 6.2 °; ΔT_{Bx2} : 6.8 °

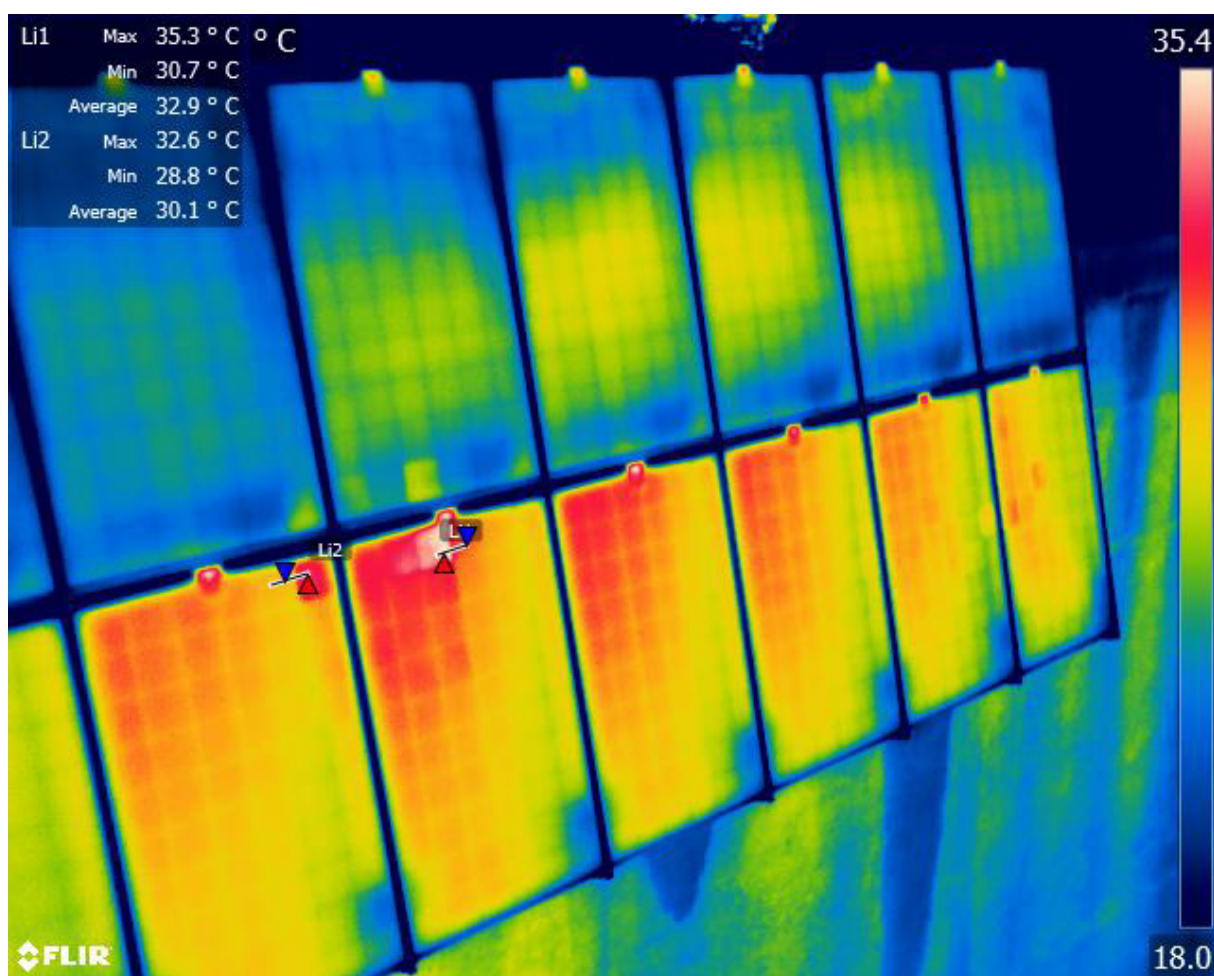


Abbildung 16: Strang 5.9 mit leichten Auffälligkeiten 2020. Ostende der Anlage.

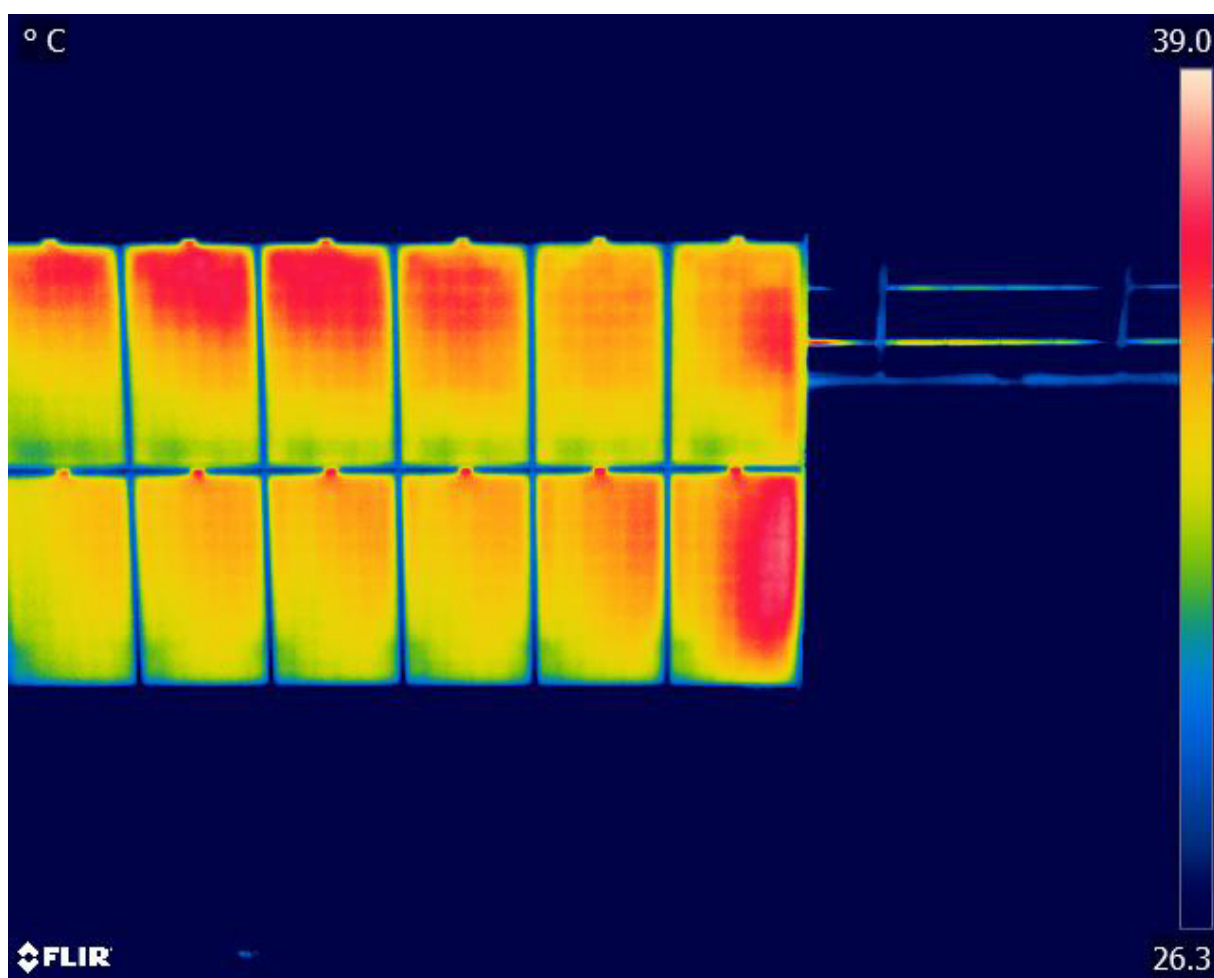


Abbildung 17: Strang 5.9 ohne Auffälligkeiten 2023.



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 18 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.

In Abbildung 19 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.

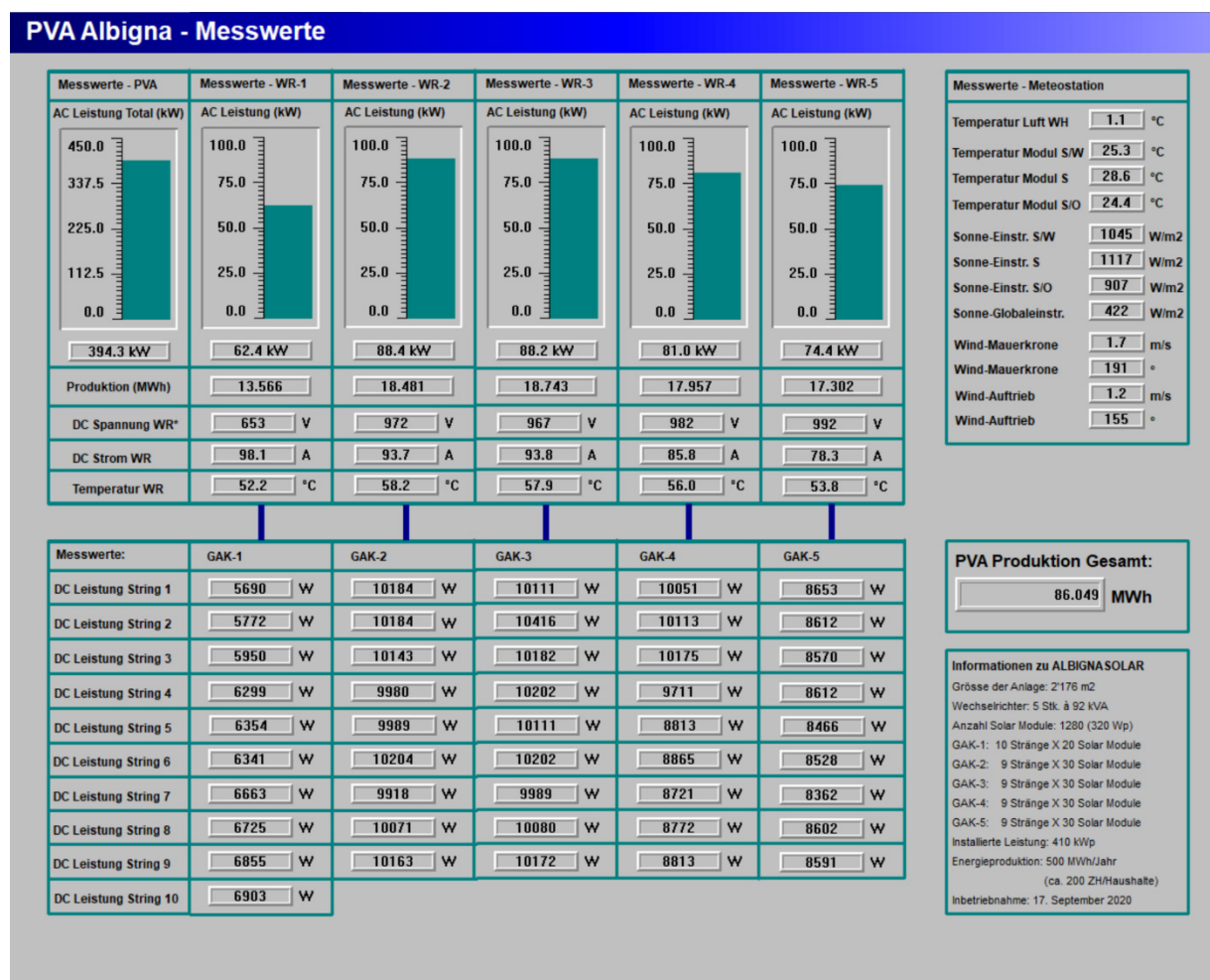


Abbildung 18: "Cockpit" mit Darstellung der Messwerte

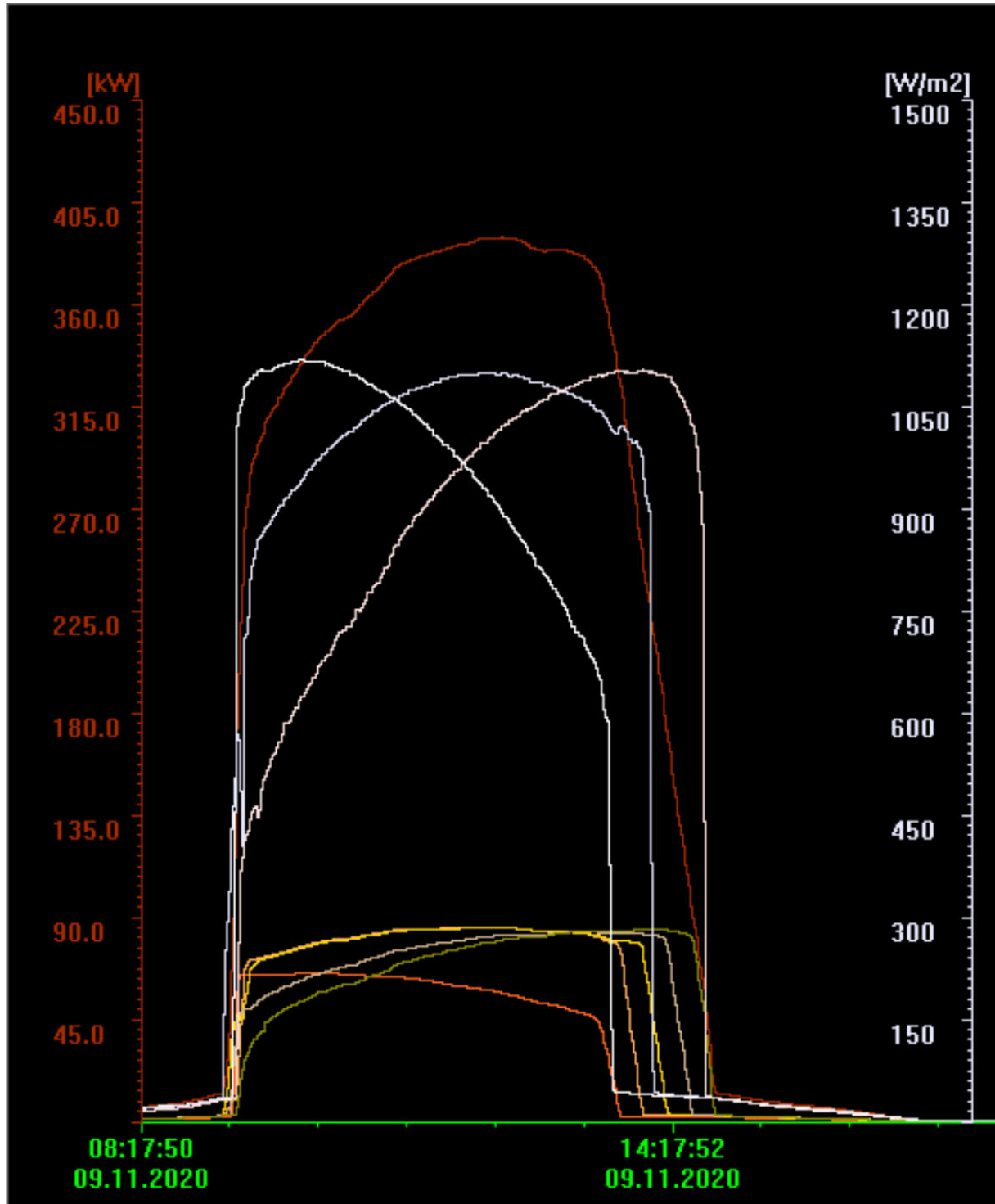


Abbildung 19: Messwerte am 9. November 2020; einzelne Wechselrichter farbige Kurven im unteren Diagrammbereich, Gesamtanlagenleistung obere rote Kurve, Einstrahlungen weisse Kurven



Die seit Oktober 2020 erfassten Werte des ersten Betriebsjahres zu Ertrag, Einstrahlung, leistungsgegewichteten Modultemperaturen und Performanz sind in Abbildung 20 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 einem Schneefall somit tendenziell eher etwas zu hoch.

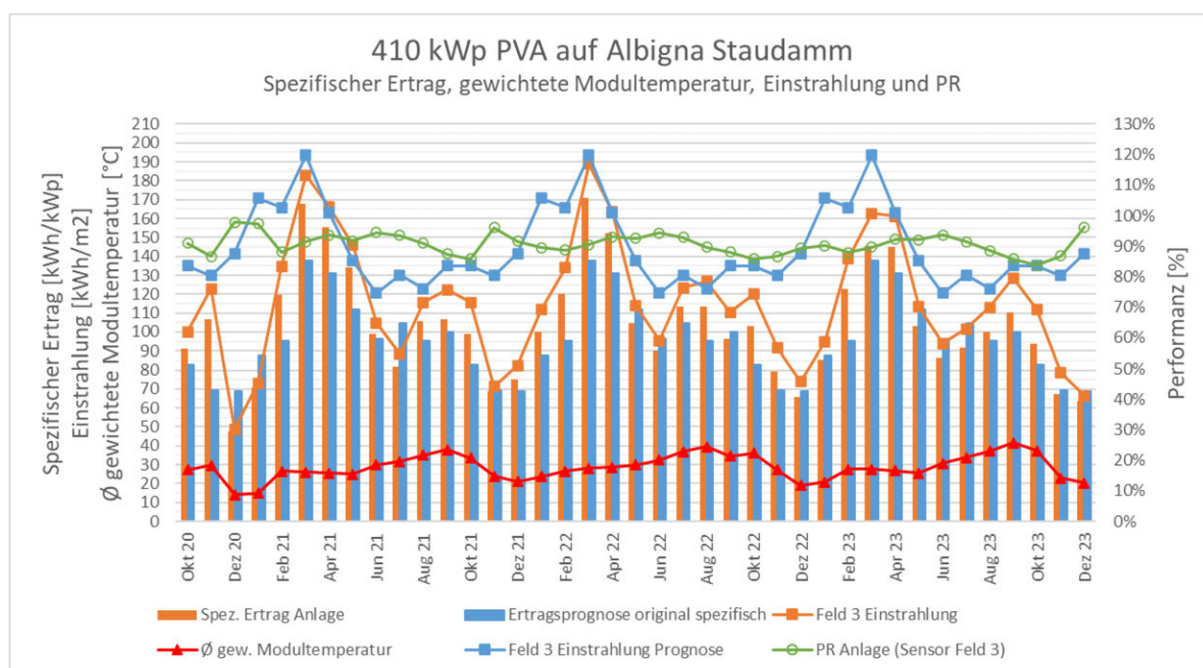


Abbildung 20: Darstellung Messwerte zu spez. Ertrag, Einstrahlung, gewichteten Modultemperaturen und Performanz

Der Gesamtertrag des Jahres 2021 beträgt 526 MWh (Zählerablesung), 2022 sind es 536 MWh und 2023 498 MWh. Der via Wechselrichter gemessene Ertrag weicht 0,6 % (2021), 0,2 % (2022) und -0,8 % (2023) davon ab. Der spezifische Ertrag der Anlage betrug 1284 kWh/kWp in 2021, 1309 kWh/kWp in 2022 und 1215 kWh/kWp in 2023 (Ø 1269). Der gemittelte Anteil der Stromerzeugung im Winterhalbjahr erreichte 47,8 % (Abbildung 21).

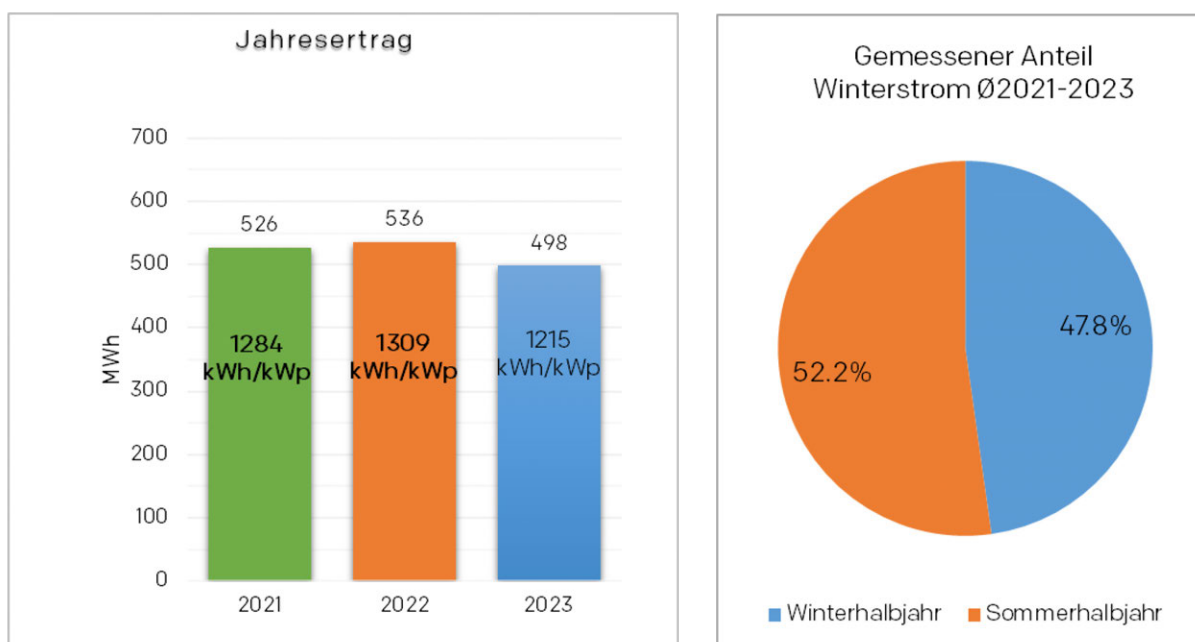


Abbildung 21: Jahreserträge und Anteil Winterstromerzeugung

2023 war in Bezug auf Solarstromertrag kein gutes Jahr. Die Globalstrahlung war mit 1342 kWh/m² vergleichsweise tief; 2021 lag sie bei 1364 kWh/m², 2022 sogar bei 1429 kWh/m². Bei der Einstrahlung in der Modulebene verhält es sich ähnlich, mit leicht geringeren Differenzen: 2021: 1404 kWh/m²; 2022: 1453 kWh/m²; 2023: 1365 kWh/m² (vgl. Abbildung 22). Dafür waren die durchschnittliche Umgebungstemperatur und gewichtete Modultemperatur eher hoch:

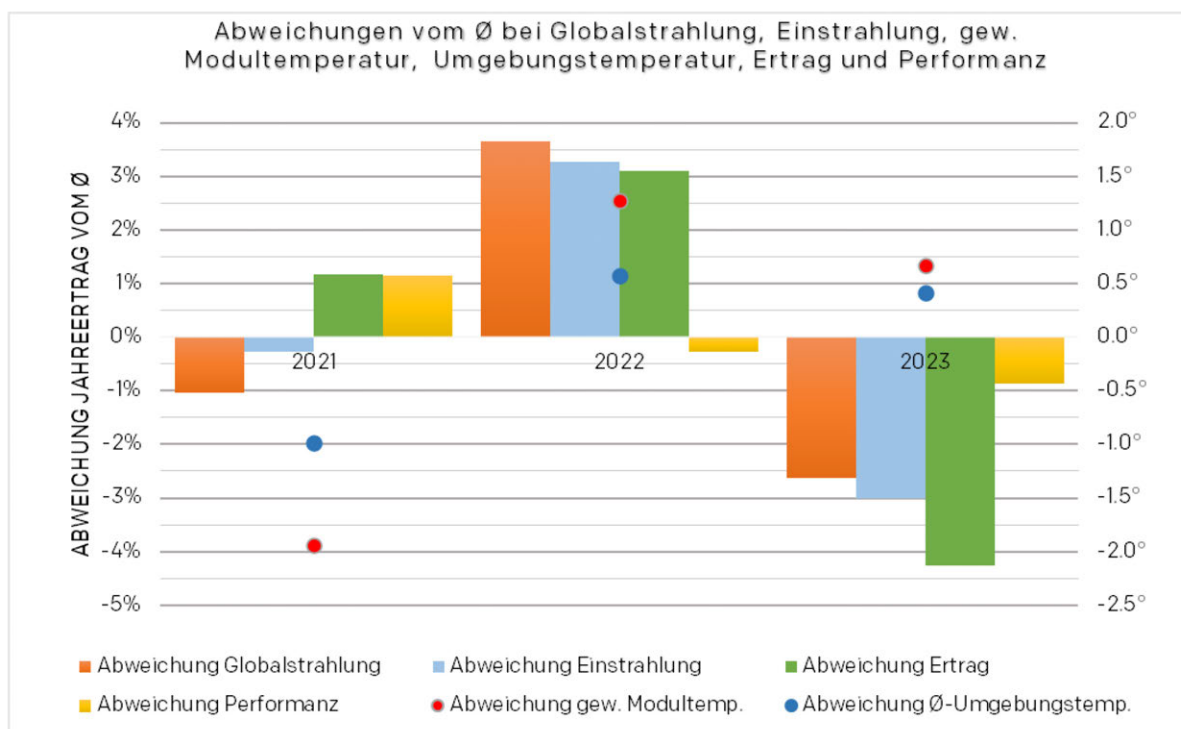


Abbildung 22: Abweichungen vom Ø bei Globalstrahlung, Einstrahlung, gewichteter Modultemperatur, Ertrag und Performanz



Damit lässt sich der deutliche Unterschied im Jahresertrag zwischen 2021 und 2023 trotz geringer Differenz in der Globalstrahlung und Einstrahlung in der Modulebene plausibilisieren. Auch die tiefere Performanz ist ebenfalls ein Indikator hierfür.

Die Übersicht der Monatserträge und der Performanz (Abbildung 23) zeigt teils recht grosse wetterbedingte Schwankungen bei den einzelnen Monaten; die Abweichung im Jahresertrag zwischen 2022 und 2023 liegt bei beträchtlichen 7,3 %.

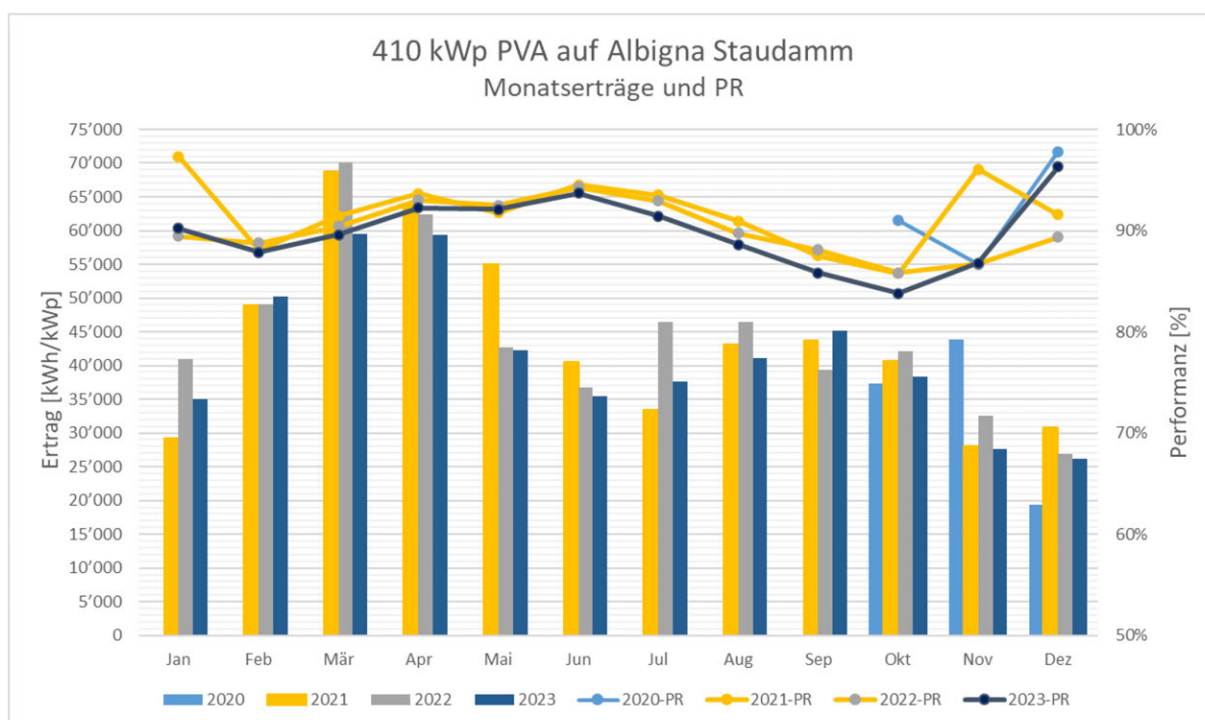


Abbildung 23 Spezifischer Ertrag der einzelnen Felder sowie Einstrahlungen

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 24, in der die Monate symmetrisch um den Jahresbeginn angeordnet sind. Der «Ertragsüberhang» auf der rechten Seite korrespondiert mit der Schneebedeckung des Sees.

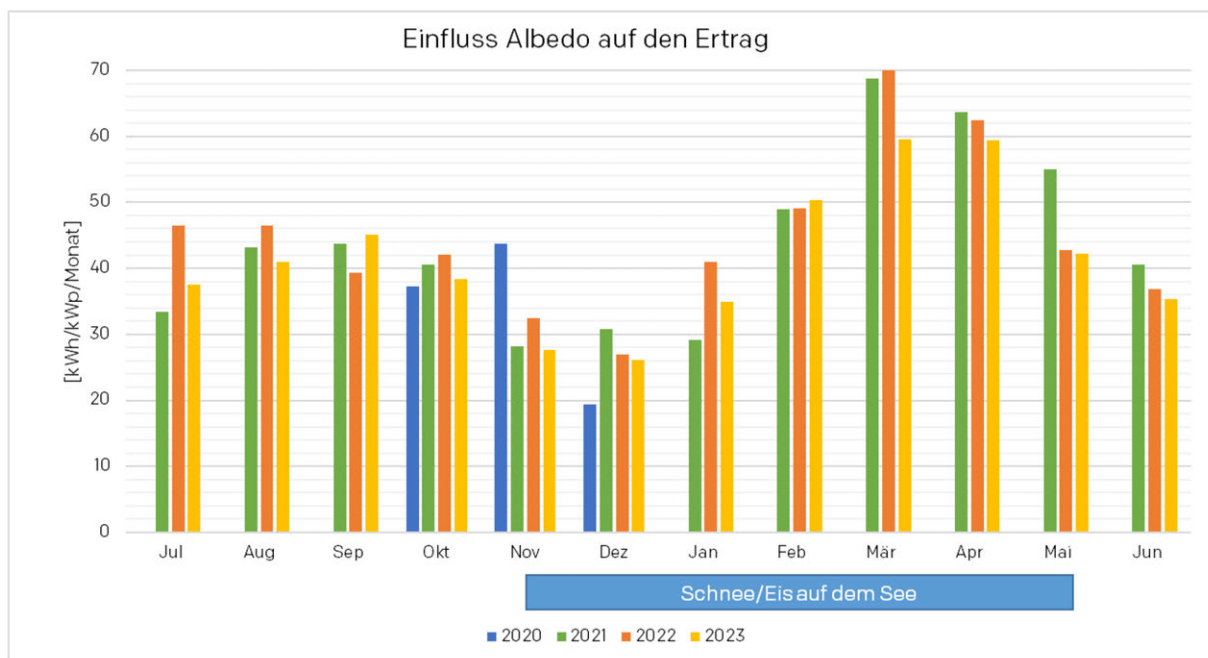


Abbildung 24: Einfluss der Albedo auf den spezifischen Ertrag

Bei den Feldern 1 und 4 sind Stränge mit unterschiedlichem Azimut parallel verschaltet. Die Abweichung beträgt zweimal ca. 12°. Dies lässt sich gut anhand eines Tagesgangs von Feld 1 verfolgen (Abbildung 25):

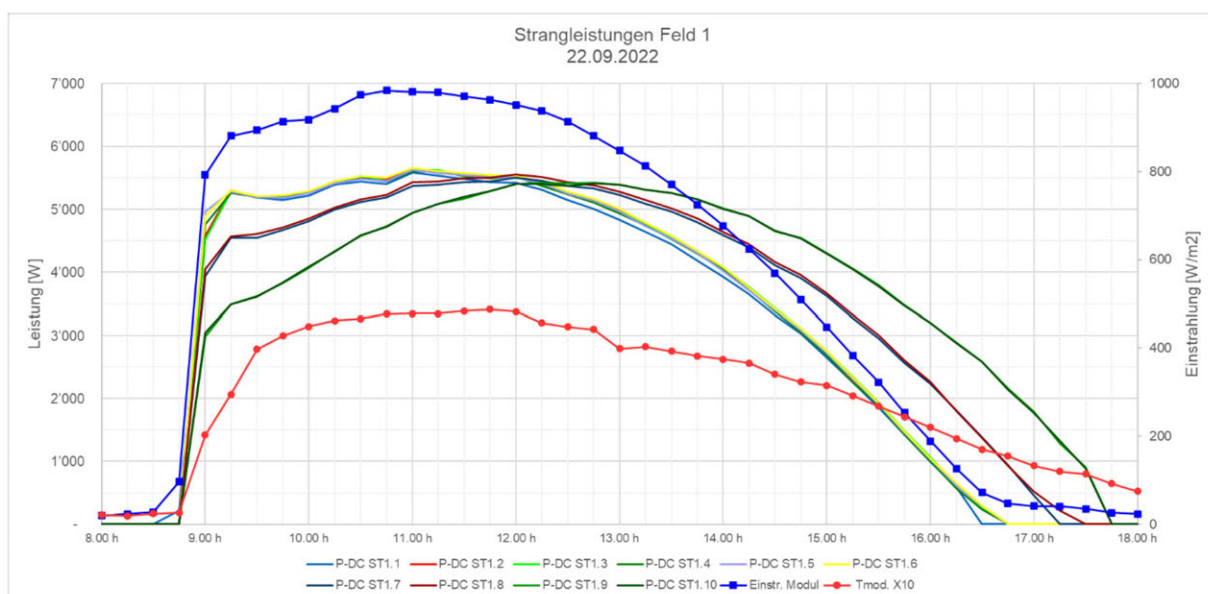


Abbildung 25: Tagesgang Feld 1 am 22.9.2022

Es sind zwei Stränge gegen Süden ausgerichtet, zwei ca. 12° gegen Osten und sechs ca. 24° gegen Osten. Die Leistungskurven der Stränge mit gleicher Ausrichtung verlaufen sehr nahe beieinander, mit



unterschiedlicher Ausrichtung zeitversetzt. Im Rahmen der Messgenauigkeit führt dies weder bei der Performanz noch im spezifischen Ertrag zu schlechteren Werten. Die leichten Abweichungen am Abend und am Morgen stammen von der unterschiedlichen Verschattung durch den Horizont.

4.4 Festgestellte Betriebsstörungen

In den ersten 39 Betriebsmonaten traten folgende Betriebsstörungen auf:

- Ausfall eines Lüfters eines Wechselrichters, was zur 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. Diese wurden durch qualitativ höherwertige sowie teils stärkere ersetzt.
- Wechselrichter Nr. 3 wurde auf Garantie ersetzt, da er mehrmals täglich neu startete, und sich dieses Verhalten 2022 akzentuierte.
- Wechselrichter Nr. 5 regelte teils um einige kW ab; und wurde im Juni 2023 auf Garantie ersetzt

Die durch Betriebsstörungen hervorgerufenen Ertragsausfälle lagen 2021 bei 1 %, 2022 bei 0,16 %, sind auch 2023 sehr tief (der Aufwand für eine Auswertung des aufgrund vermuteter Abregelung aufgetretenen, sehr geringen Ertragsverlust rechtfertigt sich nicht). Der relativ hohe Wert 2021 ist auf coronabedingte Lieferengpässe bei Standardbauteilen wie Strangsicherungen zurückzuführen.

Festgestellt wurde bei der Kontrolle im September 2023 grobkörniger Sand auf den Modulen und im Rahmen. Er hatte sich am Rahmen vorne und hinten angelagert, und dürfte aus der näheren Umgebung stammen.



Abbildung 26: Sand im Modulrahmen



5 Bewertung der bisherigen Ergebnisse

Die Anlage hat ihre ersten drei Betriebsjahr erfolgreich abgeschlossen, und mit Ø 1269 kWh/kWp einen guten spezifischen Ertrag erzielt. Der Winterstromanteil war mit 47,8 % sehr hoch. Mechanische Schäden an der Anlage wurden bis anhin nicht festgestellt. Erfreulich ist ferner, dass bei Schneefall auf den Modulen liegengebliebener Schnee dank des steilen Anstellwinkels rasch abrutscht, und daher keine Tage gänzlich ohne Stromproduktion vorkamen.

Die Prüfung der Anlage 2020, 2021, 2022 und 2023 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, und ein Update davon 2024 in Lausanne.