



Jahresbericht 2025

ALPINE2

Untersuchung zum Alterungsverhalten von hochalpinen PV-Anlagen an Infrastrukturbauten



PVA-Anlage an der Albigna Staumauer (Quelle: ©REECH AG, 2020)



PVA-Anlage an der Lago di Lei Staumauer (Quelle: ©REECH AG, 2022)



REECH

Renewable Energy Solutions

Datum: 15.1.2026

Ort: Landquart

Subventionsgeberin:

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

Subventionsempfänger/innen:

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

Autor/in:

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

BFE-Projektbegleitung:

Stefan Oberholzer, stefan.oberholzer@bfe.admin.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/502793-01

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



Zusammenfassung

Im Sommer 2020 wurde mit der 410 kWp PV-Anlage an der Albigna Staumauer auf 2165 m.ü.M. die erste hochalpine Grossanlage in Betrieb genommen, mit der Anlage am Lago di Lei Staudamm 2022 eine weitere. Standortbedingt sind 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 fünf Betriebsjahre an der Albigna und ersten drei am Lago di Lei sind positiv. Es sind keine kritischen Betriebsstörungen aufgetreten. Der gemessene spezifische Ertrag lag bei der Albigna-Anlage bei durchschnittlich 1236 kWh/kWp und 1084 am Lago di Lei (zwei Jahre mit schwacher Einstrahlung). Dabei wurde im Schnitt ein Winterstromanteil von jeweils etwas über 47% erreicht. Der spezifische Winterstromertrag lag bei 590 (Albigna) bzw. 516 kWh/kWp (Lago di Lei).

Résumé

En été 2020, la première grande installation photovoltaïque des hautes Alpes a été mise en service avec l'installation de 410 kWp sur le barrage de l'Albigna à 2165 m d'altitude, et une autre avec l'installation sur le barrage du Lago di Lei en 2022. En raison de leur emplacement, elles sont soumises à des contraintes météorologiques extrêmes. L'analyse des données de rendement, la mesure périodique de la puissance des modules, les images thermiques et le contrôle de l'état général de l'installation doivent permettre d'acquérir des connaissances sur la fiabilité à long terme d'installations situées sur des sites comparables.

Les enseignements tirés des cinq premières années d'exploitation à l'Albigna et des trois premières au Lago di Lei sont positifs. Aucun incident d'exploitation critique n'est survenu. Le rendement spécifique mesuré était en moyenne de 1236 kWh/kWc pour l'installation de l'Albigna et de 1084 pour celle du Lago di Lei (deux années de faible ensoleillement). Dans ce contexte, la part d'électricité produite en hiver a atteint en moyenne un peu plus de 47% dans les deux cas. Le rendement hivernal spécifique était de 590 (Albigna), respectivement 514 kWh/kWp (Lago di Lei).

Summary

In summer 2020, the 410 kWp PV system at the Albigna dam at 2165 metres above sea level was the first large-scale high-Alpine system to go into operation, followed by another one at Lago di Lei in 2022. Due to their location, they are exposed to extreme meteorological stresses. By analysing the yield data, periodically measuring the module output, taking thermal images and checking the general condition of the system, the aim is to gain insights into the long-term reliability of systems at comparable locations.

The findings of the first five years of operation at Albigna and the first three at Lago di Lei are positive. No critical operating faults have occurred. The specific yield measured at the Albigna plant averaged 1236 kWh/kWp and 1080 kWh at Lago di Lei (two years with weak irradiation). In each case, an average winter electricity share of just over 47% was achieved. The specific yield in the winter half year was 590 (Albigna) respectively 514 kWh/kWp (Lago di Lei).



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.....	7
2.1 Albigna.....	7
2.2 Lago di Lei.....	12
3 Vorgehen und Methode.....	14
4 Durchgeführte Arbeiten und Ergebnisse.....	15
4.1 Albigna.....	15
4.1.1 Modulmessungen- und Prüfungen.....	15
4.1.2 Kontrolle der Anlage mittels Wärmebildaufnahmen.....	20
4.1.3 Leistungs- und Ertragskontrolle.....	24
4.1.4 Festgestellte Betriebsstörungen.....	28
4.2 Lago di Lei.....	29
4.2.1 Kontrolle der Anlage mittels Wärmebildaufnahmen.....	29
4.2.2 Leistungs- und Ertragskontrolle.....	31
4.2.3 Festgestellte Betriebsstörungen.....	34
5 Bewertung der bisherigen Ergebnisse.....	35
6 Weiteres Vorgehen.....	35
7 Kommunikation.....	35



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 Gewichtsstaumauer 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.

Die Anlage an der Lago di Lei Bogenstaumauer nahm im September 2022 ihren Betrieb auf. Aufgrund der dreidimensional gekrümmten Mauergeometrie bietet sie im Vergleich zur Albigna stark abweichende Rahmenbedingungen in Bezug auf Anforderungen an die Montagestruktur und elektrische Auslegung.

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, welche sich positiv auf den Wirkungsgrad der PV-Module auswirken. Solche Anlagen sind jedoch auch wesentlich intensiveren meteorologischen Belastungen ausgesetzt als Anlagen im Mittelland, und Langzeiterfahrungen mit der aktuellen Technologie – im kommerziellen Massstab eingesetzt – sind bisher nicht vorhanden.

Mittels Analyse des Langzeitverhaltens der im Sommer 2020 am Albigna Staudamm auf 2156 m.ü.M. installierten 410 kWp Anlage sowie derjenigen am Lago di Lei (Sommer 2022) sollen wertvolle Erkenntnisse zur Zuverlässigkeit und zum generellen Betriebsverhalten von Anlagen auf Infrastrukturbauten an alpinen Standorten gewonnen werden.

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

2.1 Albigna

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. Es sind jeweils zwei Module mit einem Anstellwinkel von 78° 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); 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

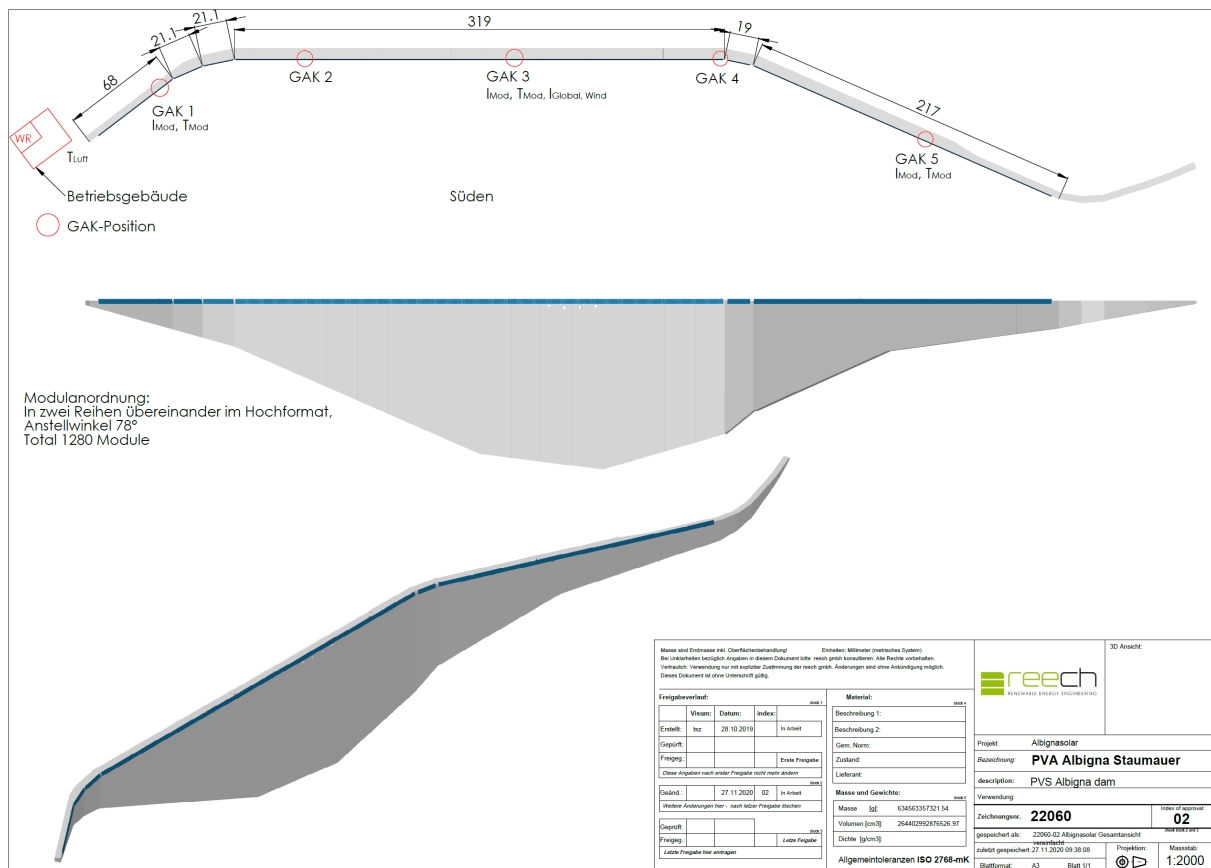


Abbildung 1 Übersicht PV-Anlage



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.

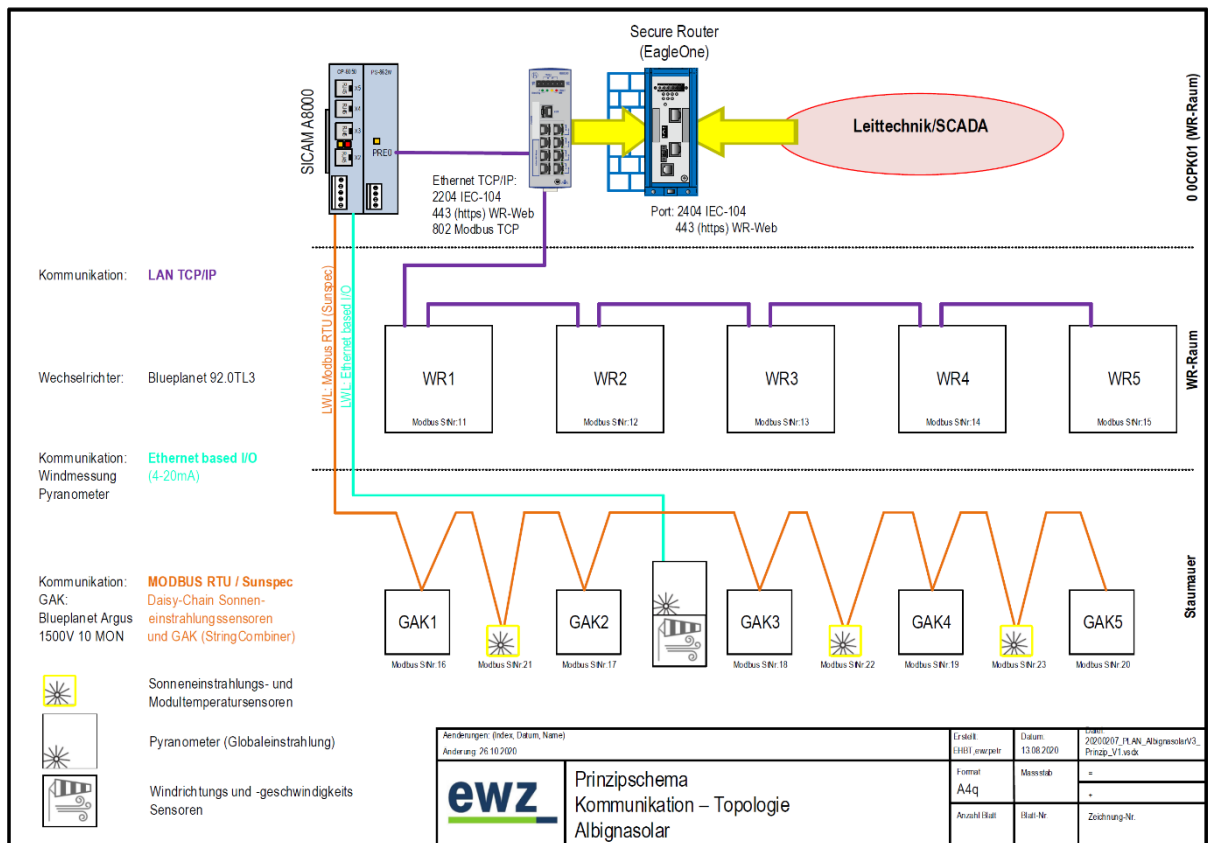


Abbildung 2 Prinzipschema Messung und Kommunikation

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)

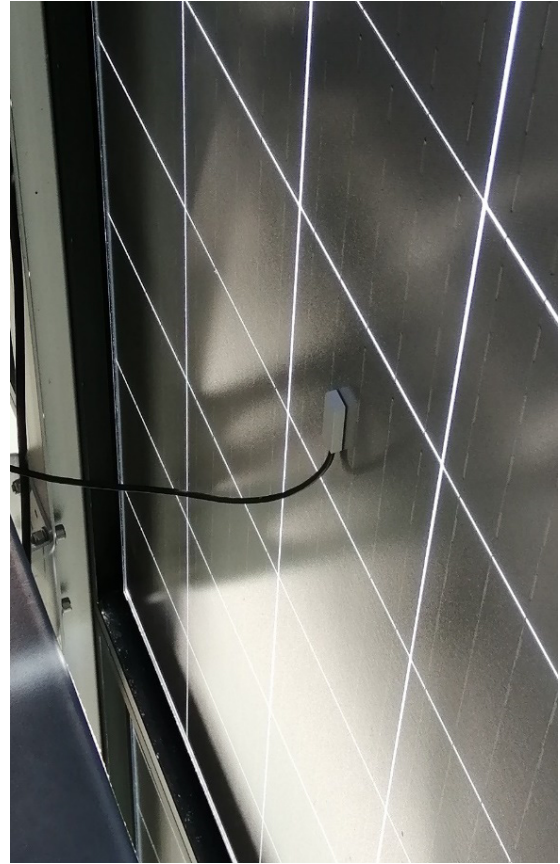


Abbildung 4 Einstrahlungssensor an GAK 1 (links); Modultemperaturfühler an Modulrückseite oberes Modul Nähe GAK 1 (rechts)



2.2 Lago di Lei

Die PV-Anlage erstreckt sich über ca. 550m der seeseitigen Mauerkrone der in den Sechzigerjahren des 20. Jahrhunderts erstellten Bogenstaumauer, vgl. Abbildung 5. Die Mauer besteht aus Segmenten mit durchschnittlich ca. 12m Länge mit unterschiedlichem Azimut, der von Südwest über Süd bis Südost reicht, und damit den Azimut der PV-Anlage vorgibt. Da die Mauer auf der Seeseite zur Mitte ca. 65° geneigt ist und zu den Enden hin senkrecht, sind auch die Module mit unterschiedlichem Anstellwinkel montiert. Dieser reicht von 68° (Mitte) bis 83° (Enden). Es sind jeweils zwei Module übereinander im Hochformat angeordnet. Die Eckdaten der PV-Anlage sind nachfolgend zusammengefasst:

Module:	1080x Glass/Glass 325Wp (CS Wismar, Sonnenstromfabrik)
Anlagenleistung:	343 kWp
Wechselrichter:	4x Kaco Blueplant 92TL
Generatoranschlusskästen:	4x Kaco Argus 10Mon
Max. Systemspannung:	ca. 1013 VDC im Leerlauf bei -25°C
Verschaltung:	4 Felder mit je 12 Strängen zu 22 Modulen in Serie (85.5 kWp/Feld)
Erwarteter spez. Ertrag:	ca. 1100 kWh/kWp/Jahr (Durchschnitt über Einsatzdauer)
Inbetriebnahme:	05. September 2022

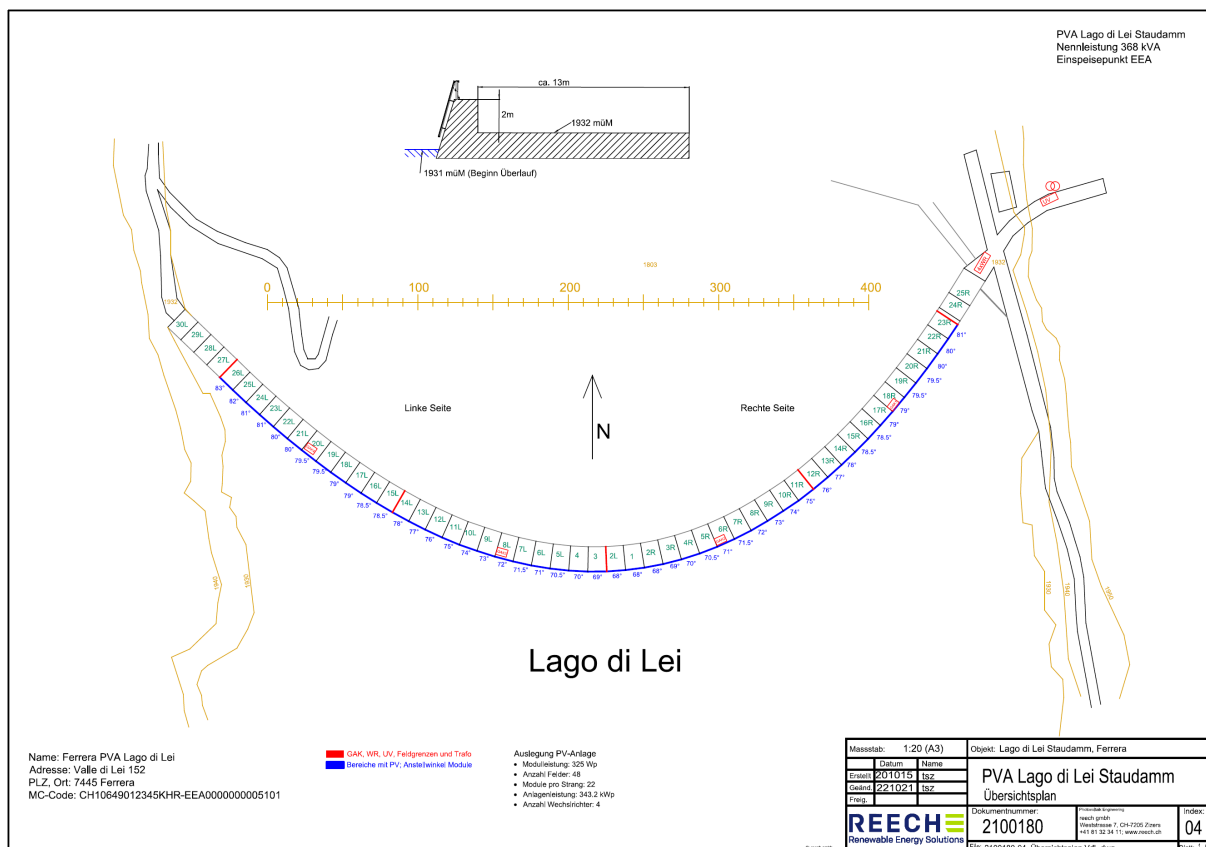


Abbildung 5 Übersicht PV-Anlage Lago di Lei



Die Anlage ist mit einem Messsystem ausgestattet. Die Sensoren sind nachfolgend angeführt, und ihre Position (jeweils bei den GAKs) ist in Abbildung 5 eingezeichnet. Mit dem Messsystem können folgende Messgrößen erfasst und via Solarlog-Portal ausgelesen werden:

Einstrahlung

- Vier Si-Einstrahlungssensoren, parallel zur Modulebene ausgerichtet; bei allen GAKs (Silizium-Solarstrahlungssensor von Mencke & Tegtmeier GmbH; Abbildung 6)

Wind

- Schaufelradwindmesser bei GAK 3, ca. 80cm über Maurerkrone (Abbildung 6)

Temperatur

- Vier Kontaktthermometer an Modulrückseite an Modulen in der Nähe der GAKs (analog Albigna)
- Umgebungstemperatur Nähe GAK 3

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 5 Minuten Rhythmus. Die Datenerfassung selbst erfolgt via das Solarlog-Portal; aus dem Portal können die Messwerte als CSV heruntergeladen und näher analysiert werden.



Abbildung 6 Einstrahlungssensor in Modulebene und Windmesser (Feld 3)



3 Vorgehen und Methode

Zur Erfassung des Anlagenzustandes werden sowohl ausgewählte Module (nur Albigna) als auch die Anlage als Ganzes periodisch analysiert. Die jährliche Analyse zweier Module erfolgt im Testcenter der REECH AG, 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 den in Modulebene ausgerichteten Si-Strahlungssensoren plausibilisiert (Ermittlung der Performanz; Lago di Lei ab 2025). Ebenfalls gemessen wird die Temperatur von drei (Albigna) bzw. vier (Lago di Lei) 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 bei Albigna ist ein Pyranometer installiert. Ebenfalls in die Datenerfassung eingebunden sind die Windmessgeräte.



4 Durchgeführte Arbeiten und Ergebnisse

4.1 Albigna

4.1.1 Modulmessungen- und Prüfungen

Die Leistung dreier Module (Albigna) 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 7). 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.

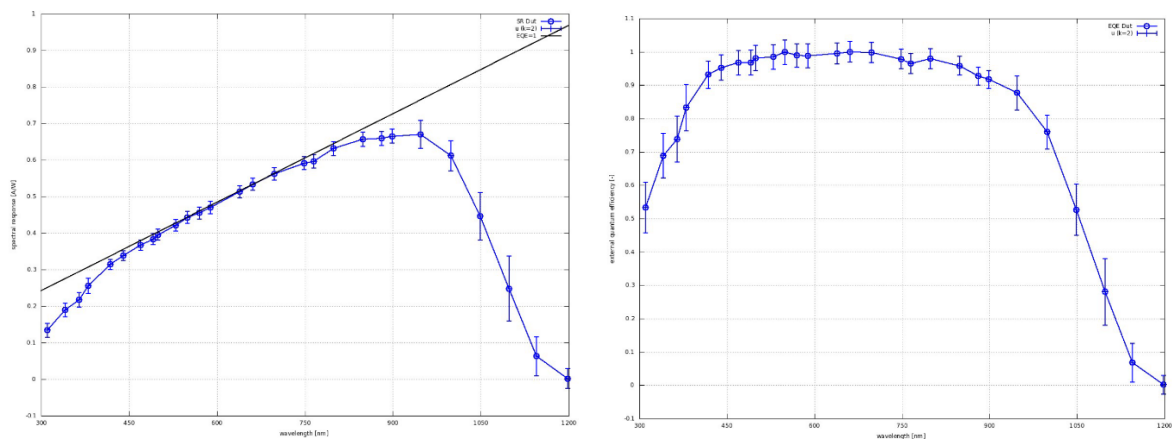


Abbildung 7 Diagramm mit spektraler Empfindlichkeit (links) und Quanteneffizienz (rechts) des Referenzmoduls 3835166

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 11.09. 2025 wieder entnommen und ins Testcenter der REECH AG gebracht.

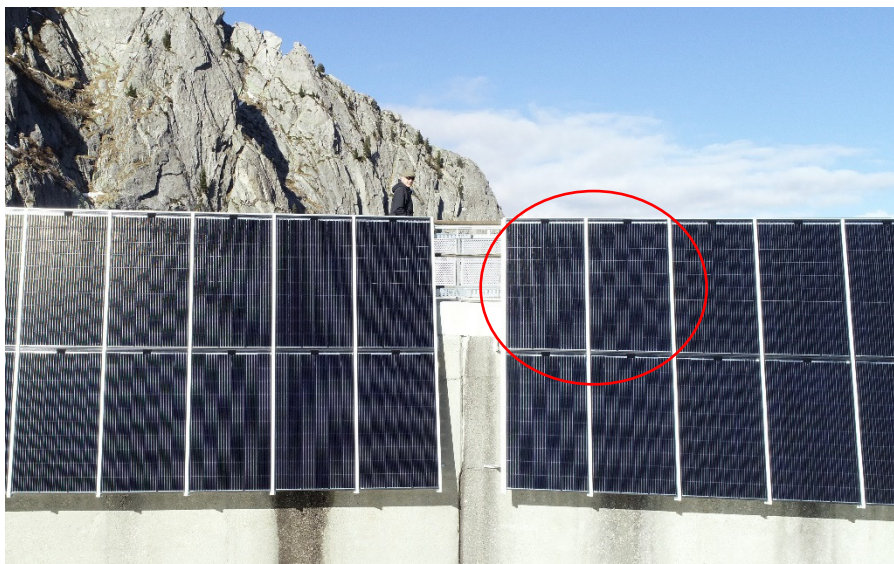


Abbildung 8 Prüfmodule in Strang 1.7



Die Ergebnisse der Modulprüfungen sind nachfolgend zusammengefasst:

SN: 3835166 (Referenz)							
	Leistungsangabe und Messungen [Wp]						
	Etikette (±3%)	Hersteller- angabe	Supsi 28.10.2020	Reech	Nassisolations- widerstand [MΩ]	Elektrolumi- neszenz	Visuelle Inspektion
5.11.2020	320	327.58	309.69	309.7	2480	Ok; Helligkeits- unterschiede	Nicht auffällig
5.10.2021				309.7		"	"
14.9.2022				308.5		"	"
15.9.2023				309.5	983	«	«
11.9.2024				309.66		«	«
12.9.2025				309.3			
SN: 3835167							
5.11.2020	320	327.64	309.45	308.9	2090	Ok; leichte Helligkeits- unterschiede	Nicht auffällig
5.10.2021				300.2 (-2.8%)	11920	"	"
14.9.2022				296.3 (-4%)	9590	"	"
15.9.2023				296 (-4.2%)	8230	"	"
11.9.2024				299.3 (-3.1%)	5520	"	"
12.9.2025				296.7 (-3.92%)	18670		
SN: 3835168							
5.11.2020	320	326.02	307.60	308.3	2500	Ok; leichte Helligkeits- unterschiede	Nicht auffällig
5.10.2021				301.5 (-2.2%)	17350	"	"
14.9.2022				296.4 (-3.9%)	13380	"	"
15.9.2023				296.2 (-3.92%)	18770	"	"
11.9.2024				300.2 (-2.6%)	7270	"	"
12.9.2025				298.3 (-3.24%)	23000	«	«

Die Module zeigen eine leichte Anfangsdegradation im Vergleich zum Referenzmodul, welches im Dunkeln bei Raumtemperatur aufbewahrt wurde. Die Messung ab 2024 erfolgte mit einem neuen, präziseren Flasher. Optisch ist seit etwa 2022 eine leichte Vergilbung des einlaminieren Strichcodes erkennbar, sowie eine moderate Blasenbildung in dessen Nähe.



Anmerkung: 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.

Optisch und im EL-Bild sind die bewitterten Module im Wesentlichen unauffällig. Allenfalls eine Stelle in Modul 3835167 ist bei einem Zellverbinder leicht auffällig (Abbildung 10). Sie hat sich jedoch im Verhältnis zu 2021/2022 nicht verändert. Generell ist im EL-Bild keine Tendenz zu Degradation erkennbar (Abbildung 9 bis Abbildung 13). Die Nassisolationswiderstandswerte sind für die Module aus dem Feld höher als im Neuzustand.

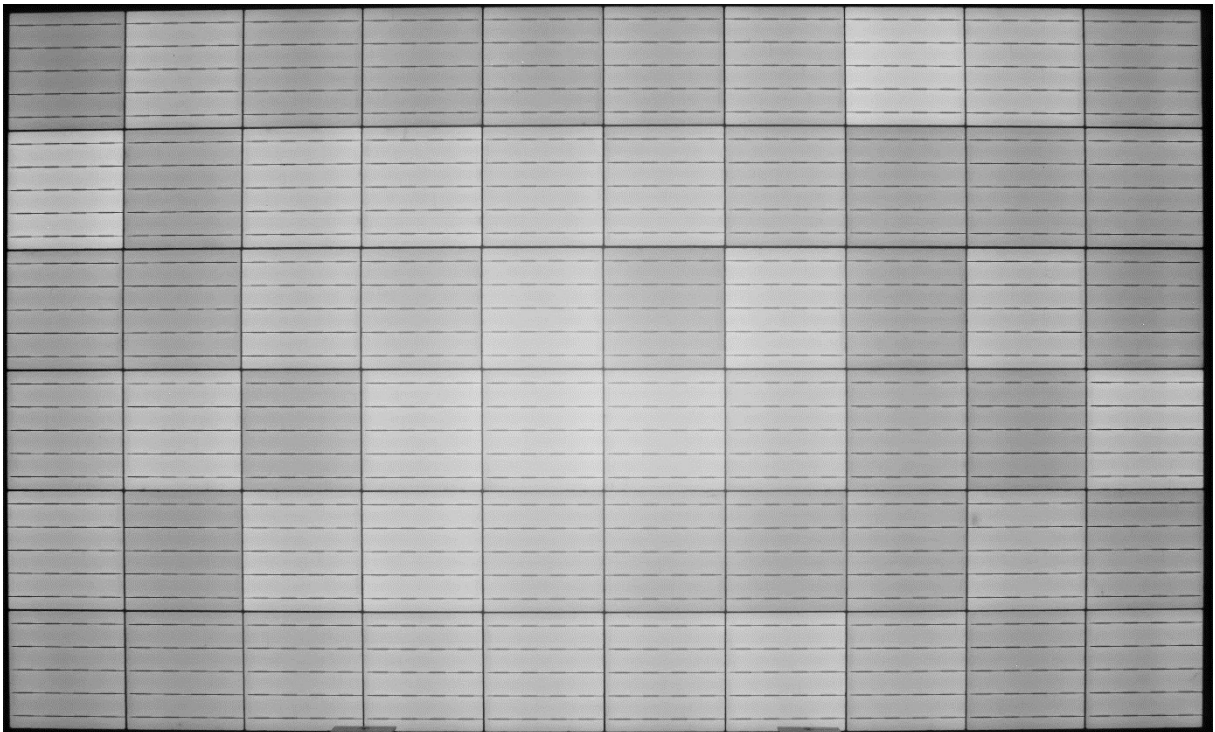


Abbildung 9 EL-Bild Modul 3835167 am 5.11.2020 (Anschlussdose ist links)

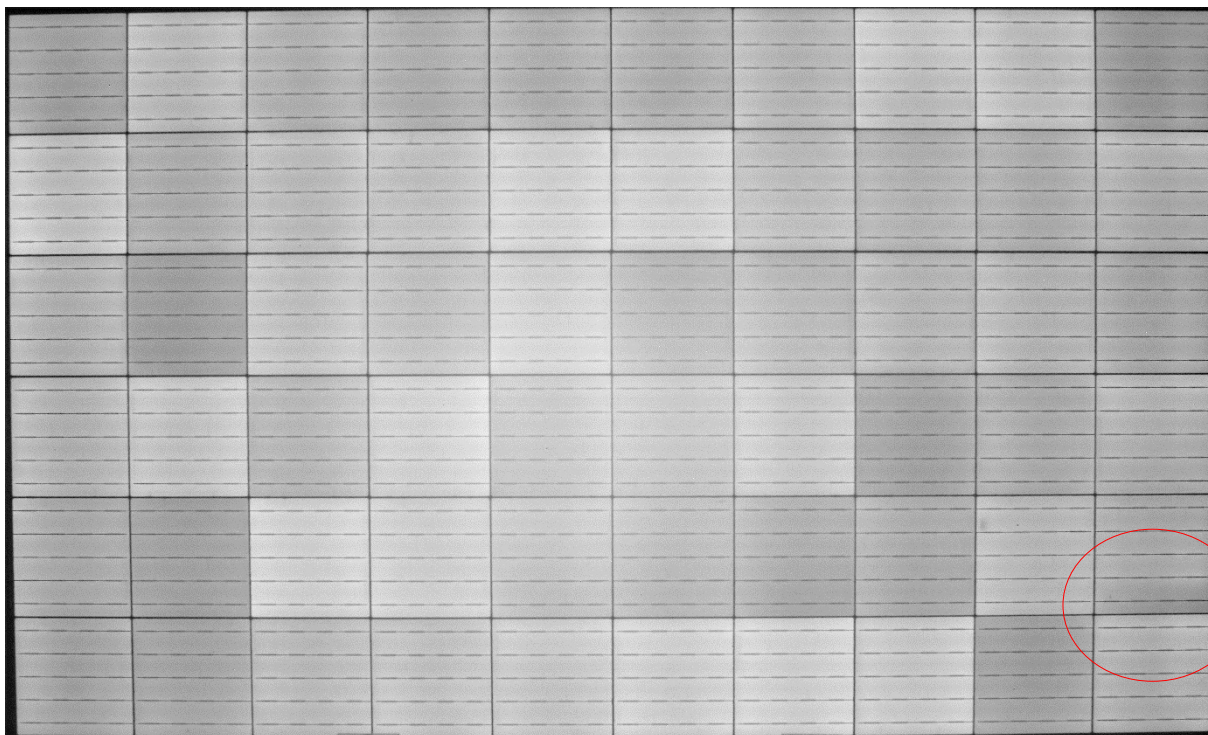


Abbildung 10 EL-Bild Modul 3835167 am 5.10.2021; ein etwas dunklerer Bereich bei einem Zellverbinder

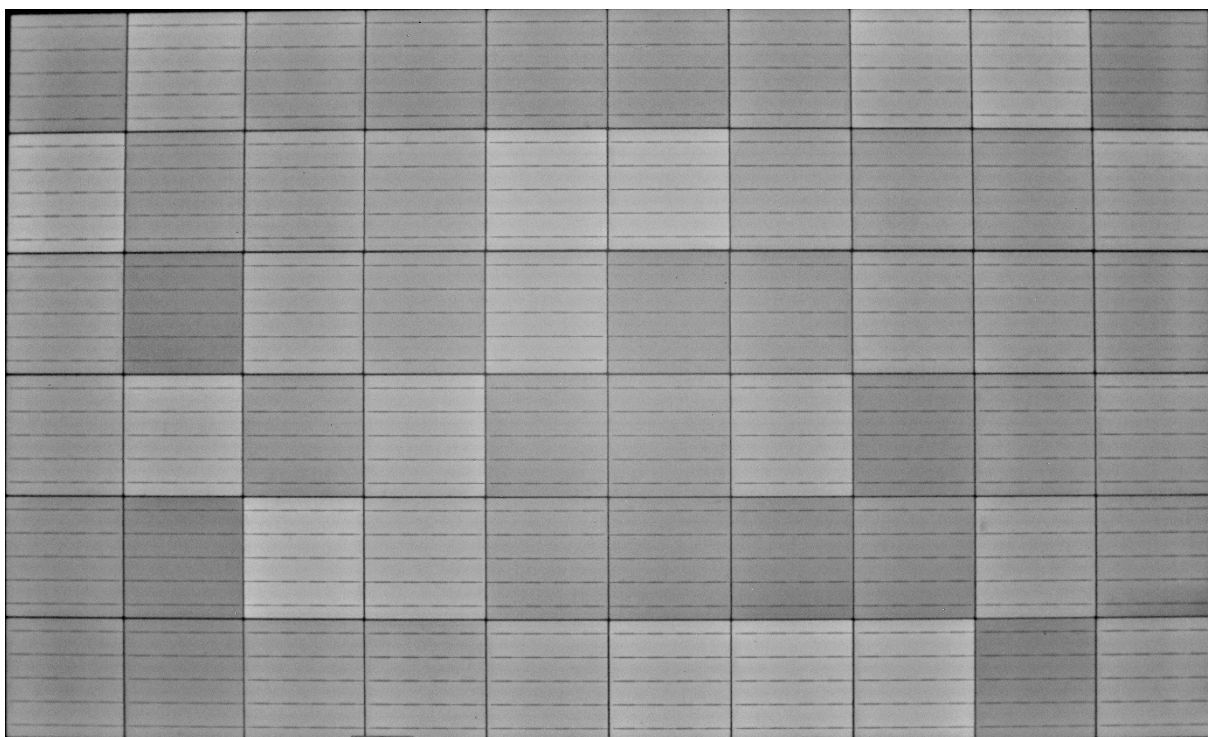


Abbildung 11 EL-Bild Modul 3835167 am 14.9.2022; unverändertes EL-Bild

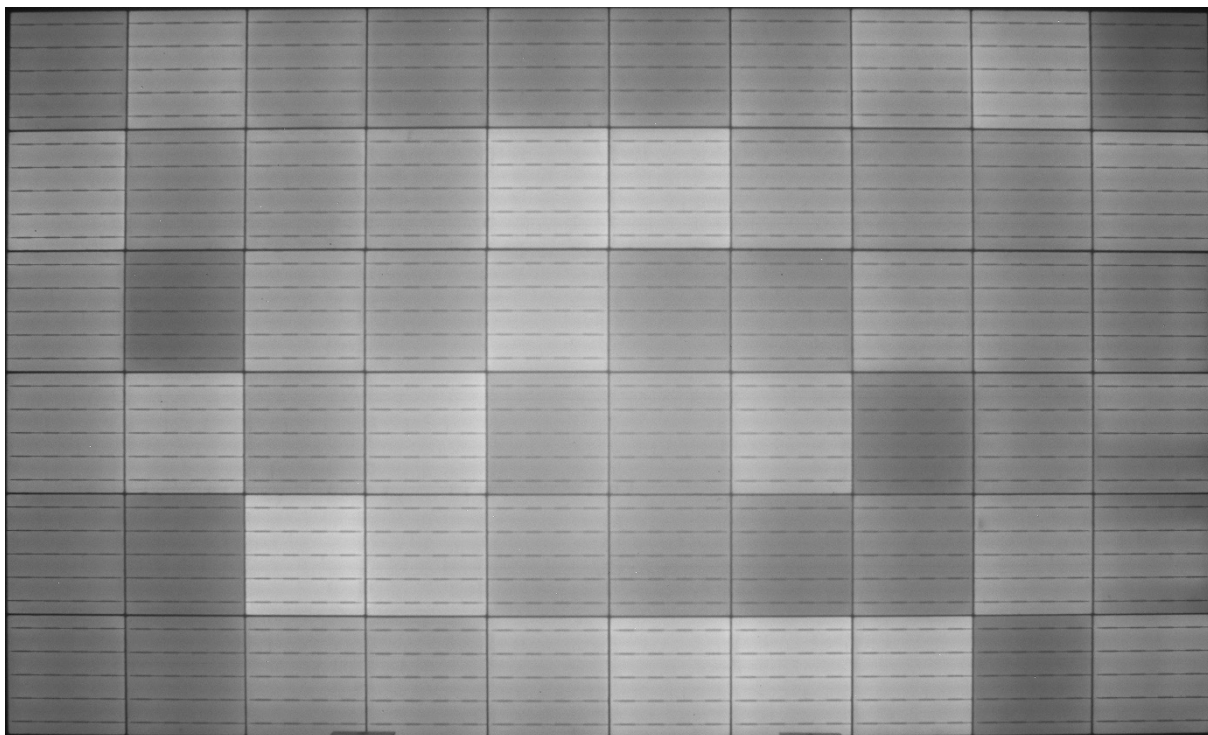


Abbildung 12 EL-Bild Modul 3835167 am 15.9.2023; unverändertes EL-Bild

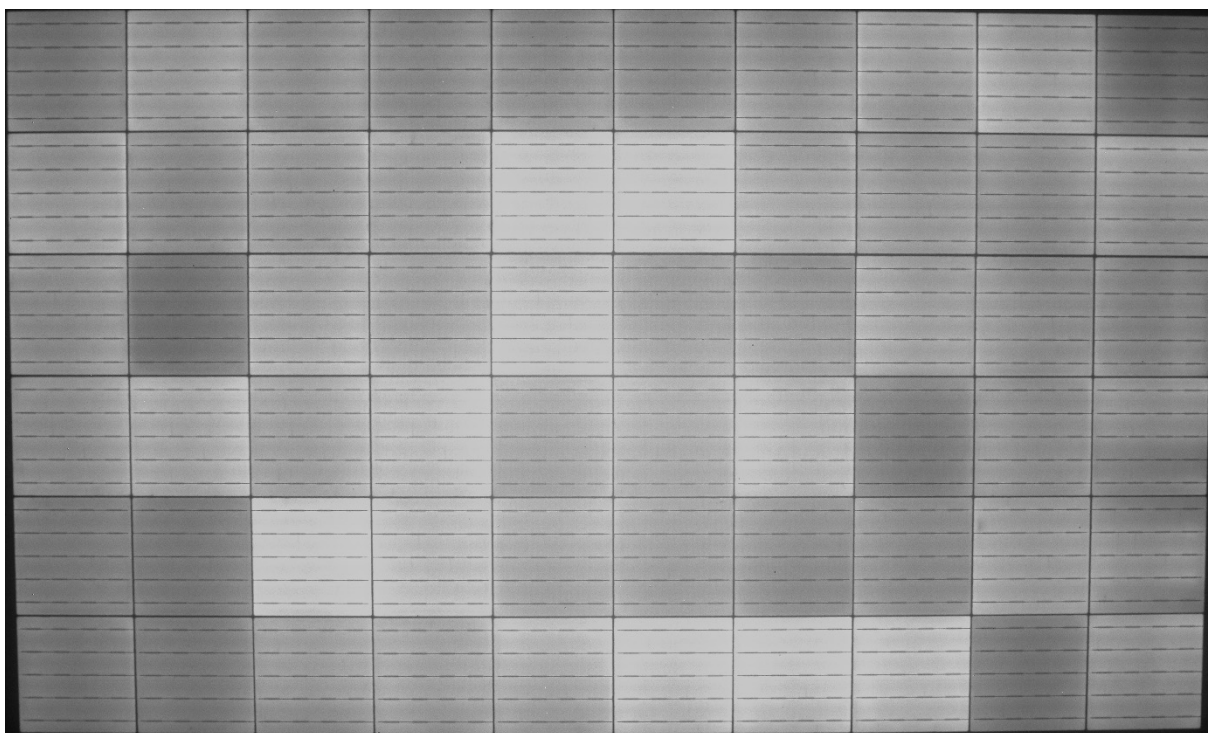


Abbildung 13 EL-Bild Modul 3835167 am 11.9.2024; unverändertes EL-Bild

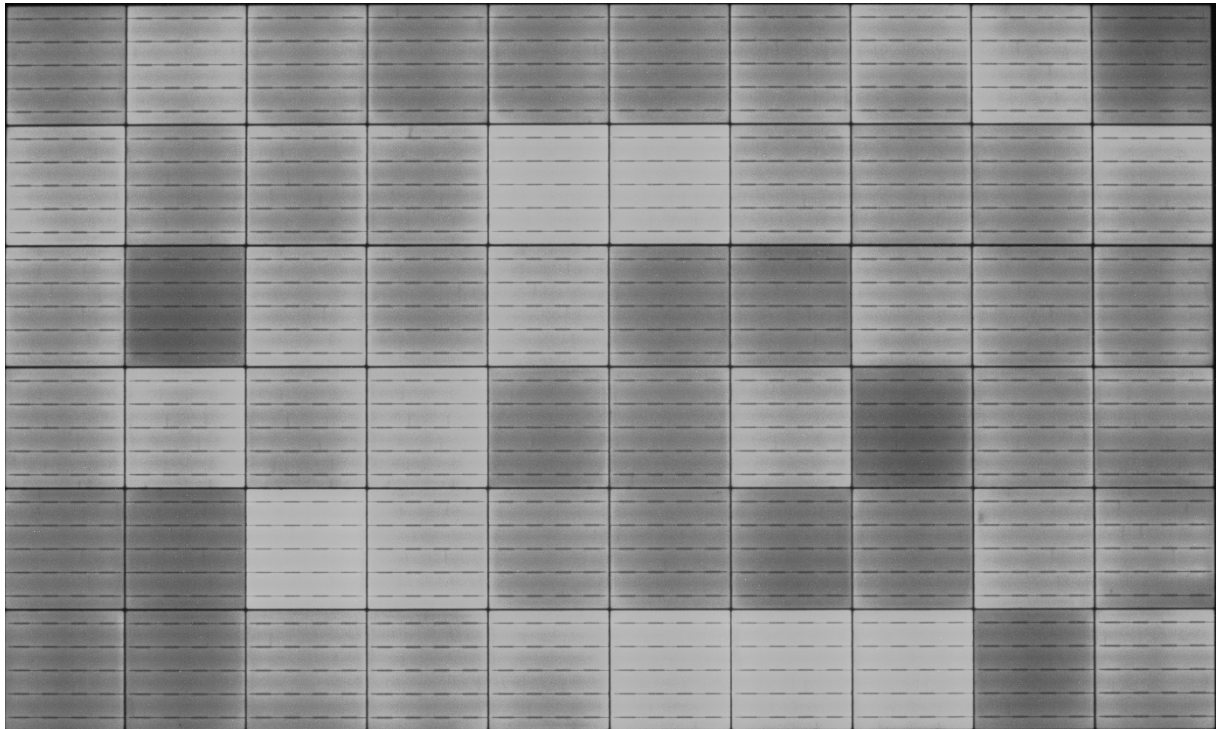


Abbildung 14 EL-Bild Modul 3835167 am 12.9.2025; unverändertes EL-Bild

4.1.2 Kontrolle der Anlage mittels Wärmebildaufnahmen

Die letzte Kontrolle der Anlage mittels Thermografiedrohne erfolgte am 11. September 2025 mittags. Die Umgebungstemperatur betrug ca. 11°C, die Einstrahlung lag im Bereich 760 (Feld 5) bis 911 W/m² (Feld 3). Die Bilder wurden mit einer DJI Matrice 4T erstellt. Die Messung der Einstrahlung erfolgte mittels dem Messsystem der PV-Anlage sowie einem Benning PVSun Einstrahlungsmessgerät.

Es wurde ein leicht auffälliges Modul in Feld 2 entdeckt (Abbildung 16). 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.

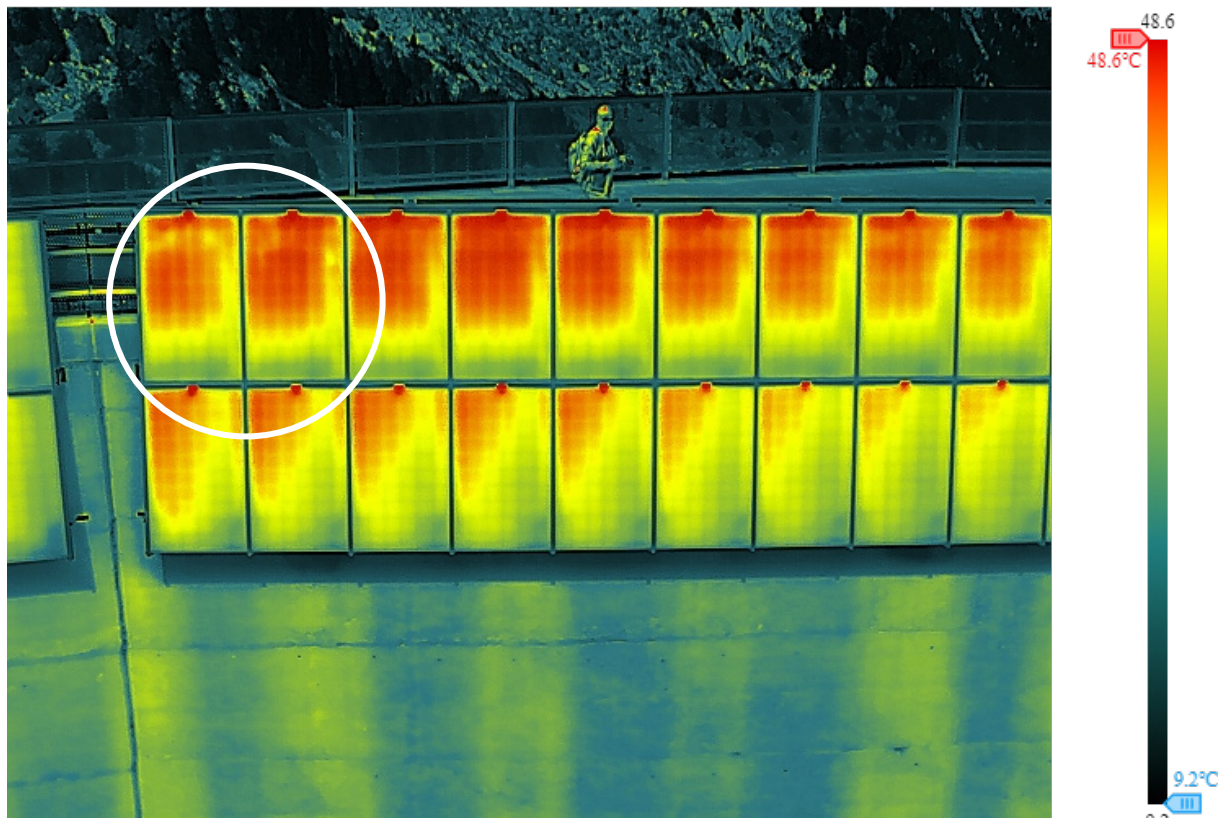


Abbildung 15 Strang 1.7, mit Prüfmodulen (11.09.2025)

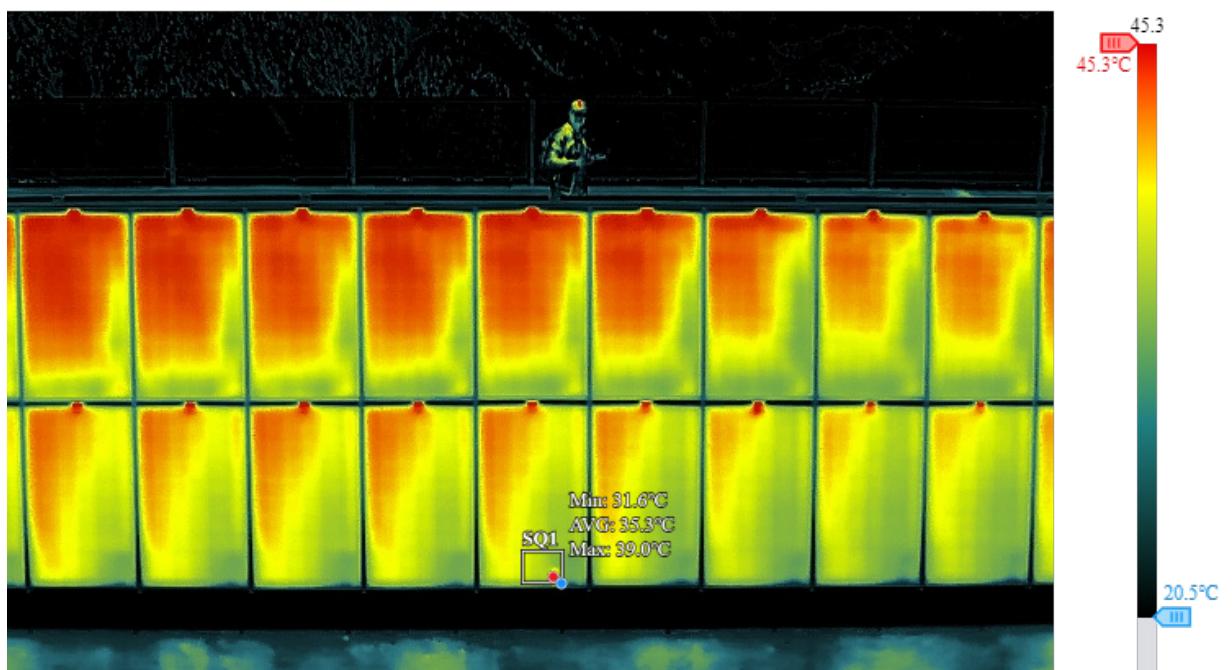


Abbildung 16 Strang 2.4 (11.09.2025); eine Zelle leicht auffällig

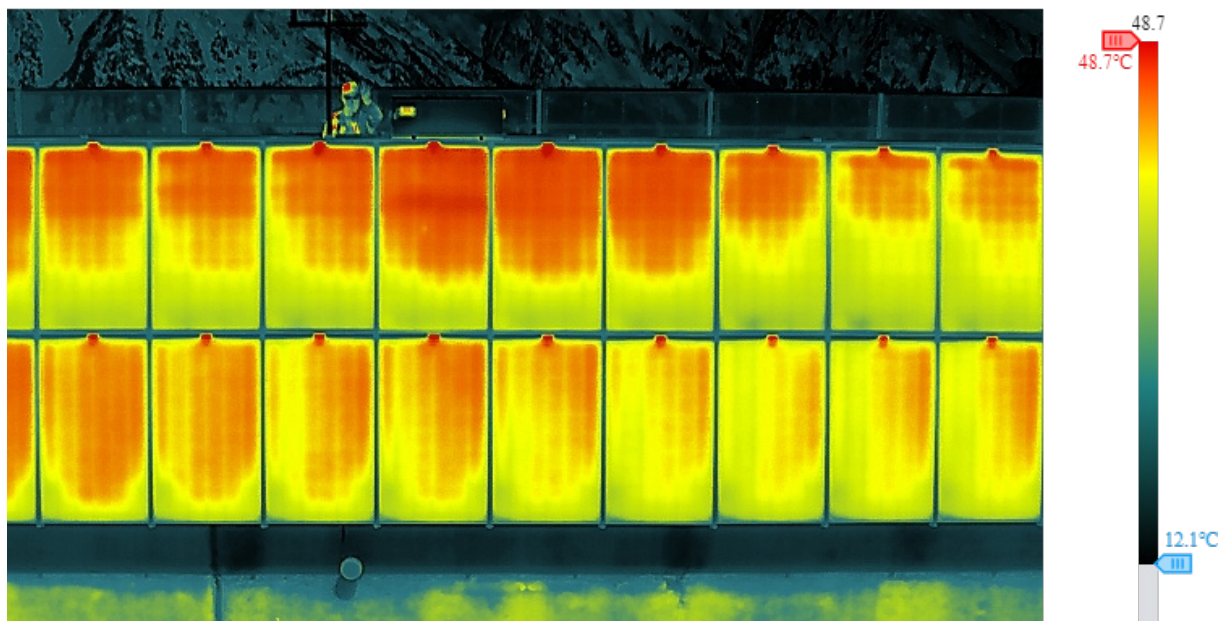


Abbildung 17 Strang 3.4, unauffällig (11.09.2025)

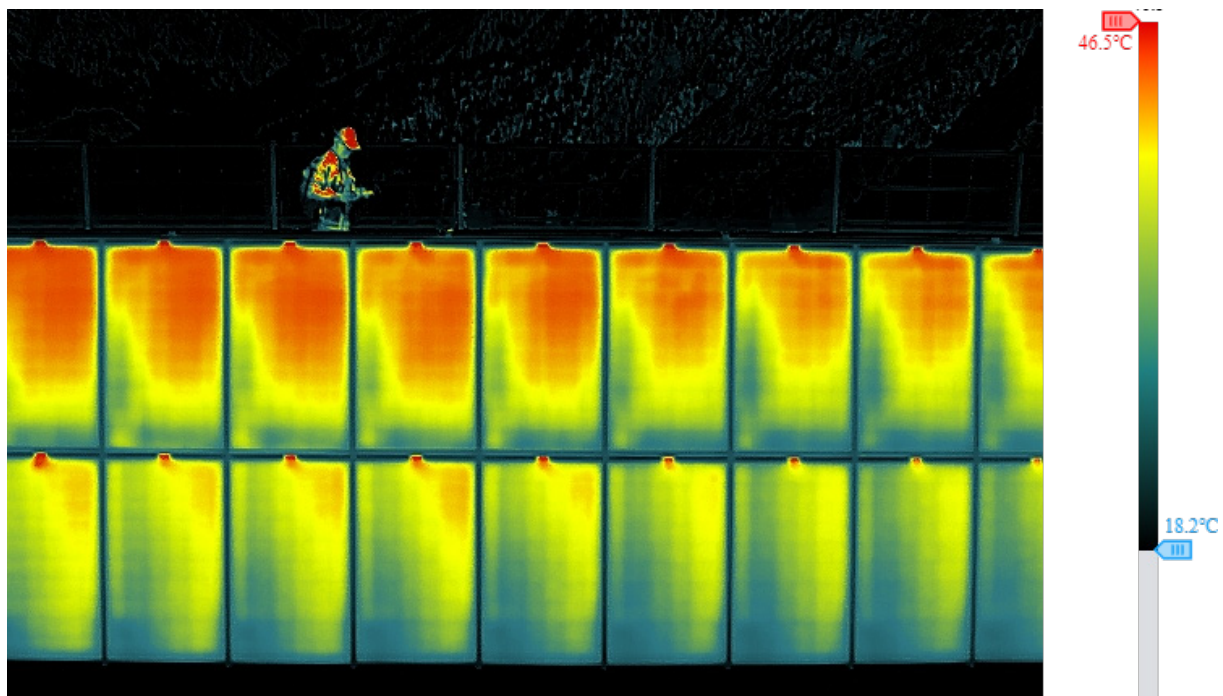


Abbildung 18 Strang 4.8. unauffällig (11.09.2025)

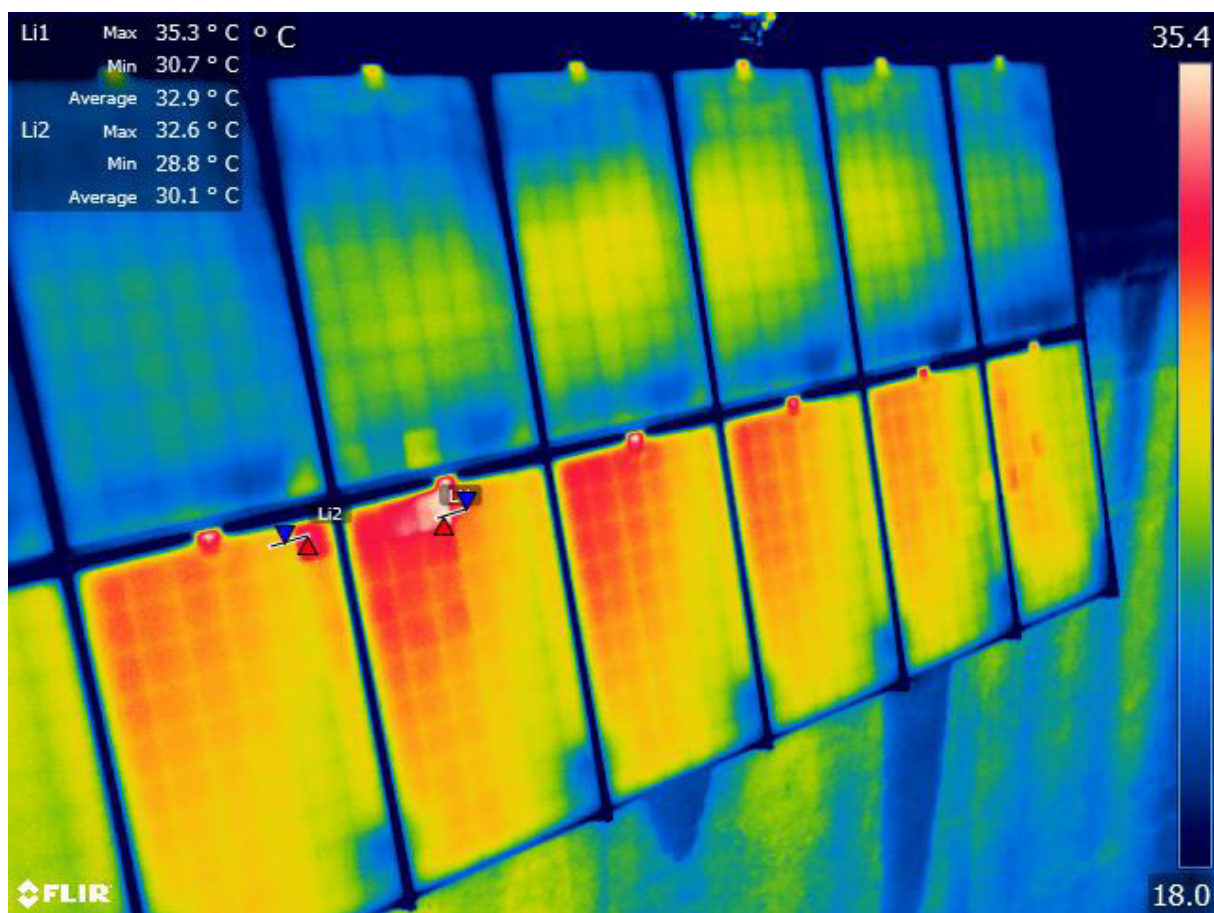


Abbildung 19 Strang 5.9 mit leichten Auffälligkeiten 2020. Ostende der Anlage.

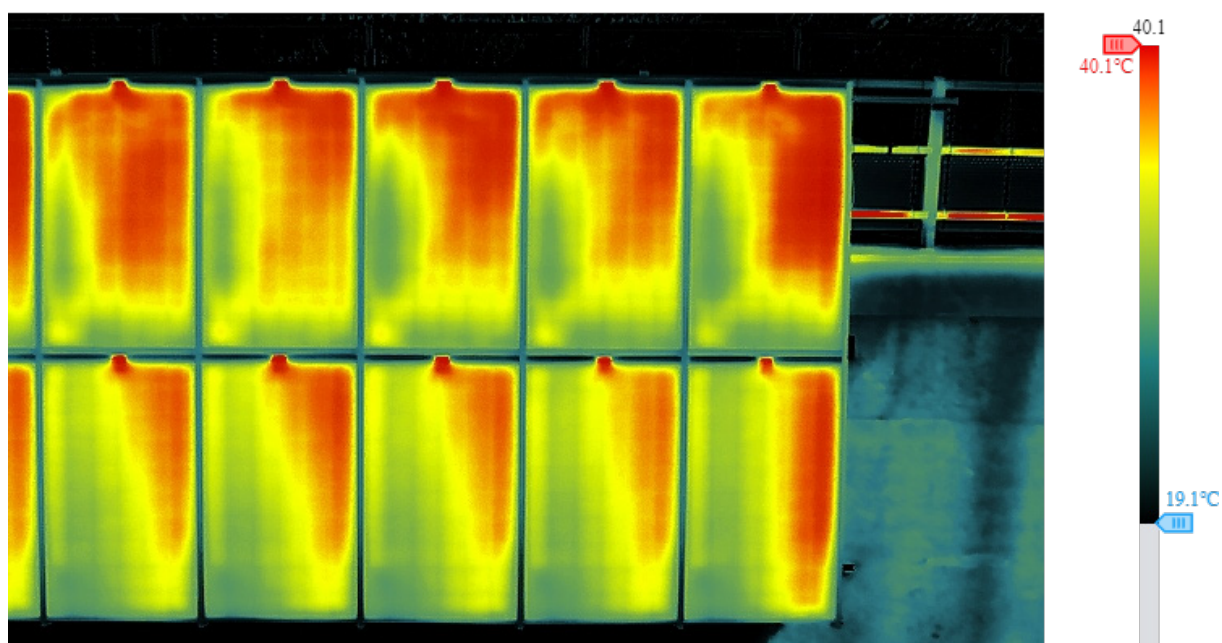


Abbildung 20 Strang 5.9 ohne Auffälligkeiten 2025.



4.1.3 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.

Die seit Oktober 2020 erfassten Werte des ersten Betriebsjahres zu Ertrag, Einstrahlung, leistungsgewichteten Modultemperaturen und Performanz sind in Abbildung 21 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.

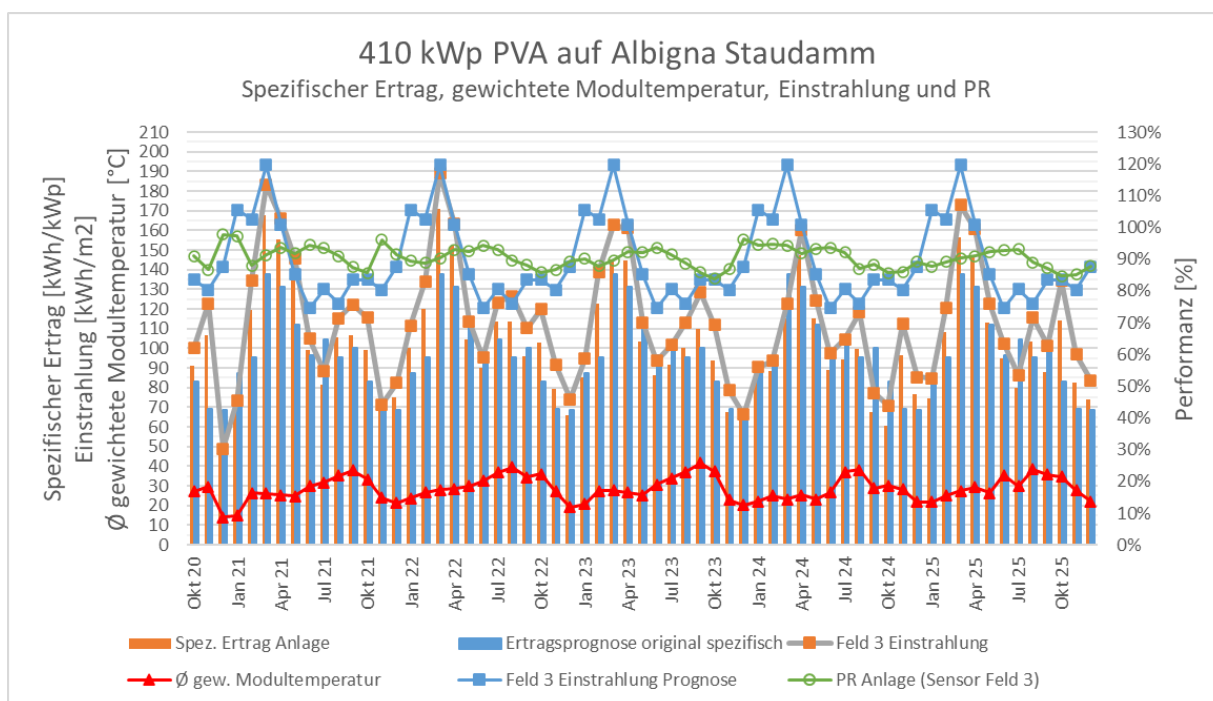


Abbildung 21 Darstellung Messwerte zu spez. Ertrag, Einstrahlung, gewichteten Modultemperaturen und Performanz

Der Gesamtertrag des Jahres 2021 beträgt 526 MWh (Zählerablesung), 2022 sind es 536 MWh, 2023 498 MWh, 2024 465 MWh, und 2025 wurden 506 erzeugt. Der via Wechselrichter gemessene Ertrag weicht um 0.6% (2021), 0.2% (2022), -0.8% (2023), 0.04% (2024) und -0.5% (2025) davon ab. Der spezifische Ertrag der Anlage betrug 1'284 kWh/kWp in 2021, 1'309 kWh/kWp in 2022, 1'215 kWh/kWp in 2023, 1'136 kWh/kWp in 2024 und 1236 in 2025 (Ø 1'236). Der gemittelte Anteil der Stromerzeugung im Winterhalbjahr erreichte 47.8% (Abbildung 22).

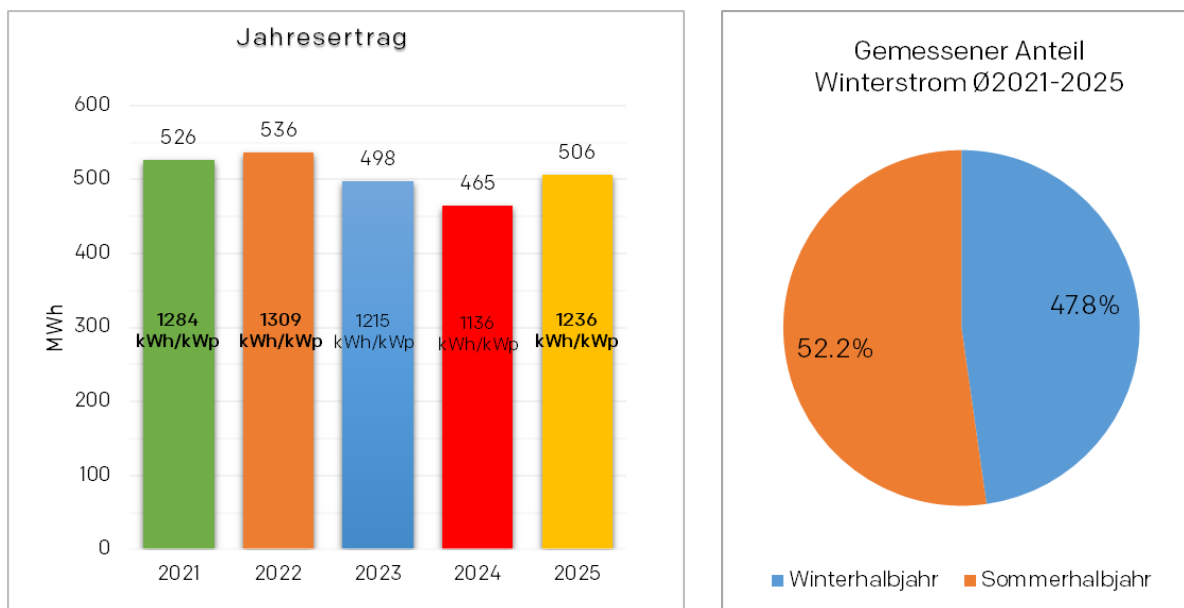


Abbildung 22 Jahreserträge und Anteil Winterstromerzeugung

2023 sowie 2024 waren in Bezug auf Solarstromertrag schlechte Jahre, 2025 durchschnittlich. 2025 lagen die relevanten Kenngrösse in der Nähe der Durchschnittswerte (vgl. Abbildung 23). Die leicht tiefere Performanz korreliert mit der leicht erhöhten gewichteten Modultemperatur.

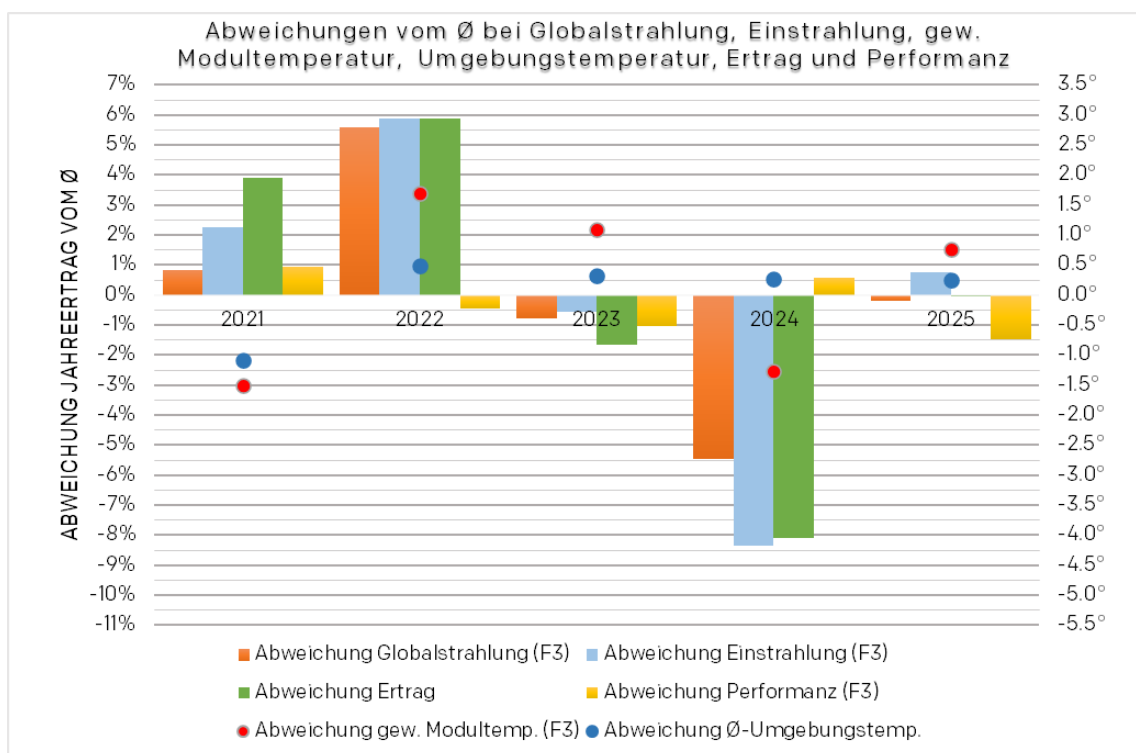


Abbildung 23 Abweichungen vom Ø bei Globalstrahlung, Einstrahlung, gewichteter Modultemperatur, Ertrag und Performanz



Damit lässt sich beispielsweise 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 24) zeigt teils recht grosse wetterbedingte Schwankungen bei den einzelnen Monaten; selbst die Abweichung im Jahresertrag zwischen 2022 und 2023 liegt bei beträchtlichen 7.3%.

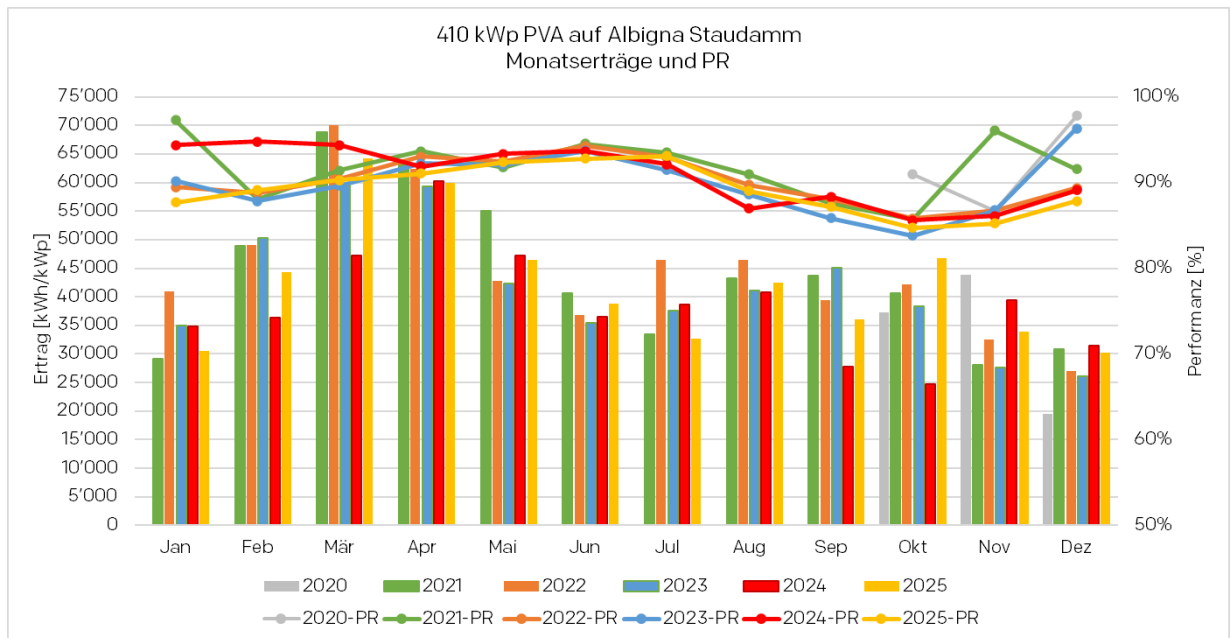


Abbildung 24 Spezifischer Ertrag der einzelnen Felder sowie Einstrahlungen

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

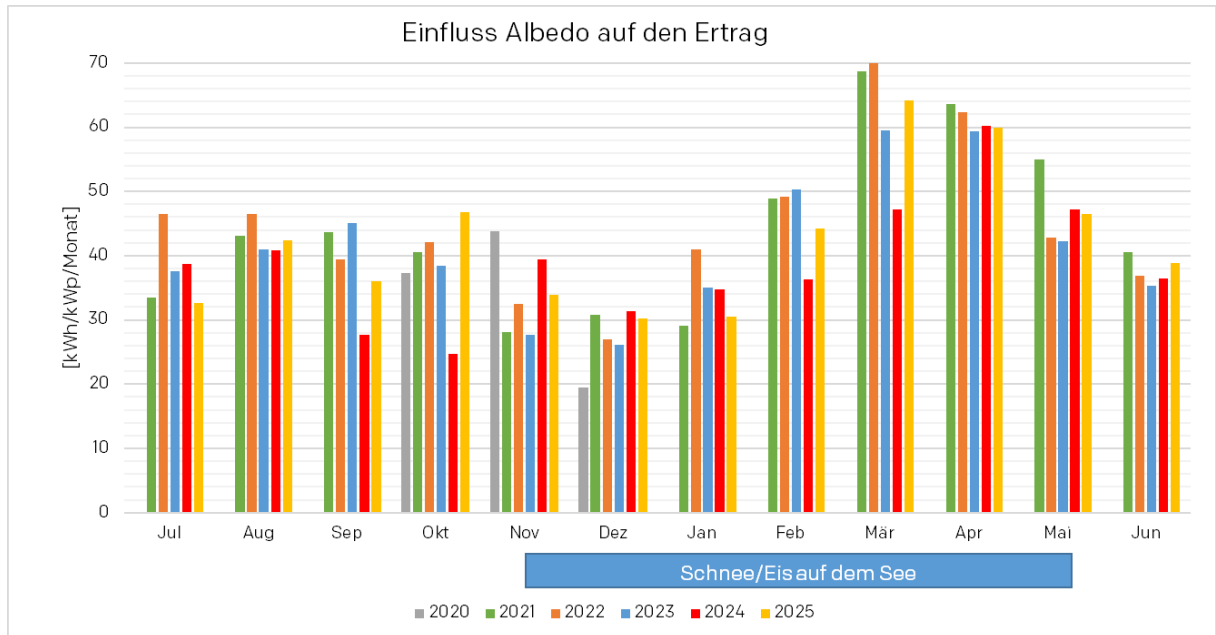


Abbildung 25 Einfluss der Albedo auf den spezifischen Ertrag

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 26):

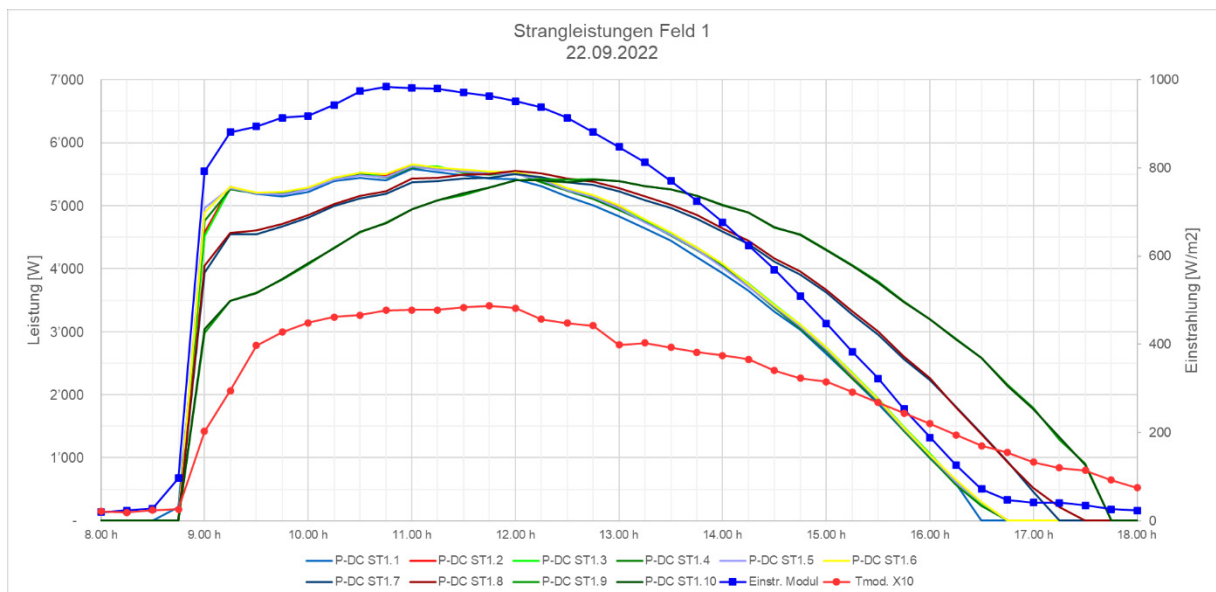


Abbildung 26 Tagesgang Feld 1 am 22.9.2022

Es sind 2 Stränge gegen Süden ausgerichtet, zwei ca. 12° gegen Osten und 6 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.

4.1.4 Festgestellte Betriebsstörungen

In den ersten 4 Betriebsjahren 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. 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.



4.2 Lago di Lei

4.2.1 Kontrolle der Anlage mittels Wärmebildaufnahmen

Die letzte Kontrolle der Anlage mittels Thermografiedrohne erfolgte am 15. September 2025 mittags. Die Temperatur betrug ca. 9°C, die Einstrahlung lag bei ca. 686 W/m² (Feld 1), 696 W/m² (Feld 2); 1060 W/m² (Feld 3) und 900 W/m² (Feld 4). Die Bilder wurden mit einer DJI Matrice 4T erstellt.

Es wurde ein auffälliges Module in Strang 2.4 entdeckt:

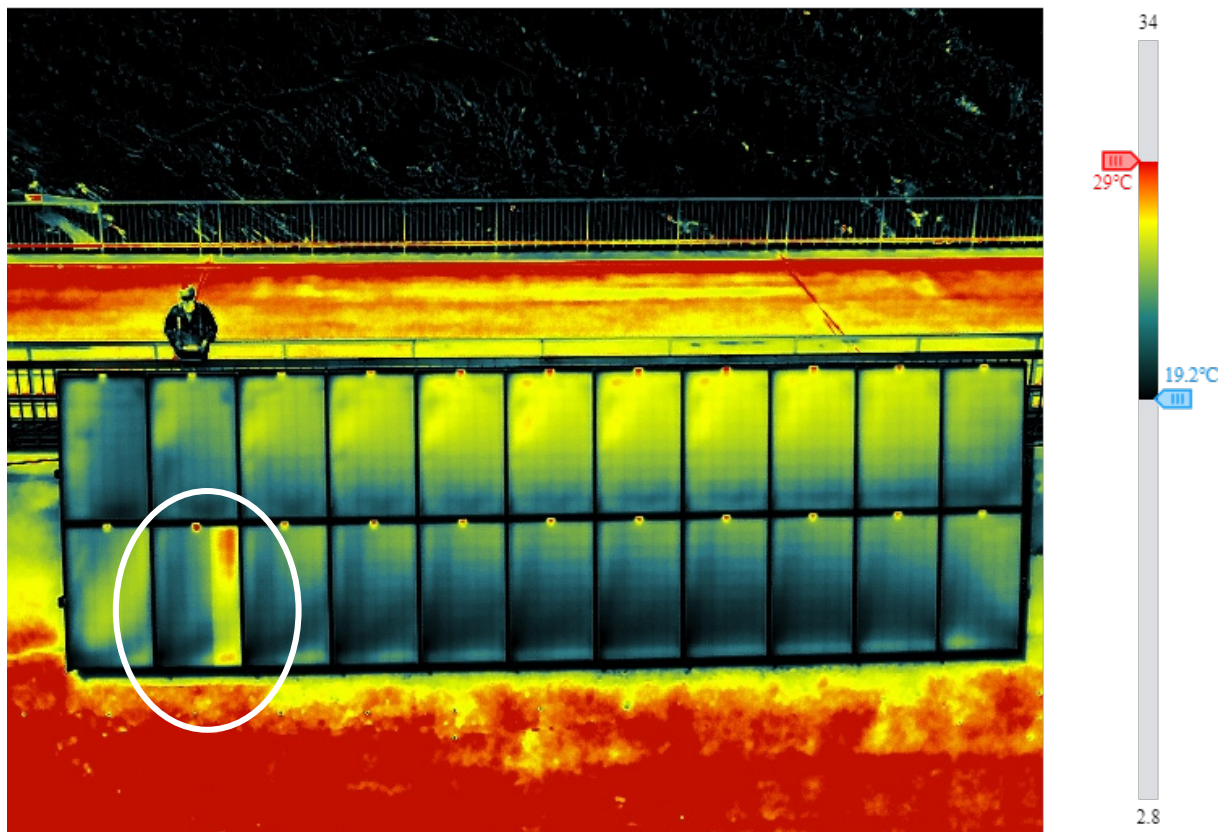


Abbildung 27 Strang 2.4, Ein Modul mit einem inaktiven Teilstrang

Dieses Modul wurde ersetzt und im Testcenter der REECH analysiert. Weitere Auffälligkeiten wurden nicht entdeckt.

Der Fehler beim defekten Modul wurde bei der Fertigung verursacht. Der negative Anschlussleiter war etwas zu lang, und wurde beim Aufsetzen des Dosendeckels zwischen Dosenrand und Dosendeckel



eingeklemmt. Beim Niederdrücken des Deckels wurde der Anschlussleiter durch den darauf drückenden Dichtsteg zum Dosenrand hin und aus der Klemme herausgezogen.



Abbildung 28 Anschlussdose mit über Dosenrand gebogenem Anschlussleiter

Bei der Schlussmessung in der Produktion bestand noch ein ausreichender elektrischer Kontakt zwischen Klemme und berührendem Leiter. Dieser wurde aufgrund Oxidation jedoch immer schlechter, und die Kontaktstelle sehr heiss. In Abbildung 29 ist die bläuliche Verfärbungen an der Anschlussklemme erkennbar.

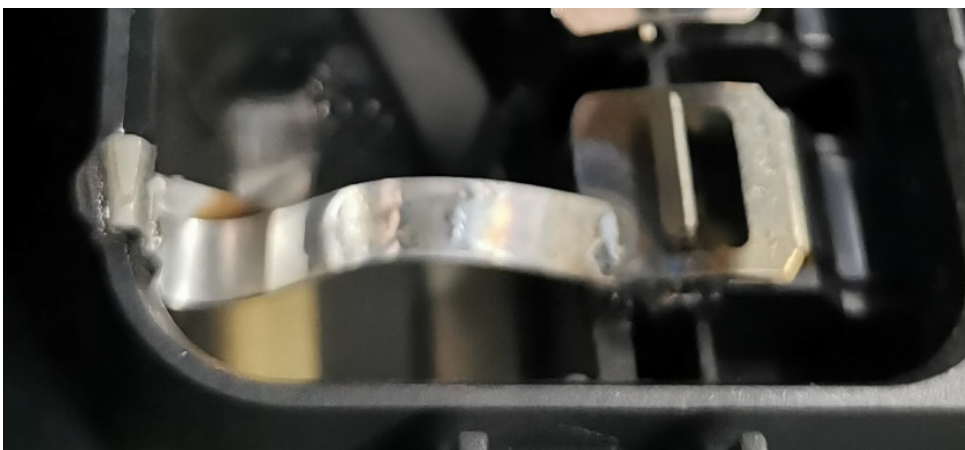


Abbildung 29 Blau verfärbte Anschlussklemme



Aufgrund des von aussen berührbaren Anschlussleiters war die Isolationsfestigkeit dieses Moduls nicht mehr gegeben. Nach der Reparatur zeigte dieses Modul wieder eine normale Leistung, vgl. Abbildung 30.

Electrical performance at STC summary

Pmax	Vmp	Imp	Voc	Isc	Efficienc	FF	LTI
315.71 W	33.43 V	9.44 A	40.81 V	9.95 A	18.57 %	77.75 %	0.375 %

IV Curve

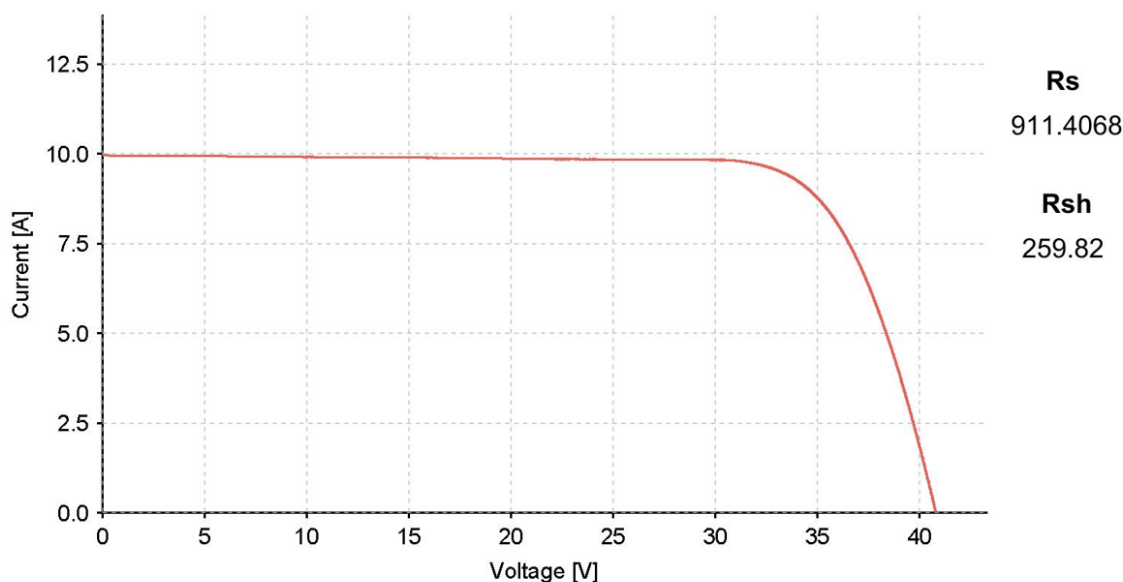


Abbildung 30 Modulleistung teildefektes Modul nach Reparatur

4.2.2 Leistungs- und Ertragskontrolle

Die Ertragsdaten der Anlage sowie die Wechselrichterleistungen liegen seit Inbetriebnahme der Anlage im September 2022 vor. Um die Erfassung der Strangströme sowie der Sensordaten zu ermöglichen, war ein Update der Firmware des Solarlog Dataloggers erforderlich, das erst ab Herbst 2024 zur Verfügung stand. Diese Daten sind ab 4. November 2024 verfügbar.

In Abbildung 31 sind als Beispiel die Messwerte der spezifischen Wechselrichterleistungen (W/Wp) am 11. November 2024 dargestellt. Deutlich erkennbar ist die unterschiedliche Ausrichtung der einzelnen Felder an den zeitlich versetzten Messkurven.

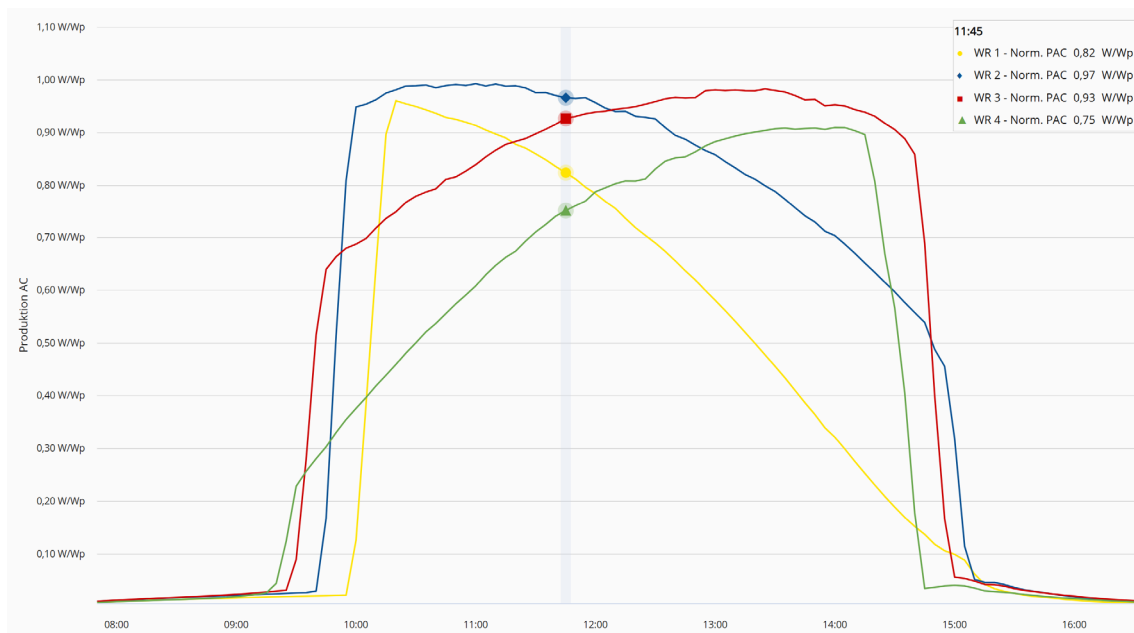


Abbildung 31 Messwerte der spezifischen Wechselrichterleistung (W/Wp) am 11. November 2024

Die seit September 2022 erfassten Werte zu den Monatserträgen sind in Abbildung 21 dargestellt.

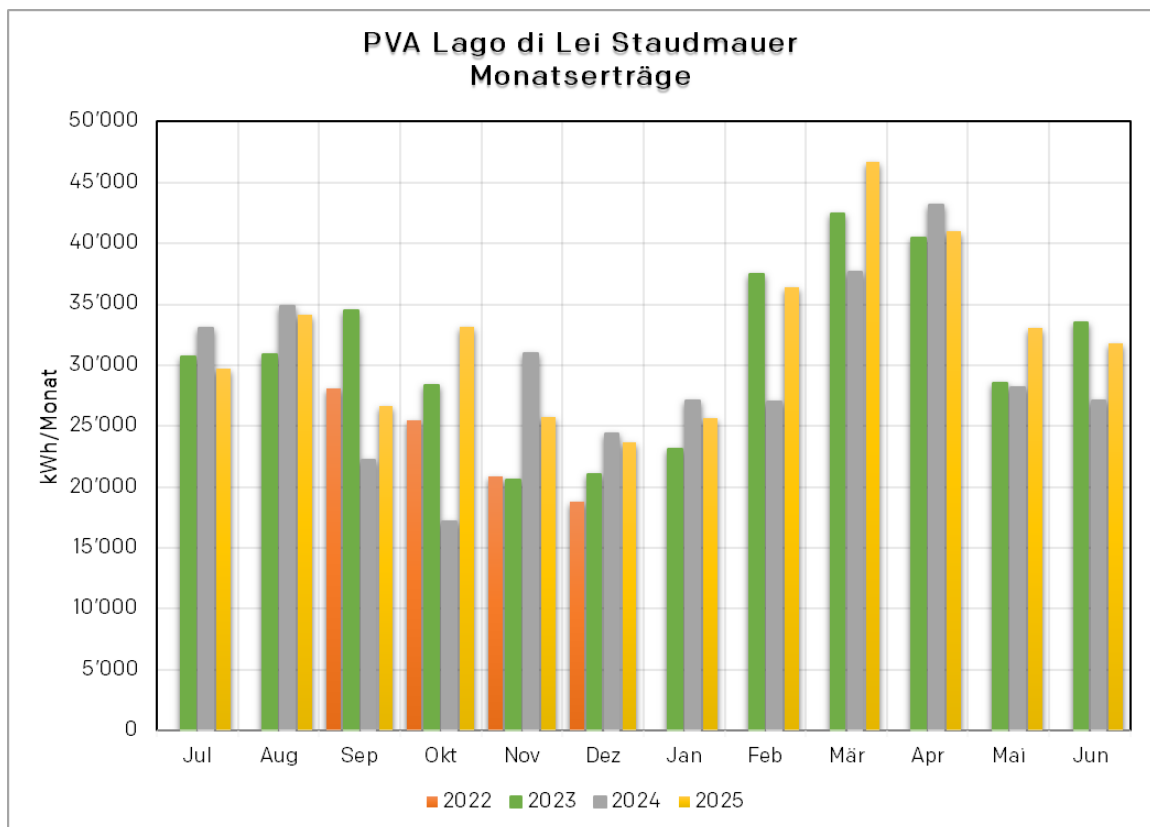




Abbildung 32 Darstellung der Messwerte zum Monatserträgen.

Der Jahresübergang liegt in der Mitte der Grafik, wodurch sich der Einfluss der besseren Albedo in den Frühlingsmonaten einfacher erkennen lässt. 2023 war der See ab Ende Januar bis anfangs Mai gefroren, 2024 von Mitte Januar bis anfangs Mai und 2025 von Anfang Januar bis Mitte April. Generell lag anfangs Winter jeweils recht wenig Schnee.

Der Gesamtertrag des Jahres 2023 beträgt 364 MWh (Zählerablesung), 2024 waren es 345 MWh, und 2025 388 MWh. Der mittels Wechselrichter gemessene Ertrag liegt ca.2% höher als der Zählerertrag (lange AC-Leitung). Die mittleren spezifischen Erträge, die spezifischen Winterhalbjahreserträge sowie der Winterstromanteil sind in Abbildung 33 dargestellt.

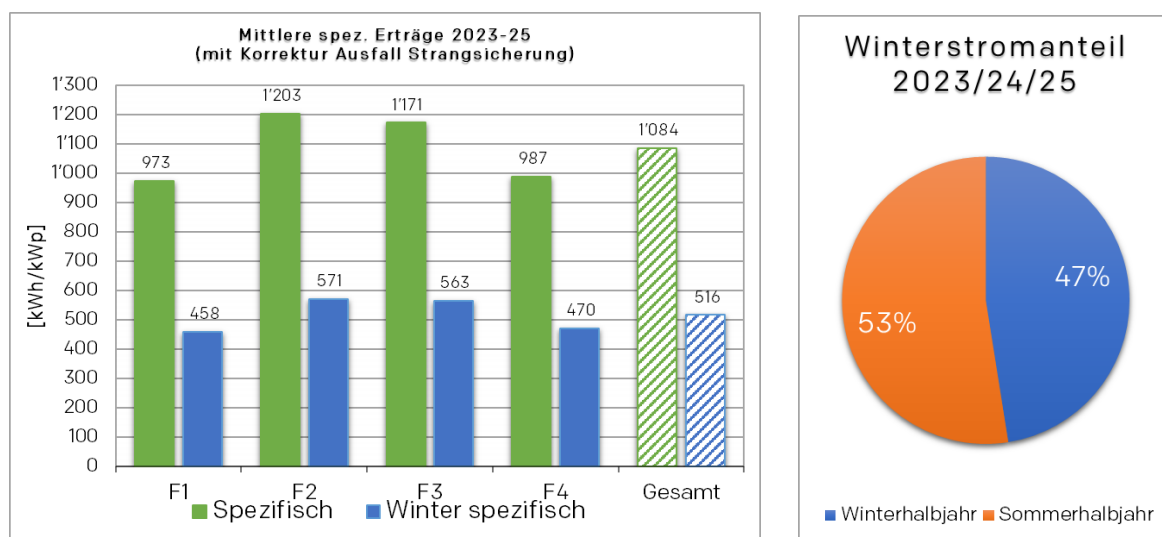


Abbildung 33 Spezifische Jahres- und Winterhalbjahreserträge

Die Messwerte anderer Anlagen in der Region zeigen, dass 2023 und insbesondere 2024 keine guten Jahre waren in Bezug auf Solarstromertrag. Im langjährigen Durchschnitt können daher höhere Erträge erwartet werden. 2025 war bereits deutlich besser als die beiden vorangegangenen Jahre.

Bei allen Feldern sind Stränge mit unterschiedlichem Azimut parallel verschaltet (vgl. Abbildung 5). Dies lässt sich gut anhand eines Tagesgangs beispielsweise von Feld 3 verfolgen (Abbildung 34):

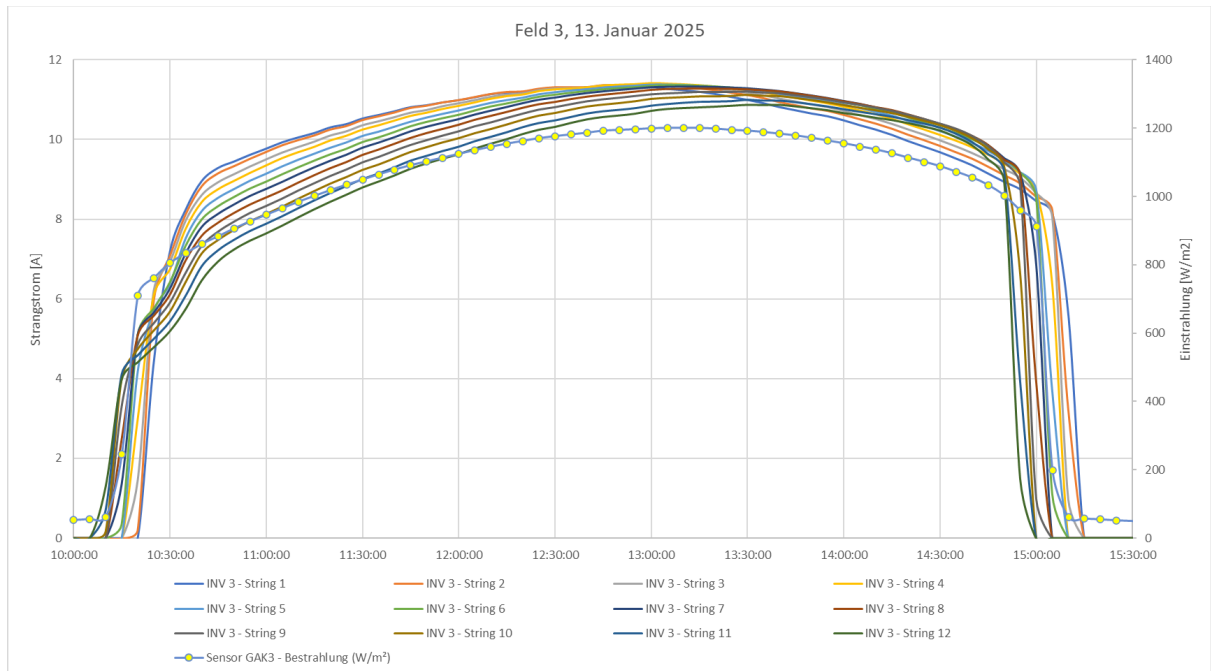


Abbildung 34 Tagesgang der Strangstroms sowie der Einstrahlung (mittig) Feld 3 am 13.1.2025

4.2.3 Festgestellte Betriebsstörungen

Ein Wechselrichter fiel von Beginn an zeitweise aus, und wurde durch den Hersteller nach einigen Monaten auf Garantie ersetzt. Ferner fiel im Januar 24 eine Strangsicherung in GAK 1 aus, und wurde anfangs Juni 2024 ersetzt (Abbildung 35).



Abbildung 35 Durchgeschmorte Strangsicherung in GAK 1



5 Bewertung der bisherigen Ergebnisse

Die beiden Anlagen haben ihre ersten fünf bzw. drei Betriebsjahre erfolgreich abgeschlossen, und mit $\varnothing 1'236$ bzw. $1'080 \text{ kWh/kWp/J}$ einen guten spezifischen Ertrag erzielt. Der Winterstromanteil war mit ca. 47% jeweils sehr hoch. Bei der Anlage am Lago di Lei lagen nur die Messwerte von zwei in Bezug auf den Solarertrag schweizweit schwachen und einem durchschnittlichen Jahr vor. An der Albigna beispielsweise war der Ertrag 2022 15% höher als 2024, und dies jeweils ohne relevante Ausfälle.

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, 2023, 2024 und 2025 mittels Wärmebildkamera ergaben keine Defekte in relevantem Ausmass. Die Modulprüfung (Albigna) 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, ein Update davon 2024 in Lausanne und 2025 in Bern.